7C solarparken

7C SOLARPARKEN KONZERN

HALBJAHRESBERICHT 2022

INHALTVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS	3
KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT	4
KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	50
ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	59
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	108

BERICHT DES VORSTANDS

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

das erste Halbjahr 2022 war in Bezug auf die durchschnittliche Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit sehr positiv. So lag der spezifische Solarertrag nicht nur deutlich über dem der Vorjahresperiode, sondern auch um 8 Prozent über dem langjährigen Durchschnitt in Deutschland. Der Ertrag unseres aus Solar- und Windparks bestehenden Portfolios lag mit fast 190 GWh im ersten Halbjahr 2022 rund 31 Prozent über dem der Vorjahresperiode. Natürlich trug dazu vor allem auch der Zuwachs an Stromproduktionskapazität von 303 MWp zur Jahreshälfte 2021 auf 366 MWp am 30. Juni 2022 bei. Davon waren rund 331 MWp in Deutschland und 35 MWp in Belgien installiert.

Wirtschaftlich war das erste Halbjahr 2022 von den dramatischen Entwicklungen an den Energiemärkten, ausgelöst durch den Krieg in der Ukraine, geprägt. Infolge des Krieges bzw. der international gegen Russland verhängten Sanktionen stiegen die Preise für Erdgas und Strom insbesondere an den europäischen Tagesmärkten teilweise in exorbitante Höhen.

Das Portfoliowachstum, die guten Witterungsbedingungen und die gestiegenen Strommarktpreise führten dazu, dass der 7C Solarparken Konzern im ersten Halbjahr 2022 Umsatzerlöse in Höhe von EUR 43,8 Mio. erzielte und damit rund 53 Prozent über dem Umsatz der Vorjahresperiode (2021H1: EUR 28,8 Mio.) lag. Auch das EBITDA lag mit EUR 38,7 Mio. im ersten Halbjahr 2022 um 52 Prozent über dem der Vorjahresperiode (2021H1: EUR 25,5 Mio.). Der Cashflow je Aktie (CFPS) für das erste Halbjahr 2022 stieg mit 0,45 EUR auf ein Allzeithoch für ein erstes Halbjahr (2021H1: 0,30 EUR).

Leider zieht die Preisentwicklung an den Energiemärkten das Risiko staatlicher Interventionen nach sich. Im September hat die Europäische Kommission mit Zustimmung des Europäischen Rats einen Vorschlag zur Einführung einer Preisdeckelung, auch für die erneuerbaren Energien, präsentiert. Eine Preisdeckelung war genau das, was wir bei unserer ursprünglichen Prognose des Geschäftsberichts 2021 als Szenario mit unterstellt hatten. Die EU-Kommission schlägt eine Preisobergrenze von 180 EUR/MWh vor, was unserer Einschätzung nach zu einem durchschnittlichen PV-Strompreis von 150 EUR/MWh führen würde. Dabei sei jedoch bemerkt, dass derzeit ungewiss ist, welche Preisobergrenze Deutschland und Belgien genau festlegen werden.

Da wir allerdings in unserer Prognose Negativeffekte durch regulatorische Eingriffe bereits berücksichtigt hatten, heben wir heute die Prognose für das EBITDA vom Geschäftsjahr 2022 auf EUR 61,8 Mio. an. Der CFPS für das Gesamtjahr sollte nun EUR 0,67 erreichen.

Wir möchten an dieser Stelle allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der 7C Solarparken, die alle sehr zum Geschäftserfolg beigetragen haben, unseren Dank für die im Laufe des Berichtszeitraums erzielten Fortschritte aussprechen. Unser Dank gilt auch den Mitgliedern des Aufsichtsrats für ihren geleisteten Beitrag, unseren Aktionären für ihre Unterstützung und ihr Vertrauen sowie unseren zahlreichen Stakeholdern und Geschäftspartnern.

Bayreuth, 22. September 2022

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2022 BIS ZUM 30. JUNI 2022

7C Solarparken Konzern, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

GRUNDLAGEN DES KONZERNS 6

GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR 6

ANLAGENBESTAND 9

ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS 11

VERGÜTUNGSSÄTZE DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS 14

ABSCHLUSS EINER STROMPREISSWAP-VEREINBARUNG 16

VERGÜTUNGSSÄTZE DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS 16

ZIELE UND STRATEGIEN 19

INTERNES STEUERUNGSSYSTEM 21

WIRTSCHAFTSBERICHT 23

GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN 23

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND 23

ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE 24

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE IM BERICHTSZEITRAUM 30

PREISBILDUNG – WIE KOMMT DER STROMPREIS ZUSTANDE? 31

EU KOMMISSION PLANT STROMPREISDECKELUNG 32

ENTWICKLUNGEN AUF DEM DEUTSCHEN PV-MARKT 34

ENTWICKLUNG DER SYSTEMPREISE 36

INKRAFTTRETEN DES EEGS 2023 38

WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS 40

PROGNOSEBERICHT 46

RISIKO- UND CHANCENBERICHT 48

RISIKEN 48

CHANCEN 49

GRUNDLAGEN DES KONZERNS

GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

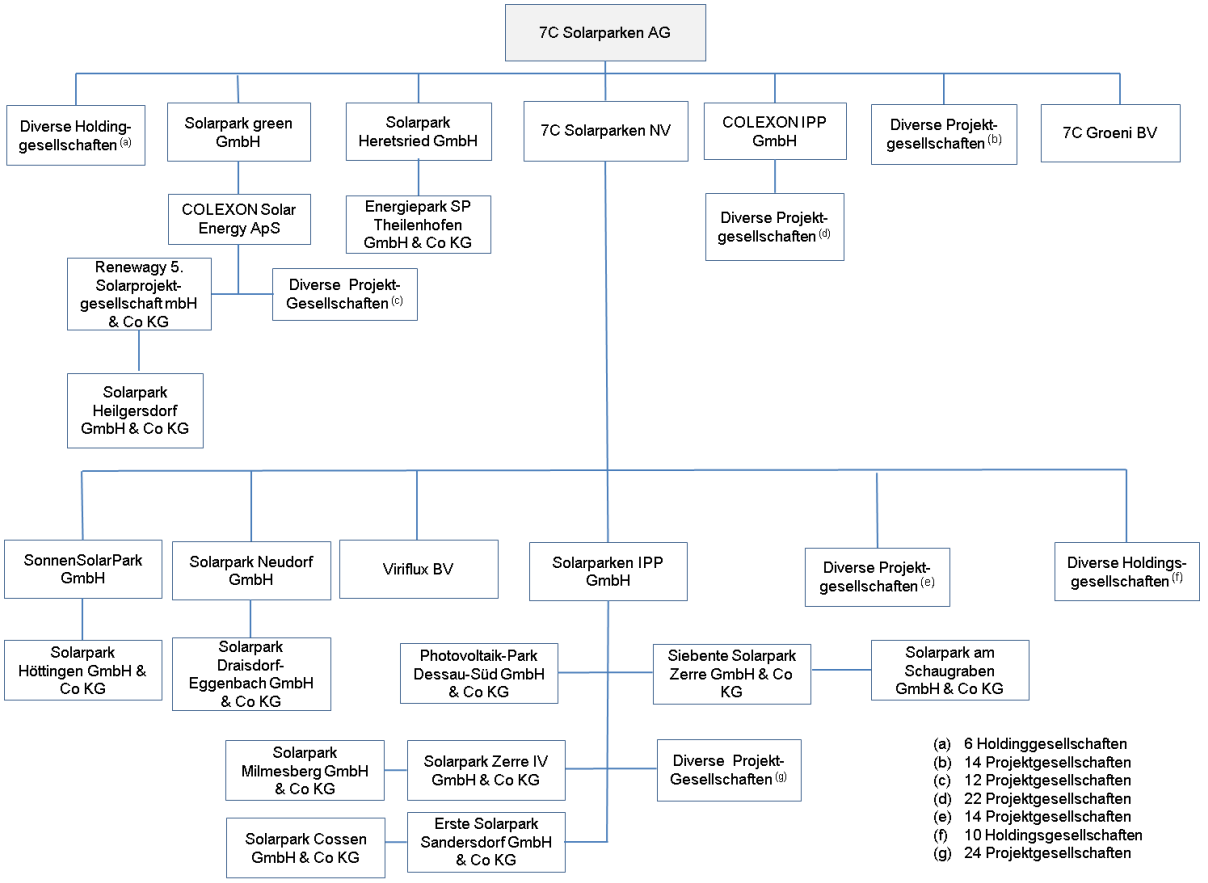
Der 7C Solarparken-Konzern (im Folgenden kurz 7C Solarparken oder der Konzern genannt) hat als Tätigkeitsschwerpunkt den Verkauf von Strom aus Solar-/Windenergieanlagen, sowie den Erwerb, den Betrieb und die laufende Optimierung dieser Anlagen.

Der Konzern erwirbt Bestandsanlagen oder entwickelt neue Standorte für Photovoltaik (PV)-Anlagen mit einem eigenen Entwicklungsteam und lässt diese in der Regel von Drittfirmen errichten. Gelegentlich tritt der Konzern auch als Generalunternehmer für eigene PV-Anlagen auf.

Darüber hinaus verwaltet der Konzern sein im Eigentum befindliches Immobilienportfolio im sogenannten PV Estate, in dem sich eigene Grundstücke und Gebäude befinden, die mit dem Solarbetrieb in Verbindung stehen. Der Konzern baut seine Aktivitäten im PV Estate in Deutschland kontinuierlich aus.

Die Betriebsführung von Anlagen von Drittinvestoren gehört seit 2019 zu den Aktivitäten des Konzerns. Derzeit werden 70 MWp PV-Bestandsanlagen vom Konzern betreut.

Die Konzernstruktur zum 30. Juni 2022 stellt sich wie folgt dar:



Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements, die Finanzierung von Konzerngesellschaften sowie die kaufmännische und technische Betreuung der einzelnen Anlagen. Der Konzern besteht aus dem Mutterunternehmen sowie insgesamt 106 inländischen und 12 ausländischen Tochtergesellschaften.

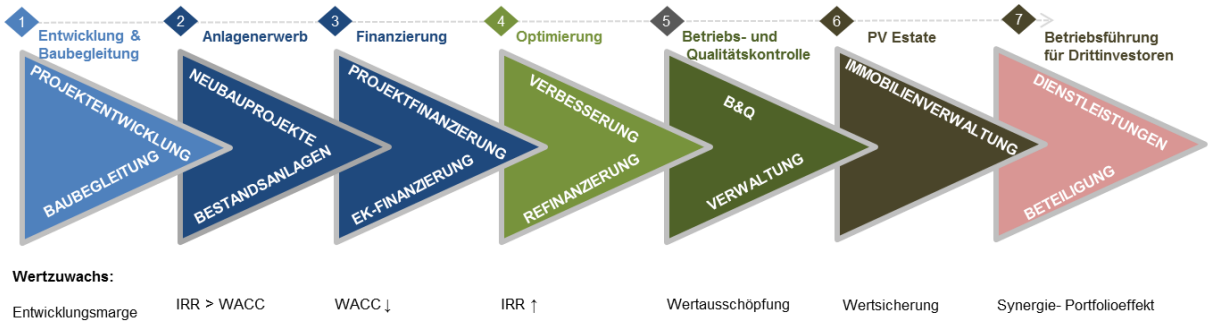
Die 7C Solarparken AG, Bayreuth, stellt in ihrer Funktion als oberstes Mutterunternehmen des Konzerns einen Konzernabschluss nach den Regelungen der IFRS sowie den ergänzenden Bestimmungen nach § 315e Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 HGB auf.

WERTSCHÖPFUNGSMODEL

7C Solarparken positioniert sich als unabhängiger Eigentümer/Betreiber von Solar- und Windkraftanlagen (Independent Power Producer oder kurz: IPP) mit der Einspeisung des generierten Stroms hauptsächlich in Deutschland und – seit 2021 verstärkt – auch in Belgien. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) garantiert der deutsche Staat feste Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien über einen Zeitraum von 20 Jahren. Investments dieser Art erwirtschaften demzufolge vorhersagbare Cashflows. Da mit dem Jahr der Inbetriebnahme der Einspeisesatz festgelegt wird – bzw. im Falle einer Ausschreibung mit dem Zeitpunkt der Ausschreibungsbekanntgabe (schon vor Baubeginn) – sind Bestandsanlagen nicht von den zunehmenden Reduzierungen der Einspeisevergütungen für neue Anlagen betroffen.

Mit den zwei seit 2019 im Anlageportfolio befindlichen Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von zusammen 5,9 MW und weiteren geplanten Investitionen in Windkraftanlagen bis 10 % des Gesamtportfolios sollen zukünftig verstärkt Schwankungen im Stromertrag des Konzerns verringert werden, d. h., dass schlechte Einstrahlungsjahre von der Produktion der Windkraftanlagen tendenziell gestützt, schlechtere Windverhältnisse hingegen tendenziell durch gute Einstrahlungsjahre kompensiert werden.

Das Unternehmen bietet demnach eine Kombination von sicheren Erträgen für Investoren, die Wert auf Rendite legen sowie risikoarme Optimierung und Expansion des Portfolios für Investoren, denen Wachstum wichtig ist. Die Kernkompetenz des Konzerns ist das professionelle Management von Solar- und Windkraftanlagen von der Akquisition und Finanzierung über den Betrieb bis hin zur Optimierung der Anlagen.



Ein wesentlicher Bestandteil der Wertschöpfung ist die Ertragssteigerung durch technische und kaufmännische Optimierung der Solar- und Windkraftanlagen. Dabei achtet das Management in seinen Entscheidungen auf einen ressourcenschonenden Ansatz, der auf eine nachhaltige Entwicklung und Nutzung der Anlagen und deren Wert abzielt. Ziel ist es, die Anlagen während der Laufzeit der Einspeisevergütung und, soweit möglich, darüber hinaus in ihrer Substanz zu erhalten. Angesichts der langfristigen und nachvollziehbaren Cashflows sind die Solar- und Windparks der Gesellschaft grundsätzlich in einem Verhältnis von 25 % Eigenkapital und 75 % Fremdkapital finanziert. Dadurch, dass rechtlich unabhängige Projektgesellschaften (Special Purpose Vehicles oder kurz: SPVs) die Solar- und Windparks erwerben und betreiben, ergibt sich eine Risikostreuung und Risikominimierung für den Konzern.

Der Konzern verfügt auch über ein eigenes Projektentwicklungsgeschäft in beiden Heimmärkten, Deutschland und Belgien. Die Aufgaben der Projektentwicklung bestehen im Wesentlichen darin, neue PV-Projektansätze bis zur Baureife zu bringen. Insbesondere die Identifizierung von geeigneten Flächen, die Vereinbarung von Pacht-/ Nutzungs- und Gestattungsverträgen, die Bauplanung und -genehmigung sowie der Netzanschluss sind Inhalte der Projektentwicklung. Darüber hinaus gehört auch die Auswahl des Generalunternehmers für den Bau der Anlage zu den Aufgaben des Projektentwicklungsteams. Bei den Anlagen, deren Einspeisetarif durch das Ausschreibungsverfahren nach der Freiflächenanlagenausschreibungsverordnung (FFAV) vergeben werden, gehört die Angebotsvorbereitung ebenso zu den Aufgaben der Projektentwicklung. In Belgien ist auch das Verhandeln von Strompreisen mit potenziellen Stromkunden, sowohl für die Stromlieferung von Kunden vor Ort als auch über das öffentliche Netz, in Stromabnahme- oder PPA-Verträgen (vom englischen Power Purchase Agreements) Teil des Projektentwicklungsgeschäfts.

Gelegentlich engagiert sich die 7C Solarparken bei Neubauprojekten auch in der Bauplanung, der Anschaffung der Hauptkomponenten (vor allem Module; Wechselrichter) sowie der Bauüberwachung, sodass der Konzern von der Wertschöpfung in der Projektentwicklungs- und Realisierungsphase profitieren kann. Der Konzern beteiligt sich auch an der Beschaffung von Komponenten für hauptsächlich eigene belgische Projekte, in die der Konzern seine guten deutschen Einkaufskonditionen einbringen kann.

Weiterhin ist der Konzern seit 2019 sowohl in Deutschland als auch in Belgien in der Anlagen- und Fondsverwaltung für Drittinvestoren aktiv. Diese Aktivität bildet eine zusätzliche Einnahmequelle, und es kann ein Mehrwert durch Synergieeffekte beim Einkauf u. a. von technischen Dienstleistungen oder Versicherungen realisiert werden. Schließlich kann der Konzern den Fondsgesellschaften zusätzliche Dienstleistungen, z. B. Optimierungen anbieten.

Neben der Produktion und dem Verkauf von Strom zu fixen und regulierten Preisen an oft öffentliche und gewerbliche Abnehmer (z. B. Netzbetreiber, Energiehändler und lokale Konsumenten) erwirbt die 7C Solarparken im PV Estate Eigentum an Grundstücken und Gebäuden/Hallen in Bezug auf unternehmenseigene oder unternehmensfremde PV-Anlagen sowie neue Solarprojektentwicklungen. Diese Investitionen ermöglichen es der Gesellschaft, durch die Einsparung der jährlichen Pachtkosten der PV-Parks eine wiederkehrende Rendite zu erzeugen und gewährleisten eine Unabhängigkeit im Weiterbetrieb der PV-Anlage über die Laufzeit eines Pachtvertrages hinaus. Gelegentlich ermöglicht die PV Estate-Aktivität zusätzliche Mieteinnahmen von Drittkunden, welche Teile der konzerneigenen Grundstücke nutzen.

ANLAGENPORTFOLIO

Der strategische Fokus des Geschäftsmodells liegt auf PV-Anlagen in der Größenordnung zwischen 1 und 10 MWp. Der strategische Fokus hat sich im Laufe des Jahres 2020 aufgrund der Konvergenz der Einspeisevergütungen von den Projekten bis 750 kWp hin zu < 10 MWp FFAV-Anlagen sowie auch auf Dachanlagen in Belgien aus der Eigenentwicklung verlagert.

Zum Ende des Halbjahres 2022 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 366 MWp. Davon waren 360 MWp Solaranlagen (98 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (2 % des Gesamtportfolios). Darin enthalten sind Solaranlagen mit einer Leistung von 27 MWp, die sich zum Ende des Halbjahres 2022 noch im Bau befanden.

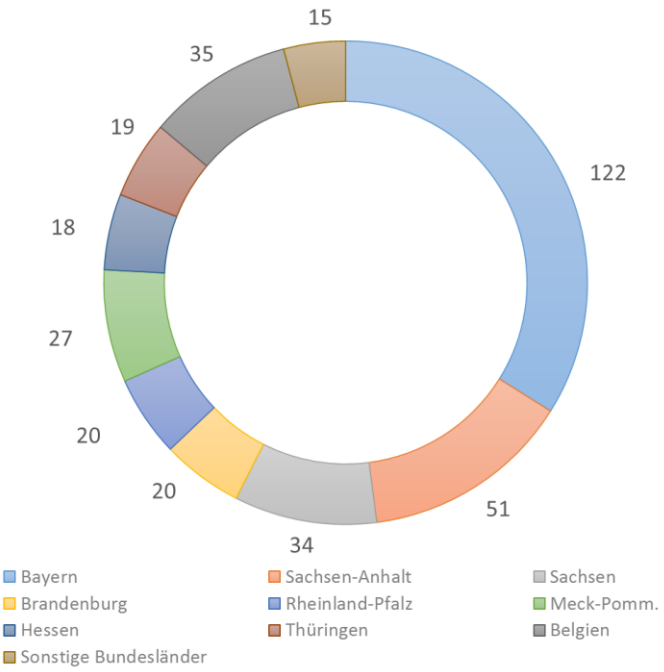
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 363 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 100.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 280.000 Tonnen CO_2 eingespart.

ANLAGENBESTAND

A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparken knapp 220 Solarparks mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 360 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (325 MWp). Dabei ist der Konzern vor allem im sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (122 MWp), Sachsen-Anhalt (51 MWp) und Sachsen (34 MWp) präsent. Darüber hinaus besteht das Anlagenportfolio auch aus Dachanlagen in Belgien (35 MWp). Das Wachstum an belgischen Anlagen ist besonders bemerkenswert, da der Konzern Belgien erst Ende 2020 als zweiten Heimmarkt identifiziert hat. Das Portfolio verteilt sich auf folgende Standorte:

Solaranlagen nach Region (Angaben in MWp)

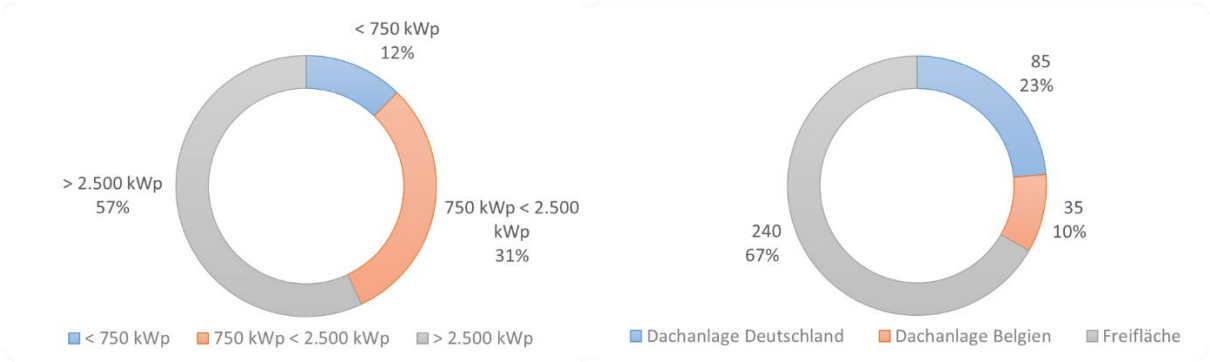


Quelle: Eigene Darstellung

Änderungen in der Zusammenstellung der geografischen Zuordnung des Anlagenportfolios (z. B. künftige Investitionen in weniger sonnenreiche deutsche und belgische Regionen) sowie der Anteil an – tendenziell suboptimal ausgerichteten – Dachanlagen im Portfolio können zu einer Verringerung des spezifischen Ertrags (kWh/kWp), sowie der Performance Ratio führen.

Die durchschnittliche Größe der Solarparks liegt derzeit bei 1,7 MWp pro Anlage.

Zusammensetzung des Solaranlagenportfolios nach Typ (rechts) und nach Größe in MWp (links)



Quelle: Eigene Darstellung

Der Konzern verfügt in seinem Portfolio sowohl über solare Freiflächen als auch über Dachanlagen. Den größten Anteil an den Solaranlagen bilden die Freiflächenanlagen mit 57 %. Im Vergleich zu anderen größeren Solaranlagenbetreibern auf dem deutschen Markt hat der Konzern mit ca. 23 % des Gesamtportfolios einen relativ hohen Anteil an Dachanlagen in Deutschland im Bestand. Die Dachanlagen in Belgien machen 10 % des gesamten Solarportfolios aus. Dachanlagen sind zwar typischerweise operativ schwieriger zu betreiben und durch eine häufig suboptimale Ausrichtung der Module ertragsschwächer je installierter kW, erhalten dafür aber eine höhere Einspeisevergütung und haben oft auch eine bessere Chance auf einen guten Strompreis nach Ablauf des Einspeisevergütungszeitraums, da sich Stromverbraucher meist in unmittelbarer Nähe der Solaranlage befinden.

B. Windkraftanlagen

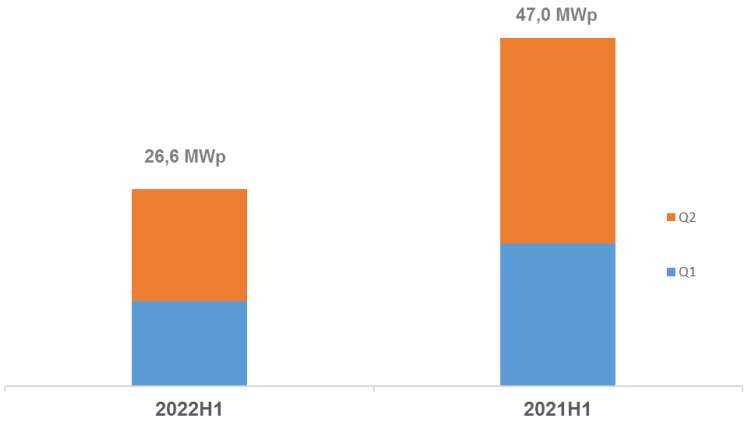
Das Windenergieportfolio des Konzerns besteht aus zwei in 2019 erworbenen und operativen Windkraftanlagen. Beide Anlagen liegen in einer windreichen Region in Rheinland-Pfalz. Die Gesamtkapazität der Anlagen liegt bei 5,9 MW. Während die Anlage Medard 2 (2,8 MW) in 2016 in Betrieb genommen wurde und mit einer Turbine von General Electric ausgestattet ist, wird die 2015er Anlage Stetten 2 (3,1 MW) mit einer Vestas-Turbine betrieben.

ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS

INVESTITIONEN

Das IPP-Portfolio der 7C Solarparken stieg von 339 MWp zum Jahresende 2021 auf 366 MWp zum Bilanzstichtag 30. Juni 2022 an. Wie die folgende Grafik zeigt, ist das IPP-Portfolio im ersten Halbjahr 2022 mit einer geringeren Dynamik als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum gewachsen.

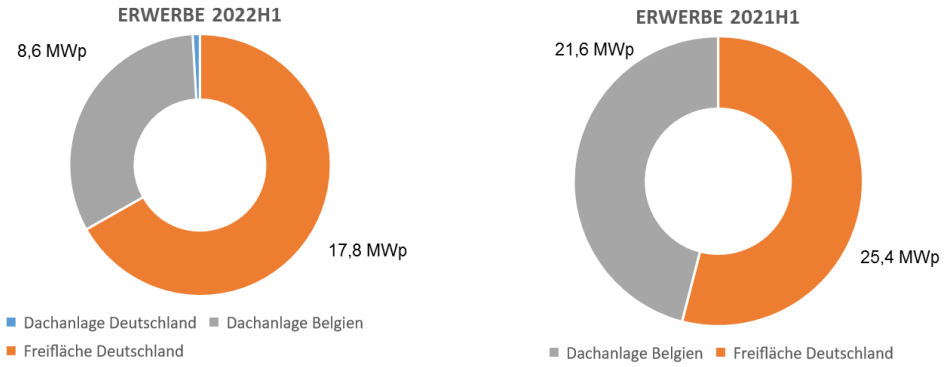
Portfoliowachstum (MWp) nach Quartal 2021 zu 2020



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden im ersten Halbjahr 2022 neue Anlagen mit einer Leistung von rund 26,6 MWp (2021H1: 47,0 MWp) gekauft bzw. errichtet. Sämtliche Anlagen waren Neubauten, davon waren rund 25 MWp zum Bilanzstichtag 30. Juni 2022 noch nicht ans Stromnetz angeschlossen (2021H1: 12 MWp).

Portfoliowachstum (MWp) nach Anlagentyp – Geografie



Quelle: Eigene Darstellung

Aus der obenstehenden Grafik wird ersichtlich, dass das Akquisitionsvolumen von deutschen Freiflächenanlagen im Berichtszeitraum mit knapp 18 MWp gegenüber rund 25 MWp in 2021H1 etwa 30 % geringer war als in der Vorjahresperiode. Die Akquisitionstätigkeit in Belgien war in der Vorjahresperiode vor allem durch den Zukauf des aus mehreren Dachanlagen bestehenden Projekts 7C Groeni mit 10,9 MWp Gesamtleistung geprägt.

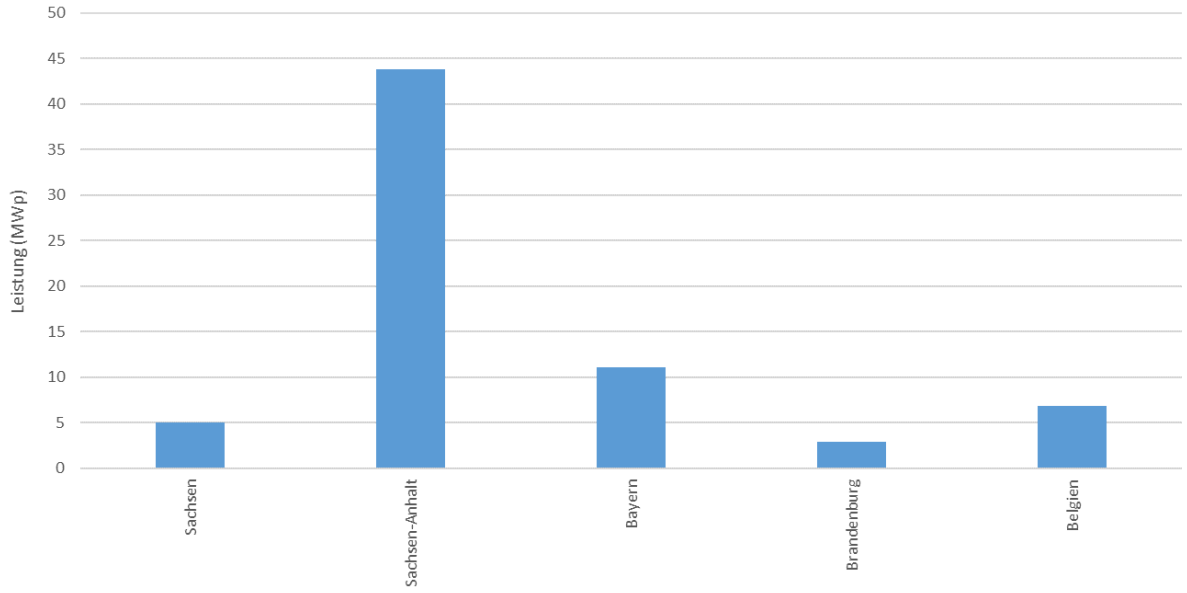
DESINVESTITIONEN

Im ersten Halbjahr 2022 gab es keine Projektveräußerungen.

VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO

Der Konzern verwaltet insgesamt 70 MWp, davon führt er die kaufmännische Verwaltung für insgesamt 63 MWp Solaranlagen in Deutschland und 7 MWp in Belgien aus.

Verwaltete Solaranlagen nach Region



Quelle: Eigene Darstellung

Das kaufmännische Management der deutschen Anlagen bezieht sich auf die Verwaltung von vier Fondsgesellschaften, die insgesamt zwölf solare Freiflächenanlagen mit einer Leistung von 63 MWp betreiben. Die Solaranlagen befinden sich hauptsächlich an Standorten in Süd- und Ostdeutschland. Die Leistungsklasse der Solarparks bewegt sich zwischen 2,0 MWp und 11,5 MWp und ist somit vergleichbar mit dem Anlagenportfolio des Konzerns. Durchschnittlich läuft die (gewichtete) garantierte EEG-Einspeisevergütung für das verwaltete Portfolio Ende 2030 aus.

Darüber hinaus führt der Konzern auch die kaufmännische Verwaltung von 7 MWp an belgischen Projekten aus. Die verwalteten Anlagen sind als marktübliche belgische Solarprojekte einzustufen: es handelt sich um 20 gewerbliche Dachanlagen in Flandern mit einer durchschnittlichen Kapazität von 350 kWp. Der produzierte Strom wird hauptsächlich vor Ort von Kunden, mit denen ein PPA vereinbart wurde, genutzt. Der überschüssige Strom wird auf dem freien Markt verkauft. Die Verträge für die kaufmännische Verwaltung sind kurz- bis mittelfristig ausgerichtet.

Das verwaltete Anlagenportfolio produziert pro Jahr ungefähr 73 GWh Energie. Dies reicht aus, um in etwa 21.000 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 56.000 Tonnen CO_2 eingespart.

PV ESTATE PORTFOLIO

Neben dem Erwerb von Solar- und Windkraftanlagen tätigt der Konzern Investitionen in Immobilien, die mehrheitlich für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden, das sogenannte PV Estate. Insgesamt hatte der Konzern am Ende des Geschäftsjahres 2021 185 ha Grundfläche im Eigentum, auf der Solaranlagen mit einer Leistung von 77 MWp installiert waren oder sich im Bau befanden. Dies entspricht etwa 20 % im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 366 MWp per 30.06.2022.

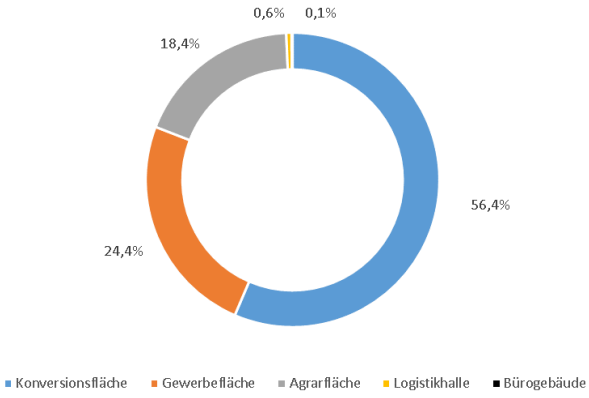
Das PV Estate befindet sich in verschiedenen Bundesländern Deutschlands, aber hauptsächlich in den sonnenreichsten Regionen des Landes: Sachsen, Sachsen-Anhalt und Bayern, wie sich aus der unterstehenden grafischen Darstellung entnehmen lässt.

