



PACIFICO

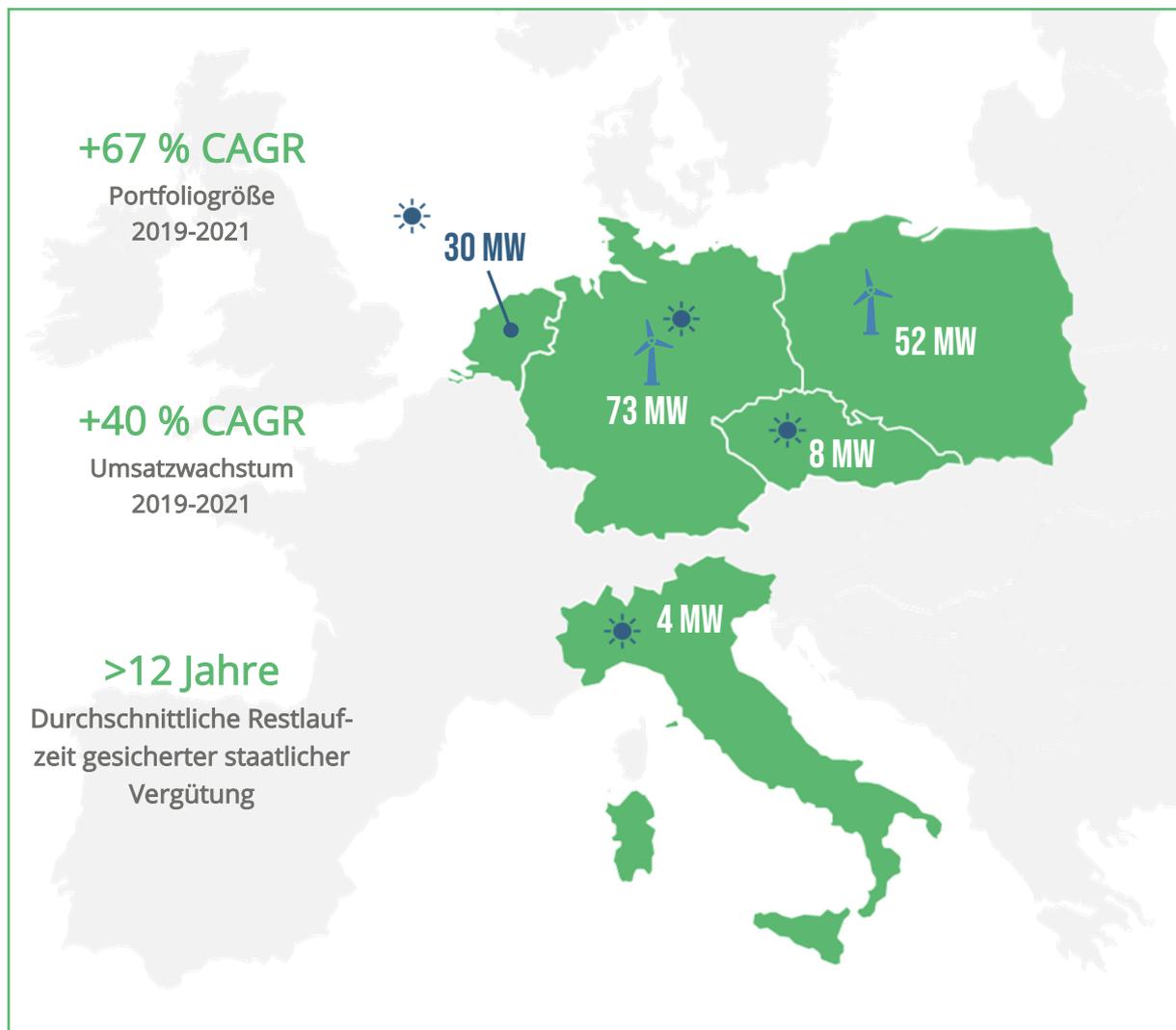
RENEWABLES YIELD AG

GESCHÄFTSBERICHT

2021

2021 IM ÜBERBLICK

T€	2021	2020
Umsatzerlöse	21.895	14.994
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	11.610	12.598
Adjustiertes operatives EBITDA	17.269	11.935
Adjustiertes operatives EBIT	8.286	4.909



INHALTSVERZEICHNIS

2021 IM ÜBERBLICK	1
1. VORWORT DES VORSTANDS	3
2. BERICHT DES AUFSICHTSRATS	5
3. DIE AKTIE DER PACIFICO RENEWABLES YIELD AG	11
4. LAGEBERICHT UND KONZERNLAGEBERICHT FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2021	14
5. KONZERNABSCHLUSS	69
6. BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS	148

1. VORWORT DES VORSTANDS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,
sehr geehrte Damen und Herren,

2021 war für uns ein weiteres erfolgreiches und von Wachstum geprägtes Jahr: Wir haben unser Portfolio mit fünf Akquisitionen in drei Ländern mehr als verdoppelt und unsere Pipeline durch den Abschluss von drei neuen Partnerschaften mit erfahrenen Projektentwicklern mehr als verfünffacht. Der rasche Aufbau eines Portfolios von 166 MW bei gleichzeitiger Erkundung von Möglichkeiten auf neuen Kontinenten und in aufstrebenden Technologien wie Batteriespeichern zeigt, unsere Entschlossenheit uns dynamisch weiterzuentwickeln. Für uns ist ständiger Fortschritt nicht nur eine Option. Er ist eine Notwendigkeit für unsere Mission, die Energiewende zu beschleunigen.

Die Notwendigkeit, sich anzupassen und im Rahmen der Energiewende schnell zu handeln, war noch nie so offensichtlich wie jetzt. Die aus dem Krieg in der Ukraine resultierende aktuelle Energiekrise stellt unser Energiesystem vor viele neue Herausforderungen.

Dies zeigt auch deutlich, dass die Welt so schnell wie möglich eine Dekarbonisierung vornehmen muss. Nicht nur, um die schlimmsten Folgen des Klimawandels zu vermeiden, sondern auch, um von Ländern unabhängig zu werden, die Kohlenstoffressourcen auf nicht nachhaltige und erpresserische Weise ausnutzen.

Als Erzeuger grüner Energie mit bedeutender Exposition gegenüber Strompreisen profitieren wir sehr stark von der aktuellen Situation auf den Energiemärkten. So liegen beispielsweise unsere geschätzten Umsätze für die ersten sechs Monate des Jahres 2022 bei ca. 21,0 Mio. € und damit bereits beinahe auf dem Niveau des Gesamtjahrs 2021. Darüber hinaus gehen wir davon aus, dass wir auch im Jahr 2022 weiter von den hohen Strompreisen profitieren werden. Wir fühlen uns nicht nur gegenüber unseren Aktionären, sondern auch gegenüber unserer Gesellschaft dafür verantwortlich, diese positive Dynamik zu nutzen. Deshalb engagieren wir uns mehr denn je für eine nachhaltige Wertschöpfung in Richtung einer Zukunft mit sauberer Energie. Wir sind davon überzeugt, dass wir in den vergangenen Jahren eine solide Grundlage geschaffen haben, um von den Herausforderungen und Chancen der Energiewende zu profitieren.

Auch wenn wir gespannt auf die vor uns liegenden Chancen blicken, erlauben Sie uns bitte auch einen Rückblick auf die Vergangenheit. Im Jahr 2021 sind wir weitergewachsen. Mit zwei Zukäufen in Deutschland, einer Übernahme in Polen und zwei Akquisitionen in den Niederlanden haben wir unsere Kompetenz, schnell und effizient zu agieren, unter Beweis gestellt. Sobald die im Jahr 2021 erworbenen Onshore-Wind- und Solaranlagen vollständig in Betrieb sind, werden sie eine



installierte Gesamtleistung von rund 99 MW erreichen. Die deutlich gestiegene Portfoliogröße sowie die stärkere Diversifizierung unseres Portfolios waren ausschlaggebend für unsere erste Emission eines grünen Darlehens im ersten Quartal dieses Jahres. Nachdem wir in der jüngeren Vergangenheit bereits mehrere Eigenkapitalfinanzierungen erfolgreich abgeschlossen haben, betrachten wir diese Privatplatzierung als eine wegweisende Transaktion für unser Unternehmen. Die Tatsache, dass wir ein an den ICMA Green Bond Prinzipien und der EU-Taxonomie ausgerichtetes grünes Instrument emittieren konnten, wie es von ISS ESG verifiziert wurde, zeigt, dass sich unsere Entscheidung, von Anfang an auf Nachhaltigkeit zu setzen, ausgezahlt hat. Mit UBS Asset Management haben wir einen hochprofessionellen Partner gefunden, mit dem wir gerne weitere Finanzierungsmöglichkeiten ergründen werden.

Im Geschäftsjahr 2021 stieg der Umsatz um fast 35 % auf 21,9 Mio. € (2020: 14,9 Mio. €), was einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 40% zwischen 2019 und 2021 entspricht. Unser Portfolio erreichte zum 31. Dezember 2021 eine Leistung von 166 MW, was einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 67 % zwischen 2019 und 2021 entspricht. Mit einem bereinigten operativen EBITDA von 17,3 Mio. € (Marge: 79 %) und einem bereinigten operativen EBIT von 8,3 Mio. € (Marge: 38 %) blieben unsere Betriebsergebnisse stabil, während unser Portfolio deutlich wuchs. Diese operativen Ergebnisse werden von einem Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit in Höhe von 11,6 Mio. € begleitet. Das erstmalige Erreichen eines positiven Konzernergebnisses im Jahr 2021 mit einem Gewinn von 0,6 Mio. € und einem Ertrag pro Aktie von 0,17 € ist ein wichtiger Erfolg für uns. Die Kombination von starkem Wachstum und Rentabilität ist eine Herausforderung für ein junges Unternehmen wie das unsere. Wir werden weiterhin auf finanzielle Disziplin achten und erwarten für das Jahr 2022 positive Ergebnisse. Wir erwarten auch eine anhaltende Profitabilität. Diese ist nicht nur auf die positiven Auswirkungen der gestiegenen Strompreise zurückzuführen, sondern auch auf die jüngste Optimierung unserer Kapitalstruktur und die Vereinfachung unserer Unternehmensstruktur. Wir wollen auch unser Versprechen einlösen, die Transparenz für unsere Aktionäre weiter zu erhöhen. Der vorliegende Geschäftsbericht war in diesem Zusammenhang ein wichtiger Meilenstein, da es sich um den ersten Finanzbericht nach IFRS handelt, eine wichtige Voraussetzung für das angestrebte Uplisting in den Prime Standard.

Im Jahr 2022 werden wir uns weiter auf die Umsetzung von Wachstumschancen konzentrieren. Die mehr als fünffache Vergrößerung unserer Pipeline gibt uns das Privileg, selektiv Projekte zu erwerben, die zum jeweiligen Zeitpunkt für uns am besten geeignet sind. So haben wir uns zum Beispiel auf Basis einer ersten Risiko-Ertrags-Analyse dazu entschieden, Projekte im Vereinigten Königreich eines unseres Entwicklungspartners gegenüber Projekten in Italien, die von einem anderen Partner entwickelt werden, den Vorzug zu geben.

Wir danken Ihnen für Ihr Vertrauen und freuen uns darauf, gemeinsam mit Ihnen unser Wachstumspfad fortzusetzen.

Grünwald, den 24. Juni 2022



Dr. Martin Siddiqui



Christoph Strasser

2. BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

sehr geehrte Damen und Herren,

das Jahr 2021 und die Covid-19-Pandemie haben Aktionäre, Mitarbeiter und Unternehmen weiterhin vor Herausforderungen gestellt. Nichtsdestotrotz konnte die Pacifico Renewables Yield AG im Geschäftsjahr 2021 ihren Wachstumskurs beschleunigen und das Portfolio um fast 100 MW erweitern, eine beachtliche Vergrößerung des Portfolios um 150 %. Daneben gelang es der Gesellschaft, zwei erfolgreiche Kapitalerhöhungen durchzuführen, den Umsatz um fast 35 % zu steigern und für das ganze Geschäftsjahr erstmals ein positives Gesamtergebnis auszuweisen, sowohl auf Konzern- als auch Einzelebene.

Beratung und Überwachung der Geschäftsführung des Vorstands

Auch im vergangenen, für die Pacifico Renewables Yield AG richtungsweisenden Jahr 2021 hat der Aufsichtsrat der Gesellschaft die Arbeit des Vorstands überwacht und beratend begleitet. Der Aufsichtsrat nahm seine Rechte und Pflichten entsprechend Gesetz, Geschäftsordnung und Satzung der Gesellschaft wahr. In alle wesentlichen Entscheidungen des Unternehmens war der Aufsichtsrat frühzeitig und unmittelbar eingebunden.

Der Vorstand ist seinen kontinuierlichen Informationspflichten nachgekommen und stand mit dem Aufsichtsrat auch außerhalb der gemeinsamen Sitzungen in regelmäßigem Austausch. Dementsprechend hat der Vorstand regelmäßig ausführlich mündlich und schriftlich Bericht an den Aufsichtsrat erstattet. Seine Entscheidungen traf der Aufsichtsrat auf Grundlage umfassender Berichte und Beschlussvorlagen des Vorstands, mit denen sich der Aufsichtsrat eingehend auseinandersetzen konnte. Der Vorstand hat den Aufsichtsrat daneben für jedes Quartal über die wesentlichen Geschäftsvorfälle der Gesellschaft und der Gruppe und über die Finanzierungslage der Gesellschaft informiert. Zum Jahresende berichtete der Vorstand zusätzlich über die wesentlichen Fragen der Strategie, der generellen und finanziellen Risiken, der Verwaltung und der Kontrollsysteme der Gesellschaft sowie zu grundsätzlichen Fragen der Unternehmensplanung, insbesondere der Finanzplanung für das Jahr 2022. Die Compliance-Beauftragte der Gesellschaft erstellte einen jährlichen Compliance-Bericht für den Aufsichtsrat.

Sitzungen des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat kam im Berichtsjahr zu vier ordentlichen und drei außerordentlichen Sitzungen zusammen, die aufgrund der anhaltenden Covid-19-Pandemie teilweise als virtuelle Sitzungen stattfanden. Darüber hinaus fanden Telefonkonferenzen statt und es wurden Beschlüsse im Umlaufverfahren gefasst.

In der ersten ordentlichen Sitzung des Geschäftsjahres am 17. März 2021 in Form einer Videokonferenz befasste sich der Aufsichtsrat mit der Verlängerung der Amtszeit der Vorstandsmitglieder sowie der Anpassung der Vorstandsvergütung und kam überein, zur Unterstützung bei der Angemessenheitsprüfung der Vorstandsvergütung einen Vergütungsberater zu mandatieren. Der Aufsichtsrat erörterte gemeinsam mit dem Vorstand die kurz zuvor veröffentlichte Kooperation mit Boom Power im Vereinigten Königreich, einen Portfolioausbau in den Niederlanden sowie weitere zukünftige Investitionsmöglichkeiten für das Geschäftsjahr 2021. Außerdem besprach der Aufsichtsrat die Möglichkeit des Repowerings bezüglich einzelner Anlagen und die Adjustierung der Verträge mit der Pacifico Energy Partners GmbH durch einen genaueren Leistungskatalog. Ferner

konkretisierte der Aufsichtsrat die Aufgaben des im Jahr 2020 neu eingerichteten Prüfungsausschusses im Wege einer Ergänzung der Geschäftsordnung des Aufsichtsrates. Daneben diskutierte der Aufsichtsrat eine Anpassung der Geschäftsordnung des Vorstandes an die Investment Charter und beschloss, die in der Investment Charter aufgeführten Länder um das Vereinigte Königreich zu ergänzen. Schlussendlich erörterten der Aufsichtsrat und der Vorstand noch interne Umstrukturierungen von Tochtergesellschaften zur Kostenersparnis, der Aufsichtsrat stimmte diesen in der Sitzung zu.

Die zweite planmäßige Aufsichtsratssitzung (Bilanzsitzung) am 14. Juni 2021 wurde als hybride Veranstaltung teils in Präsenz und teils per Videokonferenz abgehalten. Der Aufsichtsrat befasste sich zunächst eingehend mit den Geschäftszahlen für das Geschäftsjahr 2020. Die beauftragte Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Baker Tilly) berichtete ausführlich über das Ergebnis der Abschlussprüfung. Der Aufsichtsrat erörterte und billigte den testierten Jahres- und Konzernabschluss. Der Abschlussprüfer bestätigte, dass der uneingeschränkte Bestätigungsvermerk für Jahres- und Konzernabschluss erteilt wurde. Dabei erörterte der Aufsichtsrat mit dem Vorstand und Abschlussprüfer auch ausführlich die Vorstandsvorlagen zur Rechnungslegung, insbesondere den Konzernlagebericht, den Nachhaltigkeitsbericht und den Abhängigkeitsbericht und legte bei letzterem einen besonderen Fokus auf die Verträge zwischen der Gesellschaft und der Pacifico Energy Partners GmbH. Auf der Grundlage intensiver Vorbereitung durch die Mitglieder des Vergütungsausschusses und der Berichterstattung durch den mandatierten Vergütungsberater diskutierte der Aufsichtsrat umfangreich die Angemessenheit der Vorstandsvergütung. Schließlich beschloss der Aufsichtsrat eine Verlängerung der Anstellungsverträge der Vorstandsmitglieder einschließlich einer Anhebung der Festvergütung des Vorstands. Weiterhin stimmte der Aufsichtsrat zu, die ordentliche Hauptversammlung am 19. August 2021 als virtuelle Hauptversammlung ohne physische Präsenz der Aktionäre im Wege der Bild- und Tonübertragung abzuhalten. Im Anschluss beschloss der Aufsichtsrat eine weitere Anpassung der Investment Charter, zum einen zur effizienteren Gestaltung des Zustimmungsprozesses des Aufsichtsrates zu Transaktionen, zum anderen zur Aufnahme von Batterieprojekten als mögliche Investitionsziele. Anlässlich der Prüfung der Angemessenheit der Vorstandsvergütung hatte der Aufsichtsrat auch die Aufsichtsratsvergütung im Vorfeld der Sitzung einer (internen) Vergleichsprüfung unterworfen und entschied nach eingehender Diskussion, der Hauptversammlung eine Anhebung der Aufsichtsratsvergütung auf ein marktübliches Niveau vorzuschlagen. Schließlich wurde die Einrichtung des Vergütungsausschusses formal bestätigt. Dabei wurden Herr David Neuhoff zum Vorsitzenden sowie Frau Dr. Bettina Mittermeier und Herr Dr. Michael Menz als ordentliche Mitglieder des Vergütungsausschusses gewählt. Weiter diskutierten der Aufsichtsrat und der Vorstand mögliche Partner für die Zusammenarbeit mit Boom Power im Vereinigten Königreich.

Am 30. Juni 2021 diskutierte der Aufsichtsrat auf Basis einer ausführlichen schriftlichen Unterlage mit dem Vorstand im Rahmen einer außerordentlichen Sitzung in Form einer Telefonkonferenz eingehend die Möglichkeit des Erwerbs eines in Deutschland gelegenen Solarparks mit einer Gesamtleistung von 7,6 MW im Wege einer Sacheinlage durch Einbringung des Kommanditanteils an der Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG gegen Ausgabe von Aktien an der Gesellschaft. Nach intensiver Befassung mit den konkreten Bedingungen des Erwerbs des Solarparks stimmte der Aufsichtsrat am 1. Juli 2021 dem Vorschlag des Vorstands zum Abschluss der entsprechenden Verträge zu.

In der ordentlichen Sitzung am 4. Oktober 2021 in Form einer Videokonferenz erörterte der Aufsichtsrat jeweils auf Basis eines umfangreichen Informationspaketes verschiedene mögliche Transaktionen der Gesellschaft. Gemeinsam mit dem Vorstand diskutierte der Aufsichtsrat

zunächst die Vorzüge und Risiken des Erwerbs eines 51,8 MW Windprojekts in Polen von einer Entwicklungsgesellschaft der Pacifico Energy Partners GmbH, welches im Dezember 2020 durch die Refinanzierung nachrangiger Verbindlichkeiten gesichert worden war. Weiter berichtete der Vorstand dem Aufsichtsrat zum möglichen Erwerb eines im Bau befindlichen Solarprojekts in den Niederlanden mit einer Gesamtleistung von 14,1 MW, ebenfalls von einer Entwicklungsgesellschaft der Pacifico Energy Partners GmbH. Der Aufsichtsrat diskutierte gemeinsam mit dem Vorstand auch die Möglichkeit, deutsche Windenergieparks mit einer Gesamtleistung von 22,5 MW für ein sogenanntes Repowering per Optionskaufvertrag im Wege eines Asset Deals an die Pacifico Energy Partners GmbH zu verkaufen. Dabei lag ein Fokus auch auf der strategischen Entscheidung, die mit dem Repowering verbundenen Entwicklungsrisiken aus der Gesellschaft auszulagern. Der Vorstand berichtete dem Aufsichtsrat zudem zum Verhandlungsstand einer opportunistischen Möglichkeit in den Niederlanden zum Erwerb eines weiteren Solarportfolios mit einer Gesamtleistung von 10,1 MW. Um einerseits die Zusammenarbeit mit anderen Partnern als der Pacifico Energy Partners GmbH zu ermöglichen und um andererseits den Leistungskatalog der Verträge zwischen der Gesellschaft und der Pacifico Energy Partners GmbH im Hinblick auf das weitere Wachstum der Gesellschaft zu präzisieren, diskutierte der Aufsichtsrat gemeinsam mit dem Vorstand ausführlich die Änderungen des Right of First Offer Agreements (ROFOA), des Master Services Agreements (MSA) und des Commercial Asset Management Agreements (CAMA). Nach eingehender Beratung, insbesondere auch zur Marktüblichkeit der Vereinbarungen, stimmte der Aufsichtsrat den Neufassungen der Verträge noch in der Sitzung zu. Schließlich berichtete der Vorstand von Erwägungen zu einer möglichen Kapitalerhöhung und seiner Kapitalmarktstrategie.

Auf Basis ausführlicher, nochmals aktualisierter schriftlicher Unterlagen und den erläuternden Ausführungen in der ordentlichen Sitzung am 4. Oktober 2021 zu den konkreten Bedingungen des Erwerbs eines Windparkportfolios, bestehend aus drei Windparks mit einer Gesamtleistung von 51,8 MW in Polen, stimmte der Aufsichtsrat am 10. Oktober 2021 dem entsprechenden Vorschlag des Vorstands zur Durchführung dieses Erwerbs zu.

Ebenfalls auf Basis aktualisierter schriftlicher Unterlagen stimmte der Aufsichtsrat am 13. Oktober 2021 unter Vorbehalt der finalen Entscheidung des Vorstandes dem Abschluss von Optionsverträgen zur Veräußerung deutscher Windparks zum Zwecke des Repowerings zu. Am gleichen Tag fasste der Aufsichtsrat auch Beschluss über die Zustimmung zum Erwerb eines 14,1 MW Solarprojekts in den Niederlanden.

Nach eingehender Befassung mit den konkreten Bedingungen des Erwerbs eines Solarportfolios von einem unabhängigen Projektentwickler, bestehend aus acht operativen und einem im Bau befindlichen Solarpark mit einer Gesamtleistung von 10,1 MW in den Niederlanden, stimmte der Aufsichtsrat am 7. November 2021 dem Vorschlag des Vorstands zum Abschluss der entsprechenden Verträge zu.

Am 10. November 2021 beschäftigte sich der Aufsichtsrat in zwei außerordentlichen Sitzungen in Form von Telefonkonferenzen eingehend mit dem Vorschlag des Vorstands hinsichtlich der Durchführung einer Kapitalerhöhung im Wege einer Privatplatzierung sowie den einzelnen Bedingungen zur Ausnutzung des satzungsmäßig genehmigten Kapitals. Der Aufsichtsrat stimmte dem Vorschlag des Vorstands zur Ausnutzung und Durchführung einer Kapitalerhöhung unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu.

Einen Schwerpunkt der letzten planmäßigen Aufsichtsratssitzung am 21. Dezember 2021 in Form einer Videokonferenz bildete die Prüfung, Erläuterung und Diskussion des Budgets für das

Geschäftsjahr 2022. Dabei diskutierten der Aufsichtsrat und der Vorstand ausführlich die Planungen des Vorstands für das Jahr 2022, insbesondere Finanz- und Liquiditätsplanung sowie zukünftige Investitionen und Personal. In diesem Rahmen befasste sich der Aufsichtsrat auch mit Optionen der zukünftigen Finanzierung durch unterschiedliche Finanzierungsinstrumente, insbesondere Fremdkapitalaufnahmen. Weiter diskutierten Vorstand und Aufsichtsrat die strategische Ausrichtung und Entwicklung der Gesellschaft.

Ausschüsse

Erstmals fanden im Jahr 2021 Sitzungen des Prüfungsausschusses und des Vergütungsausschusses statt.

Der Prüfungsausschuss hielt 2021 zwei Sitzungen ab. In Anwesenheit des Abschlussprüfers erörterte der Prüfungsausschuss im Rahmen seiner konstitutiven Sitzung im Juni 2021 die Entwürfe des Jahres- und Konzernabschlusses der Gesellschaft, den Lagebericht und die Prüfungsberichte. Im Rahmen dieser Prüfungen ergaben sich keine Beanstandungen. Der Vorstand berichtete über die jeweiligen Ergebnisse und erörterte diese zusammen mit den Ergebnissen der prüferischen Durchsicht durch den Abschlussprüfer eingehend mit dem Prüfungsausschuss. Weiterhin beschäftigte sich der Ausschuss mit der Erteilung der Prüfungsaufträge und der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte an den Abschlussprüfer für das Geschäftsjahr 2021 und führte eine Beurteilung der Qualität der Abschlussprüfung durch. Im September 2021 erörterte der Prüfungsausschuss gemeinsam mit dem Vorstand und Baker Tilly den Halbjahresfinanzbericht. Auch im Rahmen dieser Prüfungen ergaben sich keine Beanstandungen.

Die Mitglieder des Vergütungsausschusses kamen im Geschäftsjahr 2021 zu drei Sitzungen per Videokonferenz zusammen. Der Fokus lag auf der Vorbereitung der Anpassung der Vorstandsverträge, insbesondere der Angemessenheitsprüfung der Vorstandsvergütung, auch unter Beratung des vom Aufsichtsrat mandatierten Vergütungsberaters.

Über die Arbeit in den Ausschüssen wurde der Aufsichtsrat regelmäßig und umfassend unterrichtet.

Präsenz

Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick über die Teilnahme der einzelnen Mitglieder an den Sitzungen des Aufsichtsratsplenums sowie der Ausschüsse:

Präsenz der Aufsichtsratsmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2021	
David Neuhoff (Aufsichtsratsvorsitzender)	7/7
Dr. Bettina Mittermeier (Stellvertretende Aufsichtsratsvorsitzende)	7/7
Verena Mohaupt	7/7
Dr. Eva Kreibohm	7/7
Dr. Michael Menz	7/7
Florian Seubert	7/7
Präsenz der Prüfungsausschussmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2021	
Florian Seubert	2/2
Verena Mohaupt	2/2
Dr. Michael Menz	2/2

Präsenz der Vergütungsausschussmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2021	
David Neuhoff	3/3
Dr. Bettina Mittermeier	3/3
Dr. Michael Menz	3/3

Prüfung des Jahres- und Konzernabschlusses 2021

Zum Abschlussprüfer des Jahres- und Konzernabschlusses hat die Hauptversammlung vom 19. August 2021 die Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Baker Tilly) bestellt. Eine entsprechende Beauftragung erfolgte durch den Aufsichtsrat. Baker Tilly hat den Jahres- und Konzernabschluss samt Konzernlagebericht geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Alle Mitglieder des Aufsichtsrats haben die Jahresabschlussunterlagen und die Prüfungsberichte von Baker Tilly rechtzeitig erhalten. In der Sitzung am 24. Juni 2022 wurden die Abschlüsse und Prüfungsberichte von Baker Tilly (datiert auf den 23. Juni 2022) erörtert. Der Abschlussprüfer trug die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfungen vor und stand für Fragen des Aufsichtsrats zur Verfügung. Ferner berichtete der Abschlussprüfer, dass keine Umstände vorliegen, die die Besorgnis einer Befangenheit begründen könnten. Wesentliche Schwächen des internen Kontroll- und des Risikomanagementsystems bezogen auf den Rechnungslegungsprozess wurden nicht festgestellt.

Aufgrund eigener Prüfungen des Jahres- und Konzernabschlusses und Konzernlageberichts sowie des Gewinnverwendungsvorschlags hat der Aufsichtsrat keine Einwendungen erhoben und das Ergebnis der Baker Tilly Abschlussprüfung zustimmend zur Kenntnis genommen. Der vom Vorstand aufgestellte Jahres- und der Konzernabschluss wurden gebilligt. Damit ist der Jahresabschluss festgestellt.

Der Vorstand der Gesellschaft hat vorgeschlagen, das Ergebnis auf neue Rechnung vorzutragen. Der Aufsichtsrat stimmt dem zu.

Der Abschlussprüfer Baker Tilly hat auch den gemäß § 312 AktG vom Vorstand erstellten Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen im Geschäftsjahr 2021 gemäß § 313 AktG

geprüft und über das Ergebnis der Prüfung folgenden Bestätigungsvermerk erteilt: „Nach unserer pflichtmäßigen Prüfung und Beurteilung bestätigen wir, dass 1. die tatsächlichen Angaben des Berichts richtig sind, 2. bei den im Bericht aufgeführten Rechtsgeschäften die Leistung der Gesellschaft nicht unangemessen hoch war oder Nachteile ausgeglichen worden sind, 3. bei den im Bericht aufgeführten Maßnahmen keine Umstände für eine wesentlich andere Beurteilung als die durch den Vorstand sprechen.“ Der Aufsichtsrat hat den Bericht des Vorstandes über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen gemäß § 314 AktG ebenfalls geprüft und stimmte dem Prüfungsergebnis des Abschlussprüfers, der auch seinen diesbezüglichen Bericht vom 23. Juni 2022 in der Aufsichtsratssitzung am 24. Juni 2022 erläuterte, in dieser Sitzung zu. Nach dem abschließenden Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat waren gegen die im Bericht enthaltene Schlussklärung des Vorstands keine Einwendungen zu erheben.

Starke Entwicklung dank eines engagierten Teams aus Vorstand und Mitarbeitern

Die Weiterführung des Wachstumskurses der Pacifico Renewables Yield AG ist dem unermüdlichen Einsatz des Vorstands und dem kleinen, aber sehr engagierten Team an Mitarbeitern zu verdanken. Sie haben durch ihre Arbeitskraft und ihr Herzblut dafür gesorgt, dass die Gesellschaft im Jahr 2021 im Interesse der Aktionäre Kapital aufnehmen und Transaktionen erfolgreich durchführen konnte. Der Aufsichtsrat bedankt sich herzlich für dieses Engagement und die gute Zusammenarbeit im Jahr 2021.



