

7c solarparken



7C SOLARPARKEN KONZERN

HALBJAHRESBERICHT 2023

INHALTVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS	3
KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT	4
KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	44
ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	53
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	109

BERICHT DES VORSTANDS

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

Der Geschäftsverlauf im ersten Halbjahr 2023 ist vom Vorstand als eher gemischt zu beschreiben.

Der Konzern hatte zum Berichtsstichtag ein Anlageportfolio von 428 MWp, was einem Wachstum von 34 MWp im Vergleich zum Jahresende 2022 gleichkommt. Dadurch nahm die durchschnittliche Anlagenleistung von 373 MWp in der Vergleichsperiode auf 402 MWp im Berichtszeitraum (+19%) zu. Gemäß dem Geschäftsplan 2021-2024 sollte die Gesamtkapazität des unternehmenseigenen IPP- zum Jahresende 2023 460 MWp betragen. Dies wurde zum Tag der Veröffentlichung fast nahezu erfüllt, denn es befinden sich heute Anlagen mit einer Leistung von 449 MWp im Bestand und der Bau von Solaranlagen mit einer weiteren Leistung von 10 MWp sollte demnächst anfangen. Es bleibt dabei das Ziel des Vorstandes das Anlagenportfolio bis Ende 2024 auf 525 MWp auszubauen.

Weniger erfreulich jedoch waren die Witterungsverhältnisse, denn im ersten Halbjahr 2023 wiederholten sich die sehr guten Einstrahlungswerte aus der Vorjahresperiode nicht, sodass der Ertrag pro installierter Leistung (kWh/kWp) für das Gesamtportfolio um 15 % gesunken ist. Darüber hinaus sind die Strompreise im Vergleich zum Vorjahr, welches von den Effekten des Ukrainekrieges geprägt war, deutlich gesunken. Dies resultierte in einer Abnahme des durchschnittlichen Einspeisepreises um 18% auf 187 EUR je MWh. Demzufolge lagen die Umsatzerlöse im ersten Halbjahr 2023 bei EUR 36,7 Mio. und damit rund 16% unter dem Vorjahresergebnis (2022H1: EUR 43,7 Mio.). Der Konzern konnte die EBITDA-Marge auf 90% steigern, sodass in den ersten sechs Monaten vom Geschäftsjahr 2023 ein EBITDA von EUR 33,0 Mio. erwirtschaftet wurde.

Wie auch bei anderen börsennotierten Gesellschaften mit der gleichen Geschäftstätigkeit hatte der Aktienkurs unserer Gesellschaft unter den steigenden Zinsen und dem Abfluss von Geldern aus ESG Fonds zu leiden. Der Vorstand ist aber davon überzeugt, dass der Konzern gut positioniert ist, um Wert für ihre Aktionäre zu schaffen: nicht nur hat der Konzern seine bisherigen Finanzierungen hauptsächlich mit einer festen Verzinsung abgeschlossen, sondern die Eigenkapitalquote ist mit 43% im Vergleich zum Sektor einzigartig stark und erschließt außerdem die Möglichkeit neue Finanzierungen aufzunehmen. Dabei werden die neuen Zinssätze von den geringeren Investitionskosten vollumfänglich ausgeglichen. Der Konzern hat bewiesen, dass er das EBITDA stetig steigern kann, u.a. durch die Realisierung der eigenen Pipeline, welche eine Dynamik hatte, die man schon seit einigen Jahren nicht mehr gesehen hat.

Trotz den bisher wenig erfreulichen Witterungsverhältnissen kann der Vorstand heute jedoch die Gesamtprognose für das Geschäftsjahr 2023 bestätigen. Insgesamt betrachten wir daher die bisherige Geschäftsentwicklung im Jahr 2023 als durchaus positiv. Wir bedanken uns bei Ihnen sowie bei unseren Mitarbeitern und Geschäftspartnern und freuen uns, wenn Sie uns auf unserem Weg zum einem GWP-Player auch weiterhin begleiten.

Bayreuth, 19. September 2023

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2023 BIS ZUM 30. JUNI 2023

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	15
VERGÜTUNGSSÄTZE DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS.....	16
ZIELE UND STRATEGIEN	17
INTERNES STEUERUNGSSYSTEM	20
WIRTSCHAFTSBERICHT	22
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN.....	22
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS	37
PROGNOSEBERICHT.....	42
RISIKO- UND CHANCENBERICHT	43
RISIKEN.....	43
CHANCEN	43

GRUNDLAGEN DES KONZERNS

GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

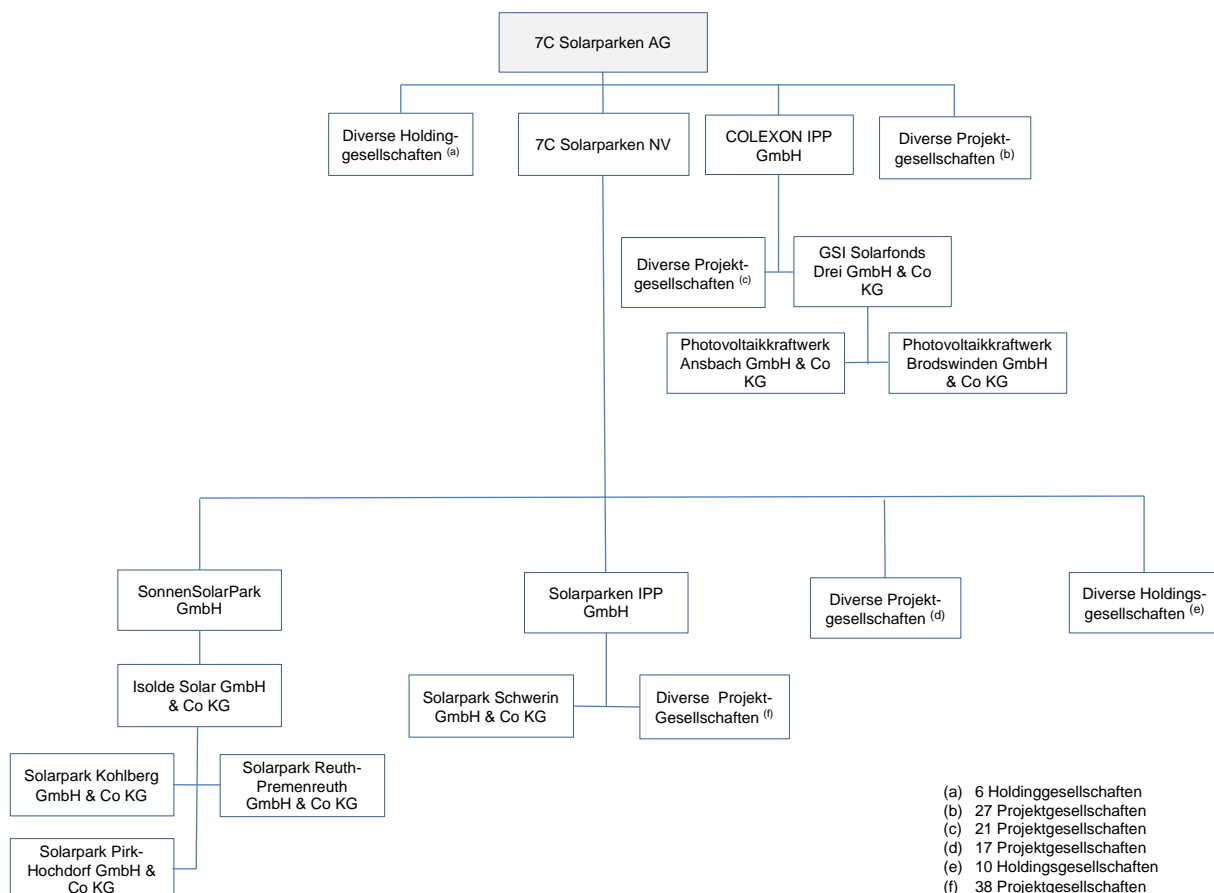
Der 7C Solarparken-Konzern (im Folgenden kurz 7C Solarparken oder der Konzern genannt) hat als Tätigkeitsschwerpunkt den Verkauf von Strom aus Solar-/Windenergieanlagen, sowie den Erwerb, den Betrieb und die laufende Optimierung dieser Anlagen.

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 48,3 MWp PV-Bestandsanlagen vom Konzern betreut.

Die Konzernstruktur zum 30. Juni 2023 stellt sich wie folgt dar:



Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparks 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 bestand am Bilanzstichtag aus dem Mutterunternehmen sowie insgesamt 122 inländischen und 11 ausländischen Tochtergesellschaften.

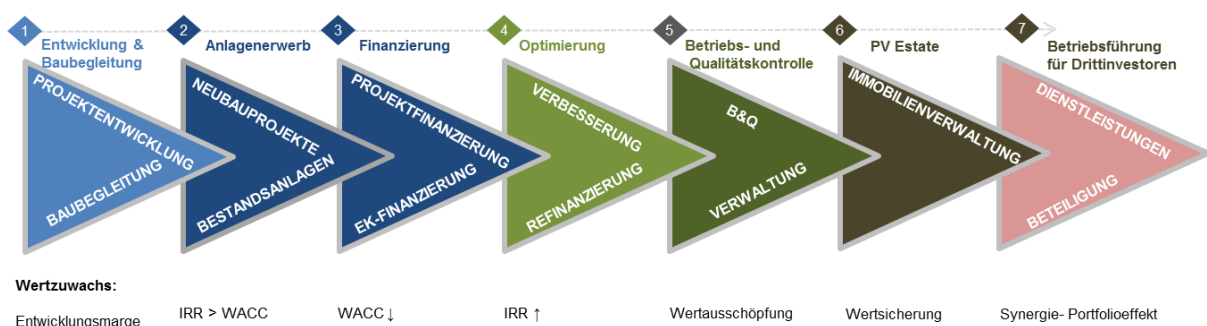
Die 7C Solarparks AG, Bayreuth, stellt in ihrer Funktion als oberstes Mutterunternehmen des Konzerns einen Konzernabschluss nach den Regelungen der IFRS sowie den ergänzenden Bestimmungen nach § 315e Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 HGB auf.

WERTSCHÖPFUNGSMODEL

7C Solarparks 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 sowie im zweiten Heimmarkt 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 vorhersehbare 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.

Durch die im Anlageportfolio befindlichen Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von zusammen 5,9 MW und weiteren Investitionen in Windkraftanlagen bis 10 % des Gesamtportfolios sollen 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 in der Größenordnung von PV-Anlagen zwischen 1 und 10 MWp. Der strategische Fokus hat sich im Laufe des Jahres 2020 aufgrund der Konvergenz der Einspeisevergütungen von Projekten bis 750 kWp hin zu Solaranlagen mit einer Leistung von bis zu 20 MWp verlagert, da dies die derzeitige Maximalgröße für Teilnahmen am Ausschreibungsverfahren zum Erhalt einer Einspeisevergütung ist. In Zukunft jedoch erwartet der Konzern zunehmend auch Solaranlagen in einer Leistungsklasse > 20 MWp, d. h. Anlagen, die ohne gesetzliche Vergütung, stattdessen aber mit einem Stromverkaufsvertrag (PPA), betrieben werden.

Zum Ende des Halbjahres 2023 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 428 MWp., davon waren 422 MWp Solaranlagen (98,6 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (1,4 % des Gesamtportfolios). Insgesamt befanden sich noch knapp 22 MWp des Portfolios zum Bilanzstichtag im Bau.

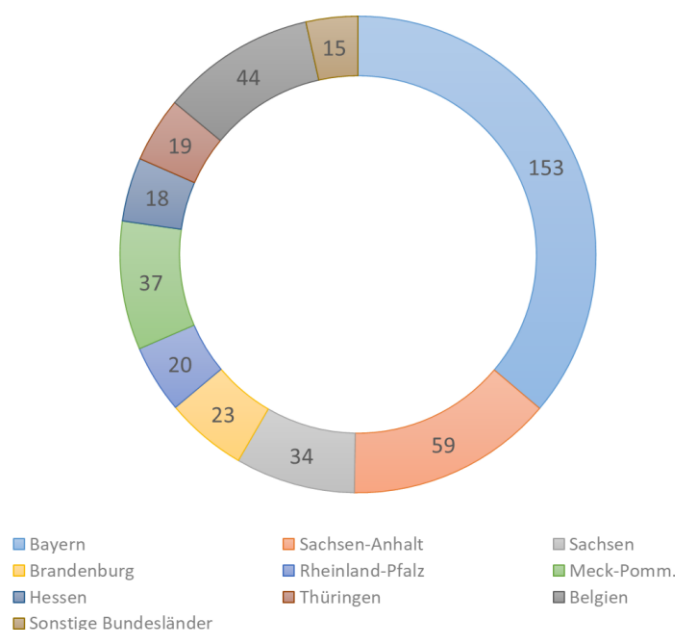
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 416 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 129.000 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 454.000 Tonnen CO₂ eingespart.

ANLAGENBESTAND

A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparks 253 Solarparks mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 422 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (378 MWp). Dabei ist der Konzern vor allem in sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (153 MWp), Sachsen-Anhalt (59 MWp) und Sachsen (34 MWp) präsent. Darüber hinaus besteht das Anlagenportfolio auch aus Dachanlagen in Belgien (44 MWp). Das Portfolio verteilt sich auf folgende Standorte:

Solaranlagen nach Region (Angaben in MWp)

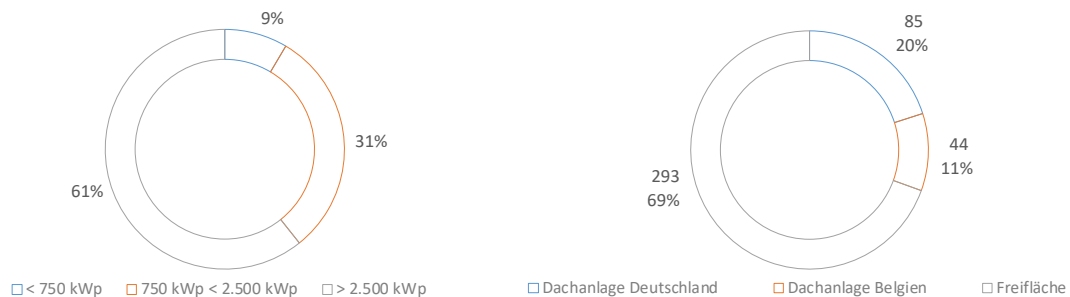


Quelle: Eigene Darstellung

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 Größe in MWp (links) und nach Typ (rechts)



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 69 %. Im Vergleich zu anderen größeren Solaranlagenbetreibern auf dem deutschen Markt hat der Konzern mit ca. 20 % des Gesamtportfolios einen relativ hohen Anteil an Dachanlagen in Deutschland im Bestand. Die Dachanlagen in Belgien machen 11 % 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

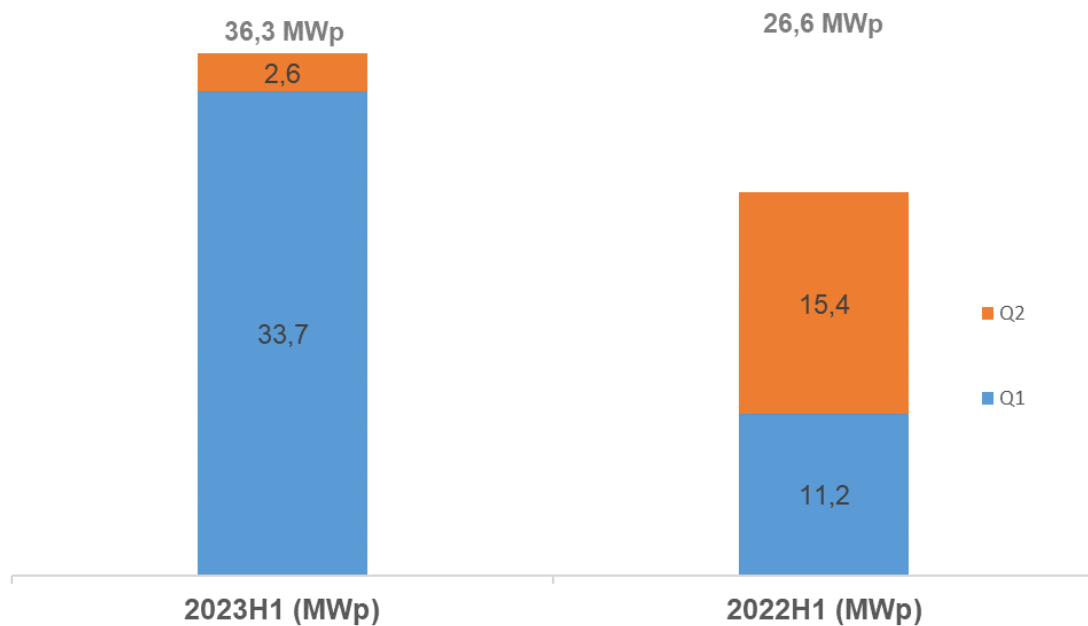
Das Windenergieportfolio des Konzerns besteht aus zwei 2019 erworbenen und operativen Windkraftanlagen. Beide Anlagen liegen in einer windreichen Region in Rheinland-Pfalz. Die Gesamtkapazität der Anlagen liegt bei 5,9 MW. Während die Anlage Medard 2 (2,8 MW) 2016 in Betrieb genommen wurde und mit einer 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 Solarparks stieg von 394 MWp zum Jahresende 2022 auf 428 MWp zum Bilanzstichtag 30. Juni 2023 an. Wie die folgende Grafik zeigt, ist das IPP-Portfolio im ersten Halbjahr 2023 mit einer stärkeren Dynamik als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum gewachsen.

Portfoliowachstum (MWp) nach Quartal 2023H1 im Vergleich zu 2022H1



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden im ersten Halbjahr 2023 neue Anlagen mit einer Leistung von 36,3 MWp (2022H1: 26,6 MWp) gekauft bzw. errichtet. Davon waren 33,9 MWp (i. VJ: 13,7 MWp) Freiflächenanlagen in Deutschland und 2,4 MWp Dachanlagen in Belgien (i. VJ: 12,9 MWp), davon waren zum Bilanzstichtag 21,6 MWp noch nicht ans Stromnetz angeschlossen (31.12.2022 36,5 MWp).

DESINVESTITIONEN

Der Konzern hat im ersten Halbjahr eine Solaranlage mit einer Leistung von 2,3 MWp vertragsgemäß an einen Grundstückseigentümer veräußert.

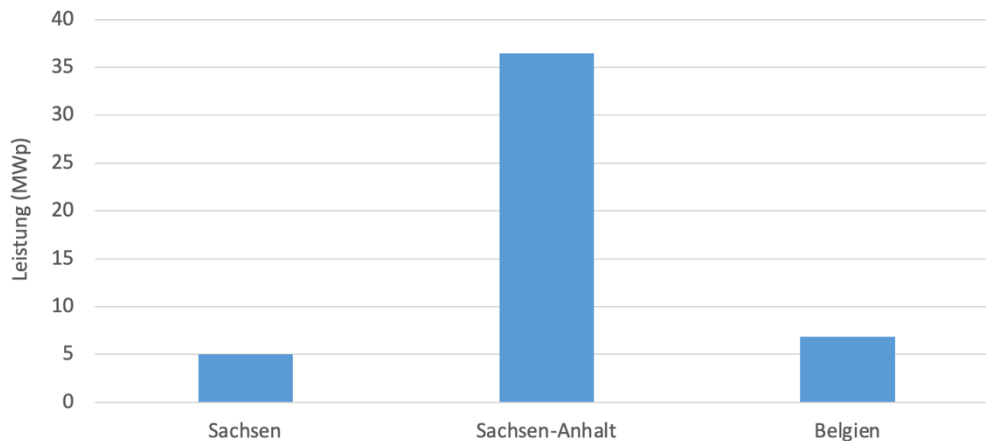
ENTWICKLUNGEN NACH DEM BILANZSTICHTAG

Am Tag der Veröffentlichung betrug das Anlagenportfolio des Konzerns bereits 449 MWp, was somit ein Wachstum mit einer Leistung von 31,2 MWp im Vergleich zum Bilanzstichtag bedeutet. Die neuen Anlagen bestehen zu 9,3 MWp aus belgischen Solaranlagen und zu 22,0 MWp aus deutschen Anlagen. Am Tag der Veröffentlichung befand sich von den neu zugefügten Anlagen insgesamt eine Leistung von 29,3 MWp noch im Bau.

VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO

Der Konzern verwaltet insgesamt 48,3 MWp, davon führt er die kaufmännische Verwaltung für insgesamt 41,5 MWp Solaranlagen in Deutschland und 6,8 MWp in Belgien aus.

Verwaltete Solaranlagen nach Region



Quelle: Eigene Darstellung

Das kaufmännische Management der deutschen Anlagen bezieht sich auf die Verwaltung von drei Fondsgesellschaften, die insgesamt fünf solare Freiflächenanlagen mit einer Leistung von 41,5 MWp betreiben. Der Rückgang von zwölf auf sechs Freiflächenanlagen gegenüber der letzten Berichtsperiode liegt darin begründet, dass der GSI 3 Fonds im Januar 2023 in den Konsolidierungskreis des Konzerns aufgenommen wurde. Demzufolge wurden die Solaranlagen dieses Fonds im eigenen Anlagenportfolio abgebildet.

Die verwalteten Solaranlagen befinden sich hauptsächlich an Standorten in Süd- und Ostdeutschland. Die Leistungsklasse der Solarparks bewegt sich zwischen 5,0 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.

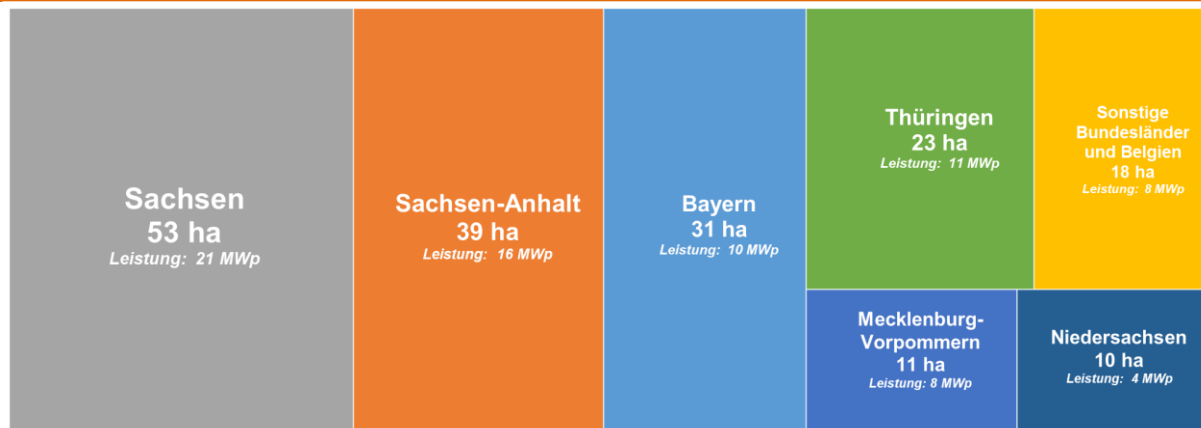
Darüber hinaus führt der Konzern auch die kaufmännische Verwaltung von 6,8 MWp an belgischen Projekten aus. Die verwalteten Anlagen sind als marktübliche belgische Solarprojekte einzustufen: es handelt sich um 20 gewerbliche Dachanlagen in Flandern mit einer durchschnittlichen Kapazität von 341 kWp. 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.

