

PACIFIC

RENEWABLES YIELD AG

JAHRESABSCHLUSS

2021

JAHRESABSCHLUSS

1. LAGEBERICHT UND KONZERNLAGEBERICHT FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2021	1
2. BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2021	58
3. GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG FÜR DIE ZEIT VOM 1. JANUAR BIS ZUM 31. DEZEMBER 2021	60
4. ANHANG	61
5. BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS	72

1. LAGEBERICHT UND KONZERNLAGEBERICHT FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2021

1.1. GRUNDLAGEN DES KONZERNS	3
1.2. WIRTSCHAFTSBERICHT	12
1.3. CHANCEN UND RISIKEN	48
1.4. PROGNOSEBERICHT	56
1.5. ABHÄNGIGKEITSBERICHT	57

Der zusammengefasste Lagebericht umfasst den Konzernlagebericht der Pacifico Renewables Yield AG Gruppe und den Lagebericht der Pacifico Renewables Yield AG mit Sitz in Grünwald.

Die Pacifico Renewables Yield AG stellt den Einzelabschluss nach den Rechnungslegungsgrundsätzen des HGB und den Konzernabschluss nach den Rechnungslegungsgrundsätzen der International Financial Reporting Standards (IFRS) auf. Der Lagebericht und Konzernlagebericht wurden zusammengefasst, die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sind jeweils separat dargestellt.

1.1. GRUNDLAGEN DES KONZERNS

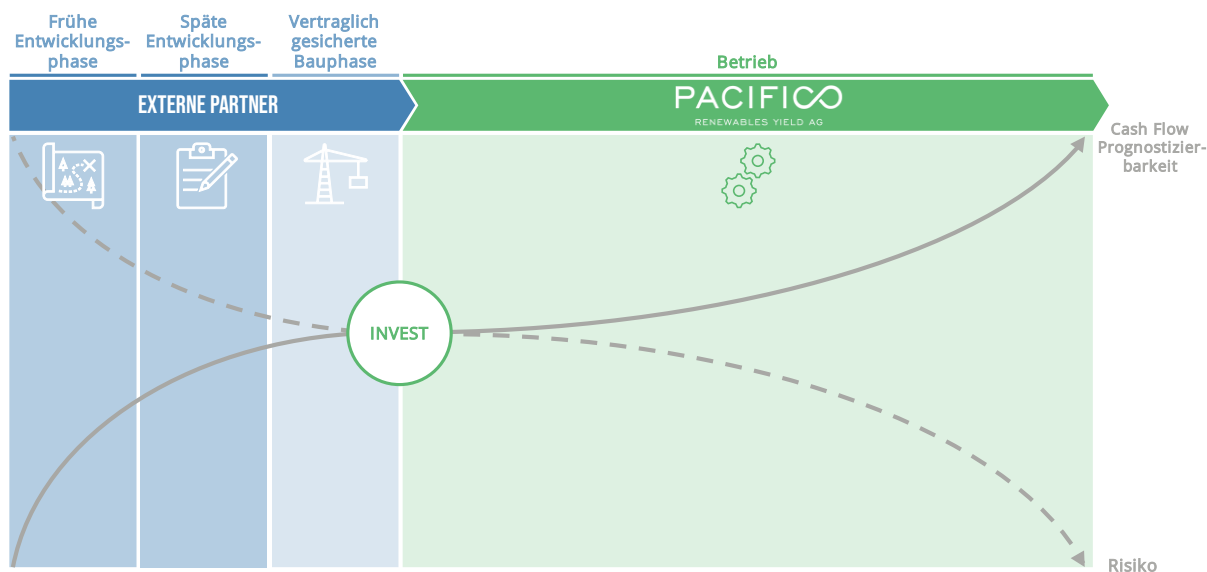
1.1.1. GESCHÄFTSMODELL

Die Pacifico Renewables Yield AG, einschließlich ihrer Tochterunternehmen, („**Konzern**“ oder „**Gruppe**“) ist ein unabhängiger Energieerzeuger aus erneuerbaren Ressourcen, der ein Portfolio von Solar- und Windparks¹ mit einer derzeitigen Leistung von 166 Megawatt („**MW**“) in fünf Mitgliedstaaten der Europäischen Union verwaltet. Die Gruppe zielt darauf ab, ein schrittweise wachsendes Portfolio an Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen aufzubauen, um ihren Aktionären ein klares und diversifiziertes Profil aus stabilen und prognostizierbaren Cashflows aus dem Betrieb von Solar- und Windparks zu bieten. Das bestehende Profil wird in Zukunft möglicherweise durch (Batterie-)Speicheranlagen erweitert werden.

Sowohl mit Blick auf den Betrieb der Anlagen wie auch auf Investitionsentscheidungen und die damit einhergehende Finanzierung der Investitionen agiert der Vorstand mit einem hohen Maß an finanzwirtschaftlicher Disziplin. Im Mittelpunkt steht die kontinuierliche Optimierung der Kapitalstruktur und die Vermeidung bzw. das Management von Zins- und Währungsrisiken. Um möglichst hohe Renditen zu erwirtschaften, versucht der Vorstand mit möglichst wenig ungenutzter Liquidität zu operieren, indem die Kapitalaufnahme und unmittelbare Mittelverwendung eng aufeinander abgestimmt werden.

Der Effizienzgewinn durch die Trennung der Entwicklungsrisiken von anderen Aktivitäten, insbesondere dem Betrieb der Anlagen, im Lebenszyklus von Solar- und Windparks ist im Geschäftsmodell der Gruppe verankert. Der Investitionsschwerpunkt liegt auf dem Erwerb von Solar- und Windparks, die bereits in Betrieb sind oder sich in der Bauphase befinden und von vertraglich fixierten Umsatzerlösen profitieren. Dieses klare Profil ermöglicht es, stabile und prognostizierbare Cashflows zu erwirtschaften und gleichzeitig Entwicklungsrisiken zu vermeiden. Darüber hinaus baut der Konzern mit Solar- und Windparks auf etablierte und wettbewerbsfähige Technologien, die mit relativ begrenzten Risiken in einem wachsenden Markt verbunden sind.

¹ „Windparks“ bezieht sich auf Onshore Windparks. „Solarparks“ bezieht sich auf Photovoltaik.



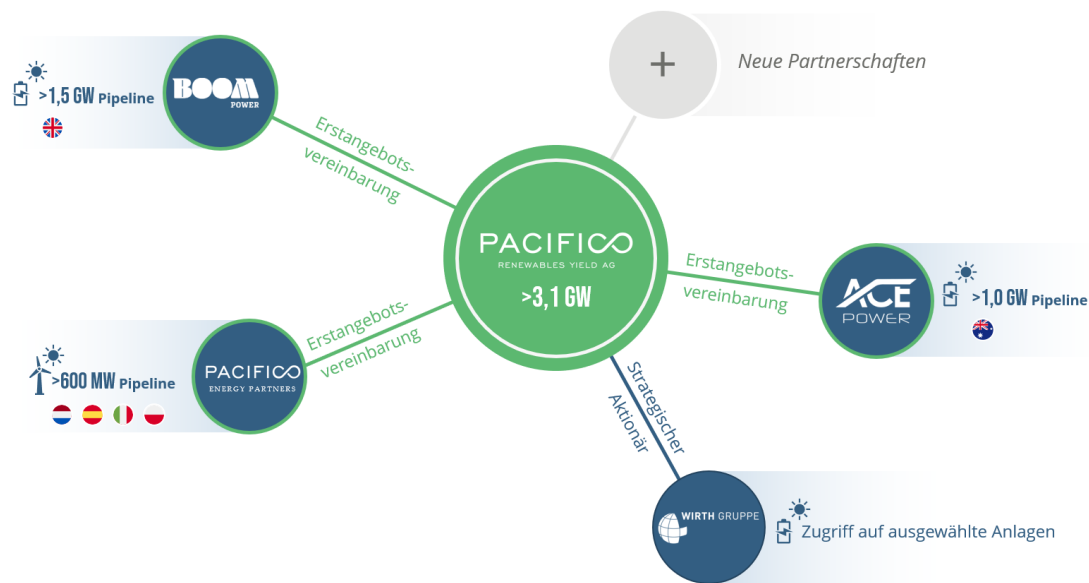
Als Eckpfeiler ihrer Wachstumsstrategie hat sich die Gruppe vertraglich den vorrangigen Zugang zu den von ihren Partnern entwickelten Projekten gesichert und fungiert damit als Plattform zum Kapitalmarkt für kleine und mittelgroße Entwickler.

1.1.1.1. PLATTFORM ZUM KAPITALMARKT FÜR KLEINE UND MITTELGROÙE ENTWICKLER

Als Plattform zum Kapitalmarkt für kleine und mittelgroÙe Projektentwickler bringt der Konzern lokale Unternehmer mit den Finanzierungsmöglichkeiten der globalen Kapitalmärkte zusammen. Im Jahr 2021 hat der Konzern sein Geschäftsmodell erfolgreich von der anfänglichen Zusammenarbeit mit einem Partner auf den Aufbau und die Etablierung einer Plattform mit mehreren kleinen und mittelgroÙen Entwicklern ausgeweitet.

Für die Gruppe ist der vertraglich gesicherte vorrangige Zugang zu Projekten, die von den Partnern der Gruppe entwickelt werden, von strategischer Bedeutung, um von einer hohen Visibilität auf Wachstumsmöglichkeiten zu profitieren, um selektiv Projekte zu erwerben und um nicht von einem bestimmten Partner abhängig zu sein.

Die Partner der Gruppe können von den Kompetenzen der Gruppe im Hinblick auf die Finanzierung der Projekte profitieren. Darüber hinaus bietet der Konzern seinen Partnern einen effizienten und schnellen Kapitalrecyclingprozess, der auf standardisierten Akquisitionsprozessen basiert und durch einen kontinuierlichen engen Dialog zwischen der Gruppe und ihren Entwicklungspartnern ermöglicht wird.



1.1.1.2. PARTNERSCHAFTEN

BOOM POWER

Der Konzern hat am 16. März 2021 mit Boom Power Ltd und Boom Developments Ltd („**Boom Power**“), einem Solarpark- und Energiespeicherentwickler mit Sitz im Vereinigten Königreich, eine Erstangebotsvereinbarung getroffen („**Boom ROFOA**“).

Die Partnerschaft gewährt der Gruppe vorrangigen Zugang zu Boom Power's Pipeline von derzeit mehr als 1,5 GW an Solar- und Batteriespeicherkraftwerken im Vereinigten Königreich, die von einem erfahrenen Team von Branchenexperten entwickelt werden, die zusammen international mehr als 1 GW an Solarenergie entwickelt und gebaut haben. Der erste Solarpark, der von Boom Power im Vereinigten Königreich entwickelt wird, soll im Jahr 2022 ans Netz angeschlossen werden. Am 27. September 2021 schloss der Konzern mit Boom Power eine Absichtserklärung zum Erwerb von Parks im Vereinigten Königreich ab. Aufbauend auf dem Boom ROFOA sieht die Absichtserklärung unter anderem einen Weg zum Erwerb der ersten Parks vor, sobald alle Leistungen und Bedingungen für den Baubeginn erfüllt sind. Für diese Projekte sind die Landrechte und die Netzanschlusskapazität bereits gesichert und die Bauanträge eingereicht worden.

Gemäß dem Boom ROFOA erhält der Konzern das Recht, aber nicht die Verpflichtung, das erste Angebot für den Erwerb eines von Boom Power entwickelten Projekts für erneuerbare Energien oder Energiespeicherung abzugeben. Die enge Partnerschaft und die Möglichkeit, Projekte vor ihrem kommerziellen Betriebsdatum zu erwerben, ermöglicht es der Gruppe, maßgeschneiderte Energieabnahme- und Finanzierungsvereinbarungen zu entwerfen.

ACE POWER

Der Konzern hat zudem im Oktober 2021 mit ACE Power Development Pty Ltd und ACE Power Operations Pty Ltd („**ACE Power**“), einem Projektentwickler für erneuerbare Energien mit Sitz in Australien, eine Erstangebotsvereinbarung getroffen („**ACE ROFOA**“).

Im Rahmen dieser Partnerschaft erhält der Konzern vorrangigen Zugang zu ACE Power's Pipeline mit mehr als einem GW in Australien. Die aktuelle Pipeline von ACE Power umfasst hauptsächlich neun große Solarprojekte in ganz Australien. Jedes Projekt soll mit Batteriespeichern gekoppelt werden. Das erste Projekt soll bis 2024 fertiggestellt werden. Durch die Erstangebotsvereinbarung erhält der Konzern das Recht, aber nicht die Verpflichtung, das erste Angebot für den Erwerb von Projekten abzugeben, die von ACE Power entwickelt werden, sobald ein Projekt als baureif eingestuft wird. In enger Abstimmung werden ACE Power und der Konzern die Finanzierung und die Stromabnahmeverträge vor dem Datum des kommerziellen Betriebs entwerfen, um die Finanzstruktur genau auf die Anforderungen der Gruppe als langfristige Eigentümerin der Anlagen abzustimmen. In den vergangenen 20 Jahren hat das Team von ACE Power eine entscheidende Rolle bei der Entwicklung von über 2,5 GW an Solar-, Batteriespeicher- und Windprojekten weltweit gespielt. Von diesen Projekten sind derzeit 1,2 GW in Australien in Betrieb.

Australien kann ein vielversprechender erster Schritt sein, um über Europa hinaus zu expandieren, da es mit seiner hohen und stabilen Sonneneinstrahlung und seiner geringen Bevölkerungsdichte hervorragende Voraussetzungen für die Solarenergie bietet. Gleichzeitig ist Australien unter den G20-Ländern das Land mit der zweithöchsten CO₂-Intensität.² Die Abhängigkeit des Landes von Kohle als weltgrößter Kohleexporteur³ und die Probleme mit der Netzstabilität sind zentrale Herausforderungen, denen sich Australien bei der Dekarbonisierung stellen muss. Dennoch hat sich Australien bereits ehrgeizige Ziele für die Energiewende bis 2040 gesetzt. Dazu gehören die Stilllegung von 63 % der Kohlekraftwerke, der Bau von 24 GW an Solar- und Windkraftanlagen, der Ausbau von Batterie- und Wasserspeichern mit einer Leistung zwischen 6 und 19 GW sowie Strategien, um ein wichtiger globaler Akteur im Wasserstoffexportsektor zu werden. Um die Netzkapazität für die Integration neuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu erhöhen, wurden 18 Netzverstärkungsprojekte ausgewählt.^{4,5}

Pacifico Partners

Zudem besteht eine Erstangebotsvereinbarung zwischen der Gruppe, Pacifico Energy Partners GmbH und Pacifico Green Development GmbH („**Pacifico Partners**“, das „**PEP ROFOA**“) abgeschlossen. Pacifico Partners ist ein Entwickler, Vermittler von Investitionsobjekten und Betriebsführer von Solar- und Windparks mit einer Leistung zwischen 1 und 150 MW, dessen Fokus sich auf über Europa verteilte Entwicklungsprojekte in unterschiedlichen Projektphasen erstreckt.

Der Konzern hat sich vertraglich den vorrangigen Zugang zu den von Pacifico Partners entwickelten Projekten mit einer potenziellen Kapazität von mehr als 600 MW durch das PEP ROFOA gesichert. Die Zusammenarbeit mit Pacifico Partners, dem ersten Partner der Gruppe, war der Schlüssel zum Wachstum des Portfolios der Gruppe auf die derzeitige Größe. Die Partnerschaft der Gruppe mit Pacifico Partners geht über die Erstangebotsvereinbarung hinaus und umfasst auch die Betriebsführung von Solar- und Windparks sowie die Vermittlung von Investitionsobjekten. Auf der Grundlage einer erfolgreichen gemeinsamen Vergangenheit haben sich beide Parteien kürzlich darauf geeinigt, ihre Partnerschaft durch die Änderung und Verlängerung der Betriebsführungs- und Erstangebotsvereinbarungen bis 2029 zu verfeinern und zu verlängern. Der Umfang der Betriebsführungsverträge wurde angepasst, um einen modularen Rahmen zu schaffen. Als Teil des geänderten vertraglichen Rahmens entwickelten die Parteien zudem ein maßgeschneidertes

² Climate Watch Data, CO₂ per capita 2020.

³ Australia – The World Factbook, CIA 2021.

⁴ Integrated System Plan, AEMO 2020.

⁵ Australia's National Hydrogen Strategy, COAG Energy Council 2019.

Konzept zur Realisierung des Repowering-Potenzials der älteren Windparks der Gruppe in Deutschland. Onshore-Wind-Repowering-Projekte in Deutschland weisen grundsätzlich ein nahezu identisches Risikoprofil wie allgemeine Entwicklungsprojekte auf, was weder der strategischen Ausrichtung der Gruppe noch ihrer Risikobereitschaft entspricht. Da bis zu 22,5 MW des Portfolios der Gruppe in absehbarer Zeit für Repowering-Maßnahmen in Frage kommen könnten, hat die Gruppe Vereinbarungen unterzeichnet, um Pacifico Partners die Option zu gewähren, die entsprechenden Windparks in Deutschland zu erwerben. Im Rahmen dieser Vereinbarungen wird ein vordefinierter Mechanismus verwendet, um den Wert des fortgeführten Betriebs nach dem Auslaufen des öffentlichen Fördermechanismus zu bestimmen. Dies gewährleistet einen frühzeitigen Beginn und eine höhere erwartete Erfolgsquote der Repowering-Projekte, während die Gruppe über die Erstangebotsvereinbarung einen vorrangigen Zugang zum Rückkauf der Projekte nach erfolgreichem Repowering erhält.

WIRTH GRUPPE

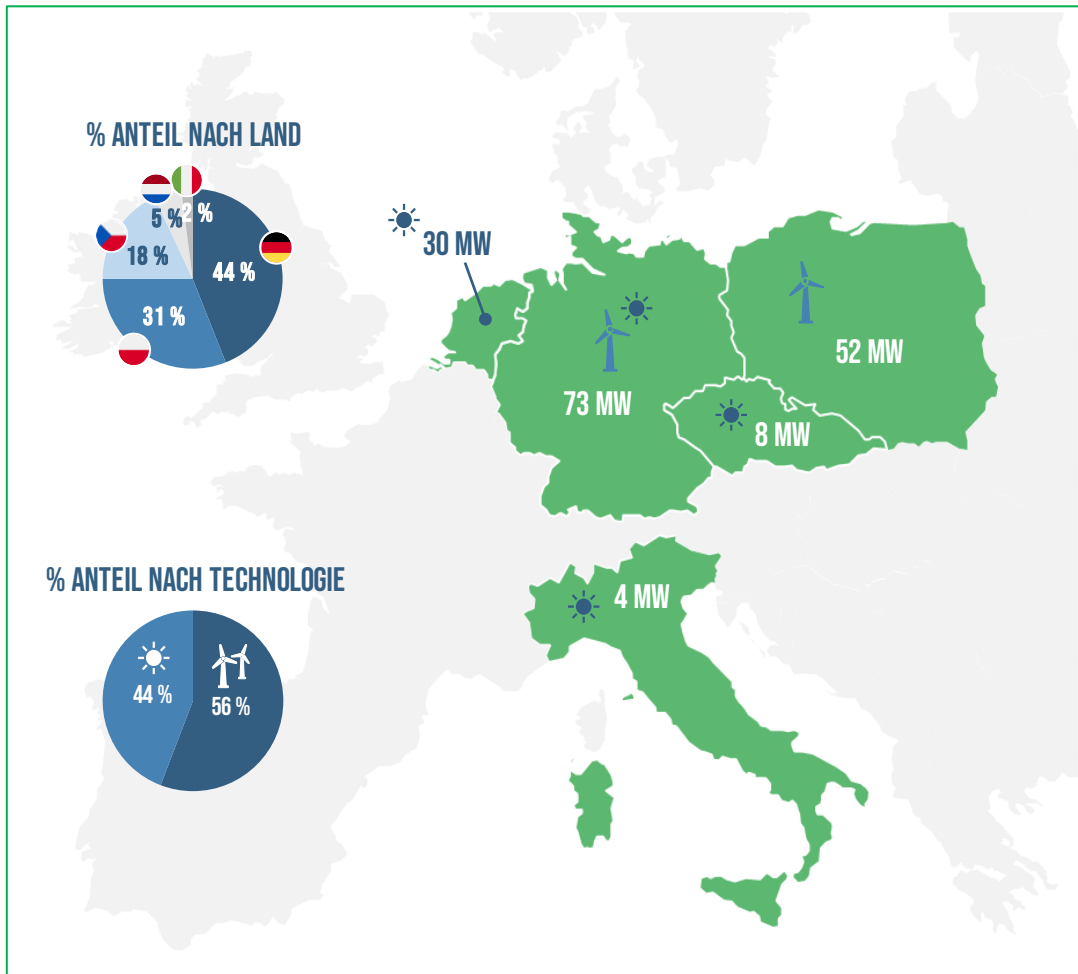
Durch eine Sacheinlage wurden die beiden geschäftsführenden Gesellschafter der WIRTH GRUPPE, Markus und Andreas Wirth, im Juli 2022 strategische Gesellschafter und langfristige Partner der Gruppe. Gemeinsam mit ihrem Team haben die Wirth-Brüder international Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 GW sowie große Batteriespeichersysteme entwickelt und gebaut. Mit ihnen gewinnt die Gruppe zwei Pioniere der deutschen Solarindustrie als strategische Gesellschafter.⁶

Es besteht keine Erstangebotsvereinbarung zwischen dem Konzern und der WIRTH GRUPPE, sondern eine Absichtserklärung für eine langfristige Partnerschaft. Die Entwicklungsaktivitäten der WIRTH GRUPPE sowie das bestehende Portfolio der Wirth-Brüder sollen dem Konzern die Möglichkeit geben, sein Portfolio durch den Erwerb von baureifen und betriebsbereiten Solaranlagen im In- und Ausland weiter auszubauen.

1.1.2. PORTFOLIO

Im Gesamtjahr 2021 erzeugten die 44 Solar- und Windparks des Konzerns 123,8 GWh Strom, was zu Umsatzerlösen in Höhe von 21,9 Mio. € führte. Gemessen an der installierten Leistung ist das operative Portfolio der Gruppe nach Technologien (44 % Solarparks and 56 % Windparks) und Ländern (44 % Deutschland, 31 % Polen, 18 % Niederlande, 5 % Tschechien and 2 % Italien) diversifiziert. Das Portfolio besteht aus zehn Wind- und 33 Solarparks mit einer installierten Gesamtleistung von 166 MW, von denen im Jahresdurchschnitt 56% in Betrieb waren (gewichtet nach Leistung und unter Berücksichtigung der Konsolidierungszeitpunkte der Neuerwerbungen).

⁶ Indirekt via Andreas & Markus Wirth Solaranlagen GmbH & Co. KG.

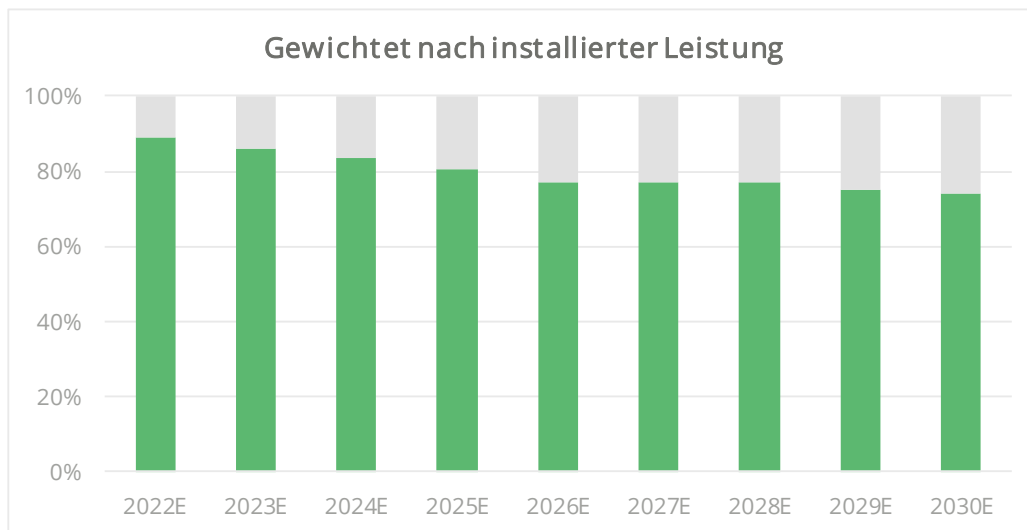


Alle der Anlagen im Portfolio profitieren von einem staatlich garantierten Subventionsmechanismus mit einer gewichteten durchschnittlichen Restlaufzeit staatlicher Subventionen von mehr als 12 Jahren⁷. Das Portfolio der Gruppe profitiert jedoch von steigenden Strompreisen und veräußert bei einigen Parks Teile der Produktion zu Marktpreisen am Strommarkt.

⁷ Die gewichtete durchschnittliche Restlaufzeit der staatlichen Subventionen umfasst alle Anlagen, die während des Berichtszeitraums in Betrieb waren und erworben wurden.

Erwarteter Anteil festvergüteter/subventionierter Umsätze (%)

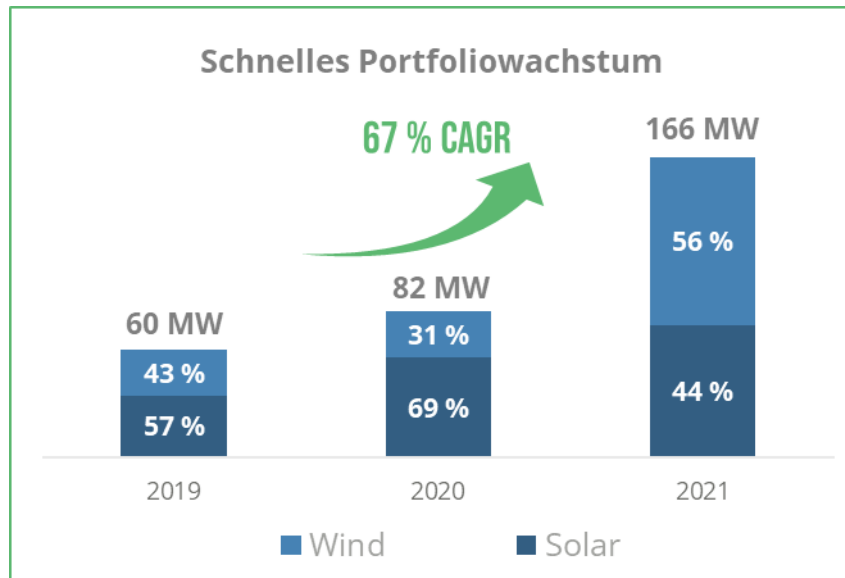
■ Festvergütung/Subvention ■ Ohne Festvergütung



Zusätzlich zu der Stromvermarktung zu Marktpreisen kann der Anteil des erzeugten Stroms, der zu Marktpreisen abgesetzt wird, je nach der tatsächlichen Produktion und den Marktbedingungen im Jahr 2022 bis zu 50 % der gesamten Stromproduktion der Gruppe erreichen, was hauptsächlich auf zwei Faktoren zurückzuführen ist:

1. Ungefähr 30 % der erwarteten Stromproduktion in Polen werden im Jahr 2022 zu Marktpreisen verkauft werden, die nach aktuellen Preisen für Futures deutlich über den historischen Durchschnittswerten liegen könnten;
2. Solar- und Windparks in Deutschland welche von der EEG-Einspeisevergütung profitieren, können an Marktpreisen partizipieren, wenn der monatliche Referenzpreis über der zugewiesenen Einspeisevergütung liegt. Einige der in Deutschland gelegenen Anlagen der Gruppe könnten wie in der jüngsten Vergangenheit weiterhin von diesem Mechanismus profitieren.

Der Konzern erwarb seine erstes operatives Anlagenportfolio für erneuerbare Energien mit einem wirtschaftlichen Übergang zum 30. Juni 2019 und hat das Portfolio seither kontinuierlich bis Ende 2021 mit einer annualisierten Wachstumsrate (CAGR) von 67 % ausgebaut.