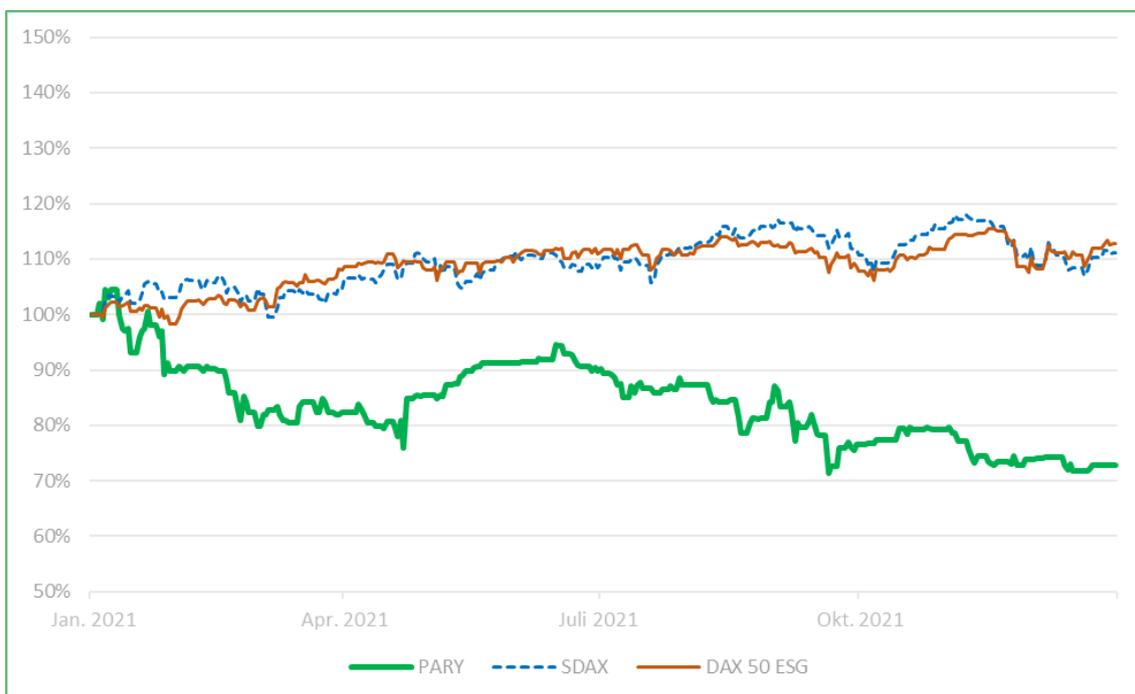
David Neuhoff

Vorsitzender des Aufsichtsrats

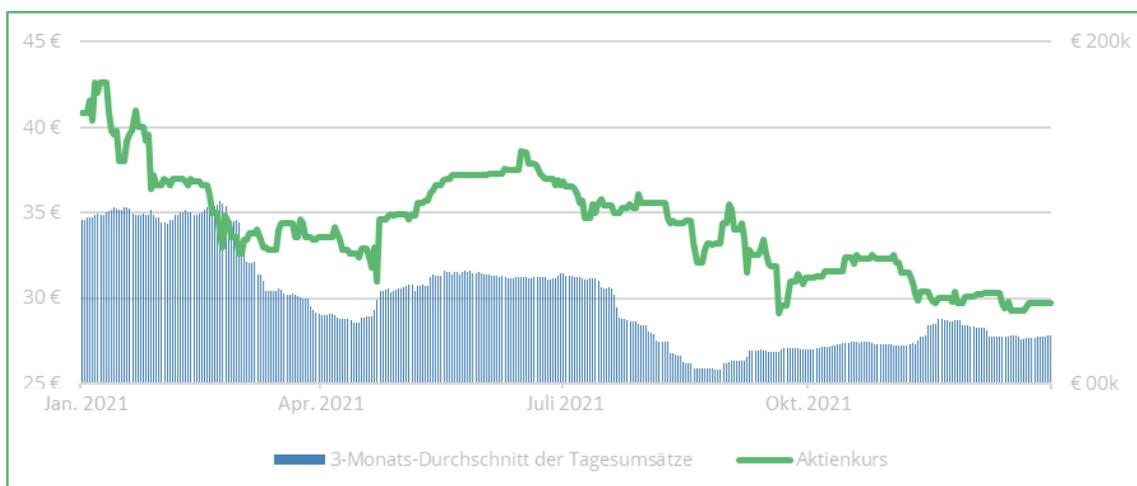
3. DIE AKTIE DER PACIFICO RENEWABLES YIELD AG

Negative Aktienkursentwicklung vor allem durch schwieriges zweites Halbjahr 2021

Die Kapitalmärkte wurden auch im Jahr 2021 durch die Corona-Pandemie beeinträchtigt. Die Märkte wurden zudem durch die steigende Inflation, die Erwartung von Zinserhöhungen und weltweite Lieferengpässe, die zu einer Verlangsamung der globalen wirtschaftlichen Erholung führten, beeinflusst. Nach einer Sektorrotation hin zu zyklischeren Aktien in der ersten Jahreshälfte 2021 war die zweite Jahreshälfte vor allem von Inflationssorgen und der Erwartung steigender Zinsen geprägt. Beides dämpfte den Appetit auf relativ kleine Unternehmen bzw. illiquide Aktien. Die Liquidität der Aktie der Pacifico Renewables Yield AG hat in der zweiten Jahreshälfte 2021 abgenommen, was mit einem deutlichen Rückgang des Aktienkurses einherging.



Gemessen an relevanten Indizes (SDAX, DAX 50 ESG) entwickelte sich die Aktie der Pacifico Renewables Yield AG im Jahr 2021 als die Vergleichsindizes.



Derzeit bieten vier Broker Research-Coverage an, die allesamt für die Aktie der Pacifico Renewables Yield AG eine Kaufempfehlung aussprechen:

Institution	Analyst	Datum	Kursziel	Empfehlung
 BERENBERG <small>PRÜFANBEREIT SEIT 1520</small>	Igor Kim	06.04.2022	€ 45,00	Kauf
 WARBURG RESEARCH	Jan Bauer	05.04.2022	€ 54,00	Kauf
 STIFEL	Martin Tessier	31.03.2022	€ 41,50	Kauf
 HAUCK & AUFHÄUSER	Alina Köhler	03.02.2022	€ 51,00	Kauf

Außerordentliche und ordentliche Hauptversammlung unterstützen den Wachstumskurs der Pacifico Renewables Yield AG

Die ordentliche Hauptversammlung der Pacifico Renewables Yield AG fand am 19. August 2021 statt. Gemäß § 1 des Gesetzes über Maßnahmen im Gesellschafts-, Genossenschafts-, Vereins-, Stiftungs- und Wohnungseigentumsrecht zur Bekämpfung der Auswirkungen der COVID-19-Pandemie („Covid-19 Entlastungsgesetz“) fand die Jahreshauptversammlung virtuell bzw. ohne physische Anwesenheit von Aktionären oder deren Bevollmächtigten statt (mit Ausnahme des Stimmrechtsvertreters der Pacifico Renewables Yield AG). Audio- und Videoübertragung der gesamten Hauptversammlung – einschließlich der Beantwortung von Fragen und Abstimmungen – wurden live über einen passwortgeschützten Web-Stream für die Aktionäre und ihre Bevollmächtigten übertragen. Registrierte Aktionäre (und ihre Bevollmächtigten) konnten die Rechte der Aktionäre ausüben, indem sie Vertreter ernannten, Fragen im Voraus einreichten, ihre Stimmen entweder in der Versammlung über den Bevollmächtigten der Pacifico Renewables Yield AG nach ihren Anweisungen oder im Voraus per Post oder elektronisch abgaben oder Einwände gegen das Protokoll gemäß den im Covid-19 Entlastungsgesetz vorgesehenen Verfahren erhoben. Die Aktionäre und Aktionärsvertreter, die ihr Stimmrecht ausgeübt haben, vertraten etwa 75 % des gezeichneten Kapitals und genehmigten alle Tagesordnungspunkte mit Mehrheiten von mehr als 85 %.

Insbesondere stimmten die Aktionäre der Pacifico Renewables Yield AG und ihre Vertreter dem Vorschlag des Vorstands zu, das genehmigte Kapital der Pacifico Renewables Yield AG deutlich zu erhöhen und damit flexible Kapitalerhöhungen zur Finanzierung des weiteren Wachstums zu ermöglichen. Die Hauptversammlung genehmigte auch die Schaffung eines neuen bedingten Kapitals, das unter anderem die Ausgabe von Wandelschuldverschreibungen ermöglicht. Darüber hinaus beschloss die Hauptversammlung die übliche Entlastung von Vorstand und Aufsichtsrat und stimmte einer Änderung des Gesellschaftszwecks zu, die es der Gesellschaft ermöglicht, in (Batterie-)Speicher zu investieren.

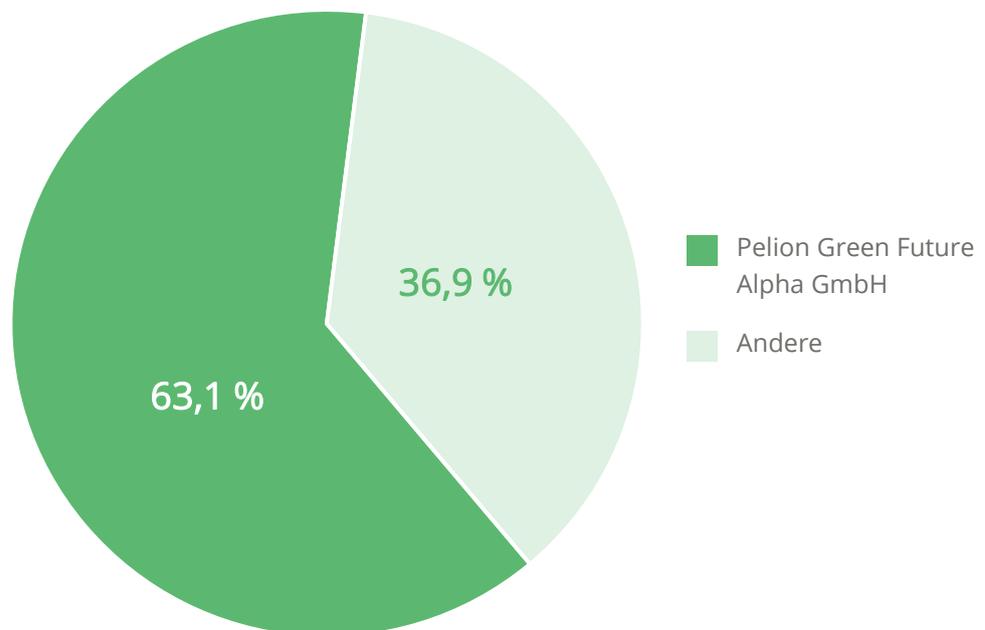
Am 22. Dezember 2021 hielt die Pacifico Renewables Yield AG eine außerordentliche Hauptversammlung ab, die ebenfalls virtuell nach den Vorschriften des COVID-19-Entlastungsgesetzes durchgeführt wurde. Die Aktionäre und Aktionärsvertreter, die ihr Stimmrecht ausübten, vertraten rund 73 % des Grundkapitals und stimmten allen Tagesordnungspunkten mit Mehrheiten von mehr als 85 % zu. Unter anderem stimmten die Aktionäre und ihre Vertreter dem Vorschlag des Vorstands zu, das genehmigte Kapital nach einem beschleunigten Bookbuilding wieder

aufzufüllen, und genehmigten außerdem ein mögliches Uplisting der Pacifico Renewables Yield AG in den regulierten Markt.

ABB-Debüt erfolgreich platziert und von strategischem Ankeraktionär unterstützt

Der Vorstand der Pacifico Renewables Yield AG hat am 11. November 2021 mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Grundkapital der Pacifico Renewables Yield AG 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 des Bezugsrechts zu erhöhen. Der Platzierungspreis wurde auf 29 € je Aktie festgelegt. Die Mehrheitsaktionärin der Pacifico Renewables Yield AG, die Pelion Green Future Alpha GmbH, unterstrich ihre Rolle als strategischer Ankeraktionär und unterstützte die Kapitalerhöhung mit 6,0 Millionen €. Die 9,8 Millionen €, die im Rahmen eines beschleunigten Bookbuildings („ABB“) aufgenommen wurden, waren das ABB-Debüt der Pacifico Renewables Yield AG und demonstrierten ihre Fähigkeit zur effizienten Kapitalaufnahme.

Aktionärsstruktur 22. Dezember 2021



4. LAGEBERICHT UND KONZERNLAGEBERICHT FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2021

4.1. Grundlagen des Konzerns	15
4.2. Wirtschaftsbericht	24
4.3. Chancen und Risiken	59
4.4. Prognosebericht	67
4.5. Abhängigkeitsbericht	68



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.

4.1. GRUNDLAGEN DES KONZERNS

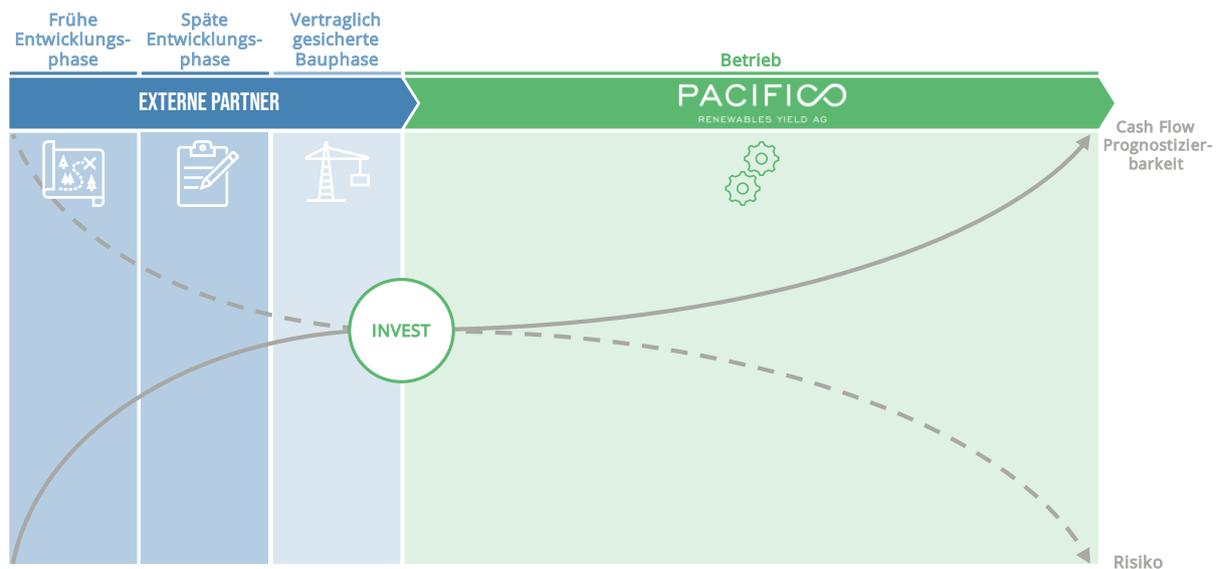
4.1.1. GESCHÄFTSMODELL

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.



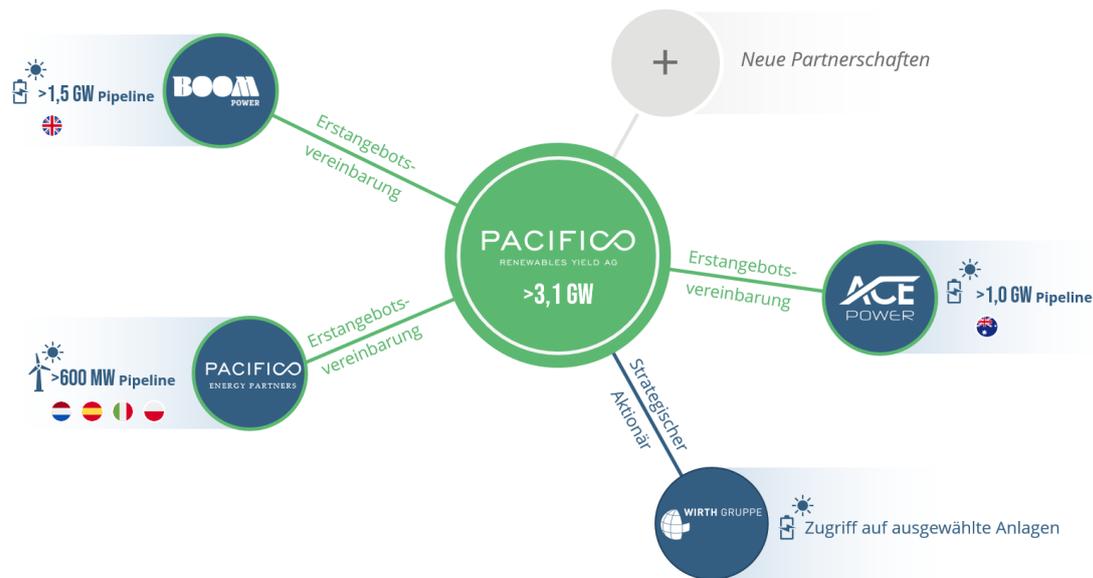
Als Eckpfeiler ihrer Wachstumsstrategie hat sich die Gruppe vertraglich den vorrangigen Zugang zu den von ihren Partnern entwickelten Projekten gesichert und fungiert damit als Plattform zum Kapitalmarkt für kleine und mittelgroße Entwickler.

4.1.1.1. PLATTFORM ZUM KAPITALMARKT FÜR KLEINE UND MITTELGROßE ENTWICKLER

Als Plattform zum Kapitalmarkt für kleine und mittelgroße 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 mittelgroßen 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.



4.1.1.2. 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 Konzept

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.

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

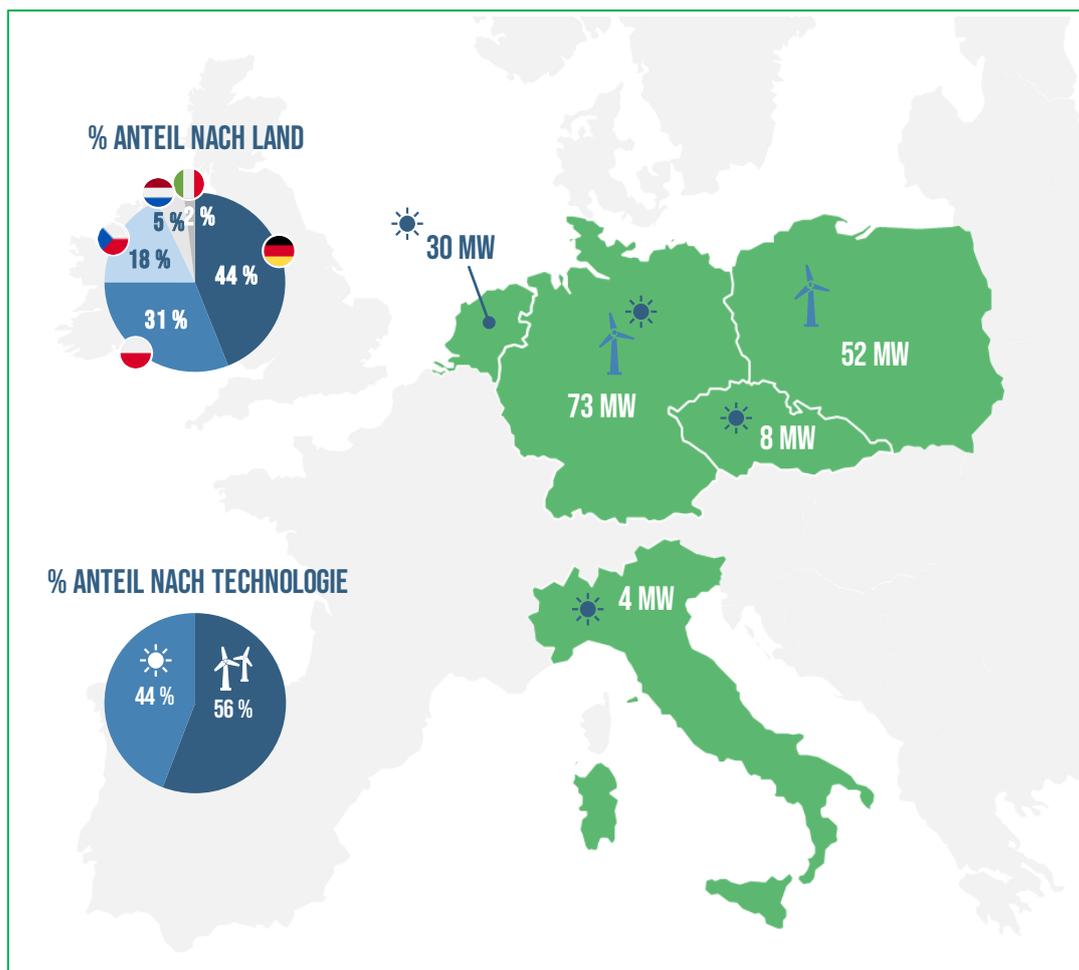
Durch eine Sacheinlage wurden die beiden geschäftsführenden Gesellschafter der WIRTH GRUPPE, Markus und Andreas Wirth, im Juli 2022 strategische Gesellschafter und langfristige Partner der Gruppe. Gemeinsam mit ihrem Team haben die Wirth-Brüder international Solaranlagen mit einer installierten Leistung 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.

4.1.2. PORTFOLIO

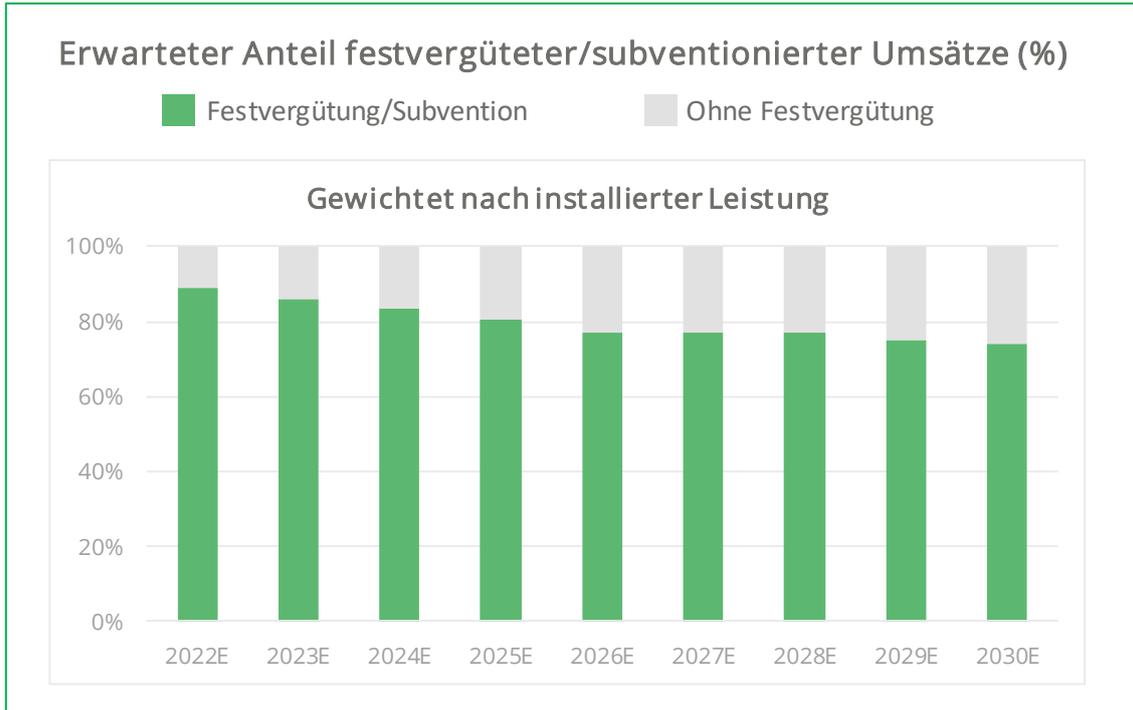
Im Gesamtjahr 2021 erzeugten die 44 Solar- und Windparks des Konzerns 123,8 GWh Strom, was zu Umsatzerlösen in Höhe von 21,9 Mio. € führte. Gemessen an der installierten Leistung ist das operative Portfolio der Gruppe nach Technologien (44 % Solarparks and 56 % Windparks) und Ländern (44 % Deutschland, 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.

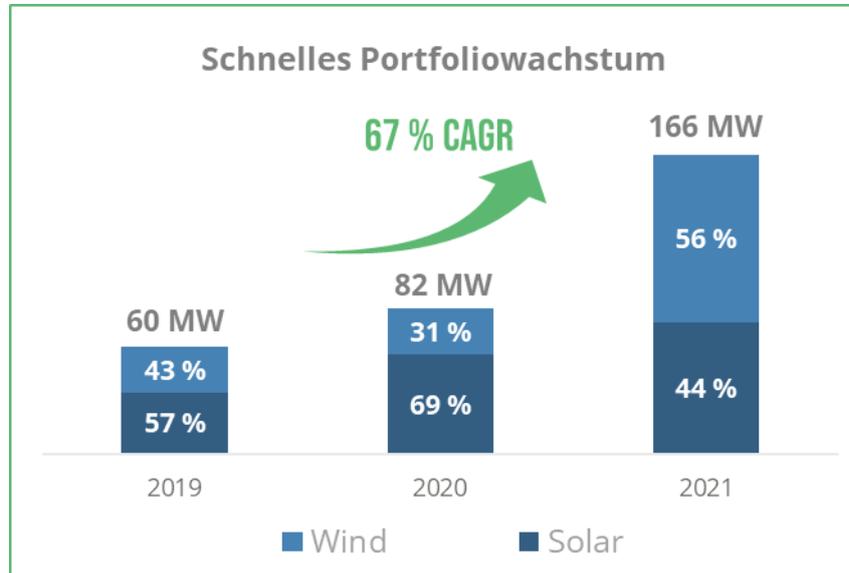
⁷ Die gewichtete durchschnittliche Restlaufzeit der staatlichen Subventionen umfasst alle Anlagen, die während des Berichtszeitraums in Betrieb waren und erworben wurden.



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.



4.1.3. 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.

4.1.4. 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.

4.2. 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.

4.2.1. RAHMENBEDINGUNGEN

4.2.1.1. 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 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

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.mp220203~90f9e94662.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.

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

4.2.1.2. 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 einer

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.

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/>.

4.2.1.3. 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 für Investitionen und Reformen sind saubere Technologien und erneuerbare Energien, Digitalisierung der öffentlichen Verwaltung,

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/>.

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

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>.

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 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

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

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/>

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

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

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.

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.

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 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 Mehrlöse 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.

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.

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

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

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-Republic.html>.

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

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.

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>

4.2.2. GESCHÄFTSVERLAUF

4.2.2.1. 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 Batteriespeichieranlagen 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 Reudelsterz (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 Batteriespeichieranlagen 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 4.2.1.3. 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. Parallel zu dieser

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.

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.

4.2.2.2. WESENTLICHE LEISTUNGSINDIKATOREN

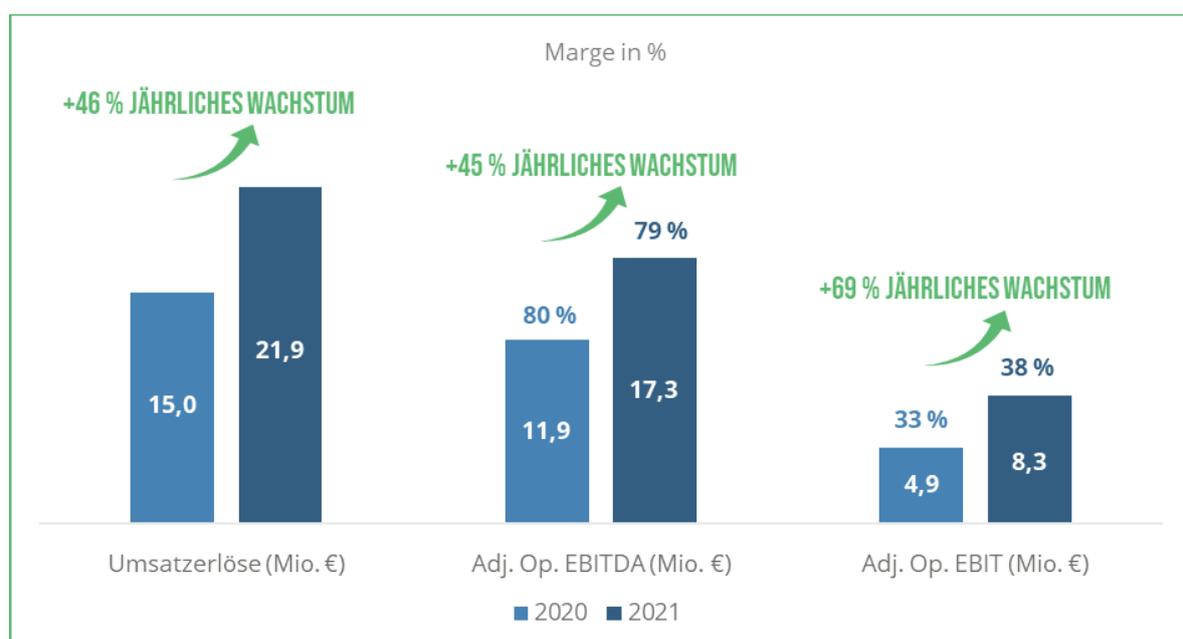
Adjustiertes operatives EBITDA and EBIT

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. €).

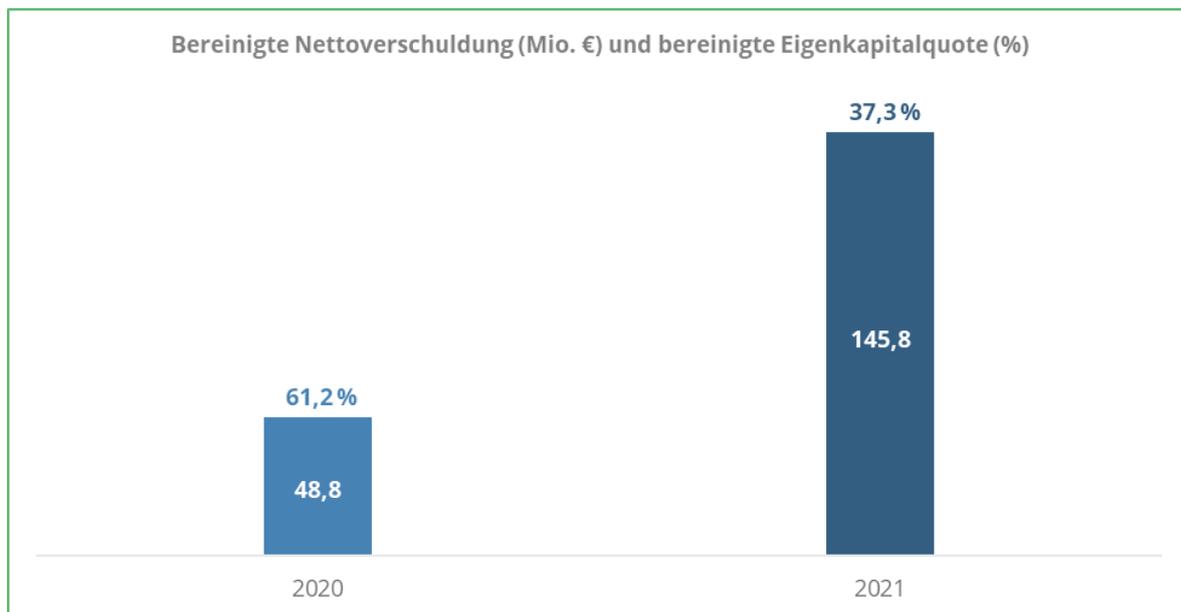
Zusätzlich um Holdingkosten adjustiert, ergab sich eine adjustierte operative EBITDA-Marge von 79 % (2020: 80 %) und eine adjustierte operative EBIT-Marge von 38 % (2020: 33 %), welche die operative Ertragskraft des Portfolios illustrieren. Das um Einmaleffekte adjustierte Ergebnis vor Zinsen, Steuern 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 %).



4.2.3. SEGMENTBERICHTERSTATTUNG

Für die operativen Segmente werden das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (E-BITDA) 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.

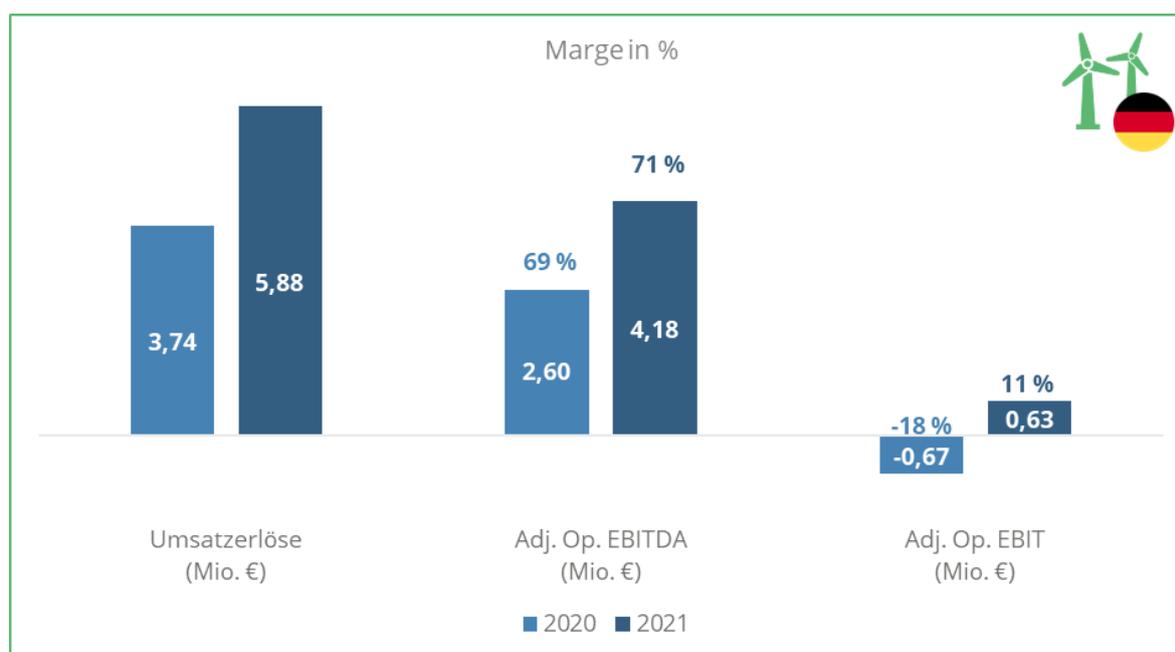
Die in Deutschland gelegenen Windparks der Gruppe erzielten im Jahr 2021 Umsatzerlöse von 5,88 Mio. € (2020: 3,74 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 57,9 GWh (2020: 39,9 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (GWh)	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 Mio. € (2020: -0,67 Mio. €).



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.

