

# 7c solarparken



**7C SOLARPARKEN AG**

**HALBJAHRESBERICHT 2025**

# INHALTVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS	3
KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT	5
KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	57
ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS	66
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER	118

# BERICHT DES VORSTANDS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir freuen uns Ihnen auch dieses Jahr unseren Halbjahresbericht präsentieren zu dürfen. Nicht nur, weil wir im ersten Halbjahr 2025 ein hervorragendes EBITDA-Ergebnis verzeichnen konnten, sondern auch, weil der Konzern auf gutem Weg ist die EBITDA-Prognose für das Gesamtjahr 2025 zu schlagen.

Der spezifische Ertrag (kWh/kWp) im Berichtszeitraum lag in Deutschland mit 553 kWh/kWp um 20% höher als in der Vorjahresperiode und schnitt 6% besser als der langfristige Durchschnitt ab und kann somit als sehr gut betrachtet werden kann.

Die verbesserten Witterungsverhältnisse und der weitere Zubau von Solaranlagen erhöhten den Marktanteil von Solarstrom in der deutschen Nettostromerzeugung bei einer stagnierenden Stromnachfrage von 15% in der Vorjahresperiode auf 19%. Dies hat zur Folge, dass der Marktwert Solar weiterhin stark unter Druck stand und der PV-Strompreis im zweiten Quartal 2025 zwischen 18-30 EUR/MWh (2024 Q2: 32-46 EUR/MWh) notierte. Nicht ganz überraschend verzeichnete der deutsche Strommarkt ebenfalls eine Rekordanzahl von 460 Stunden mit negativen Strompreisen.

Die Absicherung der (neueren) Solaranlagen mit Strompreis-Swapvereinbarungen sowie die guten Witterungsverhältnisse, wodurch insbesondere der operative Beitrag der älteren Solaranlagen mit hohen Einspeisevergütungssätzen ins Gewicht fallen, haben die schlechte preisliche Situation auf dem Strommarkt mehr als ausgeglichen. Demzufolge kann der Konzern heute ein EBITDA von EUR 32,8 Mio. in den ersten sechs Monaten des Geschäftsjahres berichten, was eine Steigerung von 41% im Vergleich zur Vorjahresperiode bedeutet. Dies führt dazu, dass der Vorstand nun die EBITDA-Jahresprognose auf „mindestens“ EUR 51 Mio. anhebt. Ebenfalls wird auf Basis der guten Halbjahresergebnisse die Prognose 2025 für den Cashflow je Aktie auf „mindestens EUR 0,50 je Aktie“ erhöht.

Das IPP Portfolio erreichte zum 30. Juni 2025 eine Leistung von 494 MWp, sodass sich die symbolische Marke von 500 MWp langsam nähert. Im Berichtszeitraum konnte der Konzern Vereinbarungen mit allen wichtigen Akteuren der Solaranlage Reuden-Süd schließen bzw. anbahnen. Da dieses Investment nun die finanziellen Renditeerwartungen des Konzerns erfüllt, wird der Konzern, nachdem er schon im Vorjahr Beherrschung über die Projektgesellschaft erlangt hatte, die Solaranlage Reuden-Süd fertigstellen. Dazu wird in der zweiten Jahreshälfte ein Betrag von rd. EUR 8 Mio. investiert werden.

Gegenwind bekam der Konzern jedoch durch die Erwartung, dass die (PV-)Strompreise auch mittel- und langfristig auf niedrigem Niveau bleiben werden. Hauptsächlich aus diesem Grund musste der Konzern im Berichtszeitraum außerplanmäßige Wertminderungen der Sachanlagen in Höhe von EUR 14,8 Mio. verzeichnen. Dadurch hat der Konzern im ersten Halbjahr 2025 leider ein negatives Periodenergebnis i.H.v. EUR 2,8 Mio. erwirtschaftet.

Der Vorstand stellt fest, dass der Buchwert des Konzerns trotz dieser Wertminderung der Solaranlagen um 2,65 EUR je Aktie beträgt, was bedeutet, dass der Aktienkurs der Gesellschaft ein Verhältnis Preis zu Buchwert von deutlich kleiner als eins hat. Vor diesem Hintergrund ist zu verstehen, dass das Aktienrückkaufprogramm, welches am 3. April 2025 aufgelegt wurde, unverringert weitergeführt wird.

Abschliessend stellen wir heute unsere „Roadmap 2030“ vor, welche die Weichen für die Planung bis zum Jahr 2030 setzen soll. Bis 2030 haben wir die Absicht die Leistung des Anlagenportfolios um 10 MWp pro Jahr zu erhöhen, 15 MW/30 MWh pro Jahr an Batterie-Kapazität zu installieren und wir planen Aktien im Wert von EUR 8 Mio. pro Jahr (EUR 0,10/Aktie) zurückzukaufen.