1.1.3. PIPELINE

Aufgrund ihrer Partnerschaften und der damit verbundenen Erstangebotsvereinbarungen hat die Gruppe vorrangigen Zugang zu einer Pipeline von mehr als 3,1 GW. Diese Pipeline verschafft der Gruppe eine hohe Visibilität auf Wachstum, einen tangiblen Wachstumspfad und das Privileg, beim Erwerb von Projekten der Partner der Gruppe selektiv vorzugehen. So führte beispielsweise eine kürzlich durchgeführte anfängliche Risiko-Rendite-Bewertung des Managements der Gruppe dazu, dass Projekten im Vereinigten Königreich der Vorrang vor Projekten in Italien eingeräumt wurde. Aufgrund verschiedener Änderungen während der Entwicklungsphase ist es möglich, dass das erste Bündel von Projekten im Vereinigten Königreich aus anderen Parks besteht als ursprünglich erwartet. Es wird erwartet, dass die Gesamtkapazität geringer sein wird und möglicherweise bereits im ersten Bündel eine Kombination aus Solar- und Batteriespeicheranlagen erworben wird.



Die Gruppe plant, ihr Portfolio durch Akquisitionen sowohl im Jahr 2022 als auch darüber hinaus weiter auszubauen. Der gesicherte vorrangige Zugang zu einer Pipeline von mehr als 3,1 GW verdeutlicht die Ambitionen des Konzerns. Der Konzern strebt bis 2023 ein Portfolio von 400 MW an.

1.1.4. KONZERNSTRUKTUR

Die Pacifico Renewables Yield AG ist das Mutterunternehmen des Konzerns. Die Pacifico Renewables Yield AG hält zum 31. Dezember 2021 unmittelbar oder mittelbar 100 % der Anteile an 42 Gesellschaften („**Tochtergesellschaften**“), welche vollständig in den Konzernabschluss einbezogen werden.

1.2. WIRTSCHAFTSBERICHT

In aktuellen Wirtschaftsprognosen sind die sich abzeichnenden Unsicherheiten im Zusammenhang mit der russischen Invasion der Ukraine noch nicht berücksichtigt. Aufgrund der relevanten Rolle Russlands in der Öl- und Gasproduktion und der Abhängigkeit der EU von dieser, wird es höchstwahrscheinlich zu Anpassungen der kürzlich von renommierten Institutionen veröffentlichten makroökonomischen Vorhersagen kommen. Der Ausgang des Konflikts ist noch ungewiss, und es ist schwierig, seine wirtschaftlichen und sozialen Folgen vorherzusagen. Ein möglicher Anstieg der Energiepreise für einen gewissen Zeitraum kann jedoch erhebliche Auswirkungen auf die makroökonomischen Variablen haben.

Die Ukraine-Krise wird wahrscheinlich mittel- bis langfristig zu strukturellen Veränderungen auf dem europäischen Energiemarkt führen. Im März 2022 kündigte die Europäische Kommission („EK“) einen Plan an, der darauf abzielt, die EU-Nachfrage nach russischem Gas bis Ende des Jahres um zwei Drittel zu senken und Europa so schnell wie möglich von russischen fossilen Brennstoffen unabhängig zu machen. Kurzfristige Maßnahmen werden darauf abzielen, die nicht-russischen LNG- und Pipeline-Importe zu erhöhen. Langfristiges Ziel der EU-Kommission ist es jedoch, die Kapazitäten erneuerbarer Energien weiter auszubauen und die damit verbundenen Infrastrukturengpässe zu beseitigen. Die Option eines weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien wurde auch auf nationaler Ebene von einzelnen EU-Mitgliedern unterstützt. Deutschland plant nun, bis 2030 80 % und bis 2035 100 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erreichen, und liegt damit deutlich vor dem bisherigen Ziel für 2040. Die angekündigte Beschleunigung der Energiewende könnte zu Änderungen des gesetzlichen Rahmens und der staatlichen Subventionsregelungen führen.

1.2.1. RAHMENBEDINGUNGEN

1.2.1.1. GESAMTWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Wirtschaftswachstum

Das Wirtschaftswachstum im Jahr 2021 wird weltweit auf 5,9 % und im Euroraum auf 5,2 % geschätzt. Einige europäische Länder erholten sich schneller als andere von den Folgen der Covid-19-Pandemie. So wird das Wachstum im Vereinigten Königreich auf 7,2 %, in Frankreich auf 6,7 %, in Italien auf 6,2 % und in Spanien auf 4,9 % geschätzt, während die Wirtschaft in Deutschland nur um geschätzte 2,7 % wuchs. Dies ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass die deutsche Wirtschaft im Jahr 2020 nur um 4,6 % schrumpfte, während die durchschnittliche Abnahme im Euroraum im Jahr 2020 6,4 % betrug. Für 2022 prognostiziert der Internationale Währungsfonds („IWF“) Wachstumsraten von 3,6 % weltweit und 2,8 % im Euroraum.⁸

Obwohl der IWF für alle großen Volkswirtschaften im Jahr 2022 ein Wachstum erwartet, gibt es immer noch einige Abwärtsrisiken. Das Auftreten neuer COVID-19-Varianten und der Krieg in der Ukraine könnten zu erneuten wirtschaftlichen Beeinträchtigungen wie Störungen der Lieferketten, Energiepreisschwankungen und Unsicherheiten in Bezug auf Finanzpolitik und Inflation führen. Dies hat den IWF veranlasst, seine globale Wachstumsprognose für 2022 von 4,9 % im Oktober 2021 in seinem im April 2022 veröffentlichten Januar-Update auf 3,6 % zu senken.⁹

⁸ IMF. World Economic Outlook. Update April 2022.

⁹ IMF. World Economic Outlook. Update October 2021.

Europäische Geld- und Wirtschaftspolitik

Um die wirtschaftlichen Auswirkungen der Pandemie abzumildern und die Erholung zu beschleunigen, hat die Europäische Zentralbank („EZB“) expansive geldpolitische Maßnahmen ergriffen. Im März 2020 kündigte sie das Pandemie-Notfallkaufprogramm („PEPP“)¹⁰ in Höhe von 750 Mrd. € an, mit dem sie die Finanzierungsbedingungen im Euroraum durch den Ankauf von Finanzaktiva, einschließlich Staatsanleihen, auf dem Sekundärmarkt günstig halten will. Im März 2021 kündigte der EZB-Rat an, dass das Gesamtvolumen des Programms um 1,85 Mrd. € aufgestockt wird und bis März 2022 laufen soll.¹¹ Im Februar 2022 wurde bestätigt, dass das PEPP im März ausläuft; die Kapitalrückzahlungen aus fällig werdenden Wertpapieren, die im Rahmen des PEPP erworben wurden, werden jedoch bis mindestens Ende 2024 reinvestiert, und die Nettokäufe könnten wieder aufgenommen werden, um gegebenenfalls negativen Auswirkungen der Pandemie entgegenzuwirken.¹²

Ein weiterer wichtiger Faktor für die wirtschaftliche Erholung in Europa ist die Fiskalpolitik. Nahezu alle europäischen Regierungen haben nationale Konjunkturprogramme in verschiedenen Formen verabschiedet. Darüber hinaus hat die Europäische Kommission ein befristetes Konjunkturprogramm in Höhe von 750 Mrd. € mit dem Namen Next Generation EU beschlossen.¹³ Dieses Instrument stellt nach der Ratifizierung durch alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union („EU“) im Laufe des Jahres 2021 die Finanzierung von Investitionen in nachhaltige Infrastruktur und die digitale Transformation der Mitgliedsländer sicher und trägt zum wirtschaftlichen Zusammenhalt innerhalb der EU bei. Die größten Netto-Empfänger des Programms, das durch direkt von der EU-Kommission aufgenommene Schulden finanziert werden soll, sind Spanien und Italien, die im Jahr 2020 die stärksten wirtschaftlichen Kontraktionen verzeichneten.

Als zusätzliche Maßnahme zur Bekämpfung der hohen Energiepreise und zur Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten aus Russland führte die EK im Mai 2022 den Plan "REPowerEU" ein. Zu den kurzfristigen Maßnahmen zur Bekämpfung der hohen Strompreise gehört die Mitteilung "EU Save Energy", in der ein Plan zur sofortigen Senkung der Nachfrage nach Öl und Gas vorgestellt wird. Zu den längerfristigen Maßnahmen gehören beschleunigte Pläne für den Ausbau der Infrastruktur für erneuerbare Energien, die Diversifizierung der Energieimporte durch die Erhöhung des Anteils von Flüssigerdgas und Wasserstoff sowie höhere Energieeffizienzziele für den Wohnungssektor.¹⁴

Inflation

Die EZB meldet einen Anstieg der Inflation in der Eurozone von 3,0 % im August auf 4,1 % im Oktober, 4,9 % im November und 5,0 % im Dezember 2021.¹⁵ Nach Angaben der EZB ist dieser Anstieg auf den starken Anstieg der Preise für Treibstoffe, Gas und Strom sowie auf Basiseffekte im Zuge der Rücknahme der Mehrwertsteuersenkung in Deutschland in der zweiten Hälfte des

¹⁰ ECB. Press Release. <https://www.ecb.europa.eu/mopo/implement/pepp/html/index.en.html>. March 2020.

¹¹ ECB. Economic Bulletin. <https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/html/eb202102.en.html>. March 2021.

¹² ECB. Press Release. <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.mp220203~90f94662.en.html>. February 2022.

¹³ ECB. Recovery Plan for Europe. https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_en.

¹⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131.

¹⁵ ECB. Inflation: (HICP). https://www.ecb.europa.eu/stats/macroeconomic_and_sectoral/hicp/html/index.en.html.

Jahres 2020 zurückzuführen. In 2022 sind die Energiepreise noch weiter gestiegen, was zu Inflationsraten im Euroraum in Höhe von 5,9 % im Februar und 7,5 % im März führte.¹⁶

¹⁶ ECB. Economic Bulletin. <https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/html/eb202203.en.html>.

1.2.1.2. ERNEUERBARE ENERGIEN

Marktentwicklung

Die rasche und ungleichmäßige wirtschaftliche Erholung nach der Rezession infolge der COVID-19-Pandemie führte zum heutigen Energiesystem und löste in Verbindung mit dem knappen Angebot an fossilen Brennstoffen wie Erdgas und Kohle einen starken Anstieg der Preise für diese Brennstoffe aus. Zusätzlich zu einem bereits angespannten Markt führten die geringen Erträge aus erneuerbaren Energiequellen zusammen mit den hohen Preisen für fossile Brennstoffe und der gestiegenen Stromnachfrage dazu, dass die Strompreise in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 insbesondere in Europa Rekordhöhen erreichten.¹⁷ In einigen Regionen, wie z. B. in China, wurden von Zeit zu Zeit einige Industrien wegen Strommangels stillgelegt, wenn die Regierung zwischen der Beheizung der Haushalte und der Stromversorgung der Industrie priorisieren musste.¹⁸

Während Entwickler im Jahr 2021 auf globaler Ebene unter Störungen in der Lieferkette litten, haben erneuerbare Energiequellen wie Solar- und Windenergie weiterhin ein stetiges Wachstum verzeichnet. Trotz aller Fortschritte beim Wachstum erneuerbarer Energien war jedoch weltweit ein starker Anstieg des Kohle- und Ölverbrauchs zu beobachten, was dazu führte, dass 2021 der zweitgrößte jährliche Anstieg der CO₂-Emissionen in der Geschichte zu beobachten war.¹⁹ Um bis 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen, müsste die weltweite Leistung der Photovoltaik und der Windenergie mit einer durchschnittlichen Rate von 21 % bzw. 15 % pro Jahr steigen.²⁰

In den letzten zehn Jahren hat die Erzeugung von Solar- und Onshore-Windstrom von technologischen Fortschritten und Größenvorteilen profitiert. Infolgedessen sind diese erneuerbaren Energiequellen im Vergleich zu konventionellen Technologien zunehmend wettbewerbsfähig geworden. So sind beispielsweise die globalen gewichteten durchschnittlichen Stromgestehungskosten („LCOE“) für Solarenergie von 362 USD pro Megawattstunde („MWh“) im Jahr 2009 auf 39 USD pro MWh im Jahr 2021 gesunken, was einem Rückgang von 89 % entspricht.²¹ Die Stromgestehungskosten für Onshore-Windenergie sanken um 61 % von 111 USD pro MWh im Jahr 2009 auf 43 USD pro MWh im Jahr 2021. Aufgrund dieser beträchtlichen Kostensenkung liegen die Stromgestehungskosten für Solar- und Onshore-Windkraftanlagen nun größtenteils innerhalb oder unterhalb der Kostenspanne für fossile Brennstoffe. Für das Jahr 2021 liegen die LCOEs für fossile Brennstoffe zwischen 64 USD pro MWh für Kohle und 73 USD pro MWh für Gas- und Dampfturbinen („CCGT“). Große Batteriespeicher (mit einer Laufzeit von 4 Stunden) haben ebenfalls einen starken Rückgang der LCOE von 803 USD pro MWh im Jahr 2012 auf 139 USD pro MWh im Jahr 2021 verzeichnet.²²

In den letzten 15 Jahren hat die Leistung der erneuerbaren Energien enorm zugenommen. Im Jahr 2006 erzeugten Solar- und Windenergie weltweit nur 6 TWh bzw. 133 TWh. Bis 2020 stieg die Produktion erneuerbarer Energien auf 821 TWh bei Solar- und fast 1.600 TWh bei Windenergie.²³ Im Jahr 2020 wurden in Europa 14,7 GW neue Windkraftleistung installiert (davon 11,8 GW an Land), was einer installierten Gesamtleistung von 220 GW entspricht (davon 194 GW an Land). Mit

¹⁷ IEA. Electricity Market Report. January 2022.

¹⁸ NYT. <https://www.nytimes.com/2021/09/27/business/economy/china-electricity.html>.

¹⁹ IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

²⁰ New Energy Outlook 2021. BloombergNEF. July 2021.

²¹ Bloomberg New Energy Finance.

²² Bloomberg New Energy Finance.

²³ IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

einer Stromproduktion von 458 TWh deckte die Windenergie im Jahr 2020 16 % des Strombedarfs in der EU.²⁴

Die Internationale Energieagentur („IEA“) berichtet in ihrem World Energy Outlook 2021, dass sich die Stromerzeugung in Europa unter dem angegebenen politischen Rahmen im Jahr 2030 auf etwa 4.601 TWh belaufen wird (2020: 3.952 TWh). Bis 2030 dürften sich die Auswirkungen der Elektrifizierung auf die Nachfrage zunehmend bemerkbar machen, vor allem im Straßenverkehr und im Wärmesektor wo sie 40 % der Nachfragereduzierung infolge von Effizienzsteigerungen ausgleichen.²⁵

Investitionen in die Dekarbonisierung

An der UN-Klimakonferenz 2021 (COP26), die im November 2021 in Glasgow stattfand, nahmen führende Politiker und Delegierte aus der ganzen Welt teil, um die verschiedenen Dimensionen des Klimawandels zu erörtern. Nach zweiwöchigen Verhandlungen wurde der Glasgower Klimapakt unterzeichnet. Er unterstreicht die Notwendigkeit, die Kohlendioxidemissionen bis 2030 um 45 % zu senken, um bis 2050 eine Netto-Null-Emission zu erreichen. Außerdem werden Länder aufgefordert, bis 2022 strengere nationale Aktionsziele vorzulegen, um den Temperaturanstieg auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, wobei eine Begrenzung auf 1,5 °C angestrebt wird.²⁶

Viele EU-Mitgliedstaaten und andere europäische Länder haben Maßnahmen zum Ausstieg aus konventionellen Kraftwerken, insbesondere aus Kohlekraftwerken, zugesagt. Im Zeitraum von 2022 bis 2030 werden in Europa voraussichtlich fast 100 GW an Stromerzeugungsleistung aus Kohle stillgelegt.²⁷ In vier EU-Ländern wurden Kohlekraftwerke bereits vollständig vom Netz genommen, und die neu gewählte deutsche Regierung kündigte an, dass ein vollständiger Ausstieg bereits bis 2030 statt wie bisher geplant bis 2038 erreicht werden soll.²⁸

Mehrere EU-Länder wie Deutschland und Belgien sind ebenfalls dabei, aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen. Andere EU-Mitglieder, darunter Frankreich, Ungarn und die Tschechien, planen den Ausbau der bestehenden Kernkraftwerke.²⁹ In einer umstrittenen Entscheidung gab die Europäische Kommission im Februar 2022 bekannt, dass sowohl Erdgas als auch Kernenergie als nachhaltig eingestuft werden können, wenn sie bestimmte Kriterien erfüllen. Dies hat zu Widerspruch in Ländern wie Deutschland, Österreich, Luxemburg und Spanien geführt.³⁰

Dem New Energy Outlook 2021 von Bloomberg NEF zufolge stagnieren die durchschnittlichen jährlichen Investitionen in erneuerbare Energien weltweit bei rund 300 Mrd. USD pro Jahr, und um bis 2030 auf dem Weg zum Netto-Null-Emissionsziel voranzukommen, muss diese Summe um 763 Mrd. USD bis 1,8 Billionen USD pro Jahr steigen.³¹ Obwohl mehr als 50 Länder und die gesamte Europäische Union auf der COP26 zugesagt haben, Netto-Null-Emissionsziele zu erreichen, können diese Zusagen nicht als gesichert angesehen werden. In einem von der IEA modellierten Szenario

²⁴ WindEurope. Wind Energy in Europe.

²⁵ IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

²⁶ <https://www.un.org/en/climatechange/cop26>

²⁷ Bloomberg New Energy Finance.

²⁸ <https://beyond-coal.eu/coal-exit-timeline/>

²⁹ <https://www.wired.com/story/europe-nuclear-power-plants/>

³⁰ BBC. <https://www.bbc.com/news/world-europe-60229199>

³¹ New Energy Outlook 2021. BloombergNEF. July 2021.

der angekündigten Zusagen beginnen die globalen Emissionen zu sinken, wenn der jährliche Zubau von Solar- und Windenergie bis 2030 bei 500 GW liegt.³²

Neben den Bemühungen des öffentlichen Sektors erfahren die erneuerbaren Energien auch eine starke Unterstützung durch den privaten Sektor. Diese Unterstützung spiegelt sich zum Beispiel in der RE100-Initiative wider. Bisher haben sich mehr als 340 große internationale Unternehmen dieser Initiative angeschlossen und verfolgen das Ziel, bis spätestens 2040 100 % des von ihnen verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen.³³ Einige große Technologiekonzerne gehen sogar noch weiter und wollen bis 2030 rund um die Uhr kohlenstofffreie Energie nutzen, was bedeutet, dass jede verbrauchte Kilowattstunde Strom aus kohlenstofffreien Quellen bezogen werden muss.³⁴

Der Agora Energiewende European Energy Transition Report zeigt drei Schlüsselstrategien für 2030 und 2050 auf, die eine kosteneffiziente Dekarbonisierung des Energiesystems ermöglichen werden. Bei diesen drei Strategien geht es zunächst um Effizienz: mehr als eine Verdoppelung der erneuerbaren Energien und die Reduzierung der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen um zwei Drittel. Der Bericht geht davon aus, dass die EU ihren Anteil an erneuerbaren Energien von 30 % im Jahr 2015 auf 57 % im Jahr 2030 erhöhen wird, wobei sich der Anteil von Solar- und Windenergie am Strommix von 12 % im Jahr 2015 auf 37 % im Jahr 2030 verdreifachen wird. Bis 2050 muss der Energiesektor der EU einen noch höheren Anteil an erneuerbaren Energien erreichen, der zwischen 81 % und 85 % liegt. Um dieses Ziel zu erreichen, sind zwischen 2021 und 2030 Investitionen in Höhe von rund 1.081 Mrd. € pro Jahr erforderlich. Dies dürfte auch die Abhängigkeit von Energieimporten verringern, die Energieversorgungssicherheit erhöhen und die Anfälligkeit gegenüber schwankenden Preisen für fossile Brennstoffe verringern.³⁵

Energiespeicherung

Die Entwicklung von Energiespeichern ist eng mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien verbunden. Weltweit wurden im Jahr 2020 5 GW an Energiespeicherkapazität installiert, davon 3 GW in China und den USA und fast ein GW in Europa. Die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern wird durch die Bündelung mehrerer Anwendungen, wie zum Beispiel Primärregelleistung und Reduktion von Netzspitzen, erheblich verbessert. Die Kombination erneuerbarer Energieproduktion mit Batteriespeichern am gleichen Ort könnte eine praktikable Option sein, um das Netz anpassungsfähig zu gestalten.³⁶ Um einen wirtschaftlich nachhaltigen Fertigungssektor in Europa aufzubauen und die technologische und industrielle Führungsrolle zu festigen, hat die EU-Kommission Batterien als strategische Wertschöpfungskette identifiziert, in der die EU ihre Investitionen und Innovationen erhöhen muss, um die industriepolitische Strategie zu stärken.³⁷ Die Produktionskapazität von Lithium-Ionen-Zellen in Europa soll bis 2025 von 62 GWh auf etwa 591 GWh steigen, wobei bis zu diesem Jahr unter anderem 25 Gigafabriken geplant sind.³⁸

Während die Batterietechnologie, insbesondere die Lithium-Ionen-Technologie, einen großen Marktanteil bei der Energiespeicherung einnimmt, ist die Pumpspeicherung von Strom aus

³² IEA. World Energy Outlook 2021. October 2021.

³³ RE100. <https://www.there100.org/re100-members>.

³⁴ UN. The 24/7 Carbon Free Energy Compact.

³⁵ Agora Energiewende. European Energy Transition 2030: The Big Picture.

³⁶ IEA. Energy Storage. <https://www.iea.org/reports/energy-storage>. January 2022.

³⁷ European Commission. Energy Storage. https://ec.europa.eu/energy/topics/technology-and-innovation/energy-storage_en. July 2020.

³⁸ <https://www.pv-magazine.com/2021/07/13/europes-gigafactory-boom-25-by-25/>.

Wasserkraft immer noch die Technologie, die über 90 % der Stromspeicherung im Netz ausmacht. Pumpspeicherkraftwerke können im Vergleich zu Batterien Energie über einen längeren Zeitraum speichern, sind aber durch den Bedarf an Land und günstigen Standorten eingeschränkt.³⁹

Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien (LFP) werden zunehmend für den Einsatz in Netzanwendungen bevorzugt, insbesondere in China, da sie im Vergleich zur Nickel-Mangan-Kobalt-Chemie (NMC) sicherer und billiger sind. Durchflussbatterien sind zwar noch nicht kommerziell ausgereift, aber aufgrund ihrer langen Lebensdauer und unbegrenzten Energiekapazität eine weitere vielversprechende Technologie für die Energiespeicherung im Netz.⁴⁰

Der Durchschnittspreis für Lithium-Ionen-Akkus ist im vergangenen Jahrzehnt um 89 % gesunken, von über 1200 USD pro kWh im Jahr 2010 auf 132 USD pro kWh im Jahr 2021, und könnte bis 2024 auf unter 100 USD pro kWh sinken. Aufgrund der jüngsten Engpässe in den Lieferketten wurde jedoch in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 ein Anstieg der Kosten für Rohstoffe und Elektrolyte beobachtet. Infolgedessen könnten die Preise laut Bloomberg NEF im Jahr 2022 auf 135 USD pro kWh steigen.⁴¹

Aufgrund wettbewerbsfähiger Preise, rascher technologischer Entwicklungen und bestehender Lieferketten wird erwartet, dass die Batterietechnologie den Markt bis zu den 2030er Jahren dominieren wird, danach dürften andere Technologien, die eine längere Speicherdauer bieten, wie thermische Energiespeicher und Druckluftspeicher, an Bedeutung gewinnen.⁴²

Die Elektrolyse von Wasserstoff ist neben Technologien im Batteriebereich eine weitere wichtige Technologie für den Speichersektor, da sie die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff ermöglicht und umgekehrt. Wasserstoff kann als Treibstoff in Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen genutzt werden. Beide Technologien bedürfen nur kleiner und modularer Anlagen und sind potenziell gut für die Massenproduktion geeignet, da ihre Kosten zunehmend stark rückgängig sind. Wasserstoff ist eine sehr vielseitige Energiequelle, die bei der Lösung verschiedener kritischer Energiethemen helfen und aus fast allen Energiequellen erzeugt werden kann. Es wird erwartet, dass Wasserstoff zur Dekarbonisierung mehrerer Sektoren beitragen wird, darunter Fernverkehr, Chemikalien, Eisen und Stahl, in denen es schwierig ist, die Emissionen zu reduzieren. Wasserstoff kann die Integration variabler erneuerbarer Energien in das Stromnetz als eine der wenigen Möglichkeiten zur Speicherung von Strom für Tage, Wochen oder Monate unterstützen. Im Jahr 2020 war Europa mit einer Produktionskapazität von 1,3 GW pro Jahr Weltmarktführer auf dem Markt für Elektrolyseure.⁴³ Derzeit ist die Batterietechnologie jedoch weiter fortgeschritten, und aus Forschung und Entwicklung im Bereich der Batterien für Elektrofahrzeuge werden Technologie-Spillovers erwartet.⁴⁴ Die Wasserstoffstrategie der EK zielt auch darauf ab, Wasserstoff zu fördern, der vollständig aus erneuerbarem Strom erzeugt wird, da dies als potenzieller Weg zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen von Industrien angesehen wird, die schwer zu dekarbonisieren sind.⁴⁵

³⁹ <https://www.energy-storage.news/new-pumped-hydro-around-the-world-tried-and-tested-long-duration-storage-tech-makes-comeback/>.

⁴⁰ <https://www.iea.org/reports/energy-storage>.

⁴¹ <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/>.

⁴² <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-set-to-hit-one-terawatt-hour-by-2030/>.

⁴³ IEA. <https://www.iea.org/reports/hydrogen>.

⁴⁴ IEA. <https://www.iea.org/articles/batteries-and-hydrogen-technology-keys-for-a-clean-energy-future>. May 2020.

⁴⁵ <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/eu-kommission-skizziert-plaene-fuer-100-prozent-erneuerbaren-wasserstoff/>.

1.2.1.3. POLITISCHER RAHMEN

Europäische Rahmenbedingungen

Im Dezember 2019 legte die EK den European Green Deal vor, eine neue politische Richtlinie zur Bekämpfung des Klimawandels und Förderung nachhaltigen Wachstums. Der Green Deal zielt unter anderem auf die Versorgung mit sauberer, erschwinglicher und sicherer Energie sowie auf die Mobilisierung der Industrie für eine saubere Kreislaufwirtschaft ab. Mit dieser Leitlinie verfolgt die EK das Ziel, Europa bis 2050 unter Beteiligung verschiedener Wirtschaftssektoren und wissenschaftlicher Disziplinen zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen.⁴⁶ Im Dezember 2020 einigte sich der Europäische Rat auf ein neues EU-Ziel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % bis 2030, das von der EK im Rahmen eines geplanten europäischen Klimagesetzes im Zusammenhang mit dem Green Deal vorgeschlagen wurde.⁴⁷ Im Mai 2021 wurde eine vom EU-Rat und -Parlament vorgeschlagene vorläufige Vereinbarung gebilligt und als europäisches Klimagesetz verabschiedet. In der Vereinbarung werden das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % zu reduzieren, und das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 für die Europäische Union gesetzlich verankert.⁴⁸ Die Vorschläge und Initiativen zur Aktualisierung der Rechtsvorschriften im Hinblick auf die Erreichung des Ziels für 2030 sind Teil des Pakets „Fit for 55“. Dazu gehört ein Vorschlag zur Erhöhung des für 2030 angestrebten Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Energieerzeugung von 32 % auf 40 %.⁴⁹

Im Juli 2020 trat die Taxonomie-Verordnung in Kraft, die Umweltziele festlegt und die Grundlage für die EU-Taxonomie bildet, ein Klassifizierungssystem für nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten. Die Delegierte Verordnung zur EU-Klimataxonomie, die im Juni 2021 angenommen wurde, vermittelt ein klareres Verständnis dafür, welche Tätigkeiten am besten zur Erfüllung der Umweltziele beitragen.⁵⁰ Im Februar 2022 legte die Europäische Kommission im Rahmen der Delegierten Verordnung zum Klimawandel spezifische Bedingungen fest, unter denen auch Tätigkeiten im Nuklear- und Gassektor von der EU-Taxonomie erfasst werden.⁵¹

Im Dezember 2020 verabschiedete die EU-Kommission ihr langfristiges Budget (Mehrjahresfinanzrahmen) für die Jahre 2021 bis 2027 mit einem Volumen von rund 1,1 Bio. €, von denen 30 % für Maßnahmen gegen den Klimawandel eingesetzt werden.⁵² Darüber hinaus umfasst das Next Generation EU-Programm als Reaktion auf die COVID-19-Pandemie die Aufbau- und Resilienzfazilität, die bis zu 723,8 Mrd. EUR zur Unterstützung von Investitionen und Reformen in den EU-Mitgliedstaaten bereitstellt und auf eine nachhaltige Erholung abzielt. Die Fazilität umfasst Zuschüsse in Höhe von 338 Mrd. € und Darlehen in Höhe von 385,8 Mrd. €. Mindestens 37 % der Darlehen und Zuschüsse, auf die jedes Land zugreift, müssen für Klimaschutz-Investitionen und Reformen verwendet werden. Einige der von der EK festgelegten Hauptbereiche

⁴⁶ Europäische Kommission. The European Green Deal. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

⁴⁷ European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/timeline-european-green-deal/>.