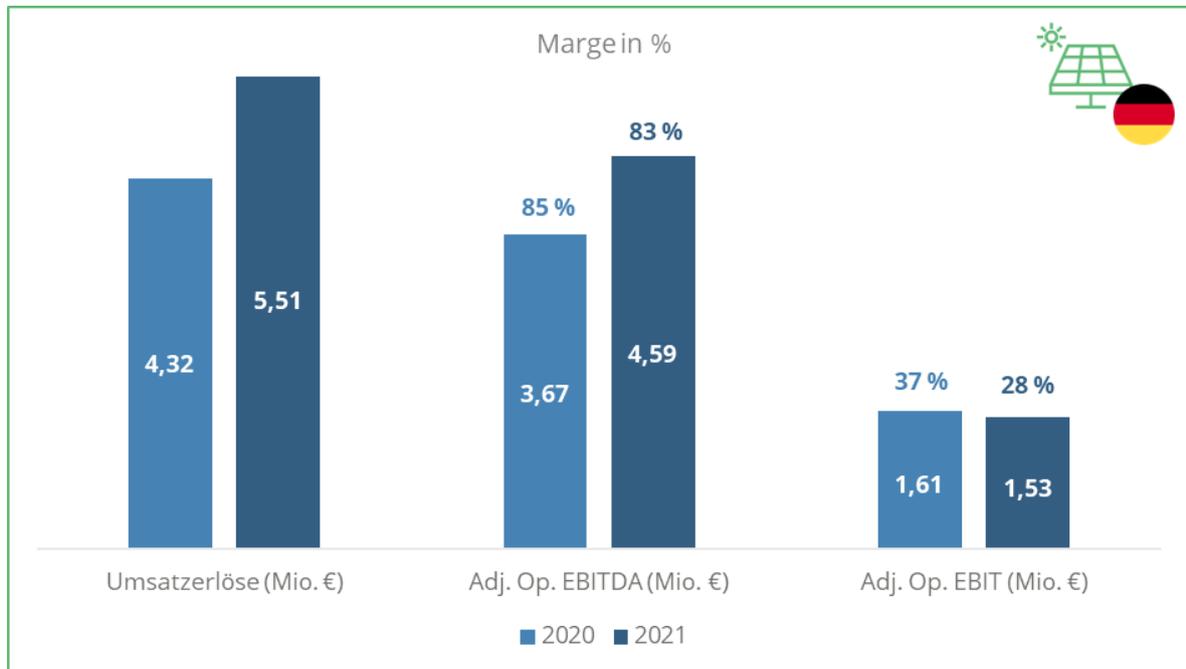
Die Solarparks der Gruppe in Deutschland erwirtschafteten im Jahr 2021 Umsatzerlöse von 5,51 Mio. € (2020: 4,32 Mio. €) und eine Strommenge von 24,5 GWh (2020: 17,8 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (GWh)	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 %
Süpplingen	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>		44 %		30 %	31 %		48 %	54 %	
<i>Prozent der Gruppe</i>		19 %		20 %	24 %		25 %	29 %	

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.

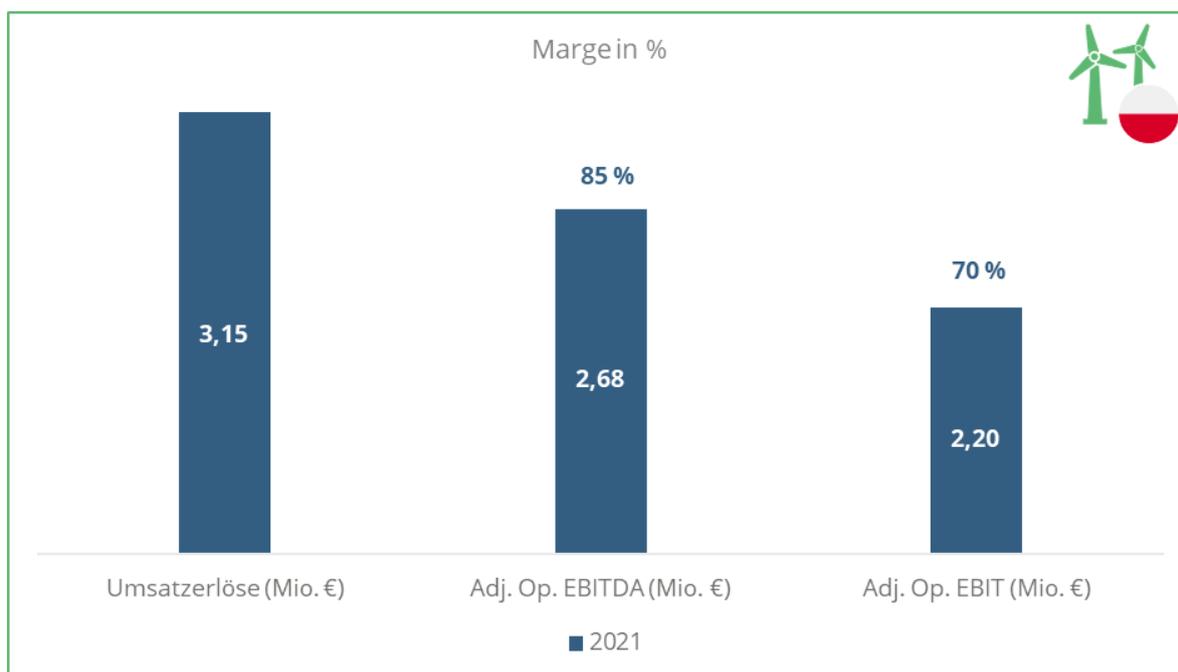
Im Jahr 2021 erzielten die in Polen gelegenen Windparks der Gruppe einen Umsatzerlöse von 3,15 Mio. € (2020: 0 €) und produzierten eine Strommenge von 23,6 GWh (2020: 0).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (GWh)	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 Dębowa 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 4.2.1.3 beschrieben. Nach der Abrechnung werden die Erträge pro erzeugter Stromeinheit dem vorgesehenen Subventionsniveau entsprechen, so dass auch die Gesamterträge wie geplant ausfallen werden.

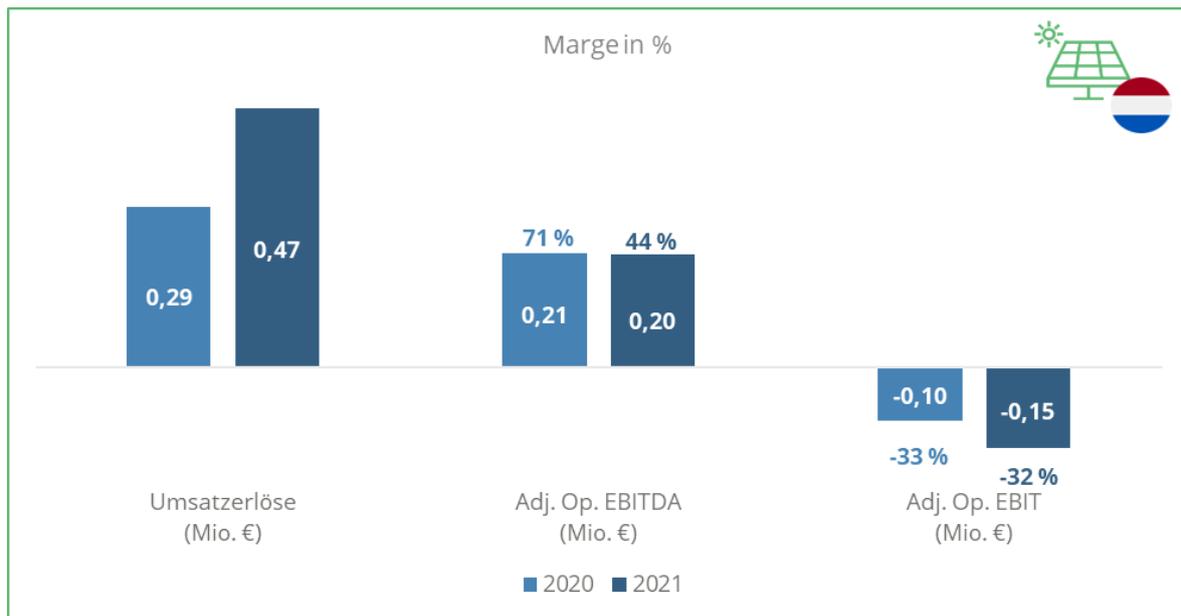
Im Jahr 2021 erzielten die in den Niederlanden gelegenen Solarparks der Gruppe einen Umsatzerlöse von 0,5 Mio. € (2020: 0,3 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 4,7 GWh (2020: 3,7 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (GWh)	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 4.2.1 erläuterten Einnahmemechanismus ein höherer Preis erzielt wurde.

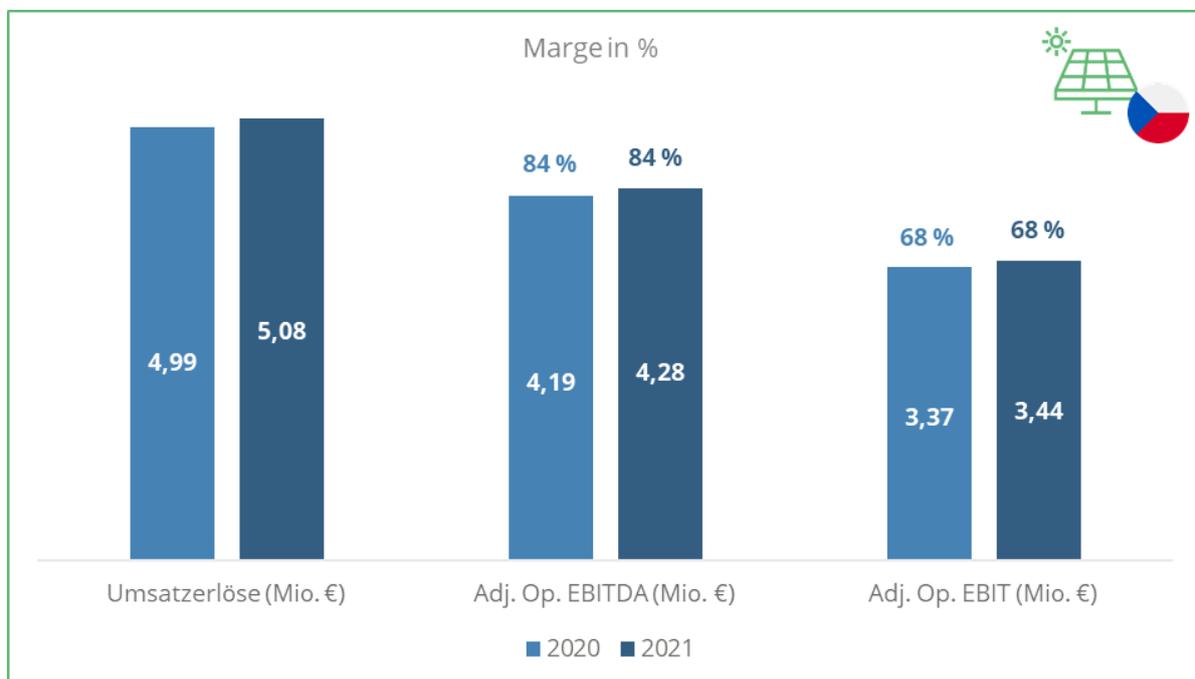
Im Jahr 2021 erzielten die in Tschechien gelegenen Solarparks der Gruppe Umsatzerlöse von 5,08 Mio. € (2020: 4,99 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 8,2 GWh (2020: 8,6 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (GWh)	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>		<i>4 %</i>		<i>7 %</i>	<i>11 %</i>		<i>23 %</i>	<i>33 %</i>	

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.

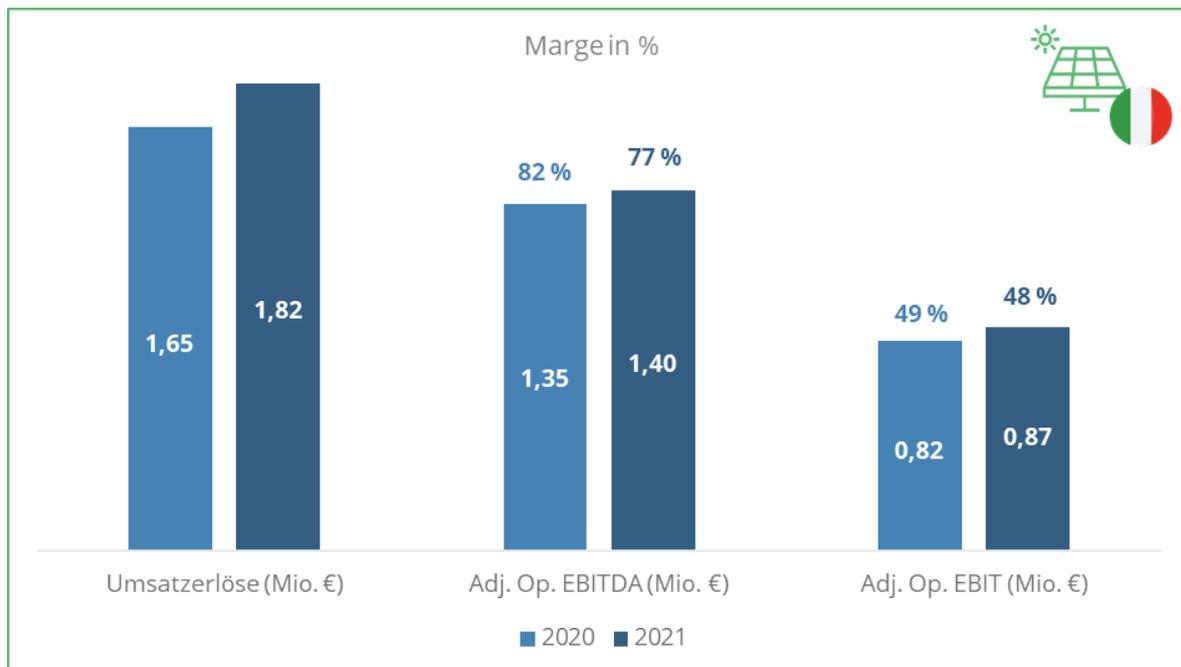
Im Jahr 2021 erzielten die in Italien gelegenen Solarparks der Gruppe Umsatzerlöse von 1,82 Mio. € (2020: 1,65 Mio. €) und produzierten eine Strommenge von 4,9 GWh (2020: 5,6 GWh).

Anlage	Tech.	Leistung (MW)	Subventionsende	Produktion 2021 (GWh)	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 4.2.5. 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. €).

4.2.4. 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 revolving 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

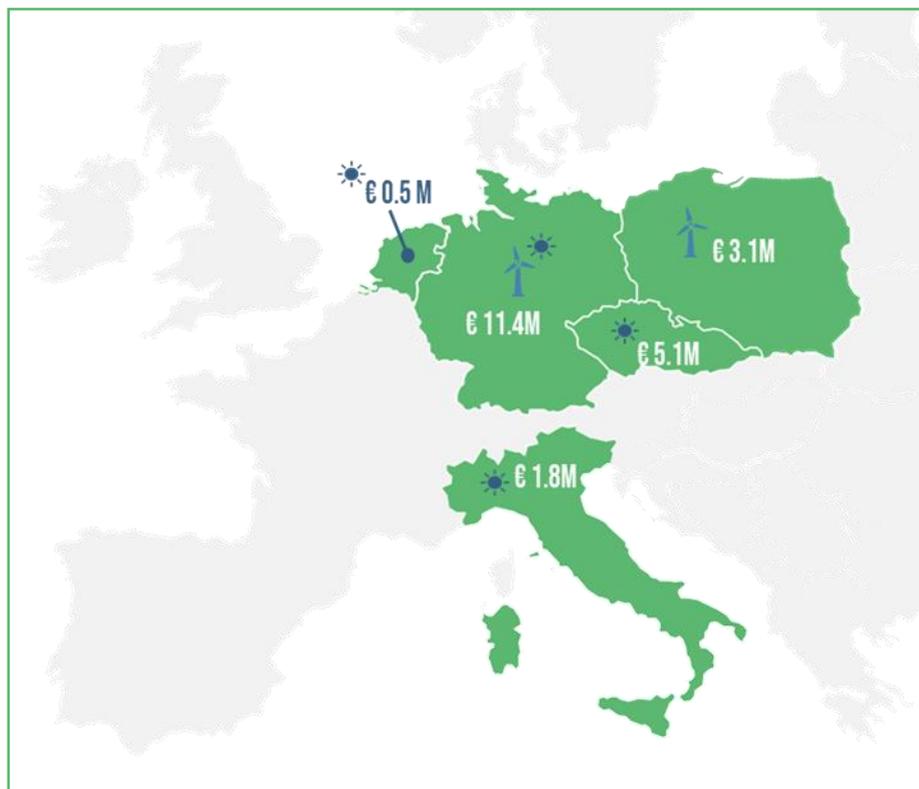
Umsatzerlöse

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.



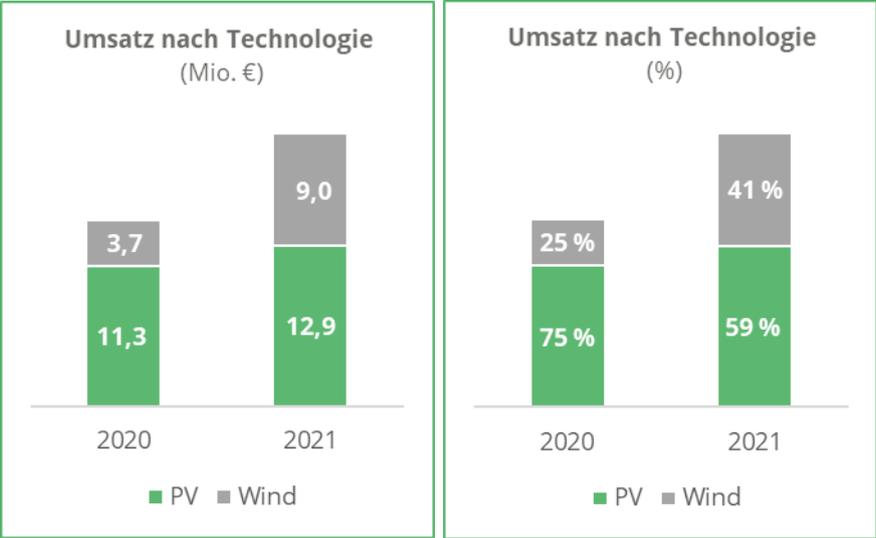
Aufschlüsselung der von der Gruppe erzielten Umsätze nach Ländern:



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:



4.2.5. 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 revolving 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 revolving 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.

4.3. CHANCEN UND RISIKEN

4.3.1. 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.

4.3.2. 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 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 Finanzierungskonditionen für den Ausbau des

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

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=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9).

Portfolios realisiert werden können, die eine attraktive Projektrendite 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.

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 Ertragschwankungen.

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.

4.4. 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 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

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.bmwi.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/>.

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.

4.5. ABHÄNGIGKEITSBERICHT

Schlussklärung 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 Vorstandes über Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgestellt, der die folgende Schlussklärung 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.“

5. KONZERNABSCHLUSS

5.1. Konzern-Gesamtergebnisrechnung	70
5.2. Konzern-Bilanz	71
5.3. Konzern-Kapitalflussrechnung	73
5.4. Konzern-Eigenkapitalveränderungsrechnung	74
5.5. Konzernanhang	75

5.1. KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

€	Anhang	2021	2020
Umsatzerlöse	A.1	21.894.987	14.994.495
Sonstige Erträge	A.2	334.678	94.855
Materialaufwand	A.3	-3.824.022	-2.544.932
Personalaufwand	A.4	-1.603.687	-1.231.182
davon aus anteilsbasierter Vergütung		-417.631	-799.989
Sonstige Aufwendungen	A.5	-3.125.730	-2.293.570
Betriebsergebnis vor Abschreibung (EBITDA)		13.676.226	9.019.666
Abschreibungen	A.6	-10.508.786	-7.511.453
Betriebsergebnis (EBIT)		3.167.440	1.508.213
Finanzerträge	A.7	2.228.952	55.378
Finanzaufwendungen	A.7	-4.163.360	-2.630.425
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		1.233.032	-1.066.834
Ertragsteuern	A.8	-589.237	183.200
Konzernergebnis		643.796	-883.634
Posten, die zukünftig ergebniswirksam umzugliedern sind			
Unterschied Währungsumrechnung	A.9	-3.802.197	-508.449
Marktbewertung derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung	A.9	1.082.435	-53.230
Sonstiges Ergebnis		-2.719.762	-561.679
Konzerngesamtergebnis		-2.075.966	-1.445.313
Ergebnis je Aktie			
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, unverwässert (€)	C.9	0,17	-0,27
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, verwässert (€)	C.9	0,17	-0,27

5.2. KONZERN-BILANZ

Aktiva				
€	Anhang	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020
Langfristige Vermögenswerte				
Immaterielle Vermögenswerte	B.1	227.143	247.075	279.822
Sachanlagen	B.2	251.083.582	97.005.689	64.617.439
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung	B.3	9.132.229	518	22.178
Finanzielle Vermögenswerte	B.4	7.145.076	42.207.671	4.622.317
Aktive latente Steuern	B.5	2.882.277	2.327.249	475.954
Summe langfristige Vermögenswerte		270.470.307	141.788.202	70.017.710
Kurzfristige Vermögenswerte				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	B.6	5.220.060	1.368.111	1.071.877
Nichtfinanzielle Vermögenswerte	B.7	1.703.626	1.134.291	1.654.550
Forderungen aus Ertragsteuern	B.7	372.812	174.186	145.450
Sonstige kurzfristige Forderungen	B.7	1.630.796	1.432.462	1.076.609
Zahlungsmittel und Zahlungsmittel- äquivalente	B.8	13.323.870	9.860.077	7.145.637
Summe kurzfristige Vermögenswerte		22.251.164	13.969.127	11.094.123
Bilanzsumme		292.721.471	155.757.329	81.111.833

Passiva				
€	Anhang	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020
Eigenkapital				
Gezeichnetes Kapital	B.9	3.721.042	3.309.766	1.135.000
Kapitalrücklage	B.9	89.160.140	77.594.401	23.287.507
Sonstige Rücklagen	B.9	-3.251.527	-531.765	29.914
Gewinnrücklagen	B.9	-2.735.287	-3.379.083	-2.495.449
Summe Eigenkapital		86.894.368	76.993.319	21.956.972
Langfristige Schulden				
Langfristige finanzielle Verbindlichkeiten	B.10	124.636.297	46.923.163	40.214.596
Derivative Finanzinstrumente in Sicherheitsbeziehung	B.11	299.471	610.885	519.270
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	B.12	16.847.294	4.986.039	2.584.232
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	B.16	705.532	911.616	111.626
Sonstige langfristige Rückstellungen	B.14	8.981.791	3.617.670	2.439.899
Passive latente Steuern	B.5	2.743.045	601.802	602.926
Summe langfristige Schulden		154.213.430	57.651.175	46.472.549
Kurzfristige Schulden				
Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern	B.13	1.618.004	998.878	654.854
Kurzfristige finanzielle Verbindlichkeiten	B.10	42.228.883	16.465.423	10.063.429
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	B.12	1.072.274	499.177	246.855
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	B.15	4.613.703	1.829.942	1.054.519
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	B.16	1.080.350	625.280	476.078
Sonstige kurzfristige Rückstellungen	B.14	1.000.459	694.135	186.577
Summe kurzfristige Schulden		51.613.673	21.112.835	12.682.312
Bilanzsumme		292.721.471	155.757.329	81.111.833

5.3. KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

€	Anhang	2021	2020
Konzernergebnis		643.796	-883.634
Abschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	A.6	10.508.786	7.511.453
Zunahme der Rückstellungen	B.14	390.006	500.725
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge		-	-7.600
Veränderung anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzurechnen sind		-684.676	1.595.807
Veränderung anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzurechnen sind		-1.487.026	1.381.682
Finanzaufwendungen/Finanzerträge	A.7	1.934.407	2.575.046
Ertragsteueraufwand /-ertrag	A.8	589.237	-183.200
Ertragsteuerzahlungen		-284.701	107.618
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit		11.609.829	12.597.897
Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	B.1	-	-6.636
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	B.2	-968.381	-1.401.735
Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	B.4	-500.842	-37.210.264
Einzahlungen aus Abgängen aus dem Konsolidierungskreis		500	-
Auszahlungen für Zugänge zum Konsolidierungskreis		-28.549.145	-18.810.939
Erhaltene Zinsen		-	36.224
Cashflow aus Investitionstätigkeit		-30.017.868	-57.393.350
Einzahlungen aus Kapitalerhöhungen	B.9	9.695.794	58.227.993
Auszahlungen für Emissionskosten		-256.989	-1.746.333
Aufnahme von Krediten	B.10	35.243.995	8.242.806
Tilgung von Krediten		-23.374.562	-16.502.501
Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	B.12	-785.220	-380.745
Gezahlte Zinsen		-4.582.248	-2.395.356
Veränderung Guthaben mit Verfügungsbeschränkung	B.4	-229.751	777.518
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit		15.711.019	46.223.382
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds (Summe aus dem laufendem CF sowie CF aus Finanzierung und Investition)		-2.697.020	1.427.929
Wechselkursbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		-84.089	-269.071
Konsolidierungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		6.244.902	1.555.582
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	B.8	9.860.077	7.145.637
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	B.8	13.323.870	9.860.077

5.4 KONZERN-EIGENKAPITALVERÄNDERUNGSRECHNUNG

€	Sonstige Rücklagen					
	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklagen	Rücklage aus Währungs-umrechnung	Hedge-Rücklage	Gewinnrücklage	Summe
Stand zum 01.01.2020	1.135.000	23.287.507	-	29.914	-2.495.449	21.956.972
Konzernergebnis	-	-	-	-	-883.634	-883.634
Sonstiges Ergebnis	-	-	-508.449	-53.230	-	-561.679
Konzerngesamtergebnis	-	-	-508.449	-53.230	-883.634	-1.445.313
						-
Veränderungen aus Kapitalmaßnahmen	2.174.766	56.053.227	-	-	-	58.227.993
Emissionskosten		-1.746.333				
Stand zum 31.12.2020	3.309.766	77.594.401	-508.449	-23.316	-3.379.083	78.739.652
Stand zum 01.01.2021	3.309.766	77.594.401	-508.449	-23.316	-3.379.083	78.739.652
Konzernergebnis	-	-	-	-	643.796	643.796
Sonstiges Ergebnis	-	-	-3.802.197	1.082.435	-	-2.719.762
Konzerngesamtergebnis	-	-	-3.802.197	1.082.435	643.796	-2.075.966
Veränderungen aus Kapitalmaßnahmen	411.276	11.822.728	-	-	-	12.234.004
Emissionskosten		-256.989				
Stand zum 31.12.2021	3.721.042	89.160.140	-4.310.646	1.059.119	-2.735.287	88.897.690

5.5. KONZERNANHANG

5.5.1. Allgemeine Angaben	76
5.5.2. Erstmalige Anwendung der IFRS	76
5.5.3. Neue und geänderte Standards und Interpretationen	77
5.5.4. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden	78
5.5.5. Konsolidierungskreis	88
5.5.6. Konsolidierungsgrundsätze	93
5.5.7. Erläuterungen zur Konzern-Gesamtergebnisrechnung	94
5.5.8. Erläuterungen zur Konzern-Bilanz	100
5.5.9. Sonstige Pflichtangaben	114
5.5.10. IFRS Überleitungsrechnungen	143

5.5.1. ALLGEMEINE ANGABEN

Die Pacifico Renewables Yield AG ist im Handelsregister des Amtsgerichts München, unter HRB 251232, eingetragen. Der Gesellschaftssitz ist Bavariafilmplatz 7, Gebäude 49, 82031 Grünwald.

Die Pacifico Renewables Yield AG bildet zusammen mit ihren direkten und indirekten Tochtergesellschaften eine „Gruppe“ bzw. einen „Konzern“.

Gemäß der aktuellen Satzung vom 22. Dezember 2021 umfasst die Geschäftstätigkeit des Konzerns den Erwerb, das Halten, Verwalten und Verwerten von Beteiligungen und Vermögensanlagen aller Art im Bereich erneuerbarer Energien und Energiespeicheranlagen, einschließlich Batteriespeicheranlagen, im In- und Ausland, einschließlich des Betriebs von Anlagen zur Produktion von Energie aus erneuerbaren Energien sowie von Energiespeicheranlagen durch die Renewables Yield AG oder ihre Tochtergesellschaften. Weitere Informationen enthält die Segmentberichterstattung unter C.1.

Die Pacifico Renewables Yield AG, Grünwald, stellt den Konzernabschluss für den kleinsten und die Arvantis Group Holding GmbH, Grünwald (Ort der Veröffentlichung: Grünwald), für den größten Konsolidierungskreis auf. Der Konzernabschluss wurde gemäß den International Financial Reporting Standards, wie sie in der Europäischen Union anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellt. Dieser wird im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlicht. Die International Financial Reporting Standards wurden im vorliegenden Konzernabschluss erstmalig angewandt.

Der Konzern wurde im Geschäftsjahr im Wesentlichen durch den Erwerb folgender Gesellschaften erweitert:

- Windkraft 1. RES GmbH & Co. KG
- Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG
- Dutch Durables Energy 3 B.V.
- PAC Poland 2 GmbH
- GB Dębowa Łąka 402 sp. z o.o.
- GB 12W 212 sp. z o.o.
- GB Świecie 404 sp. z o.o.
- Oslo Energy Netherlands B.V.

Der Konzernabschluss wurde unter der Annahme der Unternehmensfortführung aufgestellt. Die Konzern-Gesamtergebnisrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt.

5.5.2. ERSTMALIGE ANWENDUNG DER IFRS

Dieser Konzernabschluss für das am 31. Dezember 2021 endende Geschäftsjahr ist der erste, den der Konzern in Übereinstimmung mit den IFRS aufstellt. Für Zeiträume bis einschließlich zum 31. Dezember 2020 hat der Konzern seinen Konzernabschluss nach HGB aufgestellt.

Dementsprechend hat der Konzern einen Konzernabschluss erstellt, der mit den zum 31. Dezember 2021 geltenden IFRS übereinstimmt. Bei der Erstellung des Konzernabschlusses wurde die Eröffnungsbilanz des Konzerns zum 1. Januar 2020, dem Datum des Übergangs der Gruppe auf IFRS, erstellt.

Die Gruppe hat die Befreiung des IFRS 1.D13 gewählt die kumulierten Umrechnungsdifferenzen für alle ausländischen Geschäftsbetriebe zum Zeitpunkt des Übergangs auf 0 zu stellen. Somit wurden die kumulierten Umrechnungsdifferenzen i. H. v. 71.844 €, die bis 1. Januar 2020 entstanden sind, zum Zeitpunkt des Übergangs von den sonstigen Rücklagen in die Gewinnrücklagen umgebucht.

Für die Überleitungsrechnungen, die den Effekt der Umstellung auf IFRS darstellen, siehe 5.5.10.

5.5.3. NEUE UND GEÄNDERTE STANDARDS UND INTERPRETATIONEN

Vom IASB oder IFRIC wurden folgende, wesentliche neue Standards oder Interpretationen veröffentlicht bzw. geändert, deren verpflichtender Anwendungszeitpunkt noch in der Zukunft liegt oder die von der Europäischen Kommission noch nicht zur Anwendung anerkannt wurden und es ergeben sich folgende Auswirkungen auf den Konzern:

Neue und geänderte Standards und Interpretationen für zukünftige Geschäftsjahre				
		Verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem genannten Datum beginnen	Status des EU-Endorsements (Stand 31.12.2021)	Status Konzern
IAS 16	Änderung – Verrechnung Erlöse aus Verkäufen mit Herstellungskosten während der Herstellung	01.01.2022	Übernahme erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
IAS 37	Änderung – Definition der Erfüllungskosten	01.01.2022	Übernahme erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
diverse	Jährliche Verbesserungen an den IFRS	01.01.2022	Übernahme erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
IAS 1	Änderung – Klassifikation von Verbindlichkeiten als kurzfristig oder langfristig	01.01.2023	Übernahme nicht erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
IAS 1	Änderung – Angaben zu Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden	01.01.2023	Übernahme nicht erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
IAS 8	Änderung – Definition von rechnungslegungsbezogenen Schätzungen	01.01.2023	Übernahme nicht erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
IFRS 17	Erstmalige Anwendung – Versicherungsverträge	01.01.2023	Übernahme erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
IFRS 17	Änderung – Erstmalige Anwendung von IFRS 9 und IFRS 17	01.01.2023	Übernahme nicht erfolgt	Keine wesentlichen Auswirkungen erwartet
IAS 12	Änderung – Latente Steuern im Zusammenhang mit Vermögenswerten und Schulden, die aus einer einheitlichen Transaktion entstehen	01.01.2023	Übernahme nicht erfolgt	Angewendet

Die Statusänderung zu IAS 12 ist für den Konzern im Rahmen der Zukäufe von Solar- und Windanlagen relevant und wurde vorzeitig angewendet:

Änderung des IAS 12 Latente Steuern im Zusammenhang mit Vermögenswerten und Schulden, die aus einer einheitlichen Transaktion entstehen

Der Konzern hat diese Änderungen im Zeitpunkt des Übergangs auf IFRS angewendet. Diese führen zur Einführung einer Rückausnahme des Verbots des Ansatzes von latenten Steuern im Rahmen einer Transaktion bei dem es sich nicht um einen Unternehmenszusammenschluss handelt, sofern zum Zeitpunkt der Transaktion weder das bilanzielle noch das steuerliche Ergebnis beeinflusst wird („Initial Recognition Exemption“).

Die Änderungen sind für die Gruppe relevant, da durch die Zukäufe von Solar- und Windanlagen im Rahmen des Erwerbs von Anteilen an Zweckgesellschaften (Share Deal) regelmäßig Vermögenswerte und Schulden im Rahmen eines Geschäftsvorfalles erworben werden, der nicht die Definition eines Unternehmenszusammenschlusses erfüllt. Durch die Anwendung ergaben sich folgende Auswirkungen auf den Konzernabschluss:

- Es werden latente Steuern sowohl auf Nutzungsrechte als auch Leasingverbindlichkeiten gebildet. Darüber hinaus werden latente Steuern auf die erfassten Rückbauverpflichtungen sowohl im Sachanlagevermögen als auch in den Rückstellungen zu den Rückbauverpflichtungen erfasst.

Die Gruppe geht bei den anderen neu veröffentlichten Anpassungen bezüglich der noch nicht verpflichtend anzuwendenden neuen und geänderten Standards/Interpretationen, bei denen keine vorzeitige Anwendung im Konzern stattfand, nicht davon aus, dass diese einen wesentlichen Einfluss auf den Konzern haben werden.