Wir bedanken uns bei Ihnen sowie bei unseren Mitarbeitern und Geschäftspartnern und freuen uns, wenn Sie uns auch unter schwierigeren Marktumständen weiterhin auf unserem Weg begleiten.

Bayreuth, 17. September 2025

Steven De Proost

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau

Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis

Vorstand

KONZERNZWISCHENLAGEBERICHT

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2025 BIS ZUM 30. JUNI 2025

**7C Solarparken Konzern**

**Bayreuth**

# INHALTSVERZEICHNIS

GRUNDLAGEN DES KONZERNS .....	7
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR.....	7
ANLAGENBESTAND .....	11
ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS .....	13
VERMARKTUNGSMODEL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS .....	15
REDISPATCH 2.0 .....	20
VERMARKTUNGSMODEL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS.....	21
ZIELE UND STRATEGIEN .....	24
INTERNES STEUERUNGSSYSTEM .....	29
WIRTSCHAFTSBERICHT .....	31
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN .....	31
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS .....	49
PROGNOSEBERICHT.....	55
KONZERN .....	55
RISIKO- UND CHANCENBERICHT .....	56
RISIKEN.....	56
CHANCEN .....	56

# GRUNDLAGEN DES KONZERNS

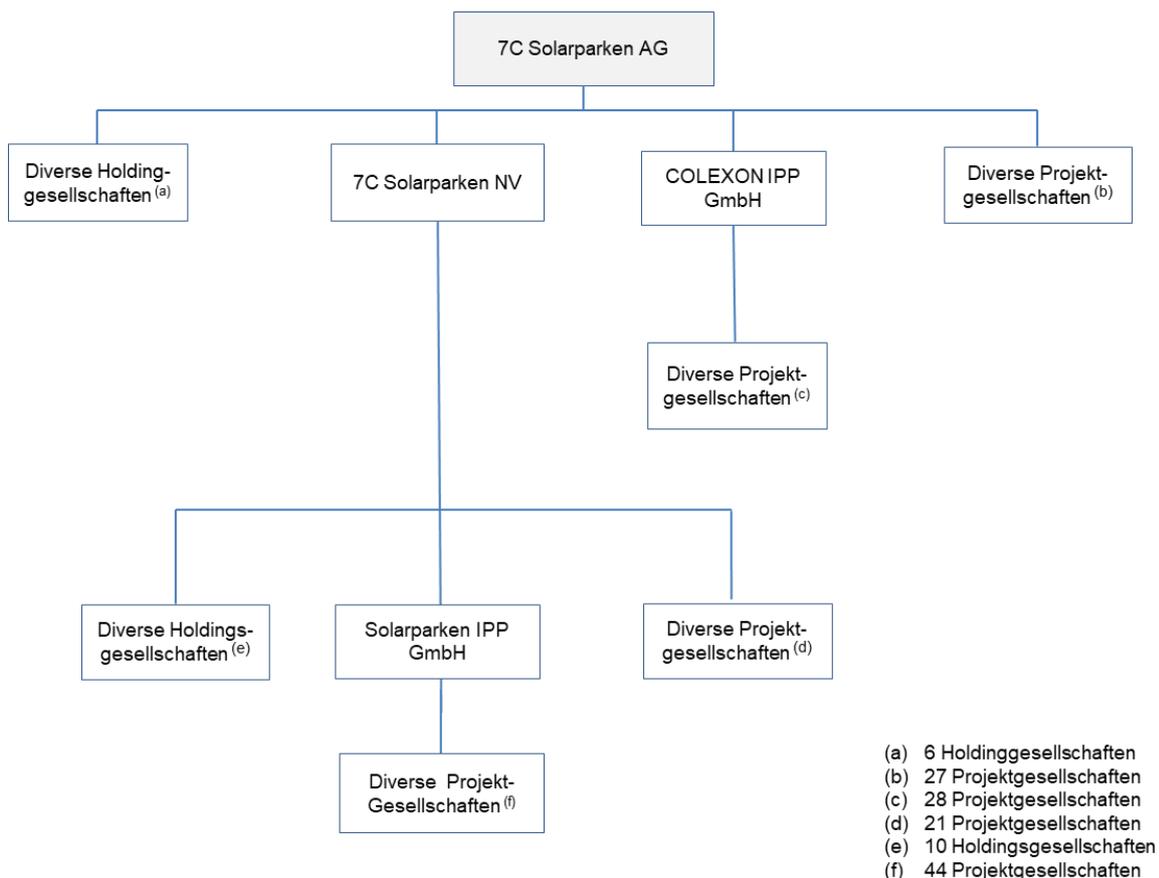
## GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