⁴⁸ European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2021/05/05/european-climate-law-council-and-parliament-reach-provisional-agreement/>.

⁴⁹ European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>.

⁵⁰ European Commission. https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en.

⁵¹ European Commission. https://ec.europa.eu/info/publications/220202-sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act_en.

⁵² European Council. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2020/12/17/multiannual-financial-framework-for-2021-2027-adopted/>.

für Investitionen und Reformen sind saubere Technologien und erneuerbare Energien, Digitalisierung der öffentlichen Verwaltung, Energieeffizienz von Gebäuden sowie nachhaltiger Transport und Ladestationen.⁵³ Ein weiterer Schwerpunkt des EU-Haushalts für das Jahr 2022 ist die Bekämpfung des Klimawandels und die Förderung eines nachhaltigen Wirtschaftsaufschwungs.⁵⁴ Im Rahmen des im Mai 2022 angekündigten "REPowerEU"-Planes werden zusätzliche Mittel für Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz zur Verfügung gestellt.⁵⁵ Die steigenden Energiepreise führten auch zu neuen Vorschriften, die sich möglicherweise negativ auf die Erzeuger erneuerbarer Energien in Europa auswirken könnten. In ihrer Mitteilung "Versorgungssicherheit und erschwingliche Energiepreise: Optionen für Sofortmaßnahmen und Vorbereitung auf den nächsten Winter" vom März 2022 schlägt die EK Optionen für steuerliche Ausgleichs- und Regulierungsmaßnahmen zur Bekämpfung der hohen Energiepreise vor.⁵⁶ Eine der von der EK vorgeschlagenen Maßnahmen ist eine regulatorische Obergrenze für die Strompreise ohne Ausgleichszahlungen. Für die Umsetzung einer solchen Maßnahme gibt es strenge Regeln. Sie müsste zeitlich begrenzt sein, und die Gewinne der Stromerzeuger könnten nur für die Stunden zurückgefordert werden, in denen Gas die teuerste Stromquelle im Netz war, was die Umsetzung eines solchen Mechanismus kompliziert macht. Die Gruppe geht derzeit nicht davon aus, dass die Marktpreise in den Kernmärkten, in denen sie von hohen Preisen profitiert, d.h. in Deutschland, Polen und den Niederlanden, künstlich gesenkt werden.

Deutschland

Aktuelle Entwicklungen

In Deutschland bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz („EEG“) die Rechtsgrundlage für die Durchsetzung von Energieeffizienz und die Entwicklung erneuerbarer Energien. Es wurde erstmals im Jahr 2000 im Rahmen der deutschen Energiewende eingeführt und seitdem kontinuierlich aktualisiert. Der Feed-in-Tariff („FiT“) des EEG sieht eine feste Vergütung für die über einen Zeitraum von 20 Jahren erzeugte Energie vor. Das Instrument des FiT ist weltweit anerkannt und diente auch als Vorbild in anderen Ländern.⁵⁷ Die anfänglich vergleichsweise hohe Vergütung pro kWh, die im Rahmen des EEG gezahlt wurde, hat sich bei den verschiedenen Novellierungen des EEG aufgrund der zunehmenden Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien kontinuierlich verringert. 2017 wurde das EEG auf ein Ausschreibungsverfahren umgestellt. Trotzdem wird eine große Anzahl von Anlagen aufgrund der zwanzigjährigen Vergütungsfrist weiterhin zu einem festen Tarif vergütet. Ab 2020 und in den Folgejahren läuft jedoch die 20-jährige Förderdauer für Anlagen für erneuerbare Energien aus, die unter die früheren EEG-Regelungen fielen.

Die jüngste Fassung des EEG, das EEG 2021, trat am 1. Januar 2021 in Kraft. Sie führt wesentliche Änderungen am EEG 2017 ein, um den Ausbau von Anlagen für erneuerbare Energien weiter voranzutreiben. Das EEG 2021 sieht eine verbindliche Verpflichtung vor, den Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen in Deutschland bis 2030 auf 65 % zu erhöhen, mit Hilfe von unterschiedlichen Ausbaupfaden für Solar- und Windenergie bis 2028, wobei Onshore-Windenergieanlagen voraussichtlich einen Großteil des Ausbaus ausmachen werden. Darüber

⁵³ European Commission. https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/recovery-coronavirus/recovery-and-resilience-facility_en.

⁵⁴ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2021/11/16/eu-budget-for-2022/>.

⁵⁵ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131.

⁵⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2022:138:FIN>.

⁵⁷ <https://www.unendlich-viel-energie.de/20-jahre-eeeg>.

hinaus sieht das Gesetz vor, dass der gesamte in Deutschland erzeugte und verbrauchte Strom bis 2050 treibhausgasneutral sein soll.

Mit dem für Ende 2022 geplanten Ausstieg aus der Kernenergie und dem Kohleausstieg bis spätestens 2038 mit dem Ziel, diesen bis 2030 zu erreichen, hat der deutsche Markt für erneuerbare Energien eine große Wachstumschance. Die Lücke in der Versorgungskapazität aufgrund dieser Ausstiege in Verbindung mit dem hohen Energiebedarf der deutschen Wirtschaft erfordert einen weiteren Ausbau der installierten Leistung der erneuerbaren Energien, die im Vergleich zum Rest der EU bereits relativ hoch ist und kontinuierlich wächst.

Staatlich subventionierte Vergütung

Das am 1. Januar 2017 in Kraft getretene EEG 2017 hat die Anreiz- und Fördersysteme für erneuerbare Energien in Deutschland erheblich verändert. Es wurden drei Vermarktungsmechanismen für Solar- und Onshore-Windenergie festgelegt. Erstens ermöglichte ein Marktprämienmodell mit einem Referenzwert den Betreibern von Anlagen für erneuerbare Energien, Vergütungen für erzeugten Strom zu erhalten, die hauptsächlich auf den Ergebnissen der Ausschreibungsverfahren beruhen. Zweitens bietet ein begrenzter FiT kleineren Anlagen für erneuerbare Energien bis zu 100 kW eine Notfallkompensation. Der dritte Vermarktungsmechanismus ist der Absatz des Stroms zu Marktpreisen. Ziel der Reform war es, den Wettbewerb um finanzielle Unterstützung bei Projekten für erneuerbare Energien zu fördern. Das neue EEG 2021, das am 1. Januar 2021 in Kraft trat, hat die im EEG 2017 festgelegten Vermarktungsmechanismen nicht grundlegend verändert.

Polen

Aktuelle Entwicklungen

Im Einklang mit den EU-Vorgaben wurde im Dezember 2019 der polnische Nationale Energie- und Klimaplan 2021-2030 veröffentlicht. Polen erklärte, bis 2030 einen Anteil von 21-23 % erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch anzustreben. Der Anteil an der Stromerzeugung soll bis 2030 auf etwa 32 % ansteigen.⁵⁸

Im Jahr 2021 veröffentlichte das Ministerium für Klima und Umwelt die bis 2040 geplante Energiepolitik Polens. Diese Politik bietet einen Rahmen für die Energiewende, wobei wirtschaftliche Überlegungen bei der Verfolgung der Energieziele für 2030 berücksichtigt werden. Zu den Kernelementen dieser Politik gehören eine Erhöhung der Offshore-Windenergieleistung auf 5,9 GW im Jahr 2030 und bis zu 11 GW im Jahr 2040 sowie ein Ausbau der Solarenergie auf fünf bis sieben GW bis 2030 und auf 10 bis 16 GW bis 2040.⁵⁹ Darüber hinaus haben sich die polnische Regierung und die Gewerkschaften im April 2021 darauf geeinigt, schrittweise aus der Kohle auszusteigen und alle Kohlebergwerke bis 2049 zu schließen.⁶⁰

Die im September 2021 unterzeichnete Vereinbarung für den Offshore-Windsektor ist ein Schritt zur Verwirklichung der Windenergieziele der polnischen Regierung. Die Vereinbarung bietet nicht nur eine Plattform für die Zusammenarbeit von Regierung und Industrie, sondern stärkt auch die öffentliche Meinung zugunsten der Offshore-Windenergie, indem sie einen „Code for Best

⁵⁸ European Commission. National Energy and Climate Plan of Poland. December 2019.

⁵⁹ Polish Ministry of Climate and Environment. Energy Policy of Poland until 2040. March 2021

⁶⁰ European Parliamentary Research Service. Climate Action in Poland. October 2021

Practices" festlegt.⁶¹ Auch die Ziele für die Onshore-Windenergie sind hoch gesteckt. So hat Polen mit 2,2 GW im Jahr 2019 die größte europäische Auktion für Onshore-Windkraft durchgeführt.⁶² Allerdings stellen die geltenden Abstandsregelungen nach wie vor ein Hindernis für den weiteren Ausbau dar. Derzeit dürfen Windkraftanlagen nur in einem Abstand zur nächsten Bebauung errichtet werden, der mindestens dem Zehnfachen der Höhe entspricht, die vom Boden bis zum höchsten Punkt des Bauwerks, einschließlich des Rotors mit den Flügeln, gemessen wird.

Es wird erwartet, dass die Solarleistung in Polen bis Ende 2022 10 GW erreichen wird und bis 2030 auf 30 GW ansteigt.⁶³

Staatlich subventionierte Vergütung

Mit dem polnischen Gesetz für erneuerbare Energiequellen (*Ustawa o odnawialnych źródłach energii* – „RES Act“) aus dem Jahr 2015 wurden mehrere Fördersysteme eingeführt, darunter ein Auktionssystem. Im Rahmen dieses Systems erhalten die Gewinner der Auktionen das Recht, für den negativen Saldo zwischen dem jeweiligen Auktionspreis und dem Marktstrompreis entschädigt zu werden (quasi Differenzverträge).

Darüber hinaus gilt für Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine Steuerbefreiung. Gemäß Artikel 30 Absatz 1 des „*ustawa o podatku akcyzowym*“ (allgemeines Steuergesetz) ist Strom aus erneuerbaren Energiequellen generell von der Verbrauchssteuer befreit, d. h. sowohl Erzeuger als auch Lieferanten von Strom sind von der Zahlung der Verbrauchssteuer auf den gesamten an Endverbraucher verkauften oder verbrauchten Strom aus erneuerbaren Energiequellen befreit, wenn sie der zuständigen Behörde die entsprechende Anzahl grüner Zertifikate vorlegen.

Neben dem Auktionssystem und den Steuerbefreiungen bietet die polnische Regierung auch Unterstützung für die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, indem sie Stromhandelsunternehmen verpflichtet, Energie aus erneuerbaren Quellen zu kaufen, den Erzeugern erneuerbarer Energien vorrangigen Zugang zum Übertragungsnetz gewährt und Investitionen in saubere Energie durch den Nationalen Fonds für Umweltschutz und Wasserwirtschaft mitfinanziert.

Niederlande

Aktuelle Entwicklungen

Das im Mai 2019 verabschiedete Klimagesetz bildet zusammen mit dem im Juni 2019 veröffentlichten Klimaabkommen und dem Energieabkommen von 2013 die Grundlage für den niederländischen Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) 2021-2030. Zu den Hauptzielen des Energieabkommens von 2013 gehört die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 14 % im Jahr 2020 und weiter auf 16 % im Jahr 2023. Zu den bemerkenswerten Zielen des Klimagesetzes von 2019 gehören eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 49 % bis 2030 und eine 100 % kohlenstoffneutrale Stromerzeugung bis 2050. Außerdem wollen die Niederlande bis 2030 einen Anteil an erneuerbaren Energien von 27 % erreichen.⁶⁴

⁶¹ <https://windeurope.org/newsroom/news/wind-industry-government-commit-to-boosting-offshore-wind-and-jobs-in-poland/>

⁶² <https://windeurope.org/newsroom/news/poland-leading-in-europe-on-onshore-wind-right-now/>

⁶³ <https://www.pv-magazine.com/2021/11/26/poland-may-reach-30-gw-of-solar-by-2030/>

⁶⁴ European Commission. Integrated National Energy and Climate Plan 2021-2030 – The Netherlands. November 2019.

Im Jahr 2020 wurde ein Kapazitätswachstum von rund 2,93 GW bei Solarenergie beobachtet, wovon rund 1,09 GW auf Solaranlagen für Privathaushalte entfielen. Damit überstieg die kumulierte installierte Leistung des Landes die Marke von 10 GW.⁶⁵ Es wird erwartet, dass die installierte Leistung bis 2023 auf 15 GW und bis 2030 auf 27 GW ansteigen wird.⁶⁶

Die Niederlande liegen an der Küste und bieten gute Windbedingungen, was sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Windenergie Potenzial bietet. Im Jahr 2021 belief sich die installierte Kapazität der Offshore-Windenergie auf etwa 2,5 GW mit dem Ziel, sie bis 2023 auf mindestens 4,5 GW zu erhöhen.⁶⁷ Um die Offshore-Windenergie weiter auszubauen, wurde im Oktober 2021 im Rahmen des Nordseeprogramms 2022-2027 ein Kapazitätsausbau von 10,7 GW bis 2030 vorgeschlagen.⁶⁸ Das Ziel von 6 GW Windenergie an Land für 2020 wurde nur zu 70 % erreicht. Bis Ende 2023 werden voraussichtlich 6.665 MW Windenergiekapazität installiert sein.⁶⁹

Darüber hinaus konzentrieren sich die Niederlande darauf, Anreize für die Ersetzung fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien zu schaffen, z. B. durch die Einführung eines nationalen und schrittweise ansteigenden Mindestpreises für CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung und durch das geplante Verbot der Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung ab dem Jahr 2030.⁷⁰

Staatlich subventionierte Vergütung

Seit 2011 ist das SDE+-Programm das wichtigste Instrument zur Förderung der Erzeugung erneuerbarer Energie in den Niederlanden. Basierend auf einem Auktions- und Ausschreibungsmechanismus, der ein Budget an die Teilnehmer mit den niedrigsten Geboten verteilt, fördert das Subventionssystem kostengünstige Technologien. Alle in Frage kommenden erneuerbaren Technologien (z. B. Solar- und Windenergie an Land) konkurrieren um ein einziges Budget, das jährlich von der niederländischen Regierung festgelegt wird. Es bietet eine gleitende Einspeisungsprämie („FIP“) für einen festgelegten Zeitraum (für Onshore-Wind- und Solarenergie 15 Jahre), die die Differenz zwischen den Großhandelspreisen und den Produktionskosten für Strom aus erneuerbaren Quellen ausgleicht.

Im September 2020 wurde das SDE+-Programm auf das SDE++-Programm erweitert. Während der Instrumenten- und Auktionsmechanismus weitgehend unverändert blieb, konkurrieren Projekte jetzt auf der Grundlage von „vermiedenem CO₂ und anderen Treibhausgasen“ anstelle von „erzeugter erneuerbarer Energie“. Daher können auch andere CO₂-Reduktionsoptionen als erneuerbare Energien subventioniert werden, wodurch sich die Anzahl der Wettbewerber bei gleichem Budget erhöht. Das SDE++-Programm ist bis einschließlich 2025 für Zuschüsse für Projekte im Bereich erneuerbare Energien verfügbar.

Die Vergütung im Rahmen des SDE++-Programms besteht aus zwei Komponenten: der Direktvermarktung des erzeugten Stroms zu Marktpreisen und einem Zuschuss („Korrekturbetrag“) in Höhe der Differenz zwischen dem Marktpreis und dem „Basissatz“, d. h. dem Preis, der dem Projekt im Rahmen der Ausschreibung zuerkannt wurde. Der Basissatz wird für die gesamte Laufzeit des Subventionsprogramms festgelegt (15 Jahre für Solarenergie), und das Programm ähnelt einem Differenzvertrag. Unter bestimmten Marktbedingungen können die

⁶⁵ <https://www.pv-magazine.com/2021/06/09/netherlands-allocates-3-53-gw-of-pv/>

⁶⁶ European Commission. Integrated National Climate and Energy Plan 2021-2030 – The Netherlands. November 2019.

⁶⁷ <https://www.government.nl/topics/renewable-energy/offshore-wind-energy>

⁶⁸ <https://www.offshorewind.biz/2021/12/06/netherlands-starts-work-on-enabling-further-10-gw-of-offshore-wind-by-2030/>

⁶⁹ <https://windpower.nl.com/2021/07/15/highlights-onshore-wind-in-the-netherlands-2014-2020/>

⁷⁰ European Commission. Integrated National Climate and Energy Plan 2021-2030 – The Netherlands. November 2019.

jährlichen Erlöse pro erzeugter Stromeinheit jedoch vom Basissatz abweichen. Steigt der Marktpreis im Laufe eines Jahres, ist der in diesem Jahr erzielte Ausgangspreis höher als der Basissatz, da der anwendbare Korrekturbetrag nach Ablauf eines jeden Jahres festgelegt wird. Die Mehrerlöse werden daher im Folgejahr abgerechnet, so dass der erzielte Preis wieder dem Basispreis entspricht. Fällt der Marktpreis unter einen bestimmten Schwellenwert („Basisenergiepreis“), der zwei Drittel des langfristigen Preises zu Beginn des Förderzeitraums beträgt, liegen die Preise für diesen Zeitraum unter dem Basisbetrag, und zwar um die Differenz zwischen dem Basisenergiepreis und dem Marktpreis.

Tschechien

Aktuelle Entwicklungen

Die tschechische Regierung hat im Januar 2020 ihren nationalen Energie- und Klimaplan für den Zeitraum 2021 bis 2030 vorgelegt und bei der EK eingereicht. Neben dem Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2030 um 30 % im Vergleich zu 2005 zu senken, enthält der Plan auch Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien. In dem Plan schlägt die tschechische Regierung vor, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf 22 % zu erhöhen, was einer Steigerung von 9 % gegenüber dem Ziel von 13 % für 2020 entspricht.⁷¹

Die derzeitige staatliche Energiepolitik in Tschechien wurde 2015 von der Regierung beschlossen und enthält einen Ausblick bis 2040. Zu den strategischen Zielen des Nachhaltigkeitsplans gehören unter anderem die dauerhafte Reduzierung des Anteils fossiler Brennstoffe am Primärenergieverbrauch sowie die volle Ausschöpfung des wirtschaftlich effizienten Potenzials von erneuerbaren Energien in Tschechien. Um ihren nationalen Beitrag zu den europäischen Zielen bis 2030 zu erreichen, hat Tschechien das Gesetz Nr. 165/2012 über unterstützte Energiequellen geändert. Im Rahmen des überarbeiteten Gesetzes wird ein neues Unterstützungsprogramm für erneuerbare Energien für die Zeit nach 2020 vorgeschlagen, um Fortschritte auf dem Weg zum nationalen Beitrag in diesem Bereich sicherzustellen.⁷²

In den letzten Jahren ist der Ausbau erneuerbarer Energien in Tschechien aufgrund regulatorischer Hindernisse für Neubauten ins Stocken geraten, wie z. B. durch die Einschränkung der Fläche, die für neue Solar- und Windentwicklungen genutzt werden kann, sowie fehlende Subventionen.

Im Jahr 2021 hat Tschechien einen Modernisierungsfonds eingerichtet, der von der EU über Auktionen von Emissionszertifikaten aus dem Europäischen Emissionshandelssystem („EU ETS“) finanziert wird. Er wird für Verbesserungen von Kraftwerken, die unter das EU-Emissionshandelssystem fallen, aber auch für zusätzliche Investitionen in die Energieeffizienz und die Entwicklung erneuerbarer Energien über einen noch festzulegenden Mechanismus verwendet. Der Umfang des Fonds hängt vom künftigen Preis der Kohlenstoffzertifikate im Rahmen des ETS ab, wird aber auf etwa 4,7 Mrd. € geschätzt.⁷³

Staatlich subventionierte Vergütung

⁷¹ Czech Ministry of Industry and Trade. The National Energy and Climate Plan of the Czech Republic. January 2020.

⁷² European Commission. National Energy and Climate Plan of the Czech Republic. November 2019.

⁷³ <https://www.interreg-central.eu/Content.Node/New-Financial-Instruments-will-be-available-Czech-Republi.html>.

In Tschechien wurde 2005 ein Unterstützungsprogramm für erneuerbare Energien eingeführt, das in seinen Grundzügen noch immer gilt, auch wenn die derzeitige Höhe der Förderung für neue, größere Projekte sehr begrenzt ist.

Die Erzeuger erneuerbarer Energien in Tschechien können jährlich zwischen FiTs und Premium-Tarifen („**Green Bonus**“) wählen.⁷⁴ Die jährlichen FiTs werden von der Energieregulierungsbehörde für das folgende Jahr festgelegt und langfristig an die Inflation angepasst. Der Green Bonus ist niedriger als die FiTs, wird aber durch eine Direktvermarktungskomponente in einer Höhe aufgestockt, die durch den Abschluss eines Stromabnahmevertrags (Power Purchasing Agreement, „**PPA**“) mit einem Energieversorgungsunternehmen festgelegt wird, in dem ein fester Preis für das folgende Jahr auf der Grundlage der Marktpreise fixiert wird. Der Green Bonus wird dann von der Regierung als Aufschlag auf den PPA-Preis gezahlt. Im Vergleich zu den festen Einnahmen aus FiTs kann das Green-Bonus-System zu höheren oder niedrigeren Gesamteinnahmen führen. Im Jahr 2021 nahmen alle von der Gesellschaft in der Tschechien betriebenen Anlagen an der Green-Bonus-Regelung teil und erzielten höhere Einnahmen als sie im Rahmen der FiT-Regelung erzielt hätten.

Im September 2021 beschloss das tschechische Parlament eine Änderung des Gesetzes über geförderte Energiequellen. Die Änderung sieht eine zusätzliche Solarabgabe von 10 % vor, die ab 2022 direkt auf den Green Bonus oder FiT der tschechischen Solaranlagen der Gruppe angerechnet wird. Für das Jahr 2022 wird jedoch erwartet, dass die Auswirkung der erhöhten Solarabgabe auf die Einnahmen der Gruppe in Tschechien weitgehend durch die Auswirkung der erhöhten Strompreise auf die marktgebundene Direktverkaufskomponente des Green Bonus Unterstützungsprogramms ausgeglichen wird. In der Gesetzesänderung wird auch ein interner Zinsfuß (IRR) von 8,4 % bis 10,6 % für die Lebensdauer von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien festgelegt. Wenn davon ausgegangen wird, dass Sektoren den zugewiesenen internen Zinsfuß überschreiten, können die Fördermaßnahmen entsprechend reduziert werden. Um den durchschnittlichen IRR zu ermitteln, der derzeit in den verschiedenen Sektoren der erneuerbaren Energien erzielt wird, führte das Ministerium für Industrie und Handel eine Marktstudie durch. Im März 2022 veröffentlichte das Ministerium für Industrie und Handel dann einen Bericht, der die Ergebnisse der Marktstudie zusammenfasste und im tschechischen Parlament diskutiert wurde. In dem Bericht heißt es, dass die IRRs für Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien, die zwischen 2006 und 2010 in Betrieb genommen wurden, deutlich unter der unteren Grenze der von der Regierung angestrebten IRR-Spanne liegen. Da alle tschechischen Solarparks der Gruppe 2009 oder 2010 in Betrieb genommen wurden, sind keine weiteren Ertragskürzungen zu erwarten. Die tschechische Regierung hat das endgültige IRR-Ziel für die Solarbranche noch nicht festgelegt, es muss jedoch innerhalb der Spanne von 8,4 % und 10,6 % liegen.

⁷⁴ CMS. <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-renewable-energy/czech-republic>.

Italien

Aktuelle Entwicklungen

Der italienische Integrierte Nationale Energie- und Klimaplan, der im Dezember 2019 vom Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung veröffentlicht wurde, legt den geplanten Ausbau fest, der notwendig ist, um bis 2030 einen Anteil von 30 % erneuerbarer Energien am Bruttoendverbrauch zu erreichen. Außerdem will Italien seine Energieeffizienz steigern. Darüber hinaus will das Land bis 2030 einen Anteil von 55 % an erneuerbaren Energien im Stromsektor erreichen, was hauptsächlich durch den Ausbau der Solarenergie auf 52 GW bis 2030 erreicht werden soll. Der für 2025 geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung ist ebenfalls ein wichtiger Faktor, der zum Ausbau der erneuerbaren Energien beiträgt.⁷⁵

Die installierte Windenergieleistung in Italien hat in den letzten zehn Jahren zugenommen und beträgt im Jahr 2021 10,93 GW, wobei sich die meisten Anlagen im Süden befinden.⁷⁶ Allein im ersten Quartal 2021 wurden 152 MW an Solaranlagen installiert, und im Jahr 2020 wurden 625 MW an installierter Leistung errichtet. Damit beträgt die kumulierte Solarkapazität in Italien derzeit mehr als 22,1 GW.⁷⁷

Aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung, vergleichsweise hoher Strompreise und sinkender Baukosten wird auch ohne staatliche Förderung ein starker Ausbau der Solarenergie für möglich gehalten.⁷⁸

Staatlich subventionierte Vergütung

Im Jahr 2019 wurde das Unterstützungsprogramm RES 1 durch Ministerialerlass des italienischen Ministeriums für wirtschaftliche Entwicklung (Ministero dello Sviluppo Economico, „MISE“) verabschiedet. Der Erlass RES 1 enthält zwei Mechanismen, um den Zugang zum Unterstützungsprogramm zu gewähren. Erstens haben Anlagen für erneuerbare Energien mit einer installierten Leistung zwischen 1 kW und 1 MW durch die Registrierung (d. h. die Eintragung in bestimmte, von der Gestore Servizi Energetici („GSE“) geführte und verwaltete Register) Zugang zu den Fördermitteln. Zweitens haben die Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 1 MW Zugang zu Ausschreibungen (d.h. Auktionen) mit Anreizen innerhalb der spezifischen Grenzen der Leistungsquoten, die für jede Ausschreibung zur Verfügung gestellt werden.⁷⁹

Das Fördersystem, das für das aktuelle Portfolio von Solaranlagen des Unternehmens in Italien gilt, besteht aus zwei Arten von Einnahmen: einer Direktverkaufskomponente zu Marktpreisen und einer festen Einspeisevergütung, die zusätzlich zu den Direktverkäufen gezahlt wird und den Großteil der Einnahmen ausmacht. Durch diesen Mechanismus haben sich die Strompreise positiv auf die von den Anlagen der Gruppe in Italien im Jahr 2021 erzielten Einnahmen ausgewirkt; für das Jahr 2022 wurde der Direktverkaufspreis jedoch vom Marktpreis abgekoppelt und für die italienischen Solaranlagen des Unternehmens auf ein Niveau zwischen 56 und 58 € pro MWh festgelegt. Dieser Festpreis wird vorübergehend zwischen dem 1. Februar 2022 und dem 31. Dezember 2022 gelten.⁸⁰

⁷⁵ https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/memo_lombardini_italy_necp_in_an_european_context_fev_2021.pdf.