5.5.4. BILANZIERUNGS- UND BEWERTUNGSMETHODEN

Unternehmenszusammenschlüsse

Das IASB hat IFRS 3 in Bezug auf die Definition des Geschäftsbetriebs für die Anwendung in ab dem 1. Januar 2020 beginnenden Geschäftsjahren konkretisiert. Die Anpassungen im IFRS 3 Appendix D und in den Anwendungsrichtlinien erfordern, dass die erworbenen Vermögenswerte sowie zugehörigen Aktivitäten über eine Eingabe (Input) und einen substanziellen Prozess verfügen müssen, die gemeinsam zur Fähigkeit zur Schaffung von Ergebnissen (Outputs – Herstellung von Waren oder Dienstleistungen) beitragen, um als Geschäftsbetrieb im Sinne des IFRS 3 zu gelten. Zur Einordnung des Unternehmenserwerbes wird im Konzern anhand des Konzentrationstests ermittelt, ob sich der maßgebliche Teil des Zeitwerts des erworbenen Bruttovermögens auf einen einzelnen identifizierbaren Vermögenswert oder eine Gruppe vergleichbarer Vermögenswerte konzentriert.

Konzentriert sich der maßgebliche Teil des Zeitwerts des erworbenen Bruttovermögens auf einen einzelnen identifizierbaren Vermögenswert oder eine Gruppe vergleichbarer Vermögenswerte, so liegt kein Geschäftsbetrieb im Sinne des IFRS 3 vor. Der Erwerb stellt daher keinen Unternehmenszusammenschluss, sondern einen Erwerb von Vermögenswerten dar. Diese werden mit der übertragenen Gegenleistung bewertet, wobei Differenzen zu dem erworbenen Nettovermögen prozentual auf die Vermögenswerte verteilt werden. Ein Ansatz von Geschäfts- oder Firmenwert ist, ebenso wie die Entstehung eines Badwills, ausgeschlossen.

Der Erwerb von Solar- und Windanlagen stellt, unabhängig von ihrem Fertigstellungszeitpunkt beziehungsweise der Inbetriebnahme, in der Regel einen Erwerb von Vermögenswerten dar.

Schätzungsunsicherheiten und Ermessensentscheidungen

Hauptquellen von Schätzungsunsicherheiten

Bei der Anwendung der dargestellten Konzernbilanzierungs- und -bewertungsmethoden muss der Vorstand Ermessensentscheidungen treffen, die einen wesentlichen Einfluss auf die ausgewiesenen Beträge haben. In Bezug auf die Buchwerte von Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die nicht ohne Weiteres aus anderen Quellen ermittelt werden können, müssen Schätzungen vorgenommen werden sowie Annahmen getroffen werden. Die Schätzungen und die ihnen zugrundeliegenden Annahmen basieren auf Studien externer Berater in Kombination mit Vergangenheits-erfahrungen sowie weiteren als relevant erachteten Faktoren. Die tatsächlichen Werte können von den Schätzungen abweichen.

Die den Schätzungen zugrundeliegenden Annahmen unterliegen einer regelmäßigen Überprüfung. Schätzungsänderungen werden, sofern die Änderung nur eine Periode betrifft, nur in dieser berücksichtigt. Falls die Änderungen die aktuelle sowie die folgenden Berichtsperioden betreffen, werden diese entsprechend in dieser und den folgenden Perioden berücksichtigt.

Beurteilung der Werthaltigkeit langfristiger Vermögenswerte

Die Gruppe hat für langfristige Vermögenswerte, die der planmäßigen Abschreibung unterliegen, externe und interne Informationsquellen zu würdigen, anhand derer mögliche Anzeichen für eine Wertminderung oder eine Wertaufholung erkannt werden können. Das Management muss bei der Beurteilung, ob Anzeichen einer Wertminderung oder einer Wertaufholung vorliegen sowie – wenn solche Anzeichen vorliegen – bei der in diesem Fall erforderlichen Ermittlung der erzielbaren Werte im Rahmen eines Wertminderungstests Annahmen und Einschätzungen über die zukünftig erwarteten Cashflows aus der Nutzung der langfristigen Vermögenswerte sowie eine Bestimmung der Kapitalkosten vornehmen.

Ansatz von aktiven latenten Steuern

Der Ansatz aktiver latenter Steuern auf Verlustvorträge unterliegt der Einschätzung, ob in Zukunft ein zu versteuerndes steuerliches Ergebnis zur Verfügung stehen wird. Der latente Steueranspruch wird in dem Maße nicht bilanziert, in welchem eine zukünftige Nutzung unwahrscheinlich erscheint. Zur Beurteilung der Wahrscheinlichkeit der künftigen Nutzbarkeit von aktiven latenten Steuern sind verschiedene Faktoren heranzuziehen, so etwa die Ertragslage der Vergangenheit und operative Planungen.

Vertragslaufzeit von Leasingverhältnissen

Im Rahmen der Bewertung der Nutzungsrechte und Leasingverbindlichkeiten im Rahmen von Leasingverhältnissen gemäß IFRS 16 ist eine Schätzung der Laufzeit notwendig, darüber hinaus muss die Wahrscheinlichkeit für die Inanspruchnahme von Verlängerungsoptionen eingeschätzt werden. Der Großteil der Leasingverhältnisse entfällt auf Pachtverträge für Grundstücke auf denen Solar- und Windanlagen stehen. Die Schätzung der Vertragslaufzeit der Leasingverhältnisse inkl. Inanspruchnahme der Verlängerungsoptionen ist an die voraussichtliche, wirtschaftliche Nutzungsdauer der darauf liegenden Solar- und Windanlagen geknüpft.

Wirtschaftliche Nutzungsdauer des Sachanlagevermögens und der immateriellen Vermögenswerte

Bei der Bewertung von Vermögenswerten des Sachanlagevermögens sowie immateriellen Vermögenswerten ist die erwartete Nutzungsdauer der Vermögenswerte zu schätzen, dabei werden insbesondere Branchenkenntnisse, vertragliche Bestimmungen und technische Studien externer Berater berücksichtigt. Im Geschäftsjahr 2021 erfolgte eine Neueinschätzung der Nutzungsdauern von Solar- und Windanlagen im Sachanlagevermögen. Dies führte zu höheren Abschreibungen (391.959 €) im Geschäftsjahr.

Schätzung der Rückstellungen für den Rückbau der Solar- und Windanlagen

Nach IAS 37 ist die bestmögliche Schätzung der gegenwärtigen Verpflichtung für die Rückstellung für den Rückbau der Solar- und Windparks anzusetzen. Dabei ist sowohl eine Schätzung der Erfüllungsbeträge als auch des Zinssatzes für die Ermittlung des Barwerts notwendig. Die Erfüllungsbeträge werden durch renommierte, externe Gutachter ermittelt. Die Ermittlung der Barwerte erfolgt durch Diskontierung der Erfüllungsbeträge mit dem jeweils länderspezifischem, laufzeitadäquatem, risikolosen Zinssatz.

Fremdwährung

Der Konzernabschluss wird in Euro aufgestellt. Der Euro entspricht der funktionalen Berichtswährung des Konzerns. Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses werden Geschäftsvorfälle, die auf andere Währungen als die funktionale Währung des Konzerns lauten, mit den am Tag der Transaktion gültigen Kursen gemäß IAS 21 umgerechnet.

An jedem Abschlussstichtag werden monetäre Posten in Fremdwährung mit dem gültigen Stichtagskurs umgerechnet. Nicht-monetäre Posten in Fremdwährung, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, werden mit den Kursen umgerechnet, die zum Zeitpunkt der Ermittlung des beizulegenden Zeitwertes Gültigkeit hatten. Zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertete nicht-monetäre Posten werden mit dem Wechselkurs zum Zeitpunkt der erstmaligen bilanziellen Erfassung umgerechnet. Umrechnungsdifferenzen aus monetären Posten werden erfolgswirksam in der Periode erfasst, in der sie auftreten. Davon ausgenommen sind Umrechnungsdifferenzen aus Geschäftsvorfällen, die eingegangen wurden, um bestimmte Fremdwährungsrisiken abzusichern (siehe die Richtlinien zur Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen in 5.5.4.).

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften, die ihre Abschlüsse in lokaler Währung aufstellen, betreiben ihr Geschäft selbstständig in der jeweiligen Landeswährung. Dementsprechend erfolgt die Umrechnung der Bilanzposten im Konzernabschluss zu Stichtagskursen. Differenzen aus der Währungsumrechnung werden im sonstigen Ergebnis erfasst.

Der Währungsumrechnung liegen die nachfolgenden Wechselkurse zugrunde:

1 Euro	Stichtagskurse			Durchschnittskurse	
	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020	2021	2020
Polnische Złoty (PLN)	4,597	4,560	4,257	4,565	4,443
Tschechische Krone (CZK)	24,858	26,242	25,408	25,640	26,455

Immaterielle Vermögenswerte

Immateriellen Vermögenswerte verfügen über eine begrenzte Nutzungsdauer und sind zu Anschaffungskosten abzüglich planmäßiger linearer Abschreibungen bewertet. Die Abschreibungen werden entsprechend der wirtschaftlichen Nutzungsdauer vorgenommen. Die Gruppe hält derzeit ausschließlich erworbene immaterielle Vermögenswerte.

Die wesentlichen Nutzungsdauern betragen:

Nutzungsdauer in Jahren linear	
Lizenzen	30
Sonstiges	3

Sachanlagen

Sachanlagen werden gemäß IAS 16 zu historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten abzüglich der kumulierten Abschreibungen bewertet. Gewinne oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens werden in den sonstigen Erträgen oder Aufwendungen berücksichtigt. Der Abschreibungszeitraum und die Abschreibungsmethode werden Ende jedes Geschäftsjahres überprüft. Vermögenswerte des Sachanlagevermögens werden über deren voraussichtliche wirtschaftliche Nutzungsdauer pro rata temporis abgeschrieben. Die voraussichtliche wirtschaftliche Nutzungsdauer resultiert aus der erwarteten technischen Lebensdauer der Solar- und Windanlagen bzw. aus den für den Betrieb der Anlagen notwendigen Pachtverträgen für die entsprechenden Grundstücke. Pacifico weist die Nutzungsrechte aus den Pacht- und Mietverträgen zusammen mit dem Posten Sachanlagen aus.

Die wesentlichen Nutzungsdauern betragen:

Nutzungsdauer in Jahren linear	
Solaranlagen	25 bis 30
Windanlagen	20 bis 30
Sonstiges	3 bis 7

Wertminderungen von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten

Zu jedem Abschlussstichtag überprüft der Konzern die Buchwerte der Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerte, um festzustellen, ob es Anhaltspunkte für eine eingetretene Wertminderung dieser Vermögenswerte gibt. Sind solche Anhaltspunkte erkennbar, wird der erzielbare Betrag des Vermögenswertes geschätzt, um den Umfang eines möglichen Wertminderungsaufwands festzustellen. Kann der erzielbare Betrag für den einzelnen Vermögenswert nicht geschätzt werden, erfolgt die Schätzung des erzielbaren Betrags der zahlungsmittelgenerierenden Einheit, zu der der Vermögenswert gehört. Wenn eine angemessene und stetige Grundlage zur Verteilung ermittelt werden kann, werden die gemeinschaftlichen Vermögenswerte auf die einzelnen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten verteilt. Anderenfalls erfolgt eine Verteilung auf die kleinste Gruppe von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten, für die eine angemessene und stetige Grundlage der Verteilung ermittelt werden kann.

Der erzielbare Betrag ist der höhere Betrag aus beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten und dem Nutzungswert. Wenn der geschätzte erzielbare Betrag eines Vermögenswertes oder einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit den Buchwert unterschreitet, wird der Buchwert

des Vermögenswertes oder der zahlungsmittelgenerierenden Einheit auf den erzielbaren Betrag vermindert. Der Wertminderungsaufwand wird sofort erfolgswirksam erfasst.

Sollte sich der Wertminderungsaufwand in der Folge umkehren, wird der Buchwert des Vermögenswertes oder der zahlungsmittelgenerierenden Einheit auf die jüngste Schätzung des erzielbaren Betrages erhöht. Die Erhöhung des Buchwertes ist dabei auf den Wert beschränkt, der sich ergeben hätte, wenn für den Vermögenswert oder die zahlungsmittelgenerierende Einheit in den Vorjahren kein Wertminderungsaufwand erfasst worden wäre. Eine Wertaufholung wird unmittelbar erfolgswirksam erfasst, soweit sie den in Vorjahren für den Vermögenswert erfassten Wertminderungsaufwand eliminiert.

Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, welche vom Beginn der Herstellung bis zur Inbetriebnahme im unmittelbaren Zusammenhang mit der Herstellung von qualifizierten Vermögenswerten entstehen, werden aktiviert und anschließend mit dem korrespondierenden Vermögenswert abgeschrieben. Bei speziell für die Herstellung eines qualifizierten Vermögenswertes aufgenommenen Fremdmitteln wird auf Basis der spezifischen Finanzierungskosten der Finanzierungskostensatz ermittelt.

Leasing

Da der Konzern nicht als Leasinggeber auftritt, beschränken sich die Ausführungen auf die Bilanzierung als Leasingnehmer. Bei Identifikation eines Leasingverhältnisses, wird das Nutzungsrecht am Anfangsdatum zu Anschaffungskosten aktiviert. Die Anschaffungskosten beinhalten:

- den als Leasingverbindlichkeit passivierten Betrag bei Erstbewertung,
- alle direkt entstandenen anfänglichen Kosten,
- alle bereits geleisteten Leasingzahlungen vor oder am Bereitstellungsdatum.

Folgebewertungen erfolgen zu Anschaffungskosten abzüglich linearer Abschreibungen und Wertminderungen, bereinigt um Neubewertungen und Modifikationen der Leasingverbindlichkeit. Die Abschreibungsdauer ist definiert als der kürzere Wert aus der voraussichtlichen wirtschaftlichen Nutzungsdauer und Leasingvertragsdauer. Die Leasingverbindlichkeit entspricht dem Barwert der ausstehenden Leasingzahlungen über die gesamte Laufzeit und wird am Bereitstellungsdatum passiviert. Da der implizite Zinssatz im Regelfall sehr schwer zu bestimmen ist, greift der Konzern auf den Grenzfremdkapitalzinssatz zurück. Der Grenzfremdkapitalzinssatz entspricht dem Zinssatz, den ein Leasingnehmer zahlen würde, wenn er die Mittel für eine vergleichbare Laufzeit mit vergleichbarer Sicherheit leihen würde, die er in einem entsprechenden wirtschaftlichen Umfeld für einen Vermögenswert mit einem dem Nutzungsrecht gleichartigen Wert benötigen würde. Zur Schätzung des Grenzfremdkapitalzinssatzes der Konzerngesellschaften werden Effektivzinssätze aus beobachtbaren risikoäquivalenten Markttrenditen abgeleitet und diese anschließend laufzeitadäquat angepasst.

Die Leasingverbindlichkeiten enthalten alle festen Zahlungen (inklusive de facto fester Zahlungen). Variable Leasingzahlungen, werden in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Im Falle des Konzerns sind dies in der Regel Pachtzahlungen, die z.B. an Umsatzerlöse der betreffenden Solar- oder Windanlagen gekoppelt sind.

Die Laufzeit der Leasingverhältnisse besteht aus der unkündbaren Laufzeit und etwaiger Verlängerungsoptionen, deren Nutzung hinreichend wahrscheinlich ist, und Zeiträumen, in denen eine

Kündigungsoption besteht, falls die Ausübung hinreichend unwahrscheinlich ist. Die Leasingverbindlichkeit wird über die Laufzeit aufgezinnt und um geleistete Zahlungen reduziert. Der Konzern macht von dem durch IFRS 16 eingeräumten Wahlrecht Gebrauch, kurzfristige Leasingverhältnisse und Leasingverhältnisse über zugrunde liegende Vermögenswerte von geringem Wert für Zeiträume von bis zu 12 Monaten nicht in der Bilanz anzusetzen. Alle damit verbundenen Zahlungen werden gleichmäßig über die Laufzeit verteilt in der Gesamtergebnisrechnung erfasst. Da das Geschäftsmodell des Konzerns überwiegend auf langfristigen Verträgen beruht, sind diese Ausnahmen im Konzern selten und werden als unwesentlich eingestuft.

Nutzungsdauer in Jahren linear

Nutzungsrechte Bürogebäude	5
Nutzungsrechte Grund- und Boden	5 bis 30

Finanzielle Vermögenswerte

Der Konzern stuft seine finanziellen Vermögenswerte in die folgenden Bewertungskategorien ein:

1. Finanzielle Vermögenswerte, welche zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden (AC)
2. Finanzielle Vermögenswerte, welche erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden (FVPL)
3. Finanzielle Vermögenswerte, welche erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden (FVOCI)

Die Klassifizierung ist abhängig vom Geschäftsmodell des Unternehmens für die Steuerung der finanziellen Vermögenswerte und von den vertraglichen Zahlungsströmen.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, finanzielle Vermögenswerte, sonstige Forderungen sowie Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet und unterliegen der Effektivzinsmethode. Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung mit positivem beizulegendem Zeitwert werden erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanziert.

Wertminderungsmodell basierend auf erwarteten Kreditverlusten

Im Rahmen des IFRS 9 wurde ein Wertminderungsmodell entwickelt, basierend auf erwarteten Kreditverlusten, welches auf alle finanziellen Vermögenswerte angewendet werden kann, die entweder zu fortgeführten Anschaffungskosten oder erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert angesetzt werden. Hiermit werden nicht nur bereits eingetretene Kreditverluste einbezogen, sondern auch Erwartungen über die Zukunft. Generell wird ein dreistufiges Vorgehen zur Allokation von Wertberichtigungen beim Ansatz der erwarteten Kreditverluste genutzt:

- Level 1: Erwartete Kreditverluste innerhalb des nächsten Jahres. Hier sind alle Verträge ohne signifikanten Anstieg des Kreditrisikos seit der erstmaligen Erfassung, neue Verträge und solche, deren Zahlungen noch nicht oder nicht signifikant überfällig sind eingeschlossen. Es wird derjenige Anteil an den antizipierten Kreditverlusten über die Laufzeit des Instruments erfasst, der auf einen Ausfall innerhalb des nächsten Jahres zurückzuführen ist.
- Level 2: Erwartete Kreditverluste über die gesamte Laufzeit – keine beeinträchtigte Bonität. Falls bei einem finanziellen Vermögenswert eine wesentliche Steigerung des Kreditrisikos stattfindet, seine Bonität jedoch nicht beeinträchtigt ist, ist er dieser Stufe zuzuordnen. Hier

werden die erwarteten Kreditverluste über die gesamte Laufzeit des finanziellen Vermögenswerts als Wertberichtigung angesetzt.

- Level 3: Erwartete Kreditverluste über die gesamte Laufzeit – bonitätsbeeinträchtigt

Auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wird im Konzern das vereinfachte Wertminderungsmodell des IFRS 9 angewendet und somit die über die Gesamtlaufzeit erwarteten Verluste erfasst. Finanzielle Vermögenswerte, sonstige Forderungen sowie liquide Mittel werden über den allgemeinen Ansatz abgebildet.

Finanzielle Verbindlichkeiten

Finanzielle Verbindlichkeiten werden entweder zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC) oder sofern eine der Ausnahmen des IFRS 9 erfüllt ist erfolgswirksam bewertet (FVPL). Die finanziellen Verbindlichkeiten des Konzerns umfassen Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten. Die Bilanzierung erfolgt zu fortgeführten Anschaffungskosten. Leasingverbindlichkeiten sind keiner Kategorie des IFRS 9 zugeordnet. Finanzielle Verbindlichkeiten werden erfasst, wenn eine Konzerngesellschaft Vertragspartei des Finanzinstruments wird.

Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte

Die Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte für finanzielle Vermögenswerte und Schulden wird für einige Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden und Angaben des Konzerns benötigt. Hierfür werden im Konzern soweit möglich am Markt beobachtbare Daten (Markt- oder Börsenwert) genutzt. Falls kein aktiver Markt existiert, wird der beizulegende Zeitwert, soweit möglich, anhand von alternativen, beobachtbaren Inputs bestimmt. Stehen keine beobachtbaren Inputfaktoren zur Verfügung, wird der beizulegende Zeitwert mittels alternativer Methoden ermittelt. Der beizulegende Zeitwert wird zur Ermittlung in drei Stufen unterteilt, je nach Verfügbarkeit beobachtbarer Parameter und der Bedeutung dieser Parameter. Die Unterteilung erfolgt entsprechend folgender Richtlinien:

- Eingangsparameter der Stufe 1 sind notierte Preise (unbereinigt) auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Schulden, auf die das Unternehmen am Bewertungsstichtag zugreifen kann.
- Eingangsparameter der Stufe 2 sind andere Eingangsparameter als die in Stufe 1 enthaltenen notierten Preise, die für den Vermögenswert oder die Schuld entweder direkt beobachtbar sind oder indirekt aus anderen Preisen abgeleitet werden können.
- Eingangsparameter der Stufe 3 sind für den Vermögenswert oder die Schuld nicht beobachtbare Parameter. Sofern bei wiederkehrend zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Vermögenswerten und Schulden Umgliederungen zwischen den verschiedenen Stufen erforderlich sind, da beispielsweise ein Vermögenswert nicht mehr auf einem aktiven Markt gehandelt wird bzw. erstmals gehandelt wird, erfolgt eine entsprechende Umgliederung.

Derivative Finanzinstrumente und Hedge Accounting

Im Konzern werden derivative Finanzinstrumente lediglich zur Absicherung zukünftiger Zahlungsströme (sogenannter Grundgeschäfte) für aus Finanzierungsaktivitäten resultierende Finanzrisiken verwendet. Hierbei sind nur Zins- und Währungsrisiken betroffen. Nach den Risikomanagementgrundsätzen des Konzerns erfolgt im Regelfall eine Absicherung des Hauptteils der prognostizierten, sehr wahrscheinlichen Zahlungsströme nach ökonomischer Betrachtung des Einzelfalls.

Die Ersterfassung derivativer Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung sowie die Folgebewertung erfolgt zum beizulegenden Zeitwert. Falls der beizulegende Zeitwert positiv ist, werden Derivate als Vermögenswert bilanziert, falls der beizulegende Zeitwert negativ ist, werden sie als Verbindlichkeit bilanziert.

Um Sicherungsbeziehungen bilanzieren zu dürfen (Hedge Accounting), muss der eindeutige Sicherungszusammenhang zwischen Grundgeschäft und Sicherungsinstrument dokumentiert und dessen Effektivität nachgewiesen werden. Als Sicherungsinstrumente werden ausschließlich Zins- sowie Zins- und Währungsswaps eingesetzt. Die Sicherungsbeziehung wird ab dem Zeitpunkt als Cashflow Hedge bilanziert und dokumentiert, wenn die Richtlinien des IFRS 9 (Hedge Accounting) erfüllt sind. Die Swaps sind im Regelfall kongruent zum Grundgeschäft in Bezug auf Referenzzinssatz, Zinsanpassungstermine, Zahlungszeitpunkte, Laufzeiten sowie Nennbetrag. Eine regelmäßige Prüfung der Sicherungsbeziehungen auf ihre Effektivität während der gesamten Berichtsperiode findet statt. Bei Änderung des beizulegenden Zeitwerts der Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung werden die Differenzen vorübergehend ergebnisneutral im sonstigen Ergebnis (Marktbewertung derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung) erfasst und bei Realisierung des Grundgeschäfts in die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung (Finanzergebnis) überführt. Eine sofortig erfolgswirksame Bilanzierung erfolgt für den ineffektiven Teil der Finanzinstrumente im Finanzergebnis.

Sicherheiten

Bei den finanziellen Verbindlichkeiten der Solar- und Windanlagen handelt es sich im Wesentlichen um regresslose Projektfinanzierungen („non-recourse“). Das heißt, für das jeweilige Darlehen werden lediglich Sicherheiten aus dem Haftungskreis der Projekt- bzw. Zweckgesellschaft gewährt, nicht jedoch Sicherheiten von Mutter- oder Schwestergesellschaften (mit Ausnahme von Anteilsverpfändungen an der Projektgesellschaft). Sachanlagen bzw. Rechte sowie zukünftige Forderungen können an die projektfinanzierenden Banken abgetreten werden, wie bei dieser Art von Finanzierung üblich. Den Buchwerten des Anlagevermögens bzw. der Höhe der gebildeten Reserven entspricht somit die aktuelle Höhe der gegebenen Sicherheiten. Im Einzelnen handelt es sich überwiegend um:

- Hypotheken oder Grundschulden (Sachanlagevermögen)
- Verpfändung von Kapitaldienst- und Projektreservekonten (Finanzielle Vermögenswerte)
- Abtretung des Anspruchs auf Vergütung aus der Stromeinspeisung der jeweiligen Netzgesellschaft, Abtretung von Zahlungs- und Vergütungsansprüchen gegen Dritte aus etwaigen Direktvermarktungsverträgen (Forderungen aus Lieferungen und Leistungen)
- Verpfändung/Sicherungsübereignung beweglichen Vermögens (Sachanlagevermögen)

Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente

Kassenbestände sowie Bank- und Festgeldguthaben, die einen hohen Liquiditätsgrad haben und eine Gesamtlaufzeit von bis zu drei Monaten aufweisen sowie nur unwesentlichen Wertschwankungen unterliegen, bilden die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente.

Rückstellungen

Kurzfristige Rückstellungen werden mit dem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag ohne Abzinsung angesetzt, wobei alle am Bilanzstichtag erkennbaren Verpflichtungen aufgrund vergangener Geschäftsvorfälle oder Ereignisse vor dem Bilanzstichtag berücksichtigt werden. Außerdem muss deren Höhe oder Fälligkeit unsicher sein. Es wird der Erfüllungsbetrag mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit angenommen. Langfristige Rückstellungen werden mit einem angemessenen Zinssatz abgezinst (risikolos). Rückstellungen werden nur gebildet, wenn die Eintrittswahrscheinlichkeit größer als 50 % ist und rechtliche oder faktische Verpflichtungen gegenüber Dritten vorliegt. Darüber hinaus muss die Erfüllung der Verpflichtung wahrscheinlich mit einem Abfluss von Ressourcen verbunden sein und die Höhe der Rückstellung verlässlich geschätzt werden können.

Umsatzerlöse

Das Kernprinzip von IFRS 15 besteht darin, die Höhe der Erlöse zu ermitteln, die ein Unternehmen vernünftigerweise als Gegenleistung für die Übertragung von Gütern oder Dienstleistungen an Kunden erwarten kann. Umsatzerlöse werden realisiert, wenn der Kunde die Verfügungsgewalt über die Güter oder Dienstleistungen erlangt. IFRS 15 enthält auch Anforderungen zum Ausweis von Überschüssen oder Verpflichtungen, die auf Vertragsebene bestehen. Zur Bestimmung des Zeitpunkts (oder Zeitraums) und der Höhe der Umsatzrealisierung führt IFRS 15 ein fünfstufiges Modell ein, das der Konzern bei der Bewertung seiner Transaktionen verwendet. Die vom Konzern übertragenen Güter (Strom) stellen eine separate Leistungsverpflichtung bzw. eine Kombination von Leistungsverpflichtungen dar. Die Umsätze aus der Lieferung von Strom werden zeitraumbezogen anhand der outputbasierten Messmethode auf monatlicher Basis mengengenau realisiert.

Zuwendungen der öffentlichen Hand

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden so lange nicht erfasst, bis eine angemessene Sicherheit darüber besteht, dass der Konzern die dazugehörigen Bedingungen, die mit den Zuwendungen in Verbindung stehen, erfüllen wird und die Zuwendungen auch gewährt werden.

Zuwendungen der öffentlichen Hand, die als Ausgleich für bereits angefallene Aufwendungen oder Verluste oder zur sofortigen finanziellen Unterstützung ohne künftig damit verbundenen Aufwand gezahlt werden, werden in der Periode in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in der der entsprechende Anspruch entsteht.

Virtuelle aktienbasierte Vergütung

Gemäß IFRS 2 sind bei anteilsbasierten Vergütungen, die in bar abgegolten werden, die erworbenen Güter oder Dienstleistungen und die entstandene Schuld mit dem beizulegenden Zeitwert der Schuld zu erfassen. Im Gegensatz zu equity-settled anteilsbasierten Vergütungen, ist der beizulegende Zeitwert der Schuld zu jedem Berichtstichtag und am Erfüllungstag bis zur Begleichung neu zu bestimmen. Alle daraus resultierenden Änderungen sind erfolgswirksam zu erfassen.

Die erhaltenen Leistungen und gleichzeitig die Schuld zur Abgeltung dieser Leistungen sind zu dem Zeitpunkt, zu dem die Mitarbeiter ihre Leistung erbringen, zu erfassen.

Diese Schuld ist bei der erstmaligen Erfassung und zu jedem Berichtstichtag bis zu ihrer Begleichung mit dem beizulegenden Zeitwert der Wertsteigerungsrechte anzusetzen. Hierzu ist ein Modell anzuwenden welches Folgendes berücksichtigt:

- die Vertragsbedingungen, zu denen die Wertsteigerungsrechte gewährt wurden, und
- den Umfang der bisher von den Mitarbeitern abgeleisteten Dienstzeit.

Die Effekte aller Bedingungen werden zu jedem Berichtsstichtag bestimmt und führen dazu, dass letztendlich der kumulierte Betrag für die erhaltenen Leistungen dem gezahlten Geldbetrag entspricht.

Finanzerträge

Falls der wirtschaftliche Nutzen dem Konzern wahrscheinlich zufließen wird und die Höhe der Erträge verlässlich bestimmt werden kann, sind Finanzerträge zu erfassen. Diese sind mittels des maßgeblichen Effektivzinssatzes - nach Maßgabe des ausstehenden Nominalbetrags - zeitlich abzugrenzen. Der Effektivzinssatz ist der Zinssatz, der erwartete zukünftige Zahlungen über die Laufzeit eines finanziellen Vermögenswerts genau auf den Nettobuchwert des Vermögenswerts erstmaliger Erfassung abzinst.

Ertragsteuern

Der Ertragssteueraufwand ist die Summe aus dem laufenden Steueraufwand und latenten Steuern. Laufende und latente Steuern werden im Konzernergebnis erfasst, es sei denn, sie beziehen sich auf im sonstigen Ergebnis oder direkt im Eigenkapital erfasste Posten. In diesem Fall werden laufende und latente Steuern ebenfalls im sonstigen Ergebnis oder direkt im Eigenkapital erfasst.

Laufende Steuern

Tatsächliche Steuererstattungsansprüche und Steuerverbindlichkeiten werden mit Beträgen bewertet, die voraussichtlich von Steuerbehörden erstattet oder an diese gezahlt werden, basierend auf den am Bilanzstichtag geltenden Steuersätzen und Steuergesetzen.

Latente Steuern

Latente Steuern werden auf Basis der temporären Ansatz- und Bewertungsunterschiede zwischen dem IFRS-Bilanzwert eines Vermögenswerts oder einer Schuld und seinem Steuer-Bilanzwert ermittelt. Latente Steuerschulden werden grundsätzlich für alle zu versteuernden temporären Differenzen angesetzt. Latente Steuern werden nicht bilanziert, wenn die latente Steuer aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswerts oder einer Schuld in einem Geschäftsvorfall entsteht, der kein Unternehmenszusammenschluss ist, und sich zum Zeitpunkt des Eintritts des Geschäftsvorfalles weder auf die Bilanzierung noch auf das zu versteuernde Ergebnis auswirkt. Dies betrifft seit dem Geschäftsjahr 2020 insbesondere Erwerbe von neuen Solar- und Windanlagen, die nicht der Definition eines Geschäftsbetriebs entsprechen und als Erwerb von Vermögenswerten behandelt werden. Durch die Rückausnahme der „Initial Recognition Exemption“ bilanziert der Konzern sowohl aktive (sofern bzw. soweit werthaltig) als auch passive latente Steuern, soweit betragsgleiche abzugsfähige und zu versteuernde temporäre Differenzen entstehen. Dies betrifft die Erfassung von Rückbauverpflichtungen sowie Leasing. Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn es wahrscheinlich ist, dass zu versteuernde Gewinne verfügbar sein werden gegen die die temporären Differenzen verwendet werden können. Aktive latente Steuern aus noch nicht genutzten Verlustvorträgen werden in der Höhe angesetzt, wie es innerhalb eines Planungszeitraums von fünf Jahren wahrscheinlich ist, dass diese mit zukünftigen zu versteuernden Einkommen verrechenbar sein werden. Latente Steuerschulden und Steueransprüche werden grundsätzlich mit unternehmens- und länderspezifischen Steuersätzen ermittelt, die voraussichtlich gelten, wenn die Schuld beglichen oder der Vermögenswert realisiert wird. Für deutsche Unternehmen berücksichtigen die

verwendeten Steuersätze die jeweiligen deutschen Gewerbesteuerhebesätze. Die steuerliche Überleitungsrechnung und weitere Informationen sind in Anhang A.8 aufgeführt.

Ergebnis je Aktie

Zur Berechnung des unverwässerten Ergebnis je Aktie (Basic Earnings per Share) wird das den Inhabern von Stückaktien zuzurechnende Ergebnis durch den für den Zeitraum gewogenen Durchschnitt der ausgegebenen Aktien geteilt. Um das verwässerte Ergebnis je Aktie zu berechnen, wird das den Inhabern von Stückaktien zuzurechnende Ergebnis durch den für den Zeitraum gewogenen Durchschnitt der ausgegebenen Aktien zuzüglich der Anzahl ausübbarer Optionen geteilt. Eine Berücksichtigung der Optionen erfolgt jeweils, wenn der durchschnittliche gewogene Marktpreis der Stammaktien während der Periode dem Ausübungspreis der Option entspricht bzw. überschreitet. Aktuell bestehen keine ausübbareren, verwässernden Optionen.