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 der Berichtsperiode 186 ha Grundfläche im Eigentum, auf der Solaranlagen mit einer Leistung von 76 MWp installiert waren oder sich im Bau befanden. Dies entspricht knapp einem Fünftel im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 428 MWp zum Bilanzstichtag.

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.

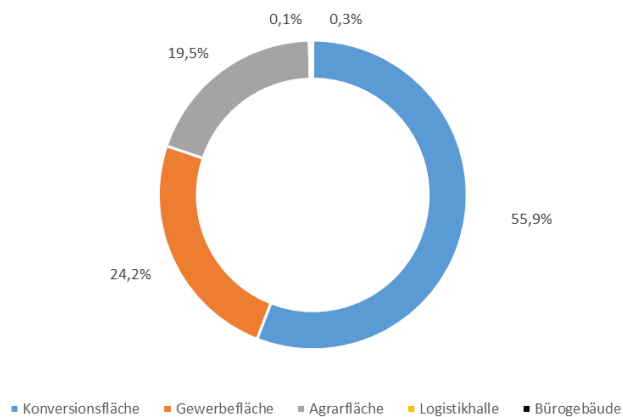
Geografische Verteilung des PV Estate zum 30. Juni 2023



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 2023



Quelle: eigene Darstellung

Bei den PV Estate Grundstücken handelt es sich vor allem um Konversionsflächen (56 %) und in einzelnen Fällen auch um Gewerbe- (24 %) bzw. Agrarflächen (20 %). Die Bürogebäude (0,3 %) betreffen den Hauptsitz des Konzerns in Bayreuth sowie den Bürostandort in Sint-Niklaas, Belgien.

Im Vergleich zum Jahresende 2022 ist eine Agrarfläche von 2,2 ha. in Hessen hinzugekommen, auf der sich bereits eine Solaranlage des Konzerns befindet.

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.

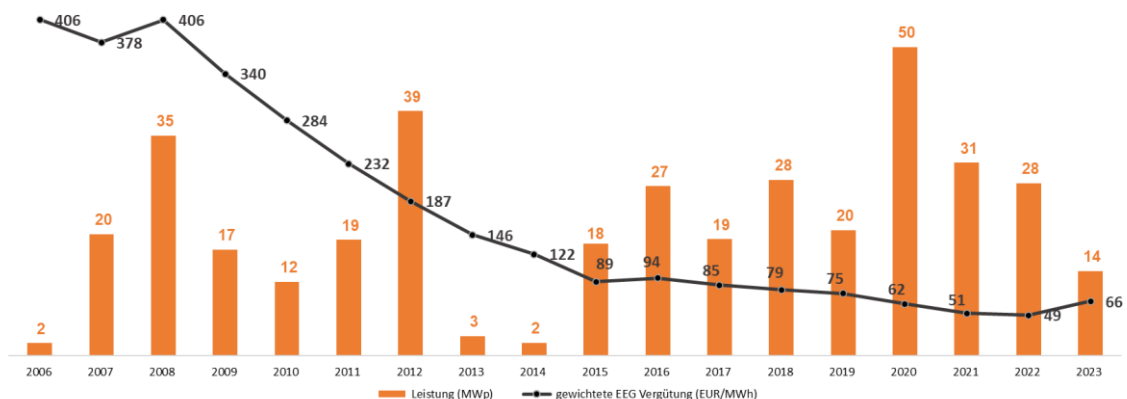
Nach einigen Pilotausschreibungen gilt seit Einführung des EEG 2017 die Pflicht, sich für größere Anlagen (typisch: > 750 kWp) einen Förderungstarif über eine Ausschreibung zu sichern. Der Zuschlag, den man in solchen Ausschreibungsverfahren erhält, ist dann für 20 Jahre nach Inbetriebnahme der reguläre 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 EEX-Strompreisbörse anzubieten, wohingegen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 das Angebot an der EEX-Strompreisbörse verpflichtend ist. Die Betreiber erhalten in der Direktvermarktung zusätzlich zum aktuellen Preis an der EEX-Strombörse eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem aktuellen Preis an der EEX-Strompreisbörse zuzüglich 4 EUR /MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen. 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, ein 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 konzernzugehörige Leistung in MWh bezogen auf das deutsche Anlagenportfolio. Die graue Linie gibt die jeweils zugesicherte Einspeisevergütung an.

Deutsches Anlagenportfolio (Solar- und Windkraftanlagen) zum 30. Juni 2023



Quelle: eigene Darstellung – die Jahrangabe betrifft das Inbetriebnahmejahr der jeweiligen Solaranlage(n)

Zum besseren Verständnis haben wir in der obenstehenden Grafik die Eingliederung der Leistung des Anlageportfolios nach Inbetriebnahmejahr dargestellt. Durchschnittlich stammt das Anlagenportfolio des Konzerns aus dem Jahr 2015. Die graue Linie zeigt aber, dass die Einspeisevergütungssätze der Anlagen aus dem jeweiligen Inbetriebnahmejahr stark unterschiedlich sind. Wie sich aus der Grafik herauslesen lässt, ist die Förderung von neuen Solaranlagen von Jahr zu Jahr (gemeinsam mit den Entstehungskosten) gesunken. Die älteren Anlagen erweisen sich für den Konzern mit ihren höheren Einspeisevergütungssätzen wie „Cash Cows“, denn je erzeugter MWh erwirtschaftet eine Anlage aus dem Jahr 2006 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 über die immer weiter sinkende feste Einspeisevergütung steigt, da sie die höhere aus den beiden Vergütungssätzen erhalten.

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 auch 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 im Ergebnis einen Festpreis von 149,5 EUR/MWh. Dabei wird vom Vertragspartner die Differenz zwischen der tatsächlich erhaltenen Einspeisevergütung und dem vereinbarten Festpreis ausgeglichen. Sollte, wie das im Geschäftsjahr der Fall war, die erhaltene Einspeisevergütung über dem Festpreis liegen, so führt der Konzern die Differenz an den Vertragspartner ab. Die Swap-Vereinbarung deckt dabei die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

In der Summe soll dies dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffenen 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.

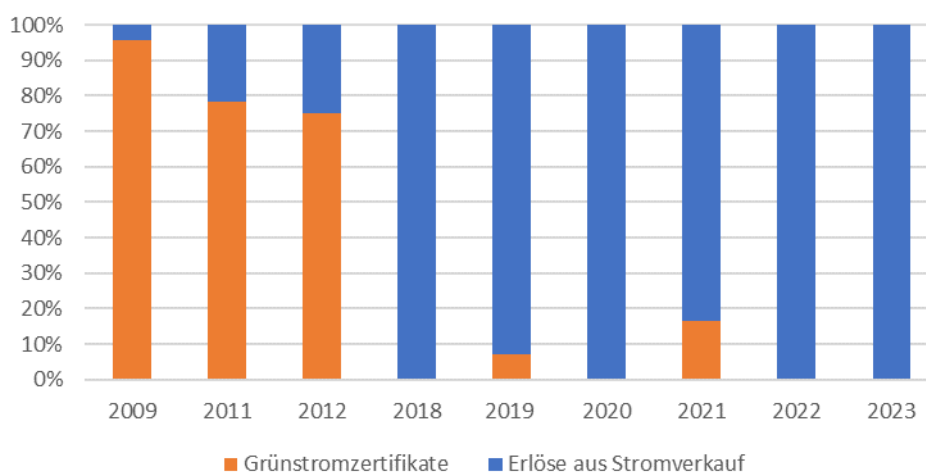
Die Strompreisswap-Vereinbarung hat außerdem den Vorteil, dass die in diesem Vertrag involvierten Solaranlagen – im Gegensatz zu einem PPA-Vertrag – weiterhin im EEG-Vergütungsregime verbleiben können und sich daher keine Auswirkungen auf die Projektfinanzierungen der einzelnen Solaranlagen ergeben.

VERGÜTUNGSSÄTZE DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

Der Konzern hat Belgien als seinen zweiten Heimmarkt. Im Gegensatz zum deutschen Markt besteht die Vergütung für belgische Solaranlagen in den meisten Fällen aus einer Förderung einerseits (in Form von Grünstromzertifikaten oder direkten Investitionszuschüssen) und aus Erlösen aus dem Stromverkauf an Kunden (Eigenverbrauch) sowie Energiehändler andererseits. In einzelnen Fällen gibt es keine Förderungen und der Erlös besteht ausschließlich aus Stromverkauf.

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 nach Inbetriebnahmejahr



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. Grundsätzlich wurde die Förderung in Form von Grünstromzertifikaten für Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2013 wegen des hohen Strompreises ab August 2013 auf null gesetzt. Dies wurde in der obenstehenden Grafik berücksichtigt.

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. Der Konzern hat dabei 30 Zuschläge für insgesamt 15,3 MWp bekommen, die insgesamt einen Investitionszuschuss von EUR 1,3 Mio. ausmachen, wovon die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme hinreichend sicher ist. Der Konzern hat 18 Monate Zeit, um diese Projekte ans Netz anzuschließen und damit Anspruch auf den Zuschuss zu sichern. Am Bilanzstichtag waren von den gewonnenen Zuschlägen bereits 12 Projekte mit einer Leistung von insgesamt 7,2 MWp, die einen Investitionszuschuss von EUR 0,8 Mio. auf sich versammeln, ans Netz gegangen.

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 einem Abschlag, der auch mittelfristig (in der Regel bis zu drei Jahren) fest vereinbart werden kann.

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 Potentials 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 neuesten 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 Fondmanagererlaubnis zu beantragen, um (Co-)Investmentchancen mit institutionellen Großinvestoren nutzen zu können. In Summe soll das Betriebsführungsgeschäft in den Jahren 2021-22 von derzeit 77 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 Solarparks 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 Zunahme der 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.

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 wie auch 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 Pacht Aufwand, 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.

Der Vorstand stellt in Aussicht, die Kennzahl „Performance Ratio“ künftig nicht länger als technische Steuerungskennzahl zu verwenden. Dies hängt damit zusammen, dass sie immer weniger zum Vergleich von einzelnen Solaranlagen sowie für Rückschlüsse auf die technische Qualität des Portfolios geeignet ist. Die Performance Ratio bringt prinzipiell zum Ausdruck, welcher Anteil der Einstrahlung (in kWh/m²) in Strom umgesetzt wird. Insofern ergibt sich aus dieser Kennzahl eine Information über die Systemverluste (z. B. durch Wärme) sowie über die Verfügbarkeit der Solaranlage. Die deutschen Solaranlagen des Konzerns sind jedoch zunehmend von Unterregelungen der Solaranlagen im Rahmen von Redispatch 2.0 (vgl. Abschnitt im Wirtschaftsbericht Redispatch 2.0) betroffen. Dies hat zur Folge, dass gerade in Zeiten, in denen die Einstrahlung hoch ist, eine Solaranlage ganz oder teilweise vom Netz abgeschaltet wird. Da es zwischen den einzelnen deutschen Standorten des Konzerns eine sehr hohe Korrelation in Bezug auf die Einstrahlung gibt, finden solche Unterregelungen aufgrund von Netzengpässen auch häufig zeitgleich statt. Unterregelungen von Solaranlagen führen in der Regel zu Produktionseinbußen und wirken sich daher negativ auf die Performance Ratio aus, sodass sich die Aussagekraft dieser Kennzahl für die Steuerung des Konzerns erheblich verringert hat.

Daher beabsichtigt der Vorstand, ab dem Geschäftsjahr 2024 die durch das Geschäft des Konzerns eingesparte CO₂-Menge als technische Steuerungskennzahl mit einzubeziehen. Ziel ist es, die Nachhaltigkeit entsprechend den Vorschriften des deutschen Corporate Governance Kodex numerisch zu erfassen und als wesentliche Kennzahl in die Unternehmensplanung einzubringen. Diese misst darüber hinaus auch den Beitrag, der vom Konzern geleistet wird, um das gesetzliche Ziel im EEG 2023, die Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 zu erreichen (vgl. Abschnitt des Wirtschaftsberichts – EEG 2023). Die Berechnung der Kennzahl soll dabei grundsätzlich auf das eigene Anlagenportfolio sowie auf die Zusammensetzung der fossilen Nettostromproduktion in Deutschland aufgesetzt werden, da diese durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zu ersetzen gilt.

WIRTSCHAFTSBERICHT

GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMENBEDINGUNGEN

ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND

Die öffentliche Nettostromerzeugung, d. h. der Strommix, der tatsächlich aus der Steckdose kommt, sank im ersten Halbjahr 2023 gegenüber der Vorjahresperiode deutlich um über 10 %, die Last, also der tatsächliche Strombedarf, der in der Vorjahresperiode in etwa so groß war wie die Nettostromerzeugung, sank hingegen nur um rund 6 %. Die Differenz wurde durch Stromimporte gedeckt, die sich im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022 deutlich erhöhten, während die Stromexporte gleichzeitig zurückgingen. Ein wesentlicher Grund dafür waren neben der höheren Eigenerzeugung in Frankreich, Österreich und der Schweiz die günstigeren Strompreise in den Nachbarländern.

Die Summe der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energiequellen Solar, Wind, Wasser und Biomasse blieb im ersten Halbjahr 2023 mit rund 130 TWh gegenüber der Vorjahresperiode in etwa konstant. Ihr relativer Anteil an der Gesamt-Nettostromerzeugung lag mit 57,7 % jedoch deutlich über dem Vorjahr (51,8 %). Mit rund 97 TWh bzw. 43 % an der Gesamtnettostromerzeugung lieferten Wind und Solar erneut den größten Beitrag. Die Stromerzeugung durch die stark von den jeweiligen Niederschlagsmengen abhängigen Wasserkraft (9,3 TWh) erhöhte sich gegenüber der Vorjahresperiode um über 27 %.

NETTOSTROMPRODUKTION (TWh)	2023H1	2022H1	VERÄNDERUNG	GESAMTANTEIL IN %
Markt	224,8	251,8	-10,7 %	100,0 %
Kernenergie	6,7	15,9	-57,9 %	3,0 %
Braunkohle	41,2	50,8	-18,9 %	18,3 %
Steinkohle	20,1	26,8	-25,0 %	8,9 %
Erdgas	23,4	25,6	-8,6 %	10,4 %
Andere	3,6	2,3	56,5 %	1,6 %
Erneuerbare Energien	129,7	129,9	-0,2 %	57,7 %
davon:				
Wasser	9,3	7,3	27,4 %	4,1 %
Wind	66,8	68,5	-2,5 %	29,7 %
PV	30,1	30,8	-2,3 %	13,4 %
Biomasse	21,1	20,0	5,5 %	9,4 %

Quelle: Energy Charts: 2023-2022 – Eigene Darstellung

Das im Zuge des russischen Überfalls auf die Ukraine im ersten Halbjahr 2022 politisch erwirkte Hochfahren der Kohlekraftwerke bei gleichzeitiger Reduktion russischer Erdgasimporte sorgte für eine zwischenzeitliche Verschiebung des üblichen Strommixes zugunsten fossiler Energieträger. Während der Anteil an Erdgas im ersten Halbjahr gegenüber dem Vorjahr weiter reduziert wurde (-9 %), sanken die Nettostromerzeugungen durch Braunkohle (-19 %) und Steinkohle (-25 %) gegenüber dem ersten Halbjahr 2022 deutlich.

Verstärkt wurde der Rückgang konventioneller Energieträger im Strommix durch das endgültige Abschalten der verbliebenen drei Atommeiler im April 2023. Diese produzierten im ersten Halbjahr 2023 noch 15,9 TWh und trugen somit nur noch einen Anteil von 3 %, gegenüber 6 % im Vorjahr, an der Gesamtnettostromerzeugung bei.

ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

Die Umsatzerlöse des Konzerns sind zum Teil der Entwicklung des Strompreises ausgesetzt (Siehe Abschnitt Vergütungssätze des deutschen Anlagenportfolios). Demzufolge ist die Entwicklung der Energierohstoffpreise (Erdöl, Gas, Steinkohle) für den Konzern von wesentlicher Bedeutung. Die letzten drei Jahren waren von starken Schwankungen auf den Rohstoffmärkten gekennzeichnet. Nachdem die Umsätze an den Rohstoffmärkten aufgrund der stagnierenden Wirtschaft während der Corona-Pandemie und beschleunigt durch die Lock-Downs sehr stark abgesunken waren, haben die Wiederbelebung der Wirtschaft nach dem Ende der Pandemie, vor allem aber der Ukrainekrieg, die Sanktionen gegen die Russische Föderation sowie auch die Verringerung bzw. das Aussetzen der russischen Gaslieferungen die Rohstoffpreise in die Höhe getrieben.

Für ein Fass Brent Crude, das vor der Corona-Pandemie im Zeitraum 2018 bis März 2020 noch 60-80 USD gekostet hatte, zahlte man in der Spitze im Jahr 2022 bis zu 120 USD. Im Laufe des zweiten Halbjahres 2022 kühlte der Markt ab und der Ölpreis sank seitdem in etwa auf ein Niveau bei 70-80 USD.

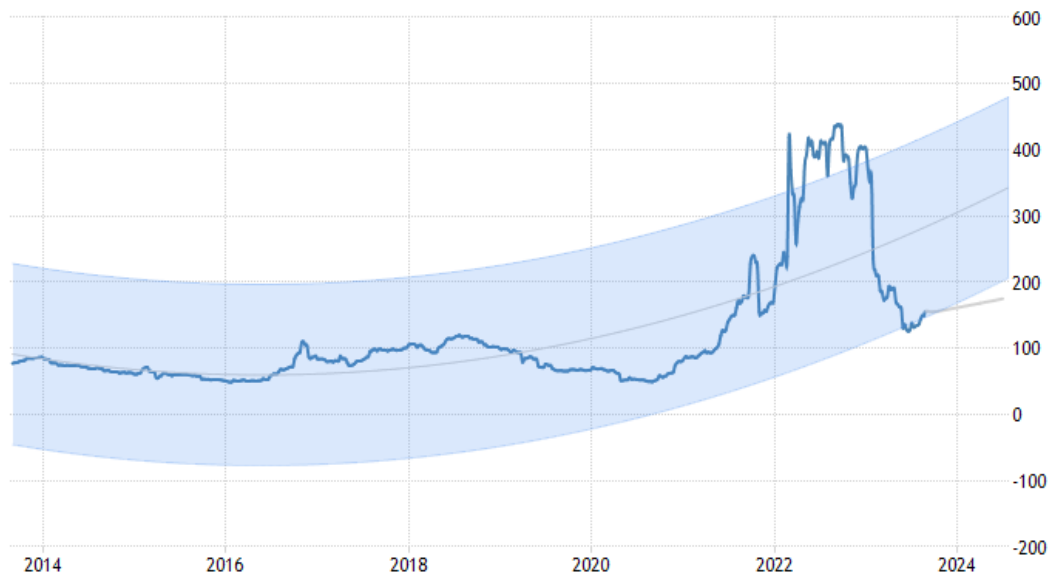
Ölpreis (Brent Crude) in USD per Fass 2014-2023 (Terminpreis zum 30.06.2023)



Quelle: *trading economics*

Bei Steinkohle war der Preisanstieg noch deutlicher und länger anhaltend. Während der Steinkohlepreis im Zeitraum 2018 bis Mitte 2021 bei 50-100 USD per metrischer Tonne lag, ist er 2022 mit starken Schwankungen um die 400 USD per metrische Tonne angestiegen und erst ganz am Ende des Jahres wieder rapide um die Hälfte auf das Niveau vom Jahresbeginn gefallen. Mit aktuell rund 150 USD liegt der Steinkohlepreis jedoch signifikant oberhalb des langfristigen Preisniveaus der letzten Jahre.

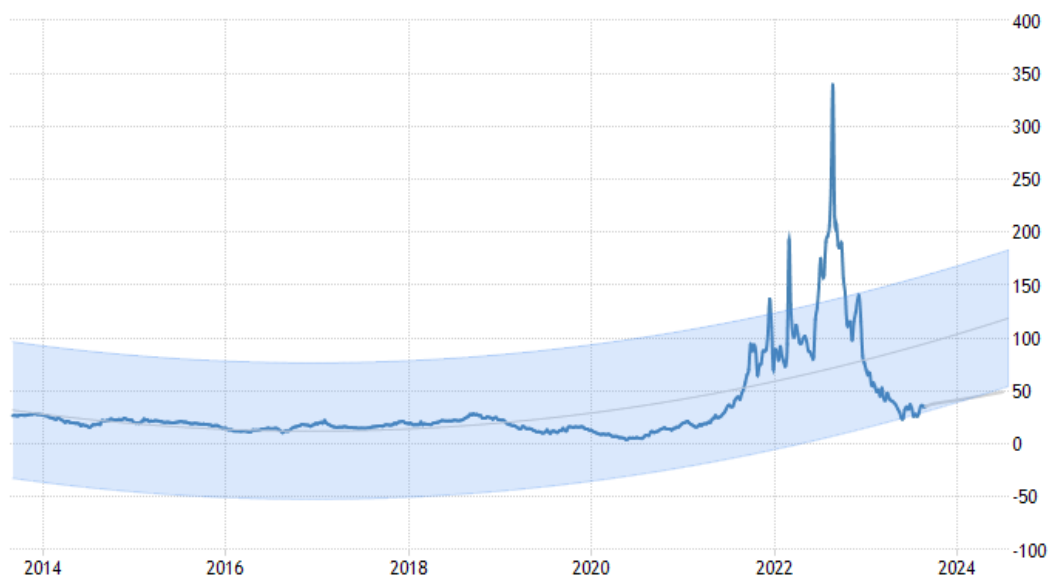
Steinkohle in USD per metrischer Tonne 2014-2023 (Terminpreis zum 30.06.2023)



Quelle: trading economics

Besonders von Bedeutung für den Strompreis in Deutschland und Belgien bleibt jedoch der europäische Gaspreis, der die dramatischste Entwicklung durchzustehen hat. Nachdem sich der Gaspreis im Jahr 2021 teilweise vom Ölpreis entkoppelt hatte, ist er von etwa 20 EUR per MWh des vergangenen Jahrzehnts auf über 300 EUR per MWh zur Jahresmitte 2022 angestiegen. Dieser Anstieg war deutlich schärfer als die Verteuerungen bei dem Erdöl- bzw. Steinkohlepreis. Fast schneller als der Anstieg war der Rückfall des europäischen Gaspreises in der zweiten Jahreshälfte 2022 auf rund die Marke von mittlerweile unter 50 EUR per MWh.