⁷⁶ <https://www.statista.com/statistics/421815/wind-power-capacity-in-italy/>

⁷⁷ <https://www.pv-magazine.com/2021/06/07/italy-installed-152-mw-of-pv-in-q1-2021/>

⁷⁸ Dentons. Investing in renewable energy projects in Europe. February 2020.

⁷⁹ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg>

⁸⁰ <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2022;4~art4-com2>

1.2.2. GESCHÄFTSVERLAUF

1.2.2.1. WESENTLICHE EREIGNISSE

Partnerschaft mit Boom Power begründet

Am 16. März 2021 unterzeichnete der Konzern eine Erstangebotsvereinbarung (Right of First Offer Agreement) mit Boom Power. Die Partnerschaft gewährt der Gruppe vorrangigen Zugang zu Boom Powers Pipeline von mittlerweile mehr als 1,5 GW an Photovoltaik- und Batteriespeicheranlagen im Vereinigten Königreich, die von einem erfahrenen Team von Branchenexperten entwickelt werden. Die enge Partnerschaft und die Möglichkeit, Projekte vor ihrer Inbetriebnahme zu erwerben, erlaubt es der Gruppe, maßgeschneiderte Energieabnahme- und Finanzierungsvereinbarungen zu strukturieren.

Erwerb eines 15,6-MW-Windparks in Deutschland abgeschlossen

Am 30. März 2021, hat der Konzern den Erwerb eines Onshore-Windparks in der Nähe von Reudelsturz (Rheinland-Pfalz) mit einer Leistung von 15,6 MW erfolgreich abgeschlossen. Alle fünf Turbinen konnten erfolgreich im Januar und Februar 2021 in Betrieb genommen werden. Basierend auf einer 20-jährigen deutschen Einspeisevergütung werden durch dieses Projekt jährliche Einnahmen von ca. 2,9 Mio. € erwartet.

Erster Nachhaltigkeitsbericht veröffentlicht

Am 29. Juni 2021 wurde der erste Nachhaltigkeitsbericht der Gruppe veröffentlicht. Der Nachhaltigkeitsbericht beschreibt den Prozess zur Einbindung von Stakeholdern zur Identifizierung wesentlicher Nachhaltigkeitsthemen, die Unternehmenswerte, das Engagement zur Förderung der Ziele der Vereinten Nationen für nachhaltige Entwicklung und den Beitrag zur Erfüllung der Ziele des Pariser Klimaabkommens. Zudem gibt der Bericht einen Überblick über die Unternehmensführung des Konzerns und stellt die Nachhaltigkeitsstrategie vor, welche sich aus dem Nachhaltigkeitsrahmenwerk der Gruppe ableitet. Das Rahmenwerk befasst sich mit drei wesentlichen Säulen: der nachhaltigen und effizienten Gewinnung von erneuerbaren Energien, der Förderung von Talenten, Gemeinschaften und Digitalisierung sowie eine verantwortungsvolle Plattform für erneuerbare Energien zu sein.

Die Zusammenarbeit mit der WIRTH GRUPPE beginnt mit einer Sacheinlage

Am 2. Juli 2021 führte der Konzern eine Sachkapitalerhöhung unter Ausnutzung des genehmigten Kapitals durch. Die Gesellschaft strebt durch die Einbringung der Sacheinlage den Erwerb eines operativen Solarparks in Brandenburg mit einer installierten Gesamtleistung von 7,6 MW an. Hinter der einbringenden Gesellschaft stehen Markus und Andreas Wirth, die beiden geschäftsführenden Gesellschafter der WIRTH GRUPPE. Die Wirth-Brüder haben gemeinsam mit ihrem Team international Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 GW, sowie große Batteriespeicheranlagen entwickelt und gebaut. Mit ihnen gewinnt die Gesellschaft zwei Pioniere der deutschen Solarindustrie als strategische Aktionäre.⁸¹ Im Zuge der Transaktion haben die Wirth-Brüder sich zu einem zweijährigen Lock-Up der Aktien verpflichtet⁸² und eine Absichtserklärung über eine langfristige Partnerschaft abgegeben.

⁸¹ Indirekt via Andreas & Markus Wirth Solaranlagen GmbH & Co. KG.

⁸² Durch die einbringende Gesellschaft, die Andreas & Markus Wirth Solaranlagen GmbH & Co. KG.

Hauptversammlung schafft Grundlage für flexible Wachstumsfinanzierung

Am 20. August 2021 hat die Hauptversammlung beschlossen, das bestehende genehmigte Kapital 2019 aufzuheben und ein neues genehmigtes Kapital 2021 zu schaffen. Die Hauptversammlung hat daneben der Schaffung eines neuen bedingten Kapitals zugestimmt, das für die Zukunft unter anderem die Aufnahme von Wandelanleihen erlaubt.

Tschechisches Parlament stimmte für Kürzung der Solarstromförderung

Am 14. September 2021 hat das tschechische Parlament die bereits oben in Abschnitt 1.2.1.3. beschriebene Änderung des Gesetzes zur Förderung erneuerbarer Energien beschlossen. Die Änderung sieht eine zusätzliche Solarabgabe von 10 % ab 2022 für Solarparks vor, die direkt auf den „Green Bonus“ oder die Einspeisevergütung der Solarparks der Gruppe in Tschechien erhoben wird.

Absichtserklärung ebnet den Weg für den Markteintritt ins Vereinigte Königreich

Am 27. September 2021 hat der Konzern eine Absichtserklärung für den Erwerb von Solarparks im Vereinigten Königreich mit Boom Power geschlossen. Diese Absichtserklärung ebnet unter anderem den Weg zum Erwerb des ersten Bündels an Anlagen Parks, sobald alle Voraussetzungen für den Baubeginn vorliegen.

Kaufvertrag zum Erwerb eines 51,8-MW-Onshore-Windprojekts in Polen abgeschlossen und Erhöhung der Prognose für 2021

Am 11. Oktober 2021 hat der Konzern einen Kaufvertrag über den Erwerb von drei Onshore-Windparks im Norden Polens mit einer Gesamtleistung von 51,8 MW unterzeichnet. Die drei Windparks wurden von Pacifico Partners entwickelt und umfassen insgesamt 20 Windturbinen, die alle bis Ende der ersten Jahreshälfte 2021 mit der Stromproduktion begonnen haben. Im Rahmen der Due Diligence Prüfung der Gruppe wurde die Konformität des Projekts mit den technischen Bewertungskriterien, den Unbedenklichkeitskriterien und den sozialen Mindeststandards der EU-Taxonomie⁸³ intern nach bestem Wissen und Gewissen beurteilt. Die interne Beurteilung der Gesellschaft ergab, dass das Projekt mit der EU-Taxonomie konform ist. Am 25. November 2021 wurde die Akquisition abgeschlossen. Anlässlich dieser Transaktion hat der Konzern seine Umsatzprognose für das Geschäftsjahr 2021 von 18,6 - 20,0 Mio. € auf 20 - 22 Mio. € erhöht.

Erwerb eines 14,1-MW-Solarparks in den Niederlanden abgeschlossen und strategische Partnerschaft verlängert

Am 14. Oktober 2021 hat der Konzern einen Kaufvertrag über den Erwerb eines Solarparks in der Nähe von Hernen in den Niederlanden mit einer erwarteten installierten Leistung von ungefähr 14,1 MW unterzeichnet. Der Freiflächen-Solarpark wurde von Pacifico Partners entwickelt. Im Rahmen der Due Diligence Prüfung der Gruppe wurde die Konformität des Projekts mit den technischen Bewertungskriterien, den Unbedenklichkeitskriterien und den sozialen Mindeststandards der EU-Taxonomie⁸⁴ intern nach bestem Wissen und Gewissen beurteilt. Die interne Beurteilung durch die Gruppe ergab, dass das Projekt mit der EU-Taxonomie konform ist.

⁸³ Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen. Die technischen Screening-Kriterien sind im technischen Anhang des jeweiligen EU-Taxonomieberichts dargelegt.

⁸⁴ Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen. Die technischen Screening-Kriterien sind im technischen Anhang des jeweiligen EU-Taxonomieberichts dargelegt.

Parallel zu dieser Akquisition haben der Vorstand des Konzerns und das Management-Team der Pacifico Partners vereinbart, ihre Partnerschaft weiterzuentwickeln und zu verlängern, indem die Betriebsführungsverträge und die Erstgebotsvereinbarung abgeändert und bis 2029 verlängert werden. Die Akquisition wurde am 19. Oktober 2021 vollzogen.

Partnerschaft mit ACE Power erweitert Pipeline auf über 3,1 GW

Am 19. Oktober 2021 hat der Konzern eine Erstgebotsvereinbarung (Right of First Offer agreement) mit ACE Power, einem Entwickler erneuerbarer Energien mit Sitz in Australien, unterzeichnet. Die Partnerschaft gewährt dem Konzern vorrangigen Zugang zu ACE Powers Pipeline von derzeit mehr als einem GW in Australien. Die aktuelle Pipeline von ACE Power besteht hauptsächlich aus neun über Australien verteilten Solarprojekten. Jedes Projekt soll mit Batteriespeichern kombiniert werden. Das erste Projekt soll bis 2024 abgeschlossen sein. In enger Abstimmung werden ACE Power und der Konzern vor der kommerziellen Inbetriebnahme die Finanzierungs- und Stromabnahmeverträge strukturieren, um die Finanzierungsstruktur genau an die Bedürfnisse der Gruppe als langfristige Betreiberin der Solarparks anzupassen. Das Team von ACE Power hat in den letzten 20 Jahren weltweit eine wichtige Rolle bei der Entwicklung von Solar-, Batteriespeicher- und Windprojekten mit einer Gesamtleistung von über 2,5 GW gespielt. Von diesen Projekten sind derzeit über 1,2 GW in Australien in Betrieb.

Fünfte Akquisition im Jahr 2021 abgeschlossen und Erweiterung des Portfolios um fast 100 MW

Am 7. November 2021 hat der Konzern einen Kaufvertrag über den Erwerb eines Portfolios von sechs Freiflächen- und Dach-Solarparks in den Niederlanden mit einer erwarteten installierten Gesamtleistung von ungefähr 10 MW von einem niederländischen Entwicklungs- und EPC-Unternehmen unterzeichnet. Das Portfolio umfasst insgesamt sechs Solarparks, von denen fünf bereits seit ungefähr zwei Jahren in Betrieb sind. Im Rahmen der Due Diligence Prüfung der Gruppe wurde die Konformität des Projekts mit den technischen Bewertungskriterien, den Unbedenklichkeitskriterien und den sozialen Mindeststandards der EU-Taxonomie⁸⁵ intern nach bestem Wissen und Gewissen beurteilt. Die interne Beurteilung durch die Gruppe ergab, dass das Projekt mit der EU-Taxonomie konform ist. Am 14. Dezember 2021 wurde die Akquisition abgeschlossen, was zu einem Portfoliowachstum von fast 100 MW im Jahr 2021 führt, sobald alle erworbenen Anlagen vollständig in Betrieb sind.

ABB-Debüt erfolgreich platziert, unterstützt durch strategischen Ankeraktionär

Am 10. November 2021 wurde erfolgreich ein beschleunigtes Bookbuilding-Verfahren im Wege einer Privatplatzierung durchgeführt und ein Bruttoerlös von insgesamt 9,8 Mio. € erzielt. Der Vorstand des Konzerns hat mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Grundkapital der Gesellschaft von 3.382.766 € um insgesamt 338.276 € auf 3.721.042 € durch Ausgabe von 338.276 neuen Aktien aus dem genehmigten Kapital 2021 unter Ausschluss der Bezugsrechte zu erhöhen. Der Platzierungspreis wurde auf 29 € je Aktie festgelegt. Die Mehrheitsaktionärin Pelion Green Future Alpha GmbH unterstrich ihre Rolle als strategische Ankeraktionärin, indem sie die Kapitalerhöhung mit 6,0 Mio. € unterstützte.

⁸⁵ Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen. Die technischen Screening-Kriterien sind im technischen Anhang des jeweiligen EU-Taxonomieberichts dargelegt.

Steigende Strompreise führen zu einer zweiten Anhebung der Umsatzprognose im Jahr 2021

Am 16. Dezember 2021 hob der Konzern basierend auf vorläufigen Indikationen und unter Berücksichtigung der erhöhten Volatilität der relevanten Strompreise seine Umsatzprognose für das Geschäftsjahr 2021 von 20,0 – 22,0 Mio. € auf 20,5 – 23,5 Mio. € an.

1.2.2.2. WESENTLICHE LEISTUNGSINDIKATOREN

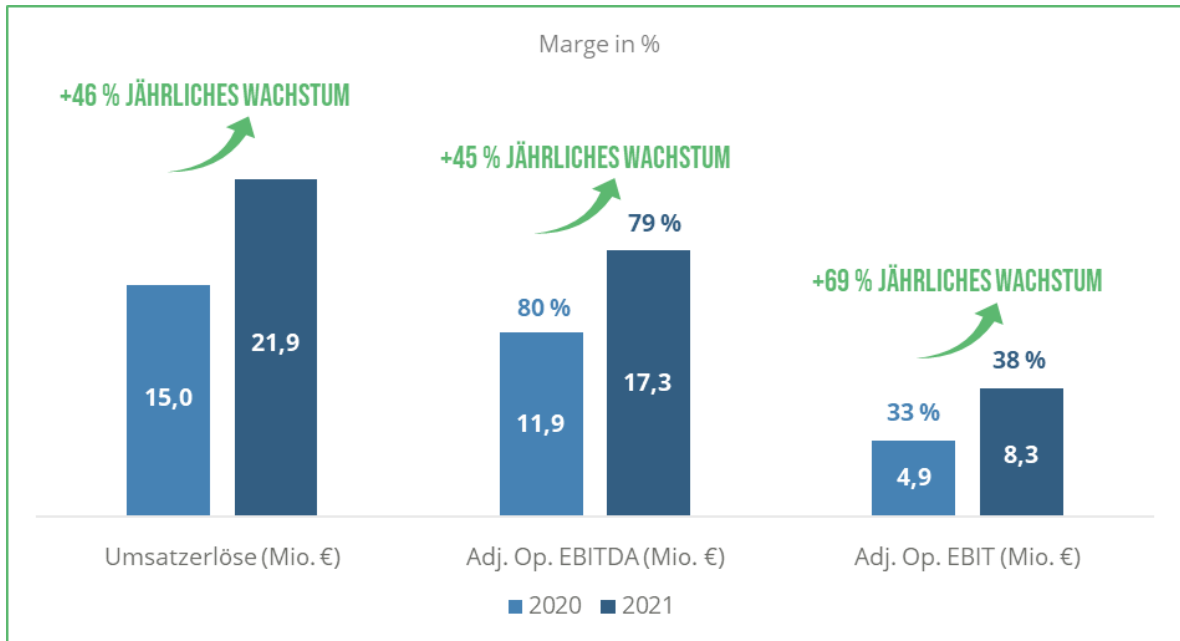
Adjustiertes operatives EBITDA and EBIT

Umsatzerlöse und Stromproduktion stiegen auf 21,9 Mio. € (2020: 15,0 Mio. €) bzw. auf 123,8 GWh (2020: 75,7 GWh). Umsatz und Produktion lagen damit im Rahmen der im Dezember 2021 aktualisierten Prognose.

Das um Sondereffekte adjustierte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) auf Konzernebene belief sich auf 14,1 Mio. € (2020: 10,5 Mio. €). Das um Sondereffekte bereinigte Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) auf Konzernebene belief sich auf 6,8 Mio. € (2020: 4,4 Mio. €).

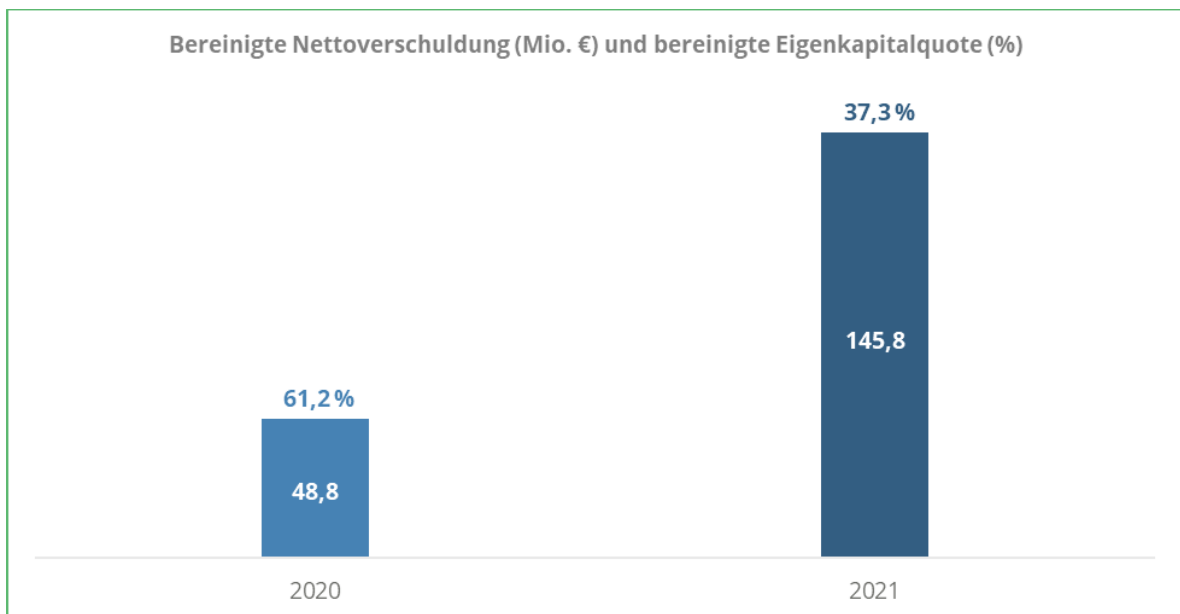
Zusätzlich um Holdingkosten adjustiert, ergab sich eine adjustierte operative EBITDA-Marge von 79 % (2020: 80 %) und eine adjustierte operative EBIT-Marge von 38 % (2020: 33 %), welche die operative Ertragskraft des Portfolios illustrieren. Das um Einmaleffekte adjustierte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) auf Portfolioebene belief sich auf 17,3 Mio. € (2020: 11,9 Mio. €). Das um Einmaleffekte bereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBIT) auf Portfolioebene betrug 8,3 Mio. € (2020: 4,9 Mio. €).

Durch die Umstellung von HGB auf IFRS verbessern sich die EBITDA-Margen *ceteris paribus*, da Leasing nach IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung als Zinsaufwand und Abschreibungen ausgewiesen wird, während es nach HGB in der Gewinn- und Verlustrechnung unter den Materialaufwendungen erfasst wird. Im Vergleich zu den Vorjahren wurde die Solarsteuer in Tschechien in den sonstigen Aufwendungen erfasst.



Netto-Verschuldung

Die Gruppe betrachtet die Entwicklung der Verschuldung und insbesondere der bereinigten Nettoverschuldung als zentrale finanzwirtschaftliche Kennziffer. Die vorgenannte Kennziffer erfasst den Betrag der finanziellen Verbindlichkeiten abzüglich der Barmittel und der sonstigen kurzfristigen finanziellen Vermögenswerte. Die bereinigte Nettoverschuldung belief sich am Ende des Geschäftsjahres 2021 auf 145,8 Mio. € (2020: 48,8 Mio. €). Der Anstieg der bereinigten Nettoverschuldung ist auf den Erwerb neuer Vermögenswerte in Deutschland, den Niederlanden und Polen zurückzuführen, der im Laufe des Jahres abgeschlossen wurde. Die bereinigten Eigenkapitalquoten der Gruppe spiegeln das bilanzielle Eigenkapital geteilt durch das bilanzielle Eigenkapital zuzüglich der Nettoverschuldung wider und betragen zum Ende des Geschäftsjahres 2021 37,3 % (2020: 61,2 %).



1.2.3. SEGMENTBERICHTERSTATTUNG

Für die operativen Segmente werden das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) und das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) um einmalige Posten bereinigt. Da im nicht-operativen Segment alle Beteiligungen des Konzerns einschließlich der obersten Muttergesellschaft Pacifico Renewables Yield AG zusammengefasst sind, die weder Solar- noch Windparks betreiben, werden die operativen Segmente naturgemäß um Holdingkosten einschließlich Personalkosten bereinigt. Das um Einmaleffekte bereinigte EBIT(DA) der operativen Segmente entspricht daher konzeptionell dem bereinigten operativen EBIT(DA) auf Portfolioebene, wird aber auf verschiedene operative Segmente heruntergebrochen.

Wind Deutschland

Das Jahr 2021 war durch sehr niedrige Windgeschwindigkeiten im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt in Deutschland gekennzeichnet, was dazu führte, dass die Gesamterzeugung rund 20 % unter dem Plan lag. Besonders schlecht waren die Bedingungen im ersten und dritten Quartal des Jahres, wo folglich auch die Umsätze deutlich unter dem Plan lagen. Im vierten Quartal hingegen lag die Produktion näher am Plan und die Strompreise waren so hoch, dass im vierten Quartal die tatsächlichen Umsätze die erwarteten Umsätze um rund ein Drittel übertrafen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der erzielte Marktpreis die durchschnittliche Höhe der FiT für die Windparks des Konzerns (gewichtet nach ihrem Anteil an der Produktion) im vierten Quartal um mehr als 50 % überstieg.

Eine geringfügige Unterschreitung der geplanten Einnahmen auf Jahresebene für die deutschen Parks war auf Schadensfälle zurückzuführen. Alle Schäden wurden durch die Full-Service-Wartungsverträge abgedeckt. Diese enthalten Strafbestimmungen für die Unterschreitung der garantierten technischen Verfügbarkeit, um die Einnahmeausfälle teilweise zu kompensieren.

Der vergleichsweise hohe Materialaufwand ist dem fortgeschrittenen Alter einiger Anlagen und dem Umstand geschuldet, dass die Windparks mit Vollwartungsverträgen inklusive Großkomponententausch ausgestattet sind. Die Vollwartungsverträge sollen nicht nur einen aktuellen Versicherungsschutz bieten, sondern auch perspektivisch den technischen Weiterbetrieb der Anlagen über die Einspeisevergütung hinaus sicherstellen.

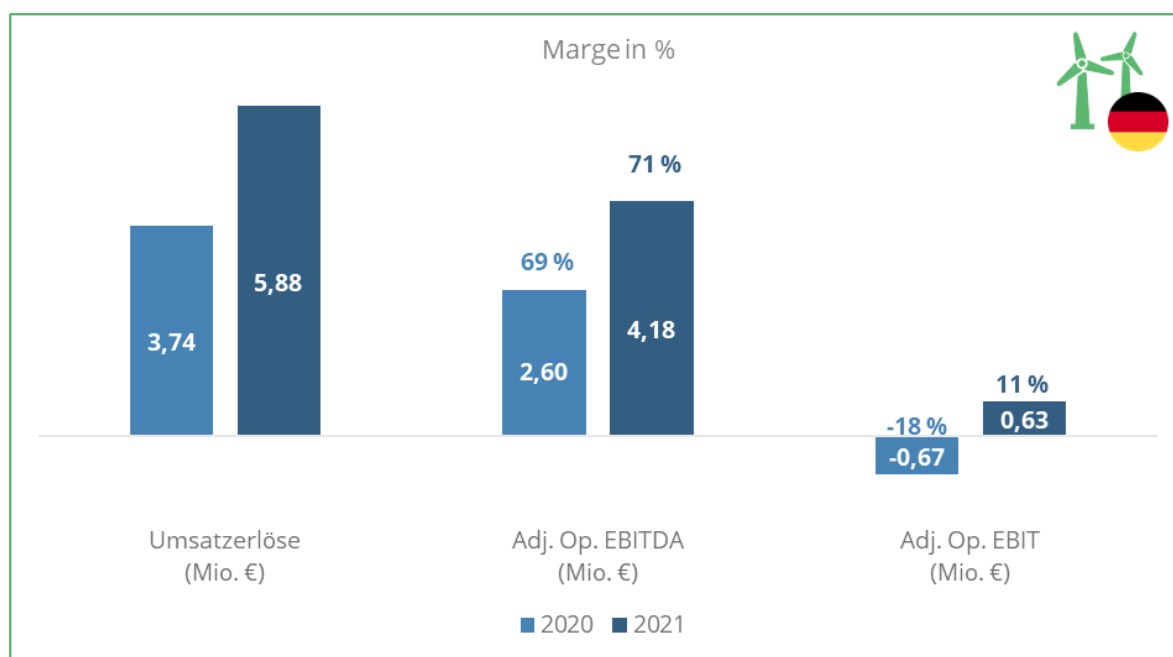
Die in Deutschland gelegenen Windparks der Gruppe erzielten im Jahr 2021 Umsatzerlöse von 5,88 Mio. € (2020: 3,74 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 57,9 GWh (2020: 39,9 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (MWh)	Produktion 2020 (GWh)	Jährl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2021 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2020 (T€)	Jährl. Ums. veränd. in %
Reudelsterz	WP	15,6	Q1-41	24,0	n/a	n/a	2.131,3	n/a	n/a
Kampehl	WP	6,0	Q4-25	5,9	6,7	-12 %	614,4	646,0	-5 %
Berg	WP	4,5	Q4-24	7,3	9,2	-20 %	775,8	791,7	-2 %
Etgersleben	WP	4,5	Q4-22	6,1	6,7	-9 %	715,6	628,6	14 %
Titz	WP	4,5	Q4-23	5,0	6,6	-25 %	531,6	613,7	-13 %
Süderbrarup	WP	3,0	Q4-31	5,4	5,7	-6 %	635,5	596,8	6 %
Berthelsdorf	WP	3,0	Q4-22	4,3	4,9	-13 %	471,7	465,8	1 %
Wind Deutschland		41,1		57,9	39,9	45 %	5.876,0	3.742,6	57 %
<i>Prozent Wind von Deutschland insgesamt</i>		<i>56 %</i>		<i>70 %</i>	<i>69 %</i>		<i>52 %</i>	<i>46 %</i>	
<i>Prozent der Gruppe</i>		<i>25 %</i>		<i>47 %</i>	<i>53 %</i>		<i>27 %</i>	<i>25 %</i>	

Anmerkungen:

- "Subventionsende" bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.
- Die PAC Saphir GmbH & Co. KG (SPV für die Windparks Berthelsdorf, Etgersleben und Titz) und PAC Topas GmbH & Co. KG (SPV für die Windparks Berg und Kampehl) haben mit der Pacifico Energy Partners GmbH Optionskaufverträge über den Verkauf der Windparks abgeschlossen, um ein mögliches Repowering und die Erweiterung der Windparks nach dem Auslaufen der Förderung zu ermöglichen. Bei Ausübung der Optionsrechte hätte die Gruppe einen vorrangigen Zugang zum Rückkauf der repowerten und potenziell erweiterten Windparks.
- Der Windpark Reudelsterz wird im März 2021 mit der Konsolidierung von Windpark 1 in das Portfolio der Gruppe aufgenommen. RES GmbH & Co. KG.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 4,18 Mio. € (2020: 2,60 Mio. €) und das bereinigte operative EBIT auf 0,63 T€ (2020: -0,67 T€).



Solar Deutschland

Die deutschen Solarparks der Gruppe verzeichneten ein eher schwaches Jahr 2021. Die Sonneneinstrahlung im zweiten und dritten Quartal, in denen der Großteil der Produktion stattfindet, lag leicht unter den Erwartungen. Da die meisten Solaranlagen über FiTs verfügen, die über dem von den Marktpreisen erreichten Höchstniveau liegen, war ihr Einfluss auf die Gesamterlöse gering, so dass die Gesamterlöse für das Jahr unter dem Plan lagen.