Segmentberichterstattung

Entsprechend des Management-Ansatz („Management Approach“), welcher im Standard IFRS 8 definiert wird, erfolgt die Segmentberichterstattung. Hierbei wird die Segmentierung und Berichterstattung an der internen Organisations- und Berichtsstruktur sowie an den internen Steuerungsgrößen anknüpfend vorgenommen. Die folgenden berichtspflichtigen operativen Segmente bestehen im Konzern: Wind Deutschland, Solar Deutschland, Polen, Niederlande, Tschechien sowie Italien. Das nicht berichtspflichtige Segment Corporate stellt nach IFRS 8.6 kein eigenständiges Geschäftssegment dar und wird separat ausgewiesen. Es umfasst die Muttergesellschaft, die konzerninterne Servicegesellschaft sowie weitere nicht operative Zwischengesellschaften. Speziell die Umsatzerlöse und das operative Ergebnis vor Zinsen, Abschreibungen und Steuern (EBITDA) werden vom Vorstand getrennt überwacht, um die Ertragskraft der Segmente zu bestimmen und bessere Entscheidungen über die Verteilung der Ressourcen zu fällen. Außerdem werden folgende operative Ergebniskennzahlen der Segmente vom Vorstand überwacht: Umsatzerlöse, adjustiertes operatives EBITDA sowie Marge und adjustiertes operatives EBIT sowie Marge.

5.5.5. KONSOLIDIERUNGSKREIS

In den Konzernabschluss sind neben der Pacifico Renewables Yield AG alle unmittelbar oder mittelbar beherrschten Tochterunternehmen einbezogen. Der Konzern erlangt die Beherrschung, wenn er Verfügungsmacht über das Beteiligungsunternehmen ausüben kann, schwankenden Renditen aus seiner Beteiligung ausgesetzt ist, und die Renditen aufgrund seiner Verfügungsmacht der Höhe nach beeinflussen kann. Die Gruppe nimmt eine Neu Beurteilung vor, ob sie ein Beteiligungsunternehmen beherrscht oder nicht, wenn Tatsachen und Umstände darauf hinweisen, dass sich eines oder mehrere der oben genannten drei Kriterien der Beherrschung verändert haben.

Der Konzern hält an allen Konzerngesellschaften unmittelbar bzw. mittelbar 100 % der Anteile. In den Konzernabschluss sind zum 31. Dezember 2021 folgende Tochtergesellschaften im Wege der Vollkonsolidierung einbezogen worden:

Segment	Unternehmen	Sitz	Anteil in %
Corporate	Pacifico Renewables Management GmbH ^{1.)}	München, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Renewables Fin GmbH ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Management GmbH ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Holding 1 GmbH & Co. KG ^{1.) 6.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Germany 1 GmbH & Co. KG ^{6.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	PAC Block Germany 1 GmbH	Grünwald, Deutschland	100
Wind Deutschland	PAC Opal GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PAC Rubin GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Wind Deutschland	PAC Saphir GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Wind Deutschland	PAC Topas GmbH & Co. KG	Grünwald, Deutschland	100
Wind Deutschland	Windkraft 1. RES GmbH & Co. KG ^{1.) 2.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Italy 1 GmbH & Co. KG ^{6.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	PAC Italy GmbH ^{4.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Italia S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Italien	C.C.D. Solar S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Italien	Energia Fotovoltaica 12 S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Italien	Energia Fotovoltaica 22 S.r.l.	Bozen, Italien	100
Solar Italien	Mediterraneo Greenpower S.r.l.	Bozen, Italien	100
Corporate	Pacifico Smeraldo S.r.l.	Bozen, Italien	100
Corporate	PAC Czechia GmbH ^{1.) 3.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Renewables International GmbH ^{1.) 4.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	Pacifico Energy Czech s.r.o	Prag, Tschechien	100
Solar Tschechien	FVE Osečná S.r.o.	Prag, Tschechien	100
Solar Tschechien	FVE Úsilné S.r.o.	Prag, Tschechien	100
Corporate	Pacifico Energy Hol s.r.o.	Prag, Tschechien	100
Corporate	PAC Czechia 2 GmbH ^{1.) 3.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Tschechien	FVE Hodonice s.r.o.	Prag, Tschechien	100
Solar Tschechien	FVE Troskotovice s.r.o.	Prag, Tschechien	100
Solar Niederlande	Dutch Durables Energy B.V. ^{1.)}	Soest, Niederlande	100
Solar Niederlande	Dutch Durables Energy 3 B.V. ^{1.) 2.)}	Bosch en Duin, Niederland	100
Solar Niederlande	Oslo Energy Netherlands B.V. ^{1.) 2.)}	Utrecht, Niederlande	100
Solar Deutschland	PV Süpplingen GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Auerbach GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Eisfeld GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Hohburg GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Köthen BF 5 GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Rosefeld GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Neubukow GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	PV Staßfurt GmbH & Co. KG ^{1.)}	Grünwald, Deutschland	100
Solar Deutschland	Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG ^{1.) 2.)}	Grünwald, Deutschland	100
Corporate	PAC Poland 2 GmbH ^{1.) 2.) 5.)}	Grünwald, Deutschland	100
Wind Polen	GB Dębowa Łąka 402 sp. z o.o. ^{2.)}	Warschau, Polen	100
Wind Polen	GB 12W 212 sp. z o.o. ^{2.)}	Warschau, Polen	100
Wind Polen	GB Świecie 404 sp. z o.o. ^{2.)}	Warschau, Polen	100

^{1.)} Unternehmen, mit denen ein direktes Beteiligungsverhältnis bestand.

^{2.)} Zugang im Jahr 2021

^{3.)} Verschmolzen zu Pacifico Renewables International GmbH am 07.04.2021

^{4.)} Verschmolzen mit Renewables International Portfolio GmbH (ehemals PAC Poland 2 GmbH) am 25.03.2022

^{5.)} Umfirmiert zu Renewables International Portfolio GmbH am 25.03.2022

^{6.)} Durch Anwachsung im Jahr 2022 gelöscht.

Erwerb von Tochterunternehmen, die nicht die Definition eines Geschäftsbetriebs erfüllen

Der Konzern konnte im Geschäftsjahr 2021 das Bestandsportfolio an Solar- und Windparks erheblich erweitern. Keine der nachfolgenden Transaktionen erfüllt die Definition für einen Erwerb eines Geschäftsbetriebs nach den oben beschriebenen Änderungen an dem Standard IFRS 3. Deshalb wurden sämtliche Erwerbe als Erwerbe von Vermögenswerten im Konzernabschluss abgebildet, unabhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage.

Windkraft 1. Res GmbH & Co. KG

Am 30. März 2021 wurde die Windkraft 1. Res GmbH & Co. KG im Konzern erstkonsolidiert. Die Gesellschaft hält einen operativen Windpark mit einer Gesamtleistung von 15,6 MW in der Nähe von Reudelsterz (Rheinland-Pfalz). Das identifizierte Nettovermögen entfällt zu 12,33 Mio. € auf die Kaufpreiszahlung in bar und zu 434.529 € auf Anschaffungsnebenkosten.

€	Verteilung des Kaufpreises
Sachanlagen	36.179.439
Nutzungsrechte IFRS 16	5.561.933
Finanzielle Vermögenswerte	610.000
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	223.035
Aktive latente Steuern	17.461
Liquide Mittel	269.962
Verbindlichkeiten und Rückstellungen	-24.468.308
Leasingverbindlichkeit IFRS 16	-5.633.993
Identifiziertes erworbenes Nettovermögen	12.759.529

Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG

Am 1. August 2021 wurde die Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG via Sachkapitaleinlage erstkonsolidiert. Die Bewertung des Solarparks erfolgte durch ein IDW S1 Gutachten einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft mithilfe des Discounted Cashflow Verfahren. Für die Sachkapitaleinlage wurden 73.000 auf den Inhaber lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am gezeichneten Kapital von 1,00 € je Aktie ausgegeben. Das Agio je Aktie betrug 33,77 €. Somit wurden Aktien mit einem Gesamtwert von 2,54 Mio. € ausgegeben. Die Anschaffungsnebenkosten betragen 133.064 €. Dividenden oder weitere mögliche Eigenkapitalbestandteile wurden dabei nicht berücksichtigt. Die Solaranlage Voßberg GmbH & Co. KG hält einen aus zwei Bauabschnitten bestehenden Solarpark mit einer Gesamtleistung von 7,6 MW in Letschin in Brandenburg.

€	Verteilung des Kaufpreises
Sachanlagen	7.066.946
Nutzungsrechte IFRS 16	34.490
Finanzielle Vermögenswerte	650.000
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	157.644
Liquide Mittel	1.427.969
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	50.038
Verbindlichkeiten und Rückstellungen	-6.554.407
Leasingverbindlichkeit IFRS 16	-36.714
Passive latente Steuern	-124.692
Identifiziertes erworbenes Nettovermögen	2.671.274

Dutch Durables Energy 3 B. V.

Am 19. Oktober 2021 wurde der Freiflächen-Solarpark mit einer voraussichtlichen Leistung von 14,1 MW in der Nähe von Hernen, Niederlande erstkonsolidiert. Der Solarpark befand sich zum 31. Dezember 2021 in der finalen Bauphase, wurde im ersten Quartal 2022 planmäßig fertiggestellt und im Mai 2022 final abgenommen. An die Fertigstellung geknüpft sind lt. Kaufvertrag 25 % des Kaufpreises i. H. v. 971.936 €. Diese wurden vollständig als kurzfristige finanzielle Verbindlichkeit erfasst, da mit der Fertigstellung zum Stichtag bereits gerechnet wurde. Bereits geleistet wurden 2,92 Mio. € in bar sowie Anschaffungsnebenkosten i. H. v. 47.075 €.

€	Verteilung des Kaufpreises
Sachanlagen	13.258.073
Nutzungsrechte IFRS 16	850.867
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	1.333.914
Verbindlichkeiten und Rückstellungen	-10.659.131
Leasingverbindlichkeit IFRS 16	-848.274
Passive latente Steuern	-628
Identifiziertes erworbenes Nettovermögen	3.934.821

Windparkportfolio Polen

Am 24. November 2021 wurde das Portfolio von drei Onshore-Windparks im Norden Polens mit einer Gesamtleistung von 51,8 MW in die Gruppe aufgenommen. Die erste Tranche des Kaufvertrags betrug 7,51 Mio. € sowie die Anschaffungsnebenkosten 180.733 €. Der Kaufvertrag enthält darüber hinaus aufschiebend bedingte finanzielle Verpflichtungen i. H. v. 7,32 Mio. €. Diese sind auf die erfolgreiche Verlängerung bestimmter Landrechte aufschiebend bedingt, um die gesamte technische Lebensdauer abzudecken. Davon wurden bereits 2,46 Mio. € bei der Verteilung des Kaufpreises berücksichtigt, da die entsprechenden Landrechte bereits erfolgreich verlängert wurden und damit die aufschiebende Bedingung erfüllt war. Der gesamte verbleibende, vertraglich ausstehende Betrag i. H. v. 4,86 Mio. € wurde als Eventualverbindlichkeit im Anhang unter C.4 angegeben, da mit einer möglichen Erfüllung gerechnet wird.

€	Verteilung des Kaufpreises
Sachanlagen	85.599.812
Nutzungsrechte IFRS 16	4.318.959
Derivative Finanzinstrumente	7.254.907
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2.469.869
Liquide Mittel	5.097.265
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	2.090.677
Schulden und Rückstellungen	-90.519.558
Leasingverbindlichkeit IFRS 16	-4.546.641
Passive latente Steuern	-1.614.747
Identifiziertes erworbenes Nettovermögen	10.150.543

Energy Oslo Netherland B. V.

Am 13. Dezember 2021 wurde das Portfolio mit sechs Freiflächen- und Aufdach-Solaranlagen in den Niederlanden erstkonsolidiert. Die Solaranlagen sind größtenteils bereits in Betrieb und verfügen über eine Leistung von 9,9 MW. Der Kaufpreis beträgt 1,36 Mio. €. Davon wurden 547.546 € des Kaufpreises sowie Anschaffungsnebenkosten i. H. v. 138.285 € bereits geleistet. 816.336 € des Kaufpreises sind lt. Kaufvertrag aufschiebend bedingt und wurden vollständig als kurzfristige finanzielle Verbindlichkeit erfasst, da mit der Inanspruchnahme gerechnet wird.

€	Verteilung des Kaufpreises
Sachanlagen	7.866.836
Nutzungsrechte IFRS 16	1.602.391
Finanzielle Vermögenswerte	32.361
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	236.758
Liquide Mittel	256.402
Schulden und Rückstellungen	-6.898.304
Leasingverbindlichkeit IFRS 16	-1.591.681
Passive latente Steuern	-2.595
Identifiziertes erworbenes Nettovermögen	1.502.168

5.5.6. KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE

Der Konzernabschluss beinhaltet den Abschluss des Mutterunternehmens und der von ihm beherrschten Unternehmen. Bei allen in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen entspricht der Stichtag des Einzelabschlusses dem Stichtag des Mutterunternehmens und damit des Konzernabschlusses.

Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt, zu dem die Gesellschaft die Beherrschung über das Tochterunternehmen erlangt, bis zu dem Zeitpunkt, an dem die Beherrschung durch die Gesellschaft endet, in den Konzernabschluss einbezogen. Dabei werden die Ergebnisse der im Laufe des Jahres erworbenen oder veräußerten Tochterunternehmen entsprechend ab dem tatsächlichen Erwerbszeitpunkt bzw. bis zum tatsächlichen Abgangszeitpunkt in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung und dem sonstigen Konzern-Ergebnis erfasst.

Der Gewinn oder Verlust und jeder Bestandteil des sonstigen Ergebnisses sind den Gesellschaftern des Mutterunternehmens zuzuordnen.

Sofern erforderlich, werden die Jahresabschlüsse der Tochterunternehmen angepasst, um die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an die im Konzern zur Anwendung kommenden Methoden anzugleichen.

Alle konzerninternen Vermögenswerte, Schulden, Eigenkapital, Erträge, Aufwendungen und Zahlungsströme im Zusammenhang mit Geschäftsvorfällen zwischen Konzerngesellschaften werden im Rahmen der Konsolidierung eliminiert.

Wenn die Gesellschaft die Beherrschung über ein Tochterunternehmen verliert, wird der Entkonsolidierungsgewinn oder -verlust erfolgswirksam erfasst. Dieser wird ermittelt aus der Differenz zwischen

- (i) dem Gesamtbetrag des beizulegenden Zeitwerts der erhaltenen Gegenleistung und dem beizulegenden Zeitwert der zurückbehaltenen Anteile und
- (ii) dem Buchwert der Vermögenswerte der Schulden des Tochterunternehmens und aller nicht beherrschenden Anteile.

Alle im Zusammenhang mit diesem Tochterunternehmen im sonstigen Ergebnis ausgewiesenen Beträge werden so bilanziert, wie dies bei einem Verkauf der Vermögenswerte erfolgen würde, d. h. Umgliederung in die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung oder direkte Übertragung in die Gewinnrücklagen.

5.5.7. ERLÄUTERUNGEN ZUR KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

A.1 UMSATZERLÖSE

Die Umsatzerlöse des Konzerns i. H. v. 21,89 Mio. € (2020: 14,99 Mio. €) verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Segmente:

€	2021	2020
Wind Deutschland	5.876.029	3.742.513
Solar Deutschland	5.511.107	4.315.431
Polen	3.150.268	-
Niederlande	467.252	292.282
Tschechien	5.075.056	4.990.480
Italien	1.815.275	1.653.789
Gesamt	21.894.987	14.994.495

Zeitpunkt der Umsatzrealisierung	2021	2020
Über einen bestimmten Zeitraum erbrachte Leistungen	21.894.987	14.994.495

Die Umsatzerlöse des Konzerns umfassen ausschließlich Erlöse aus der Einspeisung von Strom.

Die Umsatzerlöse enthalten 1,73 Mio. € (2020: 1,47 Mio. €) Zuwendungen der öffentlichen Hand aus staatlichen Subventionen, die Erzeugern erneuerbarer Energien gewährt werden. Die restlichen Umsatzerlöse entfallen auf Vergütung von Direktvermarktern und stellen damit keine Zuwendungen der öffentlichen Hand i. S. d. IAS 20 dar.

Von den Umsatzerlösen stammen 43.158 € (2020: 298.964 €) aus Abregelungen. Dies sind Entschädigungsleistungen für die Abschaltung von Solar- und Windanlagen durch den Netzbetreiber (aufgrund von Engpässen im Netz oder von sonstigen technischen Gründen) oder durch den Direktvermarkter (beispielsweise aufgrund temporär zu niedriger Vergütung an der Strombörse).

A.2 SONSTIGE ERTRÄGE

Sonstige Erträge	2021	2020
€		
Erträge aus Währungsumrechnung	73.188	66.384
Periodenfremde Erträge	10.306	800
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	125.106	23.838
Übrige sonstige Erträge	126.078	3.833
Gesamt	334.678	94.855

Die Erträge aus Währungsumrechnung betreffen bereits realisierte Erträge aus Währungsumrechnung bei den ausländischen Konzerngesellschaften. Die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen betreffen hauptsächlich Erträge aus der Auflösung von Prozesskosten.

A.3 MATERIALAUFWAND

Materialaufwand	2021	2020
€		
Versicherungen	168.064	156.517
Variable Pacht von Grundstücken	111.672	113.039
Technische Betriebsführung	364.493	122.597
Asset Management	2.930.755	1.952.276
Sonstiges	249.038	200.503
Gesamt	3.824.022	2.544.932

Der Materialaufwand hat sich im Vergleich zum Vorjahr aufgrund der Zugänge zum Konsolidierungskreis erhöht.

A.4 PERSONALAUFWAND

Personalaufwand	2021	2020
€		
Gehälter	1.433.958	1.186.169
Sozialabgaben	169.729	45.013
Gesamt	1.603.687	1.231.182

Eine Aufschlüsselung der Vorstandsvergütung ist unter sonstige Pflichtangaben C.7 enthalten. Aus den Aktienoptionsprogrammen wurden im Geschäftsjahr 2021 417.631 € (2020: 799.989 €) Personalaufwand zur Erfassung der Verbindlichkeiten gegenüber dem Vorstand sowie der Mitarbeiter im Konzernergebnis zugeführt.

Der Konzern beschäftigte zum Stichtag neben dem Vorstand bei der Muttergesellschaft neun permanent angestellte Vollzeitmitarbeiter in Deutschland bei der konzerninternen Servicegesellschaft Pacifico Renewables Management GmbH. Im Geschäftsjahr ergibt sich eine gesamte durchschnittliche Mitarbeiteranzahl von neun Arbeitnehmern (2020: zwei Arbeitnehmer).

A.5 SONSTIGE AUFWENDUNGEN

Sonstige Aufwendungen		
€	2021	2020
Abschluss- und Prüfungskosten	489.514	323.413
Sonstige Steuern	326.638	310.816
Rechts- und Beratungskosten	294.196	631.063
Bankkosten	162.590	37.483
Aufsichtsratsvergütung	157.500	30.246
Buchhaltung	111.070	337.035
Börsenkosten	100.352	56.429
D&O Versicherung	91.430	70.536
Sonstige	1.392.440	496.549
Gesamt	3.125.730	2.293.570

Die Rechts- und Beratungskosten haben im Geschäftsjahr stark abgenommen, da die außergewöhnlich hohen Kosten des Vorjahres auf eine Bezugsrechtskapitalerhöhung Ende 2020 entfielen. Die Aufwendungen für Buchhaltung konnten durch die vollständige, betriebsinterne Übernahme der Buchhaltung der deutschen Gesellschaften im Berichtsjahr reduziert werden. Abschluss- und Prüfungskosten beinhalten die Kosten für die Abschlussprüfung (siehe auch C.6) sowie die Kosten für die externe Erstellung der Abschlüsse der Konzerngesellschaften. In den sonstigen Steuern ist die Solarsteuer in Tschechien mit 263.837 € (2020: 261.953 €) enthalten.

A.6 ABSCHREIBUNGEN

Abschreibungen		
€	2021	2020
Planmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte	32.785	36.970
Planmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen	10.476.001	7.474.483
davon auf Solar- und Windanlagen	9.618.267	6.672.206
Gesamt	10.508.786	7.511.453

A.7 FINANZERGEBNIS

Finanzergebnis €	2021	2020
Finanzerträge	2,228,952	55,378
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-4,111,169	-2,561,918
Zinsanteile an Zuführungen zu Rückstellungen	-52,191	-68,507
Finanzaufwendungen	-4,163,360	-2,630,425
Gesamt	-1,934,408	-2,575,047

In der Position „Finanzaufwendungen“ sind zudem Aufzinsungseffekte von passivierten Leasingverbindlichkeiten i. S. d. IFRS 16 i. H. v. -232.577 € (2020: -126.825 €) eingeflossen. Für weitere Details wird auf den Abschnitt B.12 verwiesen.

Fremdkapitalkosten i. H. v. 251.863 € (2020: 129.377 €) wurden im Geschäftsjahr aktiviert. Der der Aktivierung zugrundeliegende Finanzierungskostensatz lag bei 1,95 %. Andere Fremdkapitalkosten werden als laufender Aufwand erfasst.

Die verhältnismäßig hohen Finanzerträge in der Berichtsperiode resultieren aus dem im Jahr 2020 an die externe PAC Poland 2 GmbH vergebene Darlehen i. H. v. 37,20 Mio. €, welches seit dem Erwerb der PAC Poland 2 GmbH im November 2021 als Darlehen zwischen Konzerngesellschaften geführt wird. Die Vergabe des Darlehens ebnete den Weg für den Erwerb des Windportfolios in Polen nach dessen Inbetriebnahme auf eine finanziell möglichst attraktive Weise.

A.8 ERTRAGSTEUERN

Ertragsteuern €	2021	2020
Tatsächliche Steuerbelastung	-1.277.967	-390.537
Latenter Steuerertrag bzgl. temporärer Differenzen	688.730	573.737
Gesamt	-589.237	183.200

Die Überleitung vom erwarteten zum tatsächlichen Aufwand für Ertragsteuern ergibt sich aus nachstehender Tabelle:

€	2021	2020
Ergebnis vor Ertragsteuern	1.233.033	-1.066.834
Erwartete Ertragsteuern 24,23 % (2020: 24,23 %)	-298.764	258.494
Effektiver Steuersatz	47,79%	17,17%
Differenzen aufgrund abweichender lokaler Steuersätze und Steuersatzänderungen	176.708	118.309
Steuerlich abweichende Aufwendungen / Erträge	-412.766	-198.580
Effekte aus Initial Recognition Exemption	245.742	32.444
Nicht angesetzte Verlustvorträge	-710.793	-339.650
Aktivierung Kosten Kapitalmaßnahmen	62.268	423.137
Periodenfremde Steuern	382.876	20.545
Sonstiges	-34.508	-131.499

A.9 SONSTIGES ERGEBNIS

Das sonstige Ergebnis umfasst im Wesentlichen Währungsdifferenzen aus in Fremdwährung geführten Konzerngesellschaften mit -3,80 Mio. € (2020: -508.449 €) sowie Wertveränderungen aus derivativen Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung i. H. v. 1,65 Mio. € (2020: -151.513 €) mit der dazugehörigen Erfassung der latenten Steuern auf die Finanzinstrumente mit -571.406 € (2020: 98.283 €).

Der stark gestiegene Unterschied aus Währungsumrechnung ist auf die Erweiterung des Konsolidierungskreises um das polnische Portfolio sowie der dazugehörigen Erfassung der Währungsdifferenzen bei den konzerninternen Darlehen im Unterschied aus der Währungsumrechnung mit 2,87 Mio. € (2020: 0 €) zurückzuführen. Bei den Darlehen handelt es sich um Nettoinvestitionen in ausländische Geschäftsbetriebe i. S. d. IAS 21.

Die Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten mit 1,65 Mio. € (2020: -151.513 €) betrifft die Bewertung der Zins- sowie Zins- und Währungsswaps im sonstigen Ergebnis aufgrund der Zuordnung zur Bewertungskategorie FVOCI.

€	2021	2020
Posten, die zukünftig ergebniswirksam umzugliedern sind		
Unterschied Währungsumrechnung	-3.802.197	-508.449
Marktbewertung derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung	1.082.435	-53.230
Sonstiges Ergebnis	-2.719.762	-561.679

5.5.8. ERLÄUTERUNGEN ZUR KONZERN-BILANZ

B.1 IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Die Entwicklung der immateriellen Vermögenswerte stellt sich wie folgt dar:

€	Lizenzen	Sonstiges	Summe
Anschaffungskosten			
Stand 01.01.2020	228.747	65.170	293.917
Zugänge	-	10.985	10.985
Veränderung Konsolidierungskreis	-	-	-
Währungsumrechnung	-6.933	-	-6.933
Stand 31.12.2020	221.814	76.155	297.969
Abschreibungen			
Stand 01.01.2020	-6.854	-7.242	-14.096
Zugänge	-11.127	-25.843	-36.970
Währungsumrechnung	172	-	172
Stand 31.12.2020	-17.809	-33.085	-50.894
Anschaffungskosten			
Stand 01.01.2021	221.814	76.155	297.969
Zugänge	2.268	-	2.268
Veränderung Konsolidierungskreis	-	-	-
Währungsumrechnung	11.682	-	11.682
Stand 31.12.2021	235.764	76.155	311.919
Abschreibungen			
Stand 01.01.2021	-17.809	-33.085	-50.894
Zugänge	-18.432	-14.353	-32.785
Währungsumrechnung	-1.097	-	-1.097
Stand 31.12.2021	-37.338	-47.438	-84.776
Buchwert 31.12.2020	204.005	43.070	247.075
Buchwert 31.12.2021	198.426	28.717	227.143

Lizenzen i. H. v. 198.426 € (31. Dezember 2020: 204.005 €, 1. Januar 2020: 221.893 €) umfassen im Wesentlichen Lizenzen, die zur Inbetriebnahme bzw. für den Betrieb der Solar- und Windanlagen benötigt werden. Die Position Sonstiges i. H. v. 28.717 € (31. Dezember 2020: 43.070 €, 1. Januar 2020: 57.928 €) umfasst u. a. gekaufte Konsolidierungs-Software auf Ebene des Konzerns.

In der Gruppe existieren derzeit ausschließlich erworbene immaterielle Vermögenswerte.

B.2 SACHANLAGEN

Die Entwicklung der Sachanlagen stellt sich wie folgt dar:

€	Anlagen im Bau	Solar- und Windanlagen	Grundstücke und Gebäude	Sonstiges	Summe
Anschaffungskosten					
Stand 01.01.2020		71.650.490	3.856.429	13.678	75.520.597
Zugänge		1.391.769	672.235	9.414	2.073.418
Veränderung		34.116.212	3.685.755	4.829	37.806.796
Konsolidierungskreis					
Währungsumrechnung		134	-17.615	-	-17.481
Stand 31.12.2020		107.158.605	8.196.804	27.921	115.383.330
Abschreibungen					
Stand 01.01.2020		-10.554.034	-347.308	-1.816	-10.903.158
Zugänge		-6.672.206	-794.608	-7.669	-7.474.483
Währungsumrechnung		-	-	-	-
Stand 31.12.2020		-17.226.240	-1.141.916	-9.485	-18.377.641
Buchwert 31.12.2020		89.932.365	7.054.888	18.436	97.005.689

€	Anlagen im Bau	Solar- und Windanlagen	Grundstücke und Gebäude	Sonstiges	Summe
Anschaffungskosten					
Stand 01.01.2021		107.158.605	8.196.804	27.921	115.383.330
Zugänge		924.044	300.472	44.907	1.269.423
Veränderung					
Konsolidierungskreis	2.128.131	147.000.548	13.211.050	17	162.339.746
Währungsumrechnung		894.095	85.278	-	979.373
Stand 31.12.2021	2.128.131	255.977.291	21.793.604	72.846	279.971.872
Abschreibungen					
Stand 01.01.2021		-17.226.240	-1.141.916	-9.485	-18.377.641
Zugänge		-9.618.267	-841.089	-16.645	-10.476.001
Währungsumrechnung		-32.992	-1.657	-	-34.649
Stand 31.12.2021		-26.834.245	-2.027.916	-26.129	-28.888.290
Buchwert 31.12.2021	2.128.131	229.099.792	19.808.942	46.717	251.083.582

Die Position Grundstücke und Gebäude enthält teilweise geleaste Grundstücke und Gebäude, siehe Leasingverhältnisse unter B.12 . Von der Position Sachanlagen dienen Sachanlagen i. H. v. 224,44 Mio. € (31. Dezember 2020: 76,23 Mio. €, 1. Januar 2020: 44,18 Mio. €) als Sicherheiten für bestehende Finanzierungen. Zudem beinhalten die Solar- und Windanlagen zwei Solarparks mit 11,16 Mio. € (31. Dezember 2020: 11,96 Mio. €, 1. Januar 2020: 12,76 Mio. €), die zum Segment Tschechien gehören (siehe auch B.10).

Die Veränderungen Konsolidierungskreis betreffen, die unter 5.5.5. erläuterten Zugänge zum Konsolidierungskreis.

B.3 DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE IN SICHERUNGSBEZIEHUNG (AKTIVA)

Die derivativen Finanzinstrumente in Sicherheitsbeziehung i. H. v. 9,13 Mio. € (31. Dezember 2020: 518 €, 1. Januar 2020: 22.178 €) stellen Zinsswaps sowie Zins- und Währungsswaps mit positivem beizulegendem Zeitwert dar, bei denen aufgrund der aktuellen Marktentwicklung eine positive Bewertung vorliegt. Im Geschäftsjahr sind die derivativen Finanzinstrumente in Sicherheitsbeziehung aufgrund des Zugangs des polnischen Portfolios stark angestiegen.

B.4 FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE

€	Wertpapiere	sonstige Ausleihungen	Guthaben mit Verfügungsbeschränkung	Summe
Stand 01.01.2020	800	-	4.621.517	4.622.317
Zugänge/Abgänge	-	37.200.000	777.518	37.977.518
Veränderung Konsolidierungskreis	10.264	-	-349.915	-339.651
Währungsumrechnung	-	-	-52.513	-52.513
Stand 31.12.2020	11.064	37.200.000	4.996.607	42.207.671
€				
Stand 01.01.2021	11.064	37.200.000	4.996.607	42.207.671
Zugänge/Abgänge	500.842	-	229.750	229.750
Veränderung Konsolidierungskreis	650.000	-37.200.000	642.361	-35.907.639
Währungsumrechnung	-	-	114.452	-
Stand 31.12.2021	1.161.906	-	5.983.170	7.145.076

Die finanziellen Vermögenswerte enthalten im Wesentlichen Guthaben mit Verfügungsbeschränkung, die den kreditgebenden Banken der Solar- und Windparks als Sicherheiten dienen sowie unter Wertpapiere eine über die Solarpark Voßberg GmbH & Co. KG erworbene Stufenzinsanleihe i. H. v. 1,15 Mio. €. Diese dient als Ersatz für ein Kapitaldienst- und Projektreservekonto und ist somit eine Besicherung für das Darlehen der Konzerngesellschaft. Das im Jahr 2020 an die PAC Poland 2 GmbH vergebene Darlehen i. H. v. 37,20 Mio. € wird seit dem Erwerb der PAC Poland 2 GmbH im November 2021 vollständig konsolidiert. Die Vergabe des Darlehens ebnete den Weg für den Erwerb des Windportfolios in Polen nach dessen Inbetriebnahme auf eine finanziell möglichst attraktive Weise.

Informationen zur Wertminderung der finanziellen Vermögenswerte und dem Ausfall- und Fremdwährungsrisiko, dem der Konzern ausgesetzt ist, sind Anhangsangabe C.2 zu entnehmen. Darüber hinaus sind weitere Informationen dem Abschnitt Hedge Accounting ebenso unter C.2 zu entnehmen.

B.5 LATENTE STEUERN

Die Bildung latenter Steuern im Konzern erfolgt für die ausländischen Gesellschaften grundsätzlich mit dem individuellen Steuersatz der jeweiligen Gesellschaft. Der Konzernsteuersatz beträgt 24,23 % und entspricht dem Steuersatz der Konzernmuttergesellschaft Pacifico Renewables Yield AG, bestehend aus dem Körperschaftsteuersatz von 15 %, dem Solidaritätszuschlag von 5,5 % auf den Körperschaftsteuersatz sowie einem Gewerbesteuersatz von 8,40 %. Die vorläufigen Verlustvorträge belaufen sich zum 31. Dezember 2021 für den Konzern auf rund 12,59 Mio. € Körperschaftsteuer (2020: 7,93 Mio. €) und 16,23 Mio. € deutsche Gewerbesteuer (2020: 10,49 Mio. €). Hiervon können Beträge i. H. v. 4,76 Mio. € Körperschaftsteuer (2020: 2,72 Mio. €) sowie 12,73 Mio. € deutsche Gewerbesteuer (2020: 7,92 Mio. €) voraussichtlich nicht innerhalb eines angemessenen Zeitraums genutzt werden. Deshalb wurden hierfür keine aktiven latenten Steuern angesetzt. Mit Ausnahme der Veränderung der latenten Steuern auf derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung, die im sonstigen Ergebnis erfasst werden, erfolgt die Erfassung der Veränderungen der latenten Steuern in der Gewinn- und Verlustrechnung.