Geografische Verteilung des PV Estate zum 30. Juni 2022

Quelle: eigene Darstellung unter Angabe der Größe und der auf der Fläche (bereits) installierten Leistung

Auf den Grundstücken oder Gebäuden des PV Estate werden entweder (teilweise) bereits eigene Solaranlagen betrieben bzw. neue Solarprojekte entwickelt oder es werden Grundstücke oder Flächen von der 7C Solarparken langfristig an Dritte verpachtet, die darauf ihre eigenen Solaranlagen betreiben.

PV Estate nach Immobilientyp zum 30. Juni 2022



Quelle: eigene Darstellung

Bei den PV Estate Grundstücken handelt es sich vor allem um Konversionsflächen (56 %) und in einzelnen Fällen auch um Gewerbe- bzw. Agrarflächen. Das Bürogebäude (0,1 %) betrifft den Hauptsitz des Konzerns in Bayreuth. Es ergaben sich im Berichtszeitraum keine wesentlichen Änderungen im Bestandsportfolio des PV Estate.

VERGÜTUNGSSÄTZE DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

Ein wesentlicher Baustein des bisherigen EEG ist, dass der von der Solaranlage produzierte Strom prinzipiell vollständig ins öffentliche Netz eingespeist wird. Der reguläre Einspeisevergütungssatz, der für Freiflächenanlagen ein anderer ist als für Dachanlagen, wird für einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Jahres der ersten Inbetriebnahme garantiert.

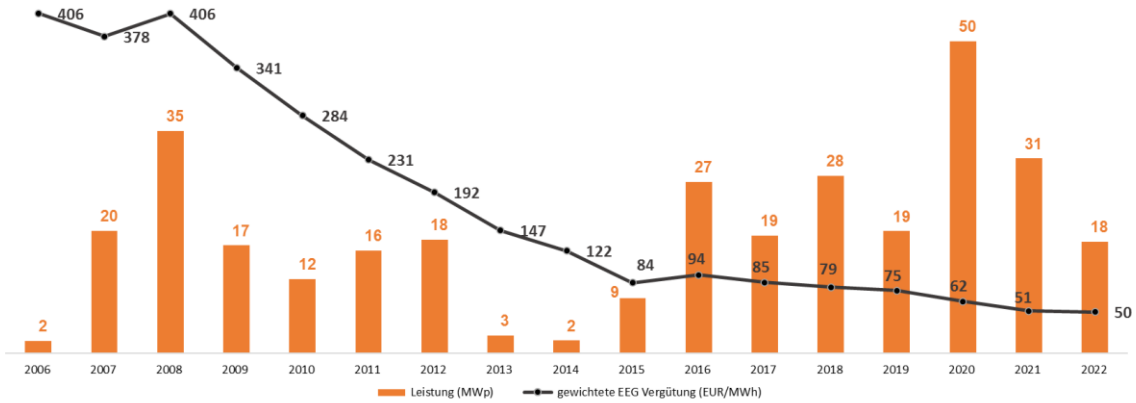
Nach einigen Pilotausschreibungen gilt seit Einführung des EEG 2017 die Pflicht, sich für größere Anlagen (typisch: > 750 kWp) einen Förderungstarif über eine Ausschreibung zu sichern. Der Zuschlag, den man in solchen Ausschreibungsverfahren erhält, ist dann für 20 Jahre nach Inbetriebnahme der reguläre Einspeisevergütungssatz für dieses Projekt.

Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Markt zu integrieren. Dabei haben Anlagenbetreiber, für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis 2016 die Wahl, ihren Strom auch an der europäischen Energiebörse, der European Energy Exchange (EEX), anzubieten, wohingegen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 das Angebot an der EEX verpflichtend ist. Die Betreiber erhalten an der EEX in der Direktvermarktung zusätzlich zum aktuellen Strompreis eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten fixen Einspeisevergütung und dem aktuellen Marktwert (Monatsmittelwert der EPEX-Spotmarktpreise für Strom aus Solarenergie) zuzüglich einer Managementprämie von 4 EUR/MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen (seit dem EEG 2014 in die Marktprämie eingepreist). Nach dem derzeit geltenden Recht kann die Marktprämie nicht negativ werden, das bedeutet, dass bei höheren Strompreisen, vor allem bei Anlagen, die einen geringen Einspeisevergütungssatz haben, das Potenzial besteht, Mehrerlöse zu erzielen.

Die Mehrzahl der Anlagen des Konzerns sind entweder freiwillig oder verpflichtend in der Direktvermarktung.

Die nachfolgende Grafik zeigt pro Jahr der Inbetriebnahme die neu zum Konzern hinzugekommene Leistung in MWp bezogen auf das deutsche Anlagenportfolio. Die graue Linie gibt die jeweilige gesetzliche Einspeisevergütung in EUR je MWh an.

Deutsches Anlagenportfolio (Solar- und Windkraftanlagen) bis zum 30. Juni 2022



Quelle: eigene Darstellung – die Jahreszahl bezeichnet das Jahr der Inbetriebnahme für die hier mit der jeweiligen Gesamtleistung angegebenen neuen Solaranlage(n)

Zum besseren Verständnis haben wir in der obenstehenden Grafik die in das Anlageportfolio eingegliederte Leistung im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme dargestellt. Die schwarze Linie verdeutlicht, dass die Einspeisevergütungssätze der Anlagen im jeweiligen Inbetriebnahmejahr stark unterschiedlich sind. Wie sich aus der Grafik ablesen lässt, ist die Förderung von neuen Solaranlagen von Jahr zu Jahr (gemeinsam mit den Gestehungskosten) gesunken.

Durchschnittlich stammt das Anlagenportfolio des Konzerns etwa aus dem Jahr 2015. Dieses Inbetriebnahmejahr teilt das Portfolio der 7C Solarparken in zwei qualitativ unterschiedliche Einnahmequellen. Die älteren Anlagen erweisen sich für den Konzern mit ihren höheren Einspeisevergütungssätzen wie „Cash Cows“, also als Solarparks mit einem hohen EBITDA. So erwirtschaftet z. B. eine Anlage aus dem Jahr 2006 pro installiertem MWp in etwa viermal mehr Umsatzerlöse als eine Anlage aus dem Jahr 2016.

Die jüngeren Anlagen stellen hingegen eine Chance für den Konzern dar, sofern der Marktpreis deutlich über die immer weiter sinkende feste Einspeisevergütung steigt, wie es seit etwa Mitte 2021 der Fall ist (siehe Abschnitt „Entwicklung der Strompreise“). Liegt der EEX-Strombörsenpreis für solar erzeugten Strom zur Jahresmitte 2022 in einem Monat z. B. bei rund 200 EUR/MWh (und darüber), steigen, vorbehaltlich anderer vertraglicher Reglungen (siehe Abschnitt „Abschluss einer Strompreisswap-Vereinbarung), die Umsatzerlöse der Anlagen, die momentan erstmalig in Betrieb gehen (und eine reguläre Vergütung von durchschnittlich 50 EUR/MWh erhalten) auf das Vierfache.

Die jüngeren Erneuerbare-Energieanlagen sind jedoch auch größeren Preisrisiken ausgesetzt, denn sofern sie seit dem 1. Januar 2016 in Betrieb gegangen sind, findet die sogenannte Sechs-Stunden-Regel (§ 24 EEG 2014) bzw. Vier-Stunden-Regel (§ 51 Absatz 1 EEG 2021) Anwendung. Dadurch sinkt die Marktprämie auf null, sobald der Strompreis während mindestens sechs bzw. vier aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Dies bedeutet, dass an Tagen, an denen der Strompreis für längere Zeit negativ ist, die Förderung der Anlagen gekürzt wird und der Konzern somit an Umsatzerlösen einbüßt. Da momentan Knappheit im Strommarkt vorherrscht, kommen Negativpreise nicht vor, sodass dieses Risiko im Berichtszeitraum nicht eingetreten ist.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das deutsche Anlagenportfolio zunehmend Preisschwankungen auf den Strommärkten ausgesetzt ist, was sich sowohl positiv (bei hohen Strompreisen) als negativ (in Perioden mit

negativen Strompreisen) auswirken kann. Dieser Effekt sowie die Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum werden im Wirtschaftsbericht genauer erläutert.

ABSCHLUSS EINER STROMPREISSWAP-VEREINBARUNG

Der Konzern hat im April 2022 erstmalig eine Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreisrisiken mit einem großen europäischen Stromversorger abgeschlossen. Die Swap-Vereinbarung hat eine Laufzeit vom 1. Juni 2022 bis 31. Dezember 2023 und deckt rund ein Viertel des IPP-Portfolios des Konzerns (93 MWp) ab.

Die Solaranlagen unter dem Vertrag erhalten eine gewichtete durchschnittliche gesetzliche Einspeisevergütung von 58 EUR/MWh. Im Rahmen der Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den Zeitraum anstelle des Strompreises an der EEX-Strombörse einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strompreis an der EEX-Strombörse. Sollte eine solche positive Differenz entstehen, erhält der Konzern diese gemäß dem EEG-Gesetz als Marktprämie vom Netzbetreiber. Die Swap-Vereinbarung deckt die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

In der Summe soll dies dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffen Solaranlagen während der Laufzeit der Swap-Vereinbarung einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh erwirtschaftet, unabhängig von den vorherrschenden PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse.

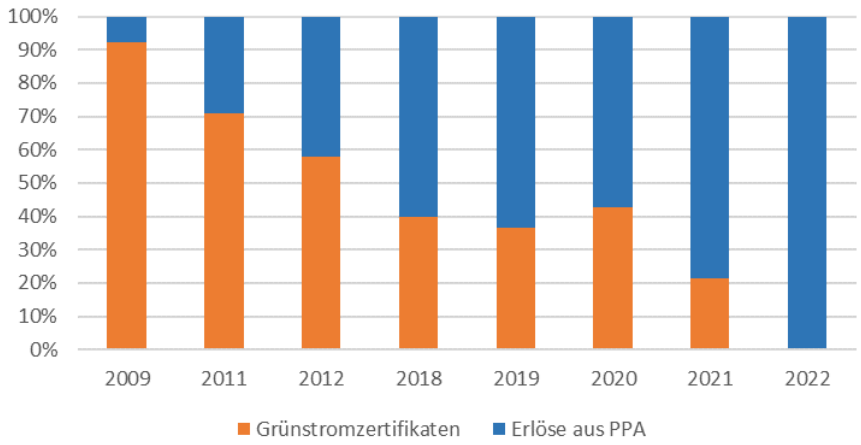
Die Strompreisswap-Vereinbarung hat außerdem den Vorteil, dass die in diesem Vertrag involvierten Solaranlagen – im Gegensatz zu einem PPA-Vertrag – weiterhin im EEG-Vergütungsregime verbleiben können, was sich mit Blick auf die Projektfinanzierung auch leichter umsetzen lässt.

VERGÜTUNGSSÄTZE DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

Im Vorjahr hat der Konzern bekanntgegeben, Belgien als zweiten Kernmarkt identifiziert zu haben. Bis dahin war der Konzern im Markt mit ca. 4 MWp präsent. Im Gegensatz zum deutschen Markt besteht die Vergütung für alle belgischen Solaranlagen einerseits aus einer Förderung (in Form von Grünstromzertifikaten oder direkten Investitionszuschüssen) und andererseits aus Erlösen aus dem Stromverkauf an Kunden (Eigenverbrauch) sowie Energiehändler.

Für ältere Anlagen ist der Anteil der Förderung in den Gesamteinnahmen üblicherweise höher als für neuere Anlagen, für die Einnahmen aus dem Stromverkauf eine größere Bedeutung haben.

Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Umsatzerlöse umgerechnet auf ein Gesamtjahr



Quelle: eigene Darstellung – die Jahresangabe betrifft das Inbetriebnahmejahr der jeweiligen Solaranlage

In der obenstehenden Grafik werden die anteiligen Umsatzerlöse für die belgischen Solaranlagen, die in dem jeweiligen Jahr in Betrieb genommen worden sind, dargestellt. Die Angaben wurden anhand der tatsächlichen Preise für den Berichtszeitraum gemacht und für die unterjährig in Betrieb genommenen Anlagen extrapoliert. Festzustellen ist, dass – genau wie in Deutschland – bei neueren Anlagen die Strompreise (in diesem Fall, wie sie in PPA-Verträgen verhandelt werden) gegenüber der fixen, gesetzlich geregelten Förderung für den Konzern deutlich relevanter werden.

Die Grünstromzertifikate werden für einen bestimmten Zeitraum (zwischen 10-20 Jahren) mit einem Anspruch auf eine feste Vergütung beim örtlichen Netzbetreiber verkauft. Für ältere Solaranlagen (bis zum Jahr 2013) wird für jede erzeugte MWh ein Grünstromzertifikat gewährt. Für neuere Solaranlagen (ab dem Jahr 2013) wird die Zuteilung von Grünstromzertifikaten jedes Jahr erneut festgelegt und ist u. a. von der Rentabilität der Solaranlage (z. B. verbunden mit Strompreisen) abhängig. Der Gesetzgeber ist dabei bestrebt, bestimmte Renditekorridore einzuhalten und Übersubventionierung zu vermeiden.

Das System der Grünstromzertifikate wurde in der Flämischen Region im Mai 2021 durch ein Ausschreibungsverfahren mit direkten Investitionszuschüssen ersetzt. Dies bedeutet, dass ein bestimmtes Volumen an Erneuerbare-Energieanlagen in einer Ausschreibung nach Errichtung der Anlagen einen direkten Investitionszuschuss bekommt. Es wurden bisher Ausschreibungen im Juni, September und Dezember 2021 sowie März und Juni 2022 abgehalten. Der Konzern hat dabei sechs Zuschläge für insgesamt 5,1 MWp bekommen, die zusammen einen Investitionszuschuss von EUR 0,6 Mio. ausmachen, dessen Inanspruchnahme hinreichend wahrscheinlich ist. Der Konzern hat 18 Monate Zeit, um diese Projekte ans Netz anzuschließen und damit Anspruch auf den Zuschuss zu sichern.

Die Strompreise sind teilweise langfristig (bis zu 20 Jahre), häufig unter Berücksichtigung von Inflationsanpassung, festgelegte Preise für den Eigenverbrauch von Stromkunden, die sich in unmittelbarer Nähe der Solaranlage befinden – in den meisten Fällen der Gebäudenutzer. Der restliche Teil wird dann zum Verkauf an Stromhändler ins Netz eingespeist. Der Strompreis, zu dem der produzierte Strom an Stromhändler verkauft wird, ist zumeist der Marktpreis minus einen Abschlag, der auch mittelfristig (in der Regel bis zu drei Jahren) fest vereinbart werden kann.

Am 16. September hat die flämische Regierung einen Beschluss zu einem Gesetzesentwurf gefasst, der die Abschaffung von Forderungen auf Grundlage von Grünstromzertifikaten für Solaranlagen, die im Zeitraum 2006 bis 2012 errichtet wurden, beinhaltet. Konkret ist im Gesetzesentwurf vorgesehen, dass die betroffenen Solaranlagen ab dem 1. Januar 2024 prospektiv keine Grünstromzertifikate mehr erhalten sollen. Dies wird sich erheblich auf die Umsatzerlöse aus dem belgischen Portfolio des Konzerns auswirken. Wie aus der vorstehenden Grafik hervorgeht, bilden die Grünstromzertifikate einen wesentlichen Bestandteil der Umsatzerlöse aus den 2009 bis 2012 in Betrieb genommenen belgischen Solaranlagen des Konzerns (vgl. Risiko- und Chancenbericht).

ZIELE UND STRATEGIEN

GESCHÄFTSPLANUNGSPROZESS

In Abstimmung mit dem Aufsichtsrat stellt der Vorstand jährlich einen Geschäftsplan für einen drei Jahre umfassenden Zeitraum auf, in dem die strategischen Ziele und Maßnahmen festgelegt werden. Maßgeblich für den Konzern sind die Verfolgung und Erreichung dieses strategischen Plans. Bisher wurden sieben solcher Geschäftspläne veröffentlicht:

GESCHÄFTSPLAN	PERIODE	STATUS
Ausschöpfung des vollen Potenzials bis 2016	2014-2016	Plan wurde beendet aufgrund erfolgreicher Erfüllung
Kapitalzuwachs durch Konsolidierung	2015-2017	Plan wurde beendet aufgrund erfolgreicher Erfüllung
Bausteine einer strategischen Transaktion bis 2018	2016-2018	Plan wurde teilweise erfolgreich umgesetzt. Plan wird nicht weiterverfolgt und durch den Plan 2018-2020 ersetzt.
Entwicklung zu einem 200 MWp Spieler	2017-2019	Plan wurde teilweise erfolgreich umgesetzt. Plan wird nicht weiterverfolgt und durch den Plan 2018-2020 weiter konkretisiert.
Erhöhung des IPP-Portfolios auf 220 MWp	2018-2020	Plan wurde beendet aufgrund erfolgreicher Erfüllung.
Integration des Wachstums, dann Skalierung auf 500 MWp	2020-2022	Die Umsetzung des Plans ist im Gange
Geschäftsplan 2021-24	2021-2024	Die Umsetzung des Plans ist im Gange

GESCHÄFTSPLAN 2020-2022 „INTEGRATION DES WACHSTUMS, DANN SKALIERUNG AUF 500 MWP“

Der Geschäftsplan 2020-2022 wurde der Öffentlichkeit im Dezember 2019 vorgestellt. Im Jahr 2020 wurde die Planerfüllung auf das Jahr 2023 erweitert mit ehrgeizigeren Zielen für das IPP-Portfolio. Im Jahr 2021 hat der Vorstand bestätigt, dass die neusten Zielsetzungen des Plans bis 2022 erfüllt werden sollen. Kernpunkte des erweiterten Geschäftsplans sind wie folgt:

Portfolioerweiterungen auf 220 MWp

Die Erweiterung des IPP-Portfolios auf mehr als 220 MWp bis Ende 2020.

Integration des jungen Wachstums…

Neuer Fokus des neuen Geschäftsplans 2020-2022 ist es, die in den vorigen Jahren zugekauften bzw. erbauten Anlagen ins Anlagenportfolio zu integrieren. Hierzu zählen die PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 6 MWp, für die zwar im Jahr 2019 die Einspeisevergütung gesichert werden konnte, die aber aufgrund langer Lieferzeiten für Transformatoren oder Wartezeiten bei den Netzbetreibern noch nicht ans Stromnetz angeschlossen werden konnten. Das Ziel ist es, diese Anlagen bis Februar 2020 an das Stromnetz anzuschließen. Hierfür sind EUR 0,5 Mio. Zusatzinvestitionen eingeplant.

Eine weitere Integrationsmaßnahme besteht in der Verschlankung der Konzernstruktur; inzwischen zählt der Konzern über hundert Gesellschaften und durch den Erwerb neuer Wind- und Solaranlagen, die in der Regel in Projektgesellschaften liegen, kommen stetig weitere hinzu. Um die administrativen Abläufe zu optimieren, plant der Vorstand daher, die Zahl der Projektgesellschaften zu reduzieren und Projektgesellschaften miteinander zu verschmelzen. Dieser Prozess soll bis Ende 2020 abgeschlossen sein.

…dann Skalierung auf 500 MWp

Der neue Geschäftsplan 2020-2022 sieht vor, ein Anlagenvolumen von 500 MWp inklusive Betriebsführungsgeschäft bis Ende 2022 zu erreichen. Das angestrebte Anlagenportfolio von 500 MWp soll sich wie folgt auf das eigene Anlagenportfolio und das verwaltete Anlagenportfolio aufteilen:

Angaben in MWp	Eigenes Anlagenportfolio	Verwaltetes Anlagenportfolio	Gesamtes Anlagenportfolio
Originäre Zielsetzung des Plans 2020-2022	350	150	500
Neue Zielsetzung des Plans 2020-2022	400	100	500

Für das Betriebsführungsgeschäft strebt das Unternehmen an, die erworbene Plattform zu nutzen und die verwaltete Leistung zu expandieren. In diesem Zusammenhang wird erwogen, eine eigene Fondmanagementerlaubnis zu beantragen, um (Co.-)Investmentchancen mit institutionellen Großinvestoren nutzen zu können. In Summe soll das Betriebsführungsgeschäft in den Jahren 2021-22 von derzeit 70 MWp auf 100 MWp steigen.

In den Jahren 2021-22 soll das eigene Anlagenportfolio durch Nutzung von M&A-Transaktionen und Konsolidierungstrends von 220 MWp (vgl. Integration des Wachstums) um 180 MWp auf 400 MWp erweitert werden. Das eigene IPP-Portfolio soll zu mindestens 90 % aus Solaranlagen und bis zu maximal 10 % aus Windkraftanlagen bestehen. Das Wachstum soll im Allgemeinen über den Erwerb von Projektgesellschaften, Neubauten und bestehenden Anlagen kommen. Durch das kapitalintensive Wachstum in einen Tier-1 Player wird der Kapitalmarkt noch mehr Notiz von 7C Solarparken nehmen.

Das Wachstum des eigenen Portfolios sollte erstens erreicht werden durch Chancennutzung in dem sich beschleunigenden PV-Neubaumarkt in Deutschland. Die zweite Konkretisierung der Erweiterung des Geschäftsplans ist die Entscheidung, den belgischen PV-Markt neben Deutschland als zweiten Kernmarkt zu definieren. Ein bedeutender Teil des künftigen Wachstums soll im belgischen PV-Markt generiert werden. Das belgische IPP-Portfolio soll von den ursprünglich 4 MWp Ende 2020 auf mehr als 50 MWp Ende 2022 steigen.

Im Einzelnen sieht der Plan eine Kapazitätserweiterung des eigenen IPP-Portfolios wie folgt vor:

Angaben in MWp	Deutschland	Belgien	Gesamtes eigenes Anlagenportfolio
Zielsetzung bis Ende 2021	275	20	295
Zielsetzung bis Ende 2022	350	50	400

Es ist folglich davon auszugehen, dass sich das Bestandsportfolio bezogen auf die regionale Verteilung in den kommenden Jahren verändern wird und der prozentuale Anteil des Portfolios in Belgien steigen wird. Gleichwohl wurden die Zielsetzungen für das Geschäftsjahr 2022 durch den Geschäftsplan 2021-2024 geographisch leicht angepasst.

GESCHÄFTSPLAN 2021-2024

Der Vorstand hat am 25. November 2021 den Geschäftsplan 2021-2024 in einer Analystenkonferenz bekannt gegeben. Dabei wurden folgende Zielsetzungen für den Konzern gesetzt:

Die Leistung des konzerneigenen Portfolios soll sich wie folgt entwickeln:

Angaben in MWp	Deutschland	Belgien	Gesamtes eigenes Anlagenportfolio
Zielsetzung bis Ende 2022	355	45	400
Zielsetzung bis Ende 2023	400	60	460
Zielsetzung bis Ende 2024	450	75	525

Die Performance Ratio des konzerneigenen Portfolios sollte von 78,5 % (für das Geschäftsjahr 2021) auf 80,0 % für das Geschäftsjahr 2024 ansteigen.

Die Neuinvestitionen i. H. v. geschätzt EUR 155 Mio. für die Erweiterung der installierten Leistung von 338 MWp (zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Plans 2021-2024) auf 525 MWp sollten zu EUR 96,0 Mio. mit Projektfinanzierungen – zuzüglich alternativer Finanzierungen (wie z. B. Schuldscheine oder Green Bonds) i. H. v. EUR 43,0 Mio. – und nur für die Differenz i. H. v. EUR 16,0 Mio. mit einer neuen Kapitalerhöhung (in einem oder mehreren Schritten) finanziert werden.

Durch das Wachstum des IPP-Portfolios sollten die Umsatzerlöse, die fast ausschließlich aus Stromverkauf bestehen, auf EUR 61,8-68,0 Mio. für das Jahr 2022 zunehmen (siehe Prognosebericht).

INTERNES STEUERUNGSSYSTEM

Der Konzern verfügt über ein internes Managementinformationssystem für die Planung, Steuerung und Berichterstattung. Das Managementinformationssystem sichert die Transparenz über die aktuelle Geschäftsentwicklung und gewährleistet den permanenten Abgleich zur Unternehmensplanung. Die Planungsrechnung umfasst einen Zeitraum von mindestens drei Jahren und wird kontinuierlich an die Rahmenbedingungen des Marktes angepasst.

Neben der Unternehmensstrategie bilden in erster Linie die Umsatzerlöse und das EBITDA (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen) für Konzernzwecke wie auch für die Muttergesellschaft sowie der CFPS (Cashflow je Aktie) für Konzernzwecke die zentralen Bezugsgrößen für die operative Steuerung. Es erfolgt eine kontinuierliche Sicherstellung der verfügbaren Liquidität der operativen Solar- und Windparks durch die laufende Kontrolle und Verfolgung der Liquiditätsplanung.

Des Weiteren werden auch die technischen Leistungsindikatoren wie Produktion, Ertrag pro installierter Anlagenleistung (kWh/kWp) und Performance Ratio im Rahmen der Steuerung für Konzernzwecke sowie für die Muttergesellschaft täglich verfolgt.

Mit dem Geschäftsbericht wird auch die Prognose der wesentlichen Leistungsindikatoren und Entwicklungen für das folgende Geschäftsjahr veröffentlicht. Diese basiert auf detaillierten Planungen für die einzelnen Konzerngesellschaften. Die veröffentlichte Prognose wird monatlich überprüft und bei Bedarf vom Vorstand angepasst.

STEUERUNGSGRÖSSEN / KONTROLLSYSTEM

Formal gilt es darauf hinzuweisen, dass nach DRS 20 die bedeutsamsten Steuerungskennzahlen Bestandteil des Prognoseberichts und des hierauf basierenden Vergleichs mit der tatsächlichen Geschäftsentwicklung im Folgejahr sind.

Falls freiwillige Prognosen anderer Kennzahlen erfolgen, sind diese nicht mehr im Prognosebericht, sondern in den entsprechenden Kapiteln des zusammengefassten Lageberichts zu finden. Grundsätzlich werden die Kennzahlen für den Konzern auf Basis der Rechnungslegung nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) ermittelt und die für die Muttergesellschaft nach deren nationalen Rechnungslegungsstandards (HGB). Andernfalls wäre ein Hinweis auf eine andere Definition angegeben.

STEUERUNGSKENNZAHLEN DER ERTRAGS-, FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Für die Steuerung des Konzerns sind die folgenden finanziellen Leistungsindikatoren von zentraler Bedeutung zur zielorientierten und nachhaltigen Umsetzung der Unternehmensplanung und -strategie:

- Umsatzerlöse;
- EBITDA (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen);
- CFPS (Cashflow je Aktie).

Der CFPS wird wie in untenstehender Tabelle berechnet. Der Netto Cashflow wird um die effektiven Zins- und Steuerzahlungen, die den Zeitraum unmittelbar vor einer Akquisition betreffen, um Zinszahlungen bezüglich der Refinanzierung eines Darlehens, sowie um den gezahlten Pachtaufwand, der durch Anwendung von IFRS16 „Leasingverhältnisse“ nicht im Betriebsaufwand enthalten ist, bereinigt. Dieser korrigierte Netto Cashflow wird durch die durchschnittliche Anzahl der Aktien geteilt, so dass sich der CFPS ergibt.

EBITDA = *Konzern- EBITDA gem. IFRS*

NETTO CASHFLOW = *EBITDA minus effektive Zinszahlungen minus effektive Steuerzahlungen minus Pachtaufwand*

- *Bereinigung um die effektiven Zins- und Steuerzahlungen, die den Zeitraum vor einer Akquisition betreffen*
- *Bereinigung um die einmaligen Zinszahlungen aus Refinanzierung*
- *Bereinigung um den gezahlten Pachtaufwand, der nicht im Betriebsaufwand enthalten ist*

CFPS = *Netto Cashflow dividiert durch die durchschnittliche Anzahl der Aktien*

TECHNISCHE STEUERUNGSKENNZAHLEN

In Ergänzung zu den vorgenannten bedeutsamsten finanziellen Leistungsindikatoren setzt 7C Solarparken im Konzern stark auf die individuellen quantitativen Indikatoren der Solaranlagen, Produktion (GWh, MWh bzw. kWh), Ertrag pro installierter Anlagenleistung (kWh/kWp) und Performance Ratio. Diese werden in monatlichen Budgets erneuert und in einem Management Reporting dargestellt. Bedeutsame nicht finanzielle Leistungsindikatoren wurden nicht festgelegt.

WIRTSCHAFTSBERICHT

GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND

Die Summe der erneuerbaren Energiequellen Solar, Wind, Wasser und Biomasse lag im ersten Halbjahr 2022 bei ca. 130 TWh und damit rund 10 % über dem Niveau des Vorjahreszeitraums (118 TWh). Über die Hälfte (rund 52 %) der gesamten öffentlichen Nettostromerzeugung, d. h. dem Strommix, der tatsächlich aus der Steckdose kommt, wurde durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Gestärkt durch die Wiederbelebung der Volkswirtschaft der auch im ersten Halbjahr 2021 noch von der Covid-19 Pandemie geprägten Zeit stieg die Nettostromproduktion insgesamt um über 1 % an.

Neben der stark von den jeweiligen Niederschlagsmengen abhängigen Wasserkraft (Rückgang um beinahe 20 %) gab es den deutlichsten Unterschied zur Vorjahresperiode bei der Stromproduktion durch Windkraftanlagen zu verzeichnen. Diese stieg gegenüber der Vorjahresperiode um 20 %, eine Kombination aus besseren Windverhältnissen und dem Zubau. Photovoltaikanlagen speisten im ersten Halbjahr 2022 ca. 30,8 TWh in das öffentliche Netz ein und damit über 17 % mehr als im ersten Halbjahr 2021 (26,3 TWh). Dies hängt ebenfalls sowohl mit den besseren Einstrahlungsverhältnissen als auch mit dem Zubau seit Ende der Vergleichsperiode zusammen.

NETTOSTROMPRODUKTION (TWH)	2022H1	2021H1	VERÄNDERUNG	GESAMTANTEIL IN %
Markt	**251,8**	**249,0**	**1,1%**	**100,0%**
Kernenergie	15,9	32,2	-50,6%	6,3%
Braunkohle	50,8	47,2	7,6%	20,2%
Steinkohle	26,8	18,9	41,8%	10,6%
Erdgas	25,6	29,6	-13,5%	10,2%
Andere	2,3	2,3	0,0%	0,9%
Erneuerbare Energien	**129,9**	**118,0**	**10,1%**	**51,6%**
davon:				
Wasser	7,3	9,1	-19,8%	2,9%
Wind	68,5	57,1	20,0%	27,2%
PV	30,8	26,3	17,1%	12,2%
Biomasse	20,0	22,1	-9,5%	7,9%

Quelle: Fraunhofer Institut, Energy Charts: 2022-2021 – eigene Darstellung

Die Nettoproduktion der konventionellen Energieträger Kernenergie, Braun- und Steinkohle wurde durch zwei massive Effekte beeinflusst, die für deutliche Verwerfungen im Halbjahresvergleich sorgten. So ist der Rückgang bei der Kernenergie um knapp 51 % auf 15,9 TWh auf den für Ende des Jahres geplanten Ausstieg aus der Atomenergie zurückzuführen, im Zuge dessen im Januar 2022 von den sechs verbleibenden Reaktoren drei weitere abgeschaltet wurden. Der Beitrag dieser letzten Reaktorblöcke an der Nettostromproduktion in Deutschland belief sich im ersten Halbjahr 2022 auf nur noch 6,3 %. Im September 2022 hat die Bundesregierung beschlossen die verbleibende drei Reaktoren nicht wie geplant bis zum 31. Dezember 2022 vom Netz zu nehmen, sondern zwei

von denen bis April 2023 als strategische Notreserve zu behalten, dadurch wird der Anteil der Nuklearstrom im Jahr 2023 nach heutiger Lage nicht wie zuvor geplant auf null reduziert werden.