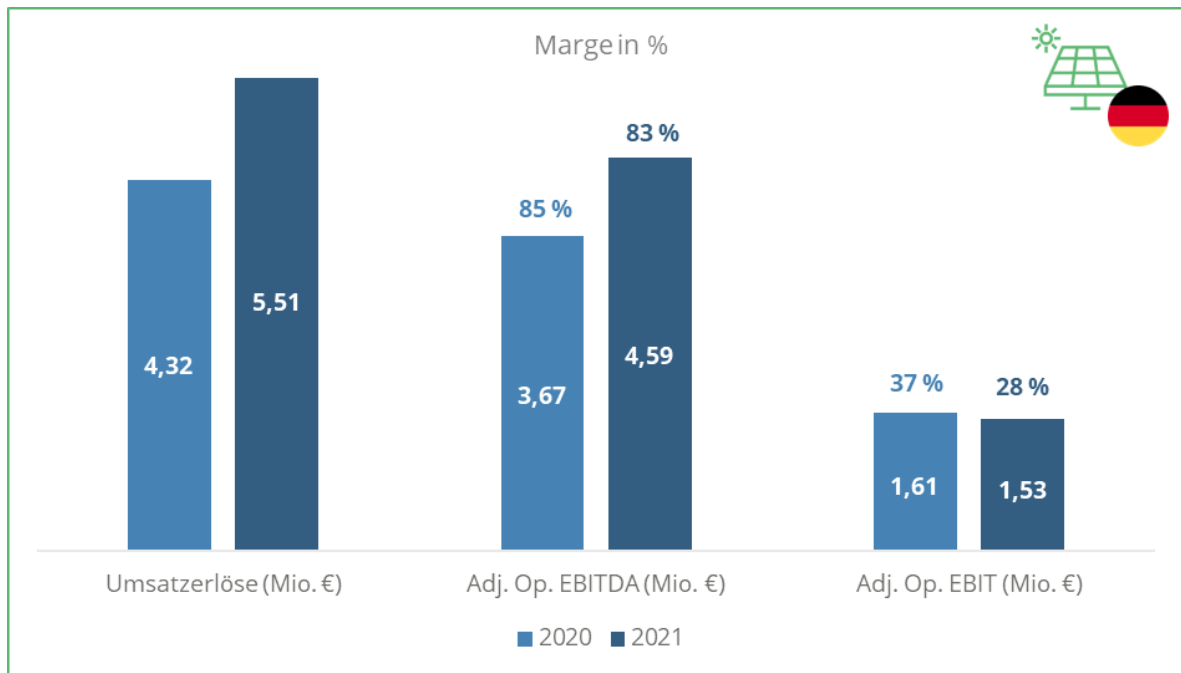
Die Solarparks der Gruppe in Deutschland erwirtschafteten im Jahr 2021 Umsatzerlöse von 5,51 Mio. € (2020: 4,32 Mio. €) und eine Strommenge von 24,5 GWh (2020: 17,8 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (MWh)	Produktion 2020 (GWh)	Jährl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2021 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2020 (T€)	Jährl. Ums. veränd. in %
Vossberg	PV	7,6	Q4-32	3,3	n/a	n/a	312,4	n/a	n/a
Auerbach	PV	6,4	Q4-31	5,8	5,0	16 %	1.247,4	1.071,2	16 %
Staßfurt	PV	5,0	Q4-31	4,4	3,5	25 %	988,0	789,8	25 %
Eisfeld	PV	2,9	Q4-31	2,5	2,0	29 %	559,2	432,3	29 %
Köthen	PV	2,2	Q4-30	2,3	1,7	34 %	646,6	486,1	33 %
Hedersleben I	PV	1,5	Q4-30	2,4	2,5	-4 %	490,7	485,8	1 %
Hedersleben II	PV	1,8	Q4-38						
Hohburg	PV	1,6	Q4-31	1,5	1,2	19 %	312,4	262,2	19 %
Rosefeld	PV	1,4	Q4-30	1,1	0,9	24 %	373,1	300,3	24 %
Neubukow	PV	1,3	Q4-28	1,0	0,8	17 %	456,2	384,2	19 %
Süplingen	PV	0,4	Q4-28	0,3	0,2	23 %	125,1	103,5	21 %
Solar Deutschland		32,0		24,5	17,8	37 %	5.511,1	4.315,4	28 %
<i>Prozent PV von Deutschland insgesamt</i>		<i>44 %</i>		<i>30 %</i>	<i>31 %</i>		<i>48 %</i>	<i>54 %</i>	
<i>Prozent der Gruppe</i>		<i>19 %</i>		<i>20 %</i>	<i>24 %</i>		<i>25 %</i>	<i>29 %</i>	

Anmerkungen:

- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.
- Für Voßberg beziehen sich die Spalten „Produktion“ und „Umsatzerlöse“ auf die Produktionsmenge und die Umsatzerlöse der Anlage auf das gesamte Kalenderjahr 2021, das im Konzernabschluss für das am 31. Dezember 2021 endende Geschäftsjahr nicht vollständig konsolidiert wird, da die Anlage erst im Laufe des Jahres 2021 vom Konzern erworben wurde.
- PV Hedersleben II umfasst drei Anlagen. Die Förderung für zwei dieser drei Anlagen endet in Q4/38, die Förderung für die dritte Anlage endet in Q4/39

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 4,59 Mio. € (2020: 3.67 Mio. €) und das bereinigte operative EBIT auf 1,53 Mio. € (2020: 1.61 Mio. €). Die niedrigere adjustierte operative EBIT-Marge im Jahr 2021 resultiert aus: (i) dem Erwerb von acht operativen Photovoltaik-Anlagen in Deutschland mit einer installierten Leistung von 21,2 MW im Jahr 2020, die nicht für das gesamte Jahr 2020 konsolidiert wurden, und (ii) dem Erwerb eines 7,6-MW-Solarparks in Deutschland im Jahr 2021, die beide die Abschreibungen in diesem Segment im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahr erhöht haben.



Polen

Am 25. November 2021 schloss die Gruppe den Erwerb von drei Onshore-Windparks im Norden Polens mit einer Gesamtkapazität von 51,8 MW erfolgreich ab. Erträge und Kosten werden ab dem Datum der Übernahme verbucht. Für das Jahr 2020 liegen keine finanziellen Angaben vor, da die Windparks erst im Jahr 2021 in Betrieb genommen wurden.

In der Zeit nach dem Abschluss der Transaktion am 25. November entsprachen die Windverhältnisse in etwa den Erwartungen. Da die Windparks ihre gesamten Einnahmen im Jahr 2021 aus Handelsverkäufen erzielten, profitierten sie von den sehr hohen Strompreisen in Polen im November und Dezember und die Einnahmen übertrafen die Erwartungen deutlich.

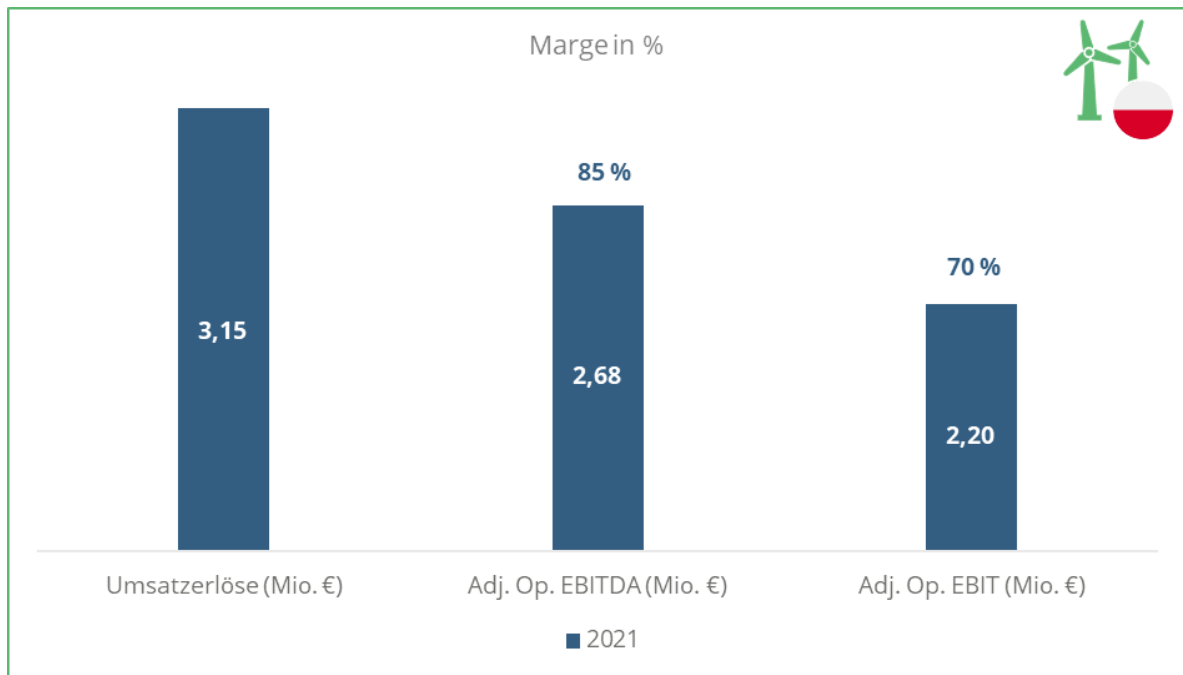
Im Jahr 2021 erzielten die in Polen gelegenen Windparks der Gruppe einen Umsatzerlöse von 3,15 Mio. € (2020: 0 €) und produzierten eine Strommenge von 23,6 GWh (2020: 0).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (MWh)	Produktion 2020 (GWh)	Jährl. Prod. verändert. in %	Summe Umsatzerlöse 2021 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2020 (T€)	Jährl. Ums. verändert. in %
Dębowa Łąka	WP	33,3	Q4-37	15,4	n/a	n/a	2.068,2	n/a	n/a
Świecie	WP	16,3	Q4-37	7,0	n/a	n/a	911,9	n/a	n/a
12W	WP	2,2	Q4-37	1,2	n/a	n/a	170,2	n/a	n/a
Polen		51,8		23,6	n/a	n/a	3.150,3	n/a	n/a
<i>Prozent der Gruppe</i>		<i>31 %</i>		<i>19 %</i>			<i>14 %</i>		

Anmerkungen:

- „Subventionsende“ ist hier einschränkend zu verstehen, da die Anlagen ein diversifiziertes Stromvergütungsprofil haben (inflationgebundener CfD, PPA, Merchant, GoO) und ein Teil der Produktion bereits vor Subventionsende zu Marktpreisen abgesetzt wird.
- Die polnischen Windparks wurden im November 2021 Teil des Portfolios der Gruppe, als die Gesellschaften GB 12W 212 sp.z.o.o., GB Debowa Łąka 402 sp.z.o.o. und GB Świecie 404 sp.z.o.o. konsolidiert wurden.

In der konsolidierten Periode betrug das bereinigte operative EBITDA 2,68 Mio. € (2020: 0 €) und das bereinigte operative EBIT 2,20 Mio. € (2020: 0 €).



Aufgrund der hohen Strompreise nach der Konsolidierung führt die beschleunigte Umsatzrealisierung zu relativ hohen bereinigten operativen EBIT(DA)-Margen.

Niederlande

Ende 2021 erwarb die Gruppe zwei neue Anlagen in den Niederlanden: einen 14,1-MW-Freiflächensolarpark in Hernen und ein 9,9-MW-Portfolio bestehend aus neun Aufdach- und Freiflächensolaranlagen. Der Solarpark in Hernen und die meisten der anderen Anlagen befanden sich zum Zeitpunkt der Übernahme im Oktober bzw. Dezember noch im Bau. Somit ist die Vergleichbarkeit mit den Vorjahreszahlen gegeben, da das Betriebsportfolio in den Niederlanden im Jahresvergleich relativ stabil blieb.

Das Betriebsportfolio hat sich in Bezug auf die Produktion das ganze Jahr über plangemäß entwickelt. Die Umsätze lagen aufgrund der hohen Strompreise über dem Plan; es gibt im Rahmen der niederländischen Subventionsregelung jedoch einen Ausgleichsmechanismus, wie in Abschnitt 1.2.1.3 beschrieben. Nach der Abrechnung werden die Erträge pro erzeugter Stromeinheit dem vorgesehenen Subventionsniveau entsprechen, so dass auch die Gesamterträge wie geplant ausfallen werden.

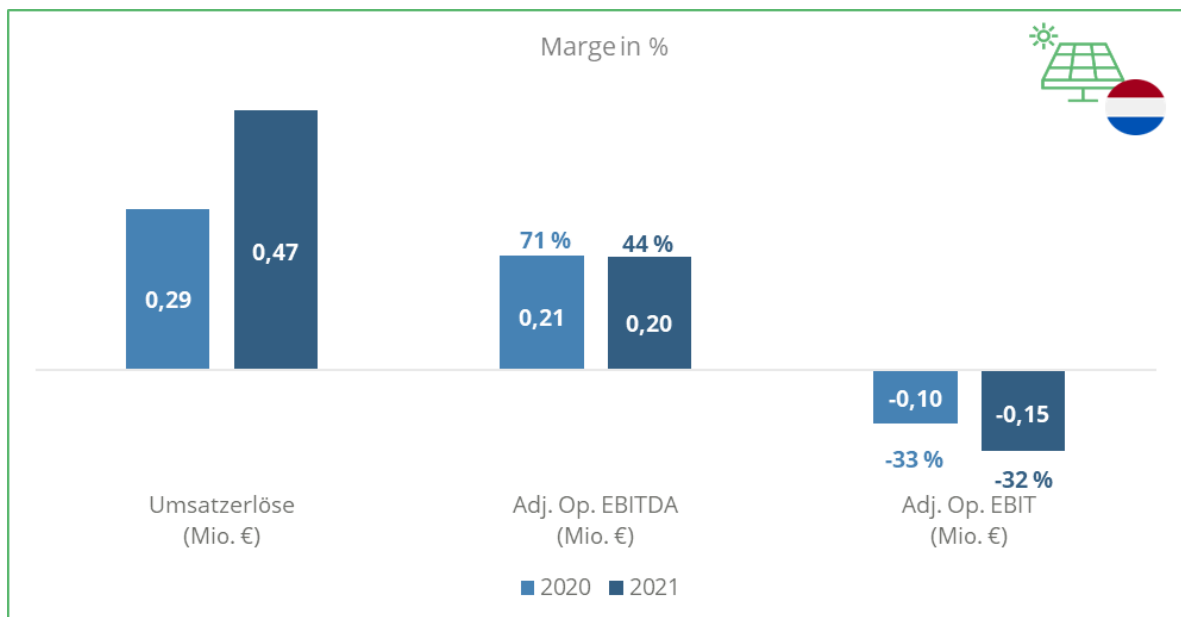
Im Jahr 2021 erzielten die in den Niederlanden gelegenen Solarparks der Gruppe einen Umsatzerlöse von 0,5 Mio. € (2020: 0,3 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 4,7 GWh (2020: 3,7 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (MWh)	Produktion 2020 (GWh)	Jährl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2021 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2020 (T€)	Jährl. Ums. veränd. in %
Hernen	PV	14,1	Q4-35	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Oslo	PV	9,90	Q4-34	0,1	n/a	n/a	22,8	n/a	n/a
Tilburg	PV	2,8	Q2-35	2,4	1,6	56 %	215,2	122,1	76 %
Oud Gastel	PV	1,7	Q4-34	1,6	1,7	-7 %	151,9	128,3	18 %
Lunteren	PV	0,9	Q2-35	0,2	n/a	n/a	28,9	n/a	n/a
Vianen	PV	0,5	Q4-34	0,4	0,5	-9 %	48,5	41,9	16 %
Die Niederlande		30,0		4,7	3,7	27 %	467,2	292,3	60 %
<i>Prozent der Gruppe</i>		<i>18 %</i>		<i>4 %</i>	<i>5 %</i>		<i>2 %</i>	<i>2 %</i>	

Anmerkungen:

- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.
- Das Auslaufen der Förderregelung für niederländische Anlagen wird mit dem frühesten Ende der FIT angegeben. Der tatsächliche Förderungszeitraum kann länger dauern, wenn die erzielte Produktion unter einem Mindestniveau liegt.
- Das aktualisierte Auslaufdatum der Förderregelung wird an das tatsächliche Datum des kommerziellen Betriebs angepasst und von der niederländischen Regulierungsbehörde genehmigt.
- Hernen wurde mit der Konsolidierung der Dutch Durables Energy 3 B.V. im Oktober 2021 Teil des Portfolios der Gruppe.
- Oslo wurde mit der Konsolidierung der Oslo Dutch Energy B.V. im Dezember 2021 Teil des Portfolios der Gruppe.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 204.896 € (2020: 207.233€) und das bereinigte operative EBIT auf -147.758 € (2020: -97.695€).



Tschechien

Die meteorologischen Bedingungen entsprachen in der Tschechien im Jahr 2021 größtenteils den Erwartungen oder lagen darüber, so dass die Produktionsziele erreicht werden konnten. In den Solarparks Osečná und Úsilné mussten mehrere Wechselrichter ausgetauscht werden; dies führte jedoch nicht zu einem signifikanten Rückgang der Produktion und es traten keine weiteren größeren technischen Schäden auf. Die Umsätze waren geringfügig höher als im Vorjahr, da für die PPA-Komponente des in Abschnitt 1.2.1 erläuterten Einnahmemechanismus ein höherer Preis erzielt wurde.

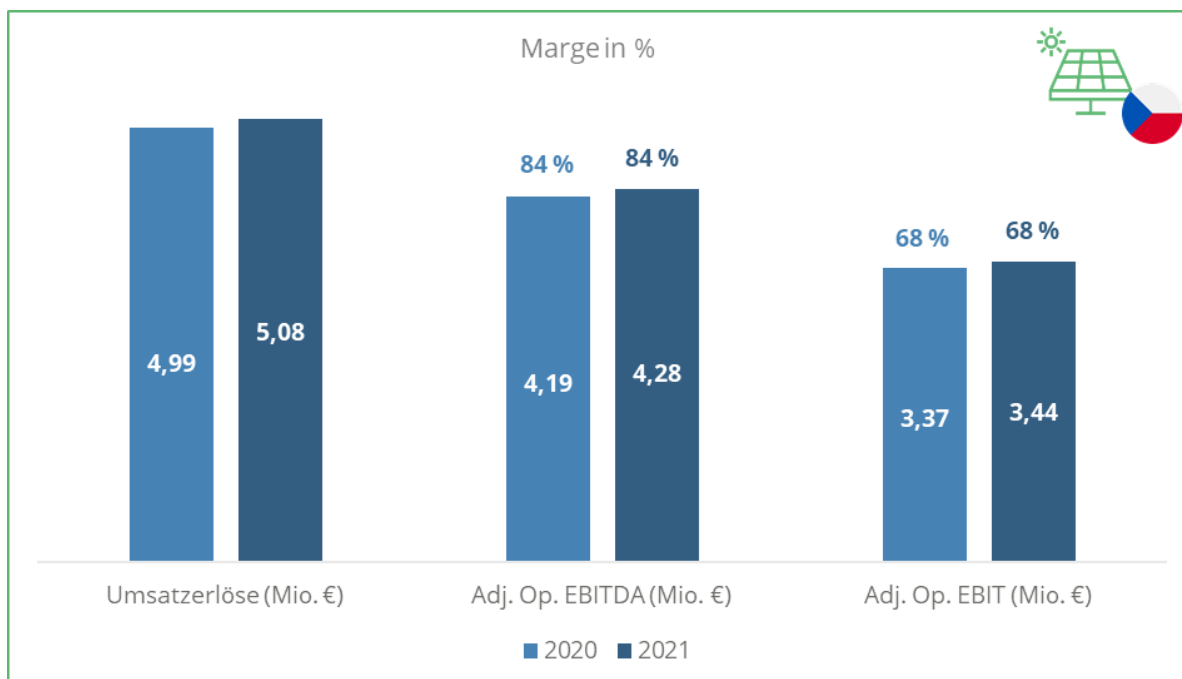
Im Jahr 2021 erzielten die in Tschechien gelegenen Solarparks der Gruppe Umsatzerlöse von 5,08 Mio. € (2020: 4,99 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 8,2 GWh (2020: 8,6 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (MWh)	Produktion 2020 (GWh)	Jährl. Prod. verändert. in %	Summe Umsatzerlöse 2021 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2020 (T€)	Jährl. Ums. verändert. in %
Osečná	PV	3,0	Q4-30	3,0	3,3	-9 %	1.781,9	1.831,5	-3 %
Hodonice	PV	2,1	Q1-29	2,6	2,6	0 %	1.683,1	1.584,8	6 %
Úsilné	PV	1,2	Q4-30	1,3	1,4	-5 %	794,9	786,4	1 %
Troskotovice	PV	1,1	Q4-29	1,3	1,3	-2 %	815,2	787,8	3 %
Tschechien		7,5		8,2	8,6	-5 %	5.075,1	4.990,5	2 %
<i>Prozent der Gruppe</i>		4 %		7 %	11 %		23 %	33 %	

Anmerkungen:

- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 4,28 Mio. € (2020: 4.19 Mio. €) und das bereinigte operative EBIT auf 3,44 Mio. € (2020: 3.37 Mio. €).



Italien

In Italien lag die Produktion im Jahr 2021 leicht unter dem Plan, da die Einstrahlung im zweiten und dritten Quartal geringer war als erwartet. Außerdem musste im süditalienischen Solarkraftwerk Ferrandina eine Mittelspannungszelle ausgetauscht werden. Sie konnte nicht sofort ersetzt werden, was teilweise auf Materialengpässe zurückzuführen war. Dieser Umstand führte zu einer vorübergehenden Stilllegung des Werks im Mai und in der ersten Junihälfte. Aufgrund dieser Umstände war die Produktion im ersten Halbjahr 2021 rund zehn Prozent niedriger als erwartet. Hohe Strompreise, insbesondere in der zweiten Jahreshälfte, konnten die niedrige Produktion ausgleichen, so dass die Gesamterträge am Ende leicht über dem Plan lagen.

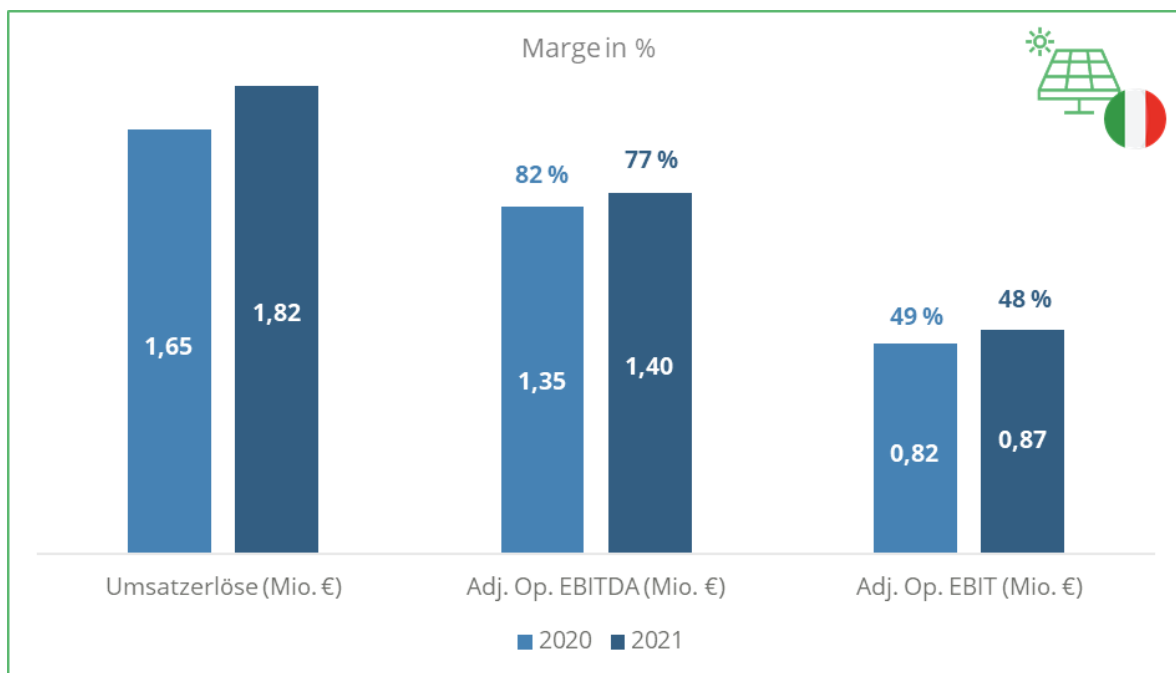
Im Jahr 2021 erzielten die in Italien gelegenen Solarparks der Gruppe Umsatzerlöse von 1,82 Mio. € (2020: 1,65 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 4,9 GWh (2020: 5,6 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (MWh)	Produktion 2020 (GWh)	Jährl. Prod. veränd. in %	Summe Umsatzerlöse 2021 (T€)	Summe Umsatzerlöse 2020 (T€)	Jährl. Ums. veränd. in %
Ugento	PV	1,0	Q2-30	1,2	1,4	-10 %	522,8	484,5	8 %
Ferrandina I	PV	1,0	Q4-31	1,0	1,4	-29 %	334,9	352,6	-5 %
Ferrandina II	PV	1,0	Q4-31	1,4	1,5	-7 %	430,2	358,4	20 %
Bariano	PV	1,0	Q2-31	1,2	1,3	-4 %	527,3	458,3	15 %
Italien		4,0		4,9	5,6	-13 %	1.815,3	1.653,8	10 %
<i>Prozent der Gruppe</i>		<i>2 %</i>		<i>4 %</i>	<i>7 %</i>		<i>8 %</i>	<i>11 %</i>	

Anmerkungen:

- „Subventionsende“ bezieht sich auf das erste Datum, an dem zumindest ein Teil der geltenden Förderregelung ausläuft. Diese Produktionszahlen entsprechen den Zahlen, die von Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. zur Berechnung des FIT (Tariffa incentivante) verwendet werden. Die tatsächliche Einspeisung in das Netz ist aufgrund von Transformatorverlusten zwischen Wechselrichtern und Netzanschlusspunkt etwas geringer.

Das bereinigte operative EBITDA belief sich im Berichtszeitraum auf 1,40 Mio. € (2020: 1,35 Mio. €) und das bereinigte operative EBIT auf 870.311 € (2020: 816.569 €).



Corporate

In diesem Segment sind alle nicht-operativen Gesellschaften der Gruppe zusammengefasst, einschließlich der obersten Muttergesellschaft Pacifico Renewables Yield AG, die weder Solar- noch Windparks betreibt. Die Gesamtaufwendungen dieses Segments beliefen sich auf 4,4 Mio. € (2020: 2,8 Mio. €). Der wesentliche Kostenbestandteil ist Personalaufwand in Höhe von 1,6 Mio. € (2020: 1,2 Mio. €), davon Rückstellungen für virtuelle aktienbasierte Vergütungen und sonstige Kosten, die hauptsächlich dem Betrieb eines börsennotierten Unternehmens zuzurechnen sind sowie Rechts- und Beratungskosten (siehe 1.2.5. für eine detaillierte Beschreibung dieser Kostenpositionen auf Ebene der Pacifico Renewables Yield AG). Die laufenden Kosten für alle Holdinggesellschaften der Gruppe, bereinigt um einmalige Aufwendungen, nicht wiederkehrende Posten und Kosten, die an die operativen Einheiten der Gruppe verrechnet werden, belaufen sich auf 2,8 Mio. € (2020: 1,8 Mio. €).

1.2.4. VERMÖGENS-, FINANZ- UND ERTRAGSLAGE KONZERN

Vermögenslage

Die Bilanzsumme des Konzerns beläuft sich zum 31. Dezember 2021 auf 292,7 Mio. € (2020: 155,8 Mio. €). Den größten Anteil an der Bilanzsumme haben die Sachanlagen, die zum Stichtag mit einem Betrag von 251,1 Mio. € (2020: 97,0 Mio. €) ausgewiesen werden.