Die latenten Steuern entstehen bei den folgenden Bilanzposten:

Latente Steuern €	31.12.2021		31.12.2020		01.12.2020	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Sachanlagen – Differenzen zwischen HBI und StB	1.458.757	666.144	1.285.520	593.329	39.709	515.743
Sachanlagen – Erfassung Rückbauverpflichtungen	-	834.951	-	713.296	-	541.114
Sachanlagen Nutzungsrecht Leasing	-	4.485.919	-	1.560.332	-	841.650
Derivative Finanzinstrumente	72.562	2.211.588	149.522	-	56.613	5.374
Leasingverbindlichkeiten	4.602.195	-	1.562.266	-	843.076	-
Rückstellungen Rückbau	856.780	-	653.858	-	521.391	-
Steuerliche Verlustvorträge	1.347.539	-	941.237	-	316.121	-
Bruttobetrag	8.337.833	8.198.601	4.592.403	2.866.956	1.776.909	1.903.881
Saldierung	5.455.556	5.455.556	2.265.154	2.265.154	1.300.955	1.300.955
Nettobetrag	2.882.277	2.743.045	2.327.249	601.802	475.954	602.926

Die steuerlichen Verlustvorträge sind im Vergleich zu 2020 gestiegen. Die aktiven latenten Steuern auf die steuerlichen Verlustvorträge sind damit ebenso gestiegen (Anstieg von 941.237 € auf 1,35 Mio. €). Der wesentliche Grund für die Zunahme der aktiven latenten Steuern war die Erweiterung des Konsolidierungskreises des Konzerns. Es bestehen keine zu versteuernden Differenzen im Zusammenhang mit Konzerngesellschaften.

B.6 FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN

€	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.220.060	1.368.111	1.071.877

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind von staatlichen Abnehmern oder Direktvermarktern geschuldete Beträge für erzeugten Strom. Im Allgemeinen sind sie je nach Land innerhalb von 30 bis 60 Tagen fällig und werden daher als kurzfristig eingestuft. Forderungen aus

Lieferungen und Leistungen sind beim erstmaligen Ansatz zum Betrag der unbedingten Gegenleistung zu erfassen. Wesentliche Finanzierungskomponenten sind bei der Gruppe nicht enthalten. Der Konzern hält Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, um die vertraglichen Zahlungsströme zu vereinnahmen, und bewertet sie in der Folge unter Anwendung der Effektivzinsmethode zu fortgeführten Anschaffungskosten.

Von den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wurden 4,76 Mio. € (31. Dezember 2020: 863.663 €, 1. Januar 2020: 853.939 €) zum Bilanzstichtag als Sicherheiten gestellt. Hierbei handelt es sich um die Abtretung des Anspruchs auf Vergütung aus der Stromeinspeisung der jeweiligen Netzgesellschaft und um die Abtretung von Zahlungs- und Vergütungsansprüchen gegen Dritte aus etwaigen Direktvermarktungsverträgen.

Informationen zur Wertminderung der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und dem Ausfall- und Fremdwährungsrisiko, denen der Konzern ausgesetzt, sind Anhangsangabe C.2 zu entnehmen.

B.7 ÜBRIGE KURZFRISTIGE VERMÖGENSWERTE

Die übrigen kurzfristigen Vermögenswerte setzen sich wie folgt zusammen:

€	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020
Nichtfinanzielle Vermögenswerte	1.703.626	1.134.291	1.654.550
Forderungen aus Ertragsteuern	372.812	174.186	145.450
Sonstige kurzfristige Forderungen	1.630.796	1.432.462	1.076.609
Gesamt	3.707.234	2.740.939	2.876.609

Die nicht finanziellen Vermögenswerte umfassen überwiegend Umsatzsteuerforderungen. Bei den sonstigen kurzfristigen Forderungen handelt es sich im Wesentlichen um Rechnungsabgrenzung i. H. v. 947.111 € (31. Dezember 2020: 949.810 €, 1. Januar 2020: 539.015 €) sowie um übrige Vermögenswerte und Forderungen.

B.8 ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

Die Position Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente mit 13,32 Mio. € (31. Dezember 2020: 9,86 Mio. €, 1. Januar 2020: 7,15 Mio. €) umfasst ausschließlich Barmittel und Guthaben bei Kreditinstituten. Davon wurden 10,47 Mio. € (31. Dezember 2020: 4,35 Mio. €, 1. Januar 2020: 3,43 Mio. €) den kreditgebenden Banken als Sicherheiten gestellt.

B.9 EIGENKAPITAL

Gezeichnetes Kapital

Das gezeichnete Kapital des Konzerns beträgt zum Stichtag 31. Dezember 2021 3,72 Mio. € (31. Dezember 2020: 3,31 Mio. €, 1. Januar 2020: 1,14 Mio.€). Das gezeichnete Kapital ist eingeteilt in 31. Dezember 2021: 3.721.042 (31. Dezember 2020: 3.309.766, 1. Januar 2020: 1.135.000) auf den Inhaber lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am gezeichneten Kapital von 1,00 € je Aktie.

Der Vorstand war durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. Oktober 2019 ermächtigt, das gezeichnete Kapital 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 gezeichnete Kapital 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 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 Aufsichtsrats 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 gezeichnete Kapital 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 entsprechender Änderung der Satzung. Das Genehmigte Kapital 2021/II ermächtigt den Vorstand, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das gezeichnete Kapital der Gesellschaft um bis zu 1.860.521 € 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 gezeichnete Kapital der Gesellschaft um bis zu 1.654.883 € durch Ausgabe von bis zu 1.654.883 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 gezeichnete Kapital I der Gesellschaft um bis zu 1.860.521 € durch Ausgabe von bis zu 1.860.521 neuen auf den Inhaber lautenden Stückaktien bedingt erhöht. Unter dem Bedingten Kapital 2021 ist bis zum Stichtag keine Ausgabe neuer Aktien erfolgt.

Zum Stichtag 31. Dezember 2021 bestehen keine sonstigen Verpflichtungen aus Bezugsrechten, Wandelschuldverschreibungen oder vergleichbaren Wertpapieren.

Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage beträgt zum Stichtag 31. Dezember 2021 89,16 Mio. € (31. Dezember 2020: 77,59 Mio. €, 1. Januar 2020: 23,29 Mio. €). Die Kapitalrücklage erhöhte sich im Geschäftsjahr sowohl durch die Sachkapitaleinlage im Juli mit 2,47 Mio. € als auch durch eine weitere Kapitalerhöhung im November mit 9,36 Mio. €. Aufgrund der direkten Erfassung von Emissionskosten im Zusammenhang mit Kapitalerhöhungen in der Kapitalrücklage gemäß IAS 32, weicht die Kapitalrücklage des Einzelabschlusses der Pacifico Renewables Yield AG von der des Konzerns ab (Effekt: 31. Dezember 2021: -2,15 Mio. €, 31. Dezember 2020: -1,89 Mio. €, 1. Januar 2020: -144.935 €).

Sonstige Rücklagen

€	2021	2020	2019
Rücklage aus Währungsumrechnung	-4.310.646	-508.449	-
Hedge-Rücklage	1.059.119	-23.316	29.914
Gesamt	-3.251.527	-531.765	29.914

Umrechnungsdifferenzen aus der Umrechnung der funktionalen Währung ausländischer Geschäftsbetriebe in die Berichtswährung des Konzerns (€) werden im Konzernabschluss direkt im sonstigen Ergebnis erfasst und in der Rücklage aus Währungsumrechnung kumuliert. Zuvor in der Rücklage aus Währungsumrechnung erfasste Umrechnungsdifferenzen (im Hinblick auf die Umrechnung des Nettovermögens des ausländischen Geschäftsbetriebs) werden in die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung überführt, wenn ein teilweiser oder vollständiger Verkauf des ausländischen Geschäftsbetriebs erfolgt.

Die Rücklage aus Währungsumrechnung i. H. v. -4,31 Mio. € (31. Dezember 2020: -508.449 €, 1. Januar 2020: 0 €) betrifft zum Bilanzstichtag im Wesentlichen die Währungsumrechnung von polnischem Złoty sowie tschechischer Krone in Euro aus den jeweiligen Tochtergesellschaften. Aufgrund der in Anspruch genommenen Erleichterung des IFRS 1, die kumulierten Umrechnungsdifferenzen zum Zeitpunkt des Übergangs nicht neu zu bewerten, werden diese zum 1. Januar 2020 mit 0 bewertet. Die stark gestiegene Rücklage aus Währungsumrechnung ist auf die Erweiterung des Konsolidierungskreises um das polnische Portfolio sowie der dazugehörigen Erfassung der Währungsdifferenzen bei den konzerninternen Darlehen im Unterschied aus der Währungsumrechnung mit 2,87 Mio. € (2020: 0 €) zurückzuführen. Bei den Darlehen handelt es sich um Nettoinvestitionen in ausländische Geschäftsbetriebe i. S. d. IAS 21.

Neben der Rücklage aus Währungsumrechnung enthalten die sonstigen Rücklagen die Hedge-Rücklage i. H. v. 1,06 Mio. € (31. Dezember 2020 -23.316 €, 1. Januar 2020: 29.914 €). Die Hedge-Rücklage umfasst Gewinne oder Verluste aus dem effektiven Teil von Cashflow Hedges, die aufgrund von Änderungen im beizulegenden Zeitwert der Sicherungsgeschäfte entstanden sind. Der kumulierte Gewinn oder Verlust aus Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der Sicherungsgeschäfte, der in der Rücklage aus Sicherungsgeschäften erfasst wurde, wird nur in das Konzernergebnis überführt, wenn das gesicherte Grundgeschäft das Konzernergebnis berührt.

Bzgl. der Erläuterung des sonstigen Ergebnisses, siehe auch A.9

Gewinnrücklagen

€	2021	2020
Stand 01.01.	-3.379.083	-2.495.449
Konzernergebnis	643.796	-883.634
Stand 31.12.	-2.735.287	-3.379.083

Die Gewinnrücklagen enthalten den Verlustvortrag der Vorjahre sowie das Konzernergebnis des Geschäftsjahres.

Kapitalmanagement

Das Kapitalmanagement des Konzerns zielt darauf ab, den Unternehmenswert des Konzerns durch zielgerichtete Wachstumsfinanzierung und kontinuierliche Optimierung der Kapitalstruktur zu steigern und beinhaltet drei Komponenten: (1) Wachstumsfinanzierung des Konzerns auf Ebene der Muttergesellschaft durch die Aufnahme von Eigen-, Fremd- und Hybridkapital, (2) Projektfinanzierungen auf Ebene der operativen Zweckgesellschaften und (3) weitere Fremdkapitalaufnahme auf Ebene nicht-operativer Zwischengesellschaften bzw. auf Ebene der Muttergesellschaft zur Wachstumsfinanzierung und Optimierung der Kapitalstruktur. Sowohl die zielgerichtete Wachstumsfinanzierung als auch die kontinuierliche Optimierung der Kapitalstruktur berücksichtigen gesamtwirtschaftliche und sektorspezifische Rahmenbedingungen und sorgen dafür, dass der Konzern jederzeit auf einer soliden Eigenkapitalquote operiert.

€	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020
Eigenkapital	86.894.368	76.993.319	21.956.972
Eigenkapitalquote in %	29,68%	49,43%	27,07%

Neben der zielgerichteten Wachstumsfinanzierung sowie der kontinuierlichen Optimierung der Kapitalstruktur umfasst das Kapitalmanagement des Konzerns auch die Überwachung und Einhaltung der aus Kreditverträgen resultierenden Bedingungen. In der Berichtsperiode konnten alle aus Kreditverträgen resultierenden Bedingungen eingehalten werden.

B.10 FINANZIELLE VERBINDLICHKEITEN

Finanzielle Verbindlichkeiten €	31.12.2021		31.12.2020		01.01.2020	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und sonstige Darlehen	124.636.297	40.440.611	46.923.163	16.465.423	40.214.596	10.063.429
Verbindlichkeiten aus Kaufpreiszahlung	-	1.788.272	-	-	-	-
Gesamt	124.636.297	42.228.883	46.923.163	16.465.423	40.214.596	10.063.429

Die finanziellen Verbindlichkeiten beinhalten eine nachrangige Anleihe von einem externen Fremdkapitalgeber mit 9,41 Mio. € (31. Dezember 2020: 9,97 Mio. €, 1. Januar 2020: 10,49 Mio. €) sowie die revolvingende Kreditlinie der Muttergesellschaft, welche zum Stichtag i. H. v. 16,21 Mio. € (2020: 0 €) in Anspruch genommen war.

Durch die Aufnahme eines Darlehens auf Ebene einer Tochtergesellschaft der Muttergesellschaft, wurden sowohl die nachrangige Anleihe von einem externen Fremdkapitalgeber sowie die revolvingende Kreditlinie der Muttergesellschaft im März 2022 refinanziert.

Zudem beinhalten die finanziellen Verbindlichkeiten zwei Sale-and-Leaseback Transaktionen, die zum Segment Tschechien gehören, bei denen die Kriterien für einen ökonomischen Verkauf im Sinne des IFRS 15 nicht erfüllt waren, sodass die Transaktion als Finanzierungsgeschäft i. S. d. IFRS 9 und nicht als Sale-and-Leaseback Transaktion i. S. d. IFRS 16 darzustellen war. Die hieraus resultierenden finanziellen Verbindlichkeiten betragen 3,85 Mio. € (31. Dezember 2020: 4,70 Mio. €, 1. Januar 2020: 5,42 Mio. €).

Die Verbindlichkeiten aus Kaufpreiszahlung i. H. v. 1,79 Mio. € (2020: 0 €) beinhalten aufschiebend bedingte Kaufpreiszahlungen aus dem Erwerb der Oslo Energy Netherlands B.V. sowie Dutch Durables Energy 3 B.V., die an die Fertigstellung der Anlagen geknüpft sind.

B.11 DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE IN SICHERUNGSBEZIEHUNG (PASSIVA)

Die derivativen Finanzinstrumente in Sicherheitsbeziehung i. H. v. 299.471 € (31. Dezember 2020: 610.885 €, 1. Januar 2020: 519.270 €) stellen Zinsswaps sowie Zins- und Währungsswaps mit negativem beizulegendem Zeitwert dar, bei denen aufgrund der aktuellen Marktentwicklung ein negativer Zahlungsfluss erwartet wird.

B.12 LEASINGVERHÄLTNISSE

Die Leasingobjekte dienen als Sicherheit für den Leasinggeber. Abgesehen davon enthalten die Verträge keine zusätzlichen Besicherungen. Vollständig umsatzabhängige Zahlungen werden nicht in die Leasingverbindlichkeit einbezogen, sondern in der Periode in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in der sie anfallen. Die aktivierten Nutzungsrechte sind in der Bilanz unter den Sachanlagen unter der Kategorie Grundstücke und Gebäude erfasst. Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die aktivierten Nutzungsrechte pro Anlagenklasse:

€	Grundstücke	Gebäude	Summe
Anschaffungskosten			
Stand 01.01.2020	3,005,400	-	3,005,400
Zugänge	291,487	380,748	672,235
Veränderung Konsolidierungskreis	2,309,649	-	2,309,649
Währungsumrechnung	-	-	-
Stand 31.12.2020	5,606,536	380,748	5,987,284
Abschreibungen			
Stand 01.01.2020	-291,279	-	-291,279
Zugänge	-445,742	-6,346	-452,088
Veränderung Konsolidierungskreis	-	-	-
Währungsumrechnung	-	-	-
Stand 31.12.2020	-737,021	-6,346	-743,367
Anschaffungskosten			
Stand 01.01.2021	5,606,536	380,748	5,987,284
Zugänge	-	300,472	300,472
Veränderung Konsolidierungskreis	12,368,640	-	12,368,640
Währungsumrechnung	48,012	-	48,012
Stand 31.12.2021	18,023,188	681,220	18,704,408
Abschreibungen			
Stand 01.01.2021	-737,021	-6,346	-743,367
Zugänge	-683,175	-119,855	-803,030
Veränderung Konsolidierungskreis	-	-	-
Währungsumrechnung	-1,558	-	-1,558
Stand 31.12.2021	-1,421,754	-126,201	-1,547,955
Buchwert 01.01.2020	2,714,121	-	2,714,121
Buchwert 31.12.2020	4,869,515	374,402	5,243,917
Buchwert 31.12.2021	16,601,434	555,019	17,156,453

Die Leasingverbindlichkeiten stellen sich zum 31. Dezember 2021 wie folgt dar:

€	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020
Langfristig	16.847.294	4.986.039	2.584.232
Kurzfristig	1.072.274	499.177	246.855
Summe	17.919.568	5.485.216	2.831.087

Die Zahlungsmittelabflüsse für Leasingverhältnisse (inklusive variabler Leasingzahlungen und Zahlungen für geringwertige Leasingverhältnisse) belaufen sich im Geschäftsjahr 2021 auf insgesamt 933.974 € (2020: 548.131 €). Die Aufwendungen für variable Leasingzahlungen und für geringwertige Leasingverhältnisse werden im Materialaufwand erfasst.

Im Geschäftsjahr 2021 wurden folgende Beträge im Zusammenhang mit Leasingverhältnissen in der Konzern-GuV erfasst:

€	01.01. - 31.12.2021	01.01. - 31.12.2020
Abschreibungen auf Nutzungsrechte	-803.030	-452.087
davon für Grundstücke	-683.175	-445.742
davon für Gebäude	-119.855	-6.346
Zinsaufwand aus der Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-232.577	-126.825
Variable Leasingzahlungen	-111.672	-113.039
Summe	-1.147.279	-691.951

B.13 VERBINDLICHKEITEN AUS ERTRAGSTEUERN

Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern i. H. v. 1,62 Mio. € (31. Dezember 2020: 998.878 €, 1. Januar 2020: 654.854 €) umfassen alle für das Geschäftsjahr und die in den Vorjahren angefallenen Ertragssteuern, welche voraussichtlich an die Finanzämter zu leisten sind. Die Berechnung der Steuerrückstellungen wurde in den verschiedenen Ländern, in welchen die Gruppe tätig ist, von dort ansässigen Steuerberatern vorgenommen.

B.14 SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

€	31.12.2021		31.12.2020		01.01.2020	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	8.981.791	-	3.617.670	-	2.439.899	-
Sonstige Rückstellungen	-	1.000.459	-	694.135	-	186.577
Gesamt	8.981.791	1.000.459	3.617.670	694.135	2.439.899	186.577

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen enthalten die geschätzten Kosten für den Abbruch und das Abräumen der Solar- und Windanlagen und die Wiederherstellung des Standorts, an dem sich diese befinden. Bei der Bewertung der Rückbauverpflichtungen gibt es geringe Unsicherheiten, die sich ausschließlich auf die Höhe der Rückstellung beziehen. Dies resultiert daraus, dass die

Zeitpunkte des fälligen Rückbaus der Solar- und Windanlagen durch die Restnutzungsdauer der Anlagen fest terminiert sind. Bei der Ermittlung der tatsächlichen Höhe der Rückbaukosten wurde mit einer durchschnittlichen Teuerungsrate von 2 % (31. Dezember 2020: 2 %, 1. Januar 2020: 2 %) gerechnet. Die Rückstellungen werden jährlich aufgezinnt.

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten die Rückstellung für Abschluss und Prüfung bei allen Konzerngesellschaften mit 381.967 € (31. Dezember 2020: 211.756 €, 1. Januar 2020: 164.656 €) sowie Rückstellungen für geschätzte Verpflichtungen aus Lieferungen und Leistungen.

Die Entwicklung der Rückstellungen stellt sich wie folgt dar:

Rückstellungsspiegel €	Stand 01.01.2021	Verbrauch	Zuführungen	Auflösungen	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen	Zinsanteil	Stand 31.12.2021
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	3.617.670				5.416.312	-52.191	8.981.791
Sonstige Rückstellungen	694.135	-200.241	631.671	-125.106			1.000.459
Gesamt	4.311.805	-200.241	631.671	-125.106	5.416.312	-52.191	9.982.250

Rückstellungsspiegel €	Stand 01.01.2020	Verbrauch	Zuführungen	Auflösungen	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Aufzinsungen, Umbuchungen	Zinsanteil	Stand 31.12.2020
Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen	2.439.899				1.109.264	68.507	3.617.670
Sonstige Rückstellungen	186.577	-247.784	778.180	-23.838	-	-	693.135
Gesamt	2.626.476	-247.784	778.180	-23.838	1.109.264	68.507	4.310.805

B.15 VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen i. H. v. 4,61 Mio. € (31. Dezember 2020: 1,83 Mio. €, 1. Januar 2020: 1,05 Mio. €) entfallen zum Großteil auf erhaltene Rechnungen von Dienstleistern. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die Erweiterung des Bestandsportfolios an Solar- und Windanlagen zurückzuführen.

B.16 SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

€	31.12.2021		31.12.2020		01.01.2020	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Sonstige Steuerverbindlichkeiten	-	52.273	-	433.457	-	371.479
Verbindlichkeiten aus Personalbereich	705.532	672.655	911.616	22.548	111.626	-
Sonstige	-	355.422	-	169.275	-	104.599
Gesamt	705.532	1.080.350	911.616	625.280	111.626	476.078

Die Verbindlichkeiten aus dem Personalbereich enthalten im Wesentlichen die Verbindlichkeiten aus der virtuellen aktienbasierten Vergütung des Vorstands sowie der Mitarbeiter.

Anteilsbasierte Vergütung

Derzeit bestehen anteilsbasierte Vergütungsvereinbarungen für den Vorstand und für die Mitarbeiter. Das Programm wird dem Vorstand bzw. den Mitarbeitern als Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung gewährt und als Vergütung mit Barausgleich bilanziert.

Pacifico Renewables AG	31.12.2021	31.12.2020	01.01.2020
Anzahl virtueller Aktien	135.472	93.022	93.022
Anzahl übertragener Aktien	44.606	23.256	4.651
Davon cliff	2.746	-	4.651
Davon lock-up	23.676	23.256	4.651

Der Ausübungspreis entspricht dem durchschnittlichen Tagesabschlusskurs der letzten 30 Tage vor Ausübung der Option und kann erst nach Ablauf der Cliffperiode ausgeübt werden. Die Erfüllung der Ansprüche erfolgt durch Barausgleich.

Es bestehen weder Leistungsbedingungen noch Floors oder Caps für die virtuellen Aktienoptionen. Aufgrund der einfachen Gestaltung beider Programme wird der Wert der Aktie jeweils mit dem aktuellen Xetra-Kurs der Pacifico-Aktie (ISIN DE 000A2YN371) am Bilanzstichtag anstelle eines Optionspreismodells ermittelt.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr sowie im Vorjahr wurden keine Verkaufsoptionen ausgeübt.

Zum 31. Dezember 2021 weist die Gruppe sonstige Verbindlichkeiten aus virtuellen Aktienoptionen i. H. v. 1,33 Mio. € (31. Dezember 2020: 911.616 €, 1. Januar 2020: 111.626 €) aus. Die im

laufenden Geschäftsjahr erfassten Gesamtaufwendungen werden unter Personalaufwand, siehe A.4 ausgewiesen.

Anteilsbasierte Vergütung – Vorstand

Der Tag der Gewährung der virtuellen Aktien erfolgte für den Vorstand am 1. Oktober 2019. Die Anzahl der gewährten virtuellen Aktien basierte auf dem Marktpreis beim Eintritt in den Freiverkehr am 19. November 2019.

Der Erdienungszeitraum beträgt 60 Monate beginnend ab dem 1. Oktober 2019. Die virtuellen Aktien verfallen ohne Entschädigung, sobald der Begünstigte durch Abberufung oder Rücktritt kein Mitglied des Vorstands mehr ist. Die Anzahl der verfallenen virtuellen Aktien hängt vom Fortschritt des Erdienungszeitraums ab. Bis zum 15ten Monat verfallen 100 % der virtuellen Aktien. Ab dem 15ten Monat verfallen 75 % der virtuellen Aktien und danach baut sich der Anteil der verfallenen virtuellen Aktien bis zur Beendigung des Erdienungszeitraums ratierlich ab.

Die Ausübbarkeit der Verkaufsoption für den Vorstand hängt vom Zeitpunkt im Erdienungszeitraum ab. In den ersten zwei Jahren können keine virtuellen Aktien ausgeübt werden. Zwischen zwei bis fünf Jahre nach Gewährung sind 50 % aller virtuellen Aktien ausübbar. Nach Ablauf des Erdienungszeitraums von fünf Jahren kann die Verkaufsoption für alle virtuellen Aktien ausgeübt werden. Der Verkaufsoptionspreis entspricht dem durchschnittlichen Tagesabschlusskurs der letzten 30 Tage vor Ausübung der Option. Die Erfüllung der Ansprüche erfolgt durch Barausgleich.

Anteilsbasierte Vergütung – Mitarbeiter

Für Mitarbeiter erfolgt der Tag der Gewährung der virtuellen Aktien in der Regel mit Beschäftigungsbeginn. Die Anzahl der Optionen auf virtuelle Aktien wird als der individuell vereinbarte Gesamtwert der Optionen auf virtuellen Aktien dividiert durch den Schlusskurs der Stammaktien am Tag des Beschäftigungsbeginns oder den Durchschnitt der letzten drei Monate berechnet.

Der Erdienungszeitraum beträgt entweder 24, 36 oder 60 Monate, je nach individueller Vereinbarung, beginnend ab dem Tag der Gewährung. Die Optionen auf virtuelle Aktien verfallen ohne Entschädigung mit Beendigung des Beschäftigungsverhältnisses im Falle bestimmter Bedingungen („Bad Leaver“). Die Anzahl der verfallenen Optionen auf virtuelle Aktien hängt vom Fortschritt des Erdienungszeitraums ab. Bis zu einem individuellem Cliffzeitpunkt (entweder nicht vorhanden oder 12 bzw. 15 Monate) verfallen 100 % der Optionen auf virtuelle Aktien. Danach baut sich der Anteil der verfallenen Optionen bis zur Beendigung des Erdienungszeitraums ab.

5.5.9. SONSTIGE PFLICHTANGABEN

C.1 SEGMENTBERICHTERSTATTUNG

Der Fokus der Geschäftstätigkeit des Konzerns liegt auf dem Betrieb der bestehenden Solar- und Windparks und dem weiteren Ausbau des Portfolios. Die Festlegung der Segmente folgt der internen Steuerung der Gruppe nach Ländern sowie Technologien. Der Konzern setzt sich somit aus den berichtspflichtigen operativen Segmenten Wind Deutschland, Solar Deutschland, Polen, Niederlande, Tschechien und Italien sowie dem nicht berichtspflichtigen Segment Corporate zusammen. Das Segment Corporate fasst die Konzerngesellschaften zusammen, in denen keine Wind- bzw. Solaranlagen betrieben werden, wie die Muttergesellschaft, die konzerninterne Service-Gesellschaft und Zwischengesellschaften. Zusätzliche Informationen zu erstkonsolidierten Unternehmen können 5.5.5. entnommen werden.

Die folgenden Segmente des Konzerns sind demnach gem. IFRS 8 berichtspflichtig:

Solar Deutschland, Solar Italien, Niederlande und Tschechien

Die Segmente enthalten die deutschen, italienischen, niederländischen und tschechischen Solarparks.

Die wesentliche Geschäftstätigkeit der Segmente ist die Produktion von Strom aus erneuerbaren Quellen in den jeweiligen Ländern. Die in diesem Segment erzielten Umsätze bestehen im Wesentlichen aus den Einspeiseerlösen gegenüber den jeweiligen Versorgern vor Ort und aus der Erzielung von Marktprämien durch die Direktvermarktung an der Strombörse.

Wind Deutschland und Polen

In den Segmenten sind sämtliche Windparks in Deutschland sowie Polen enthalten. Das Segment Polen ist in der Berichtsperiode neu hinzugekommen.

Die wesentliche Geschäftstätigkeit dieses Segments ist die Produktion von Strom aus erneuerbaren Quellen. Die in diesem Segment erzielten Umsätze bestehen im Wesentlichen aus den Einspeiseerlösen gegenüber den jeweiligen Versorgern vor Ort oder aus Marktprämien durch die Direktvermarktung an der Strombörse.

Im Folgenden sind die Umsatzerlöse und Ergebnisse der einzelnen berichtspflichtigen Segmente des Konzerns dargestellt. Das adjustierte EBITDA stellt das EBITDA, korrigiert um einmalige Aufwendungen sowie das adjustierte EBIT, stellt das EBIT korrigiert um die Anpassung der Abschreibungen auf Ebene der Einzelabschlüsse auf die Konzernabschreibungen dar. Die Summe aus den operativen Segmenten ergibt das adjustierte operative EBITDA sowie EBIT.

Segmentberichterstattung		Wind Deutschland	Solar Deutschland	Polen
€				
Umsatzerlöse	2021	5.876.029	5.511.107	3.150.268
	2020	3.742.514	4.315.431 ⁹⁴	-
Betriebsergebnis vor Abschreibungen (EBITDA)	2021	4.475.101	4.890.328	2.660.014
	2020	2.583.407	3.432.247	-
EBITDA-Marge %	2021	76%	89%	84%
	2020	69%	80%	-
Adjustiertes EBITDA	2021	4.180.349	4.589.241	2.680.988
	2020	2.599.739	3.667.403	-
Adjustierte EBITDA -Marge %	2021	71%	83%	85%
	2020	69%	85%	-
Abschreibungen	2021	-4.502.584	-3.093.320	-343.658
	2020	-3.390.694	-1.739.666	-
Betriebsergebnis (EBIT)	2021	-27.483	1.797.008	2.316.357
	2020	-807.287	1.692.580	-
EBIT-Marge %	2021	0%	33%	74%
	2020	-22%	39%	-
Adjustiertes EBIT	2021	631.855	1.527.391	2.201.783
	2020	-673.040	1.605.932	-
Adjustierte EBIT-Marge %	2021	11%	28%	70%
	2020	-18%	37%	-

⁹⁴ Während der Umstellung auf IFRS wurde der Zeitpunkt der Erstkonsolidierung der im ersten Halbjahr 2020 erworbenen 21-MW-Solarparks neu beurteilt, was zu einer späteren Konsolidierung geführt hat. Aufgrund der späteren Konsolidierung erfolgt die Erfassung in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung nun ab April 2020 und wirkt sich auf die Finanzaufgaben für das Geschäftsjahr 2020 aus. Dadurch ergeben sich Unterschiede im Vergleich zu den im Geschäftsbericht 2020 veröffentlichten Finanzaufgaben nach HGB.

Segmentberichterstattung €		Niederlande	Tschechien	Italien
Umsatzerlöse	2021	467.252 ⁹⁵	5.075.056	1.815.275
	2020	292.282	4.990.480	1.653.789
Betriebsergebnis vor Abschreibungen (EBITDA)	2021	227.496	4.408.372	1.388.731
	2020	166.352	4.255.324	1.375.177
EBITDA-Marge %	2021	49%	87%	77%
	2020	57%	85%	83%
Adjustiertes EBITDA	2021	204.896	4.281.676	1.402.492
	2020	207.233	4.190.228	1.349.162
Adjustierte EBITDA -Marge %	2021	44%	84%	77%
	2020	71%	84%	82%
Abschreibungen	2021	-199.420	-1.542.112	-656.249
	2020	-122.152	-1.567.966	-653.762
Betriebsergebnis (EBIT)	2021	28.076	2.866.261	732.482
	2020	44.201	2.687.358	721.416
EBIT-Marge %	2021	6%	56%	40%
	2020	15%	54%	44%
Adjustiertes EBIT	2021	-147.758	3.444.994	870.311
	2020	-97.695	3.373.454	816.569
Adjustierte EBIT-Marge	2021	-32%	68%	48%
	2020	-33%	68%	49%

⁹⁵ Die Umsatzerlöse im Segment Niederlande weichen von den vorläufigen veröffentlichten Umsatzerlösen ab, da die Erfassung der Umsatzerlöse bei der neuen Gesellschaft Oslo Energy Netherlands B.V. noch basierend auf vorläufigen, monatlichen Durchschnittswerten sowohl bzgl. SDE als auch PPA für den Monat Dezember erfolgte. Im Rahmen der Erstellung des Konzernabschlusses wurde die Erfassungslogik an die Erfassung der tatsächlichen Strommenge angepasst.

Segmentberichterstattung €		Summe berichtspflichtiger operativer Segmente	Corporate	Summe
Umsatzerlöse	2021	21.894.987	-	21.894.987
	2020	14.994.495	-	14.994.495
Betriebsergebnis vor Abschreibungen (EBITDA)	2021	18.050.043	-4.373.816	13.676.227
	2020	11.812.507	-2.792.842	9.019.665
EBITDA-Marge %	2021	82%	-	62%
	2020	79%	-	60%
Adjustiertes EBITDA	2021	17.339.641	-70.698	17.268.943
	2020	12.013.766	-78.934	11.934.832
Adjustiertes EBITDA -Marge %	2021	79%	-	79%
	2020	80%	-	80%
Abschreibungen	2021	-10.337.344	-171.442	-10.508.786
	2020	-7.474.240	-37.213	-7.511.453
Betriebsergebnis (EBIT)	2021	7.712.700	-4.545.260	3.167.440
	2020	4.338.267	-2.830.054	1.508.213
EBIT-Marge %	2021	35%	-	14%
	2020	29%	-	10%
Adjustiertes EBIT	2021	8.528.577	-242.141	8.286.436
	2020	5.025.222	-116.147	4.909.075
Adjustierte EBIT-Marge %	2021	39%	-	38%
	2020	34%	-	33%

Zur Überleitung des adjustierten operativen EBITDA sowie EBIT auf das Ergebnis vor Ertragssteuern (EBT) ist das neutrale Ergebnis hinzuzurechnen. Dieses beinhaltet die Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich sind oder nicht der operativen Tätigkeit zuzuordnen sind. Das neutrale Ergebnis enthält neben den oben genannten Anpassungen (einmalige Aufwendungen auf Ebene der operativen Segmente sowie die Anpassung der Abschreibungen an die Konzernabschreibungen) die einmaligen Aufwendungen im Segment Corporate sowie den Personalaufwand im Segment Corporate. Die Berechnung des Finanzergebnis ist in A.7 dargestellt.