Gaspreis in EUR per metrischer Tonne 2014-2023 (Terminpreis zum 30.06.2023)

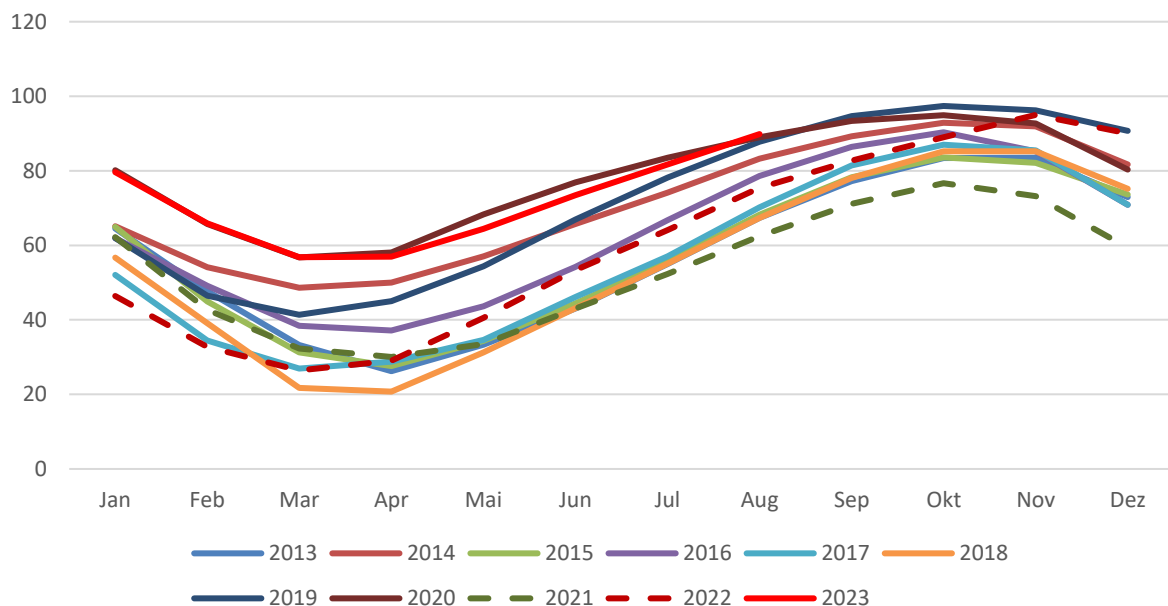


Quelle: trading economics

Die Gründe für die Zunahme des Gaspreises auf dem europäischen Markt waren vielschichtig. Die Hauptursache liegt jedoch in einem (perspektivischen) Mangel an Gas in Europa während des Winters angesichts der Verringerung bzw. Einstellung von Gaslieferungen aus der Russischen Föderation in die EU, spätestens jedoch mit dem Anschlag auf die Pipelines North Stream I und II. Europäische Gaskunden und -versorger müssen seitdem das Gas daher auf dem Weltmarkt einkaufen. Darunter sind auch alternative Gaslieferungen in Form von teurerem Flüssiggas (LNG), vor allem aus den USA und Katar, verbunden mit einem Mangel an LNG-Transport- und Umwandlungskapazitäten, die insbesondere in Deutschland eilig aufgebaut wurden. Daraus lässt sich jedoch nicht die Preissteigerung um das 10 bis 15fache erklären. Der wesentliche Teil der Gaspreissteigerung ging 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 bereits im Laufe des Jahres 2022 kräftig erholt. Die Befüllung der Gasreserven lag im Dezember bei über 90% und damit auf einem gegenüber den Vorjahren zu dieser Jahreszeit sogar überdurchschnittlich hohen Niveau. Im Zuge des relativ milden Winters blieben die Speicher auch im Frühjahr 2023 überdurchschnittlich gut gefüllt. Schon im Sommer erreichte der Füllstand wieder 90 % der Speicherkapazität. Dies hat die Sorge vor einem Notzustand aus dem Markt genommen und die preisliche Lage deutlich entspannt.

Befüllung der europäischen Gasspeicher in % der Speicherkapazität 2013-2023



Quelle: Gas Infrastructure Europe, Eigene Darstellung

Gaspreis (Henry Hub) in USD per MMBtu 2014-2023 (Terminpreis zum 30.06.2023)



Quelle: trading economics

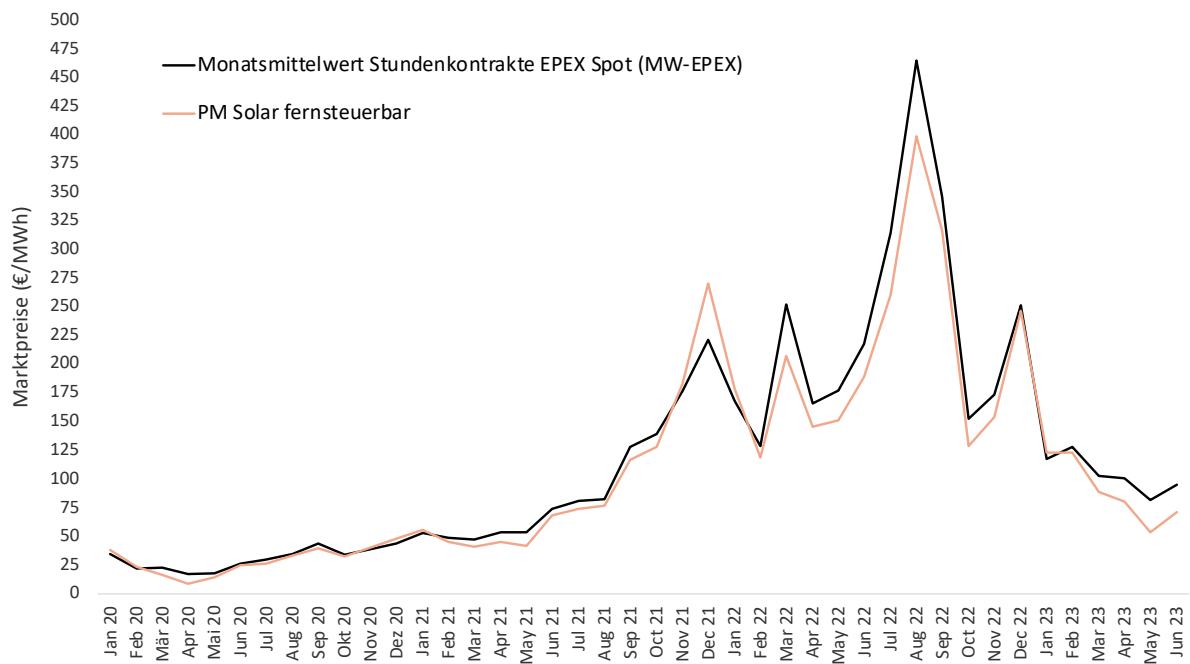
Zusammenfassend lässt sich also feststellen, dass sich der europäische Gaspreis im Zuge der durch den Ukraine-Krieg katalysierten Energiekrise von der weltweiten Preisdynamik entkoppelt hat, denn den Anstieg der Gaspreise in Europa kann man im US-amerikanischen Markt nur in geringerem Umfang beobachten. Nachdem die Lieferketten jedoch neu geordnet und die Gasreserven ausreichend neu befüllt worden sind, liegen die Gaspreise zwar noch spürbar höher als vor der Krise, jedoch ist von einem Angebotsmarkt („Gaseinkauf, koste es was es wolle!“) zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des vorliegenden Berichts nicht mehr die Rede.

Die Preise auf dem europäischen Gasmarkt sind eng korreliert mit den Preisen am Strommarkt (siehe folgender Abschnitt). 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.

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 in der Spitze auf bis über 400 EUR/MWh im Sommer 2022 anstieg. Nach einem kurzen Ausschlag auf über 200 EUR/MWh zum Jahreswechsel, ist der Strompreis in Analogie zum Gaspreis jedoch mittlerweile wieder niedriger als vor dem Ukraine-Krieg, wenn auch noch deutlich über dem Niveau zu Zeiten der Coronakrise. Gegenüber dem Panikmodus im Vorjahr lässt sich also auch beim Strompreis eine deutliche Entspannung feststellen.

EEX-Strompreis in EUR per MWh 2020-2023



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 extremen Strompreisschwankungen auf die Ergebnisse und die Prognose des Konzerns wird im Kapitel zur Ertragslage des Konzerns sowie im Risiko- und im Prognosebericht ausführlich dargelegt.

REGULATORISCHE EINGRIFFE IN DEN STROMPREIS

Die hohen Strompreise aus dem Vorjahr haben leider dann doch am Ende des Vorjahres eine politische Reaktion nach sich gezogen. Die Vorsitzende der europäischen Kommission, Ursula von der Leyen, hatte in Ihrer Rede zur Lage der Union im September 2022 eine Abschöpfung des Strompreises für sogenannte inframarginale Stromerzeuger, also u. a. Betreiber von Solar- und Windkraftanlagen ab 180 EUR/MWh in Aussicht gestellt. Dies wurde im September in einer europäischen Richtlinie umgesetzt, wonach EU-Mitgliedstaaten dann solche Abschöpfungen, auch rückwirkend, hätten einführen müssen. Allerdings sollten die Eingriffe in den Strommarkt zeitlich begrenzt sein.

In **Belgien** wurde dafür gestimmt, eine Abschöpfung der Strompreise für Solaranlagen mit einer Leistung größer als 1 MW vorzunehmen. Die Abschöpfung betrifft lediglich den Teil der Stromerzeugung, der ins Netz eingespeist wird. Der Produktionsanteil, welcher mit einem Stromverkaufsvertrag (PPA) on-site, d. h., ohne über das öffentliche Netz transportiert zu werden, dem Kunden geliefert wird, ist von der Abschöpfung nicht betroffen. Die belgische Strompreisabschöpfung lässt ebenfalls Grünstromzertifikate, insofern die jeweilige Solaranlage, solche erfolgswirksam vereinnahmt, außer Betracht. Die Strompreisobergrenze wurde auf 130 EUR/MWh festgelegt.

Dabei werden die Umsatzerlöse der Einspeisung, welche oberhalb dieser Grenze verkauft, rückwirkend ab dem 1. August 2022 bis zur Strompreisobergrenze abgeschöpft. Die Strompreisabschöpfung sollte in Belgien bis zum 30. Juni 2023 gelten. Im Berichtszeitraum hat der Konzern nur einen Betrag von TEUR 3 für die belgische Strompreisabschöpfung aufgewendet.

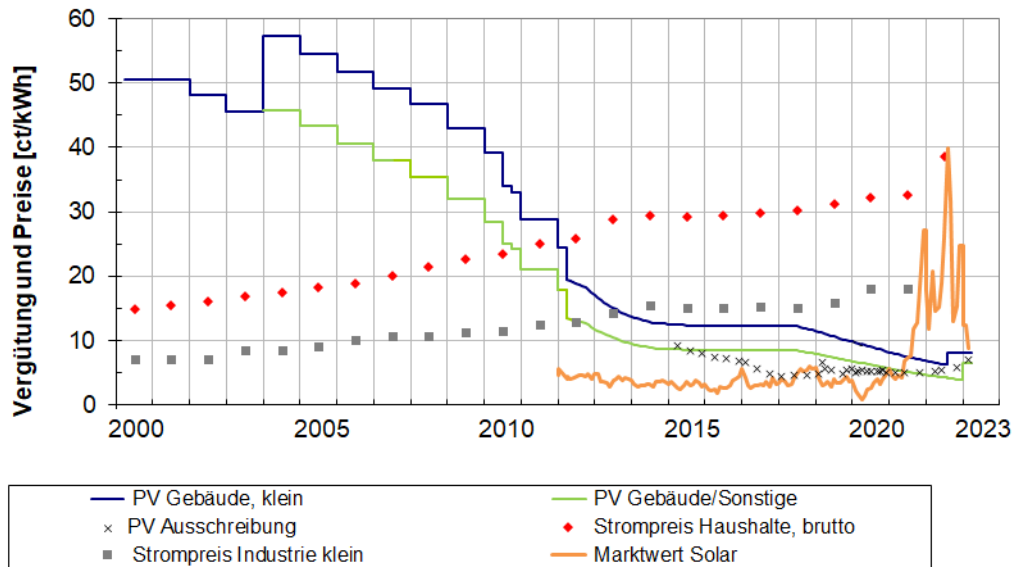
In **Deutschland** hat man auf eine solche rückwirkende Anwendung verzichtet, und so wurde die Strompreisabschöpfung ab dem 1. Dezember 2022 eingeführt, ebenfalls für Solar- und Windkraftanlagen mit einer Leistung größer als 1 MW. Im Gegensatz zu Belgien wird nicht eine allgemeine Strompreisobergrenze eingeführt, sondern ein anlagenspezifischer bzw. technologiespezifischer Maximalpreis, welcher nur sicherstellen soll, dass Zufallsgewinne abgeschöpft werden. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass Zufallsgewinne vorliegen, wenn die Erlöse am Strommarkt über einem technologiespezifischen Referenzwert liegen, der die typischen variablen und fixen Kosten der Stromerzeugung abbildet. Über auskömmliche Sicherheitszuschläge wird sichergestellt, dass ausschließlich Zufallsgewinne abgeschöpft werden, nicht aber der in normalen Zeiten vielleicht zu erwartende „Standardgewinn“. Von den verbleibenden Zufallsgewinnen werden 90 % abgeschöpft. Bezogen auf den Konzern bedeutet dies, dass der Maximalpreis wie folgt anlagenspezifisch berechnet wird:

Es wird auf den sogenannten anzulegenden Wert angesetzt, dies bedeutet die Einspeisevergütung bzw. den Ausschreibungstarif einer Solar- oder Windkraftanlage. Dieser anzulegende Wert wird im Regelfall erhöht mit einer Sicherheitsmarge von 30 EUR/MWh sowie einer Direktvermarktungskostenerstattung i. H. v. gerundet 6 % des jeweiligen durchschnittlichen Marktpreises. Diese Berechnungsmethodik führt dazu, dass es nur zu einer Strompreisabschöpfung kommt, sofern der Marktpreis für Solar- bzw. Windstrom höher liegt als die gesetzliche Förderung zuzüglich der Sicherheitsmarge und der Direktvermarktungskostenerstattung. Die Strompreisabschöpfung galt in Deutschland bis zum 30. Juni 2023 und wurde nicht verlängert. Im Berichtszeitraum hat der Konzern insgesamt EUR 0,2 Mio. für die deutsche Strompreisabschöpfung aufgewendet.

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 bis Ende 2022 verteuerten sich die Systempreise jedoch kontinuierlich. Erst seit Anfang dieses Jahres sorgen vor allem große Lagerbestände für einen Preisverfall bei den Solarmodulen (vgl. Abschnitt Entwicklung der Systempreise). Infolge der Einführung des neuen EEG 2023 steigen auch die Tarife für die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom erstmalig wieder an (siehe Abschnitt EEG-Novelle 2023 und Solarpaket 1). Dies ist mit Blick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien als positiv zu bewerten.

Entwicklung der deutschen Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2023



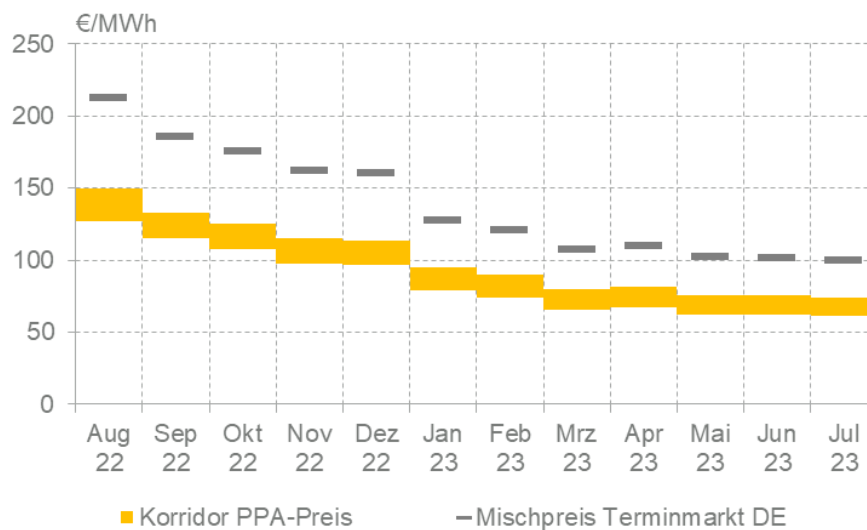
Quelle Fraunhofer Institut

Oberhalb von 1 MWp ist der Betreiber zur Teilnahme an Ausschreibungen verpflichtet. Hierbei wurden in den Ausschreibungsrunden in März und Juli 2023 durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte von 70,3 bzw. 64,7 €/MWh erzielt.

Alternativ kann sich der Betreiber in dieser Leistungsklasse eine feste Einspeisevergütung über Stromabnahmeverträge (englisch: Power Purchase Agreements oder PPAs), also mittel- oder langfristige Festpreis-Abnahmeverträge mit einem Netzbetreiber oder Energiehändler, sichern. Besonders geeignet für solche PPA-Verträge sind große Freiflächenanlagen, die ihren Strom in das Netz einspeisen können. Da sich die festgelegten Preise in den PPAs an den Strommarktpreisen orientieren, wurden sie mit steigenden Strompreisen insbesondere zur Jahresmitte 2022 zunehmend attraktiver. Seitdem ist mit rapide fallenden Strompreisen (vgl. Abschnitt Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum) jedoch auch ein Rückgang der PPA-Strompreise etwa auf das Niveau des aktuellen Einspeisetarifs für Freiflächenanlagen von 70 EUR/MWh zu verzeichnen (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 in Folge des Inkrafttretens der EEG-Novelle 2023 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.

Entwicklung der PPA Strompreisverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren



Quelle: Enervis

Die aktuelle Lage wirft jedoch weiterhin ein spezielles Problem für geplante PPAs auf. Aufgrund der längeren 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.

REDISPATCH 2.0

Zum 1. Oktober 2021 kam im Zuge der zweiten Auflage des Netzausbau-Beschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) das Redispatch 2.0 und stellte nicht nur die Netzbetreiber, sondern auch die Anlagenbetreiber von Solaranlagen vor große Veränderungen. Netzbetreiber sind seit der Einführung des Redispatch 2.0 durch die Bundesnetzagentur dazu verpflichtet, sich an der Engpass-Behebung der Netze zu beteiligen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Darüber hinaus wurde der bisherige Vorrang von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei der Stromeinspeisung mit den neuen Regelungen an bestimmte Rahmenbedingungen geknüpft.

Vor dem 1. Oktober 2021 konnte eine Solaranlage im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber untergeregelt werden. Redispatch 2.0 führt ein neues Konzept für den Umgang mit Engpässen im Stromnetz ein. Durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) verschmelzen das bisherige Redispatch, welches für die konventionellen Kraftwerke galt, und das Einspeisemanagement zum Redispatch 2.0. Hiernach sind ab dem 1. Oktober 2021 alle konventionellen Anlagen und Anlagen der Erneuerbaren Energien ab 100 kW installierter Leistung sowie alle Verteilnetzbetreiber (VNB) verpflichtet, am Redispatch teilzunehmen.

Dies führt für viele der deutschen Solaranlage des Konzerns zu Zusatzaufgaben, die sich auf das Führen von Stammdaten, sowie das Abgeben von Produktionsprognosen und technische (Un)verfügbarkeiten der Anlage in Echtzeit beziehen. Diese Aufgaben werden durch einen vom Konzern angestellten Dienstleister, der dann als Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR) bestellt wird, abgedeckt.

Außer der Erfüllung der obenstehenden Aufgaben zeigt sich Redispatch 2.0 in der Durchführung von sogenannten Maßnahmen, die mithilfe eines sogenannten „Kraftwerkpärchens“ durchgeführt werden. Während ein Kraftwerk, das vor dem prognostizierten Engpass liegt, die Anweisung erhält, weniger ins Stromnetz einzuspeisen, wird das andere Kraftwerk, welches sich hinter dem geplanten Engpass befindet, im Gegensatz dazu aufgefordert mehr elektrische Energie bereit zu stellen. So ändert sich also insgesamt nicht die Menge an Strom, die ins öffentliche Netz eingespeist wird, sondern lediglich der Standort der Produktion bzw. Einspeisung. Generell sind diese Redispatch Maßnahmen dabei nicht auf eine bestimmte Regelzone begrenzt. Sie können zum einen innerhalb einer Regelzone, zum anderen aber auch im bundesweiten Verbundnetz vollzogen werden.

Klar ist, dass sich mehrere Anlagen des Konzerns seit der Einführung von Redispatch 2.0 in Regelzonen befanden, die vielen von diesen Redispatch 2.0 Unterregelungen unterliegen. Dadurch kommt es zum häufigen Ertragsausfall. Die Errechnung und Abrechnung des Schadenersatzanspruchs für diesen Ertragsausfall hat sich durch die Einführung von Redispatch 2.0 allerdings ebenfalls geändert.

Grundsätzlich soll ein Anlagebetreiber für den nicht-erzeugten Strom vergütet werden, damit sollte der Anlagebetreiber eigentlich nicht von Redispatch 2.0 wirtschaftlich schlechter gestellt sein. Prinzipiell sollte die Vergütung des Marktwertes durch den Dienstleister erfolgen und die der Marktprämie durch den Netzbetreiber. Dies setzt aber voraus, dass die Ausfallmengen tatsächlich durch den Netzbetreiber an den Dienstleister (in seiner Funktion als EIV bzw. BTR) kommuniziert werden. Es zeichnet sich jedoch ab, dass die Datenweitergabe gar nicht, oder nur lückenhaft stattfindet. Dies hat zur Folge, dass die Geschäftsführung trotz intensivem Austausch mit dem Dienstleister und dem Netzbetreiber teilweise nur um mehrere Monate zeitverzögert die Entschädigung eintreiben kann.

EEG-NOVELLE 2023 UND SOLARPAKET 1

EEG 2023

Mit dem Ziel, den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen und die Abhängigkeit von Drittstaaten bei der Energieversorgung zu reduzieren, hat die Bundesregierung im Frühjahr 2022 das sogenannte Osterpaket vorgelegt und daraus eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) entwickelt. Die Regelungen des am 8. Juli 2022 vom Bundesrat genehmigten und Ende Juli 2022 im Bundesgesetzblatt veröffentlichten Gesetzes wurden am 21. Dezember 2022 unter Gesichtspunkt der europäischen Beihilfegenehmigung von der Europäischen Kommission genehmigt und traten zum 1. Januar 2023 in Kraft. Das grundlegend und umfassend überarbeitete EEG 2023 richtet die Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik auf den 1,5-Grad-Klimaschutz-Pfad aus und ändert flankierend zahlreiche andere Gesetze.