Im Jahr 2021 nahmen die Sachanlagen im Vergleich zum 31. Dezember 2020 um rund 154,1 Mio. € zu. Dies ist hauptsächlich auf die folgenden Akquisitionen im Berichtszeitraum zurückzuführen:

- 15,6 MW Onshore-Windpark in Deutschland
- 7,6-MW-Solarpark in Deutschland
- 14,1-MW-Solarpark in den Niederlanden
- 51,8-MW-Onshore-Windprojekt in Polen
- 9,9-MW-Solarpark-Portfolio in den Niederlanden

Die Wertpapiere und sonstige Ausleihungen verringerten sich auf 1,2 Mio. € (2020: 37,2 Mio. €), was hauptsächlich auf den Erwerb des 51,8-MW-Onshore-Windprojekts in Polen zurückzuführen ist. Im Zuge des Erwerbs der polnischen Windparks wurde das Darlehen, mit dem das Zielunternehmen im Dezember 2020 refinanziert wurde, um den Erwerb bei vollständiger Inbetriebnahme der drei Windparks zu erleichtern, konsolidiert, da nach Inbetriebnahme der Parks und dem nachfolgenden Erwerb der Zielgesellschaft das Darlehen zu einem konzerninternen Darlehen wurde und als solches keinen finanziellen Vermögenswert der Gruppe mehr darstellt.

Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente in Höhe von 13,3 Mio. € (2020: 9,9 Mio. €) beziehen sich auf die Summe aller Guthaben im Konzern. Diese Position wurde durch die Einbringung der Akquisitionen im Berichtszeitraum um 6,2 Mio. € erhöht. Darüber hinaus bestehen Guthaben mit Verfügungsbeschränkung aufgrund vertraglicher Bestimmungen in den Verträgen der kreditgebenden Banken i. H. v. 6,0 Mio. € (2020: 5,0 Mio. €).

Finanzlage

Eigenkapital

Das Eigenkapital, das sich u.a. aus dem gezeichneten Kapital sowie der Kapitalrücklage des Konzerns zusammensetzt, erhöhte sich im Berichtszeitraum durch zwei Kapitalerhöhungen auf 86,9 Mio. € (2020: 77,0 Mio. €).

Infolge einer Sacheinlage im Juli 2021 erhöhte sich das gezeichnete Kapital um 73.000 €, während die Kapitalrücklage um 2,47 Mio. € anstieg. Es wurden 73.000 neue Aktien zu einem Ausgabepreis von 34,77 € ausgegeben. Die Sacheinlage diente dem Erwerb eines funktionsfähigen Solarparks mit einer Gesamtleistung von 7,6 MW in Deutschland und machte Markus und Andreas Wirth, die beiden geschäftsführenden Gesellschafter der WIRTH GRUPPE, zu strategischen Aktionären und langfristigen Partnern der Gruppe.

Durch die zweite Kapitalerhöhung, das erste Accelerated Bookbuilding (ABB) der Gruppe, erhöhte sich das gezeichnete Kapital um 338.276 €, die Kapitalrücklage stieg um 9,5 Mio. € an. Im Zuge des ABB wurden 338.276 neue Aktien zu einem Ausgabepreis von 29 € ausgegeben. Die Kapitalerhöhung diente vor allem der weiteren Umsetzung der Portfolio-Wachstumsstrategie des Konzerns, insbesondere im Zusammenhang mit dem Erwerb von drei Onshore-Windparks in Polen.

Finanzielle Verbindlichkeiten

Die Finanzverbindlichkeiten der Gruppe bestehen hauptsächlich aus Bankverbindlichkeiten, davon hauptsächlich Projektfinanzierungen, Leasingverbindlichkeiten und Rückstellungen. Zum Ende des Berichtszeitraums beliefen sich die Finanzverbindlichkeiten auf 194,0 Mio. € (2020: 73,2 Mio. €).

Der Konzern finanziert sich zu großen Teilen durch sogenannte regresslose Projektfinanzierungen („non-recourse“), deren Tilgung sich vollumfänglich aus den Rückflüssen der Anlagen trägt. Projektfinanzierungen sollen planmäßig vor dem Ende des jeweiligen Fördermechanismus einer Anlage getilgt sein. Das Zinsänderungsrisiko der Projektfinanzierungen ist limitiert, da ein Großteil des Volumens an fixe Zinssätze gebunden oder gegen Zinsänderungen abgesichert ist. Bei planmäßiger Tilgung besteht kein Refinanzierungsrisiko. Alle Projektfinanzierungen sind in lokaler Währung abgeschlossen.

Darüber hinaus hatte die Gruppe ein Schuldscheindarlehen auf Ebene der Pacifico Holding 1 GmbH & Co. KG begeben. Der Zinssatz war vollständig festverzinslich. Das Schuldscheindarlehen hatte eine Laufzeit bis 2029, wurde im Wesentlichen aus den Erträgen, die den Anlagen der Pacifico Holding 1 GmbH & Co. KG zuzurechnen sind, getilgt und erforderte nach planmäßiger Tilgung im Jahr 2029 eine verbleibende endfällige Tilgung von 3,3 Mio. €. Das nachrangige Schuldscheindarlehen wird unter den sonstigen Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2021 mit einem Wert von 9,4 Mio. € (2020: 10,0 Mio. €) ausgewiesen. Die revolvingende Kreditfazilität der Triodos Bank N.V. Deutschland war zum 31. Dezember 2021 mit einem ausstehenden Betrag von 16,2 Mio. € in Anspruch genommen (nicht in Anspruch genommen zum 31. Dezember 2020). Beide Fazilitäten wurden im ersten Quartal 2022 durch eine Privatplatzierung eines erstmals besicherten Green Loans der Gruppe in Höhe von 35 Mio. € mit UBS Asset Management refinanziert.

Kapitalflussrechnung

Der Finanzmittelfonds beläuft sich im Berichtszeitraum auf 13,3 Mio. € (2020: 9,9 Mio. €) und setzt sich wie folgt zusammen:

Der Nettomittelzufluss aus der operativen Geschäftstätigkeit des operativen Portfolios beträgt 11,6 Mio. € (2020: 12,6 Mio. €) und resultiert im Wesentlichen aus dem Betrieb von Solar- und Windparks durch den Konzern. Der Rückgang um 1,0 Mio. € trotz eines wachsenden Portfolios ist zurückzuführen auf:

- i. hauptsächlich noch nicht abgerechnete Forderungen aus dem Betrieb des polnischen Windportfolios,

- ii. die Tatsache, dass die meisten Akquisitionen erst gegen Ende des Berichtszeitraums erfolgten, und
- iii. steigende Personalkosten, die zur Bewältigung des Wachstums erforderlich sind.

Sobald alle Ende 2021 erworbenen Anlagen vollständig in Betrieb sind, wird der Mittelzufluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit das erzielte Wachstum im Hinblick auf den Ausbau der Portfolioleistung widerspiegeln.

Der Cashflow aus Investitionstätigkeit beläuft sich auf -30,0 Mio. € (2020: -57,4 Mio. €) und resultiert im Wesentlichen aus den folgenden Akquisitionen im Berichtszeitraum:

- 15,6 MW Onshore-Windpark in Deutschland
- 14,1 MW Solarpark in den Niederlanden
- die Holdinggesellschaft eines 51,8-MW-Onshore-Windprojekts in Polen
- 9,9-MW-Solarpark-Portfolio in den Niederlanden

Der positive Cashflow aus Finanzierungstätigkeit in Höhe von 15,7 Mio. € (2020: 46,2 Mio. €) beinhaltet neben einer Kapitalerhöhung und der in Anspruch genommenen revolvingenden Kreditfazilität die weitere Aufnahme bestehender Darlehen für neu erworbene Anlagen abzüglich der liquiditätsmindernden Tilgungen von Darlehen und Zinszahlungen für diese. Berücksichtigt man, dass ca. 12,7 Mio. € der 23,3 Mio. € Rückzahlungen von Finanzverbindlichkeiten auf die reguläre Tilgung von Projektfinanzierungsfazilitäten zurückzuführen sind, zeigt sich, dass eine Kombination aus reinvestierten Cashflows, zusätzlichen Schulden und einer Kapitalerhöhung die Investitionstätigkeit der Gruppe im Berichtszeitraum finanziert hat.

Neben diesen als zahlungswirksam zu qualifizierenden Vorgängen erhöhten sich die liquiden Mittel im Berichtszeitraum um 6,2 Mio. €, im Wesentlichen durch die Akquisitionen aufgrund der in den erworbenen Unternehmen vorhandenen Liquidität.

In der Gesamtschau zeigt sich, dass der Konzern den Cashflow aus dem operativen Geschäft in erheblichem Umfang für das weitere Wachstum seines Portfolios reinvestiert hat.

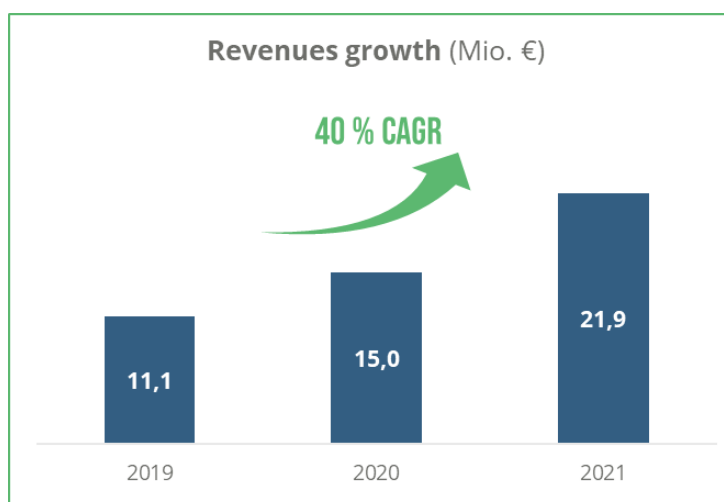
Die Pacifico Renewables Yield AG blieb in konstanter finanzieller Solvenz.

Ertragslage

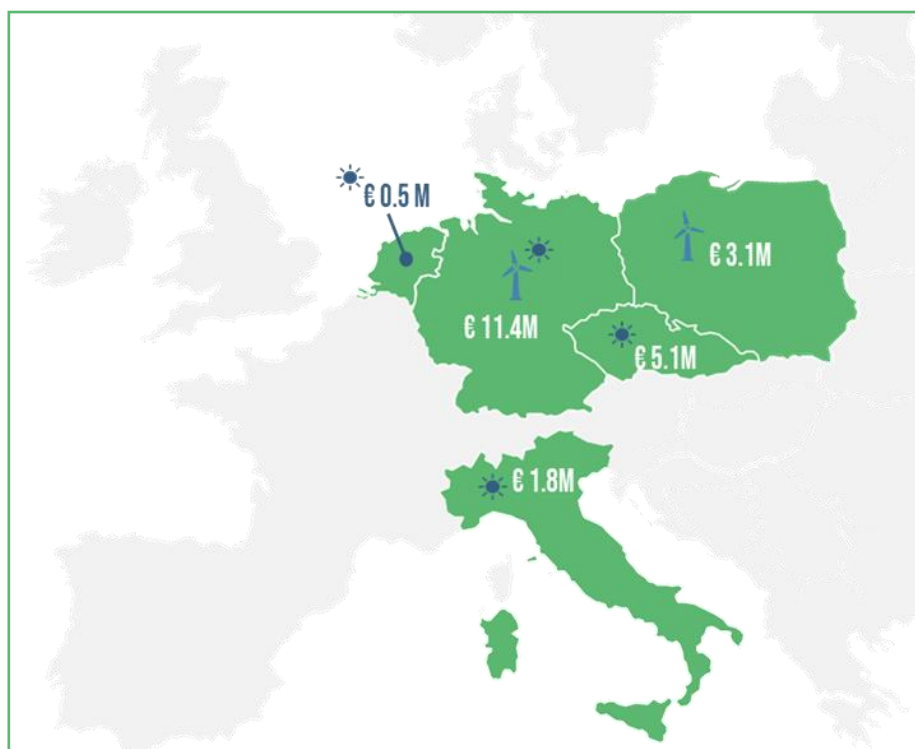
Umsatzerlöse

Im Allgemeinen haben weder die COVID-19-Pandemie noch der russische Einmarsch in die Ukraine den Betrieb der Kraftwerke der Gruppe gestört. Alle Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten konnten und können wie geplant durchgeführt werden, und die Produktion wurde nicht beeinträchtigt.

Auf der Grundlage der Stromerzeugung und der Umsatzrealisierung der Solar- und Windkraftanlagen erzielte die Gruppe im Jahr 2021 einen Umsatz von 21,9 Mio. € (2020: 15,0 Mio. €)⁸⁶.



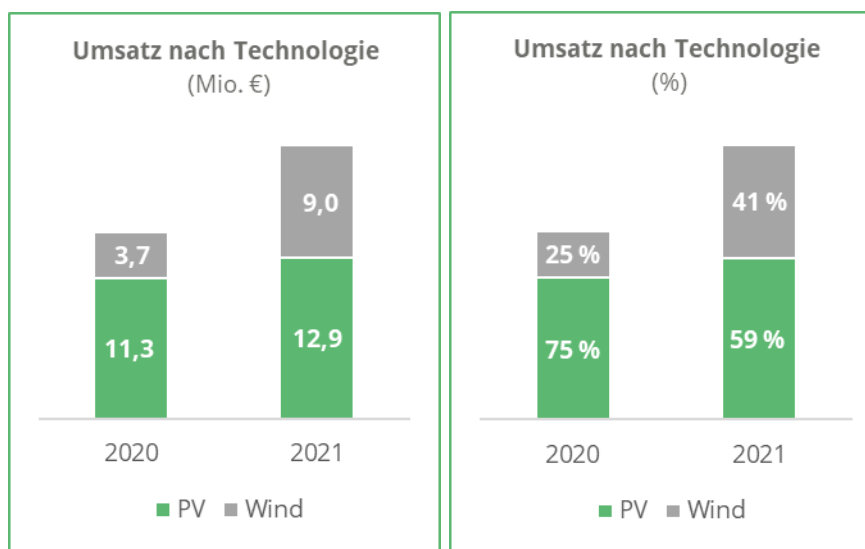
Aufschlüsselung der von der Gruppe erzielten Umsätze nach Ländern:



⁸⁶ Um einen Vergleich zu ermöglichen, beziehen sich die Umsatzdaten für 2019 auf das Portfolio der Gruppe für das gesamte Kalenderjahr 2019 und nicht nur auf den Konsolidierungszeitraum. Die erworbenen Vermögenswerte waren bereits vor ihrer Konsolidierung, die am 30. Juni 2019 erfolgte, in Betrieb.

Im Vergleich zu 2020 hat die Gruppe ihre Präsenz in ihrem Heimatmarkt Deutschland weiter erfolgreich ausgebaut und ihre Präsenz in Polen und den Niederlanden erweitert. Allerdings war der Großteil der in den Niederlanden erworbenen installierten Kapazität zum Ende des Berichtszeitraums noch nicht in Betrieb, so dass der Umsatzbeitrag der Niederlande im Jahr 2022 deutlich ansteigen wird, sobald alle im Jahr 2021 erworbenen Anlagen vollständig in Betrieb sind.

Technologische Aufschlüsselung der von der Gruppe erzielten Umsätze:



1.2.5. ERLÄUTERUNGEN ZUM EINZELABSCHLUSS DER PACIFICO RENEWABLES YIELD AG (HGB)

Vermögenslage

Die Bilanzsumme der Pacifico Renewables Yield AG beläuft sich zum 31. Dezember 2021 auf 114,9 Mio. € (2020: 82,1 Mio. €). Den größten Anteil an der Bilanzsumme haben die Finanzanlagen, die zum Stichtag mit 108,4 Mio. € (2020: 75,6 Mio. €) ausgewiesen werden.

Im Jahr 2021 stiegen die finanziellen Vermögenswerte im Vergleich zum 31. Dezember 2020 um rund 32,8 Mio. €. Dies ist hauptsächlich auf die folgenden Akquisitionen im Berichtszeitraum zurückzuführen:

- 15,6 MW Onshore-Windpark in Deutschland
- 7,6 MW-Solarpark in Deutschland
- 14,1 MW-Solarpark in den Niederlanden
- 51,8 MW-Onshore-Windprojekts in Polen
- 9,9 MW-Solarpark-Portfolio in den Niederlanden

Die Guthaben bei Kreditinstituten verringerten sich auf einen Betrag von 0,8 Mio. € (2020: 4,1 Mio. €) aufgrund des Einsatzes vorhandener Mittel für Akquisitionen.

Finanzlage

Eigenkapital

Das Eigenkapital erhöhte sich im Berichtszeitraum durch zwei Kapitalerhöhungen auf 91,7 Mio. € (2020: 79,9 Mio. €).

Infolge einer Sacheinlage im Juli 2021 erhöhte sich das gezeichnete Kapital um 73.000 €, während die Kapitalrücklage um 2,5 Mio. € stieg. Es wurden 73.000 neue Aktien zu einem Ausgabepreis von 34,77 € ausgegeben. Durch die zweite Kapitalerhöhung, das erste Accelerated Bookbuilding (ABB) der Pacifico Renewables Yield AG, erhöhte sich im Berichtszeitraum das gezeichnete Kapital um weitere 338.276 € und die Kapitalrücklage um 9,5 Mio. €. Es wurden 338.276 neue Aktien zu einem Ausgabepreis von 29,00 € ausgegeben.

Fremdkapital

Die Finanzverbindlichkeiten der Gesellschaft bestehen in erster Linie aus einer revolvingen Kreditfazilität, die am Ende des Berichtszeitraums fast vollständig in Anspruch genommen war. Zum Ende des Berichtszeitraums beliefen sich die Verbindlichkeiten auf 19,3 Mio. € (2020: 0,9 Mio. €).

Die Gruppe finanziert sich zu einem großen Teil über regresslose Projektfinanzierungen, deren Tilgung direkt durch die Rückflüsse ihrer Vermögenswerte gedeckt ist. Projektfinanzierungen sind überwiegend planmäßig vor Ablauf des jeweiligen Fördermechanismus einer Anlage zu tilgen. Das Zinsänderungsrisiko der Projektfinanzierungen ist begrenzt, da sie überwiegend an feste Zinssätze gebunden oder gegen Zinsänderungen abgesichert sind. Ein Refinanzierungsrisiko bei planmäßigen Rückzahlungen besteht nicht. Alle Projektfinanzierungen wurden in Landeswährung abgeschlossen.

Die revolvingende Kreditfazilität der Triodos Bank N.V. Deutschland war zum 31. Dezember 2021 in Höhe von 16,2 Mio. € in Anspruch genommen. Durch die Aufnahme eines Green Loans auf Ebene einer Tochtergesellschaft der Pacifico Renewables Yield AG, erfolgte im März 2022 eine vollständige Refinanzierung dieser Kreditfazilität.

Kapitalflussrechnung

Der Finanzmittelbestand am Ende des Geschäftsjahres beträgt 0.8 Mio. € (2020: 4,1 Mio. €) und setzt sich wie folgt zusammen:

Der Cashflow aus der operativen Geschäftstätigkeit beträgt 1,5 Mio. € (2020: -2,9 Mio. €) und resultiert im Wesentlichen aus den Umsatzerlösen der Pacifico Renewables Yield AG.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit beläuft sich auf -30,3 Mio. € (2020: -54,2 Mio. €) und stammt hauptsächlich aus den Investitionen in Finanzanlagen.

Der positive Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit in Höhe von 25,6 Mio. € (2020: 58,1 Mio. €) beinhaltet neben den Einzahlungen aus den Kapitalerhöhungen des Geschäftsjahres auch die Einzahlungen aus der Inanspruchnahme der revolving Kreditlinie.

Pacifico Renewables Yield AG blieb in konstanter finanzieller Solvenz.

Ertragslage

Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse in Höhe von 1,2 Mio. € (2020: 0,3 Mio. €) resultieren im Wesentlichen aus der konzerninternen Verrechnung von Dienstleistungen, die die Pacifico Renewables Yield AG als Muttergesellschaft zentral einkauft und an ihre direkten und indirekten Tochtergesellschaften erbringt. Der überwiegende Teil dieser Leistungen stellt den wirtschaftlichen Betrieb der Wind- und Solarparks der Tochtergesellschaften sicher.

Sonstige Betriebskosten

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen von 4,1 Mio. € des Berichtszeitraums (2020: 3,2 Mio. €) beinhalten:

- Kosten für Asset-Management-Dienstleistungen, die für Tochtergesellschaften im Rahmen einer Rahmenvereinbarung mit Pacifico Partners erworben wurden (1,1 Mio. €)
- Kosten, hauptsächlich Personalkosten, aus einer Dienstleistungsvereinbarung mit einem konzerninternen Dienstleistungsunternehmen, das verschiedene Dienstleistungen sowohl für die Pacifico Renewables Yield AG als auch für ihre Tochtergesellschaften erbringt (1,5 Mio. €)
- Rechts- und Beratungskosten (0,4 Mio. €)
- Transaktionskosten für die Beschaffung von Eigenkapital und laufende Börsennotierungskosten (0,4 Mio. €)

Die Kosten für die Erstellung und Prüfung des Jahresabschlusses beinhalten Aufwendungen für die Prüfung des Konzernabschlusses (162.000 €), Aufwendungen für die prüferische Durchsicht des Konzernhalbjahresabschlusses (65.000 €) und Aufwendungen für Prüfung der Umstellung des Konzernabschlusses von HGB auf IFRS (32.000 €).

Nettoergebnis

Der Jahresfehlbetrag stieg im Berichtszeitraum auf -0,5 Mio. € (2020: -2,8 Mio. €).

Das Beteiligungsergebnis in Höhe von 3,4 Mio. € (2020: 1,1 Mio. €) beinhaltet 0,9 Mio. € Erträge aus direkten Tochtergesellschaften und 2,5 Mio. € Dividendenerträge der Pacifico Renewables Fin GmbH.

1.3. CHANCEN UND RISIKEN

1.3.1. RISIKOBERICHT

Risiken aus dem militärischen Einmarsch Russlands in die Ukraine

Am 24. Februar 2022 wurde die Ukraine von der Russischen Föderation überfallen. Dies wurde im internationalen Rechtsrahmen als Angriffsakt anerkannt. Der Konflikt dauert bis heute an, und das Ergebnis etwaiger Friedensverhandlungen ist noch nicht absehbar. Die EU und mehrere andere Länder haben als Reaktion auf den Militärangriff Sanktionspakete verabschiedet, die wirtschaftliche und individuelle Restriktionen beinhalten. Aufgrund der wichtigen Rolle Russlands auf den globalen Energiemärkten und der Abhängigkeit der EU von russischem Gas führten die mit dem Konflikt verbundenen Unsicherheiten zu einem erheblichen Anstieg der Rohstoffpreise, einschließlich der Strompreise.

Der Konzern hat weder derzeit noch in Zukunft die Absicht, Stromerzeugungsanlagen in der Ukraine oder in Russland zu betreiben. Daher gibt es keine wesentlichen Risiken im Zusammenhang mit militärischen Aktivitäten für das Geschäftsmodell der Gruppe. Die Gruppe unterhält auch keine Geschäftsbeziehungen zu russischen Geschäftspartnern, so dass kein Kontrahenten Risiko im Zusammenhang mit den möglichen Auswirkungen der beschlossenen Sanktionen besteht.

Risiken durch eine globale Pandemie

Die Folgen der COVID-19-Pandemie wirken sich noch immer auf die Weltwirtschaft aus. Zwar haben sich die Aktienmärkte von ihren erheblichen Verlusten erholt, doch sind weitere Auswirkungen der Pandemie auf die Finanzmärkte nicht auszuschließen, was die Beschaffung von Eigenkapital durch die Gruppe in naher Zukunft negativ beeinflussen könnte. Noch wichtiger ist, dass die Folgen der anhaltenden COVID-19-Pandemie insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien zu Verzögerungen in der Projektentwicklung und bei Bauaktivitäten geführt haben, z.B. im Hinblick auf erforderliche Genehmigungen oder unterbrochene globale Lieferketten. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es auch bei Projekten der Partner des Konzerns zu solchen Verzögerungen kommen kann.

Lokale projektbezogene Risiken werden durch ein breites Netz von Entwicklungspartnern mit der entsprechenden Pipeline abgemildert.

Risiken infolge des Klimawandels

Die physischen Anlagen von Pacifico Renewables für erneuerbare Energien sind von Natur aus den Risiken des Klimawandels unterworfen. Vor allem, aber nicht ausschließlich, sind die Anlagen der Gruppe chronischen und akuten Temperaturschwankungen (vor allem Hitzestress, der zu potenziellen Schäden führen könnte), sich ändernden Windmustern (von starken Stürmen bis hin zu langen windstillen Perioden) und sich ändernden Niederschlagsmustern (die nicht nur die einfallende Strahlung beeinflussen, sondern auch die Anlagen der Gruppe durch Überschwemmungen oder damit verbundene Erdbeben stärker beeinträchtigen könnten) ausgesetzt. Insbesondere sich ändernde Wind- und Niederschlagsmuster können nicht nur die Anlagen der Gruppe für erneuerbare Energien physisch gefährden, sondern auch die Stromproduktionsstudien und -prognosen von Pacifico Renewables, die sowohl auf eigenen Erfahrungswerten als auch auf externen Expertenmeinungen oder historischen Zahlen beruhen, verändern und langfristig ungenau werden. Dies kann dazu führen, dass die Stromerzeugung geringer ausfällt als erwartet und infolgedessen die finanziellen Ergebnisse zu niedrig sind.

Um diese Risiken abzumildern, analysiert der Konzern Umweltverträglichkeitsprüfungen und technische Due-Diligence-Berichte, um sicherzustellen, dass solche Risiken des Klimawandels, die die Anlagen der Gruppe betreffen, proaktiv angegangen werden. Darüber hinaus hat die Gruppe im Rahmen der Integration der EU-Taxonomie in ihren Investitionsprozess damit begonnen, zu prüfen, wie sie am besten physische Risikobewertungen des Klimawandels und Bewertungen der Anfälligkeit für den Klimawandel für ihre Anlagen durchführen kann, um relevante Risiken des Klimawandels anzugehen. Darüber hinaus wird das Risiko, dass veränderte Wettermuster zu einer ungenauen Stromproduktion führen, durch die zunehmende technologische und geografische Diversifizierung der Gruppe gemindert.

Regulatorische Risiken

Derzeit profitieren alle Onshore-Solar- und Windkraftanlagen des Konzerns von staatlichen Subventionen, die stabile und vorhersehbare Einnahmen sichern, die weitgehend unabhängig vom Spotmarktpreis für Strom sind. Darüber hinaus sind die meisten Anlagen von staatlich genehmigten Betriebslizenzen und Zulassungen abhängig. Es gibt jedoch keine Garantie dafür, dass der Konzern weiterhin finanzielle Förderung für die in seinen aktuellen oder zukünftigen Solar- und Windparks erzeugte Energie erhält und dass diese Förderungen in Zukunft nicht gekürzt oder gar gestrichen werden oder dass der Zeitraum der Förderfähigkeit nicht verkürzt wird. Noch gefährdeter sind die Windfall-Profite, die mit den hohen Strompreisen verbunden sind. In einigen Ländern könnten die Regierungen eingreifen und diese zusätzlichen Einnahmen kürzen oder begrenzen.

Die technologische und vor allem die geografische Diversifizierung über mehrere Länder hinweg zielt darauf ab, die regulatorischen Risiken zu mindern. Auch ein stärker diversifiziertes Stromvermarktungsprofil, d. h. ein zunehmender Einsatz von PPAs, wird die regulatorischen Risiken für den Konzern zunehmend verringern.

Risiken aus schwankenden Einnahmen

Das Produktionsniveau der Solar- und Windprojekte des Konzerns hängt in hohem Maße von geeigneten Wind- und Sonneneinstrahlungsbedingungen ab. In Verbindung mit der Abhängigkeit von sich ändernden Strompreisen kann dies zu einer hohen Volatilität der Einnahmenströme führen und somit die Rentabilität beeinflussen.