Der zweite signifikante Effekt auf den deutschen Energiemarkt ist der seit Februar 2022 andauernde Krieg in der Ukraine. Durch die starke Abhängigkeit Deutschlands von russischem Erdgas haben der Krieg, die Vorbereitungen darauf sowie die aktuellen geopolitischen Spannungen (siehe auch folgenden Abschnitt „Entwicklung der Strompreise“) für eine Verknappung von Gaslieferungen und vor allem für eine regelrechte Explosion der Gaspreise gesorgt. Infolgedessen sank die Nettostromproduktion aus Erdgas im ersten Halbjahr 2022 gegenüber der Vorjahresperiode um mehr als 10 % auf 25,6 TWh. Um dies auszugleichen stieg im ersten Halbjahr 2022 gleichzeitig der Anteil von Braun- (+7,6 %) und insbesondere Steinkohle (+41,8 %) auf insgesamt 77,6 TWh gegenüber der Vorjahresperiode an. Ihr Anteil am deutschen Strommix betrug somit im ersten Halbjahr 2022 fast ein Drittel.

ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

Das erste Halbjahr 2022 war von andauernder Volatilität auf den Rohstoffmärkten gekennzeichnet. Nachdem im Corona-Jahr 2020 die Umsätze an den Rohstoffmärkten aufgrund der stagnierenden Wirtschaft und beschleunigt durch den ersten Lock-Down sehr stark abgesunken waren, stiegen der Ölpreis (Brent Crude) und der Steinkohlepreis im Geschäftsjahr 2021 wieder deutlich an. Der Ukrainekrieg, der im ersten Quartal 2022 begonnen wurde, aber vor allem die Sanktionen gegen die Russische Föderation sowie auch die Verringerung bzw. das Aussetzen der russischen Gaslieferung an Deutschland (bzw. Europa) hat die Volatilität auf den Rohstoffmärkten weiter erhöht. Für ein Fass Brent Crude, das vor der Corona-Pandemie im Zeitraum 2018 bis März 2020 noch 60-80 USD gekostet hatte, zahlte man Juni 2022 bereits rund 110 USD.

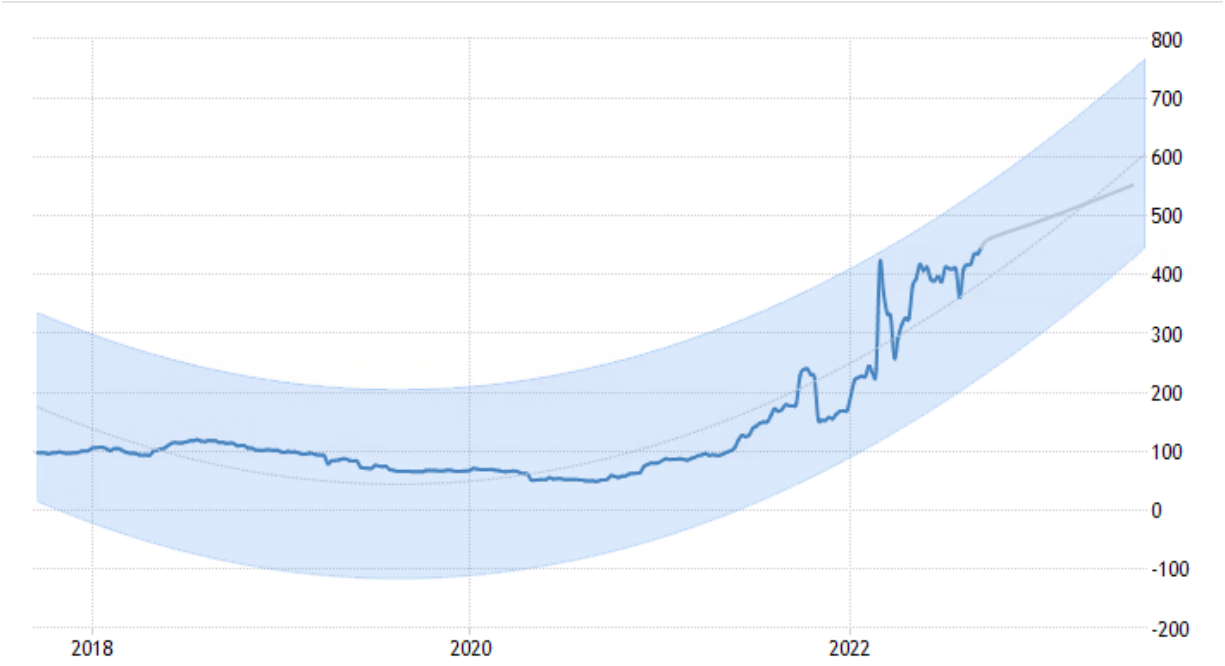
Ölpreis (Brent Crude) in USD per Fass 2017-2022 (Terminpreise zum 14.09.2022)

Quelle: trading economics

Bei Steinkohle war die Preisentwicklung noch deutlicher. Während der Steinkohlepreis im Zeitraum 2018 bis Mitte 2021 bei 50-100 USD per metrischer Tonne lag, ist er mittlerweile auf in etwa 400 USD per metrische Tonne angestiegen.

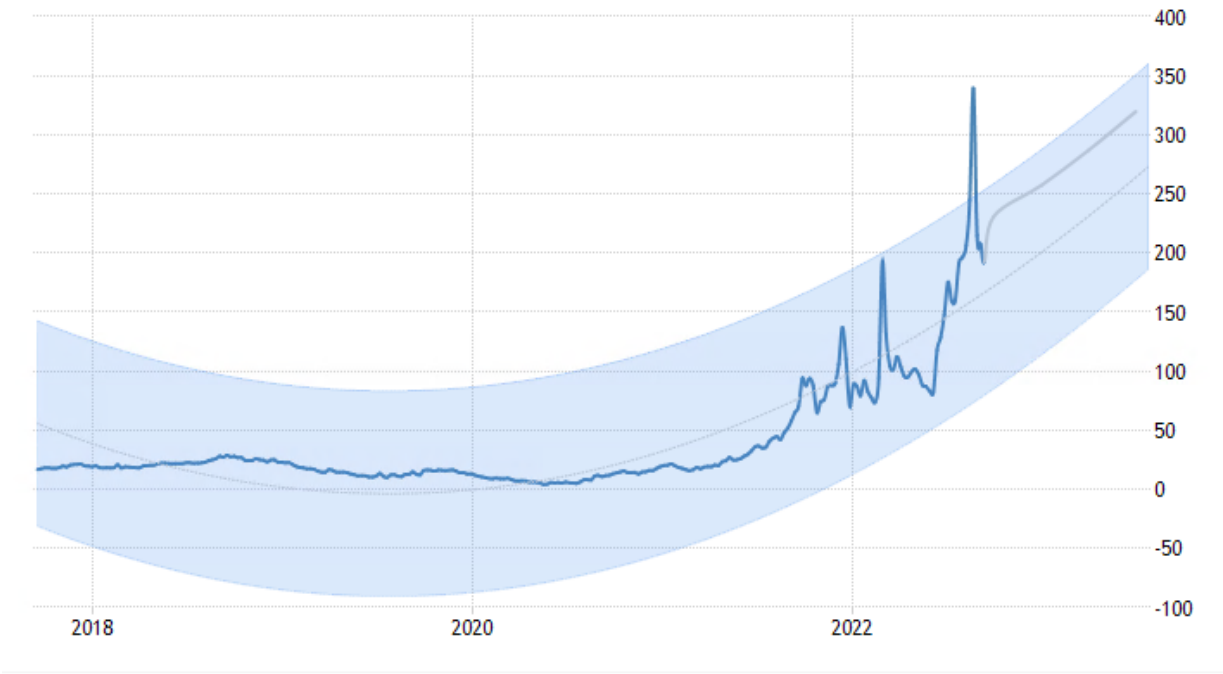
Am dramatischsten aber war die Entwicklung der Gaspreise in Europa, die sich seit 2021 teilweise vom Ölpreis entkoppelt haben. Sie sind von etwa 20 EUR per MWh im Zeitraum 2018 bis Mitte 2021 auf 200 bis 300 EUR per MWh am Ende des Berichtszeitraums angestiegen und damit um ein Vielfaches mehr als der Ölpreis, der sich in demselben Zeitraum etwa verdoppelte, bzw. als der Steinkohlepreis, der sich vervierfachte.

Steinkohle in USD per metrischer Tonne 2017-2022 (Terminpreis zum 14.09.2022)



Quelle: trading economics

Gaspreis (TTF/NL) in EUR per MWh 2017-2022 (Terminpreis zum 14.09.2022)

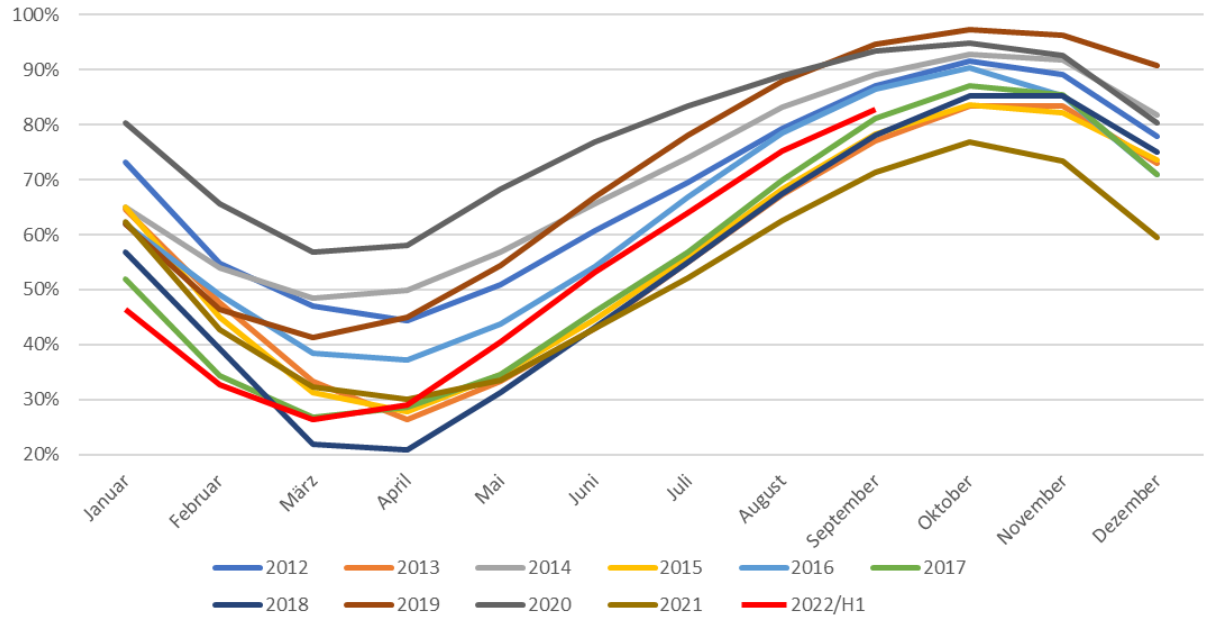


Quelle: trading economics

Die Gründe für die Zunahme des Gaspreises auf dem europäischen Markt sind vielschichtig. Die Hauptursache liegt jedoch in einem (perspektivischen) Mangel an Gas in Europa im kommenden Winter. Dabei gibt es keineswegs Sanktionen gegen den Import vom russischen Gas. Vielmehr wurde die Gaslieferung aus der Russischen Föderation nach und nach verringert oder gar eingestellt, sodass europäische Gaskunden und -versorger das Gas auf dem Weltmarkt einkaufen mussten. Darunter waren auch alternative Gaslieferungen in Form von teurerem Flüssiggas (LNG) verbunden mit einem Mangel an LNG-Transportkapazitäten. Daraus lässt sich jedoch nicht die Preissteigerung um das 10- bis 15fache erklären. Ein nicht geringer Teil der Gaspreissteigerung geht daher sicherlich auf Spekulation und Notkäufe zurück, bei denen Gasversorger – um sicherzustellen, dass sie die Verträge mit ihren Gaskunden erfüllen können, und aus Angst, dass die Gaspreise weiter ansteigen würden – Gas zu jedem Preis beziehen wollten und damit auch zu überhöhten Preisen eingekauft haben.

Die perspektivische Gasknappheit findet in der aktuellen Speichersituation jedoch keine Bestätigung mehr. Obwohl die europäischen Gasreserven im Dezember 2021 lediglich bei einem unterdurchschnittlichen Wert von 60 % lagen (siehe nachfolgende Grafik), haben sie sich von Januar bis September 2022 kräftig erholt. Die Befüllung der Gasreserven liegt nun insgesamt bei über 80 % und damit auf einem zu dieser Jahreszeit normalen Niveau verglichen mit den letzten 10 Jahren.

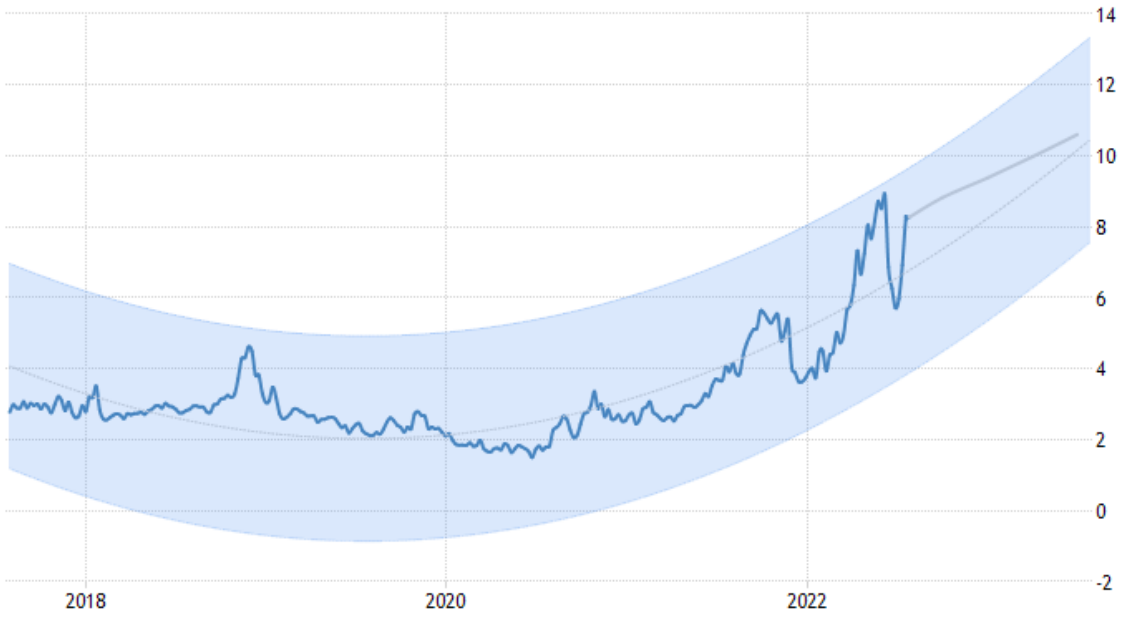
Befüllung der europäischen Gasspeicher in % der Speicherkapazität 2012-2022 (bis 14.09.2022)



Quelle: Gas Infrastructure Europe – eigene Darstellung

Vergleicht man schließlich die Entwicklung des Gaspreises in Europa (TTF/NL) mit der in den USA (Henry Hub, Angabe in MMBtu = 1 Million BTU = 0,293 MWh), wie unten dargestellt, so stellt man fest, dass der Gaspreis hierzulande von etwa 25 EUR/MWh 2021 auf aktuell knapp 200 EUR/MWh und damit auf das Achtfache gestiegen ist, während sich der Gaspreis in den USA im selben Zeitraum nur vervierfacht hat. Die Entwicklung des US-amerikanischen Gaspreises korrespondiert in etwa mit der Entwicklung des Ölpreises, wie es historisch auch in Europa der Fall gewesen ist.

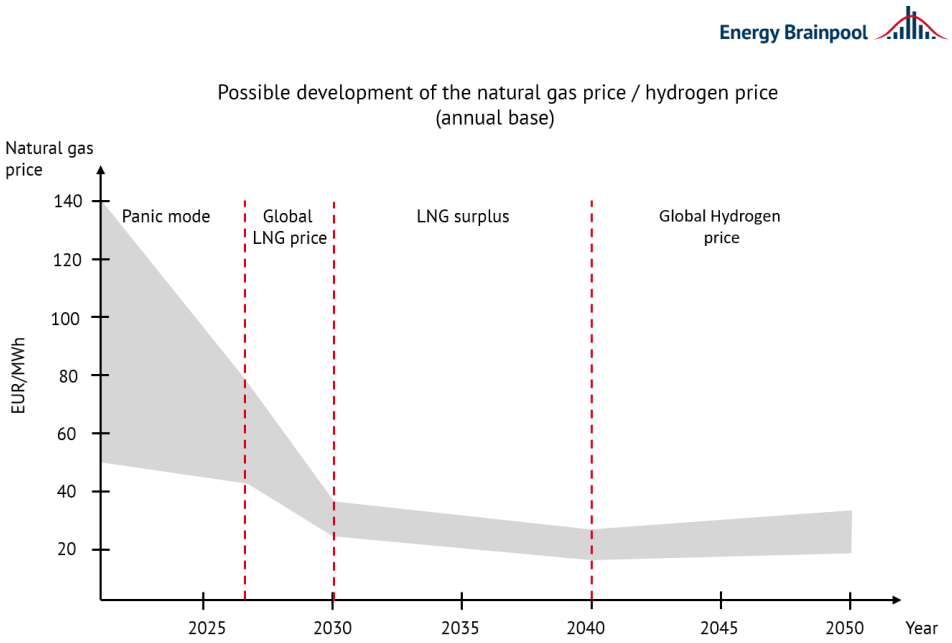
Gaspreis (Henry Hub) in USD per MMBtu 2017-2022 (Terminpreis zum 14.09.2022)



Quelle: trading economics

Zusammenfassend lässt sich also feststellen, dass sich der europäische Gaspreis im Zuge der aktuellen Energiekrise von dieser Preissystematik (Korrelation mit dem Ölpreis) entkoppelt hat. Einen Anstieg der Gaspreise wie in Europa sieht man im US-amerikanischen Markt nur in geringerem Umfang.

Befüllung der europäischen Gasspeicher in % der Speicherkapazität 2012-2022 (bis 14.09.2022)

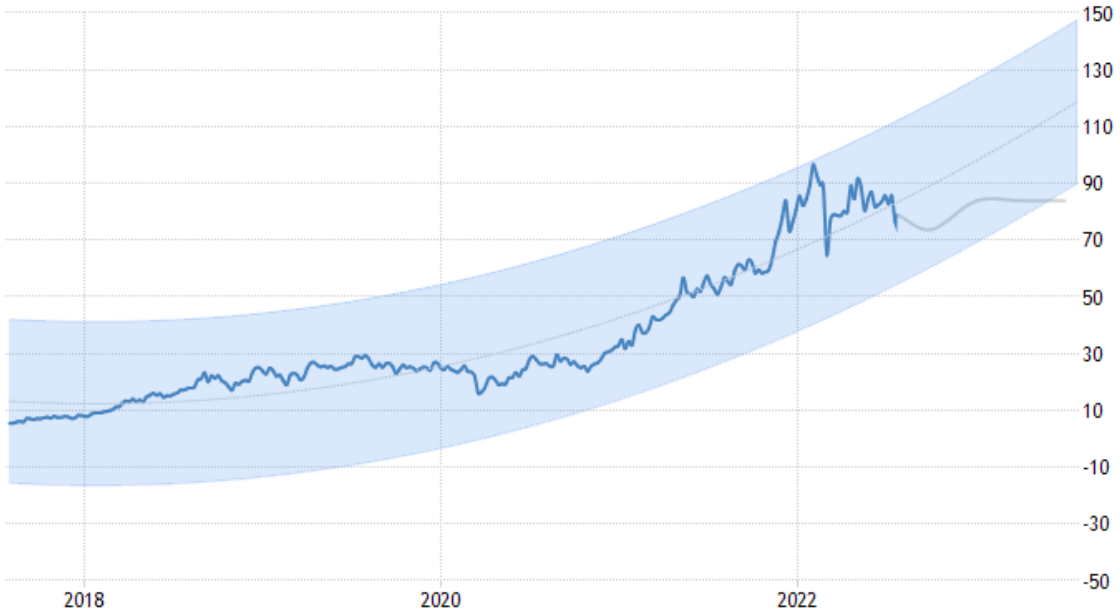


Quelle: Energy Brainpool

Mittelfristig aber wird gemäß der Analyse von Energy Brainpool (siehe obige Grafik) eine Knappheit den Gaspreis bis nach 2025 hochhalten. In dieser Preisbildung ist auch das oben angedeutete „Panikelement“ enthalten. Danach sollten die globalen LNG-Lieferungen den Gaspreis determinieren. Ab ca. 2030 wird es schließlich einen LNG-Überschuss geben, wodurch der Gaspreis wieder auf ein Niveau um die 30 EUR/MWh sinken sollte. Diese Phase wird in diesem Szenario ab etwa 2040 zunehmend von einer Wasserstoffwirtschaft abgelöst, die fortan den Gaspreis bestimmt.

Die heutigen (und zukünftigen) Preise auf dem europäischen Gasmarkt haben jedoch über die Preisbildung am Strommarkt (siehe die folgenden beiden Abschnitte) auch einen Effekt auf die Ertragslage des Konzerns. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Derzeit sind dies Gasverstromungskraftwerke, für die der Gaspreis den wesentlichen Teil der Grenzkosten ausmacht.

CO2-Preis in EUR per metrischer Tonne 2017-2022 (Terminpreis zum 14.09.2022)



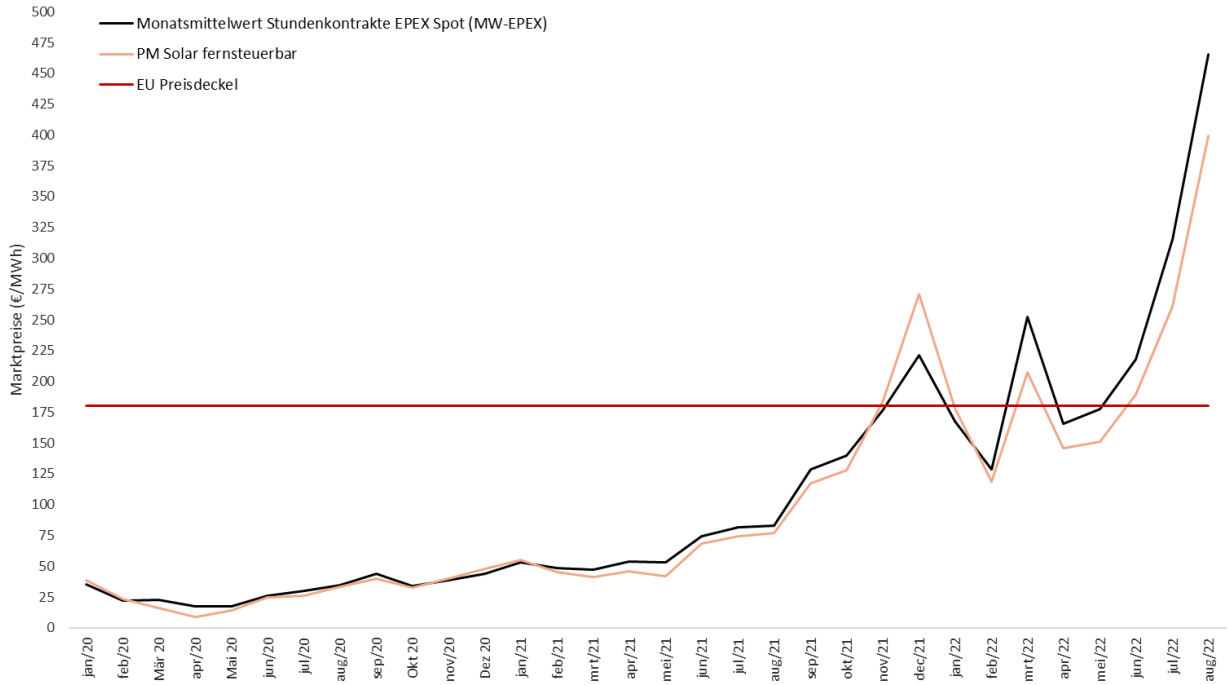
Quelle: trading economics

Auch der CO_2-Preis ist im Vergleich zu vorangegangenen Jahren deutlich angestiegen und hat sich seit Mitte 2021 von etwa EUR 30 je metrischer Tonne auf rund EUR 90 im ersten Halbjahr 2022 verdreifacht. Dies ist einerseits auf die allgemeine Neubelebung der Konjunktur zurückzuführen, andererseits aber auch darauf, dass die angestiegen Gaspreise sowie die Drosselung russischer Gasimporte eine Umschichtung bei der Stromerzeugung von Gas hin zu Stein- oder Braunkohle verursachte. Wie bereits oben beschrieben wurde dies in der Nettostromerzeugung in Deutschland spürbar, aber auch in anderen Ländern konnte man eine ähnliche Entwicklung feststellen. Bei der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle wird jedoch zwei- bis dreimal mehr CO_2 freigesetzt als bei der Erdgasverbrennung. Dies stellte einen weiteren Grund für den Preisanstieg bei den CO_2-Zertifikaten dar, der aber die Umschichtung der Stromerzeugung von Erdgas auf Kohle nicht hat stoppen können.

ENTWICKLUNG DER STROMPREISE IM BERICHTSZEITRAUM

Die kräftigen Preisanstiege auf den Rohstoffmärkten haben auch zu Steigerungen des Strompreises geführt, bei denen der EEX-Strompreis (schwarz in der nachfolgenden Grafik) seit März 2021 seinen historischen Preiskorridor von rund 20 EUR/MWh bis 50 EUR/MWh verlassen hat und einen kräftigen Anstieg bis zu einem Preis von 399 EUR/MWh im August 2022 verzeichnete.

EEX-Strompreis 2020-2022 in EUR per MWh



Quelle: Netztransparenz – eigene Darstellung

Der EEX-Strompreis, der sich auf Solarstrom bezieht (in braun in der obenstehenden Grafik, im Bericht auch PV-Strompreis genannt), weicht vom allgemeinen EEX-Strompreis ab, da das Erzeugungsprofil einer Solaranlage anders ist (sie produziert nur in den Stunden, in denen die Sonne scheint und überwiegend in sonnenreichen Monaten). Dadurch ist der PV-Strompreis in den Sommermonaten typischerweise geringer und in den Wintermonaten höher als der gemittelte normale Strompreis auf Stundenkontraktbasis.

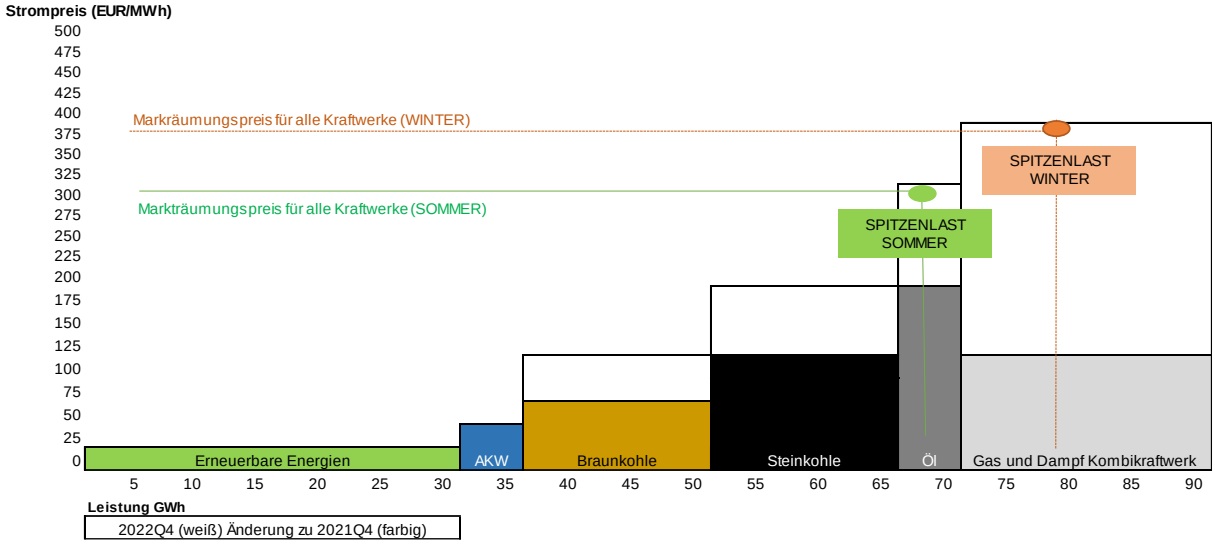
Der Effekt der momentanen Strompreissteigerung auf die Ergebnisse und die Prognose des Konzerns wird im Kapitel zur Ertragslage des Konzerns sowie im Risiko- und im Prognosebericht ausführlich dargelegt. Da die PV-Strompreise für den Ertrag des Konzerns von wesentlicher Bedeutung sind, sofern sie oberhalb der gesetzliche Einspeisevergütung liegen (siehe Abschnitt „Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios“), wird im nächsten Abschnitt kurz auf die Preisbildung am Strommarkt eingegangen.

PREISBILDUNG – WIE KOMMT DER STROMPREIS ZUSTANDE?

Die Preisbildung am deutschen Strommarkt erfolgt nach dem sogenannten Merit-Order-Prinzip und orientiert sich an den niedrigsten Grenzkosten der unterschiedlichen Strombereitstellungsarten. Zur Deckung der jeweiligen Nachfrage nach Strom zu einer bestimmten Tageszeit oder am Folgetag wird demnach zuerst das Stromangebot der Kraftwerke mit den niedrigsten Produktionskosten herangezogen.

Erst wenn die Kapazität des günstigeren Angebots ausgeschöpft ist, folgt die zum nächsthöheren Preis angebotene Strommenge. Die nachgefragte Strommenge wird so lange mit den jeweils nächstteureren Angeboten aufgefüllt, bis der Bedarf gedeckt ist. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Angebot bestimmt den Verkaufs- oder Markträumungspreis für alle bei einer Auktion berücksichtigten Stromerzeuger (siehe nachfolgende Grafik). Vorbehaltlich anderer vertraglichen Reglungen (z. B. langfristige Stromverkaufsverträge, abgeschlossene Strompreisderivate usw.) erhalten also alle Marktparteien denselben, nach diesem Prinzip ermittelten Strompreis, der je nach der von den Marktparteien angewandten Technologie unterschiedlich gewinnbringend ist.

Preisbildung zur Spitzenlastzeit im deutschen Strommarkt 2022Q4 (Terminpreise) im Vergleich zu 2021Q4



Schematische Darstellung der Strompreisbildung an EEX Strombörse, Quelle: eigene Darstellung

Da Solar-, Wasser- und Windkraftwerke die Stromanbieter mit den geringsten marginalen Erzeugungskosten sind, weil sie keine Brennstoffe verbrauchen, wird der Bedarf zuerst mit den von ihnen generierten Strommengen gefüllt gefolgt von (derzeit) Atom-, Braun- und Steinkohle-, Öl und schließlich Gaskraftwerken.

Die Tatsache, dass erneuerbare Energien nur beschränkt steuerbar sind, hat in der Vergangenheit für Negativpreise auf dem Strommarkt gesorgt, die gemäß EEG-Gesetzeslage zur Einschränkung der Vergütungsfähigkeit von erneuerbaren Energien führt (siehe Abschnitt „Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios“).

Für die Erzeugung vom Strom durch Wasserkraft ist es erforderlich, dass ausreichend Wasser vorhanden ist, um Strom zu erzeugen. Für die anderen Technologien sind es vor allem die Preise der für die Erzeugung benötigten Energierohstoffe, die die Grenzkosten bestimmen.

Wie aus der Grafik hervorgeht, kann der durchschnittliche tägliche Strombedarf im Winter in Deutschland (etwa 80 GWh) trotz der hohen Preise nur durch Einsatz der Gaskraftwerke erreicht werden. Dies führt beim heutigen Gaspreis zu einem Markträumungspreis von rund 400 EUR/MWh. Dieser Strommarktpreis ist für den Konzern zur

Bestimmung des PV-Strompreises von zentraler Bedeutung und entspricht dem, was wir für August 2022 beobachten konnten (siehe Abschnitt „Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum“).

Die Grenzkosten für andere Technologien haben auf Grundlage der gestiegenen Energierohstoffe, wie oben beschrieben, ebenfalls deutlich zugenommen, wenn auch nicht im gleichen Maße wie der Gaspreis. Dadurch lässt sich mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Atomkraft sowie auch Braun- oder Steinkohle und sogar durch den Einsatz von Dieselgeneratoren ein Preis oberhalb der Grenzkosten, also der marginalen Gestehungskosten, erzielen. Diese Marge plant die EU durch eine Preisdeckelung (zumindest teilweise) abzuschöpfen.