Insbesondere folgende in der Gesetzesnovelle beschlossenen Ziele und Maßnahmen werden aus Sicht des Konzerns wesentliche Auswirkungen auf den Sektor und den Konzern haben:

- **Ausbauziele 2030 – Gesamtziel 2045:** Die Novelle definiert ambitioniertere Ausbauziele für die erneuerbaren Energien: Im Jahr 2030 sollen 80 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Gesamtziel ist es, im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen.

- **Höhere Ausbaupfade:** Um die Ausbauziele zu erreichen, legt das Gesetz Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien fest. So erhöht es die aktuellen Ausbauraten bei der Windenergie an Land auf 10 GW pro Jahr, so dass im Jahr 2030 insgesamt rund 115 GW Leistung aus Windkraft stammt. Den Ausbau von Solarenergie schreibt das Gesetz auf 22 GWp pro Jahr vor. Im Geschäftsjahr 2022 konnte in Deutschland ein Ausbau um 7 GWp erreicht werden. Im Jahr 2030 sollen insgesamt rund 215 GWp Solar-Leistung in Deutschland erreicht sein. Im Geschäftsjahr 2040 soll diese bei 400 GWp liegen.
- **Höhere Ausschreibungsvolumina:** das Ausschreibungsvolumen bei Freiflächenanlagen wird um 5,9 GWp (2023) und 8,1 GWp (2024) und für die Jahre 2025-2029 um jeweils 9,9 GWp erhöht. Bei Dachanlagen erhöht sich das Ausschreibungsvolumen um 0,7 GWp (2023), 0,9 GWp (2024) und um jeweils 1,1 GWp (2025-2029). Allerdings sieht das EEG 2023 verschiedene Anpassungsmechanismen vor, z.B. reduziert sich das Ausschreibungsvolumen eines Kalenderjahres jeweils um die im Vorjahr außerhalb des EEG in Betrieb genommenen PPA-Anlagen, erhöht sich aber auch um im Vorjahr nicht bezuschlagten Mengen.
- **Endgültiges Aus für EEG-Umlage:** Das Gesetz schafft die EEG-Umlage dauerhaft ab, nachdem sie durch eine kürzliche Änderung bereits auf null abgesenkt worden war. Mit dem Ende der Kohleverstromung soll der weitere Ausbau erneuerbarer Energien marktgetrieben erfolgen. Die Bundesregierung wird verpflichtet, bis zum 31. März 2024 einen Vorschlag vorzulegen, wie die Finanzierung des EE-Ausbaus nach dem Kohleausstieg erfolgen kann.
- **Aussetzen der Degression im Jahr 2023:** bei kräftigem Zubau im Markt sinken im Regelfall die Einspeisevergütungen für neue Solaranlagen von Monat zu Monat. Diese sog. Degression wird durch das EEG 2023 ab Ende Juli 2022 bis Anfang 2024 ausgesetzt. Die Einspeisevergütungssätze bleiben also konstant, egal wann die Anlage in diesem Jahr 2023 in Betrieb geht. Dies erhöht die Planungssicherheit für kleine Anlagen.
- **Halbjährliche Degression ab 2024:** ab dem Geschäftsjahr 2024 sollen die Einspeisevergütungen mit 1% im Halbjahr sinken, statt monatlich vor Einführung des EEG 2023.
- **Förderfähigkeit der Anlagen:** ab dem 1. Januar 2023 sollen Solaranlagen mit einer Leistung bis 1 MWp nunmehr eine EEG-Vergütung erhalten können. Bisher war dies nur bis zu einer Leistung von 750 kWp möglich. Oberhalb dieser Grenzen muss man sich einen Tarif mittels des Ausschreibungsverfahrens sichern.
- **Erhöhung der EEG-Vergütung:** sowohl die Einspeisevergütung für Voll- als auch Teileinspeiseanlagen wurde durch das EEG 2023 wesentlich erhöht. Eine Freiflächenanlage, die am 1. Dezember 2022 in Betrieb genommen wurde, erhielt noch eine Einspeisevergütung von 43,1 EUR/MWh, während diese seit dem 1. Januar 2023 bei 70 EUR/MWh liegt.
- **Beschleunigte Genehmigungsverfahren:** Gesetzlich wird klargestellt, dass alle erneuerbaren Energien im überragenden öffentlichen Interesse stehen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Dies ist für Planungs- und Genehmigungsabwägungen relevant und soll zur Beschleunigung der Verfahren beitragen. Damit sollten erneuerbare Energien bei Abwägungsentscheidungen auch Vorfahrt erhalten. Insbesondere hierzu wurde im August 2023 das sogenannte Solarpaket vorgelegt (siehe unten).
- **Erweiterung der Flächenkulisse:** künftig dürfen Anlagen bis zu 500 Metern vom Rand von Autobahnen oder Schienenwegen gefördert werden.
- **Aussetzung der Förderung bei negativen Strompreisen:** Für Neuanlagen wird die Negativpreisregelungen nun schrittweise verschärft. Ab 2024 greift die Förderreduzierung bereits

ab einer Dauer von mindestens drei aufeinanderfolgenden Stunden negativer Strompreise. Ab dem Geschäftsjahr 2026 sollen bereits zwei aufeinanderfolgende Stunden ausreichen, um eine Reduzierung der EEG-Vergütung auf null auszulösen. Ab dem Geschäftsjahr 2027 entfällt die Förderung sogar für jede Stunde, in denen die Strompreise negativ sind.

SOLARPAKET 1

Im Rahmen eines sogenannten Praxischecks Photovoltaik wurden am 10. März und 5. Mai 2023 zwei Solargipfel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz mit der Branche, den Bundesländern und den Bundestagsfraktionen durchgeführt, um Hemmnisse und Bürokratiehürden beim beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien aufzuspüren, zu beseitigen und künftig Flächen für Solarparks auf eine naturverträgliche und nachhaltige Art bereitstellen zu können. Daraus wurde das sogenannte Solarpaket 1 entwickelt und am 16. August 2023 im Kabinett beschlossen. Dieser Gesetzespaket enthält eine Vielzahl von Maßnahmen, die beim Bau und Betrieb von Photovoltaikanlagen Bürokratie abbauen und den Zubau beschleunigen sollen.

Die aus Sicht des Konzerns wichtigsten Maßnahmen mit Auswirkungen auf den Sektor und den Konzern sind

mit Bezug auf Freiflächenanlagen:

- **Förderung besonderer Solaranlagen:** Es wird ein eigenes Untersegment mit einem eigenen Höchstwert für besondere Solaranlagen (Agri, Floating, Moor, Carport) in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen eingeführt. Hierfür sind im Rahmen der bestehenden Freiflächenausschreibungen Volumina von bis zu 3 GW pro Jahr vorgesehen, allerdings ohne die Gesamtausschreibungsmenge zu erhöhen. Für die Mehrzahl der Projektentwickler dürfen die Nischen "Agri" und "Carport" am attraktivsten, damit aber auch die Margen hier am niedrigsten sein.
- **Beschleunigung von Netzanschlüssen:** Es wird ein Recht zur Verlegung von Anschlussleitungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen eingeführt. Dadurch entfällt künftig das zum Teil aufwendige und langwierige Aushandeln von Gestattungsverträgen mit den Grundstückseigentümern für Kabeltrassen. Als Kompensation für das Durchleitungsrecht ist eine im Gesetzestext geregelte Einmalzahlung vorgesehen. Dies sollte den Netzanschluss effizient beschleunigen und Kapazitäten einsparen.

mit Bezug auf Dachanlagen:

- **Gebäude im Außenbereich:** Nach bisheriger EEG-Regelung sind Gebäude im Außenbereich, die mit dem alleinigen Zweck des Aufbaus einer PV-Anlage errichtet werden (sog. „Solarstadl“), nicht förderfähig. Das gilt auch weiterhin. Allerdings wird der Stichtag auf den 01.03.2023 verschoben. Dächer bereits bestehender Gebäude können dann kostendeckend mit PV belegt werden. Dies eröffnet auch neue Installationspotenziale für den Konzern, da es derzeit durchaus attraktive EEG-Vergütungssätze für Dachanlagen bis zu 1 MWp gibt (94 EUR/MWh bis 400 kWp und 81 EUR/MWh bis 1.000 kWp).
- **Repowering:** Das Ersetzen alter Dachanlagen soll insofern erleichtert werden, als hierfür, anders als bisher, kein Schaden an den Modulen mehr vorliegen muss. Auch das bietet – wie bereits für Freiflächenanlagen – neue Möglichkeiten der Effizienzsteigerung bestehender Dachanlagen.

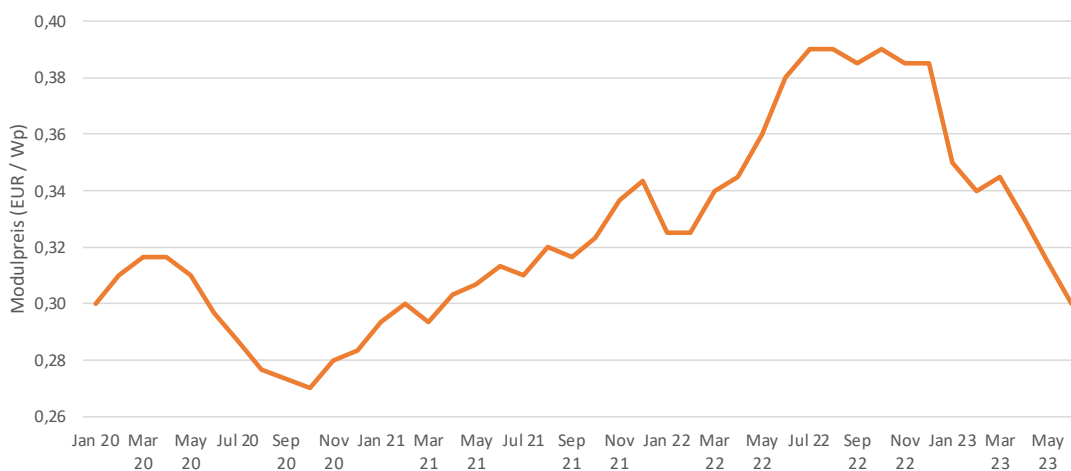
ENTWICKLUNG DER SYSTEMPREISE

Im Gegensatz zum langanhaltenden Trend steigender Systempreise zwischen Ende 2020 und Ende 2022 zeichnet sich seit Jahresbeginn ein vollkommen gegenteiliges Bild ab. Die Systempreise sinken deutlich, was vor allem im massiven Preisverfall der Solarmodule von bis dato über 20% begründet ist (siehe nachfolgende Grafik).

Bereits im Laufe der zweiten Jahreshälfte 2022 entspannte sich die globale Lieferkettenproblematik, sodass wieder mehr asiatische Module vor allem aus China nach Europa gelangten. Allerdings fanden die gelieferten Module nicht gleich ihre Abnehmer. Die Ware lagerte zunächst containerweise in den europäischen Häfen, weil unsicher war, wie in Europa mit den Gewinnen aus der Energieerzeugung umgegangen werden soll. Hinzu kamen weiterhin Verzögerungen bei der Auslieferung von Wechselrichtern, die viele Kunden haben abspringen lassen. Somit drohten viele Hersteller auf der Ware sitzenzubleiben und griffen zu drastischen Preissenkungen.

Etwa im Februar 2023 schien der Abwärtstrend zunächst gestoppt zu sein, zumal die Polysiliziumpreise wieder leicht anstiegen. Dennoch ging die Talfahrt etwa ab März ungebremst weiter. Auf die hohe Nachfrage in Europa, wo Kunden im vergangenen Jahr Monate auf die Auslieferung und Installation von PV-Anlagen warten mussten, wurde mit hohen Produktionsraten in Fernost reagiert. Die Auflösung des Lieferstaus führte hierzulande im Laufe des ersten Halbjahres zu vollen Lagerbeständen bei den Großhändlern, die bei der Lagerbereinigung wiederum Rabatte geben müssen. Dies umso mehr, als zur Jahresmitte die Nachfrage trotz politischer Zielsetzungen vor allem in Deutschland deutlich nachließ.

Entwicklung der Modulpreise in Deutschland in 2020-2023 in EUR / Wp

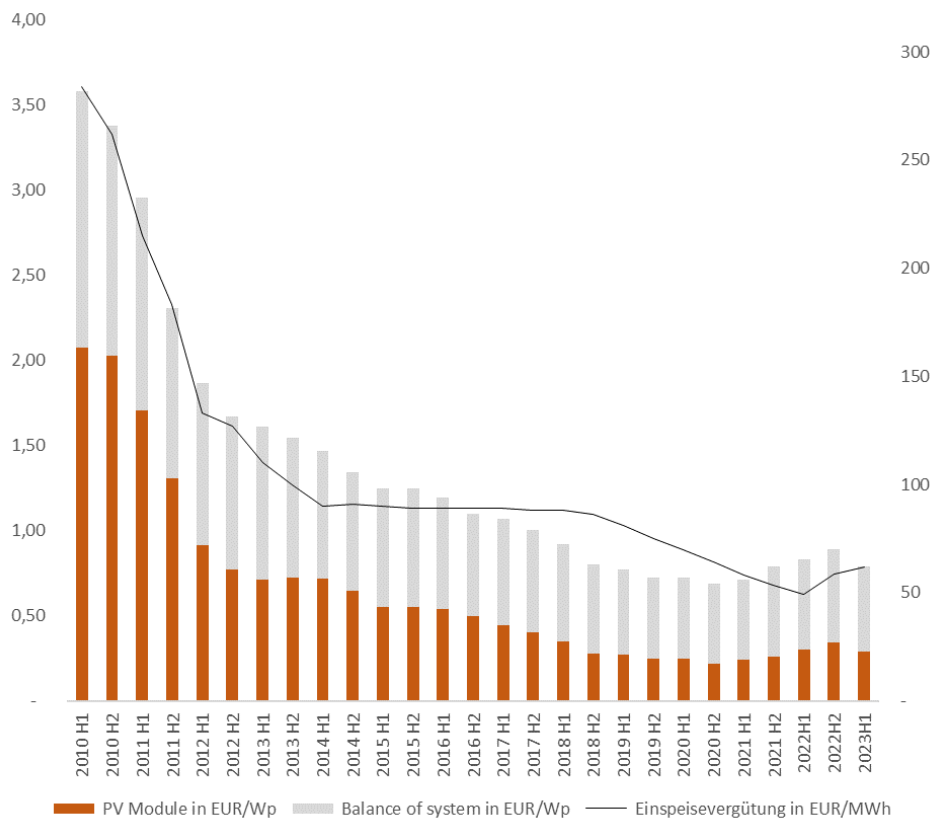


Quelle: pvxchange; eigene Darstellung

Auch bei den anderen Systemkosten (auch BOS für Balance of System) hat sich die Lage entspannt. Nach Zunahme der Rohstoffpreise (Kupfer, Aluminium, Stahl) in den Vorjahren hat auch hier vor allem bei Aluminium und Stahl eine Trendumkehr stattgefunden. Allerdings blieb die (Nicht-)Verfügbarkeit von Komponenten wie z. B. Übergabestationen und Trafostationen weiterhin problematisch. Die Wartezeiten auf diese projektspezifischen Komponenten bleiben andauernd länger wie vor dem Geschäftsjahr 2022, denn sie sind sogar im Regelfall 12 Monaten (oder länger).

Insgesamt macht sich im letzten Halbjahr aufgrund des stärkeren Rückgangs der Modulpreise unter leicht abgenommenen BOS Preisen eine Senkung des Gesamtsystempreises spürbar. Dies ist in Verbindung mit leicht zugenommenen Ausschreibungspreisen sowie gleichbleibenden PPA-Preisen (Siehe Abschnitt Entwicklungen auf dem deutschen PV Markt) als positiv zu betrachten für die Projektrenditen von neuen Solaranlagen.

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



Quelle: IRENA, Eigene Darstellung

ZINSENTWICKLUNG

Nach einer langen Nullzinsphase bis Juli 2022 hat die Europäische Zentralbank in Reaktion auf die rege Inflation in der Eurozone eine geldpolitische Kehrwende eingeleitet und die Leitzinsen sukzessive erhöht. Damit wurde im Juli 2022 durch eine Ersterhöhung von 0,5 % der Anfang gemacht. Danach stiegen die wichtigsten Leitzinsen zweimal um 0,75 % im September und Oktober 2022 sowie nochmals um jeweils 0,5 % im Dezember 2022 sowie im Februar und März 2023. Im Mai, Juni, August und September 2023 folgten im Zuge der vorübergehend sinkenden Inflation geringere Zinserhöhungen von jeweils 0,25 %. Der Leitzins wird somit ab dem 20. September 2023 bei 4,50 % liegen.

Diese Leitzinssteigerung wirkt sich auf die Projektfinanzierungsraten für neue Solaranlagen sowie auch auf Refinanzierungszinssätze für Bestandsanlagen aus. Die Finanzverbindlichkeiten des Konzerns sind jedoch fast ausschließlich mit festen Zinsen abgeschlossen worden, sodass der unmittelbare Effekt der Zinssteigerung beschränkt bleibt.

Darüber hinaus zeichnen die Zinsen von AAA-Anleihen auch zum Tag der Veröffentlichung des Halbjahresberichtes eine inverse Zinskurve auf, d. h., langfristige Anleihen mit typischerweise 10 Jahren Laufzeit lieferten geringere Renditen als kurzfristige mit etwa 1 Jahr Laufzeit. Dahinter steckt die Erwartung der Investoren, dass die Leitzinsen mittelfristig wieder deutlich gesenkt werden, um einer möglicherweise bevorstehenden Rezession zu begegnen.

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 KONZERNES

GESCHÄFTSVERLAUF IM ERSTEN HALBJAHR 2023

7C Solarparken erzielte im ersten Halbjahr 2023 Umsatzerlöse i. H. v. EUR 36,7 Mio. (2022H1: EUR 43,7 Mio.) Die Umsatzerlöse bestehen im Berichtszeitraum zu 97,5 % aus Stromverkäufen (2022H1: 98,9 %). Demzufolge ist der Stromverkauf von EUR 43,2 Mio. auf EUR 35,8 Mio. gesunken.

	2023 H1	2022 H1	Änderung
GWh (Solar und Wind)	191,2	189,5	0,9%
kWh/kWp (nur Solar)	464	551	-15,8%
kWh/kWp (Solar und Wind)	476	562	-15,4%
Gewichtete durchschnittliche Leistung (Solar und Wind)	402	337	19,3%
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)	187	228	-18,0%

Die Abnahme der Stromverkäufe ist einerseits auf die schlechteren Witterungsverhältnisse im ersten Halbjahr 2023 im Vergleich zur Vorjahresperiode sowie andererseits auf den gesunkenen durchschnittlichen Einspeisepreis zurückzuführen. Das Portfoliowachstum wirkte diesen zwei Negativeffekten entgegen. Insgesamt generierte das Anlagenportfolio im Berichtszeitraum mit 191 GWh rund 0,9 % mehr Strom als im Vorjahreszeitraum.

Das starke Wachstum des Anlagenportfolios (+19,3%) hat sich um EUR 7,0 Mio. positiv auf die Umsatzerlöse ausgewirkt, während die Senkung des spezifischen Ertrags um 15,4% auf 476 kWh/kWp, aufgrund der schlechteren Einstrahlungsbedingungen, eine Senkung der Umsatzerlöse um EUR 6,7 Mio. zur Folge hatte. Im Vergleich zur Vorjahresperiode, die durch hohe Strompreise in Folge des Ukrainekriegs geprägt war, nahm der durchschnittliche Einspeisepreis deutlich ab (-18,0 %). Dies hatte eine Abnahme der Stromverkäufe um EUR 7,8 Mio. zur Folge. Der Strompreisswap mit einem großen europäischen Energieversorger für einen wesentlichen Teil des Anlagenportfolios (93 MWp) hat die Effekte der Strompreisentwicklung auf die Stromverkäufe um EUR 3,0 Mio. mildern können.

Die Umsatzerlöse aus Dienstleistungen sowie die sonstigen Umsatzerlöse haben sich hingegen von EUR 0,5 Mio. im ersten Halbjahr 2022 auf EUR 0,9 Mio. stark erhöht. Dies entspricht 2,5 % vom Gesamtumsatz (2022H1: 1,1 %).

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparken i. H. v. EUR 2,8 Mio. (2022H1: EUR 0,6 Mio.).

Besonders hervorzuheben sind Ausgleichszahlungen i. V. m. Anlagenabschaltungen infolge der Einführung von Redispatch 2.0 i. H. v. EUR 1,6 Mio. (2022H1: EUR 0,1 Mio.). Darüber hinaus konnten Rückstellungen i.H.v. EUR 0,5 Mio. aufgelöst werden. Es wurden um EUR 0,3 Mio. periodenfremde Erträge erfolgswirksam vereinnahmt.

PERSONALAUFWAND

Der Personalaufwand nahm im Berichtszeitraum auf EUR 1,1 Mio. (2022H1: EUR 0,9 Mio.) geringfügig zu. Der Konzern beschäftigte zum 30. Juni 2023 neben den beiden Vorständen 24 Mitarbeiter (2022H1: 22). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 24 Mitarbeiter (2022H1: 25).

SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

Die betrieblichen Aufwendungen beliefen sich in der Berichtsperiode auf EUR 5,4 Mio. (2022H1: EUR 4,8 Mio.). Dieser Anstieg des sonstigen Betriebsaufwandes ist auf die gestiegenen Kosten für den Betrieb der Solarparks (+EUR 0,4 Mio.) sowie die Erhöhung der Verwaltungskosten (+EUR 0,2 Mio.) zurückzuführen. Aufgrund der Strompreisabschöpfungsmechanismen in Belgien und Deutschland, musste der Konzern im Berichtszeitraum EUR 0,2 Mio. an den Staat abführen. Seit dem Bilanzstichtag gibt es keine Strompreisabschöpfung mehr in Belgien oder Deutschland.

EBITDA

Der 7C Solarparken Konzern hat ein EBITDA von EUR 33,0 Mio. erzielt (2022H1: EUR 38,7 Mio.), was einer Abnahme von 14,8 % entspricht. Die EBITDA Marge nahm im Berichtszeitraum leicht zu und lag bei 90,0 % (i. VJ. 88,4 %).

ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN

Die Abschreibungen und Wertminderungen i. H. v. EUR 17,8 Mio. (2022H1: EUR 16,5 Mio.) betreffen sämtlich Abschreibungen auf Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte. Die Erhöhung der Abschreibungen und Wertminderungen um EUR 1,3 Mio. ist auf die Akquisition und Bau neuer Solarparks einschließlich Nutzungsrechten zurückzuführen.

EBIT

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) hat sich von EUR 22,2 Mio. im Vorjahr auf EUR 15,2 Mio. reduziert. Dies entspricht einer EBIT-Marge von 41,4% (2022H1: 50,8%).

BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis lag mit EUR -3,3 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. (2022H1: EUR 2,5 Mio.) betreffen hauptsächlich Bankfinanzierungen. Diese bestehen aus Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen, Immobilienkredite für PV-Estate sowie ungesicherte Bankfinanzierungen der 7C Solarparken AG i. H. v. EUR 2,0 Mio. (2022H1: EUR 2,0 Mio.) zuzüglich der Zinsen auf emittierte Schuldscheindarlehen i. H. v. EUR 0,5 Mio. (2022H1: EUR 0,5 Mio.).

PERIODENERGEBNIS

Der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steueraufwand sank im ersten Halbjahr 2023 insgesamt auf EUR 3,1 Mio. (2022H1: EUR 4,4 Mio.). Das Periodenergebnis von EUR 8,8 Mio. (2022H1: EUR 14,8 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft i. H. v. EUR 8,8 Mio. (2022H1: EUR 14,1 Mio.) sowie dem Ergebnis nicht-beherrschender Gesellschafter von EUR 0,6 Mio. (2022H1: EUR 0,7 Mio.) zusammen.

VERMÖGENS- UND FINANZLAGE

VERMÖGENSLAGE

Die Vermögenslage der 7C Solarparks setzt sich zu rund 81 % (2022: 81 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparks beliefen sich zum 30. Juni 2023 auf EUR 2,6 Mio. (2022: EUR 2,6 Mio.) und beinhalteten u. a. Serviceverträge für die Betriebsführung von Anlagen Dritter, die im Zuge der Unternehmensakquisitionen in den Vorjahren erworben wurden, i. H. v. EUR 1,6 Mio. sowie Projektrechte für Solaranlagen, die sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden i. H. v. EUR 1,0 Mio. Es wurden planmäßige Abschreibungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. auf den immateriellen Vermögenswerten vorgenommen.

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 0,9 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 10,0 Mio. durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgegliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betragen EUR 16,2 Mio.

Demzufolge ist der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 374,8 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (EUR 359,2 Mio.) in der Summe um EUR 15,6 Mio. angestiegen.

Die Solarparks im Bau haben zum Stichtag einen Buchwert von EUR 12,2 Mio. (2022: EUR 15,6 Mio.). Im Berichtszeitraum wurden EUR 6,6 Mio. in den Bau von Solarparks investiert und ein Betrag von EUR 10,0 Mio. von Solaranlagen im Bau in die Solarparks umgegliedert.

Die Nutzungsrechte, welche im Wesentlichen die Nutzung von Grundstücken und Dächern für den Betrieb der Solar- und Windkraftanlagen betreffen, stiegen von EUR 38,4 Mio. auf EUR 42,6 Mio. Die Zunahme resultiert im Wesentlichen aus dem Erwerb von Tochterunternehmen (+EUR 5,4 Mio.) sowie dem Abschluss von neuen Gestattungsverträgen für Solarparks (+ EUR 0,3 Mio.). Gegenläufig haben sich der Erwerb einer Immobilie, für die ein Gestattungsvertrag für einen Solarpark bestand (EUR 0,1 Mio.), sowie der Abgang aus dem Verkauf einer Solaranlage (EUR 0,4 Mio.) nebst den Abschreibungen i. H. v. EUR 1,1, Mio. ausgewirkt.

Der Buchwert der Grundstücke und Gebäude (EUR 13,5 Mio.), also das sog. PV Estate, ist nahezu unverändert geblieben (2022: EUR 13,4 Mio.). Es wurde im Berichtszeitraum eine Fläche, auf der ein Solarpark des Konzerns errichtet war, erworben (+0,2 Mio.), welcher Abschreibungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. gegenüber stand. Das PV Estate Portfolio enthält 186 ha am Ende des Berichtszeitraums.

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 6,0 Mio. auf EUR 5,6 Mio. verringert.

Die kurzfristigen Vermögenswerte haben sich von EUR 102,4 Mio. am Jahresende 2022 auf EUR 110,4 Mio. zum 30. Juni 2023 erhöht. Zum Ende der Berichtsperiode verfügte der Konzern über liquide Mittel i. H. v. EUR 80,6 Mio. (2022: EUR 90,5 Mio.). Hiervon sind EUR 19,0 Mio. (2022: EUR 18,8 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme ist von EUR 550,3 Mio. auf EUR 574,8 Mio. angestiegen.

Das Eigenkapital belief sich zum 30. Juni 2023 auf EUR 248,0 Mio. (2022: EUR 227,2 Mio.). Der Anstieg i. H. v. EUR 20,8 Mio. basiert auf der im April durchgeführten Kapitalerhöhung im Rahmen einer Privatplatzierung von EUR 11,3 Mio. abzüglich Platzierungskosten, dem positiven Gesamtergebnis (EUR 11,4 Mio.) und der ausbezahlten Dividende i. H. v. EUR 10,7 Mio. Schließlich haben die Erstkonsolidierung der GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG sowie die Käufe und Verkäufe von Anteilen an Konzerngesellschaften mit nicht beherrschenden Anteilen in der Summe zu einer Erhöhung des Eigenkapitals um EUR 8,5 Mio. geführt.

Die Eigenkapitalquote, die vom Konzern ohne die Hedging Reserve ermittelt wird, erhöhte sich von 41,4 % zum 31. Dezember 2022 auf solide 42,6 % zum 30. Juni 2023.

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten im Konzern beliefen sich zum 30. Juni 2023 insgesamt auf EUR 222,9 Mio. (2022.: EUR 227,0 Mio.). Es handelt sich hier um die Darlehen zur Finanzierung der Solar- und Windparks, der Immobilien des sog. PV Estate sowie um die emittierten Schuldscheindarlehen bzw. ungesicherte Bankfinanzierungen, die von der Muttergesellschaft des Konzerns aufgenommen wurden. Es wurden im Geschäftsjahr EUR 20,2 Mio. neue Bankfinanzierungen abgeschlossen. Gegenläufig haben sich die Tilgungen i. H. v. EUR 21,1 Mio. ausgewirkt, davon stellte eine Rückzahlung i. H. v. EUR 6,6 Mio. vorzeitige Tilgungen dar.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betragen zum Bilanzstichtag EUR 42,6 Mio. (2022: 39,1 Mio.). Zu der Veränderung trugen im Wesentlichen erhöhend neue Leasingverbindlichkeiten aus der Erweiterung des Konsolidierungskreises oder durch Erwerb von Nutzungsverträgen (EUR 5,4 Mio.), der Abschluss von neuen Leasingverträgen i. H. v. EUR 0,2 Mio. sowie die Aufzinsung von bestehenden Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,3 Mio. bei. Gegenläufig haben sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 2,3 Mio. sowie der Abgang der Leasingverbindlichkeiten infolge der Veräußerung von einer Solaranlage um EUR 0,5 Mio. ausgewirkt.

Bei den langfristigen Rückstellungen war eine Zunahme um EUR 1,9 Mio. zu verzeichnen. Dies war vor allem auf die Rückbaurückstellungen zurückzuführen, die im Wesentlichen aufgrund der Erwerbe von Tochterunternehmen i. H. v. EUR 1,6 Mio. sowie der Neubauprojekte (EUR 0,6 Mio.) und der Aufzinsung um EUR 0,4 Mio. anstiegen. Daneben sanken Rückstellungen für technische Gewährleistungen sowie für Einzelrisiken um jeweils EUR 0,3 Mio. Diese Abnahme war auf eine Klageabweisung einerseits sowie auf zwei gerichtliche Vergleiche im Berichtszeitraum andererseits zurückzuführen.

FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtsjahr EUR 9,8 Mio. (i. VJ: EUR 21,2 Mio.). Dabei betrug der „Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit“ EUR 11,4 Mio., welcher den Zahlungsmittelabfluss aus der Investitionstätigkeit i. H. v. EUR 10,5 Mio. sowie den „Netto-Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit“ i. H. v. EUR -10,8 Mio. ausglich und per Saldo zu einer Erhöhung des Finanzmittelfonds führte. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Nettomittelabfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit verringerte sich von EUR 30,4 Mio. auf EUR 15,6 Mio. Er resultiert im Wesentlichen aus dem operativen Geschäft der Solarparks und den hieraus generierten Einzahlungen abzüglich der gezahlten Zinsen i. H. v. EUR 2,9 Mio. (2022H1: EUR 2,7 Mio.) sowie den gezahlten Ertragssteuern i. H. v. EUR 1,2 Mio. (2022H1: EUR 0,7 Mio.).

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug minus EUR 10,5 Mio. (2022H1: minus EUR 7,8 Mio.) und resultierte im Wesentlichen aus dem Nettozahlungsmittelabfluss für die Investitionen in Sachanlagen (EUR 1,2 Mio.) und für den Erwerb von Tochterunternehmen (EUR 3,9 Mio.). Des Weiteren wurden Anzahlungen auf Solaranlagen im Bau (EUR 6,6 Mio.) getätigt. Der Verkauf einer Solaranlage führte zu einem Zahlungsmittelzufluss i. H. v. EUR 1,4 Mio.

Der negative Cash-Flow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf minus EUR 10,8 Mio. (2022H1: + EUR 0,4 Mio.). Dieser Betrag umfasst vor allem die Einzahlungen aus einer Kapitalerhöhung i. H. v. EUR 11,3 Mio. und die Einzahlung von neuen Krediten i. H. v. EUR 20,2 Mio. Dagegen haben sich liquiditätsmindernd die Tilgung von Krediten i. H. v. EUR 21,1 Mio., die Ausschüttung von Dividenden i. H. v. EUR 10,7 Mio. sowie die Tilgungen der Leasingverbindlichkeiten gemäß IFRS 16 von EUR 2,3 Mio. ausgewirkt. Im ersten Halbjahr 2023 wurde auch zwei Tranchen vom Schuldscheindarlehen i. H. v. EUR 15,0 Mio. zurückgezahlt. Der Konzern hat Anteile an Konzerngesellschaften mit nicht-beherrschenden Anteilen für einen Betrag i. H. v. EUR 0,6 Mio. verkauft und für einen Betrag i. H. v. EUR 0,3 Mio. zugekauft. Schließlich betragen die Transaktionskosten für die Fremd- und Eigenkapitalbeschaffung EUR 0,2 Mio.

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 sich abzeichnende Verbesserung des EBITDA sowie die Erweiterung des Anlagenportfolios spiegelt die Unternehmensplanung und Intention einer nachhaltigen und kontinuierlichen Geschäftsentwicklung erfolgreich wider. Der Vorstand beurteilt diese Entwicklung als positiv und sieht die Möglichkeit der weiteren Verbesserung des Unternehmenserfolgs durch die Ausführung des Geschäftsplans 2022-2024.

PROGNOSEBERICHT

KONZERN

Die Einstrahlungsbedingungen waren im dritten Quartal wie auch in den ersten zwei Quartalen des Geschäftsjahres deutlich unterhalb des Mehrjahresdurchschnitts. Dies wirkte sich negativ auf die Prognose für das laufende Geschäftsjahr aus, da diese für den Zeitraum von Januar bis Dezember noch von langjährigen Wetterprognosen ausgegangen war. Dennoch bestätigt der Vorstand seine Prognose für das Geschäftsjahr 2023 für die Umsatzerlöse, EBITDA sowie CFPS.

Prognose Konzernzahlen 2023

IN MIO. EUR	2023 (PROGNOSE)
Umsatzerlöse	66,0
EBITDA	57,0
CFPS (EUR)	0,60

Dieser Ausblick basiert auf den Annahmen, die bereits im Geschäftsbericht 2022 erläutert wurden mit Ausnahme von den folgenden zwei Annahmen:

- Es wurde die tatsächliche Produktion des Anlagenportfolios vom Januar bis August 2023 angesetzt;
- Es wird vom Beitrag des tatsächlichen Anlagenportfolio zwischen Januar und dem Tag der Veröffentlichung ausgegangen. Es wird kein weiteres Wachstum nach dem Tag der Veröffentlichung des Halbjahresberichts unterstellt;
- Die gewichtete Anzahl der Aktien, die der CFPS Berechnung zugrunde liegt, berücksichtigt nunmehr die Kapitalerhöhung im April 2023. Es wurden jedoch keine Ausübungen der Optionsscheine aus der Optionsanleihe 2023/2028 unterstellt.

RISIKO- UND CHANCENBERICHT

RISIKEN

Hinsichtlich der Beschreibung des Risikomanagementsystems (RMS) wird auf die im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2022 gemachten Angaben verwiesen. Die Risiken, denen der 7C Solarparken Konzern ausgesetzt ist, wurden ebenfalls detailliert im Geschäftsbericht 2022 dargestellt. Es haben sich keine wesentlichen Änderungen bei den Risiken ergeben.

CHANCEN

Die wesentlichen Chancen, die sich dem 7C Solarparken Konzern bieten, wurden detailliert im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2022 dargestellt.

Bayreuth, 19. September 2023

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2023 BIS ZUM 30. JUNI 2023

7C Solarparken AG, Bayreuth

KONZERN-BILANZ *

ZUM 30. JUNI 2023

AKTIVA

in TEUR	Anhangsziffer	30.06.2023	31.12.2022
Langfristige Vermögenswerte			
Geschäfts- oder Firmenwert	17.1	1.199	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	17.1	2.581	2.604
Grundstücke und Gebäude	16.1	13.473	13.364
Solarparks	16.1	374.793	349.259
Windparks	16.1	9.639	9.975
Solarparks im Bau	16.1	12.225	15.574
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	16.1	430	375
Nutzungsrechte	16.2	42.585	38.398
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	18	311	298
Andere Finanzanlagen	19	1.268	1.301
Sonstige langfristige Vermögenswerte	14	218	9.612
Aktive latente Steuern		5.620	5.963
Summe langfristige Vermögenswerte		464.342	447.921
Kurzfristige Vermögenswerte			
Vorräte	13	2.192	1.074
Geleistete Anzahlungen	14	133	140
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14	14.721	3.785
Steuererstattungsansprüche		464	775
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	14	12.272	6.173
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	15	80.644	90.486
Summe kurzfristige Vermögenswerte		110.427	102.433
Bilanzsumme		574.769	550.354

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-BILANZ *

ZUM 30. JUNI 2023

PASSIVA

in TEUR	Anhangsziffer	30.06.2023	31.12.2022
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	20.1	82.848	79.848
Kapitalrücklagen	20.2.A	103.357	94.655
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	20.2.D	1.929	-638
Gewinnrücklagen	20.2.B	40.433	42.173
Währungsumrechnungsrücklage	20.2.C	5	10
Nicht-beherrschende Anteile		19.407	11.131
Eigenkapital		247.979	227.179
Schulden			
Langfristige Schulden			
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	22	200.908	179.080
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	22	39.318	35.713
Langfristige Rückstellungen	24	25.874	23.966
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	23	752	641
Passive latente Steuern		24.462	21.634
Summe langfristige Schulden		291.314	261.033
Kurzfristige Schulden			
Steuerschulden		2.889	1.888
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	22	21.985	47.960
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	22	2.842	3.344
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	23	4.392	5.419
Sonstige Verbindlichkeiten	23	3.366	3.531
Summe kurzfristige Schulden		36.475	62.142
Summe Schulden		326.789	323.176
Bilanzsumme		574.769	550.354

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG *

FÜR DEM ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2023 BIS ZUM 30. JUNI 2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	2023H1	2022H1
Umsatzerlöse	9.1	36.665	43.731
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	2.787	613
Personalaufwand	10.1	-1.077	-928
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-5.382	-4.749
Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)		32.993	38.667
Abschreibungen und Wertminderungen	16,17	-17.825	-16.453
Ergebnis der betrieblichen Geschäftstätigkeit (EBIT)		15.167	22.215
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	102	150
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-3.416	-3.238
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,18	12	27
Beteiligungs- und Finanzergebnis		-3.301	-3.060
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		11.866	19.154
Ertragsteuern	13	-3.070	-4.378
Periodenergebnis		8.796	14.776
davon Aktionäre der 7C Solarparken AG	12.1.A	8.195	14.114
davon nicht-beherrschende Anteile		601	662
Ergebnis je Aktie			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	0,10	0,18
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2.B	0,10	0,18

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG *

FÜR DEM ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2023 BIS ZUM 30. JUNI 2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	2023H1	2022H1
Periodenergebnis		8.796	14.776
Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	20.2.D	3.617	-12.688
Währungsumrechnung	20.2.C	-5	-1
Steuern	20.2.D	-1.045	3.651
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		2.567	-9.037
Konzerngesamtergebnis		11.363	5.739

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG *

FÜR DEM ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2023 BIS ZUM 30. JUNI 2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	2023H1	2022H1
Periodenergebnis		8.796	14.776
– Abschreibungen und Wertminderungen auf Sachanlagen	16	17.764	16.125
– Abschreibungen und Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte	17	60	63
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte		1	264
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen / Erträge		-308	88
– Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögenswerte	10.2	92	-
– Wertminderungen von Vorräten	10.2	80	1
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	3.301	3.060
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		-40	-1
– (plus) Steueraufwendungen		3.070	4.378
Veränderungen bei:			
– Vorräten	13	-1.198	856
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	14	-12.934	-10.875
– Vorauszahlungen	14	7	-657
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	24, 25	-3.111	2.376
Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit		15.581	30.455
Gezahlte Zinsen	11	-2.911	-2.697
Gezahlte Ertragsteuern		-1.233	-729
Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit		11.438	27.030

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG *

FÜR DEM ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2023 BIS ZUM 30. JUNI 2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	2023H1	2022H1
Erhaltene Zinsen	11	64	25
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/Immateriellen Vermögenswerten	16	1.380	6
Erwerb von Tochterunternehmen, abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezählter bedingter Kaufpreise	7	-3.891	-
Erhaltene Dividenden	11	12	-
Erwerb von Sachanlagen	16	-1.170	-1.811
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	16	-6.588	-5.982
Netto-Investitionen in andere Finanzanlagen	19	-192	-1
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	17	-121	-15
Cashflow aus der Investitionstätigkeit		-10.506	-7.796
Einzahlungen aus der Ausgabe von Anteilen	20	11.250	-
Einzahlungen aus der Ausgabe von ungesicherten Anleihen	22	6.917	-
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	22	20.237	16.123
Einzahlungen aus Leasingverbindlichkeiten		-	433
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-95	-143
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-171	-
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen	7	-316	-165
Veräußerung von nicht beherrschenden Anteilen	7	569	-
Rückzahlung von Krediten / Tilgungen	22	-21.148	-14.525
Rückzahlung von ungesicherten Anleihen	22	-15.000	-
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	22	-2.301	-1.361
Gezahlte Dividenden		-10.716	-
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit		-10.774	362
Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		-9.842	19.597
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar **	15	90.486	69.332
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 30. Juni **		80.644	88.929

* 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 6.258 (2022H1: TEUR 4.553) auf die nicht-beherrschenden Anteile.

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS *

	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Währungs- umrechnungs- rücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinn- rücklage	Summe	Nicht beherr- schende Anteile	Gesamtes Eigen- kapital
in TEUR								
Stand zum 1. Januar 2023	79.848	94.655	10	-638	42.172	216.047	11.131	227.179
Periodenergebnis					8.195	8.195	601	8.796
Sonstiges Ergebnis			-5	2.567		2.563		2.563
Gesamtergebnis	-	-	-5	2.567	8.195	10.758	601	11.363
Transaktionskosten direkt in Equity		-171				-171		-171
Ausgabe von Stammaktien	3.000	8.250				11.250		11.250
Zugang aufgrund Emission		622				622		622
Optionanleihe Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen – GSI Rückkauf					-2	-2	571	569
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen – GSI3 Kauf					9	9	-326	-316
Änderung der nicht beherrschenden Anteile infolge einer Konsolidierungskreiser weiterung							8.205	8.205
Dividenden					-9.942	-9.942	-775	-10.716
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	3.000	8.701			-9.934	1.767	7.675	9.442
Stand zum 30. Juni 2023	82.848	103.357	5	1.929	40.433	228.572	19.407	247.979

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS *

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Währungsumrechnungsrücklage	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
Periodenergebnis					23.511	23.511	947	24.458
Sonstiges Ergebnis			1	-662		-662		-662
Gesamtergebnis	-	-	1	-662	23.511	22.849	947	23.796
Transaktionskosten direkt in Equity			-217			-217		-217
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen					73	73	-631	-558
Ausgabe von Stammaktien		3.486	12.374			15.859		15.859
Dividenden					-8.400	-8.400		-8.400
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	3.486	12.157	-	-	-8.327	7.315	-1.262	6.053
Stand zum 31. Dezember 2022	79.848	94.655	10	-638	42.172	216.047	11.131	227.179

* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2023 BIS ZUM 30. JUNI 2023

7C Solarparken AG, Bayreuth

INHALTSVERZEICHNIS

1.	BERICHTENDES UNTERNEHMEN	56
2.	GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG	56
3.	FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG	56
4.	VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN	57
4.1	ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN	57
5.	VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN	59
6.	WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN	63
6.1.	RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN	63
7.	ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN	64
7.1.	ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2023	64
8.	GESCHÄFTSBEREICHE	67
9.	UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	69
9.1.	UMSATZERLÖSE	69
9.2.	SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE	70
10.	BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN	71
10.1.	PERSONALAUFWAND	71
10.2.	SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND	71
10.3.	ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN	72
11.	BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS	73
12.	ERGEBNIS JE AKTIE	74
12.1.	UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE	74
12.2.	VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE	74
12.3.	BEDINGTES KAPITAL UND OPTIONEN	75
13.	VORRÄTE	76
14.	FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE	77
15.	ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE	78
16.	SACHANLAGEN	79
16.1.	SACHANLAGEN	79
16.2.	DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE	81
17.	GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE	83
17.1.	ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES	83
18.	NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN	84

19. ANDERE FINANZANLAGEN.....	85
20. EIGENKAPITAL.....	85
20.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE.....	85
20.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN.....	88
22. KAPITALMANAGEMENT.....	90
23. FINANZVERBINDLICHKEITEN.....	91
23.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL.....	91
23.2. BANKDARLEHEN.....	92
23.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN.....	96
23.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN.....	97
24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN.....	99
25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN.....	100
26. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN.....	102
26.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN.....	102
27. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG.....	104
28. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS.....	105
29. ORGANE DER GESELLSCHAFT.....	106

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 v. a. in Deutschland und Belgien (siehe Anhangsziffer 5 und 8).

Hinsichtlich verwendeter Abkürzungen verweisen wir auf das in Anhangsziffer 27 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 2022 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 2022 gelten – insbesondere im Hinblick auf die wesentlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechend. Dennoch wurden im ersten Halbjahr 2023 die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die verpflichtend für Geschäftsjahre beginnend nach dem 1. Januar 2023 sind (siehe Anhangsziffer 6).