Diese Volatilität ist nicht nur für die Projekte selbst relevant, sondern könnte auch zu Liquiditätsengpässen auf Holdingebene führen (z. B. wenn Cash Upstreamings von Projekten an die AG nicht wie geplant stattfinden). Sogar Verzögerungen beim Cash Upstreaming könnten potenziell schädlich sein, wenn sie mit zusätzlichen Kosten (wie Steuerzahlungen) verbunden sind.

Um diese Risiken zu mindern, werden für alle Solar- und Windprojekte vor deren Erwerb Prognosen erstellt, die sowohl auf eigenen Erfahrungswerten als auch auf externen Expertenmeinungen oder historischen Zahlen beruhen. Die Gutachten beruhen auf langjährigen, normierten historischen Wetterdaten und der fachlichen Berücksichtigung lokaler Faktoren. Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass solche Schätzungen oder Studien die tatsächliche Energieproduktion in einem bestimmten Jahr in der Zukunft genau widerspiegeln. Aus diesem Grund besteht die Strategie des Konzerns auch darin, die Risiken durch eine ausgewogene technologische und geografische Diversifizierung seines Portfolios weiter zu verringern. Außerdem wird den sich ändernden Strompreisen meist durch langfristige, staatlich garantierte Subventionsprogramme mit festen Strompreisen begegnet. Bei Neuanlagen und auch bei Anlagen, die den Zeitraum der garantierten Erträge überschreiten, strebt der Konzern an, den Großteil der Erträge durch langfristige PPAs zu sichern. Mögliche negative Strompreise und die damit

verbundenen Risiken spielen im derzeitigen Marktumfeld eine weniger wichtige Rolle und können vernachlässigt werden. Nur die polnischen Anlagen sind derzeit bereits Teil eines vorläufigen PPAs (bis 2024). Da dieses PPA der Gegenpartei eine bestimmte Produktionsleistung garantiert, ist damit für den Konzern auch ein Verlustrisiko verbunden. Das heißt, wenn die vereinbarte Mindestproduktion nicht erreicht wird, wird eine Ausgleichszahlung fällig. Auf jährlicher Basis dürften sich die potenziellen Ausgleichszahlungen und die potenzielle Überschussproduktion jedoch die Waage halten, wenn von einer begrenzten Strompreisvolatilität ausgegangen wird.

Betriebliche Risiken

Der Betrieb der gegenwärtigen und künftigen Anlagen des Konzerns birgt Risiken wie den Ausfall oder das Versagen von Geräten oder Prozessen, eine Leistung, die unter dem erwarteten Niveau liegt, oder eine Instabilität des Systems. Solche Ausfälle und Leistungsprobleme können auf verschiedene Faktoren zurückzuführen sein, darunter Fehler bei der Bedienung, mangelnde Wartung, Mängel an Baumaterialien und allgemeine Abnutzung im Laufe der Zeit, die sich der Kontrolle des Konzerns entziehen könnten. Um einen reibungslosen Betrieb seiner Anlagen zu gewährleisten, hat der Konzern Dienstleistungsvereinbarungen mit Dritten als Dienstleistern für Betriebs- und Wartungsdienste sowie kaufmännische und technische Managementdienste abgeschlossen. Das Ziel des Konzerns, eine schlanke Organisation zu haben und Tätigkeiten auszulagern, die nur einen begrenzten Mehrwert für das Kerngeschäft erbringen, bringt auch gewisse Risiken und Abhängigkeiten mit sich. Der reibungslose Betrieb der Anlagen könnte gefährdet sein, wenn einer der Dienstleister seinen Verpflichtungen nicht ordnungsgemäß nachkommt: Zum Beispiel, wenn ein Austausch von Vertragspartnern notwendig wird (z. B. wegen unzureichender Leistung, Auslaufen des Vertrags, Insolvenz oder Missmanagement) und nicht schnell durchführbar ist oder zu einer Erhöhung der Betriebskosten führt.

Derzeit sind dem Konzern keine Anzeichen dafür bekannt, dass ein Dienstleister Solvenzrisiken ausgesetzt ist oder nicht in der Lage ist, seinen vertraglichen Verpflichtungen nachzukommen. Darüber hinaus wurde die in den meisten Fällen variable Vergütung der Dienstleister so gestaltet, dass die mit ihren Leistungen verbundenen Risiken minimiert werden und die Leistung in ihrem besten Interesse erfolgt. Darüber hinaus sind die Anlagen des Konzerns für den Fall eines technischen Ausfalls ausreichend gegen Schäden und Ertragsausfälle versichert. Risiken aus dem Ausfall nationaler Stromnetze, Natur- und Nuklearkatastrophen und Kriegen können jedoch nicht versichert werden.

Zins- und Währungsrisiken

Die Finanzierungsstrategie des Vorstands für den Erwerb von Solar- und Windparks sieht einen hohen Anteil an Fremdkapital vor, das zu festen Zinssätzen für einen bestimmten Zeitraum (in der Regel mindestens zehn Jahre) oder zu variablen Zinssätzen aufgenommen wird. Zum 31. Dezember 2021 lag die bereinigte Eigenkapitalquote des Konzerns bei 37,34 %. Das Zinsänderungsrisiko ist begrenzt, da nur ein geringer Teil des Fremdkapitalvolumens variablen Zinssätzen unterliegt und nur ein begrenztes Refinanzierungsrisiko besteht. Das Zinsänderungsrisiko ist asymmetrisch und resultiert hauptsächlich aus steigenden Zinsen. Aber auch sinkende Zinsen sind für den Konzern mit Risiken verbunden. Zinsswaps, bei denen der Konzern zwar von einem variablen Zinssatz profitiert, bei denen aber keine Untergrenze von 0 % festgelegt ist, erhöhen die Zinslast für den Konzern, wenn der Referenzzinssatz unter 0 liegt, was bei zwei Darlehen des Konzerns der Fall ist.

Bei den meisten Anlagen von Pacifico Renewables sind die Betriebskosten oder zumindest die wichtigsten Teile davon der Inflation ausgesetzt, während die Einnahmen größtenteils fest sind. Diese Asymmetrie birgt das Risiko potenzieller langfristiger Kostenüberschreitungen. Aus diesem Grund sind konservative Inflationsannahmen ein wesentlicher Bestandteil der Risikominderung. Darüber hinaus strebt Pacifico Renewables an, auch die Einnahmen an die Inflation zu koppeln,

wenn dies möglich ist (wie es beispielsweise in Polen der Fall ist), um das Risiko weiter zu verringern.

Der Konzern erzielt den größten Teil seiner Einnahmen in Euro. Wechselkursrisiken bestehen derzeit nur in Bezug auf die Anlagen in Polen und der Tschechien. Wechselkursschwankungen zwischen dem polnischen Zloty, der tschechischen Krone und dem Euro können zu Kursverlusten führen. Der Vorstand ist bestrebt, ausländische Anlagen in lokaler Währung fremdzufinanzieren, was das größte Währungsrisiko für den Konzern ausschließt, wenn das Unternehmen außerhalb der Eurozone tätig ist. Darüber hinaus entwickelt der Vorstand angesichts des zunehmenden Engagements in verschiedenen Währungen derzeit neue Strategien für das Management des Währungsrisikos.

Finanzierungs- und Refinanzierungsrisiken

Um seine Wachstumsstrategie umsetzen zu können, benötigt der Konzern hohe externe Finanzierungsmittel, insbesondere von Eigenkapitalinvestoren, aber auch Fremdkapital. Es ist nicht sicher, ob die für das angestrebte Portfoliowachstum des Konzerns erforderlichen Mittel zum jeweiligen Zeitpunkt zur Verfügung stehen werden. Selbst wenn sie grundsätzlich verfügbar sind, kann nicht ausgeschlossen werden, dass dem Konzern solche Finanzierungen zu unattraktiven Bedingungen (z. B. zu hohen Zinssätzen) angeboten werden. Sollte es dem Konzern nicht gelingen, zusätzliche Finanzmittel zu akzeptablen Bedingungen zu erhalten, könnte das Unternehmen nicht in der Lage sein, seine Wachstumsstrategie für sein Portfolio umzusetzen, was sich äußerst negativ auf die Aussichten des Konzerns auswirken würde. Darüber hinaus verfügen die meisten Anlagen der Gruppe über eine eigene Finanzierung, die als Projektfinanzierung auf der Ebene der Anlagen strukturiert ist. Diese gängigste Finanzierungsstruktur für Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien ist ebenfalls mit gewissen Risiken verbunden und könnte die Liquidität auf Holdingebene beeinträchtigen (falls bestimmte Beschränkungen und Auflagen nicht eingehalten werden).

Am 26. Februar 2022 (bereits im neuen Berichtszeitraum 2022) unterzeichnete der Konzern (über eine Tochtergesellschaft) erstmals eine Privatplatzierung eines besicherten Green Loans in Höhe von 35 Mio. € bei UBS Asset Management. Der feste Zinssatz des grünen Schuldtitels beträgt 4,85 % und die Laufzeit der Finanzierung beträgt fünf Jahre ab Unterzeichnung mit einer endfälligen Rückzahlung. Rund 26 Mio. € des Darlehens wurden zur Refinanzierung bestehender Schulden verwendet, wodurch die Kapitalstruktur der Gruppe optimiert wurde. Der Rest des Nettoerlöses wird zur Finanzierung des weiteren Ausbaus des bestehenden Portfolios der Gruppe und neuer Akquisitionen verwendet. Die neue Möglichkeit brachte jedoch auch erhöhte Refinanzierungsrisiken mit sich, da das endfällige Darlehen im Jahr 2027 zurückgezahlt oder refinanziert werden muss.

Um die Finanzierungs- und Refinanzierungsrisiken zu mindern, prüft der Vorstand regelmäßig die Finanzierungs- und Refinanzierungsmöglichkeiten und arbeitet mit einem ausreichenden Liquiditätspuffer, der auch die Projektfinanzierungsstrukturen der Anlagen umfasst. Im Hinblick auf die neue UBS-Finanzierung wird das Refinanzierungsrisiko hauptsächlich durch eine umfassende Due-Diligence-Prüfung der Vermögenswerte und eine Bewertung der Vermögenswerte abgesichert. Mehrere Expertenmeinungen bewerteten die Risiken, und auch im Rahmen der Holding-Finanzierung wurde sie umfassend bewertet.

1.3.2. CHANCENBERICHT

Chancen durch schwankende Einnahmen

Die Erlöserzielung durch die Stromerzeugung aus Solar- und Windkraftanlagen unterliegt meteorologischen Schwankungen und den jeweiligen Strompreisen. Der Vorstand verfolgt einen konservativen Ansatz bei der Prognose der Wetterbedingungen und der Strompreise. Derzeit profitieren alle Anlagen von Einnahmen, die durch staatliche Subventionen gedeckt sind. In einigen Ländern sind die staatlichen Subventionen jedoch im Wesentlichen als Mindestpreise ausgelegt. Dies bedeutet, dass hohe Spotmarktpreise (wie sie derzeit in Europa zu beobachten sind) ein Aufwärtspotenzial bieten könnten.

Chancen durch das regulatorische Umfeld

Der Druck auf die internationale Gemeinschaft, Maßnahmen zur Eindämmung der globalen Erwärmung zu ergreifen, hat stetig zugenommen, insbesondere mit dem Abschluss des Abkommens der Pariser Klimakonferenz 2015. Die Verringerung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung spielt dabei eine Schlüsselrolle. Um die Reduzierung kohlenstoffintensiver Erzeugungsquellen wie Kohlekraftwerken vor dem Hintergrund einer konstanten Stromnachfrage zu unterstützen, gibt es zahlreiche staatliche Förderregelungen zur Förderung der Energiewende.

Supranationale Maßnahmen wie der Europäische Green Deal mit seinem ehrgeizigen Ziel der Klimaneutralität bis 2050 bieten Chancen für die weitere Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Im Zuge der COVID-19-Pandemie veröffentlichte die Europäische Kommission Ende Mai 2020 das Europäische Konjunkturprogramm als gesamteuropäischen Wiederaufbauplan für die Zeit der wirtschaftlichen Erholung nach der Pandemie. Mit diesem Plan soll der zuvor von Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen angekündigte „Marshallplan für Europa“ umgesetzt werden. Neben dem europäischen Haushalt für die Jahre 2021 bis 2027 umfasst das Europäische Konjunkturprogramm das EU-Wiederaufbauprogramm Next Generation, das den europäischen Haushalt von 2021 bis 2024 mit einem Finanzvolumen von 750 Mrd. € aus den Finanzmärkten unterstützen soll, wovon 600 Mrd. € explizit als Teil des europäischen Green Deals zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 vorgesehen sind.⁸⁷

Auch die jüngsten Ereignisse im Zusammenhang mit dem russischen Einmarsch in der Ukraine haben die geostrategische Bedeutung der erneuerbaren Energien weiter unterstrichen. Als "Freiheitsenergien" bezeichnet (von Bundesfinanzminister Christian Lindner Ende Februar 2022 im Bundestag), liefern sie Strom aus einer unabhängigen Quelle, der für Entscheidungsträger in Zukunft immer relevanter werden wird. Daher ist mit einer weiteren regulatorischen Förderung zu rechnen.

Chancen aus Technologien

Die Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien sollen auch in Zukunft gegenüber konventionellen Energien wettbewerbsfähig bleiben. Die technologische Entwicklung begünstigt die langfristige Attraktivität des Sektors und den weiteren Ausbau des Portfolios der Gruppe.

Die Verbesserung der Effizienz von Energiespeichersystemen für Solar- und Windkraftanlagen für die kurz-, mittel- und langfristige Energiespeicherung kann in Zukunft eine effektivere und kosteneffizientere Steuerung der Energieeinspeisung ermöglichen. Dadurch könnten Produktionsschwankungen besser gesteuert werden, was sich wiederum positiv auf die

⁸⁷ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de.

Einnahmen auswirken kann.⁸⁸ Darüber hinaus könnte der Einstieg in den Batteriespeichermarkt zusätzliche attraktive Geschäftsmöglichkeiten und die Möglichkeit bieten, das Profil der Gruppe weiter zu diversifizieren.

Chancen aus dem anhaltenden Niedrigzinsumfeld

Trotz der Erwartung steigender Zinsen wirkt sich das anhaltende Niedrigzinsumfeld weiterhin positiv auf das investitions- und finanzierungsintensive Geschäftsmodell von Pacifico Renewables aus. Dadurch sollten auch in Zukunft vorteilhafte Finanzierungsbedingungen für den Ausbau des Portfolios realisiert werden können, die eine attraktive Projektertragsrate ermöglichen. Der Vorstand prüft kontinuierlich die Möglichkeit, die bestehende Finanzierungsstruktur zu optimieren.

Zudem reduziert das Niedrigzinsumfeld die Energiegestehungskosten, wodurch Anlagen, die ihren Strom zu Marktpreisen einspeisen, attraktiver werden.

Chancen aus dem Weiterbetrieb von Anlagen

Mit dem Auslaufen der gesicherten FiT besteht die Möglichkeit, die bestehenden Anlagen des Konzerns im sogenannten „golden End“ weiter zu betreiben, sofern der Konzern entweder Grundstückseigentümer ist oder eine Verlängerungsoption für die Pachtverträge besteht. Eine verlängerte Betriebszeit, die den rentablen Betrieb der Anlagen im „golden End“ ermöglicht, kann sich daher positiv auf zukünftige Erträge auswirken.

Bei den meisten seiner bestehenden Anlagen kann der Konzern die Nutzungsdauer über das Auslaufen der geltenden öffentlichen Förderprogramme hinaus verlängern, da das Unternehmen entweder Eigentümer der Grundstücke ist oder Optionen zur Verlängerung der Pachtverträge besitzt. Im Allgemeinen gibt es folgende Möglichkeiten, diesen Optionswert zu erfassen, wenn die Projektgesellschaften in der Regel ihre vorrangigen Schulden zurückgezahlt haben und die Anlagen auf individueller Unternehmensebene vollständig abgeschrieben worden sind: (1) Betrieb der vollständig abgeschriebenen und schuldenfreien Anlage über das Auslaufen der Subventionen hinaus mit geringeren Wartungskosten und Verkauf des Stroms auf dem Markt oder über ein PPA; (2) Zusammenarbeit mit Dienstleistern und oder Partnern der Gruppe, die ein Repowering der Anlage vorschlagen und eine neue und möglicherweise größere Anlage auf der Grundlage moderner Technologien und der durch frühere Erfahrungen gewonnenen Kenntnisse der örtlichen Gegebenheiten bauen. Insbesondere der Grundbesitz stellt einen inhärenten Optionswert dar, der durch ein Repowering realisiert werden kann, da geeignete Standorte für Entwicklungsprojekte in einigen europäischen Ländern rar sind.

Chancen aus dem Fokus auf kleinere und mittelgroße Anlagen

Für das weitere Wachstum des Portfolios beabsichtigt der Vorstand, weiterhin kleine und mittelgroße Anlagen im Bereich erneuerbarer Energien auszuwählen, die nach seiner Einschätzung Eigenkapitalinvestitionen zwischen 5 Mio. € und 50 Mio. € erfordern.

Der Vorstand ist der Ansicht, dass diese Konzentration auf kleine und mittelgroße Anlagen im Vergleich zu großen Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien erhebliche Vorteile in Bezug auf die Verfügbarkeit von Standorten, die Dauer des Entwicklungsprozesses, die Diversifizierung des Portfolios, den Wettbewerb mit anderen Investoren und die entsprechenden Erträge bietet.

⁸⁸ Electricity storage and renewables: cost and markets to 2030 (https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf?la=en&hash=2FD44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9).

Darüber hinaus führen Investitionen in kleine und mittelgroße Projekte zu einer natürlichen Diversifizierung und damit zu einer Verringerung des Risikos des gesamten Portfolios des Konzerns, da das Risiko auf mehr Projekte verteilt wird, anstatt nur in wenigen großen Projekten zu liegen. Gleichzeitig sind diese Projekte groß genug, um attraktive langfristige PPAs mit einer Vielzahl von Kunden abzuschließen und attraktive Projektfinanzierungsvereinbarungen zu treffen.

Chancen aus Partnerschaften

Um sein Portfolio weiter auszubauen und zu diversifizieren, ohne Entwicklungsrisiken zu tragen, und um ein effizientes Outsourcing der Anlagenverwaltung und anderer Dienstleistungen zu ermöglichen, ist Pacifico Renewables Partnerschaften mit Entwicklern eingegangen. Jede Partnerschaft erhöht die Sichtbarkeit des Wachstums von Pacifico Renewables, verringert die Abhängigkeit von einzelnen Partnern und ermöglicht es Pacifico Renewables, bei der Akquisition von Anlagen von seinen Partnern sehr selektiv vorzugehen. Das Eingehen weiterer Partnerschaften in der Zukunft könnte daher zusätzliche Chancen für Pacifico Renewables bringen.

Chancen durch ein schlankes und skalierbares Geschäftsmodell

Die effiziente Auslagerung nicht-strategischer Elemente der Wertschöpfungskette, wie z. B. der Asset-Management-Aktivitäten, ermöglicht dem Konzern, ein großes, skalierbares Portfolio mit einer schlanken Organisationsstruktur zu betreiben, deren Ressourcen konzentriert sind auf finanzielle und strategische Aspekte und auf die Anwendung eines Top-Down-Portfolio-Ansatzes von der Investition bis zur Option am Ende der Lebensdauer mit Schwerpunkt auf der Wertsteigerung für die Aktionäre. Darüber hinaus trägt die variable Vergütung für Asset-Management-Dienstleistungen zur Stabilität der Renditen des Konzerns bei und mildert die Auswirkungen von Ertragsschwankungen.

Die schlanke Unternehmensstruktur soll auch in Zukunft eine kosteneffiziente Führung der Gruppe ermöglichen. Mit dem weiteren Ausbau des bestehenden Portfolios und dem nur gezielten Ausbau der Vollzeitstellen könnten in Zukunft weitere Größenvorteile realisiert werden.

Chancen aus konservativen Investitionskriterien

Der Vorstand ist bestrebt, von Effizienzgewinnen zu profitieren, indem er bestimmte Entwicklungsrisiken von anderen Aktivitäten im Lebenszyklus der Kraftwerke für erneuerbare Energien trennt. Er konzentriert sich auf Kraftwerke, die bereits in Betrieb sind oder sich in einer vertraglich gesicherten Bauphase befinden und von einer vertraglich gesicherten Ertragsbasis profitieren. Dieses klare Profil ermöglicht es, stabile und vorhersehbare Cashflows zu erzielen und gleichzeitig Entwicklungsrisiken zu vermeiden. Darüber hinaus baut die Gruppe mit Solar- und Windenergie auf etablierte und wettbewerbsfähige Technologien, die mit vergleichsweise geringen Risiken in einem wachsenden Markt verbunden sind.

Chancen aus der kontinuierlichen Optimierung der Kapitalstruktur

Der Vorstand stellt die Kapitalstruktur des Konzerns ständig auf den Prüfstand und ist bestrebt, sie zu optimieren. Das Management bindet Kapitalerhöhungen strikt an Akquisitionen oder eine bestimmte Mittelverwendung, um den Aktionären attraktive Renditen zu bieten. Über Kapitalerhöhungen hinaus sieht das Management des Konzerns ein großes Potenzial in der Nutzung von Fremdkapitalinstrumenten auf der Ebene der AG oder Zwischenholdinggesellschaften als Ergänzung oder Ersatz für Projektfinanzierungen. Der Konzern ist der Ansicht, dass die Emission von Schuldtiteln auf Holdingebene zu einem Gewinn für seine Aktionäre führen wird. Die Gruppe hält den Markt für grüne Kredite weiterhin für besonders interessant. Die Vergütungsregelung für Anlagen im Bereich erneuerbarer Energien nach der

Subventionierung, die mit weniger Projektfinanzierungskapazitäten auf Anlagenebene einhergeht, führt zu einem erhöhten Bedarf an Fremdkapital auf Holding-Ebene, was der Konzern aufgrund seines diversifizierten Portfolios und seiner Expertise als Chance betrachtet.

Chancen durch den Fokus auf finanzwirtschaftliche Disziplin

Bei seinen operativen Aktivitäten und Investitionsentscheidungen wendet der Vorstand eine strenge Finanzdisziplin an. Pacifico Renewables optimiert regelmäßig seine Kapitalstruktur, um die Kapitaleffizienz zu erhöhen, das Zins- und Währungsrisiko so gering wie möglich zu halten und die ungenutzte Liquidität auf ein Minimum zu beschränken, indem Kapitalmaßnahmen so schnell wie möglich in Investitionen umgesetzt werden, um die Kapitalrendite zu optimieren.

Chancen durch ein zunehmend diversifiziertes Portfolio

Der Vorstand prüft und bestimmt ständig neue Investitionsmöglichkeiten. Die zunehmende Diversifizierung des Portfolios führt zu einem veränderten Risikoprofil. Die geografische Diversifizierung führt zu einer geringeren Empfindlichkeit gegenüber Ertragsschwankungen. Darüber hinaus strebt der Vorstand eine technologische Diversifizierung an, indem er Solaranlagen, Onshore-Windkraftanlagen und potenziell Batteriespeichieranlagen betreibt. Die Ausrichtung auf verschiedene Technologien für erneuerbare Energien verringert das Risiko der Abhängigkeit von Saisonalität und Wetterbedingungen. Die Stromerzeugungskurven von Solar- und Windparks ergänzen sich im Hinblick auf die tägliche oder jährliche Produktion, was zu stabilen und vorhersehbaren Cashflows beiträgt. Beide Technologien bieten auch interessante Aufwärtspotenziale für Folgeinvestitionen wie technologische Aufrüstung, Verlängerung der Lebensdauer und Repowering.

Chancen aus zusätzlichen Finanzierungsquellen

Angesichts des enormen Wachstums der privaten Märkte in den letzten zehn Jahren und der natürlichen Eignung erneuerbarer Energien für langfristig ausgerichtete Investoren wie Pensionsfonds oder Versicherer, die nur in begrenztem Umfang in Aktien investieren, hat der Vorstand beschlossen, Finanzierungsalternativen zu prüfen. Aufgrund der Größen- und Verbundvorteile, die hier zum Tragen kommen, bieten zusätzliche Finanzierungskanäle zur Verwaltung eines größeren und stärker diversifizierten Portfolios erhebliche Chancen für die Gruppe.

1.4. PROGNOSEBERICHT

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Es ist anzumerken, dass die aktuellen Wirtschaftsprognosen, die sich abzeichnenden Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem russischen Einmarsch in der Ukraine noch nicht berücksichtigen. Solange es schwierig ist, die wirtschaftlichen und sozialen Folgen dieses Konflikts vorherzusagen, sind Anpassungen der Prognosen wahrscheinlich. Die Ukraine-Krise wird wahrscheinlich mittel- bis langfristig zu strukturellen Veränderungen auf dem europäischen Energiemarkt führen, da das politische Ziel darin besteht, die EU-Nachfrage nach russischem Gas bis Ende des Jahres um zwei Drittel zu senken und Europa so schnell wie möglich von russischen fossilen Brennstoffen unabhängig zu machen.

Der Sektor der erneuerbaren Energien wird im Jahr 2022 und darüber hinaus von mehreren externen Faktoren beeinflusst werden. Es wird erwartet, dass sich die Weltwirtschaft und die europäische Wirtschaft weiter von der durch die COVID-19-Pandemie verursachten Rezession im Jahr 2020 erholen werden.⁸⁹ Ein günstiges wirtschaftliches Umfeld ist für den Sektor der erneuerbaren Energien von Vorteil, da es die Finanzierungsbedingungen auf den Finanzmärkten verbessert. Darüber hinaus haben das Wirtschaftswachstum und die Unterbrechung der globalen Versorgungsketten zu einem starken Anstieg der Energiepreise in Europa und vielen anderen Teilen der Welt geführt, der voraussichtlich auch 2022 anhalten wird. Erhöhte Energiepreise können für den Sektor für erneuerbare Energien von Vorteil sein, da sie den Betrieb von Anlagen für erneuerbare Energien rentabler machen und Anreize für eine verstärkte Entwicklung neuer erneuerbarer Energieanlagen schaffen. Erhöhte Preise für Materialien, die in Komponenten erneuerbarer Energieanlagen verwendet werden, sowie Engpässe in der Lieferkette könnten die Kosten für die Entwicklung von erneuerbaren Energieanlagen vorübergehend erhöhen. Langfristig wird jedoch erwartet, dass der Abwärtstrend bei den Stromgestehungskosten („LCOE“) überwiegt.⁹⁰

Die politische Unterstützung verbessert die Aussichten für den Sektor erneuerbarer Energien weiter. Neue, ehrgeizige Ziele zur Emissionssenkung gibt es unter anderem in der EU⁹¹, Deutschland⁹² und in den Vereinigten Staaten⁹³. In der EU wird erwartet, dass das EU-Konjunkturprogramm Next Generation mit einem Umfang von 750 Mrd. € den Sektor zusätzlich unterstützen wird, da ein erheblicher Teil der Mittel für die Förderung erneuerbarer Energien verwendet werden wird.

Gesamtaussage zur Entwicklung des Konzerns

Der Vorstand plant, sein Portfolio durch Akquisitionen im Jahr 2022 weiter auszubauen. Der vertraglich gesicherte vorrangige Zugang zu einer Pipeline von mehr als 3,1 GW verdeutlicht die Ambitionen der Gruppe. Sie hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2023 ein 400-MW-Portfolio aufzubauen.

Aufgrund des realisierten Portfoliowachstums und der derzeit hohen Strompreise hebt der Konzern neben der bereits am 31. März 2022 veröffentlichten Umsatzprognose auch seine

⁸⁹ IMF. World Economic Outlook. Update January 2022.

⁹⁰ Bloomberg New Energy Finance.

⁹¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1599.

⁹² <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>

⁹³ <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/04/22/fact-sheet-president-biden-sets-2030-greenhouse-gas-pollution-reduction-target-aimed-at-creating-good-paying-union-jobs-and-securing-u-s-leadership-on-clean-energy-technologies/>.