Ermittlung neutrales Ergebnis

€	2021	2020
Einmalige Aufwendungen im Segment Corporate	-88.030	-204.950
Einmalige Aufwendungen auf Ebene der operativen Segmente	-232.017	-455.454
Rückstellungen für virtuelle Aktienvergütung	-417.631	-799.989
Personalaufwand im Segment Corporate	-1.186.056	-431.193
Sonstige betriebliche Erträge, welche nicht der operativen Geschäftstätigkeit des Konzerns zuzuordnen sind, korrigiert um konsolidierungsbedingte Anpassungen	262.375	67.476
Sonstige betriebliche Aufwendungen, welche nicht der operativen Geschäftstätigkeit des Konzerns zuzuordnen sind, korrigiert um konsolidierungsbedingte Anpassungen	-1.931.357	-1.091.058
Anpassungen um Abschreibungen im Konzern	-1.526.280	-485.695
Neutrales Ergebnis	-5.118.996	-3.400.863

Überleitung Ergebnisgrößen

€	2021	2020
Adjustiertes operatives EBITDA	17.268.943	11.934.832
Operative Abschreibungen	-8.982.507	-7.025.757
Adjustiertes operatives EBIT	8.286.436	4.909.075
Neutrales Ergebnis	-5.118.996	-3.400.863
Finanzergebnis	-1.934.408	-2.575.046
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)	1.233.032	-1.066.834

Die Erlöserfassung der in der Segmentberichterstattung dargestellten Umsatzerlöse findet zeitraumbezogen statt. Die Umsatzerlöse des Konzerns verteilen sich folgendermaßen auf die einzelnen Regionen. Dabei erfolgt die Aufteilung der Umsatzerlöse nach Sitz der Gesellschaft.

Umsatzerlöse nach Ländern

€	2021	Anteil in %	2020	Anteil in %
Deutschland	11.387.136	52%	8.057.944	54%
Polen	3.150.268	14%	-	-
Niederlande	467.252	2%	292.282	2%
Tschechien	5.075.056	23%	4.990.480	33%
Italien	1.815.275	8%	1.653.789	11%
Gesamt	21.894.987	100%	14.994.495	100%

Von den Umsatzerlöse aus dem Segment Wind Deutschland entfallen ungefähr 2,63 Mio. € (2020: 723.063 €) auf Umsätze mit einem Geschäftspartner des Konzerns. Alle Umsatzerlöse aus dem Segment Polen mit 3,15 Mio. € (2020: 0 €) entfallen auf einen Kunden des Konzerns. Keine anderen einzelnen Kunden haben im Geschäftsjahr 2021 bzw. 2020 10 % oder mehr zum Konzernumsatz beigetragen. Bis auf eine Ausnahme (Windkraft 1. Res GmbH & Co. KG) befinden sich alle deutschen Windparks in freiwilliger Direktvermarktung und können bei Insolvenz des Vertragspartners zum 1. des Folgemonats sofort aus der Direktvermarktung in die EEG-Vergütung wechseln, wodurch die Kompensation sofort vom Netzbetreiber übernommen wird. Ebenso ist ein unterjähriger Wechsel des Direktvermarkters rechtlich zulässig. Für den Insolvenzfall sind vom Direktvermarkter Bürgschaften gestellt, was für einen Wechsel des Direktvermarkters ausreichend Zeit bietet. Bzgl. des Windparks in Polen besteht ebenso die Möglichkeit jederzeit in den Auktionsmechanismus zu wechseln. Dementsprechend besteht trotz des erheblichen Anteils an den Umsatzerlösen sowohl beim Segment Wind Deutschland als auch Polen keine faktische Abhängigkeit von den Direktvermarktern.

Die Segmentvermögen (langfristige Vermögenswerte ohne derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung, finanzielle Vermögenswerte und latente Steuern) verteilt sich folgendermaßen auf die einzelnen Segmente:

Segmentvermögen €	Wind Deutschland	Solar Deutschland	Deutschland	Polen	Niederlande
langfristige Vermögenswerte	51.108.380	46.056.903	97.165.283	90.494.846	31.309.457
(2020)	13.885.323	41.862.658	55.747.981	-	7.201.423
Segmentvermögen	Tschechien	Italien	Corporate	Summe	
langfristige Vermögenswerte	22.127.211	9.585.661	628.266	251.310.725	
(2020)	23.635.048	10.236.811	431.504	97.252.765	

Nettoverschuldung €	Wind Deutschland	Solar Deutschland	Deutschland	Polen	Niederlande
finanzielle Verbindlichkeiten	26.735.586	30.434.756	57.170.343	49.747.062	18.154.670
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt	23.351.618	28.545.597	51.897.214	44.121.678	15.422.032
finanzielle Verbindlichkeiten (2020)	5.465.049	27.012.464	32.477.514	-	3.392.710
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt (2020)	3.824.907	24.563.343	28.388.250	-	2.127.058
Nettoverschuldung	Tschechien	Italien	Corporate	Summe	
finanzielle Verbindlichkeiten	8.827.867	1.206.052	31.759.187	166.865.180	
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt	5.851.475	922.786	27.600.744	145.815.930	
finanzielle Verbindlichkeiten (2020)	11.324.184	1.458.773	14.735.405	63.388.586	
finanzielle Verbindlichkeiten bereinigt (2020)	8.519.025	1.298.252	8.504.712	48.837.298	
Adjustierte Eigenkapitalquote				37,34%	
Adjustierte Eigenkapitalquote (2020)				61,19%	

Die bereinigten finanziellen Verbindlichkeiten (Nettoverschuldung) stellen die finanziellen Verbindlichkeiten korrigiert um die Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung mit negativem beizulegendem Zeitwert sowie allen liquiden Mitteln inkl. Kapitaldienst- und Projektreservekonten (Guthaben mit Verfügungsbeschränkung) dar. Die adjustierte Eigenkapitalquote berechnet die Eigenkapitalquote auf Basis der Nettoverschuldung.

C.2 ZUSÄTZLICHE ANGABEN ZU DEN FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN UND VERBINDLICHKEITEN

Klassen und Kategorien von Finanzinstrumenten sowie deren beizulegende Zeitwerte

Die folgende Tabelle umfasst Informationen über:

- Klassen von Finanzinstrumenten, basierend auf ihrer Art und ihren Eigenschaften,
- die Buchwerte der Finanzinstrumente,
- die beizulegenden Zeitwerte der Finanzinstrumente (mit Ausnahme von Finanzinstrumenten, deren Buchwert dem beizulegenden Zeitwert entspricht), und
- die Einordnung in die Hierarchiestufen zur Bewertung zum beizulegenden Zeitwert.

Die Einteilung der Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert in die nachfolgend aufgeführten Hierarchiestufen erfolgt in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit beobachtbarer Eingangsparameter und der Bedeutung dieser Parameter für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts:

- Stufe 1-Bewertungen ergeben sich aus notierten Preisen (unbereinigt) auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten,
- Stufe 2-Bewertungen ergeben sich aus anderen Eingangsparametern als die auf Stufe 1 enthaltenen notierten Preise, die für den Vermögenswert oder die Schuld entweder direkt beobachtbar sind oder indirekt aus anderen Preisen abgeleitet werden können, und
- Stufe 3-Bewertungen ergeben sich aus Bewertungsmodellen, die nicht am Markt beobachtbare Eingangsparameter verwenden.

Die Gruppe wendet die Erleichterung von IFRS 7.29(a) an, wonach der beizulegende Zeitwert nicht angegeben wird, wenn der Buchwert des Finanzinstruments annähernd dem beizulegenden Zeitwert entspricht. Dies ist der Fall für kurzfristige Vermögenswerte und Verbindlichkeiten. Für diese Posten erfolgt keine Levelangabe.

Buchwerte, Wertansätze und beizulegende Zeitwerte nach Klassen und Bewertungskategorien nach IFRS 9:

31.12.2021 €	Bewertungs- kategorie nach IFRS 9	Buchwert zum 31.12.2021	Fortgeführte Anschaffungskosten	Beizulegender Zeitwert erfolgsneutral	Beizulegender Zeitwert erfolgswirksam	Beizulegender Zeitwert zum 31.12.2021
Finanzielle Vermögenswerte						
Finanzielle Vermögenswerte	AC	7.145.076	7.145.076	-	-	7.145.076
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC	5.220.060	5.220.060	-	-	-
Sonstige kurzfristige Forderungen	AC	1.630.796	1.630.796	-	-	-
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	AC	13.323.870	13.323.870	-	-	-
Derivative finanzielle Vermögenswerte						
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	FVOCI	9.132.229	-	9.132.229	-	9.132.229
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Finanzielle Verbindlichkeiten	AC	166.865.180	166.865.180	-	-	172.757.749
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	AC	4.613.703	4.613.703	-	-	-
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten						
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	FVOCI	299.471	-	-	-	299.471

31.12.2020 €	Bewertungs- kategorie nach IFRS 9	Buchwert zum 31.12.2020	Fortgeführte Anschaffungskosten	Beizulegender Zeitwert erfolgsneutral	Beizulegender Zeitwert erfolgswirksam	Beizulegender Zeitwert zum 31.12.2020
Finanzielle Vermögenswerte						
Finanzielle Vermögenswerte	AC	42.207.671	42.207.671	-	-	42.207.671
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC	1.368.111	1.368.111	-	-	-
Sonstige kurzfristige Forderungen	AC	1.432.462	1.432.462	-	-	-
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	AC	9.860.077	9.860.077	-	-	-
Derivative finanzielle Vermögenswerte						
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	FVOCI	518	-	518	-	-
						518
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Finanzielle Verbindlichkeiten	AC	63.388.586	63.388.586	-	-	63.435.440
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	AC	1.829.942	1.829.942	-	-	-
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten						
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	FVOCI	610.885	-	610.885	-	610.885

01.01.2020 €	Bewertungskategorie nach IFRS 9	Buchwert zum 01.01.2020	Fortgeführte Anschaffungskosten	Beizulegender Zeitwert erfolgsneutral	Beizulegender Zeitwert erfolgswirksam	Beizulegender Zeitwert zum 01.01.2020
Finanzielle Vermögenswerte						
Finanzielle Vermögenswerte	AC	4.622.317	4.622.317	-	-	4.622.317
Forderungen aus Lieferungen und	AC	1.071.877	1.071.877	-	-	-
Sonstige kurzfristige Forderungen	AC	1.076.609	1.076.609	-	-	-
Zahlungsmittel und Zahlung: teläquivalente	AC	7.145.637	7.145.637	-	-	-
Derivative finanzielle Vermögenswerte						
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung	FVOCI	22.178	-	22.178	-	22.178
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Finanzielle Verbindlichkeiten	AC	50.278.025	50.278.025	-	-	51.199.195
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	AC	1.054.519	1.054.519	-	-	-
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten						
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	FVOCI	519.270	-	519.270	-	519.270

Die folgende Tabelle stellt, die in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung berücksichtigten Nettogewinne oder -verluste von Finanzinstrumenten dar:

Nettoergebnis 2021	Finanzielle	Finanzielle
€	Vermögenswerte AC	Verbindlichkeiten AC
Zinsertrag und Zinsaufwand 2021	2.228.952	-3.878.591

Nettoergebnis 2020	Finanzielle	Finanzielle
€	Vermögenswerte AC	Verbindlichkeiten AC
Zinsertrag und Zinsaufwand 2020	55.378	-2.435.093

Das Nettoergebnis der zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten finanziellen Vermögenswerte nach IFRS 9 enthält im Wesentlichen Zinserträge aus sonstigen Ausleihungen.

Das Nettoergebnis der zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten finanziellen Verbindlichkeiten nach IFRS 9 enthält im Wesentlichen Zinsaufwendungen aus den finanziellen Verbindlichkeiten.

Die nachfolgende Tabelle gibt die Fair Value Hierarchie der zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerte sowie Verbindlichkeiten an. Ebenso angegeben wird die Fair Value Hierarchie bei Bewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten, sofern der beizulegende Zeitwert wesentlich vom Buchwert abweicht.

Fair Value Hierarchie			
Bewertungsstufen €	Stufe		
	1	2	3
Aktiva			
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)			
31.12.2021	-	9.132.229	-
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)			
31.12.2020	-	518	-
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)			
01.01.2020	-	22.178	-
Fair Value Hierarchie			
Bewertungsstufen €	Stufe		
	1	2	3
Passiva			
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)			
31.12.2021	-	299.471	-
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)			
31.12.2020	-	610.885	-
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)			
01.01.2020	-	519.270	-
Finanzielle Verbindlichkeiten (langfristig)			
31.12.2021	-	172.757.749	-
Finanzielle Verbindlichkeiten (langfristig)			
31.12.2020	-	63.435.440	-
Finanzielle Verbindlichkeiten (langfristig)			
01.01.2020	-	51.199.195	-

Die Bewertung der derivativen Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung sowie der finanziellen Verbindlichkeiten erfolgt unter Zugrundelegung von Marktdaten (mark-to-model).

Sowohl die derivativen Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung als auch die finanziellen Verbindlichkeiten entsprechen damit dem Level 2 der Fair-Value-Hierarchie des IFRS 13. Ein Wechsel zwischen den Leveln hat weder im aktuellen noch im abgelaufenen Geschäftsjahr stattgefunden.

Zum beizulegenden
Zeitwert bewertete
Finanzinstrumente

Art	Bewertungstechnik	Bedeutende, nicht beobachtbare Inputfaktoren
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung	Die beizulegenden Zeitwerte werden mittels der zukünftig erwarteten Zahlungsströme bestimmt, die unter Anwendung allgemein beobachtbarer Marktdaten der entsprechenden Zinsstrukturkurven abgezinst werden.	Nicht anwendbar
Finanzielle Verbindlichkeiten	Die Bewertung der finanziellen Verbindlichkeiten erfolgt durch Diskontierung der erwarteten Zahlungsströme mit dem individuell ermittelten Zinssatz. Dieser setzt sich aus der jeweils zugrundeliegenden Risikoprämie sowie dem risikofreiem Marktzinssatz zum Abschlussstichtag zusammen.	Nicht anwendbar

Erläuterungen zum Risikomanagement

Das Risikomanagement des Konzerns zielt darauf ab, wesentliche Risiken frühzeitig zu erkennen und zu mitigieren. Zum 31. Dezember 2021 wurden keine Risikokonzentrationen für die Gruppe festgestellt.

Kreditrisiko

Das Kreditrisiko ergibt sich aus dem Risiko, dass Gegenparteien ihren vertraglichen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen. Der Konzern beobachtet die Kreditwürdigkeit von Gegenparteien insbesondere bei Vertragsabschluss sowie laufend.

Ausfallrisiken entstehen in der Gruppe überwiegend aus Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Die Gruppe ist hieraus keinem signifikantem Ausfallrisiko ausgesetzt, da die Risiken, die sich aus den Gegenparteien der Gruppe ergeben, Unternehmen mit sehr guter Bonität bzw. staatliche Behörden mit ebenso sehr guter Bonität sind. Daneben bestehen Ausfallrisiken bei Anleihen, die unter den finanziellen Vermögenswerten gehalten werden. Die Gegenpartei ist eine Landesbank mit sehr guter Bonität, die keinem signifikantem Ausfallrisiko unterliegt.

In diesem Sinne beträgt die historische Ausfallquote für Forderungen aus Lieferungen und Leistung 0 % zum 31. Dezember 2021 (31. Dezember 2020: 0 %, 1. Januar 2020: 0 %). Das maximale Ausfallrisiko wird durch die Buchwerte der in der Bilanz angesetzten finanziellen Vermögenswerte wiedergegeben.

Liquiditätsrisiko

Das Liquiditätsrisiko ergibt sich aus der potenziellen Unfähigkeit, Zahlungsverpflichtungen bei Fälligkeit oder nur zu übermäßigen Kosten zu erfüllen. Ziel des Liquiditätsrisikomanagements der Gruppe ist es, sicherzustellen, dass die Gruppe jederzeit in der Lage ist, ihren Zahlungsverpflichtungen nachzukommen und ihre Liquiditäts- und Finanzierungsziele zu steuern.

Im Konzern ist zwischen den Liquiditätsrisiken des Segments Corporate und den operativen Segmenten differenzieren. Im Rahmen der Strategie des Konzerns werden alle operativen, projektspezifischen Tätigkeiten (hierzu zählt auch das Liquiditätsmanagement der operativen Segmente) ausgelagert. Durch die Einbindung erfahrener Dienstleister wird somit das Risiko weitestgehend beschränkt. Darüber hinaus erfolgt eine Überwachung der Auslagerung durch das Segment Corporate. Das Liquiditätsmanagement auf Ebene des Segments Corporate ist im Bereich des Risikomanagements angesiedelt und wird durchgängig vom Vorstand überwacht. Hierzu zählt eine detaillierte Budget- und Kostenplanung, das Vorhalten angemessener Rücklagen und ein tagesaktuelles Abgleichen mit der Ist-Liquidität. Auf diese Weise stellt der Konzern sicher, dass zu jeder Zeit alle Zahlungsverpflichtungen geleistet werden können.

Die folgende Tabelle zeigt eine Fälligkeitsanalyse der originären und derivativen finanziellen Verbindlichkeiten in Sicherheitsbeziehung der Gruppe zum 31. Dezember 2021 in Form undiskontierter Cashflows.

Fälligkeitsanalyse €	Buchwerte 31.12.2021	2022	2023 bis 2025	>2025
Finanzielle Verbindlichkeiten (langfristig)	124.636.297	-	49.955.128	108.774.890
Finanzielle Verbindlichkeiten (kurzfristig)	42.228.883	35.106.802	-	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.613.703	4.613.703	-	-
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Passiva)	299.471	662.971	1.692.836	3.251.495
Leasingverbindlichkeiten (langfristig)	16.847.294	-	3.280.627	13.566.666
Leasingverbindlichkeiten (kurzfristig)	1.072.274	1.072.274	-	-

Fälligkeitsanalyse €	Buchwerte 31.12.2020	2021	2022 bis 2024	>2024
Finanzielle Verbindlichkeiten (langfristig)	46.923.163	-	25.427.118	25.848.867
Finanzielle Verbindlichkeiten (kurzfristig)	16.465.423	13.786.841	-	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.829.942	1.829.942	-	-
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Passiva)	610.885	180.315	316.474	129.101
Leasingverbindlichkeiten (langfristig)	4.986.039	-	1.701.135	3.284.904
Leasingverbindlichkeiten (kurzfristig)	499.177	499.177	-	-

Marktrisiko

Durch seine Aktivitäten ist der Konzern in erster Linie den finanziellen Risiken von Strompreis-, Wechselkurs- und Zinsänderungen ausgesetzt. Das Marktrisiko des Konzerns oder die Art und Weise, wie diese Risiken gesteuert und gemessen werden, hat sich im Berichtszeitraum nicht geändert.

Strompreisrisiko

Der Konzern erhält langfristige staatliche Subventionen für den erzeugten Strom aus erneuerbaren Quellen, die einen bestimmten Preis unabhängig vom Marktpreis sicherstellen und hat Stromabnahmeverträge abgeschlossen. Dadurch wird das Strompreisrisiko von der Gruppe derzeit fast vollständig mitigiert. Nur im Rahmen bestimmter Vorschriften können regulierte Standardpreise ausgesetzt werden. Dies ist beispielsweise der Fall wenn die Spotmarktpreise für Strom über einen bestimmten Zeitraum hinweg negativ sind.

Eine ausgewogene und zunehmende technologische und geografische Diversifizierung des Portfolios des Konzerns mindert zudem die Risiken aus den Strompreisen.

Wechselkursrisiko

Der Konzern erzielt den Großteil der Umsätze in Euro. Wechselkursänderungsrisiken ergeben sich im Konzern in Bezug auf die Anlagen in Polen und Tschechien. Die Richtlinie des Konzerns für Wechselkursrisiken beinhaltet die Aufnahme von Fremdkapital in lokaler Währung zur Finanzierung der ausländischen Konzerngesellschaften. Diese Risiken werden daher im Konzern nicht durch Finanzinstrumente abgesichert.

Die folgende Tabelle enthält eine Sensitivitätsanalyse der Auswirkungen des Wechselkursrisikos auf das Konzernergebnis. Die Analyse berücksichtigt die Auswirkungen auf das Ergebnis, wenn der Euro, die funktionale Währung des Konzerns, 5 % an Wert gewinnt oder verliert.

2021	5%	-5%
Polnische Złoty (PLN)	-30.216	1.590
Tschechische Krone (CZK)	-49.287	2.594
Gesamt	-79.503	4.184
2020	5%	-5%
Polnische Złoty (PLN)	-	-
Tschechische Krone (CZK)	-28.881	31.921
Gesamt	-28.881	31.921

Zinsrisiko

Aus den langfristigen Darlehensverpflichtungen zur Finanzierung der einzelnen Projekte bzw. Projektgesellschaften ergeben sich Zinsänderungsrisiken. Zur Absicherung der Variabilität von Zahlungsströmen in Bezug auf Zinsänderungsrisiken strebt der Konzern eine möglichst langfristige Zinssicherung aller Finanzierungen an. Dies spiegelt sich auch so im aktuellen Portfolio, mit Zinslaufzeiten von bis zu 19 Jahren, wider. Auch im Rahmen neuer Akquisitionen spielt eine langfristige Zinssicherung eine wesentliche Rolle.

Nach den Grundsätzen des Konzerns erfolgt in der Regel eine Absicherung des Großteils der prognostizierten, hochwahrscheinlichen Zahlungsströme nach ökonomischer Betrachtung des Einzelfalls. Mögliche Ineffektivitäten ergeben sich bei einer Absicherung kleiner 100 %. Im Geschäftsjahr lag die Effektivitätsquote bei 98,70 % (2020: 93,01 %). Die Ineffektivität wird auf Basis der Wertänderung des nicht effektiven Teils des Hedges berechnet. Weitere Informationen über die Designierung der Hedge-Beziehungen befindet sich im Abschnitt 5.5.4. Die Nominalbeträge der Sicherungsinstrumente sind im Abschnitt zum Hedge Accounting aufgeführt.

Nach IFRS 7 ist eine Sensitivitätsanalyse der Marktrisiken des Konzerns durchzuführen. Die Sensitivitätsanalyse betrachtet die Marktwertveränderung, die eintreten würde, wenn zum Stichtag die angewendete Zinskurve um eine vorgegebene Anzahl von Basispunkten erhöht bzw. verringert wird. Die Analyse basiert auf der Annahme, dass alle anderen Variablen konstant bleiben. Wenn das Marktzinsniveau zum 31. Dezember 2021 um 50 Basispunkte höher gewesen wäre, wäre das Ergebnis um 21.540 € (2020: 10.902 €) geringer, allerdings die Hedge-Rücklage um 529.881 € (2020: 58.407 €) höher gewesen.

Wenn das Marktzinsniveau zum 31. Dezember 2021 um 50 Basispunkte niedriger gewesen wäre, wäre das Konzernergebnis um 21.540 € (2020: 10.902 €) höher und die Hedge-Rücklage um 570.580 € (2020: 58.553 €) geringer gewesen.

Erläuterungen zum Hedge Accounting

Zum 31. Dezember 2021 hält der Konzern derivative Finanzinstrumente, die wirksame Sicherungsbeziehungen gemäß IFRS 9 bilden. Dabei handelt es sich um Zins- sowie Zins- und Währungsswaps mit einer durchschnittlichen Restlaufzeit von 9,63 Jahren zur Absicherung der Schwankungen der Zahlungsströme in Bezug auf Zins- und Währungsrisiken. Daher werden sie als Cashflow Hedges im Sinne von IFRS 9 eingestuft.

Die Bedingungen der Zinsswaps entsprechen in der Regel denen des Grundgeschäfts bei Referenzzinssatz, Zinsanpassungsterminen, Zahlungsterminen, Laufzeiten und Nominalbetrag. Das

Absicherungsverhältnis bzw. die Sicherungsquote wird nach der Critical-Term-Match-Methode berechnet und vierteljährlich überwacht. Sie wird bei Bedarf in Abhängigkeit von relevanten makroökonomischen Faktoren (z. B. einer Änderung des EZB-Leitzinses) angepasst.

Falls entweder das Sicherungsinstrument nicht das gänzliche Risiko abdeckt (die "critical terms" stimmen nicht überein) oder überhaupt kein Sicherungsinstrument existiert, wird der Zahlungsstrom als ungesichert erachtet.

Die Nominalvolumina und Restlaufzeiten der Zinsswaps, welche die Voraussetzungen des Hedge Accountings erfüllen, stellten sich im Detail am Bilanzstichtag wie folgt dar:

€	Nominalvolumen			Summe	Durchschnittlicher Zinssatz (%)
	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Restlaufzeit über 5 Jahre		
31.12.2021					
Absicherung des Zins- und Währungsrisikos:					
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	-	-	27.409.776	27.409.776	1,60 %
Absicherung des Zinsrisikos:					
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	-	6.243.430	26.050.508	32.293.938	1,37%

€	Nominalvolumen			Summe	Durchschnittlicher Zinssatz (%)
	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Restlaufzeit über 5 Jahre		
31.12.2020					
Absicherung des Zins- und Währungsrisikos:					
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	-	-	-	-	
Absicherung des Zinsrisikos:					
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	-	6.317.860	6.488.675	12.806.535	1,67%

Die folgende Tabelle enthält die Auswirkungen der Sicherungsbeziehungen auf die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung und das sonstige Ergebnis:

2021 €	Im sonstigen Ergebnis erfasster Gewinn/Verlust aus Hedging	Aus dem sonstigen Ergebnis in die GuV umgegliederte Ineffektivität	Posten in der GuV
Aktiva			
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	1.426.136	34.961	Finanzaufwendungen/ Finanzerträge
Passiva			
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	227.706	-	Finanzaufwendungen/ Finanzerträge
2020			
€	Im sonstigen Ergebnis erfasster Gewinn/Verlust aus Hedging	Aus dem sonstigen Ergebnis in die GuV umgegliederte Ineffektivität	Posten in der GuV
Aktiva			
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	840	-	Finanzaufwendungen/F inanzzerträge
Passiva			
Derivative Finanzinstrumente in Sicherungsbeziehung (Swaps)	-152.353	-10.220	Finanzaufwendungen/F inanzzerträge

Die folgende Tabelle enthält Angaben zu Sicherungsinstrumenten im Rahmen von Cashflow Hedges:

€	Buchwerte 31.12.2021	Fair-Value-Änderung zur Ermittlung von Ineffektivitäten	
		31.12.2021	Nominalvolumen 31.12.2021
Absicherung des Zins- und Währungsrisikos			
Zins- und Währungsswaps			
<i>Derivative Finanzinstrumente (Aktiva)</i>	5.197.925	533.490	27.409.776
<i>Derivative Finanzinstrumente (Passiva)</i>			
Absicherung des Zinsrisikos			
Zinsswaps			
<i>Derivative Finanzinstrumente (Aktiva)</i>	3.934.304	1.611.719	26.511.314
<i>Derivative Finanzinstrumente (Passiva)</i>	299.471	215.422	5.782.624

€	Buchwerte	Fair-Value-Änderung zur	
		Ermittlung von Ineffektivitäten	Nominalvolumen
	31.12.2020	31.12.2020	31.12.2020
Absicherung des Zins- und Währungsrisikos			
Zins- und Währungsswaps			
<i>Derivative Finanzinstrumente (Aktiva)</i>	-	-	-
<i>Derivative Finanzinstrumente (Passiva)</i>	-	-	-
Absicherung des Zinsrisikos			
Zinsswaps			
<i>Derivative Finanzinstrumente (Aktiva)</i>	518	518	314.714
<i>Derivative Finanzinstrumente (Passiva)</i>	610.885	-113.146	12.491.821

C.3 ERLÄUTERUNGEN ZUR KONZERNKAPITALFLUSSRECHNUNG

Die Konzern-Kapitalflussrechnung ist in einer gesonderten Rechnung dargestellt. Die Konzern-Kapitalflussrechnung zeigt die Veränderungen des Finanzmittelfonds im Konzern. Der Finanzmittelfonds besteht aus den liquiden Mitteln. Die Konzern-Kapitalflussrechnung wurde in Übereinstimmung mit IAS 7 erstellt und gliedert die Veränderungen der liquiden Mittel nach Zahlungsströmen aus Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit. Die Darstellung des Cashflows aus laufender Geschäftstätigkeit erfolgt nach der indirekten Methode. Liquide Mittel umfassen ausschließlich Barmittel und Guthaben bei Kreditinstituten.

Überleitung der Bewegung der Schulden auf die Cashflows aus Finanzierungstätigkeiten

Die Bewertung der bilanziellen Entwicklung von Schulden aus Finanzierungsaktivitäten erfolgt bezüglich der Zusammensetzung aus zahlungswirksamen und nicht zahlungswirksamen Veränderungen, wobei als zahlungswirksames Kriterium die Klassifizierung als Bestandteil des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit maßgeblich ist. Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung der Eröffnungsbestände zu den Schlussbeständen der Bilanzpositionen.

€	Langfristige finanzielle Verbindlichkeiten	Kurzfristige finanzielle Verbindlichkeiten	Leasingverbindlich- keiten	Derivative Finanzinstrumente (positiver Fair Value)	Derivative Finanzinstrumente (negativer Fair Value)	Gesamt
Bilanz zum 01.01.2021	46.923.163	16.465.423	5.485.216	518	610.885	69.485.205
(Bilanz zum 01.01.2020)	40.214.596	10.063.429	2.831.088	22.178	519.270	53.650.561
Aufnahme/Tilgung von Krediten	4.767.090	8.890.615	-	-	-	13.657.705
2020	-8.130.621	-129.074	-	-	-	-8.259.695
Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-	-	-785.220	-	-	-785.220
2020	-	-	-380.745	-	-	-380.745
Zugänge zum Konsolidierungskreis	81.167.169	7.836.659	12.657.303	7.254.907	-	108.916.038
2020	14.971.155	6.548.170	2.290.161	-	-	23.809.486
Wechselkursänderung	630.419	184.642	48.989	3.505	2.106	869.661
2020	-131.967	-17.102	-	171	2.372	-146.526
Änderungen im beizulegenden Zeitwert	-	-	-	1.873.299	-313.520	1.559.779
2020	-	-	-	-21.831	89.243	67.412
Zugänge von Leasingverbindlichkeiten	-	-	513.280	-	-	513.280
2020	-	-	744.712	-	-	744.712
Umgliederung	-8.851.544	8.851.544	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-	-
Bilanz zum 31.12.2021	124.636.297	42.228.883	17.919.568	9.132.229	299.471	194.216.448
(Bilanz zum 31.12.2020)	46.923.163	16.465.423	5.485.216	518	610.885	69.485.205

C.4 HAFTUNGSVERHÄLTNISSE UND SONSTIGE VERPFLICHTUNGEN

Zum Bilanzstichtag bestehen im Konzern die folgenden außerbilanziellen Verpflichtungen:

€	Sonstige Verpflichtungen von bis zu 1 Jahr in T€	Sonstige Verpflichtungen von 1 bis 5 Jahren in T€	Sonstige Verpflichtungen von mehr als 5 Jahren in T€	Summe
Wartungs- und Betriebsführungsverträge	1.179	2.819	1.114	5.112
2020	875	2.845	500	4.220
Asset Stewardship Services (ASF)	1.027	3.282	1.628	5.937
2020	337	1.348	-	1.685
Commercial Asset Management Agreement (CAMA)	522	2.019	1.455	3.996
2020	167	668	-	835

Darüber hinaus bestehen zum 31. Dezember 2021 Eventualverbindlichkeiten i. H. v. 4,86 Mio. € (2020: 12,33 Mio. €) mit einer Restlaufzeit von mehr als fünf Jahren (2020: Restlaufzeit bis zu 1 Jahr). Sie enthalten unter anderem aufschiebend bedingte finanzielle Verpflichtungen aus Kaufverträgen. Die finanziellen Verpflichtungen des Geschäftsjahres sind auf die erfolgreiche Verlängerung bestimmter Landrechte aufschiebend bedingt, um die gesamte technische Lebensdauer, der darauf liegenden Windparks, abzudecken. Dabei wird der gesamte, vertraglich ausstehende Betrag als Eventualverbindlichkeit angesetzt.

C.5 BEZIEHUNGEN ZU NAHESTEHENDEN PERSONEN UND UNTERNEHMEN

Im Zuge der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit unterhält der Konzern Beziehungen zu Tochtergesellschaften und weiteren nahestehenden Personen (Hauptaktionäre, Mitglieder des Aufsichtsrats und des Vorstands).

Zum Bilanzstichtag übten die Pelion Green Future Alpha GmbH, Grünwald, Pelion Green Future Neo GmbH, München, Arvantis Group Holding GmbH, Grünwald und Herr Alexander Samwer, München, beherrschenden Einfluss auf die Gesellschaft aus.