Man könnte aus der Grafik schließen, dass der Strompreis derzeit so hoch ist, weil die Grenzkosten für die Gasverstromung aufgrund der aktuellen Gaspreise überhöht sind. Dies trifft jedoch nur einen Teil der Wahrheit. Die Gas-und-Dampfturbinenkraftwerke bestimmen nur deshalb den Markräumungspreis, weil in den vergangenen Jahren (vor allem in anderen europäischen Ländern) nicht nur zu wenig in erneuerbare Energien sondern auch zu wenig in die Erhaltung oder Erweiterung der Nuklear- und Kohlestromerzeugung als Alternative investiert wurde. Eine größere Kapazität an erneuerbaren Energien, AKW oder Kohlenkraftwerke hätte nämlich den Balken der günstigsten Erzeugerkapazität in der Grafik vergrößert und damit alle nachfolgenden Balken nach rechts verschoben, wodurch Gas-und-Dampfturbinenkraftwerke aus dem Bereich des Strombedarf gedrängt worden wären und der Markträumungspreis durch die günstigeren Steinkohlenkraftwerke bestimmt worden wäre. Stattdessen haben verschiedene europäische Länder auf Gas-und-Dampfturbinenkraftwerken gesetzt als Ergänzung von erneuerbaren Energien bzw. als Zwischentechnologie. Dies hat Europa aber sehr vom Gaspreis abhängig gemacht.

Eine langfristige Lösung für die überhöhten Strompreise kann in einem freien Strommarkt somit nur in der Erweiterung der Erzeugungskapazität von preiswerteren Technologien, der Senkung des Gaspreises oder der Nachfrage bestehen. Die Alternative sind Eingriffe in den Markt, z. B. in die Preisbildung. Genau dies wurde von der europäischen Kommission unter Zustimmung des europäischen Rates vorgeschlagen.

EU KOMMISSION PLANT STROMPREISDECKELUNG

Die Europäische Kommission hat am 14. September einen Vorschlag für eine EU-Verordnung über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise am europäischen Markt gemacht. Dieser Vorschlag wurde vom Europäischen Rat gebilligt, sodass der europäische Gesetzgebungsprozess begonnen hat.

Der Konzern entnimmt dem Vorschlag der EU Kommission folgende wesentliche Eckpunkte:

- **Technologie**: Die Preisdeckelung sollte insbesondere für Stromerzeugung aus Atomkraft, Braunkohle sowie auch erneuerbare Energien gelten, da diese Technologien Grenzkosten haben, die unterhalb der heutigen Strompreise liegen.
- **Zeitraum**: Die Verordnung geht von einer Anwendung ab dem 1. Dezember 2022 aus. Dennoch beschreibt die EU-Kommission im Vorschlag *„die Einziehung übermäßiger Erlöse von Erzeugern mit niedrigeren Grenzkosten“* mittels einer *„Ex-post-Obergrenze für die Erlöse pro erzeugter MWh Strom“*. Dabei bemerkt die EU-Kommission in Ihrer Begründung, dass *„[sich] der extreme und andauernde Preisanstieg seit Februar 2022 deutlich von einer normalen Marktsituation mit gelegentlichen Preisspitzen oder längerfristigen Preisschwankungen im Zusammenhang mit Konjunkturzyklen [unterscheidet]“*. Demzufolge dürfen nach dem Verordnungsvorschlag die Mitgliedstaaten eine rückwirkende Anwendung beschließen.
  Die Preisdeckelung wurde nur für den Zeitraum bis zum 31. März 2023 beschlossen.

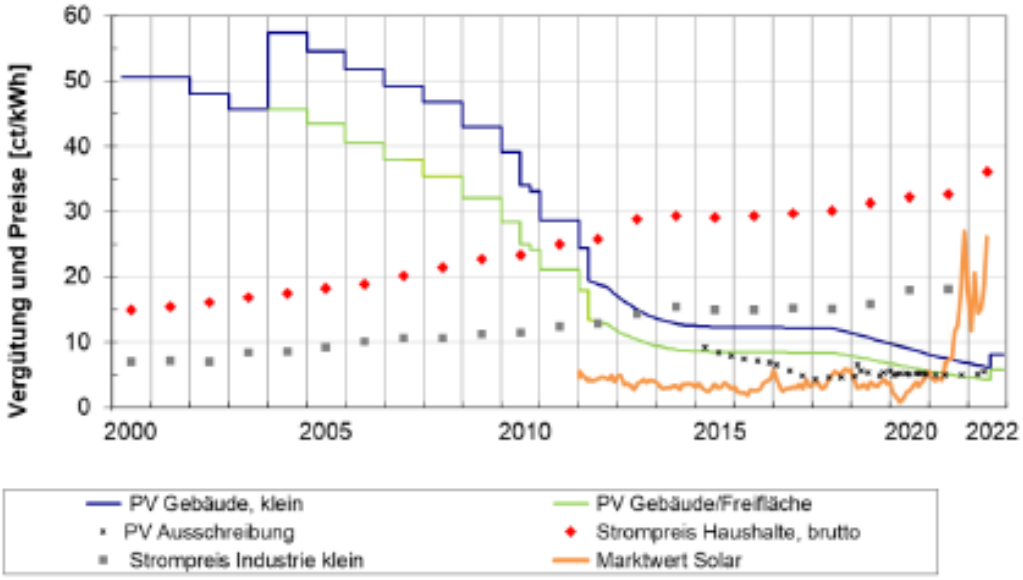
- **Mechanismus**: Die Mitgliedstaaten dürfen die Preisdeckelung mit einem Mechanismus zum Zeitpunkt des Stromverkaufs oder auch zu einem späteren Zeitpunkt umsetzen. Dies macht einen rückwirkenden Ansatz möglich. Der Mechanismus wird die Preisobergrenze von 180 EUR/MWh beinhalten, was nach Auffassung des Konzerns bedeutet, dass der effektive durchschnittliche Marktpreis geringer sein wird, da für die Stunden, in denen der Strompreis unterhalb der Preisobergrenze liegt, der Marktpreis unverändert gelten wird (vgl. Kapitel „Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum“).
- **Preisobergrenze**: Die Preisobergrenze selbst soll bei 180 EUR/MWh liegen, d. h., dass sogenannte realisierte Markterlöse oberhalb dieser Preisobergrenze abgeschöpft werden sollen. Die EU-Kommission berechnete, dass *„Simulationen auf der Grundlage der von Januar bis August 2022 beobachteten Preise [zeigen], dass eine Obergrenze von 180 EUR/MWh zu einer Stabilisierung des durchschnittlichen Erlöses bei rund 150 EUR/MWh geführt hätte“*. Laut Veordnungsvorschlagstext jedoch ist es Mitgliedstaaten erlaubt, eine geringere Preisobergrenze festzulegen. Hierbei ist anzumerken, dass diese Preisobergrenze in etwa den aktuellen Grenzkosten aus der Steinkohleverstromung entspricht. (siehe Abschnitt „Preisbildung wie kommt der Strompreis zustande?“), Braunkohle im heutigen Marktkontext jedoch geringere Grenzkosten hat.
- **Auf *realisierte* Markterlöse:** Der Vorschlag der EU-Kommission weist darauf hin, dass auf die realisierten Markterlöse abzustellen ist, um zu vermeiden, *„dass Erzeuger betroffen sind, die nicht tatsächlich von den derzeit hohen Strompreisen profitieren, da sie ihre Erlöse gegen Schwankungen auf dem Stromgroßhandelsmarkt zu einem Preis unterhalb der Obergrenze abgesichert haben“*. Die EU Kommission versteht unter einer solchen Absicherung Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom (PPA) und andere Arten von Strombezugsverträgen wie z. B. auch Forward Hedges.

Die Folgen dieser Preisdeckelung, wie sie derzeit vom Konzern eingeschätzt werden, wurden im Risiko- sowie im Prognosebericht weiter beschrieben. Im Allgemeinen jedoch gibt es noch sehr viel Ungewissheit darüber, wie die Mitgliedstaaten (insbesondere relevant für den Konzern sind Deutschland und Belgien) die Preisobergrenze umsetzen werden.

ENTWICKLUNGEN AUF DEM DEUTSCHEN PV-MARKT

Die Verringerung der Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife (siehe nachfolgende Grafik) korrelierte in der Vergangenheit mit der Entwicklung der Systempreise. Etwa seit Anfang 2021 verteuern sich die Systempreise jedoch kontinuierlich (vgl. nachfolgendes Kapitel). Mit Vorlage des Osterpaketes der Bundesregierung und dessen geplanter Umsetzung im neuen EEG 2023 steigen nun auch die Tarife für die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom erstmalig wieder an (vgl. Kapitel „Inkrafttreten des EEGs 2023“). Dies ist mit Blick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien als positiv zu bewerten.

Entwicklung der deutschen Einpeisevergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2022

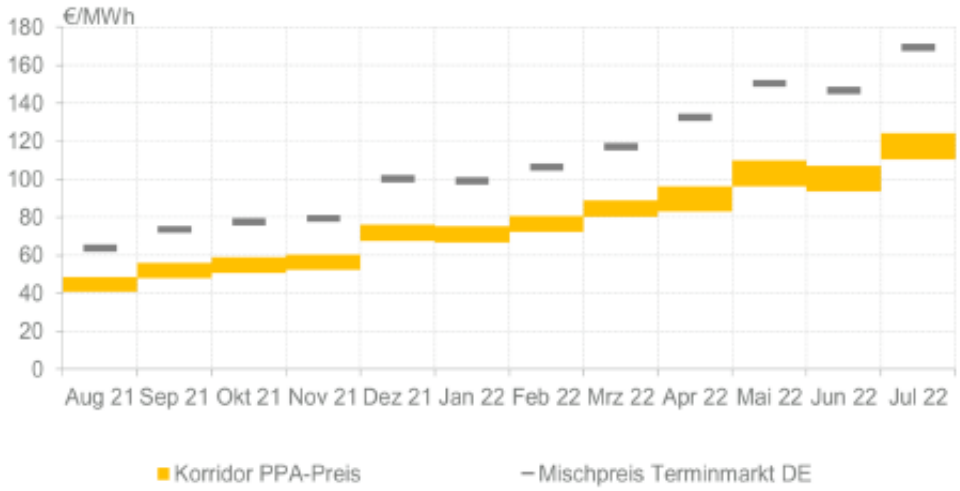


Oberhalb von 1 MWp kann sich der Betreiber eine feste Einspeisevergütung über Stromabnahmeverträge (englisch: Power Purchase Agreements oder PPAs), also mittel- oder langfristige Festpreis-Abnahmevertrag mit einem Netzbetreiber oder Energiehändler, sichern. Besonders geeignet für solche PPA-Verträge sind große Freiflächenanlagen, die ihren Strom in das Netz einspeisen können. Solche Anlagen sind u. U. nicht an die Maximalleistung von 20 MWp – die Obergrenze bei Ausschreibungen – gebunden. Da sich die festgelegten Preise in den PPAs an den Strommarktpreisen orientieren, werden sie mit steigenden Strompreisen zunehmend attraktiver (siehe nachfolgende Grafik).

Langfristige PPA-Verträge mit dem Kunden vor Ort eröffnen sich auch als neue Möglichkeit für Dachanlagen. Solche Kunden können z. B. Unternehmen sein, die für ihre Produktion direkt grünen Strom vor Ort abnehmen können. Auch die Abschaffung der EEG Umlage hilft dabei, ein solches Stromvermarktungsmodell, wie der Konzern es bereits aus dem belgischen Markt kennt, in Deutschland zu etablieren, denn bisher musste auch auf derart gelieferten Strom die EEG-Umlage entrichtet werden.

Zu bedenken ist derzeit jedoch, dass auch die Stromgestehungskosten aufgrund der gestiegenen Systemkosten für PV-Anlagen ebenfalls gestiegen sind (siehe nachfolgendes Kapitel).

Entwicklung der PPA Strompreisverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren



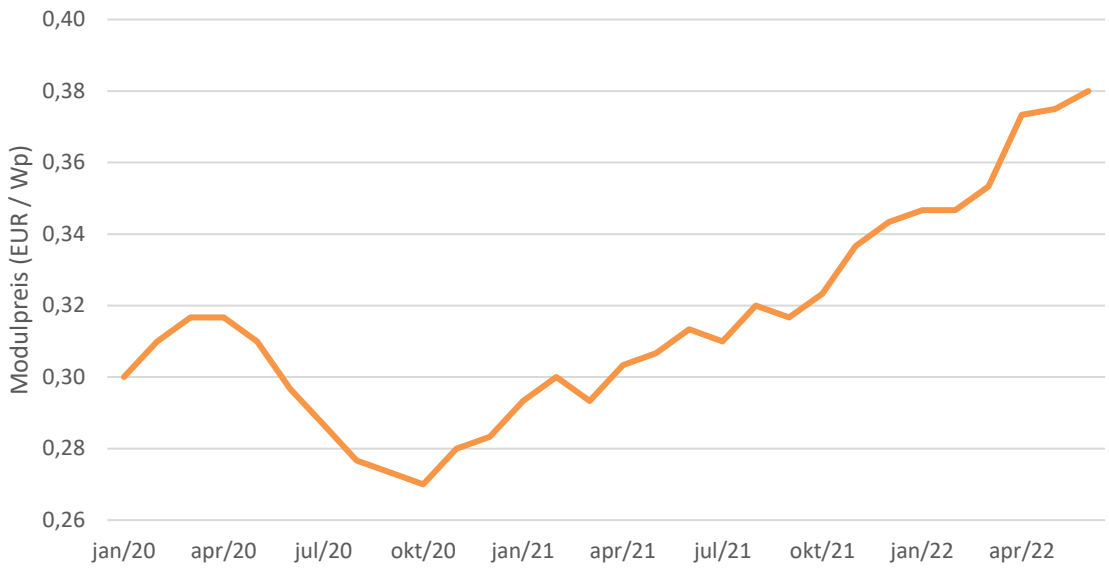
Quelle: Enervise

Die aktuelle Lage wirft jedoch ein spezielles Problem für geplante PPAs auf. Aufgrund der ungewissen Lieferzeit für wichtige Komponenten wie Übergabestationen oder Trafos (Verzögerungen von bis zu einem Jahr) ist es schwierig, ein verlässliches Datum für den Vertragsbeginn eines PPAs festzulegen. Ein von beiden Vertragsparteien unterzeichnetes PPA (außerhalb des EEGs) ist jedoch die Voraussetzung für eine Projektfinanzierung, um die Rechte am PPA-Vertrag an die finanzierende Bank abtreten zu können. Dieser Teufelskreis macht eine Bankenfinanzierung eines PPAs derzeit beinahe unmöglich. Eine größere Flexibilität bietet eine vollständige Eigenkapitalfinanzierung, die nach dem Netzanschluss teilweise durch eine Projektfinanzierung refinanziert wird.

ENTWICKLUNG DER SYSTEMPREISE

2021 konnte bei den Entstehungskosten eine Kehrtwende beobachtet werden. Der Trend, dass die Systempreise lediglich abnehmen, wurde entschlossen gebrochen. Seit Oktober 2020 haben sich die Module in Deutschland kontinuierlich verteuert. Im Berichtszeitraum stiegen die Modulpreise ebenfalls unvermindert an und liegen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des vorliegenden Berichts bereits rund 40 % über dem Tiefpunkt im Oktober 2020.

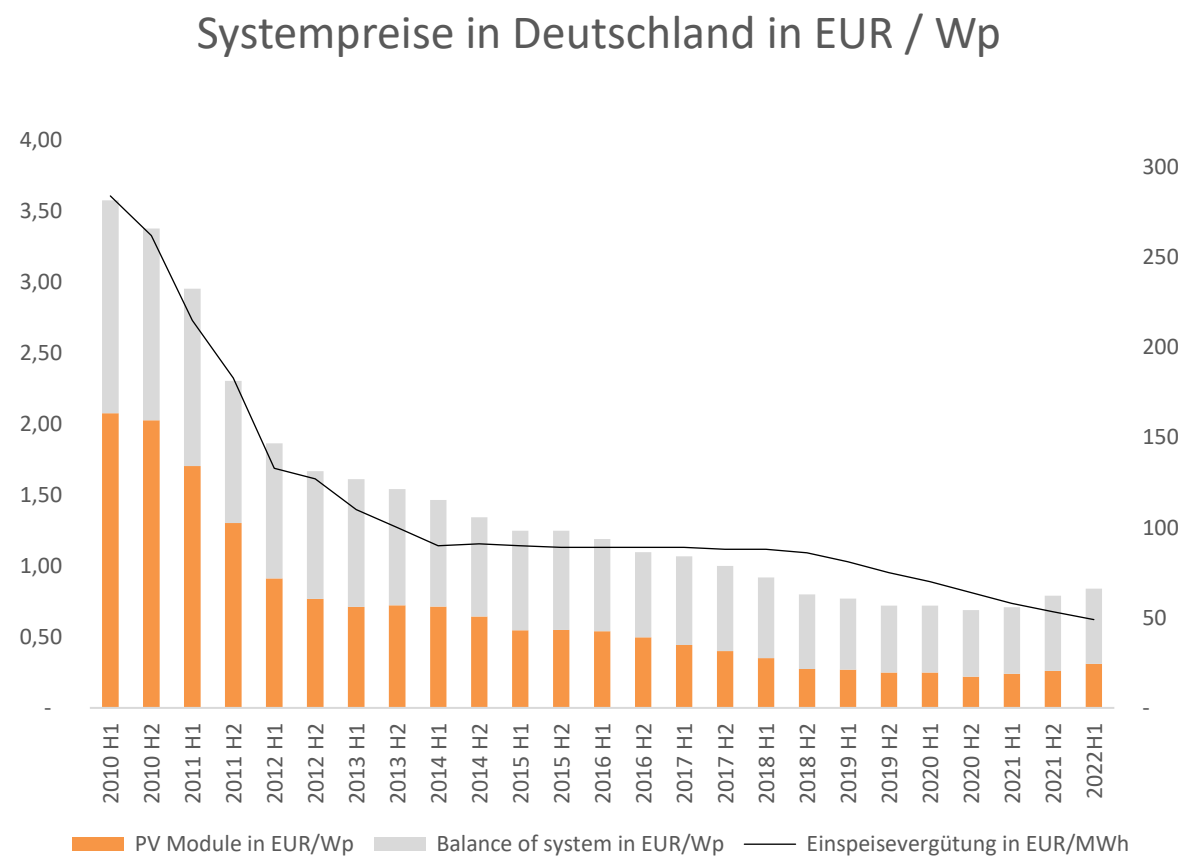
Entwicklung der Modulpreise in Deutschland seit Januar 2020 in EUR/Wp



Quelle: pvxchange; eigene Darstellung

Obwohl die anderen Systemkosten (auch BOS für Balance of System) mit den Jahren tendenziell preiswerter werden, hat die Zunahme der Rohstoffpreise (Kupfer, Aluminium, Stahl) sowie die (Nicht-)Verfügbarkeit von Monteuren und Technikern erstmalig zu deutlichen Erhöhungen in den BOS-Kosten geführt. Die Wartezeiten auf bestimmte projektspezifische Komponenten (wie z. B. Übergabestationen und Trafos) ist ebenfalls deutlich länger geworden. Insgesamt lässt sich in den letzten Jahren aufgrund des stärkeren Rückgangs der Modulpreise eine Verschiebung bei den Gesamtsystempreisen hin zu den BOS-Kosten (ohne Berücksichtigung spezifischer Standortfaktoren) wahrnehmen. Konnte man bei den Gesamtkosten für Module und BOS 2010 noch ein Verhältnis von 60/40 feststellen, lag das Verhältnis Module/BOS im ersten Halbjahr 2022 bei 37/63.

Deutsche Systempreise in EUR/Wp (links) – Einspeisetarifentwicklung in EUR/MWh (rechts)



Quelle: IRENA – eigene Darstellung

Die Energiekrise verschärft auch die Lieferkettenproblematik, die sich bereits im Laufe der Corona-Jahre abgezeichnet hat. Neben Sondereffekten wie Havarien von Schiffen und Produktionsstätten haben langanhaltende Lockdowns in China aufgrund der Corona-Pandemie die (Vor-)Produktion wichtiger Komponenten beeinträchtigt. Hinzu kam ein reduzierter Schiffsverkehr, damit knapper werdende Container-Kontingente, der Rückgang an Lieferkapazitäten auf der Straße aufgrund fehlenden Personals sowie eine allgemeine Knappheit an Produktionsgütern, die sicherlich auch mit Kurzarbeit, Corona-bedingten Arbeitsausfällen und veränderten Arbeitsstrukturen zusammenhängen.

Abgesehen von den steigenden Kosten für Energie hat der Krieg in der Ukraine auch direkte Auswirkungen auf die Lieferkettenproblematik. So ist die Ukraine beispielsweise einer der größten Produzenten von Neongas, was für die Produktion von Chips benötigt wird. Diese werden vor allem in wichtigen Komponenten beim Bau von PV-Anlagen wie Übergabestationen, Wechselrichtern und Transformatoren gebraucht.

Diese Lieferprobleme verursachen derzeit Verzögerungen beim Netzanschluss von PV-Anlagen von bis zu einem Jahr, was die Cashflow-Planung erschwert und den Abschluss von PPAs verhindert (vgl. vorhergehenden Abschnitt „Entwicklung auf dem deutschen PV-Markt“).

INKRAFTTRETEN DES EEGS 2023

Bereits in ihrem Koalitionsvertrag mit dem Titel „Mehr Fortschritt wagen“ hat die seit November 2021 amtierende neue Bundesregierung eine Vielzahl von Maßnahmen aufgenommen, die sich positiv auf die Entwicklung des 7C Solarparken Konzerns auswirken sollten. Dies wurde im Geschäftsbericht 2021 ausführlich erläutert. Energieminister Habeck hat im Frühjahr das sogenannte Osterpaket nachgelegt, um den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zu beschleunigen und die Abhängigkeit von Drittstaaten zu reduzieren. Das Osterpaket hat zur Einführung eines neuen Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG 2023) geführt, welches am 7. Juli 2022 vom Bundestag verabschiedet wurde.

Einige der beschlossenen Maßnahmen werden nach heutiger Einschätzung besondere Auswirkungen auf den Sektor und auf den Konzern haben. Diese werden in der unterstehenden Liste detaillierter beschrieben:

- **Drastische Erhöhung des Ausbauziels für Solaranlagen**: Als übergeordnetes Ziel des Osterpakets steht der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. So sollen sie im Jahr 2030 bei einem geschätzten Bedarf von rund 600 TWh 80 % der Bruttostromversorgung decken. Das wäre in nur acht Jahren ein Zubau wie insgesamt in den vorangegangenen 30 Jahren EEG-Regime. **Für Photovoltaik** sah das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der Fassung von 2021 eine Zielsetzung von 100 GWp an installierter Gesamtkapazität in Deutschland bis 2030 vor. Ende 2021 waren es rund 59 GWp. Dieses Ziel wurde im EEG 2023 nun auf 215 GWp bis 2030 erhöht, entsprechend einer Zunahme der Gesamtleistung von durchschnittlich 22 GWp pro Jahr – also mehr als das Vierfache dessen, was im Gesamtjahr 2021 zugebaut wurde.
- Die **Ausschreibungsvolumina** werden entsprechend angepasst. Für Solaranlagenlagen werden sie im Jahr 2022 von 1,9 GWp auf 6,0 GWp erhöht. Für Freiflächenanlagen sind Ausschreibungsvolumina von 5,9 GWp für 2023 sowie 8,1 GWp für 2024 sowie jeweils 9,9 GWp für die Folgejahre 2025 bis 2029 geplant. Außerdem sieht das EEG 2023 für PV-Anlagen auf Dächern und Lärmschutzwänden eine Staffel von 0,65 GWp für 2023, 0,9 GWp für 2024 sowie jeweils 1,1 GWp für die Folgejahre 2025 bis 2029 vor.
- **Neue Solaranlagen** sollen **bis zur Leistung von 1 MWp** eine **feste Einspeisevergütung** erhalten, die auf 81 EUR/MWh für eine Freiflächenanlage bis 1 MWp ansteigt.
- Die **Degradation der Einspeisevergütung** für neue Solaranlagen wird bis 2024 ausgesetzt, danach soll sie bei 1 % pro Halbjahr liegen.
- **Die EEG Umlage**, die die Ausgaben für die Einspeisevergütungen auf alle Stromverbraucher verteilt, ist seit dem 1. Juli 2022 **auf null reduziert** worden und wird gemäß EEG 2023 am 1. Januar 2023 abgeschafft. Statt der EEG-Umlage ist nun ein fester Ausgleichsanspruch der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesrepublik vorgesehen. Die Finanzierung soll künftig über den Bundeshaushalt ablaufen. Die notwendigen Mittel dafür sollen über den Brennstoffemissionshandel bereitgestellt werden.

WETTBEWERB

Der Wettbewerb des Konzerns spielt sich vor allem im Einkauf bzw. in der Projektentwicklung von neuen Projekten ab. Im deutschen und belgischen Markt beteiligt sich der Konzern an relativ kleinen (Dach-)Anlagen auf gewerblichen Dachflächen. Der Wettbewerb besteht hier vor allem in der Abwägung des Dacheigentümers zwischen einer eigenen Investition oder einem Drittinvestor. In Deutschland werden solche kleineren Anlagen durch die höheren Entstehungskosten und die geringen Ausschreibungsvergütungen sowie die schwierige regulatorische Lage beim Stromverkauf an den Gebäudenutzer erschwert.

Daher etabliert sich, wie oben beschrieben, zunehmend ein reiner PPA-Markt in Deutschland, an dem der Konzern nicht oder nur in beschränktem Ausmaß beteiligt ist. Dieser bleibt den Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreibern usw. vorbehalten. Dies bedeutet allerdings auch, dass solche Gesellschaften im Segment, in dem der Konzern Freiflächenanlagen kauft und entwickelt (1-20 MWp), weniger als Mitbewerber präsent sind.

Der Konzern hält hauptsächlich Erneuerbare-Energieanlagen zwischen 1-20 MWp, die eine Einspeisevergütung (aus dem EEG oder aus der Ausschreibung) erhalten. In diesem Segment gibt es eine beträchtliche Konkurrenz mit sehr unterschiedlichen Wettbewerbern, wie z. B. Privatiere, geschlossene Fonds, andere IPP-Player, Versicherer usw. Der Konzern versucht sich durch Eigenentwicklung und durch den Ausbau von langfristigen Beziehungen mit Projektentwicklern und Generalunternehmern einen exklusiven Zugang zu verschaffen.

WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS

GESCHÄFTSVERLAUF IM ERSTEN HALBJAHR 2022

Das Anlagenportfolio generierte im ersten Halbjahr 2022 mit 189,5 GWh rund 31 % mehr Strom als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum.

	2022 H1	2021 H1	Änderung
Solar und Wind (GWh)	189,5	144,7	30,9 %
Nur Solar (kWh/kWp)	550,9	509,6	8,1 %
Nur Wind (kWh/kWp)	1.170,5	1.054,9	11,0 %
Solar und Wind (kWh/kWp)	561,7	521,5	7,7 %
Gewichtete durchschnittliche installierte Leistung Solar und Wind (MWp)	337,0	274,5	22,8 %
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)	227,8	195,3	16,6 %

Diese deutliche Zunahme ist sowohl auf das starke Wachstum des Anlagenportfolios als auch auf gegenüber dem ersten Halbjahr 2021 signifikant verbesserte Solar- und Windverhältnisse zurückzuführen; die gewichteten durchschnittlichen Erzeugungskapazität im ersten Halbjahr 2022 lag um fast 23 % höher als in der Vorjahresperiode.

Der spezifische Ertrag des Solaranlagenportfolios hat sich mit 550,9 kWh/kWp gegenüber der Vorjahresperiode um 8 % verbessert. Auch für die Windkraft war das erste Halbjahr 2022 mit 1.171 kWh/kWp wieder deutlich besser als die Vorjahresperiode (+11 %). Insgesamt lag der spezifische Ertrag für Solar und Wind bei 561,7 kWh pro kW installierter Leistung und damit 7,7 % über dem Wert des entsprechenden Vorjahreszeitraums.

Im Vergleich zu den Vorjahren nahm der durchschnittliche Einspeisepreis wieder deutlich zu (+16,6 %) und stieg auf 227,8 EUR/MWh (2021H1: 195,3 EUR/MWh). In dieser Entwicklung spiegeln sich die enorm gestiegenen Strommarktpreise der vergangenen Monate wider, welche sinkende Einspeisevergütungen für Neubauprojekte deutlich überkompensieren (vgl. Abschnitt „Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios“).

STAND DER UMSETZUNGEN DER ZIELE DES GESCHÄFTSPLANS 2020-2022

Der Geschäftsplan 2020-22 wurde Ende 2020 und 2021 konkretisiert.

Stand der bisherigen Portfolioerweiterung auf > 220 MWp

Das geplante Portfoliowachstum des Geschäftsplans 2020-22 sah für das Jahr 2020 eine Steigerung von 190 MWp zum Jahresende 2019 um 30 MWp auf 220 MWp zum Jahresende 2020 vor. Im Juni 2020 wurde das Ausbauziel für 2020 bereits erreicht. Am Ende des Jahres 2020 lag das Gesamtportfolio bei 256 MWp.

Stand der Integration des Wachstums

Ein Hauptaugenmerk in 2020 lag auf der Integration des vorangegangenen Wachstums.

- Für Anlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 6 MWp und einer Vergütung nach dem EEG 2019 sollte bis Februar 2020 der Netzanschluss erfolgen. Insgesamt 5,1 MWp davon konnten bereits 2020 ans Netz angeschlossen werden. Für zwei der angeschlossenen Projekte mit jeweils 750 kWp konnte die Endabnahme aufgrund von Baumängeln nicht erfolgen. Mehrere Klagen wurden bei Gericht gegen die Generalunternehmer eingereicht. Die Ende 2020 noch ausstehenden 0,9 MWp konnten im Laufe des ersten Halbjahres 2021 ans Netz angeschlossen werden.
- Im Rahmen der Optimierungsmaßnahmen wurde das geplante Modulaustauschprogramm im ersten Quartal 2020 planmäßig abgeschlossen (siehe Geschäftsbericht 2020).
- Die 7C Solarparken hatte geplant, für eine der Fondsgesellschaften aus dem Betriebsführungsgeschäft die Beherrschung (und damit die vollständige Konsolidierung) bis 2021 zu erreichen. Dieses Ziel konnte bereits zum 30. Juni 2020 für zwei Fondsgesellschaften erreicht werden (siehe Geschäftsbericht 2020).
- Zur Entlastung der eigenen technischen Mitarbeiter konnten die Wartungs- und Serviceaufgaben für Neuanlagen in Deutschland mit einem Volumen von 100 MWp ab dem zweiten Quartal 2020 an IBC Solar, einem erfahrenen deutschen PV-Unternehmen, abgegeben werden. Die Ausführung wird von der 7C Solarparken überwacht.
- Die Reduzierung der Anzahl der Projektgesellschaften konnte während 2020 vollständig ausgeführt werden. Insgesamt reduzierte sich die Anzahl an Projektgesellschaften durch Verschmelzung um 17 Gesellschaften.

Stand der Skalierung auf 500 MWp und Belgien als zweiter Kernmarkt

Im neuen Plan soll das eigene IPP-Portfolio bis Ende 2022 auf 400 MWp (350 MWp Deutschland / 50 MWp Belgien) und das Portfolio für die Betriebsführung auf 100 MWp ansteigen. Als Zwischenschritt war bis Ende 2021 eine Kapazitätserweiterung auf 295 MWp vorgesehen, davon 275 MWp in Deutschland und 20 MWp in Belgien. Diese Zwischenziele sind, wie bereits oben geschrieben, erreicht.

Stand des Ausbaus des eigenen IPP-Portfolio von 220 MWp auf 400 MWp

Das Anlagenportfolio stieg im Laufe des ersten Halbjahres 2022 auf 366 MWp. Davon entfielen rund 331 MWp auf Deutschland und 35 MWp auf Belgien

Markteintritt in den belgischen Markt:

Der Vorstand hat in kurzer Zeit einen fulminanten Markteintritt in Belgien erreicht (vgl. Geschäftsberichte 2020 und 2021). Folgende Meilensteine wurden bereits erreicht:

- Am 29.12.2020 hat 7C Solarparken den Erwerb von Enervest Belgium BV (inzwischen: 7C Solarparken Belgium BV) bekannt gegeben, einer 2008 gegründeten Projektentwicklungsgesellschaft mit starkem Track-Record im belgischen Markt und eine der PV-Pioniere in Belgien. Die Projektpipeline wurde übernommen, und über das Gesamtjahr 2021 wurde die Pipeline nach und nach umgesetzt. Dies war ein wesentlicher Bestandteil des Wachstums in Belgien im Jahr 2021. Neben der PV-Projektentwicklung ist die Firma auch in der Betriebsführung für Drittanlagen tätig.

- Der Plan sah ein IPP-Portfolio in Belgien bis Ende 2021 von 20 MWp. vor. Die tatsächliche Kapazität in Belgien betrug am Ende des Geschäftsjahres 2021 27 MWp, womit die Zielgröße deutlich übertroffen wurde.