Der Konzernzwischenabschluss und der Konzernzwischenlagebericht wurden vom Vorstand am 19. September 2023 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, 14 und 23** – Bilanzierung einer Strompreisswap-Vereinbarung: Der Konzern macht Annahmen über die zukünftig zu erwartenden durchschnittlichen Strompreise und Schätzungen hinsichtlich des spezifischen Ertrags der betreffenden Solarparks.
- **Anhangsziffer 7** – Erwerb von Tochterunternehmen bzw. Solaranlagen. Annahmen und Schätzungen werden insbesondere im Rahmen der Einnahmen, Ausgaben und Kapitalkosten getroffen, die der Ermittlung der Anschaffungskosten der erworbenen Vermögenswerte und Schulden bzw. der Kaufpreisallokation zugrunde liegen.
- **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 Wertberichtigungen, 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 17** – Wertminderungstest der immateriellen Vermögenswerte und Geschäfts- oder Firmenwerte: Wesentliche Annahmen, die der Ermittlung des erzielbaren Betrags zugrunde gelegt wurden.
- **Anhangsziffer 18** – Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen: Bestimmung, ob der Konzern maßgeblichen Einfluss auf die Finanzanlage hat.
- **Anhangsziffer 14 und 23** – Schätzung der Sicherheit, mit der die Auszahlung der Zuwendungen durch die öffentliche Hand an den Konzern erfolgen wird.
- **Anhangsziffer 20, 14 und 23** – Schätzungen der erwarteten zukünftigen Strompreise nebst Produktionsvolumina, zur Bewertung des Swaps (aus dem Hedging-Vertrag mit einem großen europäischen Energieversorger) am beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Bilanzstichtag.
- **Anhangsziffer 24** – Ansatz und Bewertung von Rückstellungen: Wesentliche Annahmen über die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß des Nutzenzu- oder -abflusses.

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 (d. h. als Preis) oder indirekt (d. h. 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 niedrigsten 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.

Weitere Informationen zu den Annahmen bei der Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte sind in den nachstehenden Anhangsziffern enthalten:

- Anhangsziffer 7 – Erwerb und Veräußerung von Tochterunternehmen

5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2023 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.

Folgende Tochterunternehmen von der 7C Solarparks AG werden im Wege der Vollkonsolidierung in den Konzernabschluss zum 30. Juni 2023 einbezogen.

Gesellschaft	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 Zschornowitz 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	42,91
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	42,91
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	42,91
Solarpark Floating GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	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
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
GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81
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	100,00
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	Deutschland	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

Isolde Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Reuth-Premenreuth 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 Wanderleben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	84,12
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	81,82
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
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Projekt OS3 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS4 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS5 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS6 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS7 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS8 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS9 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Projekt OS10 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43
Solarpark Schwerin 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 wurden im Laufe der ersten sechs Monate 2023 gegründet:

Gesellschaft

Isolde Solar GmbH

Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co KG

Solarpark Kohlberg GmbH & Co KG

Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co KG

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss zum 30. Juni 2023 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 %)

6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

Der Konzern wendet im Vergleich zum Geschäftsjahr 2022 grundsätzlich die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an. Dennoch wurden im Geschäftsjahr die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die verpflichtend für Geschäftsjahre beginnend nach dem 1. Januar 2023 sind.

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

Gesellschaft	Verschmolzen auf:
Colexon 1. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	Colexon IPP GmbH

Im ersten Halbjahr 2023 hat der Konzern die folgenden Gesellschaften gegründet:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns	Gründungszeitpunkt
Isolde Solar GmbH	100,00 %	22. Juni 2023
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co KG	100,00 %	22. Juni 2023
Solarpark Kohlberg GmbH & Co KG	100,00 %	22. Juni 2023
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co KG	100,00 %	22. Juni 2023

Im ersten Halbjahr 2023 hat der Konzern den Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaften durch Erwerb erweitert:

Erwerbsobjekt	Solaranlage(n)	Erwerbszeitpunkt
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG	Schwerin	4. Januar 2023

Im Geschäftsjahr 2023 änderte sich die Beteiligungsquote des Konzerns an den folgenden Gesellschaften, sie wurden demzufolge zum 28. Januar 2023 erstmalig in den Konsolidierungskreis des Konzerns bilanziert:

Gesellschaft	Beteiligungs% zum 31.12.2022	Beteiligungs% zum 28.01.2023	Käufe nach dem 28.01.2023	Verkäufe nach dem 28.01.2023	Beteiligungs% zum 30.06.2023
GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG	1,51 %	56,4 %	1,7 %	-3,0 %	55,14 %
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG	1,51 %	56,4 %	1,7 %	-3,0 %	55,14 %
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	1,51 %	56,4 %	1,7 %	-3,0 %	55,14 %

7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG 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 i. d. R. 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 Geschäftsjahr jedoch hat es keine solche Erwerbe gegeben.

Im ersten Halbjahr 2023 gab es keine Veräußerung von Tochterunternehmen.

7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2023

Im Geschäftsjahr 2023 fand der Erwerb eines Tochterunternehmens statt, der als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden zu bilanzieren war.

Die angeschafften Vermögenswerte werden mit ihren jeweiligen Anschaffungskosten angesetzt. In diesem Zusammenhang werden die Anschaffungskosten grundsätzlich entsprechend den beizulegenden Zeitwerten der identifizierbaren Vermögenswerte und Schulden auf diese aufgeteilt. Der Ansatz von Nutzungsrecht und Leasingverbindlichkeit erfolgt in analoger Anwendung von IFRS 3.28B mit dem Wert, der sich nach IFRS 16 ergibt. Liquide Mittel und Forderungen werden mit deren Nominalwert angesetzt. Latente Steuern, die sich z. B. aufgrund von erworbenen Verlustvorträgen ergeben, werden mit dem Wert gemäß IAS 12 angesetzt. In der Regel werden folgende Vermögenswerte und Schulden erworben:

- Immaterielle Vermögenswerte, z. B. erworbene Verträge oder Projektrechte für Solaranlagen, die errichtet sind oder deren Errichtung beabsichtigt wird (siehe Anhangsziffer 17);
- Solaranlagen sowie Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen (siehe Anhangsziffer 16);
- Gebäude und Grundstücke: hauptsächlich diejenigen, auf denen die Wind- und Solaranlagen errichtet wurden oder werden können (siehe Anhangsziffer 16);
- Fremdfinanzierung: hierbei handelt es sich meistens um Projektfinanzierungen mit längeren Laufzeiten sowie Leasingverbindlichkeiten (siehe Anhangsziffer 22);
- Verbindlichkeiten gegenüber dem Veräußerer: im Grundsatz bestehen solche Verbindlichkeiten aus Rechnungen für den Bau oder die Entwicklung der erworbenen Wind- und Solaranlagen;
- Rückbauverpflichtungen für die Wind- und Solaranlagen: diese werden gem. den Bewertungsmethoden (siehe Anhangsziffer 24) des Konzerns angesetzt sowie
- Steueransprüche oder Steuerschulden, die gemäß IAS 12 wie Ertragsteuern zu bewerten sind.

Zum vereinbarten Kaufpreis gehören fest vereinbarte Kaufpreiszahlungen sowie der Barwert solcher Kaufpreisbestandteile (z. B. im Rahmen von Earn-Out Klauseln), bei denen bereits zum Zeitpunkt des Erwerbs mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 50 % damit gerechnet wird, dass sie fällig werden. Die Bestandteile, bei denen die Wahrscheinlichkeit für deren Fälligkeit weniger als 50 % beträgt, werden zunächst nicht als Kaufpreis berücksichtigt. Sollten sich hier im Nachhinein Verpflichtungen ergeben, so werden die dann fälligen Zahlungen mit deren Barwert zum Erwerbszeitpunkt zu dem Zeitpunkt, zu dem sich die Verpflichtung konkretisiert, als werterhellende Erkenntnisse den Anschaffungskosten der erworbenen Solar- oder Windkraftanlage zugerechnet. Gleiches gilt für den Fall, dass zunächst berücksichtigte Bestandteile nicht zum Zuge kommen.

In diesem Fall werden die Anschaffungskosten um diesen Betrag gekürzt. Nicht beherrschende Anteile werden mit deren Zeitwert zum Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung berücksichtigt.

Für die Berechnung der beizulegenden Zeitwerte wurden dabei folgende Faktoren einbezogen: Die gewogenen durchschnittlichen Kapitalkosten, die bei der Bewertung der Solaranlagen angesetzt wurden, lagen im ersten Halbjahr 2023 bei 3,8 % (2022: 3,9 %). Die zukünftigen, mit diesen Kapitalkosten diskontierten Cashflows wurden durch die Multiplikation der Einspeisevergütung bzw. der geschätzten künftigen Strompreise mit der geschätzten Stromproduktion errechnet. Die Stromproduktion wurde geschätzt, indem externe Gutachten und der historische Ertrag von Anlagen in der gleichen Region herangezogen wurden. Dabei wird eine angemessene Degradation der Solaranlage ebenfalls berücksichtigt.

Im Rahmen des erstmaligen Ansatzes werden latente Steuern auf Unterschiede zwischen den Anschaffungskosten nach IFRS und Steuerrecht nicht angesetzt.

A. ERWERB DER SOLARPARK SCHWERIN GMBH & CO. KG



Mit Wirkung zum 4. Januar 2023 wurde der Solarpark Schwerin in der Region Mecklenburg-Vorpommern mit einer Kapazität von 10 MWp erworben. Diese Anlage ist ausgestattet mit Modulen von Astronergy und Wechselrichtern von Huawei. Die Vergütung beträgt EUR 89,4/MWh. Der erwartete Jahresumsatz der Anlage über 12 Monate Laufzeit liegt unter der Annahme gewöhnlicher Witterungsverhältnisse und eines über einen Fünfjahreszeitraum geschätzten Strompreises bei TEUR 900,

das erwartete EBITDA liegt mit den gleichen Annahmen bei TEUR 600.

in TEUR	Aufteilung der Anschaffungskosten der Gruppe
Solarparks	10.731
Nutzungsrechte – Gestattungsverträge	2.095
Aktive latente Steuer	1.343
Sonstige Vermögenswerte	75
Flüssige Mittel	772
Finanzverbindlichkeiten	-4.214
Leasingverbindlichkeiten	-2.095
Langfristige Rückstellungen	-500
Steuerschulden	-465
Passive latente Steuer	-1.263
Sonstige Verbindlichkeiten	-101
<u>Anschaffungskosten</u>	
Kaufpreis	6.379
Gesamtanschaffungskosten der Gruppe	6.379
Netto gezahlte Flüssige Mittel im Berichtszeitraum (-)	-5.607

B. ERWERB DER GSI SOLARFONDS DREI GMBH & CO. KG

Am 28. Januar hielt der Konzern 56,44 % der Anteile am GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, der damit voll konsolidiert wurde. Die GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG hält jeweils eine 100%ige Beteiligung an der Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG und der Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG.

Die Gesellschaften betreiben folgende Solaranlagen:

Solaranlage	kWp	Ort	IBN	Module	Wechselrichter	EEG-Vergütung
Ermlitz-Mitte*	1.987,30	Sachsen-Anhalt	Mai 2012	First Solar	SMA	17,94 EUR/MWh
Ermlitz-Nord*	2.582,30	Sachsen-Anhalt	Mai 2012	First Solar	SMA	17,94 EUR/MWh
Goldbeck*	2.756,00	Sachsen-Anhalt	Mai 2012	First Solar	SMA	18,76 EUR/MWh
Römerhügel*	2.884,00	Brandenburg	Mai 2012	First Solar	SMA	18,76 EUR/MWh
Selb*	4.200,00	Bayern	Mai 2012	First Solar	SMA	17,94 EUR/MWh
Ansbach**	3.944,85	Bayern	Juni 2012	First Solar	SMA	17,94 EUR/MWh
Brodswinden***	2.936,50	Bayern	Juni 2012	First Solar	SMA	17,94 EUR/MWh
Gesamt	21.290,95					

* Solaranlage in der GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG

** Solaranlage in der Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG

*** Solaranlage in der Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG

in TEUR	Aufteilung der Anschaffungskosten der Gruppe	
Solarparks		21.478
Nutzungsrechte – Gestattungsverträge		3.317
Sonstige Vermögenswerte		918
Flüssige Mittel		3.615
Finanzverbindlichkeiten		-1.792
Leasingverbindlichkeiten		-3.317
Langfristige Rückstellungen		-1.065
Steuerschulden		-210
Passive latente Steuer		-1.077
Sonstige Verbindlichkeiten		-3.301
<u>Anschaffungskosten</u>		
Kaufpreis – davon:	56,44 %	10.631
Anteile, die mit flüssigen Mitteln erworben wurden		1.899
Anteile, die durch eine Sacheinlage von Darlehensforderungen erworben wurden		8.583
Anteile, die vor dem Erwerbsstichtag vom Konzern als Finanzanlage bilanziert wurden		149
Nicht beherrschende Anteile	43,56 %	8.205
Gesamtanschaffungskosten der Gruppe		18.836
Netto gezahlte Flüssige Mittel im Berichtszeitraum (-)		1.716

In einem 12 Monate umfassenden Jahr werden die Anlagen bei gewöhnlichen Witterungsverhältnissen Umsatzerlöse von EUR 3,7 Mio., ein EBITDA von EUR 3,1 Mio. und ein Jahresergebnis von EUR 0,7 Mio. erzielen. Seit dem Zeitpunkt der Erstkonsolidierung im Jahr 2023 wurden Umsatzerlöse i. H. v. TEUR 1.505, ein EBITDA i. H. v. TEUR 1.390 sowie ein Jahresergebnis i. H. v. TEUR 231 aus dem erworbenen Unternehmen generiert.

8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Wind- und Solaranlagen produziert, sodass über 97,5 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (2022H1: 98,3 %). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils 2,5 % im Berichtszeitraum und 1,2 % 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 aus 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. Insgesamt dienen unmittelbar 93 % (2022: 90 %) des langfristigen Vermögens der Erzeugung und dem Verkauf von Strom. Die Organisationsstruktur und das interne Reporting des Konzerns erfolgen entsprechend nicht nach unterschiedlichen Geschäftsbereichen.

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Solarparks	374.793	349.259
Windparks	9.639	9.975
Nutzungsrechte	42.585	38.398
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufbetriebs	427.017	397.632
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	458.721	441.958
Anteil des Stromverkaufbetriebs	93 %	90 %

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geographischen Märkten wider. In den ersten sechs Monaten von 2023 wurde 91,9 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (2022H1: 91,9 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 8,1 % in Belgien (2022H1: 8,1 %).

in TEUR	2023H1		2022H1	
	Umsatz	%	Umsatz	%
Deutschland	33.708	91,9 %	40.184	91,9 %
Belgien	2.957	8,1 %	3.547	8,1 %
Gesamt	36.665		43.731	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 91 % zum Ende des Berichtszeitraums (2022: 91 %) geographisch Deutschland zuzuordnen. Das langfristige Vermögen in Belgien blieb unverändert auf 9 % im Vergleich zum 31. Dezember 2022.

30.06.2023

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.456	125	2.581
Grundstücke und Gebäude	12.425	1.048	13.473
Solarparks	342.875	31.915	374.793
Windparks	9.639	-	9.639
Solarparks im Bau	9.552	2.673	12.225
Nutzungsrechte	38.313	4.272	42.585
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	272	158	430
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.461	336	1.798
Gesamt	418.192	40.531	458.723
	91 %	9 %	100 %

31.12.2022

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.517	87	2.604
Grundstücke und Gebäude	12.303	1.061	13.364
Solarparks	320.096	29.163	349.259
Windparks	9.975	-	9.975
Solarparks im Bau	11.958	3.616	15.574
Nutzungsrechte	34.154	4.243	38.397
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	208	167	375
Sonstige langfristige Vermögenswerte	10.895	316	11.211
Gesamt	403.305	38.653	441.958
	91 %	9 %	100 %

9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2023H1	2022H1
Verkaufter Strom	35.755	43.203
Erlöse aus Dienstleistungen	651	451
Sonstige	259	77
Gesamt	36.665	43.731

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 v. a. 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 Abnahme der Umsatzerlöse (-17 %) beim Stromverkauf ist begründet durch die Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises (-EUR 7,8 Mio.) und die gegenüber der Vorjahresperiode schlechteren Wetterbedingungen während des ersten Halbjahres (-EUR 6,7 Mio.). Demgegenüber steht der Stromverkauf der in den Jahren 2022 und 2023 neu erworbenen Solarparks, die vollständig zum Umsatz in der Berichtsperiode beitrugen (+EUR 7,0 Mio.). Die Auswirkung der Swap-Vereinbarung mit dem großen europäischen Energieversorger auf den erzielten Preis des verkauften Stroms wird erlösmindernd oder -erhöhend in den Umsatzerlösen erfasst. Im Berichtszeitraum wurde eine positive Auswirkung auf die Umsatzerlöse von EUR 3,0 Mio. aus der Swap-Vereinbarung verzeichnet, da die Strommarktpreise in der Berichtsperiode niedriger waren als der durch den Swap festgelegte Strompreis.

Der Verkauf von Dienstleistungen während der ersten sechs Monate des Jahres 2023 stieg auf EUR 0,7 Mio. im Vergleich zur Vorjahresperiode (2022H1: EUR 0,5 Mio.) v. a. aufgrund einmaliger erfolgsabhängiger Vergütungen im Rahmen der technischen Dienstleistungsverträge.

Es wurden keine Umsatzerträge aus der Untervermietung von Nutzungsrechten erwirtschaftet.

9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

in TEUR	2023H1	2022H1
Schadenersatz	113	259
Erträge aus "Redispatch 2.0"	1.636	56
Periodenfremde Erträge	293	20
Verkauf von Anlagevermögen	40	-
Auflösung von Rückstellungen	544	91
Sonstige Erträge	160	187
Gesamt	2.787	613

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks i. H. v. EUR 2,8 Mio. (2022H1: EUR 0,6 Mio.). Diese Erträge stellen sich wie folgt zusammen: erstens wurden Erträge aus Schadenersatz i. H. v. EUR 0,1 Mio. (2022H1: EUR 0,3 Mio.) vereinnahmt. Darüber hinaus kam es durch die Einführung des neuen Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ im Berichtszeitraum, wie auch in der Vorjahresperiode, 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 Geschäftsjahr i. H. v. EUR 1,6 Mio. (2022H1: EUR 0,1 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt.

Weiterhin konnten im ersten Halbjahr 2022 Gewährleistungsrückstellungen sowie eine Rückstellung aus Einzelrisiken um EUR 0,5 Mio. erfolgswirksam aufgelöst werden, einerseits weil der Konzern im Berichtszeitraum gerichtliche Vergleiche abgeschlossen hat, die den Rückstellungsbetrag unterschritten haben, andererseits weil eine Klage gegenüber dem Konzern vom Gericht abgewiesen wurde.

Es konnten außerdem Wertminderungen auf Vorräte i. H. v. EUR 0,1 Mio. zurückgenommen werden aufgrund des Verkaufs dieses Vorrats an einen konzernfremden Dritten.

Schließlich wurden im Geschäftsjahr Zuwendungen der öffentlichen Hand i. H. v. TEUR 20 (2022H1: TEUR 0) ertragswirksam amortisiert. Diese sind ebenfalls in den sonstigen betrieblichen Erträgen enthalten.

10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2023H1	2022H1
Löhne und Gehälter	659	581
Vorstandsvergütung	279	199
Soziale Abgaben	96	69
Sonstiger Personalaufwand	43	80
Gesamt	1.077	928

Die Personalkosten stiegen von TEUR 928 im ersten Halbjahr 2022 auf TEUR 1.077 im ersten Halbjahr 2023 an. Im Berichtszeitraum gab es durchschnittlich 24 beschäftigte Mitarbeiter (2022H1: 25). Am Ende des Berichtszeitraums wurden im Konzern neben den beiden Vorständen 24 Mitarbeiter (2022H1: 22 Mitarbeiter) beschäftigt.

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

10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2023H1	2022H1
Verwaltungskosten	628	406
Kosten Solarparks	3.096	2.685
Strompreisabschöpfung	167	-
Erhöhung der Rückstellungen	11	-
Materialaufwand	138	211
Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten	475	536
KfZ- und Reisekosten	98	91
Versicherungen	342	277
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	172	267
Periodenfremde Aufwendungen	124	98
Sonstige	133	178
Gesamt	5.382	4.749

Die Kosten für Instandhaltung und Reparatur von Solar- und Windparks stiegen im Vergleich zur Vorjahresperiode während der ersten sechs Monate des Jahres 2023 deutlich (+ EUR 0,4 Mio.). Der Hauptgrund für diesen Anstieg sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+ EUR 0,1 Mio), der Anstieg der Stromkosten (+ EUR 0,1 Mio) sowie der Anstieg der Ausgaben für Direktvermarktungskosten (+ EUR 0,3 Mio).

Die Strompreisabschöpfung in Belgien und Deutschland wird unter dem sonstigen Betriebsaufwand ausgewiesen und beträgt für das erste Halbjahr 2023 insgesamt EUR 0,2 Mio.

Die Verwaltungskosten stiegen im Geschäftsjahr um EUR 0,2 Mio. aufgrund eines Anstiegs der Kosten für externe Berater.

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	2023H1	2022H1
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalente	2	-
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	63	24
Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden	64	24
Ergebnis aus der Equity-Methode	12	27
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	-	47
Ertrag aus nachträglichen Zinsanpassungen von finanziellen Verbindlichkeiten die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden	2	-
Dividenden	12	18
Sonstige Finanzerträge	12	24
Ertrag aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	11	35
Währungsumrechnungsdifferenzen	2	2
Sonstige Finanzerträge	50	153
Finanzerträge	114	177
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-2.497	-2.491
Aufzinsung der Rückstellungen	-441	-377
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-118	-159
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-301	-179
Währungsumrechnungsdifferenzen	-	-2
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-57	-31
Finanzaufwendungen	-3.415	-3.238
Beteiligungs- und Finanzergebnis	-3.301	-3.060

Die Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus Darlehen, die vom Konzern Dritten gewährt wurden. Diese Vereinbarungen werden zu fortgeführten Anschaffungskosten geführt.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 2.497 (2022H1: TEUR 2.491) betreffen hauptsächlich Bankfinanzierungen, die aus Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen, Immobilienkredite für PV-Estate sowie ungesicherte Bankfinanzierungen der 7C Solarparken AG bestehen.

Es wurden im ersten Halbjahr Zinsaufwendungen für diese Bankfinanzierungen, i. H. v. TEUR 1.985 (2022H1: TEUR 1.982) verbucht. Darüber hinaus werden Zinsen auf die emittierten ungesicherten Anleihen i. H. v. TEUR 483 (2022H1: TEUR 469) sowie auf die neu emittierte Optionsanleihe i. H. v. TEUR 16 aufgewendet.

Schließlich hat der Konzern im Berichtszeitraum Zinsaufwendungen aus Leasingverbindlichkeiten i. H. v. TEUR 13 (2022H1: TEUR 15) verzeichnet.