Transaktionen mit Unternehmen, deren Anteilseigner einen maßgeblichen Einfluss auf die Muttergesellschaft ausüben:

Zum Bilanzstichtag stellten unter anderem die folgenden Gesellschaften nahestehende Personen dar: Pacifico Energy Partners GmbH, München, Pacifico Development GmbH, München, Pacifico Green Development GmbH, München, Boom Developments Ltd, Arundel, Vereinigtes Königreich, ACE Power Development Pty Ltd, Lavender Bay, Australien, und ACE Power Operations Pty Ltd, Lavender Bay, Australien.

Mit Pacifico Partners (einem von der Pelion Green Future Neo GmbH beherrschten Unternehmen) besteht eine Erstgebotsvereinbarung, welche Pacifico Partners dazu verpflichtet, der Pacifico Renewables Yield AG alle von ihr entwickelten Solar- und Windanlagen zu einem gewissen Zeitpunkt anzudienen. Diese Erstgebotsvereinbarung wurde im Geschäftsjahr abgeändert und bis 2029 verlängert. Im Rahmen der Erstgebotsvereinbarung wurden im Geschäftsjahr folgende Transaktionen getätigt:

Am 15. Mai 2020 vollzog die Gesellschaft die Akquisition eines Solarparkportfolios mit einer Leistung von insgesamt 21,2 MW. Pacifico Partners agierte als Broker und erhielt eine Vermittlungsgebühr i. H. v. 366.831 €. 50 % dieser Vermittlungsgebühr wurden am 20. Mai 2020 in Rechnung gestellt. Die verbleibenden 50 % wurden am 31. März 2021 in Rechnung gestellt.

Am 5. November 2020 schloss die Gesellschaft einen Kaufvertrag zum Erwerb eines schlüsselfertigen Onshore-Windparks in Deutschland mit einer Gesamtleistung von 15,6 MW ab. Der Vollzug erfolgte am 29. März 2021. Pacifico Partners agierte als Broker und erhielt eine Vermittlungsgebühr i. H. v. 350.000 €.

Am 11. Oktober 2021 kaufte die Gesellschaft von der Pacifico Development GmbH (einem von der Pelion Green Future Neo GmbH beherrschten Unternehmen) drei von Pacifico Partners entwickelte Windparks in Polen mit einer Gesamtleistung von 51,8 MW. Dem Kaufvertrag, der marktübliche Bedingungen und Garantien der Parteien enthielt, ging eine Rekapitalisierung der Zielgesellschaft PAC Poland 2 GmbH i. H. v. 37,20 Mio. € im Dezember 2020 voraus. Über den Kaufpreis i. H. v. ca. 14,83 Mio. € wurde eine externe Fairness Opinion eingeholt. Der Erwerb wurde am 24. November 2021 vollzogen, wobei ein Teilbetrag von 7,51 Mio. € des Kaufpreises am Tag des Vollzugs gezahlt wurde und der verbleibende Kaufpreis über einen Zeitraum von maximal zehn Jahren ab Vertragsschluss in Abhängigkeit von der Verlängerung bestimmter Pachtverträge und anderer Landrechte fällig wird, um die volle technische Lebensdauer der Anlagen nutzen zu können.

Am 14. Oktober 2021 schloss die Gesellschaft einen Kaufvertrag mit Pacifico Green Development GmbH (einem von der Pelion Green Future Neo GmbH beherrschten Unternehmen) zum Erwerb eines von Pacifico Partners entwickelten Solarparks in den Niederlanden mit einer Gesamtleistung von 14,1 MW. Über den Kaufpreis i. H. v. ca. 3,89 Mio. € wurde eine externe Fairness Opinion eingeholt. Der Kaufvertrag enthielt marktübliche Bedingungen und Garantien der Parteien. Die Gesellschaft hat am 19. Oktober 2021 Eigentum an den Anteilen erworben. Aus dem Erwerb steht noch eine Kaufpreisrate i. H. v. 971.936 € aus, die bei endgültigem Abschluss der Arbeiten und der finalen Abnahme zu entrichten ist.

Am gleichen Tag hat die Gesellschaft der Pacifico Partners drei Kaufoptionen für den Erwerb von je einem Windpark mit zusammen 13 Windenergieanlagen und einer Gesamtleistung von 22,5 MW mit der Möglichkeit zur Optionsausübung vom 30. Juni 2023 bis zum 30. August 2026 eingeräumt (Konzerngesellschaften). Hierbei kommt ein vordefinierter Mechanismus zur Ermittlung des Wertes des fortgeführten Betriebs nach dem Auslaufen der staatlichen Förderung zur Anwendung. Für die Optionen wurden hinsichtlich der zukünftigen von Pacifico Partners zu zahlenden Kaufpreisen eine externe Fairness-Opinion eingeholt. Dies gewährleistet einen frühen Beginn sowie eine höhere Erfolgsquote der mit den Anlagen geplanten Repowering-Projekte und verschafft der Gesellschaft über die Vereinbarung der Erstangebotsvereinbarung wiederum vorrangigen Zugang zum Erwerb der Projekte nach erfolgreichem Repowering.

Am 7. November 2021 schloss die Gesellschaft einen Kaufvertrag zum Erwerb eines schlüsselfertigen Portfolios von Solarparks in den Niederlanden mit einer Gesamtleistung von 9,9 MW ab, der Vertrag wurde am 13. Dezember 2021 vollzogen. Pacifico Partners agierte als Broker und erhielt eine Vermittlungsgebühr i. H. v. 81.455 €.

Zusätzlich besteht zwischen Pacifico Partners und der Gesellschaft ein Commercial Asset Management Agreement („CAMA“) und ein Master Services Agreement („MSA“) (gemeinsam die „**Betriebsführungsverträge**“). Auch die Betriebsführungsverträge wurden bis zum Jahr 2029 verlängert. Das Leistungsspektrum der Betriebsführungsverträge wurde weiterentwickelt, um einen modularen

Regelungsrahmen zu ermöglichen. Dieser modulare Rahmen bietet der Gesellschaft zusätzliche Flexibilität, um ihre Strategie zu verfolgen, für eine Vielzahl von Projektentwicklern eine Plattform zum Kapitalmarkt zu werden. Im Geschäftsjahr 2021 kam es im Rahmen der Betriebsführungsverträge zu den folgenden Aufwendungen im Zusammenhang mit Pacifico Partners:

€	
Master Services Agreement (MSA) (2020)	995.582 883.872
Commercial Asset Management Agreement (CAMA) (2020)	330.719 149.035
Weitere Dienstleistungen (2020)	4.923 259.094

Die Gesellschaft hat bei Pacifico Partners des Weiteren bis zur Mitte des Jahres 2021 IT-Dienstleistungen eingekauft. Für den Zeitraum 01. Januar 2021 bis 30. Juni 2021 wurden der Gesellschaft hierfür 4.923 € berechnet. Am 8. April 2021 hat die Gesellschaft über eine Tochtergesellschaft eine vermögenslose, von der Gesellschaft nicht benötigte Kommanditgesellschaft für 500 € an Pacifico Partners veräußert.

Das an die Tochtergesellschaft PAC Poland 2 GmbH der Pacifico Partners im Jahr 2020 vergebene Darlehen i. H. v. 37,20 Mio. € wurde im Geschäftsjahr durch Erwerb der Zielgesellschaft in den Konzern aufgenommen und infolgedessen konsolidiert.

Die Gesellschaft hat am 16. März 2021 mit Boom Developments Ltd (einem von der Pelion Green Future Neo GmbH beherrschten Unternehmen) und Boom Power Ltd (gemeinsam „**Boom Power**“) eine Erstgebotsvereinbarung unterzeichnet. Diese Erstgebotsvereinbarung regelt vertraglich den prioritären Zugang der Gesellschaft zu Projekten, die Boom Power entwickelt hat und verpflichtet Boom Power dazu, der Gesellschaft alle von Boom Power entwickelten Projekte zum Kauf anzubieten. Die Gesellschaft ist allerdings in keinem Fall zu einem Ankauf verpflichtet. Mit der Erstgebotsvereinbarung sind keine Vergütungen oder Gebühren verbunden. Die Erstgebotsvereinbarung trat am 16. März 2021 in Kraft und kann frühestens zum 31. März 2024 mit einer einjährigen Kündigungsfrist beendet werden.

Die Gesellschaft hat am 19. Oktober 2021 mit ACE Power Development Pty Ltd und ACE Power Operations Pty Ltd (gemeinsam „**ACE Power**“, zwei von Pelion Green Future Neo GmbH beherrschten Unternehmen) eine weitere Erstgebotsvereinbarung unterzeichnet. Gemäß der Erstgebotsvereinbarung erhält die Gesellschaft das Recht, aber nicht die Pflicht, das erste Angebot für den Erwerb der von ACE Power entwickelten Projekte abzugeben, sobald ein Projekt baureif wird. Mit der Erstgebotsvereinbarung sind keine Vergütungen oder Gebühren verbunden. Diese Erstgebotsvereinbarung trat am 19. Oktober 2021 in Kraft und kann sofern keine Sonderkündigungsrechte ausgeübt werden frühestens zum 31. März 2025 mit einer einjährigen Kündigungsfrist beendet werden.

Geschäftsvorfälle mit Mitgliedern des Managements in Schlüsselpositionen

Die Mitglieder des Vorstands als Personen in Schlüsselpositionen sind Begünstigte von kurzfristigen Leistungen und anderen langfristig fälligen Leistungen (siehe Angaben C.7).

Die Mitglieder des Aufsichtsrates als Personen in Schlüsselpositionen sind Begünstigte von kurzfristigen Leistungen (siehe Angaben C.8).

C.6 ABSCHLUSSPRÜFERHONORAR

Das im Geschäftsjahr 2021 berechnete Gesamthonorar des Abschlussprüfers von insgesamt 194.000 € (2020: 150.000 €) umfasst die von der Baker Tilly GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft erbrachten Prüfungsleistungen.

C.7 VORSTAND

Dem Vorstand gehörten zum 31. Dezember 2021 die folgenden Personen an:

Dr. Martin Siddiqui, Mitglied des Vorstands

Ehemals J.P. Morgan im Bereich Corporate & Investment Banking. Studium der Volkswirtschaftslehre (Diplom) an der Universität Mannheim und Promotion (Dr. rer. pol.) an der Zeppelin Universität.

Christoph Strasser, Mitglied des Vorstands

Ehemals J.P. Morgan im Bereich Corporate & Investment Banking. Bachelorstudium der Betriebswirtschaftslehre an der Universität Mannheim und Master of Management Doppelabschluss der Universität Mannheim und ESSEC Business School.

Die Bezüge der Vorstandmitglieder betragen für das Geschäftsjahr 2021 insgesamt 265.000 € (2020: 226.666 €). Diese Vergütung besteht aus einer jährlichen Festvergütung, welche in 12 monatlichen Raten ausbezahlt wird.

Die folgende Tabelle stellt die von der Pacifico Renewables Yield AG gewährten Zuflüsse und Zuwendungen an die Mitglieder des Vorstands dar:

€	Festvergütung	Gesamtvergütung
Dr. Martin Siddiqui	132.500	409.706
2020	113.333	477.979
Christoph Strasser	132.500	409.706
2020	113.333	477.979
Summe	265.000	819.412
2020	226.666	955.958

Zusätzlich zur jährlichen Festvergütung wurden im Berichtsjahr für die virtuelle aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung Verbindlichkeiten i. H. v. 554.412 € (2020: 729.292 €) gebildet:

Dr. Martin Siddiqui 277.206 € (2020: 364.646 €)

Christoph Strasser 277.206 € (2020: 364.646 €)

Der Tag der Gewährung der virtuellen Aktien erfolgte für den Vorstand am 1. Oktober 2019. Die Anzahl der gewährten virtuellen Aktien basierte auf dem Marktpreis beim Eintritt in den Freiverkehr am 19. November 2019.

Der Erdienungszeitraum beträgt 60 Monate beginnend ab dem 1. Oktober 2019. Die virtuellen Aktien verfallen ohne Entschädigung, sobald der Begünstigte durch Abberufung oder Rücktritt kein Mitglied des Vorstands mehr ist. Die Anzahl der verfallenen virtuellen Aktien hängt vom Fortschritt des Erdienungszeitraums ab. Bis zum 15ten Monat verfallen 100 % der virtuellen Aktien. Ab dem 15ten Monat verfallen 75 % der virtuellen Aktien und danach baut sich der Anteil der verfallenen virtuellen Aktien bis zur Beendigung des Erdienungszeitraums rätierlich ab.

Die Ausübbarkeit der Verkaufsoption für den Vorstand hängt vom Zeitpunkt im Erdienungszeitraum ab. In den ersten zwei Jahren können keine virtuellen Aktien ausgeübt werden. Zwischen zwei bis fünf Jahre nach Gewährung sind 50 % aller virtuellen Aktien ausübbar. Nach Ablauf des Erdienungszeitraums von fünf Jahren kann die Verkaufsoption für alle virtuellen Aktien ausgeübt werden. Der Verkaufsoptionspreis entspricht dem durchschnittlichen Tagesabschlusskurs der letzten 30 Tage vor Ausübung der Option. Die Erfüllung der Ansprüche erfolgt durch Barausgleich.

C.8 AUFSICHTSRAT

Dem Aufsichtsrat gehörten zum 31. Dezember 2021 die folgenden Personen an:

David Neuhoff, Aufsichtsratsvorsitzender

CEO von LINUS Digital Finance AG, einer Investmentgesellschaft, die Anlegern Zugang zu ausgewählten, „off-market“ Immobilieninvestments bietet.

Dr. Bettina Mittermeier, stellv. Aufsichtsratsvorsitzende

Senior Legal Counsel bei Allianz SE mit Spezialisierung in Gesellschaftsrecht sowie Governance.

Dr. Eva Kreibohm, Aufsichtsratsmitglied

Rechtsanwältin bei Beiten Burkhardt Rechtsanwaltsgesellschaft mbH, mit schwerpunktmäßiger Beratung von Staat, Verwaltung und öffentlichen Unternehmen sowie Notarin mit Amtssitz Berlin.

Dr. Michael Menz, Aufsichtsratsmitglied

Chief Administrative Officer im Vorstand der GROPYUS AG.

Verena Mohaupt, Aufsichtsratsmitglied

Partnerin bei Findos Investor GmbH, einem mittelständischen Private Equity Fund und Mitglied des Aufsichtsrates der home24 SE.

Florian Seubert, Aufsichtsratsmitglied

Partner und Mitgründer der Maxburg Capital Partners GmbH.

Die folgende Tabelle beinhaltet die von der Pacifico Renewables Yield AG gewährte Aufsichtsratsvergütung sowie sonstigen Zuwendungen an die Mitglieder des Aufsichtsrates:

€	Aufsichtsratsvergütung	Sonstige Zuwendungen	Gesamt
David Neuhoff	30.000	-	30.000
2020	12.000	-	12.000
Dr. Bettina Mittermeier	27.500	-	27.500
2020	6.000	-	6.000
Dr. Eva Kreibohm	20.000	-	20.000
2020	2.082	-	2.082
Dr. Michael Menz	30.000	-	30.000
2020	2.082	91	2.173
Verena Mohaupt	25.000	-	25.000
Vorjahr (ab 16. März 2020)	4.754	-	4.754
Florian Seubert	25.000	-	25.000
2020	2.082	-	2.082
Ulf Oesterlin (bis 15. März 2020)	-	-	-
2020	1.246	-	1.246
Gesamt	157.500	-	157.500
2020	30.246	91	30.337

C.9 ERGEBNIS JE AKTIE

Die gewichtete durchschnittliche Anzahl von Stammaktien, die für die Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie herangezogen wurde, wird aus der gewichteten durchschnittlichen Anzahl von Stammaktien, die für die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie herangezogen wurde, im Folgenden abgeleitet. Im Geschäftsjahr bestanden keine Verwässerungseffekte.

	31.12.2021	31.12.2020
Gewichtete durchschnittliche Anzahl von für die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie verwendeten Stammaktien (Stück)	3.721.042	3.309.766
Gewichtete durchschnittliche Anzahl von für die Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie verwendeten Stammaktien (Stück)	3.721.042	3.309.766
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, unverwässert (€)	0,17	-0,27
Ergebnis je Aktie aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, verwässert (€)	0,17	-0,27

C.10 EREIGNISSE NACH DEM BILANZSTICHTAG

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 unklar. 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. Der Konzern hat weder derzeit noch in Zukunft die Absicht, Solar- bzw. Windanlagen 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 die 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 2022 unterzeichnete eine Konzerngesellschaft eine Privatplatzierung eines besicherten grünen Darlehens i. H. v. 35 Millionen Euro mit der UBS Asset Management. Der feste Zinssatz des grünen Kredits beträgt 4,85 % und es besteht kein Zinsrisiko. Die Laufzeit der Finanzierung beträgt fünf Jahre ab Unterzeichnung mit einer endfälligen Rückzahlung. Rund 26 Millionen Euro wurden zur Ablösung bestehender Schulden und zur Optimierung der Kapitalstruktur der Gruppe verwendet. Davon wurden etwa 9,3 Millionen Euro zur Refinanzierung einer bestehenden nachrangigen Anleihe verwendet. Die Refinanzierung dieser nachrangigen Anleihe ermöglicht auch eine Vereinfachung der Unternehmensstruktur. Weitere rund 16,5 Millionen Euro wurden zur Refinanzierung der revolvingierenden Kreditfazilität der Gruppe verwendet, wodurch das Refinanzierungsprofil der Gruppe optimiert wird, indem eine kurzfristige Fazilität durch eine eher langfristige Finanzierung ersetzt wird. Der verbleibende Nettoerlös wird zur Finanzierung des weiteren Ausbaus des bestehenden Portfolios der Gruppe und neuer Akquisitionen verwendet.

Die Bauphase des 14,1 MW Solarparks in den Niederlanden wurde planmäßig im ersten Quartal 2022 fertiggestellt und im der Solarpark wurde im Mai 2022 final abgenommen.

C.11 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 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.

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.

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.

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.

C.12 ZEITPUNKT DER GENEHMIGUNG ZUR VERÖFFENTLICHUNG

Der vorliegende Konzernabschluss wurde mit Beschluss des Vorstands vom 24. Juni 2022 zur Veröffentlichung freigegeben.

5.5.10. IFRS ÜBERLEITUNGSRECHNUNGEN

D.1 ÜBERLEITUNG KONZERN-EIGENKAPITAL

Die folgende Überleitung zeigt die Auswirkung der Umstellung auf IFRS auf das Konzern-Eigenkapital zum 1. Januar 2020 und 31. Dezember 2020:

€	HGB 01.01.2020	IFRS Effekt	IFRS 01.01.2020
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	1.135.000	-	1.135.000
Kapitalrücklage	23.565.000	-277.493	23.287.507
Sonstige Rücklagen	-113.995	143.909	29.914
Gewinnrücklagen	-1.844.133	-651.316	-2.495.449
Summe Eigenkapital	22.741.872	-784.900	21.956.972

€	HGB 31.12.2020	Korrektur Konsolidierung	HGB 31.12.2020	IFRS Effekt	IFRS 31.12.2020
Eigenkapital					
Gezeichnetes Kapital	3.309.766	-	3.309.766	-	3.309.766
Kapitalrücklage	IV. 79.618.227	-	79.618.227	-2.023.826	77.594.401
Sonstige Rücklagen	-680.577	-	-680.577	148.812	-531.765
Gewinnrücklagen	-5.613.870	-310.796	-5.924.666	2.545.583	-3.379.083
Summe Eigenkapital	76.633.546	-310.796	76.322.750	670.569	76.993.319

D.2 ÜBERLEITUNG KONZERNGESAMTERGEBNISRECHNUNG

Die folgende Überleitung zeigt die Auswirkung der Umstellung auf IFRS auf das Konzerngesamtergebnis für die Zeit vom 1. Januar 2020 bis zum 31. Dezember 2020

€		HGB 31.12.2020	Korrektur Konsolidierung ⁹⁷	HGB Korrigiert 31.12.2020	IFRS Effekt	IFRS 31.12.2020
Umsatzerlöse		16.231.063	-1.537.849	14.693.214	301.281	14.994.495
Sonstige Erträge		396.135	-	396.135	-301.280	94.855
Materialaufwand		-3.107.567	142.650	-2.964.917	419.985	-2.544.932
Personalaufwand	VI.	-1.282.478	-	-1.282.478	51.296	-1.231.182
davon aus anteilsbasierter Vergütung	VI.	-851.285	-	-851.285	51.296	-799.989
Sonstige Aufwendungen ⁹⁶	IV., V.	-4.671.038	133.588	-4.537.450	2.243.880	-2.293.570
Betriebsergebnis vor Abschreibung (EBITDA)		7.566.115	-1.261.611	6.304.504	2.715.162	9.019.666
Abschreibungen	II., VII., IX.	-7.993.064	726.091	-7.266.973	-244.480	-7.511.453
Betriebsergebnis (EBIT)		-426.949	-535.520	-962.469	2.470.682	1.508.213
Finanzerträge		55.378	-	55.378	-	55.378
Finanzaufwendungen	III., IX.	-3.071.792	224.725	-2.847.067	216.642	-2.630.425
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		-3.443.363	-310.795	-3.754.158	2.687.324	-1.066.834
Ertragsteuern	I.	-326.374	-	-326.374	509.574	183.200
Konzernergebnis		-3.769.737	-310.795	-4.080.532	3.196.898	-883.634
Unterschied aus Währungsumrechnung		-	-	-	-508.449	-508.449
Marktbewertung derivative Finanzinstrumente in Sicherheitsbeziehung VIII.		-	-	-	-151.513	-53.230
Konzerngesamtergebnis		-3.769.737	-310.795	-4.080.532	2.536.936	-1.445.313

⁹⁶ Die sonstigen Aufwendungen enthalten die nach HGB ausgewiesenen sonstigen Steuern mit -53.736 € in 2020.

⁹⁷ Während der Umstellung auf IFRS wurde der Zeitpunkt der Erstkonsolidierung der im ersten Halbjahr 2020 erworbenen 21-MW-Solarparks neu beurteilt, was zu einer späteren Konsolidierung geführt hat. Aufgrund der späteren Konsolidierung erfolgt die Erfassung in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung nun ab April 2020 und wirkt sich auf die Finanzzahlen für das Geschäftsjahr 2020 aus. Dadurch ergeben sich Unterschiede im Vergleich zu den im Geschäftsbericht 2020 veröffentlichten Finanzzahlen nach HGB.

Die folgenden Standards haben bei der Umstellung den größten Einfluss auf die übergeleitete Bilanz sowie Gesamtergebnisrechnung:

- I. **IAS 12:** Die Pflicht zum Ansatz aktiver latenter Steuern nach IAS 12, im Gegensatz zum Wahlrecht nach HGB, führt zu einem Ansatz aktiver latenter Steuern i. H. v. 475.954 € zum 1. Januar 2020 bzw. 2,33 Mio. € zum 31. Dezember 2020. Demgegenüber stehen passive latente Steuern mit 602.926 € zum 1. Januar 2020 bzw. 601.802 € zum 31. Dezember 2020. Dabei werden erstmalig aktive latente Steuern auf Verlustvorträge angesetzt (Erhöhung zum 1. Januar 2020: 316.121 €, 31. Dezember 2020: 941.237 €). Aus den Unterschieden zwischen Handelsbilanz und Steuerbilanz, die nicht unter die „Initial Recognition Exemption“ fallen, ergeben sich passive latente Steuern i. H. v. 476.034 € zum 1. Januar 2020 bzw. aktive latente Steuern i. H. v. 692.191 € zum 31. Dezember 2020.
- II. **IAS 16:** Die Pflicht zur Erfassung der Rückbaukosten in den Anschaffungs- oder Herstellungskosten nach IAS 16 führt zu einer Erhöhung der Solar- und Windanlagen i. H. v. 2,23 Mio. € zum 1. Januar 2020 bzw. 2,94 Mio. € zum 31. Dezember 2020. In der Folge ergeben sich höhere Abschreibungen auf Sachanlagen. Ein Teil der Sachanlagen wurde 2019 als Sachkapitaleinlage eingebracht und dementsprechend erfolgte die Bewertung zum 1. Januar 2020 zum beizulegenden Zeitwert mit 36,63 Mio. €. Es ergeben sich keine Differenzen zur Bewertung nach vorherigen Rechnungslegungsgrundsätzen.
- III. **IAS 23:** Die Aktivierung von Fremdkapitalkosten als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen führt nach IFRS zu einer Erhöhung der Sachanlagen (1. Januar 2020 0 €, 31. Dezember 2020: 129.377 €).
- IV. **IAS 32:** Die Erfassung der Aufwendungen im Zusammenhang mit Kapitalerhöhungen im Eigenkapital führt zu geringeren sonstigen Aufwendungen sowie einer verringerten Kapitalrücklage (1. Januar 2020: -144.935 €, 31. Dezember 2020: -1,89 Mio. €).
- V. **IAS 37:** Die vollständige Erfassung der Rückbauverpflichtungen der Solar- und Windanlagen im Zugangszeitpunkt führt im Gegensatz zur ratierlichen Ansammlung nach HGB zu höheren langfristigen Rückstellungen (1. Januar 2020: 2,44 Mio. €, 31. Dezember 2020: 3,62 Mio. €).
- VI. **IFRS 2:** Unterschiede in der Bewertung der Rückstellungen zur virtuellen Aktienvergütung nach HGB sowie IFRS führen zu Unterschieden bei Personalaufwand sowie den sonstigen Verbindlichkeiten (Veränderung per 1. Januar 2020: -1.446 €, 31. Dezember 2020: 51.296 €).
- VII. **IFRS 3:** Der Erwerb von Solar- sowie Windanlagen haltenden Gesellschaften führt nach IFRS zu einem Erwerb von Vermögenswerten und Schulden und nicht zu einem Unternehmenszusammenschluss gem. IFRS 3. Die Verteilung der Anschaffungskosten auf die einzelnen Vermögenswerte sowie Schulden auf Basis der relativen Zeitwerte führt folglich zu abweichenden Wertansätzen. Hiervon ist insbesondere der Geschäfts- oder Firmenwert betroffen (Verminderung 1. Januar 2020: -1,07 Mio. €, 31. Dezember 2020: -947.584 €).
- VIII. **IFRS 9:** Die Bewertung der finanziellen Verbindlichkeiten mit der Effektivzinsmethode führt zu Veränderungen beim Zinsaufwand (Veränderung 398.998 € in 2020) sowie niedrigeren finanziellen Verbindlichkeiten (Veränderung 1. Januar 2020: -3,92 Mio. €, 31. Dezember 2020: -4,35 Mio. €). Die Bewertung der finanziellen Verbindlichkeiten aus den Sale-And-Lease-Back Transaktionen bei der FVE Osečná s. r. o. sowie FVE Úsilné s. r. o., die ökonomisch kein Leasing darstellen, führt zu geringeren finanziellen Verbindlichkeiten (Veränderung: 1. Januar 2020: -3,28 Mio. €, 31. Dezember 2020: -2,93 Mio. €). Die Erfassung der Derivate mit negativem beizulegendem Zeitwert in Sicherungsbeziehung führt zu höheren Verbindlichkeiten (1. Januar 2020 519.270 €, 31. Dezember 2020: 610.885 €).
- IX. **IFRS 16:** Die Bilanzierung von Pachtverträgen im Rahmen des IFRS 16 führt zum Ansatz von Nutzungsrechten (1. Januar 2020: 2,71 Mio. €, 31. Dezember 2020: 5,24 Mio. €) sowie von

Leasingverbindlichkeiten (1. Januar 2020: 2,83 Mio. €, 31. Dezember 2020: 5,49 Mio. €) sowie zu einer Erfassung der korrespondierenden Abschreibungen (-452.087 € in 2020) sowie Finanzaufwendungen (-126.825 € in 2020) in der Gesamtergebnisrechnung.

D.3 ÜBERLEITUNG KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die folgende Überleitung zeigt die Auswirkung der Umstellung auf IFRS auf die Konzern-Kapitalflussrechnung die Zeit vom 1. Januar 2020 bis zum 31. Dezember 2020:

Position €	2020 HGB	IRFS Effekt	2020 IFRS
Konzernergebnis	-3.769.737	-2.886.103	-883.634
Abschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	7.993.064	481.611	7.511.453
Zunahme der Rückstellungen	1.687.252	1.186.527	500.725
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	-7.600	-	-7.600
Veränderung anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzurechnen sind	863.139	-732.668	1.595.807
Veränderung anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzurechnen sind	630.411	-751.271	1.381.682
Finanzaufwendungen/Finanzerträge	3.052.638	477.592	2.575.046
Ertragsteueraufwand /-ertrag	326.374	509.574	-183.200
Ertragsteuerzahlungen	-154.335	-	107.618
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	10.621.206	-1.976.691	12.597.897
Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-10.537	-3.901	-6.636
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-1.401.735	-	-1.401.735
Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-37.294.793	-84.529	-37.210.264
Auszahlungen für Zugänge zum Konsolidierungskreis	-18.810.939	-	-18.810.939
Erhaltene Zinsen	36.224	-	36.224
Cashflow aus Investitionstätigkeit	-57.481.780	-88.430	-57.393.350
Einzahlungen aus Kapitalerhöhungen	58.227.993	-	58.227.993
Auszahlungen für Emissionskosten	-	1.746.333	-1.746.333
Aufnahme von Krediten	8.242.806	-	8.242.806
Tilgung von Krediten	-16.830.303	-327.802	-16.502.501
Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-	-	-380.745
Gezahlte Zinsen	-3.032.414	-637.058	-2.395.356
Veränderung Guthaben mit Verfügungsbeschränkung	-	-	777.518
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit	46.608.081	384.699	46.223.382
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds (Summe aus dem laufendem CF sowie CF aus Finanzierung und Investition)	-252.493	-1.680.422	1.427.929
Wechselkursbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds	-447.636	-178.565	-269.071
Konsolidierungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds	3.789.658	2.234.076	1.555.582
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	11.767.154	4.621.517	7.145.637
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	14.856.683	4.996.606	9.860.077

Der **Finanzmittelfonds** reduziert sich nach IFRS, da die Guthaben mit Verfügungsbeschränkung nicht zu den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten nach IFRS zählen (Veränderung per 1. Januar 2020: -4,62 Mio. €, 31. Dezember 2020: -5,00 Mio. €). Dementsprechend reduzieren sich auch die wechsellkursbedingten Änderungen des Finanzmittelfonds (Veränderung 2020: -178.565 €).

Der **Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit** erhöht sich von 10,62 Mio. € auf 12,60 Mio. €. Bedeutendste Effekte sind die Erfassung des Leasing nach IFRS im Cashflow aus Finanzierungstätigkeit durch gezahlte Zinsen für das Leasing (2020: 126.825 €) sowie Tilgung von Leasingverbindlichkeiten (2020: 380.745 €) im Gegensatz zur Erfassung nach HGB im Materialaufwand. Ferner erhöht sich der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit durch die Erfassung der Aufwendungen im Zusammenhang mit Kapitalerhöhungen im Eigenkapital (2020: 1,75 Mio. €) im Gegensatz zur Erfassung in den sonstigen Aufwendungen nach HGB. Die vollständige Erfassung der Rückstellungen nach IFRS – im Gegensatz zur ratierlichen Ansammlung nach HGB führt ebenso zu einer Erhöhung des Cashflows aus laufender Geschäftstätigkeit (2020: 533.184 €).

Der **Cashflow aus Investitionstätigkeit** reduziert sich geringfügig von 57,48 Mio. € auf 57,39 Mio. €.

Der **Cashflow aus Finanzierungstätigkeit** sinkt von 46,61 Mio. € auf 46,22 Mio. €. Neben der oben beschriebenen Verschiebung von Auszahlungen vom Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit zum Cashflow aus Finanzierungstätigkeit nach IFRS erhöhen sich im Zuge der Anwendung der Effektivzinsmethode nach IFRS 9 die Auszahlungen aus Tilgungen von Krediten sowie vermindern sich die gezahlten Zinsen in selbiger Höhe (Effekt 2020: 306.046 €).

6. BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die Pacifico Renewables Yield AG, Grünwald

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der Pacifico Renewables Yield AG und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzern-Gesamtergebnisrechnung, der Konzernbilanz, der Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2021 sowie dem Konzernanhang, einschließlich einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht der Pacifico Renewables Yield AG 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 Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 und Abs. 3 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2021 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2021 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser zusammengefasste Lage- und Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, 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 Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lage- und Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lage- und Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften, Grundsätzen und Standards ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lage- und Konzernlageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen 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 Konzernabschluss und zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht zu dienen.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter und der Aufsichtsrat sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen folgende Bestandteile des Geschäftsberichts: Kennzahlen, das Vorwort des Vorstands, den Bericht des Aufsichtsrates.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die oben genannten sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Jahresabschluss, zu den inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Falls wir auf Grundlage der von uns durchgeführten Arbeiten zu dem Schluss gelangen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet, über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 und Abs. 3 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns 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, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss 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 zusammengefassten Lage- und Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und ob der zusammengefasste Lage- und Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss 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 Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht 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 sowie unter ergänzender Beachtung der ISA 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 Konzernabschlusses und zusammengefassten Lage- und Konzernlageberichts 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 Konzernabschluss und zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht, 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 Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des zusammengefassten Lage- und Konzernlageberichts 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 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 des Konzerns 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 Konzernabschluss und zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht 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 der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Konzernabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 und Abs. 3 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.

- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht 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 2021

Baker Tilly GmbH & Co. KG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
(Düsseldorf)

Abel
Wirtschaftsprüfer

Merget
Wirtschaftsprüferin