Stand des Ausbaus des Portfolios für die Betriebsführung auf 100 MWp

Neben den rund 63 MWp in Deutschland hat der Konzern mit dem Geschäftserwerb der Enervest Belgium BV (nunmehr 7C Solarparken Belgium BV) auch die kaufmännische Verwaltung von 8 MWp an belgischen PV-Projekten übernommen (siehe: „Verwaltetes Anlageportfolio“). Der Gesamtwert des verwalteten Portfolios lag somit am Bilanzstichtag bei rund 70 MWp.

Der Ausbau auf 100 MWp. bis Ende 2023 ist getrieben von opportunistischen Gelegenheiten im Markt. Betriebsführungsprojekte werden nicht sehr häufig am Markt angeboten und sind, wie bei dem Erwerb von Ernervest Belgium, häufig Bestandteil von komplexeren M&A-Transaktionen. Daher ist das Wachstum eher schwierig vorherzusagen. Der Vorstand ist aber von der Attraktivität des Betriebsführungsgeschäfts überzeugt und wird jede sich bietende Gelegenheit im Markt prüfen, um dieses Segment weiter auszubauen.

ERTRAGSLAGE

UMSATZ

7C Solarparken erzielte im ersten Halbjahr 2022 Umsatzerlöse in Höhe von EUR 43,7 Mio. und lag damit rund 52 % über dem Umsatz der Vorjahresperiode (2021H1: EUR 28,8 Mio.). Die Umsatzerlöse bestehen im ersten Geschäftshalbjahr zu 98,8 % aus Stromverkäufen (2021H1: 98,3 %). Demzufolge ist der Stromverkauf von EUR 28,3 Mio. auf EUR 43,2 Mio. angestiegen. Der restliche Teil stammt aus technischen und kaufmännischen Dienstleistungen für Dritte im In- und Ausland sowie aus Mieteinnahmen aus dem PV Estate-Portfolio.

Die Zunahme der Umsatzerlöse i. H. v. EUR 14,9 Mio. beim Stromverkauf wird weiterhin bestimmt durch den Zuwachs des konzerneigenen Portfolios (EUR 6,4 Mio.). Aber auch die erzielten Verkaufspreise für den produzierten Strom trugen im ersten Halbjahr 2022 durch die stark gestiegenen Marktpreise erheblich zur Umsatzsteigerung bei (EUR 6,2 Mio.). Außerdem war das Wetter in der ersten Jahreshälfte 2022 besser als 2021, was etwa EUR 2,3 Mio. zur Umsatzsteigerung beitrug.

Die Umsatzerlöse aus Dienstleistungen erhöhten sich leicht von EUR 0,4 Mio. in 2021H1 auf EUR 0,5 Mio.

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparken i. H. v. EUR 0,6 Mio. (2021H1: EUR 1,0 Mio.). Die Differenz ist hauptsächlich dadurch zu erklären, dass im Vorjahr noch periodenfremde Erträge im wesentlichen Umfang von EUR 0,5 Mio. angefallen sind. Im Berichtszeitraum ergaben sich die sonstigen Erträge vor allem aus Schadenersatz i. H. v. EUR 0,3 Mio. (2021H1: EUR 0,2 Mio.) und aus der Auflösung von Rückstellungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. (2021H1: EUR 0,2 Mio.). Die sonstigen Erträge stiegen mit EUR 0,1 Mio. auf EUR 0,2 Mio. an.

PERSONALAUFWAND

Der Personalaufwand im Berichtszeitraum war mit TEUR 928 etwas geringer als in der Vorjahresperiode (2021H1: TEUR 1.043), was mit einem leichten Rückgang der Mitarbeiterschaft zusammenhing. Der Konzern beschäftigte zum 30. Juni 2022 neben den beiden Vorständen 22 Mitarbeiter (i. VJ.: 27 Mitarbeiter). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 25 Mitarbeiter (i. VJ.: 30 Mitarbeiter).

SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

Die betrieblichen Aufwendungen beliefen sich in der Berichtsperiode auf EUR 4,7 Mio. (2021H1: EUR 3,2 Mio.). Diese beinhalten vor allem die Kosten für den Betrieb der Solarparks und Windparks (Aufwendungen wie Reparaturen und Instandhaltung sowie Versicherungen, Eigenstrombedarf, Materialkosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege), welche mit EUR 2,7 Mio. gegenüber der Vorjahresperiode (2021H1: 1,5 Mio.) mit dem wachsenden Anlageportfolio deutlich angestiegen sind (+EUR 1,1 Mio.). Dieser Kostenanstieg ist in erster Linie auf die ausgelagerten Wartungsarbeiten für die Wind- und Solarparks zurückzuführen. Daneben haben sich auch die Kosten für Strom, Grünpflege und Direktvermarktung erhöht.

Die Verwaltungskosten nahmen um EUR 0,1 Mio. ab. Die Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten waren hingegen mit EUR 0,5 Mio. etwas höher als in der Vorjahresperiode (2021H1: EUR 0,4 Mio.)

Auch die Kosten für den laufenden Geschäftsbetrieb, u. a. Kfz-, EDV- und Telekommunikationskosten, sind im sonstigen Betriebsaufwand enthalten.

EBITDA

Der 7C Solarparken Konzern hat ein EBITDA von EUR 38,7 Mio. erzielt (2021H1: EUR 25,5 Mio.), was einer Steigerung von 52 % entspricht. Die EBITDA Marge veränderte sich nur unwesentlich von 88,7 % in 2021H1 auf 88,4 % in 2022H1.

ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN

Die Abschreibungen und Wertminderungen i. H. v. EUR 16,5 Mio. (2021H1: EUR 15,1 Mio.) betreffen sämtlich Abschreibungen auf Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte. Die Erhöhung der Abschreibungen und Wertminderungen um EUR 1,4 Mio. ist auf die Akquisition neuer Solarparks einschließlich Nutzungsrechten zurückzuführen.

EBIT

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) lag mit EUR 22,2 Mio. mehr als 211 % über dem EBIT der Vorjahresperiode (2021H1: EUR 10,5 Mio.). Dies entspricht einer gegenüber der Vorjahresperiode deutlich gestiegenen EBIT-Marge von 50,8 % (2021H1: 36,3 %).

BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis lag mit EUR -3,1 Mio. etwa auf dem Niveau der Vorjahresperiode (EUR -3,0 Mio.). Die darin enthaltenen Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus Darlehen, die das Unternehmen Dritten gewährt hat und die zu fortgeführten Anschaffungskosten geführt werden. Die Zinsaufwendungen i. H. v. EUR 2,5 Mio. (2021H1: EUR 2,8 Mio.) betreffen hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. EUR 2,0 Mio. (2021H1: EUR 2,3 Mio.) zuzüglich der Zinsen auf emittierte Schuldscheindarlehen i. H. v. EUR 0,5 Mio. (2021H1: EUR 0,5 Mio.).

PERIODENERGEBNIS

Der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steueraufwand belief sich im ersten Halbjahr 2022 insgesamt auf EUR 4,4 Mio. (2021H1: EUR 0,7 Mio.). Das Periodenergebnis von EUR 14,8 Mio. (2021H1: EUR 6,7 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft in Höhe von EUR 14,1 Mio. (2021H1: EUR 6,0 Mio.) sowie dem Ergebnis nicht-beherrschender Gesellschafter von EUR 0,7 Mio. (2021H1: EUR 0,7 Mio.) zusammen.

VERMÖGENS- UND FINANZLAGE

VERMÖGENSLAGE

Die Vermögenslage der 7C Solarparken setzt sich zu rund 80 % (2021: 84 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparken beliefen sich zum 30. Juni 2022 auf EUR 1,7 Mio. (2021: EUR 1,8 Mio.) und beinhalteten u. a. Serviceverträge für die Betriebsführung von Anlagen Dritter, die im Zuge der Unternehmensakquisitionen in den Vorjahren erworben wurden.

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 1,6 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 1,1 Mio. durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgegliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betrugen EUR 15,2 Mio. Darüber hinaus wurde eine Wertminderung auf einer Solaranlage i. H. v. EUR 0,3 Mio. verzeichnet.

Demzufolge ist der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 362,9 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (EUR 375,5 Mio.) in der Summe um EUR 12,6 Mio. leicht gesunken.

Die Solarparks im Bau haben zum Stichtag einen Buchwert von EUR 7,0 Mio. (2021: EUR 2,2 Mio.). Im Berichtszeitraum wurde ein Betrag i. H. v. EUR 6,0 Mio. in den Bau von Solarparks investiert. Darüber hinaus wurden zu EUR 1,1 Mio. Solarparks im Bau erworben und fertiggestellt.

Die Nutzungsrechte, welche im Wesentlichen die Nutzung von Grundstücken und Dächern für den Betrieb der Solar- und Windkraftanlagen betreffen, stiegen von EUR 26,3 Mio. auf EUR 38,1 Mio. Die Zunahme resultiert im Wesentlichen aus dem Abschluss eines Nutzungsvertrags bzgl. einer Solaranlage (+EUR 11,4 Mio.) sowie von Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks (+EUR 1,0 Mio.). Schließlich wurden die Gestattungsverträge i. V. m. Windparks neubewertet (+EUR 0,3 Mio.). Den Zugängen i. H. v. standen Abschreibungen i. H. v. EUR 0,8 Mio. entgegen.

Die Grundstücke und Gebäude (EUR 12,9 Mio.), d. h. das sog. PV Estate, sind in etwa unverändert geblieben (2021: EUR 12,9 Mio.). Das PV Estate Portfolio enthält 185 ha am Ende des Berichtszeitraums.

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 6,6 Mio. auf EUR 9,8 Mio. erhöht.

Die kurzfristigen Vermögenswerte haben sich von EUR 79,5 Mio. am Jahresende 2021 auf EUR 109,8 Mio. zum 30. Juni 2022 erhöht. Zum Ende der Berichtsperiode verfügte der Konzern über liquide Mittel i. H. v. EUR 88,9 Mio. (2021: EUR 69,3 Mio.). Hiervon sind EUR 19,0 Mio. (i. VJ.: EUR 17,9 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme ist von EUR 507,9 Mio. auf EUR 545,4 Mio. angestiegen.

Das Eigenkapital belief sich zum 30. Juni 2022 auf EUR 202,9 Mio. (2021: EUR 197,3 Mio.). Der Anstieg i. H. v. EUR 5,6 Mio. setzt sich zusammen aus positiven Periodenergebnis i. H. v. EUR 14,8 Mio. abzüglich des sonstigen Ergebnisses i. H. v. minus EUR 9,0 Mio. Letzteres ist fast ausschließlich auf die Herbeiführung zum negativen Zeitwert der Swap-Vereinbarung mit einem großen europäischen Energieversorger zur Absicherung des Strompreises zurückzuführen. Der negative Zeitwert ergibt sich daraus, dass die Terminpreise für Strom nach Abschluss der Swap-Vereinbarung noch weiter angestiegen sind. Die Absicherung der Zahlungsströme wird nach Hedge Accounting bilanziert.

Die Eigenkapitalquote veränderte sich mit 37,2 % nur unwesentlich gegenüber dem Vorjahr (2021: 38,9 %) und blieb damit sehr solide.

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten im Konzern beliefen sich zum 30. Juni 2022 insgesamt auf EUR 241,8 Mio. (2021: EUR 241,1 Mio.). Es handelt sich hier um die Darlehen zur Finanzierung der Solar- und Windparks, der Immobilien des sog. PV Estate sowie auch um die emittierten Schuldscheindarlehen.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betrugen zum Bilanzstichtag EUR 38,2 Mio. (2021: 26,3 Mio.). Zu der Veränderung trugen im Wesentlichen erhöhend neue Leasingverbindlichkeiten aufgrund des Abschlusses neuer Leasingverträge i. H. v. EUR 1,4 Mio. sowie aufgrund von Aufzinsung bestehender Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,2 Mio. bei. Um EUR 0,3 Mio. erhöhten sich die Leasingverbindlichkeiten durch die Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks. Gegenläufig haben sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 1,4 Mio. ausgewirkt.

FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtshalbjahr EUR 19,6 Mio. (2021H1: EUR -6,0 Mio.). Dabei betrug der „Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit“ EUR 27,0 Mio. und der „Netto-Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit“ EUR 0,4 Mio., welche gemeinsam den Zahlungsmittelabfluss aus der Investitionstätigkeit i. H. v. EUR 7,8 Mio. überkompensierten und per Saldo zu einer deutlichen Erhöhung des Finanzmittelfonds führten. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Nettomittelzufluss aus der betrieblichen Tätigkeit verbesserte sich von EUR 17,9 Mio. in 2021H1 auf EUR 27,0 Mio. im ersten Halbjahr 2022. Er resultiert im Wesentlichen aus dem operativen Geschäft der Solarparks und den hieraus generierten Einzahlungen. Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug minus EUR 7,8 Mio. (2021H1: minus EUR 18,2 Mio.). Im Gegensatz zum Vorjahr, wo der Schwerpunkt auf dem Erwerb von Tochterunternehmen bzw. dem Erwerb von Sachanlagen lag, wurde die Investitionstätigkeit im ersten Halbjahr 2022 vor allem durch Anzahlungen auf Anlagen im Bau bestimmt (EUR 6,0 Mio.) sowie zu einem geringeren Teil durch den Erwerb von Sachanlagen (EUR 1,8 Mio.). Die Wachstumsgeschwindigkeit des Konzerns war somit im ersten Halbjahr 2022 geringer als in der Vorjahresperiode.

Der positive Cash-Flow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf EUR 0,4 Mio. (2021H1: minus EUR 5,7 Mio.). Dieser Betrag umfasst vor allem die Einzahlungen von Projektfinanzierungen i. H. v. EUR 16,1 Mio. Cash-mindernd wirkten sich hingegen die Tilgungen von solchen Krediten i. H. v. EUR 14,5 Mio. sowie die Tilgung von Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 1,4 Mio. aus.

Der Konzern war zu jeder Zeit in der Lage, seine Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage als positiv zu betrachten. Die deutliche Verbesserung des EBITDA sowie die Erweiterung des Anlagenportfolios spiegeln die Unternehmensplanung und Intention einer nachhaltigen und kontinuierlich erfolgreichen Geschäftsentwicklung wider. Der Vorstand beurteilt diese Entwicklung als positiv und sieht die Möglichkeit der weiteren Verbesserung des Unternehmenserfolgs durch die sukzessive Ausführung der strategischen Planung.

PROGNOSEBERICHT

KONZERN

In seinem Prognosebericht im Geschäftsbericht 2021 ging der Vorstand noch von zwei Szenarien aus. Im ersten Szenario gab es keine regulatorischen Eingriffe in die Preisbildung an den Strommärkten oder in die bisherigen Vergütungssysteme. Im zweiten Szenario ging der Vorstand von einer oder mehreren Staatsinterventionen, die eine Preisobergrenze von 70 EUR/MWh beinhalten, aus.

Im Juli 2022 hatte der Vorstand diesen Ansatz verlassen und dem Markt eine neue Prognose bekanntgegeben, die keine regulatorischen Eingriffe in die Preisbildung am Strommarkt unterstellt und die gute Produktion, die Strompreise des ersten Halbjahres sowie insbesondere die Swap-Vereinbarung mit einem großen europäischen Stromversorger (vgl. Abschnitt „Abschluss einer Strompreisswap-Vereinbarung“) in die Prognose mit einbezogen hat.

Infolge der Initiativen der Europäischen Kommission zur Einführung einer Preisdeckelung bei 180 EUR/MWh, was nach Auffassung des Vorstands faktisch eine Preisobergrenze für den durchschnittlichen PV-Strompreis von 150 EUR/MWh (vgl. Wirtschaftsbericht sowie Risikobericht) für Markterlöse von u. a. erneuerbaren Energien bedeutet, verfeinert der Vorstand zum Tag der Veröffentlichung dieses Halbjahresberichts 2022 seine Prognose, um diese Preisdeckelung zu reflektieren.

Im neuen Szenario prognostiziert der Vorstand daher Umsatzerlöse von EUR 73,4 Mio., ein EBITDA von EUR 61,8 Mio. und ein Cashflow je Aktie von EUR 0,67 für den Konzern im Geschäftsjahr 2022.

Prognose Konzernzahlen 2022

IN MIO. EUR	2022 (NEUE PROGNOSE)	2022 (JULI PROGNOSE)	2022 (GESCHÄFTSBERICHT 2021)	
			SZENARIO 1	SZENARIO 2
Umsatzerlöse	**73,4**	>72,1	68,0	61,8
davon Umsatz aus verkauftem Strom	***72,9***	*>71,6*	*k.A.*	*k.A.*
EBITDA	**61,8**	>59,0	55,4	49,1
CFPS (EUR)	**0,67**	>0,65	0,61	0,53

Der Vorstand erwartet für das Gesamtjahr 2022 eine Stromproduktion aus dem Anlagenportfolio von etwa 334 GWh (Prognose aus dem Geschäftsbericht 2021: 330 GWh) und einen Ertrag pro installierter Anlagenleistung von 1.012 kWh/kWp (Prognose aus dem Geschäftsbericht 2021: 973 kWh/kWp). Diese Produktion wird erwirtschaftet mit einer durchschnittlichen gewichteten Anlagenleistung i. H. v. 342 GWp.

Dieser Ausblick basiert auf den folgenden Annahmen:

- Es wird in Deutschland wie in Belgien rückwirkend zum 1. Januar 2022 eine Preisdeckelung für Markterlöse für Solaranlagen sowie Windparks i. H. v. 180 EUR/MWh eingeführt. Diese Preisdeckelung betrifft lediglich Markterlöse, sodass weder Einspeisevergütungssätze noch Grünstromzertifikate, die oberhalb von diesem Wert liegen, von der Einführung der Preisdeckelung betroffen sind. Die Preisdeckelung für den Strompreis wird auf Stundenbasis eingeführt, sodass dies faktisch auf eine Preisdeckelung bei durchschnittlich 150 EUR/MWh hinausläuft, da der Strompreis nur für die Stunden, während derer der PV-Strompreis an der EEX-Strombörse oberhalb von 180 EUR/MWh liegt, begrenzt wird. Für die Stunden, während derer der PV-Strompreis geringer ist oder war, wird keine Änderung

unterstellt. Die rückwirkende Anwendung einer Preisdeckelung nach diesen Annahmen würde zu einer Verringerung der Umsatzerlöse und EBITDA für das erste Halbjahr 2022 i. H. v. EUR 3,4 Mio. führen, welche in der Prognose angenommen wird.

- Infolge der Strompreisswap-Vereinbarung erhalten die PV-Anlagen des Bestandsportfolios (93 MWp), die von dieser Vereinbarung betroffen sind, einen Durchschnittspreis von 149,50 EUR/MWh.
- Die Solaranlagen (oder Windparks), die nicht in der Strompreisswap-Vereinbarung erfasst sind, erzielen einen Strompreis gleich der faktischen Preisdeckelung (siehe oben) i. H. v. 150 EUR/MWh oder den gesetzlich garantierten Einspeisetarif, je nachdem, welcher höher ist.
- Die Ausgaben, die aus der Strompreisswap-Vereinbarung entrichtet werden, wenn der PV-Strompreis oberhalb 149,50 EUR/MWh liegt, werden bei der o. g. Preisdeckelung berücksichtigt, also keine Doppelabgaben (an den Vertragspartner und an den Staat) für die Stunden, während derer der der PV-Strompreis oberhalb 180 EUR/MWh liegt.
- Es gibt keine weiteren (rückwirkenden) regulatorischen Eingriffe.
- Berücksichtigt wird die bereits realisierte Produktion des Anlagenportfolios vom 1. Januar bis zum 31. August 2022. Es gibt keine signifikanten Abweichungen von den langjährigen Wetterprognosen des Deutschen Wetterdienstes für den Zeitraum vom 1. September bis 31. Dezember.
- Für die Produktion in der zweiten Jahreshälfte wird ein durchschnittliches gewichtetes Bestandsportfolio von 342 MWp angenommen.
- Die zugrunde liegende durchschnittliche Aktienanzahl beträgt 77,3 Mio. Aktien. Damit berücksichtigt die Prognose die Bezugskapitalerhöhung vom August 2022. Eventuelle weitere Kapitalerhöhungen im Jahr 2022 werden nicht unterstellt.
- Es gibt keine neuen Fremdfinanzierungen oder Umfinanzierungen.
- Die Zinsaufwendungen für Finanzverbindlichkeiten des ersten Halbjahres sind wie berichtet und basieren für die zweite Jahreshälfte auf den Darlehensständen zum 30. Juni 2022 unter Berücksichtigung der planmäßigen Tilgungen.
- Die Pachtzinsen des ersten Halbjahres sind wie berichtet und basieren für die zweite Jahreshälfte auf den bis zum 30. Juni 2021 abgeschlossenen Gestattungsverträgen.

RISIKO- UND CHANCENBERICHT

RISIKEN

Hinsichtlich der Beschreibung des Risikomanagementsystems (RMS) wird auf die im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2021 gemachten Angaben verwiesen. Die Risiken, denen der 7C Solarparken Konzern ausgesetzt ist, wurden ebenfalls detailliert im Geschäftsbericht 2021 dargestellt.

Es gab folgende Änderungen zu den hohen Einzelrisiken:

- **EU Preisdeckelung**: Die Europäische Kommission hat am 14. September dem Europäischen Rat einen Vorschlag für eine EU-Verordnung zu Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise vorgelegt. Der Europäische Rat hat diesen Vorschlag gebilligt. In dieser Verordnung wird konkret auch für den Sektor der erneuerbaren Energien bis Ende März 2023 die Einführung einer Preisdeckelung von 180 EUR/MWh für sogenannte Markterlöse vorgeschlagen. Damit sollte der Teil der Erzeugungserlöse, welcher Förderreglungen umfasst, nicht von der Verordnung betroffen sein. Die Verordnung geht im genannten Vorschlag von einer Anwendung ab dem 1. Dezember 2022 aus, Mitgliedstaaten dürfen jedoch eine frühere (rückwirkende) Anwendung beschließen. Darüber hinaus dürfen Mitgliedstaaten auch die Einführung einer Preisdeckelung auf einem geringeren Niveau (d. h. unterhalb 180 EUR/MWh) beschließen. Es ist sehr ungewiss in welcher Form Deutschland diese Verordnung in die Praxis umsetzen wird (z. B. kann die Preisdeckelung über einer Abgabe oder über die Begrenzung des PV-Preises an der EEX-Strombörse gestaltet werden). Der Konzern stuft das Risiko, dass Deutschland die Einführung der Preisdeckelung rückwirkend zum 1. Januar 2022 auf 180 EUR/MWh beschließen wird, als hohes Einzelrisiko ein. Dies würde einen negativen Einfluss auf das EBITDA des ersten Halbjahres i. H. v. EUR 3,4 Mio. haben. Für den konkreten Einfluss auf den Verlauf für das restliche Geschäftsjahr wird auf den Prognosebericht verwiesen.
- **Die Swap-Vereinbarung** mit einem großen europäischen Stromversorger hat grundsätzlich das Ziel, den durch den Konzern an der EEX Strombörse erzielten variablen PV-Strompreis gegen einen fixen Strompreis von 149,50 EUR/MWh zu tauschen. Aus der oben beschriebenen EU-Preisdeckelung könnte sich der Umstand ergeben, dass der Konzern infolge der Umsetzung der Preisdeckelung in Deutschland zur Ab-/Rückgabe von Überschüssen, die sich als Differenz zwischen dem PV-Strompreis und der Preisobergrenze ergeben, aufgefordert wird, obwohl der Konzern nicht dem PV Strompreis, sondern den fixen Strompreis von 149,50 EUR/MWh erhalten hat. Da der Vorschlag zur Verordnung der europäischen Kommission von realisierten Markterlösen ausgeht, schätzt der Konzern das Eintrittsrisiko zwar als möglich, aber nicht höchstwahrscheinlich ein. Die Auswirkung läge bei einer Preisobergrenze von 180 EUR/MWh bei rund EUR 5 Mio. für den Zeitraum Juni bis August 2022.
- **Grünstromzertifikatabschaffung**: Am 16. September hat die flämische Regierung einen Beschluss zu einem Gesetzesentwurf über die Abschaffung von Forderungen auf Basis von Grünstromzertifikaten für Solaranlagen gefasst. Konkret ist im Gesetzesentwurf vorgesehen, dass Solaranlagen, die im Zeitraum 2006 bis 2012 errichtet wurden, ab dem 1. Januar 2024 prospektiv keine Grünstromzertifikate mehr erhalten werden. Diese neue Reglung solle nur dann gelten, wenn diese Solaranlagen bzw. deren Betreibergesellschaften bereits mehr als TEUR 200 an Grünstromzertifikaten erhalten haben. Es handelt sich dabei um eine Maßnahme. die den

Endverbrauchern, die diese Grünstromzertifikate über eine Umlage bezahlen, schonen soll. Ursprünglich wurden die Grünstromzertifikate für einen Zeitraum von 20 Jahren zugesagt. Der Gesetzesentwurf sollte nun vom belgischen Staatsrat (*Raad van State*) geprüft werden, bevor es dem Energieausschuss des flämischen Parlaments und anschließend dem Plenum des Parlaments zur Verabschiedung vorgelegt wird. Bis zur Verabschiedung des Gesetzes sind Änderungen am Gesetzesentwurf grundsätzlich möglich. Gegen ein verabschiedetes Gesetz kann Klage beim belgischen Verfassungsgericht eingereicht werden, die jedoch die Ausführung des Gesetzes nur in Ausnahmefällen stundet. Die Einschätzung der Folgen für den Konzern ist mit vielen Unsicherheiten verbunden. Eine vollständige Streichung der Grünstromzertifikate ab dem 1. Januar 2024 würde die Umsatzerlöse und das EBITDA um ca. EUR 1,9 Mio. p. a. negativ beeinflussen. Der Konzern prüft rechtliche Schritte gegen die Flämische Region bzw. bereitet diese vor.

Dem Vorstand sind zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Halbjahresfinanzberichtes 2022 keine bestandsgefährdenden Risiken der Gesellschaft bzw. des Konzerns bekannt.

CHANCEN

Die wesentlichen Chancen, die sich dem 7C Solarparken Konzern bieten, wurden detailliert im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2021 dargestellt. Darüber hinaus ergibt sich für den Konzern folgende Chance:

Mit der Verabschiedung des EEG 2023 kann es zu einem allgemeinen Schub bei der Realisierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Zuge der vereinfachten Genehmigungsverfahren, der erhöhten Ausschreibungsvolumina und der Erhöhung der fixen Einspeisevergütungen für Neunlagen kommen. Dies könnte die Investitionsmöglichkeiten des Konzerns vergrößern.

Bayreuth, den 22. September 2022

Steven De Proost	Koen Boriau
Vorstandvorsitzender (CEO)	Finanzvorstand (CFO)

KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2022 BIS ZUM 30. JUNI 2022

7C Solarparken AG, Bayreuth

KONZERN-BILANZ*

ZUM 30. JUNI 2022

AKTIVA

in TEUR	Anhangsziffer	30.06.2022	31.12.2021
Langfristige Vermögenswerte			
Geschäfts- oder Firmenwert	17.1	1.199	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	17.1	1.688	1.784
Grundstücke und Gebäude	16.1	12.885	12.928
Solarparks	16.1	352.555	364.846
Windparks	16.1	10.289	10.625
Solarparks im Bau	16.1	7.003	2.149
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	16.1	545	452
Nutzungsrechte	16.2	38.128	26.295
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	18	284	258
Andere Finanzanlagen	19	1.057	1.118
Sonstige langfristige Vermögenswerte	14	186	186
Aktive latente Steuern		9.827	6.569
Summe langfristige Vermögenswerte		**435.647**	**428.408**
Kurzfristige Vermögenswerte			
Vorräte	13	1.124	1.981
Geleistete Anzahlungen	14	732	75
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14	14.486	2.320
Steuererstattungsansprüche		432	432
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	14	4.079	5.371
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	15	88.929	69.332
Summe kurzfristige Vermögenswerte		**109.783**	**79.512**
Bilanzsumme		**545.429**	**507.920**

** ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen*

KONZERN-BILANZ*

ZUM 30. JUNI 2022

EIGENKAPITAL & SCHULDEN

in TEUR	Anhangsziffer	30.06.2022	31.12.2021
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	20.1	76.362	76.362
Kapitalrücklagen	20.2.A	82.499	82.499
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	20.2.D	-9.013	24
Gewinnrücklagen	20.2.B	41.127	26.988
Währungsumrechnungsrücklage	20.2.C	9	9
Nicht-beherrschende Anteile		11.918	11.446
Eigenkapital		**202.903**	**197.329**
Schulden			
Langfristige Schulden			
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	22	194.629	209.936
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	22	36.495	24.320
Langfristige Rückstellungen	24	21.473	20.997
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	23	4.064	544
Passive latente Steuern		18.470	15.891
Summe langfristige Schulden		**275.131**	**271.687**
Kurzfristige Schulden			
Steuerschulden		2.017	1.389
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	22	47.154	31.154
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	22	1.737	2.029
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	23	3.421	3.033
Sonstige Verbindlichkeiten	23	13.067	1.299
Summe kurzfristige Schulden		**67.396**	**38.904**
Summe Schulden		**342.526**	**310.591**
Bilanzsumme		***545.429***	***507.920***

** ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen*

KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG*

FÜR DEM ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2022 BIS ZUM 30. JUNI 2022

in TEUR	Anhangs-ziffer	2022H1	2021H1
Umsatzerlöse	9.1	**43.731**	**28.765**
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	613	979
Personalaufwand	10.1	-928	-1.043
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-4.749	-3.185
Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)		**38.667**	**25.517**
Abschreibungen und Wertminderungen	16,17	-16.453	-15.063
Ergebnis der betrieblichen Geschäftsstätigkeit (EBIT)		**22.215**	**10.454**
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	150	283
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-3.238	-3.317
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,18	27	0
Beteiligungs- und Finanzergebnis		**-3.060**	**-3.034**
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		**19.154**	**7.420**
Ertragsteuern		-4.378	-726
Periodenergebnis		**14.776**	**6.694**
davon Aktionäre der 7C Solarparken AG	12.1.A	14.114	6.019
davon nicht-beherrschende Anteile		662	675
Ergebnis je Aktie			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	0,18	0,09
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2	0,18	0,09

** ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen*

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG*

FÜR DEM ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2022 BIS ZUM 30. JUNI 2022

in TEUR	Anhangs-ziffer	2022H1	2021H1
Periodenergebnis		**14.776**	**6.694**
Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	20.2.D	-12.688	49
Währungsumrechnung	20.2.C	-1	-2
Steuern	20.2.D	3.651	-14
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		-9.037	33
Konzerngesamtergebnis		**5.739**	**6.727**

** ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen*

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG*

FÜR DEM ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2022 BIS ZUM 30. JUNI 2022

in TEUR	Anhangs-ziffer	2022H1	2021H1
Periodenergebnis		14.776	6.694
– Abschreibungen und Wertminderungen auf Sachanlagen	16	16.125	14.879
– Abschreibungen und Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte	16, 17	63	83
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	17	264	101
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen / Erträge		88	45
– Wertminderungen von Vorräten	10.2	1	-
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	3.060	3.034
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		-1	-1
– (plus) Steueraufwendungen		4.378	726
Veränderungen bei:			
– Vorräten	13	856	13
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	14	-10.875	-5.465
– Vorauszahlungen	14	-657	1.944
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	24, 25	2.376	-178
Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit		**30.455**	**21.875**
Gezahlte Zinsen	11	-2.697	-3.217
Gezahlte Vorfälligkeitsentschädigungen	11	-	-59
Gezahlte Ertragsteuern		-729	-672
Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit		**27.030**	**17.927**

** ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen*

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG*

in TEUR	Anhangs-ziffer	2022H1	2021H1
Erhaltene Zinsen	11	25	17
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/Immateriellen Vermögenswerten		6	-
Erwerb von Tochterunternehmen, abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezählter bedingter Kaufpreise		-	-10.118
Erwerb von Sachanlagen	16	-1.811	-6.546
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	16	-5.982	-2.212
Netto-Investitionen in Andere Finanzanlagen	19	-1	683
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	17	-15	-
Cashflow aus der Investitionstätigkeit		**-7.796**	**-18.175**
Einzahlungen aus der Ausgabe von Anteilen	21	-	7.906
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	23	16.123	25
Einzahlungen aus Leasingverbindlichkeiten	23	433	2.037
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-143	-75
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-	-63
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen		-165	-40
Rückzahlung von Krediten / Tilgungen	23	-14.525	-13.771
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	23	-1.361	-1.174
Gezahlte Dividenden		-	-563
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit		**362**	**-5.718**
Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		**19.597**	**-5.966**
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar **	15	69.332	62.193
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 30. Juni **		**88.929**	**56.228**

** ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen*

*** Hinsichtlich der Verfügbarkeit der Mittel verweisen wir auf die Anhangsziffer 15; von den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten entfällt ein Betrag von TEUR 4.553 (2021H1.: TEUR 3.761) auf die nicht-beherrschenden Anteile.*

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS *

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Währungsumrechnungs-rücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
Stand zum 1. Januar 2022	**76.362**	**82.499**	**9**	**24**	**26.988**	185.883	**11.446**	**197.329**
Gewinn					14.114	14.114	662	14.776
Sonstiges Ergebnis			-1	-9.037		-9.037		-9.037
Gesamtergebnis	**0**	**0**	**-1**	**-9.037**	**14.114**	**5.077**	**662**	**5.739**
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen					25	25	-190	-165
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	**0**	**0**	**0**	**0**	**25**	**25**	**-190**	**-165**
Stand zum 30. Juni 2022	**76.362**	**82.499**	**9**	**-9.013**	**41.127**	**190.985**	**11.918**	**202.903**

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
Stand zum 1. Januar 2021	**67.492**	**58.157**	**10**	**-32**	**24.730**	150.358	**11.442**	**161.799**
Gewinn					9.861	9.861	719	10.580
Sonstiges Ergebnis			-2	56		54		54
Gesamtergebnis	**0**	**0**	**-2**	**56**	**9.861**	**9.916**	**719**	**10.635**
Transaktionskosten direkt in Equity		-518				-518		-518
Ausgabe von Stammaktien	8.870	24.860				33.731		33.731
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen					34	34	-90	-56
Änderung der nicht beherrschenden Anteile infolge einer Konsolidierungskreiserweiterung						0		0
Dividenden					-7.636	-7.636	-625	-8.261
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	**8.870**	**24.342**	**0**	**0**	**-7.603**	**25.610**	**-715**	**24.895**
Stand zum 31. Dezember, 2021	**76.362**	**82.499**	**9**	**24**	**26.988**	**185.883**	**11.446**	**197.329**

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2022 BIS ZUM 30. JUNI 2022

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN 62

2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG 62

3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG 62

4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN 63

4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN 63

5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN 64

6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN 67

6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN 67

6.2. BILANZIERUNG EINER STROMPREISSWAP-VEREINBARUNG 68

7. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN 70

7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2022 70

7.2. ERWERBE VON SOLARANLAGEN 70

8. GESCHÄFTSBEREICHE 71

9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE 73

9.1. UMSATZERLÖSE 73

9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE 74

10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN 74

10.1. PERSONALAUFWAND 74

10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND 75

10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN 75

11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS 76

12. ERGEBNIS JE AKTIE 77

12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE 77

12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE 77

12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL 77

13. VORRÄTE 78

14. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE 79

15. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE 80

16. SACHANLAGEN 81

16.1. SACHANLAGEN 81

16.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE ... 83

17. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE ... 85

17.1. ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES ... 85

18. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN ... 86

19. ANDERE FINANZANLAGEN ... 87

20. EIGENKAPITAL ... 87

20.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE ... 87

20.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN ... 89

21. KAPITALMANAGEMENT ... 91

22. FINANZVERBINDLICHKEITEN ... 91

22.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL ... 91

22.2. BANKDARLEHEN ... 92

22.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN ... 95

22.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN ... 96

23. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN ... 97

24. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN ... 98

25. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN ... 100

25.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN ... 100

26. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG ... 102

27. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS ... 104

28. ORGANE DER GESELLSCHAFT ... 105

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN

Die 7C Solarparken AG (das „Unternehmen“ oder „7C Solarparken“) ist ein Unternehmen mit Sitz in Bayreuth, Deutschland. Die Adresse des eingetragenen Sitzes des Unternehmens lautet: An der Feuerwache 15, 95445 Bayreuth. Der Konzernabschluss des Unternehmens umfasst das Unternehmen und seine Tochterunternehmen (zusammen als der „Konzern“ und einzeln als „Konzernunternehmen“ bezeichnet). Der Konzern investiert in und betreibt Solar- und Windkraftanlagen mit stetigem Kapitalrückfluss und geringem Risiko vor allem in Deutschland und Belgien (siehe Anhangsziffer 5 und 8).