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	2023H1	2022H1
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	8.195	14.114
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	8.195	14.114

B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIE (UNVERWÄSSERT)

in Tausend Aktien	2023H1	2022H1
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	79.848	76.362
Auswirkungen von Privatplatzierungen (durchschnittlich)	642	-
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	79.985	76.362

in EUR	2023H1	2022H1
Ergebnis je Aktie		
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	0,10	0,18

Zu stattgefundenen Kapitalmaßnahmen mit Stammaktien, die nach dem Ende der Berichtsperiode zustande kamen, wird auf die Anhangsziffer 21.A 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.

A. ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (VERWÄSSERT)

in TEUR	2023H1	2022H1
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	8.195	14.114
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	8.195	14.114

B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMAKTIEN (VERWÄSSERT)

in Tausend Aktien	2023H1		2022H1	
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	79.848	100 %	76.62	100 %
Auswirkung von Privatplatzierungen (durchschnittlich)	642	21 %	-	0 %
Auswirkung Ausübung aller in-the-money Optionen	485	14 %	-	0 %
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	80.053		76.362	
in EUR	2023H1		2022H1	
Ergebnis je Aktie				
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)		0,10		0,18

12.3. BEDINGTES KAPITAL UND OPTIONEN

A. 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).

Der Vorstand hat am 13. April 2023 mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, eine Optionsanleihe im Gesamtnennbetrag von bis zu EUR 8.000.000,00, eingeteilt in 80.000 Optionsschuldverschreibungen im Nennbetrag von EUR 100,00 je Schuldverschreibung (insgesamt „Optionsanleihe“ oder einzeln „Schuldverschreibung“) auszugeben, bei der jeder Bezieher der Optionsanleihe für je EUR 100,00 Nennbetrag zusätzlich 50 Optionsscheine (jeweils ein „Optionsschein“) erhält (d. h., insgesamt werden bis zu 4.000.000 Optionsscheine ausgegeben), von denen jeder zum Bezug von 1 Aktie der Gesellschaft zum Bezugspreis von EUR 3,75 je Aktie („Ausübungspreis“) berechtigt. Es wurden am 23. Mai 2023 Schuldverschreibungen mit einem Gesamtnennbetrag von EUR 6.916.800,00, eingeteilt in 69.168 untereinander gleichberechtigte, auf den Inhaber lautende Teilschuldverschreibungen (ISIN DE000A351NK9) im Nennbetrag von jeweils EUR 100,00 mit jeweils 50 abgetrennten Optionsscheinen (ISIN DE000A351NH5), emittiert. Somit wurden insgesamt 3.458.400 Optionsscheine ausgegeben. Jeder Optionsschein berechtigt den Inhaber, nach Maßgabe der dafür geltenden Optionsbedingungen eine Aktie der 7C Solarparken AG (ISIN: DE000A11QW68) mit einem anteiligen Betrag am Grundkapital von EUR 1,00 je Aktie zu einem Ausübungspreis von EUR 3,75 zu beziehen. Die Optionsscheine werden bei Ausübung aus dem bedingten Kapital 2022 bedient werden.

Somit betrug das bedingte Kapital nach der Emission der Optionsanleihe noch EUR 34.722.836.

Es wurde bei der obenstehenden Berechnung des gewässerten gewichteten Durchschnitts der Stammaktien zum 30. Juni 2023 eine Verwässerung um 485.389 Aktien berücksichtigt, da der XETRA-Schlusskurs der Aktien der 7C Solarparken sich seit dem Emissionstag am 15. Mai 2023 an 24 von den 35 Handelstagen oberhalb des Ausübungspreises der Optionsscheine i. H. v. EUR 3,75 je Aktie befand.

Die Hauptversammlung von 12. Juni 2023 hat das restliche Bedingte Kapital 2022 aufgehoben. Der Beschluss wurde am 21. Juni 2023 in das Handelsregister eingetragen.

B. BEDINGTES KAPITAL 2023

Die ordentliche Hauptversammlung vom 12. Juni 2023 hat beschlossen, dass das Grundkapital in der Zeit bis zum 11. Juni 2028, mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu EUR 41.423.991,00 durch ein- oder mehrmalige Ausgabe von bis zu 41.423.991 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 2023). Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu. Der Vorstand ist jedoch ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre ganz oder teilweise auszuschließen.

13. VORRÄTE

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	224	164
Module	1.968	910
Gesamt	2.192	1.124

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 hat im Berichtszeitraum aufgrund Bestellungen in Vorbereitung des Baus von konzerneigenen Projekten um EUR 1,0 Mio. zugenommen. Gegenläufig hat sich eine Wertminderung des Vorrats infolge der Preissenkungen für Module um EUR 0,1 Mio. ausgewirkt.

14. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE

FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Geleistete Anzahlungen	133	140
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14.721	3.785
Sonstige langfristige Vermögenswerte	218	9.612
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	12.272	6.173
Gesamt	27.344	19.710
Davon Langfristige Vermögenswerte	218	9.612
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	27.126	10.098
Gesamt	27.344	19.710

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 10,9 Mio. erhöht, weil die Netzbetreiber regelmäßig 1 bis 2 Monate nach erfolgter Lieferung 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 Abnahme der langfristigen Vermögenswerte ist auf die Einlage einzelner Darlehensforderungen des Konzerns der GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG und seiner Tochterunternehmen (vgl. Anhangangabe 7.1.B) i. H. v. EUR 8,6 Mio. in das Eigenkapital der vorgenannten Gesellschaft zurückzuführen. Nach der Einlage wurde die Gesellschaft und seine Tochterunternehmen vollkonsolidiert, die Darlehensforderungen wurden dabei als Kaufpreisbestandteil verwendet.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte bestehen im Wesentlichen aus dem kurzfristigen Teil einer Forderung i. V. m. an Dritte ausgereichten Darlehen für Solaranlagen (TEUR 5.971). Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte beinhalten die derivativen Vermögenswerte i. H. v. TEUR 2.390, die aus dem beigelegten positiven Zeitwert der Swap-Vereinbarung mit einem europäischen Nutzunternehmen resultiert, sowie Forderungen aus Umsatzsteuervorauszahlungen i. H. v. TEUR 1.527 (2022: TEUR 3.769) sowie Rechnungsabgrenzungen i. H. v. TEUR 1.193 (2022: TEUR 1.317) und sonstige kurzfristige Forderungen i. H. v. TEUR 1.191 (2022: TEUR 1.125).

15. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	19.089	18.766
Sofort abrufbare Sichteinlagen	61.555	71.720
In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	80.644	90.486

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 18.373 (2022: TEUR 17.979), Bausparkonten i. H. v. TEUR 186 (2022: TEUR 160) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 531 (2022: TEUR 627). 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 Berichtsjahr 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 so weit, dass die Gelder nicht für den operativen Betrieb der betreffenden Gesellschaften verwendet werden können.

Im Geschäftsjahr bis 30. Juni 2023 wurden durch Konsolidierungskreiserweiterungen (siehe Anhangsziffer 7) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. insgesamt TEUR 4.387 (2022.: TEUR 1.055) miterworben.

16. SACHANLAGEN

16.1. SACHANLAGEN

30.06.2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungs- rechte	BGA*	Solar- parks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2023		14.067	529.867	12.361	44.389	1.342	15.598	617.622
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7		32.210		5.412			37.622
Zugänge durch Investitionen		165	308		348	126	6.588	7.534
Sonstige Zugänge	24		571					571
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen			-1.291		-434	-57		-1.782
Umgliederung			9.937				-9.937	
Stand zum 30. Juni 2023		14.233	571.601	12.361	49.715	1.411	12.248	661.567
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2023		-704	-180.607	-2.383	-5.994	-967	-25	-190.678
Abschreibungen		-57	-16.200	-336	-1.138	-34		-17.765
Zurücknahme Abschreibungen						20		20
Stand zum 30. Juni 2023		-761	-196.806	-2.719	-7.133	-980	-25	-208.423
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2023		13.364	349.259	9.975	38.398	375	15.574	426.943
Stand zum 30. Juni 2023		13.473	374.793	9.639	42.585	430	12.225	453.144

31.12.2022

in TEUR	Anhangs- ziffer	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungs- rechte	BGA*	Solar- parks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten		0	0			-0		
Stand zum 1. Januar 2022		13.472	513.950	12.336	30.354	1.353	2.175	573.639
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7		6.770		831			7.601
Zugänge durch Investitionen		1.091	5.019	25	13.096	150	17.259	36.641
Sonstige Zugänge	24		258					258
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		-496			-39	-162		-696
Umgliederung			3.837				-3.837	-
Umgliederung von Immaterielle Vermögensanlage			34					34
Neubewertung					146			146
Stand zum 31. Dezember 2022		14.067	529.867	12.361	44.389	1.342	15.598	617.622
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2022		-544	-149.103	-1.711	-4.060	-902	-25	-156.344
Abschreibungen		-98	-29.967	-672	-1.933	-65		-32.735
Wertminderungen		-62	-1.537					-1.599
Stand zum 31. Dezember 2022		-704	-180.607	-2.383	-5.994	-967	-25	-190.678
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2022		12.928	364.846	10.625	26.295	452	2.149	417.295
Stand zum 31. Dezember 2022		13.364	349.259	9.975	38.398	375	15.574	426.943

Die ausgewiesenen Solarparks, Gebäude und Grundstücke dienen zur Sicherung der in Anhangsziffer 23 erläuterten Finanzverbindlichkeiten.

Am Bilanzstichtag gab es noch finanzielle Verpflichtungen i. V. m. dem Bau von Solaranlagen i. H. v. EUR 4,3 Mio. (2022: EUR 5,2 Mio.). Diese nicht-bilanzierten Verpflichtungen stehen mit noch nicht-erfüllten Leistungen bzgl. den sich am Jahresende im Bau befindlichen Anlagen in Verbindung.

16.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

30.06.2023

ANSCHAFFUNGSWERTE						
Nutzungsverträge i. V. m.	Grund- stücke	Solar- parks	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstigem Anlage- vermögen	Summe
in TEUR						
Stand zum 1. Januar 2023	91	-	42.516	1.589	193	44.389
Konsolidierungskreisänderung			5.412			5.412
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			348			348
Umgliederung			-87		87	-
Abgänge durch Auflösung bestehender Nutzungsverträge			-78			-78
Abgänge durch Erwerb der Immobilie, für die es einen Gestattungsvertrag gibt			-358			-358
Stand zum 30. Juni 2023	91	-	47.755	1.589	280	49.715
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2023			-5.605	-240	-146	5.993
Abschreibungen			-1.082	-33	-22	-1.138
Stand zum 30. Juni 2023			-6.687	-273	-168	-7.131
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2023	91	-	36.911	1.349	47	38.398
Stand zum 30. Juni 2023	91	-	41.068	1.316	112	42.585

31.12.2022

ANSCHAFFUNGSWERTE						
Nutzungsverträge i. V. m.	Grund- stücke	Solar- parks	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstigem Anlage- vermögen	Summe
in TEUR						
Stand zum 1. Januar 2022	91	-	28.737	1.334	193	30.354
Konsolidierungskreisänderung			831			831
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			13.096			13.069
Neubewertung				255		255
Abgänge durch Auflösung bestehender Nutzungsverträge			-148			-148
Stand zum 31. Dezember 2022	91	-	42.516	1.589	193	44.389
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2022		-	-3.785	-171	-102	-4.060
Abschreibungen			-1.820	-69	-44	-1.933
Stand zum 31. Dezember 2022			-5.605	-240	-146	5.993
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2022	91	-	24.952	1.163	91	26.295
Stand zum 31. Dezember 2022	91	-	36.911	1.349	47	38.398

Der Konzern leaset 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 20,1 Jahre.

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 geleasteten 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 Geschäftsjahr (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

30.06.2023

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2023		5.688	2.158	2.015	113	8.995
Erwerbe				121		121
Abgänge				-83		-83
Stand zum 30. Juni 2023		5.688	2.158	2.053	113	9.033
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2023		-4.489	-569	-1.005	-109	-5.192
Abschreibungen			-60			-60
Stand zum 30. Juni 2023		-4.489	-630	-1.005	-109	-5.252
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2023		1.199	1.588	1.012	4	3.803
Stand zum 30. Juni 2023		1.199	1.529	1.048	4	3.780

31.12.2022

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				1.016	69	1.085
Abgänge				-42		-42
Stand zum 31. Dezember 2022		5.688	2.158	2.015	113	8.995
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2022		-4.489	-443	-980	-38	-5.950
Abschreibungen			-127	-25	-71	-223
Stand zum 31. Dezember 2022		-4.489	-569	-1.005	-109	-5.192
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2022		1.199	1.716	62	6	2.983
Stand zum 31. Dezember 2022		1.199	1.588	1.012	4	3.803

Der Konzern bilanziert verschiedene Dienstleistungsverträge, die im Rahmen von Unternehmenserwerben in Vorjahren erworben wurden, in den immateriellen Vermögenswerten. Dies betrifft u. a. Verträge für die kaufmännische Verwaltung von Fondsgesellschaften.

18. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

18.1 AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Viriflux BV	303	290
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	-	-
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	311	298

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. ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

A. VIRIFLUX BV

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Eigentumsanteil	50 %	50 %
Langfristige Vermögenswerte	786	818
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten – 2023H1: 124 TEUR/2022: 268 TEUR)	182	364
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2023H1: 352 TEUR/2022: 559 TEUR)	-319	-559
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2023H1: -3 TEUR/2022: -6 TEUR)	-42	-43
Nettovermögen (100 %)	607	580
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	303	290
Buchwert des Anteils	303	290
Umsatzerlöse	43	197
Zinsaufwendungen	-6	-5
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	26	82
Gesamtergebnis (50 %)	303	41

Viriflux BV betreibt eine Solardachanlage in Lokeren, Belgien mit einer Leistung von 1.288,50 kWp. Die Anlage wurde im Geschäftsjahr 2021 in Betrieb genommen.

19. ANDERE FINANZANLAGEN

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

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Genossenschaftsanteile	85	85
Aktien- und Anteilbestand	1.015	1.028
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps	168	189
Andere Finanzanlagen	1.268	1.301

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie im Vorjahr, aus Genossenschaftsanteilen an Finanzinstituten, die der Konzern im Rahmen von Geschäftsverbindungen mit den jeweiligen Banken hält. Hauptsächlich bestehen diese Finanzanlagen jedoch aus Geschäftsanteilen an Fondsgesellschaften, die vom Konzern verwaltet werden. Die Anschaffungskosten der am Bilanzstichtag ausgewiesenen anderen Finanzanlagen betragen TEUR 1.077 (2022: TEUR 1.082). Schließlich enthält diese Bilanzposition auch Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps (EUR 0,2 Mio.), die der Konzern zur Abdeckung von Zinsrisiken abgeschlossen hat.

20. EIGENKAPITAL

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

20.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE

A. AUSGABE VON STAMMAKTIEN

Im Berichtsjahr wurde eine Kapitalerhöhung durch eine Privatplatzierung vorgenommen.

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 13. April 2023 auf Basis des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 und mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Grundkapital der Gesellschaft unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre von EUR 79.847.983,00 um bis zu EUR 3.000.000,00 auf bis zu EUR 82.847.983,00 durch Ausgabe von bis zu 3.000.000 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bareinlagen zu erhöhen.

Die 3.000.000 neuen Aktien wurden im Wege einer Privatplatzierung unter Ausschluss des Bezugsrechtes nach § 186 Absatz 3 Satz 4 Aktiengesetz Investoren in Deutschland und im europäischen Ausland zum festen Platzierungspreis von EUR 3,75 zum Erwerb angeboten.

Die Barkapitalerhöhung wurde am 19. April 2023 in das Handelsregister eingetragen.

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 2022	76.362
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2022	3.486
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2023	79.848
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2023	3.000
Im Umlauf befindliche Aktien zum 30. Juni 2023	82.848
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	-

C. 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). Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung noch EUR 34.722.836,00, nach der Ausgabe von 3.458.400 Optionen im Zusammenhang mit der am 23. Mai 2023 begebenen Optionsanleihe (siehe Anhangsangabe 12).

Die Hauptversammlung von 12. Juni 2023 hat das bedingte Kapital 2022 aufgehoben. Der Beschluss wurde am 21. Juni 2023 in das Handelsregister eingetragen.

D. BEDINGTES KAPITAL 2023

Die ordentliche Hauptversammlung vom 12. Juni 2023 hat beschlossen, dass das Grundkapital in der Zeit bis zum 11. Juni 2028, mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu EUR 41.423.991,00 durch ein- oder mehrmalige Ausgabe von bis zu 41.423.991 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 2023). Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu. Der Vorstand ist jedoch ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre ganz oder teilweise auszuschließen.

E. 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.

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 17. August 2022 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 7C Solarparken AG hat ihre am 27. September 2022 beschlossene Kapitalerhöhung von EUR 78.097.983,00 um bis zu EUR 1.750.000,00 auf bis zu EUR 79.847.983,00 durch Ausgabe von bis zu 1.750.000 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 insgesamt 1.750.000 neuen Aktien wurden im Wege einer Privatplatzierung ausschließlich bei institutionellen Investoren in Deutschland und im europäischen Ausland zu einem Platzierungspreis von EUR 4,55 je Aktie vollständig platziert.

Die 7C Solarparken AG hat die am 13. April 2023 beschlossene Kapitalerhöhung von EUR 79.847.983,00 um bis zu EUR 3.000.000,00 auf bis zu EUR 82.847.983,00 durch Ausgabe von bis zu 3.000.000 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 insgesamt 3.000.000 neuen Aktien wurden im Wege einer Privatplatzierung ausschließlich bei institutionellen Investoren in Deutschland und im europäischen Ausland zu einem Platzierungspreis von EUR 3,75 je Aktie vollständig platziert.

Die Hauptversammlung von 12. Juni 2023 hat das Genehmigte Kapital 2022 aufgehoben. Das Genehmigte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung noch EUR 31.695.726,00. Der Beschluss wurde am 21. Juni 2023 in das Handelsregister eingetragen

F. GENEHMIGTES KAPITAL 2023

Die ordentliche Hauptversammlung vom 12. Juni 2023 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 28. Juni 2028 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 41.423.991,00, durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Inhaber lautender Stückaktien gegen Bar und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2023), wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann. Der Beschluss wurde am 21. Juni 2023 in das Handelsregister eingetragen.

20.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN

A. KAPITALRÜCKLAGE

in TEUR	2023H1	2022
Stand zu Beginn des Jahres	94.655	82.499
Veränderung des Aufgeldes (siehe Tz. 21.1)	8.250	-12.374
Zugang aufgrund der Emission einer Optionsanleihe	662	-
Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst	-171	-217
Stand zum Ende der Berichtsperiode	103.357	94.655

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.

Die Transaktionskosten i. H. v. TEUR 171 (2022.: TEUR 0) wurden direkt im Eigenkapital erfasst. Ein latenter Steueraufwand wurde auf solche Transaktionskosten nicht angesetzt.

Im Berichtszeitraum wurde eine Optionsanleihe emittiert, die aus 69.168 Schuldverschreibungen an EUR 100 je Schuldverschreibung sowie 3.451.400 Optionsscheinen bestand. Der Nominalbetrag der Optionsanleihe betrug TEUR 6.917. Davon entfallen TEUR 6.255 auf die Anleihe (vgl. Anhangangabe 22.4), und TEUR 662 wurden zum Tag der Erstabzinsung als Zeitwert der Optionsscheine in die Kapitalrücklage angesetzt. Die Optionsscheine sind im Juli und Oktober 2023 sowie im Januar 2024 à EUR 3,75 je Aktie auszuüben. Die Aktien, die aus der Ausübung der Optionsscheine begeben werden, sind für das Geschäftsjahr 2023 gewinnberechtigt. Der Ausübungspreis ist unter Umständen, die in den Optionsscheinbedingungen veröffentlicht wurden, z. B. durch eine Dividende oder Stock Split, anzupassen. Die Ausschüttung vom 15. Juni 2023 hat eine Senkung des Ausübungspreises auf EUR 3,63 je Aktie nach sich gezogen.

B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	2023H1	2022
Stand zu Beginn des Jahres	42.173	26.988
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen	7	73
Auf Aktionäre der 7C Solarparken AG entfallendes Periodenergebnis	8.195	23.511
Dividenden	-9.942	-8.400
Stand zum Ende des Jahres	40.433	42.173

Im Geschäftsjahr wurden EUR 0,12 je Aktie (2022.: EUR 0,11 je Aktie) an die Aktionäre der 7C Solarparken AG ausgeschüttet. Dies entspricht einer Gesamtausschüttung von TEUR 9.942 (2022: TEUR 8.400).

C. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE

Die Währungsumrechnungsrücklage umfasst alle Fremdwährungsdifferenzen aufgrund der Umrechnung von Abschlüssen von ausländischen Geschäftsbetrieben sowie den wirksamen Teil von etwaigen Fremdwährungsdifferenzen aufgrund von Absicherungen einer Nettoinvestition in einem ausländischen Geschäftsbetrieb (siehe Anhangsziffer 6.3). Die Entwicklung dieses Kontos wird in der unterstehenden Tabelle dargestellt.

in TEUR

Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2022	9
Sonstige Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2022	1
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2023	10
Sonstige Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2023	-5
Währungsumrechnungsrücklage zum 30. Juni 2023	5

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 2022	24
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2022	-662
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2023	-638
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2023	2.567
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 30. Juni 2023	1.933

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente i. H. v. EUR 2,6 Mio. beziehen sich einerseits auf die bilanzielle Erfassung einer im Berichtszeitraum mit einem großen europäischen Stromversorger abgeschlossenen Swap-Vereinbarung und andererseits auf die Zinsswaps, 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 mit einem europäischen Nutzunternehmen i. H. v. EUR 1,7 Mio. Es handelt sich dabei um das sonstige Ergebnis aus dieser Swap-Vereinbarung i. H. v. EUR 2,4 Mio. (vgl. Anhangsziffer 14) unter Berücksichtigung der latenten Steuern. Gegenläufig hat sich das positive sonstige Ergebnis nach Steuern aus dem effektiven Teil der Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden, i. H. v. EUR 0,1 Mio. ausgewirkt.

in TEUR

Erfassung der Strompreis-Swapvereinbarung im April 2022 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreis-Swapvereinbarung im Geschäftsjahr 2022	-7.306
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2022	6.107
Zeitwert der Strompreis-Swapvereinbarung zum 31. Dezember 2022	-1.199
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2023	3.589
Zeitwert der Strompreis-Swapvereinbarung zum 30. Juni 2023	2.390

22. 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 zum bereinigten 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	30.06.2023	31.12.2022
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	222.893	227.040
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	42.160	39.057
Finanzvermögenswerte aus Zins-Swap, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-168	-189
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente*	-80.644	-90.486
Abzüglich kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten (aus Gestattungsverträgen) von Solar- und Windparks	-37.961	-34.512
Nettoverschuldung	146.281	140.910
Eigenkapital ohne Hedging Reserve	246.046	227.817
Bilanzsumme	574.769	550.354
Eigenkapitalquote (in %)	42,8	41,4

*davon TEUR 19.089 (2022.: TEUR 18.766) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.