Stromproduktionsprognose für das Geschäftsjahr 2022 im Vergleich zum Ergebnis des Geschäftsjahres 2021 deutlich an. Die Umsatz- und Stromproduktionsprognose für 2022 bezieht sich auf das bestehende Portfolio von Anlagen, die bereits in Betrieb sind bzw. im Berichtszeitraum in Betrieb gehen werden. Die Umsatzprognose der Gruppe basiert auf planmäßigen Wetterbedingungen in Verbindung mit hohen Strompreisen seit Jahresbeginn sowie auf der Wahrscheinlichkeit anhaltend hoher Strompreise. Für das Geschäftsjahr 2022 erwartet der Vorstand Umsätze zwischen 33,0 Mio. € und 43,0 Mio. € und bestätigt damit seine am 31. März 2022 veröffentlichte Umsatzprognose. Die zwischen Jahresbeginn und Ende Juni 2022 erwirtschafteten geschätzten Umsatzerlöse des Konzerns liegen bei ungefähr 21,0 Mio. €. Insbesondere die Monate Januar und Februar trugen dazu bei, dass die Umsätze im ersten Halbjahr höher sind als zu Jahresbeginn erwartet. Das Management geht davon aus, dass sich der positive Einfluss der Strompreise, die insbesondere in Deutschland und Polen historische Höchststände erreicht haben, auch in der zweiten Jahreshälfte fortsetzen wird. Allerdings sind die Strompreise derzeit erheblichen Schwankungen unterworfen, was zu der großen Spannbreite der prognostizierten Umsatzerlöse führt. Aufgrund dieser Volatilität ist noch keine Präzisierung der Umsatzprognose möglich. Die Gruppe erwartet, im Geschäftsjahr 2022 zwischen 300 GWh und 350 GWh grünen Strom zu produzieren. Die Umsatz- und Stromproduktionsprognose beruht auf den folgenden Annahmen: (i) keine wesentlichen rückwirkenden Änderungen der Gesetzgebung, (ii) keine wesentlichen Abweichungen von den Wettervorhersagen und den historischen Produktionsniveaus und (iii) keine Erwerbe oder Veräußerungen operativer Anlagen.

1.5. ABHÄNGIGKEITSBERICHT

Schlusserklärung zum Bericht des Vorstandes über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen gemäß § 312 Aktiengesetz („AktG“).

Der Vorstand der Pacifico Renewables Yield AG hat gemäß § 312 Abs. 1 AktG einen Bericht des Vorstands über Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgestellt, der die folgende Schlusserklärung enthält:

„Wir erklären, dass die Pacifico Renewables Yield AG bei den in diesem Bericht über Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgeführten Rechtsgeschäften nach den Umständen, die dem Vorstand in dem Zeitpunkt bekannt waren, in dem die Rechtsgeschäfte vorgenommen wurden, eine angemessene Gegenleistung erhalten hat. Der Konzern hat durch die Maßnahmen des Konzerns im Sinne des § 312 Abs. 1 Satz 2 AktG nach den Umständen, die dem Vorstand in dem Zeitpunkt bekannt waren, in dem die Maßnahmen getroffen wurden, keinen Nachteil erleiden müssen.“

2. BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2021

AKTIVA		
€	2021	2020
A. ANLAGEVERMÖGEN		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte wie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	17.420	43.069
II. Sachanlagen		
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.672	6.007
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	108.378.732	72.203.641
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	-	3.321.250
	108.378.732	75.524.891
	108.398.824	75.573.967
B. UMLAUFVERMÖGEN		
I. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	454.311	294.195
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	5.023.273	1.827.768
3. Sonstige Vermögensgegenstände	58.353	229.343
	5.535.937	2.351.306
II. Guthaben bei Kreditinstituten		
	827.214	4.055.503
	6.363.151	6.406.809
C. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN		
	116.357	130.497
	114.878.332	82.111.273

PASSIVA		
€	2021	2020
A. EIGENKAPITAL		
I. Gezeichnetes Kapital	3.721.042	3.309.766
II. Kapitalrücklage	91.555.165	79.618.227
III. Bilanzverlust	-3.538.585	-3.073.573
	91.737.622	79.854.420
B. RÜCKSTELLUNGEN		
Sonstige Rückstellungen	3.783.417	1.352.912
	3.783.417	1.352.912
C. VERBINDLICHKEITEN		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	16.235.047	-
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.675.668	837.517
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	239.574	49.252
4. Sonstige Verbindlichkeiten	207.004	17.172
<i>davon aus Steuern 202.880,97 € (2020: 11.867 €)</i>		
	19.357.292	903.941
	114.878.332	82.111.273

3. GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG FÜR DIE ZEIT VOM 1. JANUAR BIS ZUM 31. DEZEMBER 2021

€	2021	2020
1. Umsatzerlöse	1.197.038	290.528
2. Sonstige betriebliche Erträge	39.520	4
3. Personalaufwand		
a) Löhne und Gehälter	-656.527	-1.237.465
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung <i>davon für Altersversorgung -6.432 € (2020: -6.432 €)</i>	-23.955	-45.013
	-680.482	-1.282.478
4. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-30.035	-29.025
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen	-4.115.832	-3.191.516
6. Erträge aus Beteiligungen <i>davon aus verbundenen Unternehmen 1.172.510€ (2020: 1.33.472 €)</i>	3.426.214	1.133.472
7. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens <i>davon aus verbundenen Unternehmen 159.683 € (2020: 353.175 €)</i>	159.682	434.553
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge <i>davon Zinserträge aus der Abzinsung von Rückstellungen 0 € (2020: 8.626 €)</i>	-	8.627
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen <i>davon an verbundene Unternehmen 2021: 0 € (2020: -1.093 €) davon Zinsaufwendungen aus der Abzinsung von Rückstellungen 2021: 0 € (2020: -289 €)</i>	-461.116	-119.271
10. Jahresfehlbetrag	-465.011	-2.755.106
11. Verlustvortrag	-3.073.573	-318.467
12. Bilanzverlust	-3.538.584	-3.073.573

4. ANHANG

4.1. ALLGEMEINE ANGABEN	62
4.2. BILANZIERUNGS- UND BEWERTUNGSMETHODEN	63
4.3. ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ	64
4.4. ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG	66
4.5. SONSTIGE PFLICHTANGABEN	67
4.6. ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS	69

4.1. ALLGEMEINE ANGABEN

Angaben zur Identifikation der Gesellschaft laut Registergericht

Die Pacifico Renewables Yield AG mit Sitz in Grünwald ist im Handelsregister des Amtsgerichts München unter der Nummer HRB 251232 eingetragen.

Angaben zum Jahresabschluss

Der Jahresabschluss wird nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches aufgestellt. Der Gliederung der Bilanz sowie der Gewinn- und Verlustrechnung liegen die Vorschriften der §§ 266 und 275 Abs. 2 HGB (Gesamtkostenverfahren) zugrunde.

Die Gesellschaft wendet die Bilanzierungs- und Bewertungsvorschriften für kleine Kapitalgesellschaften im Sinne des § 267 Abs 1 i. V. m. § 267a Abs. 3 HGB an. Die Erleichterungsvorschriften der §§ 274a, 288 HGB werden teilweise in Anspruch genommen.

4.2. BILANZIERUNGS- UND BEWERTUNGSMETHODEN

Bei der Bewertung wird von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit ausgegangen.

Entgeltlich erworbene immaterielle Anlagewerte werden zu Anschaffungskosten und, sofern sie der Abnutzung unterliegen, vermindert um planmäßige Abschreibungen bewertet.

Das Sachanlagevermögen wird zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten und, soweit abnutzbar, vermindert um planmäßige Abschreibungen bewertet.

Die planmäßigen Abschreibungen werden nach der voraussichtlichen Nutzungsdauer der Vermögensgegenstände linear vorgenommen.

Die Finanzanlagen werden wie folgt angesetzt und bewertet:

- Anteile an verbundenen Unternehmen zu Anschaffungskosten
- Ausleihungen zum Nennwert

Die Anteile an verbundenen Unternehmen sind mit den Anschaffungskosten zuzüglich Anschaffungsnebenkosten bewertet. Zusätzlich geleistete Einlagen erhöhen die Anschaffungskosten. Bei voraussichtlich dauernder Wertminderung werden außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen. Vom Wahlrecht außerplanmäßige Abschreibungen auch bei voraussichtlich nicht andauernder Wertminderung vorzunehmen, wird kein Gebrauch gemacht. Positive Ergebnisanteile aus der Beteiligung sind als Beteiligungsertrag auszuweisen, insoweit entnahmefähige Gewinnanteile vorliegen.

Die Bewertung der Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände sowie Guthaben bei Kreditinstituten erfolgt zum Nennwert.

Die sonstigen Rückstellungen werden unter Berücksichtigung aller erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten mit dem nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung erforderlichen Erfüllungsbetrag angesetzt. Langfristige Rückstellungen werden nach den Regelungen der Rückstellungsabzinsungsverordnung abgezinst und mit ihrem Barwert unter Berücksichtigung von Preissteigerungen angesetzt. Rückstellungen für virtuelle aktienbasierte Vergütungen werden als Ansammlungsrückstellungen jährlich aufgestockt.

Verbindlichkeiten werden mit dem Erfüllungsbetrag passiviert.

Die angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden werden unverändert beibehalten.

4.3. ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ

Finanzanlagen

Die Finanzanlagen betragen zum 31. Dezember 2021 108,38 Mio. € (2020: 75,52 Mio. €). Im Geschäftsjahr erfolgte ein Zugang bei den Finanzanlagen in Höhe von 37,02 Mio. €. Dieser Zugang resultiert aus dem Kauf der Anteile an den Gesellschaften Windkraft 1. RES GmbH & Co. KG (12,67 Mio. €), PAC Poland 2 GmbH (12,01 Mio. €), aus dem Kauf zweier niederländischen Projektgesellschaften (5,44 Mio. €), aus der Sachkapitaleinlage der Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG (2,76 Mio. €) sowie aus der Kapitalisierung der Pacifico Renewables Fin GmbH mit 3,92 Mio. €. Der Zugang bei Finanzanlagen für die beiden niederländischen Projektgesellschaften enthält in Höhe von 1,79 Mio. € Anschaffungskosten, welche sich aus ausstehenden Kaufpreisverbindlichkeiten ergeben.

Demgegenüber stehen Abgänge bei den Finanzanlagen in Höhe von 4,17 Mio. €. Diese ergeben sich aus Kapitalrückführungen aus Tochterkapitalgesellschaften in Höhe von insgesamt 2,85 Mio. € (davon in Höhe von 1,91 Mio. € Kapitalrückführung aus der Pacifico Renewables Fin GmbH) sowie aus der Rückführung von Kapitaleinlagen aus Tochterpersonengesellschaften in Höhe von 1,28 Mio. € (davon 0,94 Mio. € Kapitalrückführung aus der Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG).

Eigenkapital

Durch eine Sachkapitalerhöhung in Höhe von 73.000 € und eine Barkapitalerhöhung i.H.v. 338.000 € hat sich das gezeichnete Kapital im Geschäftsjahr um 411.000 € erhöht und beträgt zum Stichtag 31. Dezember 2021 3,72 Mio. € (2020: 3,31 Mio. €). Das gezeichnete Kapital ist eingeteilt in 3.721.042 (2020: 3.309.766) auf den Inhaber lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am gezeichneten Kapital von 1,00 € je Aktie. Das gezeichnete Kapital ist eingeteilt in auf den Inhaber lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von 1,00 € je Aktie. Das durch die Kapitalerhöhungen erzielte Agio von 11,94 Mio. € erhöhte die Kapitalrücklage der Gesellschaft auf 91,56 Mio. € (2020: 79,62 Mio. €).

Der Vorstand war durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. Oktober 2019 ermächtigt, das Grundkapital mit Zustimmung des Aufsichtsrates bis zum 15. Oktober 2024 gegen Bar- und/oder Sacheinlage einmal oder mehrmals um insgesamt bis zu 567.500 € zu erhöhen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden konnte (Genehmigtes Kapital 2019). Der Vorstand machte mit Zustimmung des Aufsichtsrates am 1. Juli 2021 Gebrauch vom Genehmigten Kapital 2019 und beschloss, das Grundkapital gegen Sacheinlage unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre um 73.000 € zu erhöhen.

Die ordentliche Hauptversammlung fasste am 19. August 2021 Beschluss über die Aufhebung des Genehmigten Kapitals 2019 sowie des Beschlusses der ordentlichen Hauptversammlung vom 26. August 2020 unter zur Aufhebung des bestehenden Genehmigten Kapitals 2019 und die Schaffung eines neuen Genehmigten Kapitals 2020 und die Schaffung eines neuen Genehmigten Kapitals 2021 mit Ermächtigung zum Ausschluss des Bezugsrechts sowie die entsprechende Änderung der Satzung. Das Genehmigte Kapital 2021 ermächtigte den Vorstand, mit Zustimmung des Aufsichtsrates das gezeichnete Kapital der Gesellschaft um bis zu 1.654.883 € einmalig oder mehrmalig durch Ausgabe auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlage zu erhöhen. Der Vorstand machte mit Zustimmung des Aufsichtsrates am 10. November 2021 Gebrauch vom Genehmigten Kapital 2021 und beschloss, das Grundkapital gegen Bareinlage unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre um 338.276 € zu erhöhen.

Die außerordentliche Hauptversammlung vom 22. Dezember 2021 fasste Beschluss über die Aufhebung des Genehmigten Kapitals 2021 und die Schaffung eines neuen Genehmigten Kapitals 2021/II mit Ermächtigung zum Ausschluss des Bezugsrechts sowie entsprechende Änderung der Satzung. Das Genehmigte Kapital 2021/II ermächtigt den Vorstand, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das gezeichnete Kapital der Gesellschaft um bis zu 1,86 Mio. € einmalig oder mehrmalig durch Ausgabe neuer auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlage zu erhöhen. Unter dem Genehmigten Kapital 2021/II ist bis zum Stichtag keine Ausgabe neuer Aktien erfolgt.

Die ordentliche Hauptversammlung vom 19. August 2021 fasste daneben im Rahmen eines Beschlusses über die Ermächtigung zur Ausgabe von Wandelschuldverschreibungen, Optionsschuldverschreibungen, Genussrechten und/oder Gewinnschuldverschreibungen, auch Beschluss über die Schaffung eines Bedingten Kapitals 2021 und eine entsprechende Satzungsänderung. Aufgrund des Ermächtigungsbeschlusses war das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 1,70 Mio. € durch Ausgabe von bis zu 1,70 Mio. € neuen auf den Inhaber lautenden Stückaktien bedingt erhöht. Unter dem Bedingten Kapital 2021 ist keine Ausgabe neuer Aktien erfolgt.

Die außerordentliche Hauptversammlung vom 22. Dezember 2021 fasste Beschluss über die Aufhebung der bestehenden Ermächtigung sowie die Erteilung einer neuen Ermächtigung zur Ausgabe von Wandelschuldverschreibungen, Optionsschuldverschreibungen, Genussrechten und/oder Gewinnschuldverschreibungen mit der Ermächtigung zum Ausschluss des Bezugsrechts, über die Aufhebung des bestehenden Bedingten Kapitals 2021 und Schaffung eines neuen Bedingten Kapitals 2021/II sowie über die entsprechende Änderung der Satzung. Aufgrund des Ermächtigungsbeschlusses ist das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 1,86 Mio. € durch Ausgabe von bis zu 1,86 Mio. € neuen auf den Inhaber lautenden Stückaktien bedingt erhöht. Unter dem Bedingten Kapital 2021 ist bis zum Stichtag keine Ausgabe neuer Aktien erfolgt.

Verbindlichkeiten

Sämtliche Verbindlichkeiten haben (wie im Vorjahr) eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr.

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten die revolvingende Kreditlinie der Triodos Bank, welche zum Stichtag i. H. v. 16,24 Mio. € (2020: 0 €) in Anspruch genommen war. Die Kreditlinie ist durch die Verpfändung von Anteilen an bestimmten Tochtergesellschaften der Pacifico Renewables Yield AG besichert. Durch die Aufnahme eines Darlehens auf Ebene einer Tochtergesellschaft der Pacifico Renewables Yield AG, welches u. a. die Refinanzierung dieser revolvingenden Kreditlinie zum Ziel hatte, wurde die revolvingende Kreditlinie im März 2022 vollständig getilgt.

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, welche zum Stichtag 2,68 Mio. € (2020: 837.517 €) betragen, enthalten in Höhe von 2,46 Mio. € Kaufpreisverbindlichkeiten, die im Zusammenhang mit dem Erwerb der Beteiligung PAC Poland 2 GmbH entstanden sind. Es handelt sich hierbei um aufschiebend bedingte Kaufpreisbestandteile, die der Verkäufer der Gesellschaft in Rechnung gestellt hat.

4.4. ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

Erträge und Aufwendungen von außergewöhnlicher Größenordnung oder außergewöhnlicher Bedeutung

Die Umsatzerlöse in Höhe von 1,20 Mio. € (2020: 290.528 €) resultieren im Wesentlichen aus der konzerninternen Weiterbelastung von Leistungen, welche die Pacifico Renewables Yield AG als Muttergesellschaft für ihre Konzerngesellschaften selbst erbringt bzw. zentral erwirbt und weiterreicht.

Der Personalaufwand in Höhe von 680.483 € (2020: 1,28 Mio. €) beinhaltet u. a. die Zuführung zur Rückstellung für die virtuelle aktienbasierte Vergütung des Vorstands sowie der Mitarbeiter der konzerninternen Service-Gesellschaft mit 391.219 € (2020: 851.285 €).

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen i. H. v. 4,12 Mio. € (2020: 3,20 Mio. €) beinhalten:

- Kosten für Asset Management-Dienstleistungen, die per Rahmenvertrag mit der Pacifico Energy Partners GmbH für Konzerngesellschaften entstehen (1,11 Mio. €; 2020: 254.089 €);
- Kosten im Rahmen des Konzernumlagevertrags mit einer konzerninternen Service-Gesellschaft, die sowohl gegenüber der Mutter- als auch aller Konzerngesellschaften verschiedene Dienstleistungen erbringt (1,40 Mio. €; 2020: 7.801 €)
- Rechts- und Beratungskosten (392.192 €; 2020: 2,07 Mio. €);
- Transaktionskosten für die Eigenkapitalaufnahme und laufende Börsenkosten in Höhe von (394.785 €; 2020: 56.429 €).

Die Kosten für die Erstellung und Prüfung der Jahresabschlüsse beinhalten Aufwendungen für die Prüfung des Konzernabschlusses (162.000 €; 2020: 85.000 €), Aufwendungen für die prüferische Durchsicht des Halbjahreskonzernabschlusses (65.000 €; 2020: 65.000 €) und Aufwendungen für die Umstellung der Konzernrechnungslegung von HGB auf IFRS (32.000 €; 2020: 0 €).

Angaben zur Fortführung des Jahresergebnisses

Die nachfolgende Darstellung zeigt die Fortführung des Jahresergebnisses:

Jahresfehlbetrag	-465.011
- Verlustvortrag aus dem Vorjahr	-3.073.573
= Bilanzverlust	-3.538.584

4.5. SONSTIGE PFLICHTANGABEN

Anzahl der Arbeitnehmer

Die Gesellschaft beschäftigte zum Stichtag 31. Dezember 2021 neben den beiden Vorständen keine weiteren permanent angestellte Vollzeitmitarbeiter. Im Geschäftsjahr ergibt sich eine gesamte durchschnittliche Mitarbeiteranzahl von null Arbeitnehmern (2020: zwei Arbeitnehmer).

Ergebnisverwendung

Der Vorstand schlägt vor, das Ergebnis auf neue Rechnung vorzutragen.

Vorgänge von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

Am 24. Februar 2022 wurde die Ukraine von der Russischen Föderation überfallen. Dies wurde im internationalen Rechtsrahmen als Angriffshandlung anerkannt. Der Konflikt dauert bis heute an, und das Ergebnis der Verhandlungen ist noch nicht klar. Die EU und mehrere andere Länder haben als Reaktion auf den Militärangriff Sanktionspakete verabschiedet. Aufgrund der wichtigen Rolle Russlands auf den globalen Energiemärkten und der Abhängigkeit der EU von russischem Gas führten die mit dem Konflikt verbundenen Unsicherheiten zu einem erheblichen Anstieg der Rohstoffpreise, einschließlich der Strompreise. Die Pacifico Renewables Yield AG hat weder derzeit noch in Zukunft die Absicht, Solar- bzw. Windparks in der Ukraine oder in Russland zu betreiben. Daher gibt es keine wesentlichen Risiken im Zusammenhang mit militärischen Aktivitäten für das Geschäftsmodell der Gesellschaft. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass aktuelle Wirtschaftsprognosen die sich abzeichnenden Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem russischen Einmarsch in der Ukraine weitestgehend noch nicht berücksichtigen und dass Anpassungen der Prognosen wahrscheinlich sind, solange es schwierig ist, die wirtschaftlichen und sozialen Folgen dieses Konflikts vorherzusagen. Die Ukraine-Krise wird wahrscheinlich mittel- bis langfristig strukturelle Veränderungen auf dem europäischen Energiemarkt bewirken, da das politische Ziel darin besteht, die EU-Nachfrage nach russischem Gas bis Ende des Jahres um zwei Drittel zu reduzieren und Europa so schnell wie möglich von russischen fossilen Brennstoffen unabhängig zu machen.

Am 26. Februar unterzeichnete eine Tochtergesellschaft der Pacifico Renewables Yield AG eine Privatplatzierung für ein besichertes grünes Darlehen in Höhe von 35 Mio. € mit der UBS Asset Management. Der feste Zinssatz des grünen Kredits beträgt 4,85 % und es besteht kein Zinsrisiko. Durch die Aufnahme eines Darlehens auf Ebene einer Tochtergesellschaft der Pacifico Renewables Yield AG, welches u. a. die Refinanzierung der revolvingenden Kreditlinie der Triodos Bank auf Ebene der Pacifico Renewables Yield AG, welche zum Stichtag i.H.v. 16,24 Mio. € (2020: 0 €) in Anspruch genommen war, zum Ziel hatte, wurde die revolvingende Kreditlinie im März 2022 vollständig getilgt.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Es bestehen zum 31. Dezember 2021 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 4,86 Mio. € (2020: 12,33 Mio. €) mit einer Restlaufzeit von mehr als fünf Jahren. Sie enthalten unter anderem aufschiebend bedingte finanzielle Verpflichtungen aus Kaufverträgen.

Konzernzugehörigkeit

Die Pacifico Renewables Yield AG stellt den Konzernabschluss für den kleinsten Konzernkreis auf.

Mitteilungspflichten nach § 20 AktG

Schriftliche Mitteilung nach § 20 Abs. 6 AktG vom 20. August 2021:

Die Pelion Green Future Alpha GmbH, Grünwald, hat uns mitgeteilt, dass ihr weiterhin gemäß § 20 Abs. 1 und Abs. 3 AktG unmittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien unserer Gesellschaft sowie gemäß § 20 Abs. 4 AktG unmittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an unserer Gesellschaft gehören.

Ferner wurde uns hinsichtlich der folgenden juristischen und natürlichen Personen mitgeteilt, dass

1) der Pelion Green Future Neo GmbH, München, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 und 3 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an der Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.

2) der Arvantis Group Holding GmbH (vormals Pelion Green Future GmbH), Schönefeld, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG weiterhin mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 und 3 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an der Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.

3) der Felicis Holding GmbH, München, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG weiterhin mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 und 3 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an unserer Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.

4) Herrn Alexander Samwer, c/o Arvantis Group, Karlstraße 14, 80333 München, kraft Zurechnung gemäß § 16 Abs. 4 AktG weiterhin mittelbar mehr als der vierte Teil der Aktien (§ 20 Abs. 1 AktG) und mittelbar eine Mehrheitsbeteiligung an unserer Gesellschaft (§ 20 Abs. 4 AktG) gehören, wobei diese Zurechnungen durch von der Pelion Green Future Alpha GmbH unmittelbar gehaltene Anteile vermittelt werden.

Abhängigkeitsbericht

Schlusserklärung zum Bericht des Vorstands über Beziehungen zu verbundenen Unternehmen gemäß § 312 AktG

Der Vorstand der Pacifico Renewables Yield AG hat gemäß § 312 Abs. 1 AktG einen Bericht des Vorstands über Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgestellt, der die folgende Schlusserklärung enthält:

„Wir erklären, dass die Pacifico Renewables Yield AG bei den in diesem Bericht über Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgeführten Rechtsgeschäften nach den Umständen, die dem Vorstand in dem Zeitpunkt bekannt waren, in dem die Rechtsgeschäfte vorgenommen wurden, eine angemessene Gegenleistung erhalten hat. Durch die von der Gesellschaft getroffenen Maßnahmen im Sinne von § 312 Abs. 1 Satz 2 AktG wurde die Gesellschaft nach den Umständen, die dem Vorstand zu dem Zeitpunkt bekannt waren, in dem die Maßnahmen getroffen wurden, nicht benachteiligt.“

4.6. ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS

€	Anschaffungs- und Herstellungskosten				31.12.2021
	01.01.2021	Zugänge	Umbuchungen	Abgänge	
I. Immaterielle Vermögenswerte					
1. Entgeltlich erworbene Konzessionen gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	76.154	480	-	-	76.634
Summe Immaterielle Vermögenswerte	76.154	480	-	-	76.634
II. Sachanlagen					
1. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	10.005	571	-	-	10.575
Summe Sachanlagen	10.005	571	-	-	10.575
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	72.203.641	37.023.496	3.321.250	4.169.655	108.378.732
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	3.321.250	-	-3.321.250	-	-
Summe Finanzanlagen	75.524.891	37.023.496	-	4.169.655	108.378.732
Anlagevermögen gesamt	75.611.050	37.024.547	-	4.169.655	108.465.941

€	Kumulierte Abschreibungen		Buchwerte		
	1/1/2021	Geschäfts- jahr	12/31/2021	12/31/2021	12/31/2020
I. Immaterielle Vermögenswerte					
1. Entgeltlich erworbene Konzessionen gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	33.085	26.129	59.214	17.420	43.069
Summe Immaterielle Vermögenswerte	33.085	26.129	59.214	17.420	43.069
II. Sachanlagen					
1. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3.997	3.906	7.903	2.672	6.007
Summe Sachanlagen	3.997	3.906	7.903	2.672	6.007
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	-	-	-	108.378.732	72.203.641
2. Ausleihungen an verbundene	-	-	-	-	3.321.250
Summe Finanzanlagen	-	-	-	108.378.732	75.524.891
Anlagevermögen gesamt	37.083	30.035	67.117	108.398.824	75.573.967

Grünwald, 24. Juni 2022

Handwritten signature of Dr. Martin Siddiqui in blue ink.

Dr. Martin Siddiqui
- Vorstand -

Handwritten signature of Christoph Strasser in blue ink.

Christoph Strasser
- Vorstand -@

5. BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die Pacifico Renewables Yield AG, Grünwald

Prüfungsurteile

Wir haben den Jahresabschluss der Pacifico Renewables Yield AG – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2021 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2021 sowie dem Anhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Lagebericht der Pacifico Renewables Yield AG, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasst wurde, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2021 geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Jahresabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage der Gesellschaft zum 31. Dezember 2021 sowie ihrer Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2021 und
- vermittelt der beigefügte Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Lagebericht in Einklang mit dem Jahresabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Jahresabschlusses und des Lageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht zu dienen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Jahresabschluss und den Lagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses, der den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie in Übereinstimmung mit den deutschen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, sofern dem nicht tatsächliche oder rechtliche Gegebenheiten entgegenstehen.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Lageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften

zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Lagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Gesellschaft zur Aufstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und ob der Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus Verstößen oder Unrichtigkeiten resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses und Lageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Jahresabschluss und im Lagebericht, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Jahresabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Lageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen

angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme der Gesellschaft abzugeben.

- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss und im Lagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass die Gesellschaft ihre Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt.
- beurteilen wir den Einklang des Lageberichts mit dem Jahresabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Unternehmens.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Lagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen,

einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

München, den 23. Juni 2022

Baker Tilly GmbH & Co. KG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
(Düsseldorf)

Abel
Wirtschaftsprüfer

Merget
Wirtschaftsprüferin