Hinsichtlich verwendeter Abkürzungen verweisen wir auf das in Anhangsziffer 26 dargestellte Abkürzungsverzeichnis.

2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG

Der verkürzte und ungeprüfte Konzernzwischenabschluss wurde gemäß § 37w, Abs. 3 Wertpapierhandelsgesetz (WpHG) sowie in Übereinstimmung mit dem International Standard IAS 34 „Interim Financial Reporting“ (Zwischenberichterstattung) aufgestellt. Er enthält nicht sämtliche Informationen, die nach IFRS für einen Konzernabschluss zum Ende eines Geschäftsjahres erforderlich sind und sollte daher in Verbindung mit dem Konzernabschluss zum 31. Dezember 2021 gelesen werden.

Der Konzernzwischenabschluss und Konzernzwischenlagebericht wurden weder entsprechend § 317 HGB geprüft noch einer prüferischen Durchsicht durch einen Abschlussprüfer unterzogen.

Die Konzern-Gewinn und Verlustrechnung sowie die Konzern-Gesamtergebnisrechnung und die Konzern-Kapitalflussrechnung enthalten Vergleichsangaben zum Vorjahreshalbjahr. Die Konzernbilanz enthält vergleichende Zahlen zum Ende des unmittelbar vorangegangenen Geschäftsjahres.

Der Konzernzwischenabschluss wurde in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, erstellt. Die Grundsätze über Ansatz, Bewertung und Ausweis werden von allen Gesellschaften innerhalb des Konsolidierungskreises einheitlich angewendet. Die Erläuterungen im Anhang des Konzernabschlusses 2021 gelten – insbesondere im Hinblick auf die wesentlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechend. Dennoch wurden im ersten Halbjahr 2022 die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die verpflichtend für Geschäftsjahre beginnend nach dem 1. Januar 2022 sind (siehe Anhangsziffer 6).

Der Konzernzwischenabschluss und der Konzernzwischenlagebericht wurden vom Vorstand am 22. September 2022 zur Veröffentlichung genehmigt.

3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG

Dieser Konzernabschluss wird in Euro, der funktionalen Währung der 7C Solarparken AG (Mutterunternehmen) aufgestellt und in Tausend Euro (TEUR) dargestellt, wodurch es zu Rundungsdifferenzen kommen kann.

4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN

Die Erstellung des Konzernabschlusses verlangt vom Vorstand Ermessensentscheidungen, Schätzungen und Annahmen, die die Anwendung von Rechnungslegungsmethoden und die ausgewiesenen Beträge der Vermögenswerte, Verbindlichkeiten, Erträge und Aufwendungen betreffen. Tatsächliche Ergebnisse können von diesen Schätzungen abweichen.

Schätzungen und zugrundeliegende Annahmen werden laufend überprüft. Überarbeitungen von Schätzungen werden prospektiv erfasst.

4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN

Informationen über Ermessensentscheidungen bei der Anwendung der Rechnungslegungsmethoden sowie Informationen über Annahmen und Schätzungsunsicherheiten, die die im Konzernabschluss erfassten Beträge wesentlich beeinflussen bzw. ein beträchtliches Risiko darstellen können, sind in den nachstehenden Anhangsziffern enthalten:

- **Anhangsziffer 9** – Sonstige betriebliche Erträge; Einstufung der sonstigen betriebliche, Erträge im Zusammenhang mit Redispatch 2.0 (Abschaltung von Solarparks zugunsten der Netzstabilität) als sonstige betriebliche Erträge.
- **Anhangsziffer 14** – Der Konzern bilanziert Wertminderungen für erwartete Kreditverluste (ECL) für finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden. Der Konzern bemisst die Wertminderungen in Höhe der über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverluste, außer für die folgenden Wertberichtungen, die in Höhe des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen werden.
- **Anhangsziffer 16** – Laufzeit des Leasingvertrags: Bestimmung, ob die Ausübung von Verlängerungsoptionen oder Kaufoptionen ausreichend sicher ist. Diese Bestimmung wirkt sich sowohl auf die Nutzungsrechte als auch auf die Nutzungsdauer der Solar- und Windparks aus.
- **Anhangsziffer 18** – Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen: Bestimmung, ob der Konzern maßgeblichen Einfluss auf die Finanzanlage hat.
- **Anhangsziffer 20 und 23** – Schätzungen der erwarteten zukünftigen Strompreise nebst Produktionsvolumina, um den Swap (aus dem Hedging-Vertrag mit einem großen europäischen Energieversorger) zum Bilanzstichtag mit einem beizulegenden Zeitwert (*Fair Value*) bewerten zu können.
- **Anhangsziffer 14 und 23** – Schätzung der Wahrscheinlichkeit, mit der die Auszahlung der Zuwendungen der öffentlichen Hand an den Konzern erfolgen wird.
- **Anhangsziffer 24** – Ansatz und Bewertung von Rückstellungen: Wesentliche Annahmen über die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß des Nutzen Zu- oder Abflusses.
- **Anhangsziffer 26** – Ereignisse nach dem Bilanzstichtag.

BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

Eine Reihe von Rechnungslegungsmethoden und Angaben des Konzerns verlangen die Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte für finanzielle und nicht-finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten.

Der Konzern hat ein Kontrollrahmenkonzept hinsichtlich der Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte festgelegt. Dazu gehört eine hausinterne Überwachung aller wesentlichen Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert.

Der Vorstand führt eine regelmäßige Überprüfung der wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren sowie der Bewertungsanpassungen durch. Wenn Informationen von Dritten, beispielsweise Preisnotierungen von Brokern oder Kursinformationsdiensten, zur Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte verwendet werden, prüft das Unternehmen die von den Dritten erlangten Nachweise für die Schlussfolgerung, dass derartige Bewertungen die Anforderungen der IFRS erfüllen, einschließlich der Stufe in der Fair Value-Hierarchie, in der diese Bewertungen einzuordnen sind.

Bei der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes eines Vermögenswertes oder einer Verbindlichkeit verwendet der Konzern soweit wie möglich am Markt beobachtbare Daten. Basierend auf den in den Bewertungstechniken verwendeten Inputfaktoren werden die beizulegenden Zeitwerte in unterschiedliche Stufen in der Fair Value-Hierarchie eingeordnet:

- Stufe 1: Notierte Preise (unbereinigt) auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte und Verbindlichkeiten;
- Stufe 2: Bewertungsparameter, bei denen es sich nicht um die in Stufe 1 berücksichtigten notierten Preise handelt, die sich aber für den Vermögenswert oder die Verbindlichkeit entweder direkt (das heißt als Preis) oder indirekt (das heißt als Ableitung von Preisen) beobachten lassen;
- Stufe 3: Bewertungsparameter für Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, die nicht auf beobachtbaren Marktdaten beruhen.

Wenn die zur Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes eines Vermögenswertes oder einer Verbindlichkeit verwendeten Inputfaktoren in unterschiedliche Stufen der Fair Value-Hierarchie eingeordnet werden können, wird die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert in ihrer Gesamtheit der Stufe der Fair Value-Hierarchie zugeordnet, die dem Output der niedrigste Stufe entspricht, der für die Bewertung insgesamt wesentlich ist.

Der Konzern erfasst Umgruppierungen zwischen verschiedenen Stufen der Fair Value-Hierarchie zum Ende der Berichtsperiode, in der die Änderung eingetreten ist.

5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernabschluss zum 30. Juni 2022 sind alle Tochterunternehmen einbezogen. Tochterunternehmen sind vom Konzern beherrschte Unternehmen. Der Konzern beherrscht ein Unternehmen, wenn die Gesellschaft schwankenden Renditen aus seinem Engagement bei dem Unternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Unternehmen zu beeinflussen. Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung konsolidiert. Vereinfachend stellt der Konzern jeweils auf den ersten Tag oder den letzten Tag des Monats in dem die Beherrschung erlangt wurde ab. Eine Entkonsolidierung erfolgt sobald die Beherrschung endet.

Nachfolgende Tochterunternehmen werden von der 7C Solarparken AG im Wege der Vollkonsolidierung in den Konzernabschluss zum 30. Juni 2022 einbezogen.

BEZEICHNUNG	SITZ	BETEILIGUNG %
Solarpark Oberhörbach GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Longuich GmbH, Baureuth	Deutschland	100,00
Solarpark Heretsried GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark CBG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark green GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Colexon Solar Energy ApS, Søborg	Dänemark	100,00
Amatec Projects Management GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Tristan Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Zschornewitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark WO GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00
PWA Solarpark GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00
REG PVA Zwei GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00
MES Solar XX GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00
Melkor UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,71
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,71
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,71
Solarpark Floating GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Colexon Italia S.R.L., Imola	Italien	100,00
ProVireo Projektverwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Colexon IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Colexon 1. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec Grundbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 21 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 25 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 30 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 33 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 34 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 35 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 36 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Rötz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Derching GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Windpark Stetten 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	39,25
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	39,25
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	39,25

7C Solarparken NV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Rooftop Exchange BV, Mechelen	Belgien	100,00
Siberië Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00
Sabrina Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00
Solar4Future Diest NV, Mechelen	Belgien	99,9
Solarpark Neudorf GmbH, Kasendorf	Deutschland	100,00
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktleugast	Deutschland	83,00
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co KG	Deutschland	100,00
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Niederlande	100,00
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark MGGS Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
PV Görike GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Helbra Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Leasing GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Espenhain Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Energy Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
SonnenSolarpark GmbH, Hausen	Deutschland	100,00
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarparken IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG, Maisach	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sonnendach K19 Haftungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Säugling Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sphinx Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Bündel 1 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Vardar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
7C Solarentwicklung GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Wandersleben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	84,09
Solardach LLG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Stieten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Steinburg GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Halberstadt GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	51,52
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Folcwalding Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
PV Gumtow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
7C Solarparken Belgium BV, Gent	Belgien	100,00
IRIS 67 BV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100,00

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss zum 30. Juni 2022 einbezogen:

- Viriflux BV, Lokeren, Belgien (50,00 %)
- Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth, Deutschland (20,00 %)
- Solarpark Zerre Infrastruktur GbR, Wiesbaden, Deutschland (28,60 %)
- Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG, Wörstadt, Deutschland (19,40 %)

Am 30. März 2022 wurde die Gesellschaft IRIS 67 BV mit Sitz in Mechelen, Belgien, als 100 %ige Tochtergesellschaft der 7C Solarparken NV gegründet.

Am 27. Juli 2022, also nach dem Ende der Berichtsperiode, wurde der Liquidierungsprozess von Colexon Italia Srl bei einem Notar in Imola eingeleitet.

6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

Der Konzern wendet im Vergleich zum Geschäftsjahr 2021 grundsätzlich die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an. Dennoch wurden im Geschäftsjahr die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die verpflichtend für Geschäftsjahre ab dem 1. Januar 2022 sind. Die Standardänderungen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den Halbjahresfinanzbericht.

Im ersten Halbjahr 2022 hat sich den Konsolidierungskreis im Vergleich zum 31. Dezember 2021 wie folgt geändert:

Die nachfolgenden Konzerngesellschaften wurden im Berichtszeitraum auf die angezeigten Konzerngesellschaften verschmolzen:

Gesellschaft	**Verschmolzen auf:**
Tulkas Solarpark Beteiligungs GmbH & Co. KG	Melkor UG
Solarpark Oberwesterwaldbahn GmbH & Co. KG	Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG
Solarpark Heilgersdorf GmbH & Co. KG Solarpark Dennheritz GmbH & Co. KG Solarpark Burgwindheim GmbH & Co. KG	Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG
Solarpark Milmesberg GmbH & Co. KG	Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG
Solarpark Cossen GmbH & Co. KG	Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG

Im ersten Halbjahr 2022 hat der Konzern den Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaft erweitert:

Gesellschaft	**Erwerbszeitpunkt:**
IRIS 67 BV	30. März 2022

6.2. BILANZIERUNG EINER STROMPREISSWAP-VEREINBARUNG

Der Konzern hat im April 2022 erstmalig eine Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreisrisiken mit einem großen europäischen Stromversorger abgeschlossen. Die Swap-Vereinbarung hat eine Laufzeit vom 1. Juni 2022 bis 31. Dezember 2023 und deckt rund ein Viertel des IPP-Portfolios des Konzerns (93 MWp) ab.

Die Solaranlagen unter dem Vertrag erhalten eine gewichtete durchschnittliche gesetzliche Einspeisevergütung von 58 EUR/MWh. Im Rahmen der Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den Zeitraum anstelle des Strompreises an der EEX-Strombörse einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strompreis an der EEX-Strombörse. Sollte eine solche positive Differenz entstehen, erhält der Konzern diese gemäß dem EEG-Gesetz als Marktprämie vom Netzbetreiber. Die Swap-Vereinbarung deckt die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

In der Summe soll dies dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffen Solaranlagen während der Laufzeit der Swap-Vereinbarung einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh erwirtschaftet, unabhängig von den vorherrschenden PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse.

Grundsätzlich werden Derivate beim erstmaligen Ansatz sowie im Rahmen der Folgebewertung zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewertet. Sich daraus ergebende Änderungen werden grundsätzlich im Gewinn oder Verlust erfasst.

Der Konzern ordnet jedoch die Swap-Vereinbarung zur Absicherung von Strompreisrisiken als ein Derivat ein, welches dazu dient, die Schwankungen in Zahlungsströmen, die mit höchstwahrscheinlich erwarteten Transaktionen als Resultat veränderter Strompreise verbunden sind, abzusichern.

Zum Beginn der Swap-Vereinbarung hat der Konzern die Risikomanagementziele und -strategien, die er im Hinblick auf die Absicherung verfolgt, dokumentiert. Der Konzern hat außerdem die wirtschaftliche Beziehung zwischen dem gesicherten Grundgeschäft und dem Sicherungsinstrument festgelegt. Demzufolge erwartet der Konzern, dass sich Veränderungen der Zahlungsströme des gesicherten Grundgeschäfts und des Sicherungsinstruments kompensieren.

Daher wurde die Swap-Vereinbarung als ein Derivat, welches ein Instrument zur Absicherung von Zahlungsströmen (Cashflow-Hedge) ist, eingestuft. Daraus folgt, dass der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im sonstigen Ergebnis erfasst und kumuliert in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt wird. Dieser Teil ist begrenzt auf die kumulierte Änderung des beizulegenden Zeitwertes des gesicherten Grundgeschäfts (berechnet auf Basis des Barwertes) seit Absicherungsbeginn. Ein unwirksamer Teil der Veränderungen des beizulegenden Zeitwertes des Derivats wird unmittelbar im Gewinn oder Verlust erfasst.

Im Falle von Transaktionen wird der kumulierte Betrag, der in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen und die Rücklage für die Kosten der Absicherung eingestellt worden ist, in dem Zeitraum oder den Zeiträumen, in denen die abgesicherten erwarteten zukünftigen Zahlungsströme den Gewinn oder Verlust beeinflussen, in den Gewinn oder Verlust umgegliedert. Die Rücklage für Sicherungsbeziehungen und die Rücklage für die Kosten der Absicherung werden einheitlich im sonstigen Ergebnis aus Hedging im Eigenkapital zusammengefasst und dargestellt.

Wenn die Absicherung durch die Swap-Vereinbarung nicht mehr die Kriterien für die Bilanzierung von Sicherungsgeschäften erfüllt oder das Sicherungsinstrument ausläuft, verkauft, beendet oder ausgeübt wird, wird die Bilanzierung der Sicherungsbeziehung prospektiv beendet.

Wenn die Bilanzierung von der Swap-Vereinbarung beendet wird, verbleibt der Betrag, oder in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt worden ist, im Eigenkapital, bis dieser Betrag in dem Zeitraum oder den Zeiträumen, in denen die abgesicherten erwarteten zukünftigen Zahlungsströme den Gewinn der Verlust beeinflussen, in den Gewinn oder Verlust umgegliedert wird.

Falls nicht mehr erwartet wird, dass die abgesicherten zukünftigen Zahlungsströme eintreten, werden die Beträge, in das sonstige Ergebnis aus Hedging eingestellt bzw. eingestellte Kosten der Absicherung unmittelbar in den Gewinn oder Verlust umgegliedert.

Zum Bilanzstichtag wurde folgende derivative Verbindlichkeit aus der Swap-Vereinbarung erstmalig bilanziell erfasst:

in TEUR	Währung	Zinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2022 Buchwert	31.12.2021 Buchwert
Strompreis-Swap-Vereinbarung	EUR	Festpreis gg. PV-Strommarktpreis an der EEX-Strombörse *	2022-2023	12.901	-
Gesamt				**12.901**	**0**

** ggf. abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strommarktpreis an der EEX-Strombörse*

Für die Bilanzierung des beizulegenden Zeitwertes der Swap-Vereinbarung wurden zum Bilanzstichtag folgende Annahmen getroffen bzw. erfolgten folgende Schätzungen: Terminstrompreise im Zeitraum vom 1. Juli 2022 bis zum 31. Dezember 2023 i. H. v. durchschnittlich 280 EUR/MWh sowie eine geschätzte spezifische Produktion von 1.017 kWh/kWp für ein einzelnes Geschäftsjahr, welches auf Grundlage von Erfahrungswerten über die abgesicherten Monaten verteilt wird.

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer Änderung der Terminstrompreise um +/-10 EUR/MWh bezüglich der Restlaufzeit der Swap-Vereinbarung (1. Juli 2022 bis zum 31. Dezember 2023) zum Bilanzstichtag auf das sonstige Ergebnis:

in TEUR	**30.06.2022**	
Änderung des sonstigen Ergebnisses bei einer Änderung der Terminstrompreise um:	+10 EUR/MWh	-10 EUR/MWh
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Swap-Vereinbarung vor Steuern	-1.193	+1.193
Latente Steuern auf das sonstige Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Swap-Vereinbarung	343	-343
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Swap-Vereinbarung nach Steuern	**-849**	**+849**

7. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN

In der Regel erfolgt der Erwerb von Solaranlagen durch den Kauf von Unternehmen, welche die Anlagen als Vermögenswerte halten. Da es sich bei den erworbenen Unternehmen dabei zumeist nicht um Unternehmenszusammenschlüsse handelt, werden solche Erwerbe als Erwerb einer Gruppe von Vermögenswerten und Schulden bilanziert. Diese Erwerbe werden in Anhangsziffer 7.1 dargestellt.

Gelegentlich kommt es auch zum Erwerb von Tochterunternehmen, die als Unternehmenszusammenschluss einzustufen sind. Im Berichtszeitraum hat es jedoch keine solchen Erwerbe gegeben.

Auch gab es im Berichtszeitraum keine Veräußerung von Tochterunternehmen.

7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2022

Der Konzern hat im ersten Halbjahr 2022 keine weiteren Unternehmen erworben.

7.2. ERWERBE VON SOLARANLAGEN

Im ersten Halbjahr 2022 fanden mehrere Erwerbe von Solaranlagen statt, die als Erwerb von Vermögenswerten bilanziert wurden.

Insgesamt hat der Konzern zwei belgische Solaranlagen mit einer Leistung von zusammen 696 kWp direkt erworben. Die Gesamtanschaffungskosten betrugen EUR 0,3 Mio. Die Solaranlagen sind mit Modulen von Longi und Blade sowie Wechselrichtern von SMA und Huawei ausgestattet. In einem vollständigen Geschäftsjahr würde die Gesellschaft unter der Annahme gewöhnlicher Witterungsverhältnisse und eines über einen Fünfjahreszeitraum geschätzten Strompreises Umsatzerlöse i. H. v. TEUR 56, ein EBITDA von TEUR 45 und ein Jahresergebnis von TEUR 25 erwirtschaften. Seit dem Zeitpunkt der Erstkonsolidierung im Jahr 2022 wurden Umsatzerlöse i. H. v. TEUR 77, ein EBITDA i. H. v. TEUR 75 sowie ein Jahresergebnis i. H. v. TEUR 60 aus dem erworbenen Solaranlagen generiert.

8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Windkraft- und Solaranlagen produziert, sodass über 98,3 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (2021H1: 98,3 %). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils ca. 1,2 % im Berichtszeitraum und 1,7 % im Vorjahr). Diese Nebenaktivitäten beziehen sich auf Verträge für technische und kaufmännische Dienstleistungen bzgl. bestimmter Fondsgesellschaften bzw. Solaranlagen konzernfremder Dritter im In- und Ausland sowie auf Mieteinnahmen von Dritten aus dem PV-Estate (siehe Anhangsziffer 9.1).

Der Konzern verfügt nur über ein Geschäftssegment, welches einheitlich durch den Gesamtvorstand gesteuert wird. Es werden 98 % des Umsatzes aus dem Verkauf von Strom erzielt. Insgesamt dienen unmittelbar 94 % (2021H1: 95 %) des langfristigen Vermögens der Erzeugung und dem Verkauf von Strom. Die Organisationsstruktur und das interne Reporting des Konzerns erfolgen entsprechend nicht nach unterschiedlichen Geschäftsbereichen.

Die eigenen Solar- und Windkraftanlagen nebst den Nutzungsrechten, die alle damit in Verbindung stehen, stellen zum Ende des Berichtszeitraums 94 % (2021H1: 95 %) des langfristigen Vermögens (ohne latente Steuern) des Konzerns dar.

in TEUR	**30.06.2022**	**31.12.2021**
Solarparks	352.555	364.846
Windparks	10.289	10.625
Nutzungsrechte	38.128	26.295
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufbetriebs	400.972	401.765
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	425.820	421.839
Anteil des Stromverkaufbetriebs	**94 %**	95 %

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geographischen Märkten wider. Im ersten Halbjahr 2022 wurde 91,9 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (2021H1: 94,1 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 8,1 % in Belgien (2021H1: 5,9 %).

in TEUR	**2022H1**		**2021H1**	
	Umsatz	%	**Umsatz**	%
Deutschland	40.184	91,9 %	27.054	94,1 %
Belgien	3.547	8,1 %	1.711	5,9 %
Gesamt	**43.731**		**28.765**	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 92 % zum Ende des Berichtszeitraums (im Vorjahr 93 %) geographisch Deutschland zuzuordnen. Das auf Belgien entfallende langfristige Vermögen stieg durch die vermehrt in Belgien getätigten Investitionen auf 8 % (2021: 7 %).

30.06.2022

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	1.654	34	1.688
Grundstücke und Gebäude	12.885	-	12.885
Solarparks	325.739	26.816	352.555
Windparks	10.289	-	10.289
Solarparks im Bau	4.246	2.757	7.003
Nutzungsrechte	33.884	4.244	38.128
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	246	299	545
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.235	291	1.526
Gesamt	**391.377**	**34.441**	**425.818**
	92 %	8 %	100 %

31.12.2021

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	1.718	67	1.784
Grundstücke und Gebäude	12.928	-	12.928
Solarparks	339.372	25.473	364.846
Windparks	10.625	-	10.625
Solarparks im Bau	1.316	833	2.149
Nutzungsrechte	22.516	3.779	26.295
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	220	231	452
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.234	326	1.560
Gesamt	**391.128**	**30.709**	**421.837**
	93 %	7 %	100 %

9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2022H1	2021H1
Verkaufter Strom	43.203	28.274
Erlöse aus Dienstleistungen	451	405
Sonstige	77	86
Gesamt	**43.731**	**28.765**

Die Hauptaktivität des Konzerns besteht in der Produktion und dem Verkauf von Strom aus Solar- und Windkraftanlagen. Darüber hinaus erbringt der Konzern Dienstleistungen technischer und kaufmännischer Art, die vor allem Fernüberwachung, Reparatur und Wartung von Solaranlagen sowie deren Betriebsführung betreffen. Die sonstigen Umsatzerlöse bestehen im Wesentlichen aus Mieteinnahmen aus dem sog. PV Estate Portfolio.

Die signifikante Umsatzsteigerung (+52 %) beim Stromverkauf ist begründet durch den Anstieg der durchschnittlich erzielten Preise für den produzierten Strom (+EUR 6,2 Mio.), den Stromverkauf in den Jahren 2021 und 2022 neu erworbener Solarparks, die vollständig zum Umsatz in der Berichtsperiode beitrugen (+EUR 6,4 Mio.), sowie die gegenüber der Vorjahresperiode besseren Wetterbedingungen während des ersten Halbjahres (+EUR 2,3 Mio.). Die Auswirkung der Swap-Vereinbarung mit dem großen europäischen Energieversorger (vgl. Anhangsziffer 6.2) auf den erzielten Preis des verkauften Stroms wird erlösmindernd oder -erhöhend in den Umsatzerlösen erfasst. Im Berichtszeitraum wurde eine negative Auswirkung auf die Umsatzerlöse von EUR 0,5 Mio. aus der Swap-Vereinbarung verzeichnet, da die Strommarktpreise in der Berichtsperiode höher waren als der durch den Swap festgelegte Strompreis.

Der Verkauf von Dienstleistungen während der ersten sechs Monate des Jahres 2022 bleibt mit EUR 0,5 Mio. auf dem gleichen Niveau wie in der Vorjahresperiode (2021H1: EUR 0,4 Mio.).

Es wurden keine Umsatzerträge aus der Untervermietung von Nutzungsrechten erwirtschaftet.

9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

in TEUR	2022H1	2021H1
Schadensersatz	259	166
Periodenfremde Erträge	20	513
Verkauf von Anlagevermögen	-	1
Auflösung von Rückstellungen	91	215
Sonstige Erträge	243	84
Gesamt	**613**	**979**

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparken i. H. v. EUR 0,6 Mio. (2021H1: EUR 1,0 Mio.). Es wurden vor allem Erträge aus Schadenersatz i. H. v. EUR 0,3 Mio. (2021H1: EUR 0,2 Mio.) vereinnahmt.

Im laufenden Geschäftsjahr bis 30. Juni 2022 sowie im Vorjahr (2021H1) wurden keine Zuwendungen der öffentlichen Hand ertragswirksam vereinnahmt oder amortisiert.

Durch die Einführung des neuen Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ kam es im Berichtszeitraum zunehmend zu Abschaltungen der Wind- und Solarparks des Konzerns, weil die regionalen Netzbetreiber etwaige Netzüberlastungen in ihrem Netzgebiet nunmehr auch durch eine Unterregelung von erneuerbaren Energieanlagen vermeiden dürfen. Der Konzern kann diese Abschaltungen nicht verhindern. Die Netzbetreiber sind dabei fallbezogen gesetzlich zur Zahlung eines Ausgleichs an den Konzern verpflichtet. Solche Ausgleichszahlungen stellen sonstige betriebliche Erträge für den Konzern dar und wurden im ersten Halbjahr 2022 i. H. v. EUR 0,1 Mio. (2021H1: EUR 0,0 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt.

10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2022H1	2021H1
Löhne und Gehälter	581	678
Vorstandsvergütung	199	187
Soziale Abgaben	69	144
Sonstiger Personalaufwand	80	34
Gesamt	**928**	**1.043**

Die Personalkosten verringerten sich von TEUR 1.043 im ersten Halbjahr 2021 auf TEUR 928 im ersten Halbjahr 2022. Die Anzahl der durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiter lag im Berichtszeitraum bei 25 (2021H1: 30). Am Ende des Berichtszeitraums waren im Konzern neben den beiden Vorständen 22 Mitarbeiter (i. VJ.: 27 Mitarbeiter) beschäftigt.

Der sonstige Personalaufwand erfasst hauptsächlich variable Vergütungen für Mitarbeiter sowie Aufwendungen für die Altersversorgung.

10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2022H1	2021H1
Verwaltungskosten	406	514
Kosten Solar- und Windparks	2.685	1.549
Materialaufwand	211	50
Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten	536	368
KfZ- und Reisekosten	91	130
Versicherungen	277	246
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	267	109
Periodenfremde Aufwendungen	98	142
Sonstige	178	77
Gesamt	**4.749**	**3.185**

Im sonstigen Betriebsaufwand sind vor allem die Kosten für den Betrieb der Solarparks i. H. v. EUR 2,7 Mio. (2021H1: EUR 1,5 Mio.) enthalten.

Die Kosten für Instandhaltung und Reparatur von Solar- und Windparks stiegen im Vergleich zur Vorjahresperiode während der ersten sechs Monate des Jahres 2022 deutlich (+ EUR 1,1 Mio.). Der Hauptgrund für diesen Anstieg sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+ EUR 0,8 Mio), der Anstieg der Stromkosten (+ EUR 0,1 Mio), der Anstieg der Ausgaben für Reinigung und Grünpflege (+ EUR 0,1 Mio) sowie höhere Direktvermarktungskosten (+ EUR 0,1 Mio).

Darüber hinaus haben die gestiegenen Umsatzerlöse zur Folge, dass die Wertberichtigungen für die Kreditrisiken um EUR 0,2 Mio. gestiegen sind.