23. FINANZVERBINDLICHKEITEN

23.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Langfristige Schulden		
Gesicherte Bankdarlehen	172.411	156.875
Ungesicherte Anleihen	28.490	22.202
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	39.318	35.713
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	7	3
Gesamt	240.227	214.792
Kurzfristige Schulden		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	21.593	32.132
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	392	15.828
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	2.842	3.344
Gesamt	24.827	51.304

23.2. BANKDARLEHEN

Die ausstehenden Darlehen weisen folgende Konditionen auf:

in TEUR	Währung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	30. Juni 2023		31. Dezember 2022	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
7C Solarparken NV	A EUR	2,40 %	2022-23	-	-	15	15
	B EUR	EURIBOR3M +1,75 %	2017-27	699	731	786	826
7C Solarparken AG	C EUR	1,75 %	2017-28	-	-	2.350	2.265
	D EUR	1,76 %	2017-26	793	793	839	839
	F EUR	1,51 %	2017-31	806	806	848	848
	G EUR	1,55 %	2017-32	1.612	1.597	1.697	1.681
	H EUR	2,10 %	2017-32	355	352	374	370
	I EUR	2,30 %	2017-24	400	400	600	600
	J EUR	1,68 %	2019-36	5.993	5.958	6.457	6.421
	N EUR	1,13 %	2019-37	409	409	424	424
	P EUR	EURIBOR 3M +1,50 %	2023-29	9.750	9.716	-	-
	Q EUR	EURIBOR 3M +1,20 %	2023-33	10.000	9.961	-	-
Tannhäuser Solar UG	EUR	1,90 %	2017-34	430	430	448	448
Soldardach Gutenberg GmbH & Co.	EUR	2,04 %	2019-28	693	695	759	761
Sabrina Solar BV	B EUR	1,69 %	2017-29	340	340	367	367
Solar4Future Diest NV	EUR	5,70 %	2017-26	1.565	1.634	1.764	1.852
Solarpark Green GmbH	C EUR	1,75 %	2017-26	-	-	1.625	1.621
	D EUR	4,75 %	2017-25	344	344	434	434
Solarpark Heretsried GmbH	A EUR	2,00 %	2017-24	867	862	1.156	1.147
	B EUR	2,13 %	2017-25	1.825	1.812	2.190	2.171
	C EUR	3,49 %	2017-25	961	975	1.197	1.218
	D EUR	2,16 %	2017-29	2.410	2.410	2.596	2.596
Solarpark Longuich GmbH	EUR	2,13 %	2017-25	1.900	1.886	2.280	2.260
Solarpark Oberhörbach GmbH	EUR	2,13 %	2017-25	1.288	1.273	1.545	1.526
Solarpark CBG GmbH	EUR	1,75 %	2017-25	-	-	1.398	1.386
Solarpark Neudorf GmbH	B EUR	EURIBOR 3M +1,6 %	2017-24	118	118	157	157
	C EUR	1,35 %	2020-27	244	244	268	268
	D EUR	1,95 %	2017-27	792	792	889	889
	E EUR	3,99 %	2019-26	289	300	332	346
SonnenSolarPark GmbH	EUR	2,00 %	2017-25	254	254	381	381
Melkor UG	A EUR	2,75 %	2017-27	220	219	245	243
	B EUR	3,07 %	2017-28	173	173	197	198
	E EUR	1,96 %	2017-26	502	502	586	586
Soldardach Wandersleben GmbH & Co. KG	A EUR	2,59 %	2017-26	692	698	818	826
	C EUR	2,53 %	2018-25	23	23	28	28
Soldardach LLG GmbH	A EUR	1,65 %	2017-32	564	558	593	587
	B EUR	2,10 %	2017-34	756	748	788	781
	C EUR	2,30 %	2018-36	463	463	481	481
	D EUR	1,80 %	2019-37	334	334	345	345
Soldardach Stieten GmbH & Co. KG	A EUR	2,26 %	2017-26	725	727	829	832
	B EUR	3,55 %	2017-26	322	325	368	374
Soldardach Steinburg GmbH	EUR	1,45 %	2017-35	514	511	534	532
Soldardach Neubukow GmbH & Co. KG	A EUR	2,07 %	2017-26	652	654	746	747
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck GmbH & Co. KG	A EUR	1,54 %	2017-30	1.762	1.770	1.883	1.892
	B EUR	1,99 %	2017-30	250	225	267	273
Lohengrin Solar UG	A EUR	2,10 %	2017-34	549	543	573	567
	B EUR	1,83 %	2019-36	480	476	498	493
	B EUR	2,60 %	2017-28	-	-	14	14
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG	EUR	2,79 %	2017-26	765	765	893	893
	EUR	1,74 %	2017-26	253	253	295	295
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG	EUR	1,00 %	2017-26	401	401	458	458
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG	A EUR	1,48 %	2017-27	282	282	317	317
	B EUR	1,59 %	2017-27	95	95	107	107
	C EUR	3,80 %	2017-26	94	94	107	107
Säugling Solar GmbH & Co. KG	C EUR	1,99 %	2019-26	3.200	3.184	3.733	3.714
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG	EUR	1,10 %	2017-29	588	577	637	620
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG	EUR	2,10 %	2018-35	2.118	2.109	2.203	2.194
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	A EUR	3,49 %	2017-25	1.023	1.068	1.099	1.150
	C EUR	1,95 %	2018-29	1.069	1.058	1.151	1.140

Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG	A	EUR	2,04 %	2017-29	660	664	709	709
	B	EUR	2,50 %	2017-29	563	547	603	585
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG		EUR	3,00 %	2017-31	2.849	2.800	3.017	2.963
Sphinx Solar GmbH & Co. KG		EUR	2,40 %	2017-25	95	95	116	116
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	A	EUR	1,00 %	2017-24	392	387	588	578
	B	EUR	3,50 %	2017-27	2.861	2.874	3.184	3.202
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG		EUR	1,90 %	2019-37	1.185	1.170	1.229	1.213
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG		EUR	1,15 %	2020-38	4.437	4.418	4.584	4.565
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG	A	EUR	3,40 %	2017-26	618	618	721	721
	B	EUR	4,60 %	2017-25	7	7	9	9
	C	EUR	2,35 %	2017-29	257	253	280	275
	D	EUR	0,00 %	2017-31	248	202	252	203
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	A	EUR	1,05 %	2017-26	417	417	487	487
	B	EUR	3,60 %	2017-29	168	168	196	196
Vardar UG	B	EUR	2,37 %	2017-25	236	236	252	252
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG		EUR	3,60 %	2017-30	3.252	3.060	3.493	3.273
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG	A	EUR	3,10 %	2017-27	335	336	372	374
	B	EUR	3,18 %	2017-27	938	943	1.042	1.048
Colexon 1. Solarprojectgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,30 %	2017-24	252	252	390	390
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	A	EUR	1,80 %	2018-27	1.303	1.302	1.355	1.353
	B	EUR	1,40 %	2020-37	414	414	429	429
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG	A	EUR	4,50 %	2018-28	218	233	235	253
	B	EUR	2,25 %	2018-28	175	176	191	192
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	A	EUR	2,65 %	2018-35	2.624	2.728	2.736	2.848
	B	EUR	3,15 %	2018-36	434	466	451	485
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG		EUR	1,85 %	2019-34	981	970	1.024	1.013
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG		EUR	1,90 %	2019-33	3.290	3.310	3.454	3.477
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG		EUR	2,10 %	2019-31	2.725	2.787	2.896	2.965
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,15 %	2017-26	4.854	4.854	5.549	5.549
	C	EUR	1,79 %	2017-25	4.316	4.274	5.179	5.129
	F	EUR	1,15 %	2022-39	2.114	2.093	2.182	2.160
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	B	EUR	2,20 %	2017-26	1.244	1.237	1.423	1.414
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH	A	EUR	3,30 %	2017-23	2.708	2.710	3.250	3.252
	B	EUR	2,30 %	2017-25	23	23	27	27
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH	A	EUR	2,50 %	2017-25	1.409	1.392	1.691	1.669
	B	EUR	1,35 %	2017-34	463	463	484	484
Tristan Solar GmbH & Co. KG		EUR	2,16 %	2018-29	2.061	2.061	2.189	2.189
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	A	EUR	1,82 %	2019-35	397	394	412	409
	B	EUR	1,78 %	2019-36	648	646	672	670
	C	EUR	1,82 %	2018-36	431	428	447	444
	D	EUR	1,78 %	2019-36	324	323	336	335
	E	EUR	1,82 %	2018-36	397	393	412	408
	F	EUR	1,78 %	2019-36	324	323	336	335
	G	EUR	2,45 %	2018-37	494	494	511	511
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG		EUR	1,95 %	2018-36	537	537	554	554
Solardach Derching GmbH & Co. KG		EUR	2,13 %	2018-29	1.209	1.214	1.309	1.316
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG		EUR	EURIBOR 3M +1,87 %	2019-24	185	189	246	254
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co.		EUR	2,15 %	2018-33	1.579	1.594	1.648	1.664
Solarpark Rötze GmbH & Co. KG	A	EUR	1,25 %	2020-27	308	309	331	333
	B	EUR	1,40 %	2020-27	310	316	333	339
	C	EUR	1,03 %	2020-27	367	365	389	387
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	A	EUR	2,80 %	2018-31	699	721	744	770
	B	EUR	1,40 %	2018-34	112	108	117	113
	C	EUR	2,80 %	2018-31	339	349	361	373
	D	EUR	2,80 %	2018-31	649	669	691	714
	E	EUR	1,40 %	2018-34	112	108	117	113
	F	EUR	2,80 %	2018-31	655	676	698	722
	G	EUR	1,40 %	2018-34	112	108	117	113
	H	EUR	2,80 %	2018-27	-	-	117	119
	I	EUR	2,00 %	2018-31	139	140	148	148
	J	EUR	2,80 %	2018-27	-	-	348	380
	K	EUR	2,80 %	2018-27	-	-	326	333
	L	EUR	2,75 %	2018-30	327	336	351	362
	M	EUR	2,00 %	2018-31	28	28	30	30

	N	EUR	2,80 %	2018-27	-	-	391	400
	O	EUR	2,80 %	2018-31	342	353	364	376
	P	EUR	2,80 %	2018-31	616	636	656	678
	Q	EUR	2,80 %	2018-31	606	625	645	667
	R	EUR	3,70 %	2017-27	984	984	1.093	1.093
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG		EUR	1,15 %	2020-37	400	400	414	414
Solarpark Draisdorf-Eggenbach	A	EUR	1,01 %	2022-41	8.880	8.858	9.000	8.978
	B	EUR	0,86 %	2022-31	1.215	1.215	12.50	1.250
PV Görike GmbH & Co. KG		EUR	2,25 %	2019-37	2.391	2.505	2.477	2.598
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	A	EUR	1,40 %	2020-38	215	213	221	219
	B	EUR	1,40 %	2020-38	211	209	218	216
PV Gumtow GmbH & Co. KG	A	EUR	1,03 %	2020-39	2.292	2.292	2.363	2.363
	B	EUR	1,03 %	2020-39	445	445	458	458
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG		EUR	3,25 %	2021-33	969	1.075	1019	1.135
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG		EUR	2,23 %	2015-33	4.200	4.029	-	-
7C Groeni BV	A	EUR	2,86 %	2021-29	201	212	220	233
	B	EUR	2,91 %	2021-30	122	129	133	141
	C	EUR	2,81 %	2021-29	372	394	405	430
	D	EUR	2,23 %	2021-27	215	222	260	268
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	A	EUR	4,60 %	2019-28	167	178	184	198
	B	EUR	3,25 %	2019-28	542	534	599	590
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG		EUR	3,25 %	2019-28	914	970	1.001	1.068
Solarpark WO GmbH & Co. KG		EUR	1,40 %	2020-37	422	419	437	434
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	C	EUR	1,18 %	2021-37	1.072	1.067	1.110	1.105
REG PVA zwei GmbH & Co. KG	A	EUR	2,10 %	2020-35	1.408	1.459	1.464	1.519
	B	EUR	2,10 %	2020-37	169	177	175	183
	C	EUR	1,99 %	2020-35	553	569	575	592
	D	EUR	2,10 %	2020-37	299	311	309	322
	E	EUR	2,10 %	2020-37	423	440	438	456
MES Solar XX GmbH & Co. KG		EUR	0,99 %	2022-32	3.239	3.238	3.414	3.413
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	A	EUR	1,03 %	2021-38	5.933	5.920	5.686	5.676
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	A	EUR	1,14 %	2021-39	2.634	2.622	2.717	2.704
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	A	EUR	1,50 %	2020-39	262	261	262	261
	B	EUR	1,10 %	2020-30	187	183	200	196
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,20 %	2021-44	666	678	666	678
	B	EUR	EURIBOR 3M +1,34 %	2021-41	4.961	5.138	5.099	5.287
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	A	EUR	1,21 %	2021-29	1.570	1.579	1.621	1.630
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	A	EUR	1,33 %	2021-39	3.389	3.447	3.500	3.562
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	A	EUR	1,42 %	2021-35	1.660	1.692	1.727	1.762
	B	EUR	1,16 %	2021-39	596	599	614	617
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	A	EUR	1,34 %	2021-40	4.087	4.204	4.203	4.328
	B	EUR	1,20 % bis 30.06.2030 dann EURIBOR 3M + 0,95 %	2021-43	663	693	663	694
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	A	EUR	2,15 %	2023-30	1.736	1.680	-	-
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG	A	EUR	1,00 %	2020-23	396	396	793	792
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	A	EUR	1,05 %	2020-23	58	58	116	116
	B	EUR	1,25 %	2020-25	613	614	735	738
	C	EUR	1,00 %	2020-23	137	137	274	274
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG		EUR	3,85 %	2020-27	1.637	1.739	18.30	1.956
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG		EUR	3,85 %	2020-27	2.256	2.404	2.507	2.688
Kontokorrent		EUR			53	53	-	-
Gesamt					193.187	193.924	187.842	188.964

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 17.979 (2022.: TEUR 17.686) (siehe Anhangsziffer 15) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet. Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugegriffen werden kann.

23.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten in Verbindung mit				30.06.2023		31.12.2022	
in TEUR	Währung	Zinssatz*	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	8	10	8
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	4.522	4.191	4.522	4.536
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2052	42.481	36.432	38.411	32.970
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.638	1.412	1.714	1.401
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	122	117	146	140
Gesamt				44.471	42.160	44.803	39.057

* Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz

Der Erwerb von Tochterunternehmen hat zu einer Zunahme der Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 5,4 Mio. (2022: EUR 0,7 Mio.) geführt. Darüber hinaus wurden neue Leasingverträge i. V. m. Solarparks abgeschlossen, die zu einer Erhöhung der Leasingverbindlichkeiten um EUR 0,2 Mio. (2022: EUR 13,0 Mio.) geführt haben. Schließlich wurden die Leasingverbindlichkeiten um EUR 0,3 Mio. (2022.: EUR 0,4 Mio.) aufgezinst. Gegenläufig haben sich Tilgungen im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 2,0 Mio. (2022.: EUR 2,1 Mio.) ausgewirkt.

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	30.06.2023	31.12.2022
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	39.057	26.348
Konsolidierungskreisänderungen	5.412	706
Neue Leasingverhältnisse	162	13.077
Erworbene Leasingverhältnisse	-	433
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-2.298	-2.067
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks	-	258
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks	-	-94
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	301	437
Abgänge	-474	-39
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	42.160	39.057

23.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

Am 30. Mai 2023 hat die 7C Solarparken AG unter Gewährung von Bezugsrechten eine Optionsanleihe bei seinen Aktionären platziert. Die Optionsanleihe wurde zu einem festen Zinssatz von 2,5 % mit einer Endfälligkeit zum 30. Mai 2028 emittiert und hat einen Nennbetrag i. H. v. TEUR 6.917, wovon TEUR 662 der Zeitwert der Optionsscheine darstellt (vgl. Anhangangabe 20.2.A) und der Restbetrag i. H. v. TEUR 6.295 als Anleihe bilanziert wird.

in TEUR

Optionanleihe 2023	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2023H1		2022	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Optionanleihe 2023	2,50 %	2023-28	6.917	6.295	-	-
Gesamt			6.917	6.295	-	-

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 war in drei Tranchen (A bis C) mit 5 beziehungsweise 7 Jahren Laufzeit unterteilt.

in TEUR

Schuldschein 2018	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2023H1		2022	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	EURIBOR 3M + 2,00 %	2023	-	-	1.500	1.500
Tranche B	2,48 %	2023	-	-	13.500	13.500
Tranche C	3,29 %	2025	10.000	9.960	10.000	9.960
Gesamt			10.000	9.960	25.000	24.960

Die Schuldscheintranchen A und B wurden durch den Konzern fristgerecht zum 28. Februar 2023 in vollem Umfang (EUR 15,0 Mio.) getilgt. 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	2023H1		2022	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	1,80 %	2025	11.500	11.483	11.500	11.483
Gesamt			11.500	11.483	11.500	11.483

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 mit einem Buchwert i.H.v. EUR 1,3 Mio., die von individuellen Investoren gezeichnet wurden, 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	2023H1		2022	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 %-5,00 %	31.12.2028	617	699	617	699
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	47	51	47	51
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	11	11	11	11
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	57	55	57	55
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50	50	50
Gesamt				782	869	50	869

Der kurzfristige Teil dieser Anleihen betrug am 30. Juni 2023 TEUR 82 (2022: TEUR 122).

24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

in TEUR	30.06.2023	31.12.2022
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.392	5.419
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	22	23
Lang- und Kurzfristige Zuwendungen der öffentlichen Hand	755	965
Sonstige Verbindlichkeiten	3.341	3.184
Gesamt	8.511	9.591

Die übrigen kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus Personalverbindlichkeiten (TEUR 126) sowie Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (TEUR 1.326) und bedingten Gegenleistungen aus bedingten Kaufpreisen aus Konsolidierungskreisänderungen aus dem Vorjahr (TEUR 461) sowie aufgelaufenen Abgrenzungsposten (TEUR 1.377).

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen haben von EUR 5,4 Mio. zum Vorjahresende auf EUR 4,4 Mio. abgenommen. Diese Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Rechnungen an Generalunternehmer für Solaranlagen in Deutschland und Belgien, die sich noch im Bau befinden (EUR 0,9 Mio.).

Der Konzern hat in den belgischen Investitionszuschussausschreibungsverfahren mehrere Zuschläge erhalten, deren Auszahlung zum Bilanzstichtag noch nicht erfolgt ist, jedoch durch den Konzern als so gut wie sicher eingeschätzt wird. Zum 30. Juni 2023 wies der Konzern solche Investitionszuschüsse i. H. v. TEUR 755 (2022: TEUR 965) bilanziell aus.

25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

30.06.2023

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2023	19.877	1.157	1.015	1.855	62	23.966
Zugang durch Konsolidierungskreisänderungen	1.564					1.564
Neue Rückstellungen	571					571
In Anspruch genommene Rückstellungen		-11	-137			-147
Auflösung von Rückstellungen		-289	-255			-544
Aufzinsung bzw. Abzinsung	432	5	2			441
Stand zum 30. Juni 2023	22.445	862	650	1.855	62	25.874

31.12.2022

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2022	18.382	1.264	929	360	62	20.997
Zugang durch Konsolidierungskreisänderungen	500					500
Neue Rückstellungen	258					258
Anpassung von bestehenden Rückstellungen		105	176	1.496		1.777
In Anspruch genommene Rückstellungen		-24	-92			-116
Auflösung von Rückstellungen		-201				-201
Aufzinsung bzw. Abzinsung	738	13	2			755
Stand zum 31. Dezember 2022	19.877	1.157	1.015	1.855	62	23.966

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 aufgezinnt wird. Dieser Betrag wird zum diskontierten Wert in einer Summe angesetzt und jedes Jahr aufgezinnt.

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 Erstantritt 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 Rechtsstreit, 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 Erwerbstichtag, 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. GRUNDBESITZ UND LEASINGVERHÄLTNISSE

Der Konzern hat im Rahmen eines Unternehmenserwerbs nach IFRS 3 im Jahr 2017 die Verpflichtung im Rahmen eines Leasingverhältnisses übernommen, die Dächer, auf denen der Konzern eigene Solardachanlagen betreibt, instand zu halten. Der Konzern hat im Geschäftsjahr festgestellt, dass es bei der Instandhaltung der Dächer im Vorerwerbszeitraum zu Reparaturrückständen gekommen ist. Im Geschäftsjahr 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 Mittelabfluss als wahrscheinlich ein und hat entsprechend eine 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.

Der Konzern hat ein Grundstück im Eigentum, auf dem im Berichtszeitraum Altlasten ausfindig gemacht worden sind. Die Pflicht zur Beseitigung der Altlasten obliegt nach Gesetz dem Grundstückseigentümer, sodass der Konzern einen Mittelabfluss als wahrscheinlich einstuft. Der Konzern hat im Berichtszeitraum dazu eine Rückstellung gebildet. Es bestehen erhebliche Unsicherheit bezüglich des Umfangs der Altlasten, der Beseitigungskosten sowie des Zeitraums, in dem die Altlasten entfernt werden sollen, sodass die Inanspruchnahme der Rückstellung mit einer großen Unsicherheit verbunden ist. Die Ressourcenabflüsse können daher niedriger oder höher ausfallen.

26. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN

26.1. 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	2023H1	2022H1
Kurzfristig fällige Leistungen	279	199
Gesamt	279	199

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das erste Halbjahr 2023 TEUR 279 (2022H1: TEUR 199) für seine Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,2 % 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	
	2023H1	2022H1	2023H1	2022H1
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung (*)	-	-	-	-
Fremdleistung (**)	29	34	-	-

(*) 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	3	2
Sonstiger betrieblicher Ertrag	-	-

E. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN

Im Berichtszeitraum gab es keine Geschäftsvorfälle mit sonstigen nahestehenden Personen.

27. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

Es sind keine Ereignisse eingetreten, die die weitere Entwicklung der Gruppe wesentlich beeinflussen würden.

28. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

2022H1/2023H1	Steht für das erste Geschäftshalbjahr 2022 bzw. 2023 jeweils bezogen auf den Zeitraum vom 01. Januar bis zum 30. Juni
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

29. 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:	
<ul style="list-style-type: none">- 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- Verwalter, Sebiog Group NV, Bocholt, Belgien- Verwalter, Agrogas BV, Geel, 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:	
<ul style="list-style-type: none">- Verwalterin, Quintel Intelligence Ltd., London, Großbritannien- Verwalterin, Quintel Advisory Services Ltd., London, Großbritannien- Verwalterin, Iagree Ltd., Giv'atayim, Israel- Verwalterin, Roby Al Ltd., Leeds, Großbritannien- Verwalterin, One Eco Ltd., 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, 19. September 2023

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, 19. September 2023

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

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.