Die Kfz und Reisekosten sind aufgrund des Endes der Covid-19-Krise im Vergleich zum Vorjahr um EUR 0,1 Mio. gleich geblieben.

10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN

Der Konzern verfügt über keine leistungsorientierten Versorgungspläne im Berichtszeitraum. Ebenfalls bestehen keine beitragsorientierten Versorgungspläne, die über die Zahlungen in die deutsche gesetzliche Rentenversicherung hinausgehen. Vorgenannte Beiträge sind in Anhangsziffer 10.1 vollumfänglich in den Sozialen Abgaben dargestellt.

11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

in TEUR	2022H1	2021H1
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalente	-	-
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	24	17
Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden	**24**	**17**
Ergebnis aus der Equity-Methode	27	**-**
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	47	9
Dividenden	18	24
Sonstige Finanzerträge	24	20
Ertrag nachträglicher Zinsanpassungen von finanziellen Verbindlichkeiten, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden	-	112
Ertrag aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	35	94
Währungsumrechnungsdifferenzen	2	7
Sonstige Finanzerträge	**153**	**266**
Finanzerträge	**177**	**283**
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-2.491	-2.800
Aufzinsung der Rückstellungen	-377	-319
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-159	-18
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-179	-168
Währungsumrechnungsdifferenzen	-2	-
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-31	-11
Finanzaufwendungen	**-3.238**	**-3.317**
Beteiligungs- und Finanzergebnis	**-3.060**	**-3.034**

Die Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus Darlehen, die das Unternehmen Dritten gewährt hat und die zu fortgeführten Anschaffungskosten geführt werden.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 2.491 (2021H1: TEUR 2.800) betreffen hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. TEUR 1.982 (2021H1: TEUR 2.301), zuzüglich der Zinsen auf emittierte Schuldscheindarlehen i. H. v. TEUR 495 (2021H1: TEUR 469).

12. ERGEBNIS JE AKTIE

12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

Die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie basiert auf dem den Stammaktionären zurechenbaren Gewinn und einem gewichteten Durchschnitt der im Umlauf befindlichen Stammaktien, wie im Folgenden dargestellt.

A. ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (UNVERWÄSSERT)

in TEUR	2022H1	2021H1
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	14.114	6.019
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	14.114	6.019

B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIEN (UNVERWÄSSERT)

in Tausend Aktien	2022H1		2021H1	
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	76.362	100 %	67.492	100 %
Auswirkung der ausgeübten Aktienoptionen	-	0 %	-	0 %
Auswirkung aus dem Wandel von Anleihen	-	0 %	-	0 %
Auswirkungen von Privatplatzierungen	-	0 %	1.928	93 %
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	76.362		69.281	

in EUR	2022H1	2021H1
Ergebnis je Aktie		
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	0,18	0,09

Zu stattgefunden Kapitalmaßnahmen mit Stammaktien die nach dem Ende der Berichtsperiode zustande kamen, wird auf die Anhangsziffer 20 verwiesen.

12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

Für die Berechnung des verwässerten Ergebnisses je Aktie und des verwässerten Gesamtergebnisses je Aktie verweisen wir auf die Berechnung des unverwässerten Ergebnisses sowie des unverwässerten Gesamtergebnisses, da keine Verwässerungseffekte potenzieller junger Stammaktien bestehen.

12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL

A. BEDINGTES KAPITAL 2016

Die ordentliche Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 hat die Schaffung eines neuen bedingten Kapitals (Bedingtes Kapital 2016) beschlossen. Das Grundkapital ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 um bis zu EUR 20.000.000,00 durch Ausgabe von bis zu 20.000.000 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2016). Das bedingte Kapital dient zur Bedienung von Schuldverschreibungen, die aufgrund des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 ausgegeben wurden.

Bis zum Ende des Berichtszeitraums am 31.12.2017 wurden 23.521 Aktien durch eine Wandlung der Wandelschuldverschreibung 2016/2017 aus dem bedingten Kapital 2016 geschaffen. Das bedingte Kapital 2016 kann seit dem 21. Juli 2021 nicht länger verwendet werden. Die Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat das bedingte Kapital 2016 aufgehoben.

B. BEDINGTES KAPITAL 2022

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat beschlossen, dass das Grundkapital um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022).

13. VORRÄTE

in TEUR	30.06.2022	31.12.2021
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	128	93
Module	996	1.888
Gesamt	**1.124**	**1.981**

Der Konzern bevorratet grundsätzlich Module für die Errichtung von Solaranlagen für den Eigenbestand sowie Ersatzteile für (Not-)Reparaturen an PV-Anlagen, z. B. Wechselrichter, Module und Verschleißteile.

Der Modulvorrat ist im Vergleich zum Vorjahr aufgrund der Verwendung des Vorrats für den Bau konzerneigner Projekte um EUR 0,9 Mio. zurückgegangen.

14. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE

in TEUR	30.06.2022	31.12.2021
Geleistete Anzahlungen	732	75
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14.486	2.320
Sonstige langfristige Vermögenswerte	186	186
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	4.079	5.371
Gesamt	**19.483**	**7.953**
Davon Langfristige Vermögenswerte	186	186
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	19.297	7.766
Gesamt	**19.483**	**7.953**

Die kurzfristigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beinhalten im Wesentlichen Gutschriftanzeigen oder Rechnungen aus dem Stromverkauf an Netzbetreiber, deren Bonität als gut und die Forderungen als einbringlich betrachtet werden.

Im Vergleich zum Jahresende haben sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen um EUR 12,1 Mio. erhöht, weil die Netzbetreiber regelmäßig 1 bis 2 Monate nach Produktion die Gutschrift auszahlen. Demzufolge setzen sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen zum Jahresende aus Umsätzen aus den sonnenarmen Monaten November/Dezember zusammen, während die Umsätze zum Ende des ersten Halbjahres aus den einstrahlungsreichen Monaten Mai und Juni resultieren.

Die geleisteten Anzahlungen zum 30. Juni 2022 i. H. v. EUR 0,7 Mio. sind im Wesentlichen auf Anzahlungen für den Erwerb zweier Solaranlagen zurückzuführen.

Die langfristigen Vermögenswerte setzen sich aus dem langfristigen Teil von gewährten Darlehen i. H. v. TEUR 165 (i. VJ.: TEUR 165) sowie Sicherheitsleistungen (Kautionen) i. H. v. TEUR 21 (i. VJ.: TEUR 21) zusammen.

15. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

in TEUR	30.06.2022	31.12.2021
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	19.015	18.697
Sofort abrufbare Sichteinlagen	69.914	50.635
In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	**88.929**	**69.332**

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 18.396 (i. VJ.: TEUR 17.686), Bausparkonten i. H. v. TEUR 135 (i. VJ.: TEUR 109) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 484 (i. VJ.: TEUR 902). Diese Konten sind für die jeweilige zugehörige Finanzierung einer Solaranlage an die Bank oder Leasinggesellschaft als Sicherheit hinterlegt, damit die vereinbarten regelmäßigen Kapitaldienstzahlungen (insbesondere in den Monaten Dezember bis Februar) geleistet werden können. Diese gewährten Sicherheiten sind geschäftsartimmanent und dienen damit der Aufrechterhaltung der Zahlungsverpflichtungen im Rahmen der alltäglichen Geschäftsabläufe. Aufgrund der sehr guten Liquiditätssituation wurden diese im Berichtszeitraum nicht im Rahmen der gewöhnlichen Kapitaldienstzahlungen in Anspruch genommen.

Die Projektreservekonten dienen der Liquiditätssicherung der betreffenden Gesellschaften für Zeiten, in denen es z. B. wenig Einstrahlung gibt oder es zu technischen Ausfällen kommt, da beides eine unmittelbare Cash-Wirkung hat. Die Gesellschaft soll so in der Lage bleiben, die weiter anfallenden Kosten und Kapitaldienste zu bedienen bzw. notwendige Reparaturen durchführen zu können. Die auf den Projektreservekonten vorzuhaltende Liquidität orientiert sich dabei an den Cashflows (im Wesentlichen dem zu leistenden Kapitaldienst für Finanzierungen) der betreffenden Gesellschaften. Sie werden permanent an den Bedarf angepasst, dies bedeutet insbesondere, dass sie laufend herabgemindert werden, sofern das Finanzierungsvolumen sinkt und auch bei Bedarf zur Bedienung von Reparaturkosten zur Verfügung stehen. Es bestehen Beschränkungen hinsichtlich der Verfügung, die u.a. Ausschüttungen betreffen können. Die Beschränkungen gehen jedoch nicht soweit, dass die Gelder nicht für den operativen Betrieb der betreffenden Gesellschaften verwendet werden können.

16. SACHANLAGEN

16.1. SACHANLAGEN

30.06.2022

in TEUR	Anhangsziffer	Grundstücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungsrechte	BGA*	Solarparks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2022		**13.472**	**513.950**	**12.336**	**30.354**	**1.353**	**2.175**	**573.639**
Zugänge durch Investitionen		4	1.559		12.410	145	5.982	20.100
Sonstige Zugänge	24		103					103
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen						-6		-6
Umgliederung			1.129				-1.129	-
Umgliederung aus den Projektrechten	17		29					29
Neubewertung					255			255
Stand zum 30. Juni 2022		**13.476**	**516.770**	**12.336**	**43.018**	**1.491**	**7.027**	**594.119**
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2022		**-544**	**-149.103**	**-1.711**	**-4.060**	**-902**	**-25**	**-156.344**
Abschreibungen		-48	-14.865	-336	-832	-45		-16.125
Wertverminderungen			-246					-246
Stand zum 30. Juni 2022		**-592**	**-164.213**	**-2.047**	**-4.892**	**-947**	**-25**	**-172.715**
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2022		**12.928**	**364.846**	**10.625**	**26.295**	**452**	**2.149**	**417.295**
Stand zum 30. Juni 2022		**12.885**	**352.555**	**10.289**	**38.127**	**545**	**7.003**	**421.404**

Im Berichtszeitraum hat der Konzern Investitionen in Sachanlagen i. H. v. EUR 20,1 Mio. getätigt. Es handelte sich dabei im Wesentlichen um Nutzungsrechte i. H. v. EUR 12,4 Mio. (vgl. Anhangsziffer 16.2), sowie um Investitionen in Solarparks und Solarparks im Bau i. H. v. EUR 7,5 Mio.

Es wurden im ersten Halbjahr 2022 Abschreibungen i. H. v. EUR 16,1 Mio. sowie eine Wertminderung auf einem Solarpark (EUR 0,2 Mio.) infolge eines verspäteten Umzugs, der zu Ertragsausfällen führt, vorgenommen.

31.12.2021

in TEUR	Anhangsziffer	Grundstücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungsrechte	BGA*	Solarparks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2021		**12.339**	**435.312**	**12.312**	**24.504**	**1.101**	**11.517**	**497.086**
Abgänge durch Veräußerung von Unternehmen								
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen		647	38.512		3.971		12.350	55.480
Zugänge durch Investitionen		487	12.503	24	1.786	252	4.109	19.163
Sonstige Zugänge	24		1.974					1.974
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen					-37			-37
Umgliederung			25.803				-25.803	-
Umgliederung in die Vorräte			-154					-154
Neubewertung					129			129
Stand zum 31. Dezember 2021		**13.472**	**513.950**	**12.336**	**30.354**	**1.353**	**2.175**	**573.639**
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2021		**-449**	**-120.763**	**-1.039**	**-2.485**	**-787**		**-125.522**
Abgänge durch Veräußerung von Unternehmen								
Abschreibungen		-95	-28.196	-672	-1.575	-115		-30.653
Wertverminderungen			-152				-25	-177
Umgliederung in die Vorräte			9					9
Stand zum 31. Dezember 2021		**-544**	**-149.103**	**-1.711**	**-4.060**	**-902**	**-25**	**-156.344**
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2021		**11.890**	**314.550**	**11.272**	**22.020**	**314**	**11.517**	**371.563**
Stand zum 31. Dezember 2021		**12.928**	**364.846**	**10.625**	**26.295**	**452**	**2.149**	**417.295**

16.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

30.06.2022

ANSCHAFFUNGSWERTE Nutzungsverträge i. V. m. in TEUR	Grund-stücke	Solar-parks	Gestattungs verträge Solarparks	Gestattungs verträge Windparks	Sonstigem Anlage-vermögen	Summe
Stand zum 1. Januar 2022	**91**	**-**	**28.737**	**1.334**	**193**	**30.354**
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge		11.361	1.048			12.410
Neubewertung				255		255
Stand zum 30. Juni 2022	**91**	**-11.361**	**29.785**	**1.589**	**193**	**43.019**
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2022		**-**	**-3.785**	**-171**	**-102**	**-4.060**
Zugänge durch Abschreibungen			-772	-37	-22	-832
Stand zum 30. Juni 2022		**-**	**-4.557**	**-208**	**-124**	**-4.892**
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2022	**91**	**-**	**24.952**	**1.163**	**91**	**26.295**
Stand zum 30. Juni 2022	**91**	**11.361**	**25.228**	**1.381**	**69**	**38.128**

31.12.2021

ANSCHAFFUNGSWERTE Nutzungsverträge i. V. m. in TEUR	Grund-stücke	Solar-parks	Gestattungs verträge Solarparks	Gestattungs verträge Windparks	Sonstigem Anlage-vermögen	Summe
Stand zum 1. Januar 2021	**91**	**-**	**23.016**	**1.205**	**193**	**24.504**
Konsolidierungskreisänderung			3.971			3.971
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			1.786			1.786
Neubewertung				129		129
Abgänge durch Auflösung bestehender Nutzungsverträge			-37			-37
Stand zum 31. Dezember 2021	**91**	**-**	**28.737**	**1.334**	**193**	**30.354**
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2021		**-**	**-2.342**	**-99**	**-42**	**-2.485**
Zugänge durch Abschreibungen			-1.443	-72	-60	-1.575
Stand zum 31. Dezember 2021		**-**	**-3.785**	**-171**	**-102**	**-4.060**
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2021	**91**	**-**	**20.672**	**1.106**	**151**	**22.020**
Stand zum 31. Dezember 2021	**91**	**-**	**24.952**	**1.163**	**91**	**26.295**

Der Konzern least mehrere Vermögenswerte, darunter ein Grundstück, eine Solaranlage sowie Gebäudedächer, Freiflächen, Kabeltrassen für Solar- und Windparks und im geringen Umfang Büroräume. Die durchschnittliche Laufzeit der Nutzungsrechte i. V. m. Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks beträgt zum Bilanzstichtag 30. Juni 2022 19,8 Jahre.

Im Berichtszeitraum hat der Konzern neue Nutzungsverträge abgeschlossen, die zu einem Zugang von Nutzungsrechten i. H. v. EUR 12,4 Mio. geführt haben. Diese neuen Nutzungsverträge standen vor allem i. V. m. einer Solaranlage, für die der Konzern ein Leasingverhältnis eingegangen ist (EUR 11,4 Mio.) Darüber hinaus wurden Zugänge von Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks i. H. v. EUR 1,0 Mio. verzeichnet und die Gestattungsverträge i. V. m. Windparks um EUR 0,3 Mio. neu bewertet. Es wurden im ersten Halbjahr 2022 Abschreibungen auf den Nutzungsverträgen i. H. v. EUR 1,6 Mio. erfasst.

Für die Leasingverhältnisse in Verbindung mit Gestattungsverträgen hat der Konzern im Regelfall weder Option noch Verpflichtung, geleaste Vermögenswerte zum Ende des Leasingverhältnisses zu erwerben. Die Verpflichtungen zur Zahlung des Nutzungsentgeltes des Konzerns bzgl. der Gestattungsverträge sind prinzipiell ungesichert, da der Leasinggeber im Regelfall auf sein Vermieterpfandrecht verzichtet hat. Die Absicherung des Rückbaus von Solar- und Windparks, die auf geleasten Vermögenswerten errichtet wurden, erfolgt häufig in Form von Bürgschaften bzw. Verpfändung von Bankkonten. Der Leasinggeber ist im Regelfall zur Kündigung des Leasingverhältnisses berechtigt, sofern der Konzern seine Verpflichtungen (auch z. B. die Leasingzahlung) versäumt.

Es sind keine Nutzungsverträge im Berichtszeitraum (außer)planmäßig ausgelaufen.

Der Konzern hat eine Kaufoption bzgl. eines Grundstücks (TEUR 10).

17. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

17.1. ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES

30.06.2022

in TEUR	Anhangs-ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2022		**5.688**	**2.158**	**1.043**	**44**	**8.933**
Erwerbe				15		15
Umgliederung in die Sachanlagen				-29		-29
Stand zum 30. Juni 2022		**5.688**	**2.158**	**1.029**	**44**	**8.919**
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2022		**-4.489**	**-443**	**-980**	**-38**	**-5.950**
Abschreibungen			-63			-63
Wertminderung				-17		-17
Stand zum 30. Juni 2022		**-4.489**	**-506**	**-997**	**-38**	**-6.030**
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2022		**1.199**	**1.716**	**62**	**6**	**2.983**
Stand zum 30. Juni 2022		**1.199**	**1.652**	**30**	**6**	**2.887**

31.12.2021

in TEUR	Anhangs-ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2021		**5.627**	**2.158**	**980**	**91**	**8.856**
Erwerbe durch Unternehmenszusammenschlüsse					2	2
Erwerbe		61		63	8	131
Abgänge					-57	-57
Stand zum 31. Dezember 2021		**5.688**	**2.158**	**1.043**	**44**	**8.933**
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2021		**-4.325**	**-297**	**-980**	**-91**	**-5.692**
Abschreibungen			-146			-146
Wertminderung		-165				-165
Abgänge					53	53
Stand zum 31. Dezember 2021		**-4.489**	**-443**	**-980**	**-38**	**-5.950**
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2021		**1.303**	**1.862**	**-**	**-**	**3.164**
Stand zum 31. Dezember 2021		**1.199**	**1.716**	**62**	**6**	**2.983**

18. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

18.1. AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	2022H1	31.12.2021
Viriflux BV	276	249
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	-	-
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	**284**	**258**

Bzgl. der Gesellschaften Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG, Solarpark Zerre Infrastruktur GbR sowie Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG werden keine weiteren Angaben gemacht, da sie für den Konzern von untergeordneter Bedeutung sind.

18.2. ASSOZIERTE UNTERNEHMEN

A. VIRIFLUX BV

in TEUR	2022H1	31.12.2021
Eigentumsanteil	**50 %**	**50 %**
Langfristige Vermögenswerte	840	861
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente 2022H1: 240 TEUR (2021: 175 TEUR))	285	200
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen 2022H1: 559 TEUR (2021: 559 TEUR))	-559	-559
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen 2022H1: 11 TEUR (2021: 0 TEUR))	-13	-3
Nettovermögen (100 %)	**553**	**498**
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	276	249
Buchwert des Anteils	**276**	**249**
Umsatzerlöse	92	23
Zinsaufwendungen	-3	-2
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	53	-2
Gesamtergebnis (50 %)	**27**	**-1**

Der Konzern erwarb am 4. Oktober 2021 50 % der Anteile an Viriflux BV. Viriflux betreibt eine Solardachanlage in Lokeren/Belgien mit einer Leistung von 1.288,50 kWp, die am 14. September 2021 an das Stromnetz angeschlossen wurde.

19. ANDERE FINANZANLAGEN

Die anderen Finanzanlagen in dieser Angabe stellen finanzielle Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden, dar.

in TEUR	30.06.2022	31.12.2021
Genossenschaftsanteile	57	57
Aktien- und Anteilbestand	1.000	1.061
Andere Finanzanlagen	**1.057**	**1.118**

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie im Vorjahr, aus Genossenschaftsanteilen an Finanzinstituten, die der Konzern in Rahmen von Geschäftsverbindungen mit den jeweiligen Banken hält. Hauptsächlich bestehen diese Finanzanlagen aber aus börsennotierten Aktien, die der Konzern im Depot hält sowie aus Anteilen an Fondsgesellschaften, die vom Konzern verwaltet werden. Die Anschaffungskosten der am Bilanzstichtag ausgewiesenen anderen Finanzanlagen betrugen TEUR 937 (i. VJ.: TEUR 979).

20. EIGENKAPITAL

Für eine Darstellung der Entwicklung des Eigenkapitals wird auf die Eigenkapitalveränderungsrechnung verwiesen.

20.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE

A. AUSGABE VON STAMMAKTIEN

Bis zum Bilanzstichtag am 30. Juni 2022 wurde keine Kapitalerhöhung durchgeführt.

Zum Ende der Berichtsperiode hat der Konzern keine eigenen Aktien gehalten.

B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIEN

	Tsd. Aktien
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2021	**67.492**
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2020	8.870
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2022	**76.362**
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2022	.
Im Umlauf befindliche Aktien zum 30. Juni 2022	**76.362**
davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien	-

C. BEDINGTES KAPITAL 2016

Die ordentliche Hauptversammlung am 15. Juli 2016 hat die Schaffung eines neuen bedingten Kapitals beschlossen. Das Grundkapital ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 15. Juli 2016 um bis zu EUR 20.000.000,00 durch Ausgabe von bis zu 20.000.000,00 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2016). Aus dem bedingten Kapital 2016 wurde die Wandlung von 23.521 Stücke der Wandelschuldverschreibung 2016/2017 in 23.521 neue, auf den Inhaber lautende Aktien im Oktober 2017 bedient. Seit 31. Dezember 2019 betrug somit das bedingte Kapital 2016 noch EUR 19.976.479,00.

Während des Berichtzeitraums gab es keine Veränderungen des bedingten Kapitals 2016. Das bedingte Kapital 2016 kann seit dem 21. Juli 2021 nicht länger verwendet werden. Die Hauptversammlung von 21. Juli 2022 hat das bedingte Kapital 2016 aufgehoben. Der Beschluss wurde am 9. August 2022 in das Handelsregister eingetragen.

D. BEDINGTES KAPITAL 2022

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat beschlossen, dass das Grundkapital um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahrs, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022).

E. GENEHMIGTES KAPITAL 2021

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2021 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 20. Juli 2026 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 34.710.215,00, durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2021), wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann. Der Beschluss wurde am 2. August 2021 in das Handelsregister eingetragen.

Die 7C Solarparken AG hat am 16. August 2021 eine Kapitalerhöhung von EUR 69,420,430 auf bis zu EUR 76.362.473 durch Ausgabe von bis zu 6.942.043 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen unter teilweiser Ausnutzung des bestehenden genehmigten Kapitals und unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre erfolgreich beendet.

Die neuen Aktien wurden im Wege einer Privatplatzierung ausschließlich bei institutionellen Investoren in Deutschland und im europäischen Ausland zu dem vom Vorstand unter Zustimmung des Aufsichtsrats festgelegten Platzierungspreis von EUR 3,72 je Aktie platziert.

Dieser Beschluss wurde am 24. August 2021 in das Handelsregister eingetragen.

Das Genehmigte Kapital 2021 betrug am 30. Juni 2022 noch EUR 27.768.172,00.

Die Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat das Genehmigte Kapital 2021 aufgehoben. Der Beschluss wurde am 9. August 2022 in das Handelsregister eingetragen.

F. GENEHMIGTES KAPITAL 2022

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 38.181.236,00 durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2022), wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann. Der Beschluss wurde am 9. August 2022 in das Handelsregister eingetragen.

20.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN

A. KAPITALRÜCKLAGE

in TEUR	2022H1	2021
Stand zu Beginn des Jahres	82.499	58.157
Veränderung des Aufgeldes (siehe Tz. 21.1)	-	24.860
Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst	-	-518
Stand zum Ende der Berichtsperiode	**82.499**	**82.499**

Die Kapitalrücklage des Konzerns entspricht nicht der Kapitalrücklage der Muttergesellschaft im Jahresabschluss nach HGB, da sich das Eigenkapital des Konzerns infolge des umgekehrten Unternehmenserwerbs aus dem Jahr 2014 gem. den IFRS Standards nicht nach dem Eigenkapital der Muttergesellschaft im Jahresabschluss richtet.

Da im ersten Halbjahr 2022 keine Kapitalerhöhungen stattfanden, wurden keine Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst (2021H1 : TEUR 518). Ein latenter Steueraufwand wurde auf solche Transaktionskosten nicht angesetzt.

B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	2022H1	2021
Stand zu Beginn des Jahres	26.988	24.730
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen	25	34
Gewinn	14.114	9.861
Dividenden	-	-7.636
Stand zum Ende der Berichtsperiode	**41.126**	**26.988**

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 ist dem Vorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat gefolgt und hat die Ausschüttung einer Dividende von EUR 0,11 je dividendenberechtigter Stückaktie (Gesamtbetrag der Ausschüttung bei 76.362.473 dividendenberechtigten Stückaktien insgesamt EUR 8.399.872,03) beschlossen.

C. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE

Die Währungsumrechnungsrücklage umfasst alle Fremdwährungsdifferenzen aufgrund der Umrechnung von Abschlüssen von ausländischen Geschäftsbetrieben sowie dem wirksamen Teil von etwaigen Fremdwährungsdifferenzen aufgrund von Absicherungen einer Nettoinvestition in einem ausländischen Geschäftsbetrieb. Die Entwicklung dieses Kontos wird in der unterstehenden Tabelle dargestellt.

in TEUR	
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2021	**10**
Sonstige Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2021	-1
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2022	**9**
Sonstige Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2022	-
Währungsumrechnungsrücklage zum 30. Juni 2022	**9**

D. SONSTIGES ERGEBNIS AUS HEDGING

Die Rücklage aus Sicherungsgeschäften umfasst die kumulierten Nettoveränderungen des beizulegenden Zeitwertes der zur Absicherung von Zahlungsströmen verwendeten Sicherungsinstrumente bis zur späteren Erfassung der abgesicherten Zahlungsströme im sonstigen Ergebnis.

in TEUR	
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2021	**-32**
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2021	56
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2022	**24**
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2022	-9.037
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 30. Juni 2022	**-9.013**

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente i. H. v. EUR 9,0 Mio. beziehen sich einerseits auf die bilanziellen Erfassung einer im Berichtszeitraum mit einem großen europäischen Stromversorger abgeschlossenen Swap-Vereinbarung und andererseits auf die Zins-Swaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden. Der Hauptanteil entfällt dabei auf den effektiven Teil des Cashflow-Hedge zur Absicherung der PV-Strompreise aus der Swap-Vereinbarung (vgl. Anhangsziffer 6.2) i. H. v. minus EUR 9,2 Mio. Es handelt sich dabei um das sonstige Ergebnis aus dieser Swap-Vereinbarung i. H. v. minus EUR 12,9 Mio. (vgl. Anhangsziffer 23) unter Berücksichtigung der latenten Steuern. Gegenläufig hat sich das positive sonstige Ergebnis nach Steuern aus dem effektiven Teil der Zins-Swaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden, i. H. v. EUR 0,2 Mio. ausgewirkt.

21. KAPITALMANAGEMENT

Ziel des Konzerns ist es, eine starke Kapitalbasis beizubehalten, um das Vertrauen der Anleger, Gläubiger und der Märkte zu wahren und die nachhaltige Entwicklung des Unternehmens sicherzustellen.

Der Vorstand strebt ein ausgewogenes Verhältnis zwischen der Steigerung der Rendite, die mit einer höheren Fremdkapitalquote erzielt werden könnte, und den Vorteilen einer stabilen Kapitalbasis an.

Der Konzern überwacht das Kapital mit Hilfe des Verhältnisses der bereinigten Nettoverschuldung zu bereinigtem Eigenkapital. Die bereinigte Nettoverschuldung umfasst neben prinzipiell zinstragenden Krediten und Anleihen ebenfalls Leasingverbindlichkeiten abzüglich der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente und Leasingverbindlichkeiten, die mit Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks in Verbindung stehen. Das bereinigte Eigenkapital umfasst alle Bestandteile des Eigenkapitals mit Ausnahme der Rücklage aus Sicherungsgeschäften.

Das Verhältnis der Eigenkapitalquote stellt sich wie folgt dar:

in TEUR	30.06.2022	31.12.2021
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	241.783	241.091
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	38.231	26.349
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente*	-88.929	-69.332
Abzüglich kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks	-33.426	-21.638
Nettoverschuldung	**157.659**	**176.469**
Eigenkapital ohne Hedging Reserve	**211.916**	**197.305**
Bilanzsumme	545.429	507.920
Eigenkapitalquote (in %)	**38,9**	**38,8**

**davon TEUR 19.017 (i. VJ.: TEUR 18.697) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.*

22. FINANZVERBINDLICHKEITEN

22.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	30.06.2022	31.12.2021
Langfristige Schulden		
Gesicherte Bankdarlehen	172.220	172.341
Ungesicherte Anleihen	22.367	37.342
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	36.495	24.320
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	42	253
Gesamt	**231.124**	**234.256**
Kurzfristige Schulden		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	31.790	30.324
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	15.364	830
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	1.737	2.029
Gesamt	**48.891**	**33.183**

22.2. BANKDARLEHEN

Die ausstehenden Darlehen weisen folgende Konditionen auf:

					30. Juni 2022		31. Dezember 2022	
in TEUR		Währung	Zinssatz	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
7C Solarparken NV	A	EUR	2,40%	2018-19	40	40	15	15
	B	EUR	EURIBOR 3M + 1,75%	2017-27	873	922	961	1.019
7C Solarparken AG	C	EUR	1,75%	2017-28	2.546	2.447	2.742	2.628
	D	EUR	1,76%	2017-26	884	884	929	929
	F	EUR	1,51%	2017-31	889	889	930	930
	G	EUR	1,55%	2017-32	1.782	1.765	1.867	1.849
	H	EUR	2,10%	2017-32	392	389	411	407
	I	EUR	2,30%	2017-24	800	800	1.000	1.000
	J	EUR	1,68%	2019-36	6.921	6.884	7.285	7.246
	M	EUR	1,28%	2019-22	7	7	22	21
	N	EUR	1,13%	2019-37	431	431	431	431
Tannhäuser Solar UG		EUR	1,90%	2017-34	467	467	486	486
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG		EUR	2,04%	2019-28	825	827	891	894
Sabrina Solar BV	B	EUR	1,69%	2017-29	395	395	422	422
Solar4Future Diest NV		EUR	5,70%	2017-26	1.958	2.067	2.146	2.278
Solarpark Green GmbH	C	EUR	1,75%	2017-26	1.850	1.846	2.075	2.070
	D	EUR	4,75%	2017-25	521	521	607	607
Solarpark Heretsried GmbH	A	EUR	2,00%	2017-24	1.444	1.431	1.733	1.715
	B	EUR	2,13%	2017-25	2.555	2.530	2.920	2.888
	C	EUR	3,49%	2017-25	1.432	1.462	1.667	1.707
	D	EUR	2,16%	2017-29	2.781	2.781	2.967	2.967
Solarpark Longuich GmbH		EUR	2,13%	2017-25	2.660	2.634	3.040	3.006
Solarpark Oberhörbach GmbH		EUR	2,13%	2017-25	1.803	1.778	2.060	2.029
Solarpark CBG GmbH		EUR	1,75%	2017-25	1.613	1.597	1.828	1.808
Solarpark Neudorf GmbH	B	EUR	EURIBOR 3M +1,6%	2017-24	196	196	235	235
	C	EUR	3,10%	2020-27	292	292	315	315
	D	EUR	1,95%	2017-27	984	984	1.079	1.079
	E	EUR	3,99%	2019-26	374	392	415	437
SonnenSolarPark GmbH		EUR	2,90%	2017-24	267	267	333	333
		EUR	6,00%	2017-25	508	499	635	621
Melkor UG	A	EUR	2,75%	2017-2027	270	268	294	292
	B	EUR	0,00%	2017-28	222	222	247	247
	C	EUR	3,95%	2017-30	-	-	53	55
	E	EUR	1,96%	2017-26	669	669	753	753
Solardach Wandersleben GmbH & Co. KG	A	EUR	4,75%	2017-26	944	955	1.069	1.084
	C	EUR	2,53%	2018-25	33	33	37	37
Solardach LLG GmbH	A	EUR	1,65%	2017-32	623	617	653	646
	B	EUR	2,10%	2017-34	821	813	854	846
	C	EUR	2,30%	2018-2036	499	499	517	517
	D	EUR	1,80%	2019-2037	357	357	369	369
Solardach Stieten GmbH & Co. KG	A	EUR	4,75%	2017-26	932	937	1.036	1.042
	B	EUR	3,55%	2017-26	415	423	461	473
Solardach Steinburg GmbH		EUR	1,45%	2017-35	555	552	576	572
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG	A	EUR	5,00%	2017-26	839	841	932	934
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck GmbH & Co. KG	A	EUR	2,70%	2017-30	2.005	2.066	2.126	2.200
	B	EUR	1,99%	2017-30	284	291	302	309
Lohengrin Solar UG	A	EUR	2,10%	2017-34	596	591	620	614
	B	EUR	1,83%	2019-36	516	510	533	528
	B	EUR	2,60%	2017-28	15	16	16	17
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG		EUR	2,79%	2017-26	1.020	1.020	1.148	1.148
		EUR	1,74%	2017-26	337	337	379	379
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG		EUR	4,40%	2017-26	516	516	574	574
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,48%	2017-27	352	352	388	388
	B	EUR	4,80%	2017-27	119	119	131	131
	C	EUR	3,80%	2017-26	120	120	133	133
Säugling Solar GmbH & Co. KG	C	EUR	1,99%	2019-26	4.267	4.245	4.800	4.776
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG		EUR	3,80%	2017-29	687	687	736	736
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG		EUR	2,10%	2018-35	2.287	2.278	2.372	2.363
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	A	EUR	3,49%	2017-25	1.175	1.233	1.251	1.316
	C	EUR	1,95%	2018-29	1.233	1.221	1.316	1.302
Solarpark Carport Wolnzach GmbH Co. KG	A	EUR	3,30%	2017-29	756	755	801,674	800,716
	B	EUR	2,50%	2017-29	646	625	689,213	666,095

Solarpark Gemini GmbH & Co. KG		EUR	3,00%	2017-31	3.185	3.125	3.353	3.287
Sphinx Solar GmbH & Co. KG		EUR	2,40%	2017-25	131	131	149	149
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	A	EUR	4,70%	2017-24	784	766	980	953
	B	EUR	3,50%	2017-27	3.502	3.525	3.814	3.843
Solarpark Zschornewitz GmbH & Co. KG		EUR	1,90%	2019-37	1.273	1.257	1.317	1.300
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG		EUR	1,15%	2020-38	4.732	4.714	4.880	4.861
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG	A	EUR	3,40%	2017-26	825	825	928	928
	B	EUR	4,60%	2017-25	10	10	12	12
	C	EUR	2,35%	2017-29	303	298	326	320
	D	EUR	0,00%	2017-2031	257	205	261	206
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	A	EUR	3,40%	2017-26	557	557	626	626
	B	EUR	3,60%	2017-29	196	196	224	224
Vardar UG	B	EUR	2,37%	2017-25	268	268	284	284
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG		EUR	3,60%	2017-30	3.734	3.485	3.975	3.715
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG	A	EUR	3,10%	2017-27	409	412	446	449
	B	EUR	3,18%	2017-27	1.146	1.154	1.250	1.259
Colexon 1. Solarprojectgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,30%	2017-24	527	527	665	665
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	A	EUR	1,80%	2018-27	1.407	1.405	1.459	1.456
	B	EUR	1,40%	2020-37	443	443	457	457
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG	A	EUR	4,50%	2018-28	252	273	268	292
	B	EUR	4,25%	2018-28	207	209	223	225
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	A	EUR	2,65%	2018-35	2.847	2.969	2.959	3.090
	B	EUR	3,15%	2018-36	468	505	485	524
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG		EUR	1,85%	2019-34	1.066	1.055	1.109	1.097
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG		EUR	1,90%	2019-33	3.619	3.644	3.783	3.810
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG		EUR	2,10%	2019-31	3.066	3.143	3.236	3.322
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,15%	2017-26	6.244	6.244	6.939	6.939
	C	EUR	1,79%	2017-25	6.042	5.983	6.906	6.838
		EUR	1,15%	2022-39	2.250	2.233	-	-
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,20%	2017-26	1.601	1.590	1.780	1.767
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH	A	EUR	3,30%	2017-23	3.792	3.794	4.333	4.337
	B	EUR	2,30%	2017-25	32	32	36	36
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH	A	EUR	2,50%	2017-25	1.973	1.945	2.255	2.221
	B	EUR	1,35%	2017-34	504	504	525	525
Tristan Solar GmbH & Co. KG		EUR	2,16%	2018-29	2.316	2.316	2.444	2.444
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	A	EUR	1,82%	2019-35	427	423	442	438
	B	EUR	1,78%	2019-36	696	693	720	717
	C	EUR	1,82%	2018-36	463	459	479	475
	D	EUR	1,78%	2019-36	348	347	360	359
	E	EUR	1,82%	2018-36	427	423	442	437
	F	EUR	1,78%	2019-36	348	347	360	359
	G	EUR	2,45%	2018-37	529	529	547	547
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG		EUR	1,95%	2018-36	572	572	589	589
Solardach Derching GmbH & Co. KG		EUR	2,13%	2018-29	1.409	1.416	1.507	1.515
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG		EUR	EURIBOR 3M +1,87%	2019-24	308	320	369	386
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG		EUR	2,15%	2018-33	1.715	1.734	1.783	1.802
Solarpark Rötz GmbH & Co. KG	A	EUR	1,25%	2020-27	355	356	377	379
	B	EUR	1,40%	2020-27	356	362	378	385
	C	EUR	1,03%	2020-27	411	409	433	431
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	A	EUR	2,80%	2018-31	790	818	836	867
	B	EUR	1,40%	2018-34	122	118	127	123
	C	EUR	2,80%	2018-31	383	397	405	420
	D	EUR	2,80%	2018-31	733	759	775	805
	E	EUR	1,40%	2018-34	122	118	127	123
	F	EUR	2,80%	2018-31	741	768	784	813
	G	EUR	1,40%	2018-34	122	118	127	123
	H	EUR	2,80%	2018-27	128	131	140	144
	I	EUR	2,00%	2018-31	156	156	164	164
	J	EUR	2,80%	2018-27	383	416	417	452
	K	EUR	2,80%	2018-27	359	367	391	401
	L	EUR	2,75%	2018-30	376	387	400	413
	M	EUR	2,00%	2018-31	31	31	33	33
	N	EUR	2,80%	2018-27	430	441	470	482
	O	EUR	2,80%	2018-31	387	400	409	424
	P	EUR	2,80%	2018-31	696	721	735	763
	Q	EUR	2,80%	2018-31	684	709	723	751
	R	EUR	3,70%	2017-27	1.203	1.203	1.312	1.312
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG		EUR	1,15%	2020-37	429	429	443	443
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co. KG	A	EUR	1,01%	2022-41	9.000	8.977	-	-
	B	EUR	0,86%	2022-31	1.050	1.050	-	-
PV Görike GmbH & Co. KG		EUR	2,25%	2019-37	2.562	2.692	2.647	2.786
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	A	EUR	1,40%	2020-38	228	225	234	232
	B	EUR	1,40%	2020-38	225	223	232	229
PV Gumtow GmbH & Co. KG	A	EUR	1,03%	2020-39	2.433	2.433	2.504	2.504
	B	EUR	1,03%	2020-39	472	472	486	486

Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG		EUR	3,25%	2021-33	1.069	1.196	1.118	1.258
7C Groeni BV	A	EUR	2,86%	2021-29	234	249	250	268
	B	EUR	2,91%	2021-30	140	150	150	161
	C	EUR	2,81%	2021-29	429	458	458	490
	D	EUR	2,23%	2021-27	260	270	282	294
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	A	EUR	4,60%	2019-28	202	218	219	238
	B	EUR	3,25%	2019-28	656	645	713	700
Solarpark Glasew itz GmbH & Co. KG		EUR	3,25%	2019-28	1.088	1.167	1.175	1.266
Solarpark WO GmbH & Co. KG		EUR	1,40%	2020-37	451	448	466	462
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	C	EUR	1,18%	2021-37	1.148	1.148	1.187	1.187
REG PV A zw ei GmbH & Co. KG	A	EUR	2,10%	2020-35	1.520	1.579	1.577	1.640
	B	EUR	2,10%	2020-37	181	190	187	196
	C	EUR	1,99%	2020-35	597	616	619	639
	D	EUR	2,10%	2020-37	320	334	331	345
	E	EUR	2,10%	2020-37	453	473	468	489
MES Solar XX GmbH & Co. KG		EUR	0,99%	2022-32	3.589	3.589	-	-
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	A	EUR	1,03%	2021-38	5.873	5.860	5.936	5.920
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	A	EUR	1,14%	2021-39	2.799	2.786	2.882	2.868
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	A	EUR	1,50%	2020-39	262	261	262	261
	B	EUR	1,10%	2020-30	213	209	227	222
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,20%	2021-44	666	679	666	679
	B	EUR	EURIBOR 3M +1,34%	2021-41	5.237	5.436	5.237	5.447
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	A	EUR	1,21%	2021-29	1.672	1.682	1.722	1.734
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	A	EUR	1,33%	2021-39	3.611	3.677	3.722	3.792
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	A	EUR	1,42%	2021-35	1.795	1.833	1.863	1.903
	B	EUR	1,16%	2021-39	632	636	651	654
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,34%	2021-40	4.320	4.451	4.437	4.575
	B	EUR	1,20%	2021-43	663	694	663	695
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG	A	EUR	5,50%	2020-23	1.189	1.188	1.585	1.584
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	A	EUR	1,05%	2020-23	174	174	232	232
	B	EUR	1,25%	2020-25	858	861	981	985
	C	EUR	4,00%	2020-23	411	410	547	547
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG		EUR	3,85%	2020-27	2.022	2.175	2.215	2.397
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG		EUR	3,85%	2020-27	2.757	2.975	3.008	3.266
GESAMT DARLEHEN					**202.664**	**203.997**	**201.036**	**202.587**

Die Bankdarlehen sind mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden (siehe Anhangsziffer 16) sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder Mieteinzahlungen (siehe Anhangsziffer 14) branchenüblich besichert. Zudem wurden Sichteinlagen mit einem Buchwert von TEUR 18.396 (2021H1.: TEUR 17.429) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet (siehe Anhangsziffer 15). Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugegriffen werden kann.

22.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten i. V. m.				**30.06.2022**		**31.12.2021**	
in TEUR	**Währung**	**Zins-satz***	**Fälligkeits-jahr**	**Nennbetrag**	**Buchwert**	**Nennbetrag**	**Buchwert**
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	8	10	8
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	4.523	4.549	4.667	4.696
Solarparks Deutschland	EUR		2022-2047	11.362	11.362	-	-
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2049	23.764	20.684	23.740	20.397
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.714	1.467	1.203	1.063
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	170	162	194	184
Gesamt				**41.543**	**38.232**	**29.814**	**26.348**

** Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz*

Die Leasingverbindlichkeiten haben sich während der ersten sechs Monate des Jahres 2022 von EUR 26,3 Mio. auf EUR 38,2 Mio. erhöht. Es lagen zum Bilanzstichtag keine Verstöße gegen Leasingverbindlichkeiten vor. Bedingte Mietzahlungen gab es im Berichtszeitraum wie auch im Vorjahrszeitraum nicht.

Die Entwicklung der Leasingverbindlichkeiten lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

in TEUR	**30.06.2022**	**31.12.2021**
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	**26.315**	**17.155**
Neue Leasingverhältnisse	12.408	4.340
Erworbene Leasingverhältnisse	433	6.447
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-1.361	-2.104
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks	255	134
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	179	343
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	**38.232**	**26.315**

In diesem Zeitraum schloss der Konzern neue Leasingvereinbarungen i. H. v. EUR 12,8 Mio. ab. Davon entfielen EUR 11,4 Mio. auf Solarparks in Deutschland und EUR 1,0 Mio. auf Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks. Darüber hinaus hat der Konzern Leasingverträge (EUR 0,4 Mio.) im Rahmen des Erwerbs von Bestandsanlagen übernommen. Schließlich wurden die Leasingverbindlichkeiten um EUR 0,2 Mio. aufgezinst und um EUR 0,3 Mio. neu bewertet (vgl. Anhangsziffer 16.2). Gegenläufig haben sich Tilgungen im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 1,4 Mio. ausgewirkt.

.

22.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

Im Februar 2018 hat die 7C Solarparken AG erstmalig ein Schuldscheindarlehen mit einem Nennbetrag i. H. v. EUR 25 Mio. zu einem überwiegend fixierten durchschnittlichen Zins von ca. 2,78 % am Kapitalmarkt begeben. Das Schuldscheindarlehen ist in drei Tranchen mit 5 beziehungsweise 7 Jahren Laufzeit unterteilt.

in TEUR

Schuldschein 2018	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	EURIBOR 3M + 2,00 %	2023	1.500	1.493
Tranche B	2,48 %	2023	13.500	13.482
Tranche C	3,29 %	2025	10.000	9.951
Gesamt			**25.000**	**24.926**

Im März 2020 hat die 7C Solarparken AG ein weiteres Schuldscheindarlehen mit einem Nennbetrag i. H. v. EUR 11,5 Mio. zu einem festen Zinssatz von ca. 1,80 % am Kapitalmarkt begeben. Das Schuldscheindarlehen hat eine Laufzeit vom 5 Jahren.

in TEUR

Schuldschein 2020	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	1,80 %	2025	11.500	11.479
Gesamt			**11.500**	**11.479**

Die Zinsen für Schuldschein 2018, Tranche B und C und für Schuldschein 2020 sind einmal jährlich im Februar (Schuldschein 2018) und März (Schuldschein 2020) fällig. Die Zinsen für Tranche A (Schuldschein 2018) werden halbjährlich den Schuldscheininvestoren entrichtet (im Februar und August).

Mit dem Erwerb des Tochterunternehmens 7C Groeni BV im Januar 2021 wurden projektbezogene Anleihen übernommen. Die Projektanleihen dienen zur Finanzierung der Eigenmittel der Projekte der 7C Groeni BV. Am Bilanzstichtag stellen diese Anleihen sich wie folgt zusammen:

in TEUR

Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 %-5,00 %	31.12.2028	678	777
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	63	68
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	14	14
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	57	59
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50
Gesamt				**861**	**968**

23. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

in TEUR	30.06.2022	31.12.2021
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.421	3.033
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	4.064	-
Zuwendungen der öffentlichen Hand	633	544
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	12.434	756
Gesamt	**20.553**	**4.332**

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen betrugen zum Ende der Berichtsperiode EUR 3,4 Mio. (i. VJ.: EUR 3,0 Mio.). Dieser Anstieg spiegelt auch die gestiegenen operativen Kosten wider.

Die langfristigen und kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten beinhalten überwiegend die derivative Verbindlichkeit i. H. v. EUR 12,9 Mio., die aus dem beigelegten negativen Zeitwert der Swap-Vereinbarung resultiert (vgl. Anhangsziffer 6.2). Diese Verbindlichkeit besteht aus einem kurzfristigen Teil i. H. v. EUR 9,5 Mio. sowie einer langfristigen Verbindlichkeit i. H. v. EUR 3,4 Mio.

Die restlichen sonstigen kurzfristigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus Personalverbindlichkeiten (EUR 0,1 Mio.) sowie Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (EUR 2,4 Mio.), was auf den starken Anstieg der Umsatzerlöse zurückzuführen ist, bedingten Gegenleistungen aus bedingten Kaufpreisen aus Konsolidierungskreisänderungen aus dem Vorjahr (EUR 0,1 Mio.) und Rückstellungen i. H. v. EUR 0,2 Mio.

Der Konzern hat in den Jahren 2021 und 2022 in den belgischen Investitionszuschussausschreibungsverfahren mehrere Zuschläge erhalten, deren Auszahlung zum Bilanzstichtag noch nicht erfolgte, jedoch durch den Konzern als angemessen sicher einschätzt wurde. Zum 30. Juni 2022 wies der Konzern solche Investitionszuschüsse i. H. v. EUR 0,6 Mio. bilanziell aus.

24. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

30.06.2022

	Rückbau-verpfl.	Gewähr-leistung	Droh-verluste	Einzel-risiken	Gestattungs-verträge	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2022	**18.382**	**1.264**	**0**	**929**	**360**	**62**	**20.997**
Erhöhung der Rückstellungen	75	109					184
In Anspruch genommene Rückstellungen		-11		-56			-67
Auflösung von Rückstellungen		-20					-20
Aufzinsung bzw. Abzinsung	367	8		2			377
Stand zum 30. Juni 2022	**18.825**	**1.350**	**0**	**875**	**360**	**62**	**21.473**

31.12.2021

	Rückbau-verpfl.	Gewähr-leistung	Droh-verluste	Einzel-risiken	Gestattungs-verträge	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2021	**14.003**	**1.578**	**8**	**1.020**	**499**	**62**	**17.170**
Zugang durch Konsolidierungskreisänderungen	1.757						1.757
Erhöhung der Rückstellungen	1.974	11					1.986
In Anspruch genommene Rückstellungen		-27		-97	-140		-264
Auflösung von Rückstellungen		-313	-8				-320
Aufzinsung bzw. Abzinsung	648	14		6			669
Stand zum 31. Dezember 2021	**18.382**	**1.264**	**0**	**929**	**360**	**62**	**20.997**

A. RÜCKBAUVERPFLICHTUNGEN

Die Rückbauverpflichtungen betreffen die Kosten, die nach Betriebsende einer Solar- und Windkraftanlage, d. h., nach 10 bis 30 Jahren entstehen, wenn diese zurückgebaut wird. Die Rückbaukosten werden vom Konzern geschätzt. Es wird dabei ein vom Markt abgeleiteter Preis je kWp zum Rückbau angenommen, der mit einer geschätzten Preissteigerungsrate bis zum Zeitpunkt des Rückbaus aufgezinst wird. Dieser Betrag wird zum diskontierten Wert in einer Summe angesetzt und jedes Jahr aufgezinst.

B. GEWÄHRLEISTUNGEN

Die Rückstellung für Gewährleistungen bezieht sich hauptsächlich auf Anlagen, die in der Vergangenheit von der COLEXON gebaut wurden und für die es Gewährleistungsrisiken gibt. Die Risiken in Bezug auf die Wahrscheinlichkeit als auch auf den Umfang wurden im Rahmen der Kaufpreisallokation geschätzt und seit dem Erstansatz kontinuierlich überprüft. Für alle angesetzten Rückstellungen sind Beweissicherungsverfahren bzw. Rechtstreite eingeleitet. Die erste Instanz einzelner Rechtstreite wurde bereits vollendet, und der Konzern bzw. der Altkunde hat gegen das Urteil Berufung eingelegt. Die Inanspruchnahmen dieser Garantien bzw. Urteile in erster oder zweiter Instanz werden nach größter Wahrscheinlichkeit in einem Zeitraum zwischen ein und zwei Jahren stattfinden. Die Schätzungen der Höhe und des Umfangs der Inanspruchnahme beruhen auf langjähriger Erfahrung mit Altkunden der COLEXON, die jedoch einer gewissen Unsicherheit unterliegen. Die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ist eher als hoch einzuschätzen.

C. EINZELRISIKEN

Die Einzelrisiken bestehen aus übernommenen Eventualverbindlichkeiten (welche gemäß IFRS 3 im Rahmen der Kaufpreisallokation angesetzt wurden und nun fortgeführt werden).

Erstens ergeben sich Einzelrisiken aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die von der COLEXON gebaut wurden. Die Rückkaufverpflichtungen können erst in 8 Jahren Auswirkungen zeigen.

Zweitens ergibt sich ein Prozessrisiko i. V. m. einer von der COLEXON gebauten Anlage. Der Zeitpunkt der Erfüllung wird nach Schätzung des Konzerns innerhalb von zwei bis drei Jahren sein. Der Umfang und die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ist als sehr hoch einzustufen, obwohl der Ausgang der Verfahren zum Bilanzstichtag äußerst schwer einzuschätzen ist. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen abhängig von den Verfahrensausgängen naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher deutlich niedriger oder signifikant höher ausfallen.

Schließlich ergibt sich ein Einzelrisiko aus einem Rechtstreit, der sich im Rahmen des Unternehmenserwerbs der Enervest Belgium BV (jetzt: 7C Solarparken Belgium BV) ergeben hat. Der Umfang und die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme war am Erwerbsstichtag, wie auch am Bilanzstichtag, schwer einzuschätzen, da der Ausgang des Verfahrens äußerst ungewiss ist. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen abhängig von den Verfahrensausgängen naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher deutlich niedriger oder signifikant höher ausfallen.

D. GESTATTUNGSVERTRÄGE

Der Konzern hat im Rahmen eines Unternehmenserwerbs nach IFRS 3 im Jahr 2017 die Verpflichtung übernommen, die Dächer, auf denen der Konzern eigene Solardachanlagen betreibt, instand zu halten. Der Konzern hat im Berichtszeitraum festgestellt, dass es bei der Instandhaltung der Dächer im Vorerwerbszeitraum zu Reparaturrückständen gekommen ist. Im Berichtszeitraumr wurde der Konzern weiterhin von der Vertragspartei aufgefordert, die Instandhaltungsrückstände vorzunehmen. Der Konzern befindet sich derzeit mit der Vertragspartei in Verhandlungen, ob sowie in welchem Zeitraum und in welchem Umfang noch genauer zu definierende Instandhaltungsmaßnahmen vorzunehmen sind. Der Konzern stuft jedoch den Mittabfluss als wahrscheinlich ein und hat entsprechend einer Rückstellung dafür gebildet. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen jedoch abhängig von den Verhandlungen mit der Vertragspartei naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher niedriger oder höher ausfallen.

25. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN

25.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

A. VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vergütung der Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen umfasst:

in TEUR	2022H1	2021H1
Kurzfristig fällige Leistungen	199	187
Gesamt	**199**	**187**

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das erste Halbjahr 2022 TEUR 199 (2021H1: TEUR 187) für seine Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,8 % der Stimmrechtsanteile des Unternehmens am Tag der Veröffentlichung.

Der zusammengefasste Wert der Geschäftsvorfälle und der ausstehenden Salden in Zusammenhang mit Mitgliedern des Managements in Schlüsselpositionen und Unternehmen, über die sie die Beherrschung oder maßgeblichen Einflüsse haben, waren wie folgt:

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 30. Juni	
Geschäftsvorfall	2022H1	2021H1	2022H1	2021H1
Dienstleistung *(*)*	-	-	-	-
Fremdleistung *(**)*	34	30	-	-

(*) der Konzern erbringt Buchführungsdienstleistungen für eine Gesellschaft eines Vorstands des Konzerns. Die Dienstleistungen werden zu Marktwerten abgegolten.

(**) Ein Vorstand stellte dem Konzern mittelbar über eine Gesellschaft im Geschäftsjahr eine Mitarbeiterin zur Verfügung. Diese Transaktion wurde als Fremdleistung in den betrieblichen Aufwendungen erfasst und hier separat dargestellt. Die Überlassung von Mitarbeitern wird zu Marktwerten abgegolten.

C. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES AUFSICHTSRATS

Es gab weder im Berichtszeitraum noch im Vorjahreszeitraum Geschäftsvorfälle oder ausstehende Salden aus solchen Geschäftsvorfällen im Zusammenhang mit Mitgliedern des Aufsichtsrats oder Unternehmen, über die sie die Beherrschung oder maßgeblichen Einflüsse haben.

D. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT UNTERNEHMEN, DIE NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTET WERDEN

in TEUR	Viriflux BV	Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG
Verkauf von Dienstleistungen	6	-
Sonstiger betrieblicher Ertrag	-	-

E. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN

Im Berichtszeitraum gab es keine Geschäftsvorfälle mit sonstigen nahestehenden Personen.

26. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

A. GRÜNSTROMZERTIFIKATABSCHAFFUNG

Am 16. September 2022 hat die flämische Regierung einen Beschluss zu einem Gesetzesentwurf über die Abschaffung von Forderungen auf Basis von Grünstromzertifikaten, für Solaranlagen gefasst. Konkret wird im Gesetzesentwurf vorgesehen, dass Solaranlagen, die im Zeitraum 2006 bis 2012 errichtet wurden, ab dem 1. Januar 2024 prospektiv keine Grünstromzertifikate mehr erhalten werden. Diese neue Reglung sollte nur gelten, insofern diese Solaranlagen bzw. deren Betreibergesellschaften bereits mehr als TEUR 200 an Grünstromzertifikaten erhalten haben. Es handelt sich dabei um eine Maßnahme die den Endverbrauchern, die diese Grünstromzertifikate über eine Umlage bezahlen, schonen soll. Ursprünglich wurden die Grünstromzertifikate für einen Zeitraum von 20 Jahren zugesagt. Der Gesetzesentwurf sollte nun vom belgischen Staatsrat (*Raad van State*) geprüft werden, bevor es dem Energieausschuss des flämischen Parlaments und anschließen dem Plenum des Parlaments zur Verabschiedung vorgelegt wird. Bis zur Verabschiedung des Gesetzes sind Änderungen am Gesetzesentwurf grundsätzlich möglich. Gegen ein verabschiedetes Gesetz kann Klage beim belgischen Verfassungsgericht eingereicht werden, die jedoch die Ausführung des Gesetzes nur in Ausnahmefällen stundet. Die Einschätzung der Folgen für den Konzern ist mit vielen Unsicherheiten verbunden. Eine vollständige Streichung der Grünstromzertifikate ab 1. Januar 2024 die Umsatzerlöse und das EBITDA um ca. EUR 1,9 Mio. p.a. negativ beeinflussen. Der Konzern prüft rechtliche Schritten gegen der flämischen Region bzw. bereitet diese schon vor.

B. EU PREISDECKELUNG

Die Europäische Kommission hat am 14. September 2022 dem Europäischen Rat einen Vorschlag für eine EU Verordnung zu Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise gemacht. Der Europäische Rat hat diesen Vorschlag am gleichen Tag gebilligt. In dieser Verordnung wird konkret auch für den Sektor der erneuerbaren Energien bis zum Ende März 2023 die Einführung einer Preisdeckelung von 180 EUR / MWh für sogenannte Markterlöse vorgeschlagen. Danach sollte der Teil der Erzeugungserlöse, welcher Förderreglungen betrifft, nicht von der Verordnung betroffen sein. Die Verordnung geht im genannten Vorschlag von einer Anwendung ab dem 1. Dezember 2022 aus, Mitgliedstaaten dürfen jedoch eine frühere (rückwirkende) Anwendung beschließen. Darüber hinaus dürfen Mitgliedstaaten auch die Einführung einer Preisdeckelung auf einem geringeren Niveau (d.h. unterhalb 180 EUR /MWh) beschließen. Es ist sehr ungewiss in welcher Form Deutschland (bzw. Belgien) diese Verordnung in der Praxis umsetzen wird (z.B. kann die Preisdeckelung über eine Abgabe oder über die Begrenzung des PV-Preises an der EEX-Strombörse gestaltet werden) Eine Einführung der Strompreisdeckelung auf 180 EUR / MWh in Deutschland und Belgien rückwirkend zum 1. Januar 2022 wurde einen negativen Einfluss auf EBITDA-Ergebnis des ersten Halbjahres 2022 i.H.v. EUR 3,4 Mio. haben.

C. KAPITALERHÖHUNG 2022

Am 17. August 2022 hat der Vorstand der 7C Solarparken AG auf Basis des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 und mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Grundkapital der Gesellschaft unter Gewährung des Bezugsrechts für bestehende Aktionäre von EUR 76.362.473,00 auf bis zu EUR 78.097.983,00 durch Ausgabe von bis zu 1.735.510 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen zu erhöhen. Der Bezugspreis je Aktie wurde vom Vorstand unter Zustimmung des

Aufsichtsrats auf EUR 4,55 festgelegt. Die Zeichnungsfrist endete am 5. September 2022. Die Kapitalerhöhung wurde im Rahmen des Bezugsangebots (Bezug und Überbezug) vollständig platziert und war mehrfach überzeichnet. Die Transaktion wurde von M.M.Warburg & CO begleitet.

27. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

EPC	Steht für Engineering, Procurement and Construction und betrifft den Vertragsgegenstand eines Kauf- oder Werkvertrages, der Design, Komponentenbeschaffung und den Bau einer PV-Anlage zum Vertragsgegenstand hat
B&W	Betrieb und Wartung, auch Operation & Maintenance (O&M) genannt
COLEXON	Der börsennotierte Konzern oder die Gesellschaft, bevor sie am 9. September 2014 übernommen wurde
Einspeisevergütung	Die Vergütung, die für den ins Netz eingespeisten Strom bezahlt wird
Direktvermarktung	Stromverkauf an der EEX-Börse
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in der jeweils anzuwendenden Fassung z.B. EEG 2017
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt Peak
Mitglied des Managements	Die Vorstandsmitglieder selbst, sowie auch die Gesellschaften, die von den Vorstandsmitgliedern beherrscht werden und die im Management tätig sind
MWp	Megawatt Peak
kWp	Kilowatt Peak
AktG	Aktiengesetz
HGB	Handelsgesetzbuch
IFRS	International Financial Reporting Standards
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
PV Estate	Erwerb von Immobilienobjekten, die (teilweise) für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden

28. ORGANE DER GESELLSCHAFT

A. MITGLIEDER DES VORSTANDS

Steven De Proost	
CEO	Seit 01.06.2014
Wohnort	Betekom, Belgien
Ausbildung	Wirtschaftsingenieur

Koen Boriau	
CFO	Seit 28.05.2014
Wohnort	Antwerpen, Belgien
Ausbildung	Master Wirtschaftswissenschaften

B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS

Joris De Meester	
Mitglied	Seit 15. Februar 2013
Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Stellvertretender Vorsitzender	Bis 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer OakInvest BV, Antwerpen, Belgien

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Verwalter, HeatConvert U.A., Goor, Niederlande
- Verwalter, PE Event Logistics Invest NV, Leuven, Belgien
- Verwalter, Family Backed Real Estate NV, Antwerpen, Belgien
- Verwalter, Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen, Belgien
- Verwalter, JPJ Invest NV, Sint-Martens-Latem, Belgien
- Verwalter, NPG Bocholt NV, Bocholt, Belgien
- Verwalter, Biopower Tongeren NV, Tongeren, Belgien

Bridget Woods	
Mitglied	Seit 17. Dezember 2015
Stellvertretender Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Unternehmensberaterin

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Verwalterin, Quintel Intelligence Ltd., London, Großbritannien
- Verwalterin, Quintel Advisory Services Ltd., London, Großbritannien
- Verwalterin, Iagree Ltd., Giv'atayim, Israel
- Verwalterin, Roby AI Ltd., Leeds, Großbritannien
- Verwalterin, One Eco Limited- Canterbury, Großbritannien

Paul Decraemer	
Mitglied	Seit 14. Juli 2017
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi, Belgien
	CFO Inbiose NV, Zwijnaarde, Belgien

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Verwalter, Seelution AB, Göteborg, Schweden
- Verwalter, ABO-Group Environment NV, Gent, Belgien

Paul De fauw	
Mitglied	Seit 17. Juli 2020
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer Defada BV, Brügge, Belgien
	CEO Vlaamse Energieholding BV, Torhout, Belgien

Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:

- Vorsitzender des Verwaltungsrats, Luminus NV, Brüssel/Belgien
- Verwalter, Northwind NV, Brüssel, Belgien
- Verwalter, Publipart NV, Brüssel, Belgien
- Verwalter, Publi-T NV, Brüssel, Belgien
- Verwalter, V.L.E.E.M.O. NV, Antwerpen, Belgien
- Verwalter, V.L.E.E.M.O. II NV, Antwerpen, Belgien
- Verwalter, V.L.E.E.M.O. III NV, Antwerpen, Belgien
- Verwalter, Imec.Istart Fund NV, Leuven, Belgien
- Verwalter, Renasci NV, Gent, Belgien

Bayreuth, 22. September 2022

Steven De Proost
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau
Finanzvorstand (CFO)

WEITERE INFORMATIONEN

VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

„Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen des Konzernzwischenabschlusses ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage. des Konzerns vermittelt und dass im Konzernzwischenlagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses sowie die Lage des Konzerns so dargestellt werden, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird und die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns beschrieben sind.“

Bayreuth, 22. September 2022

Steven De Proost	Koen Boriau
Vorstandsvorsitzender (CEO)	Finanzvorstand (CFO)

DISCLAIMER

Der vorliegende Bericht enthält in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf der Überzeugung des Vorstands der 7C Solarparken AG beruhen und dessen aktuelle Annahmen und Schätzungen widerspiegeln. Diese zukunftsbezogenen Aussagen sind Risiken und Unsicherheiten unterworfen. Viele derzeit nicht vorhersehbare Fakten könnten bewirken, dass die tatsächlichen Leistungen und Ergebnisse der 7C Solarparken AG bzw. des Konzerns anders ausfallen. Unter anderem können das sein: die Nichtakzeptanz neu eingeführter Produkte oder Dienstleistungen, Veränderungen der allgemeinen Wirtschafts- und Geschäftssituation, das Verfehlen von Effizienz- oder Kostenreduzierungszielen oder Änderungen der Geschäftsstrategie. Der Vorstand ist der festen Überzeugung, dass die Erwartungen dieser vorausschauenden Aussagen stichhaltig und realistisch sind. Sollten jedoch vorgenannte oder andere unvorhergesehene Risiken eintreten, kann die 7C Solarparken AG nicht dafür garantieren, dass die geäußerten Erwartungen sich als richtig erweisen.