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, auf welchen Solaranlagen betrieben werden. 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. Zum Bilanzstichtag wurden noch 36,5 MWp PV-Bestandsanlagen vom Konzern betreut. Die Konzernstruktur zum 30. Juni 2025 stellt sich wie folgt dar:



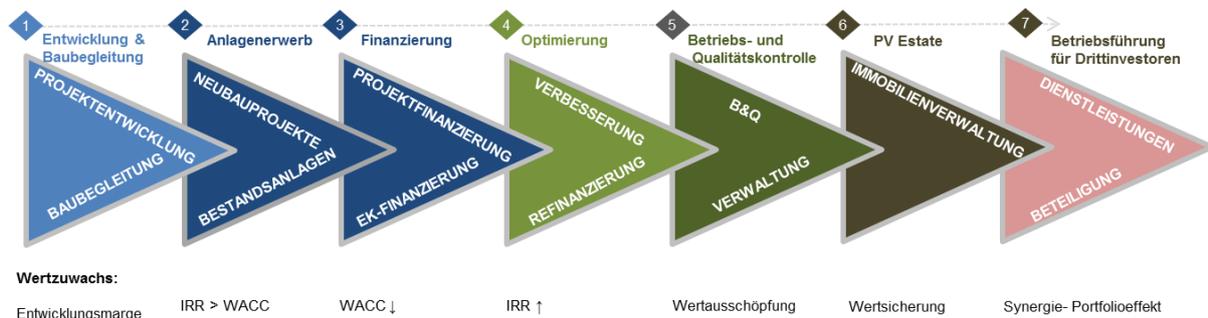
Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements, die Finanzierung von Konzerngesellschaften sowie die kaufmännische und technische

Betreuung der einzelnen Anlagen. Der Konzern bestand am Bilanzstichtag aus dem Mutterunternehmen sowie insgesamt 124 inländischen und 10 ausländischen Tochterunternehmen nebst 4 inländischen und 1 ausländischen Unternehmen, die nicht vom Konzern beherrscht werden, sondern auf die der Konzern einen maßgeblichen Einfluss ausübt.

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

## WERTSCHÖPFUNGSMODEL

7C Solarparken positioniert sich als unabhängiger Eigentümer/Betreiber von Solar- und Windkraftanlagen (Independent Power Producer oder kurz: IPP) mit der Einspeisung des generierten Stroms, hauptsächlich in Deutschland. Im zweitgrößten Markt in Belgien wird in etwa die Hälfte des erzeugten Stroms an Gebäudenutzer und die andere Hälfte durch Einspeisung verkauft.



Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) profitiert nahezu das gesamte deutsche Anlagenportfolio des Konzerns von festen Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien über einen Zeitraum von 20 Jahren. Investments dieser Art erwirtschaften demzufolge planbare Cashflows. Da mit dem Jahr der Inbetriebnahme der geförderte Einspeisevergütungssatz (hiernach auch die „Einspeisevergütung“) 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 bzw. von sinkenden Strompreisen betroffen.

Wenn der von einer deutschen Erneuerbare-Energieanlage generierte Strom durch die freiwillige oder verpflichtende Direktvermarktung über die EEX-Strombörse veräußert wird, erhält der Konzern den Marktpreis für Solarstrom vom Direktvermarkter sowie die positive Differenz mit der Einspeisevergütung (hiernach auch „die Marktprämie“) vom Netzbetreiber. Da die Marktprämie nicht negativ werden kann, erhält der Konzern den höheren Wert zwischen Marktpreis und Einspeisevergütung. Für Solaranlagen, die freiwillig in der Direktvermarktung sind, gibt es darüber hinaus eine zusätzliche Förderung von EUR 4 je erzeugter MWh.

Der Konzern ist durch den Umfang des Anlagenportfolios in der Lage, Strompreisswap-Vereinbarungen (oder ähnliche) abzuschließen, um sich für üblicherweise ein bis zwei Jahre Strompreise zu sichern, die oberhalb der Einspeisevergütung der betreffenden Anlagen liegen.

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.

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 darauf, dass die Solar- und Windkraftanlagen auch tatsächlich über ihre gesamte technische Nutzungsdauer unter Berücksichtigung einer effizienten Kostenstruktur betrieben werden können. Ziel ist es, die Anlagen während der Laufzeit der Einspeisevergütung und, soweit möglich, darüber hinaus in ihrer Substanz zu erhalten. Angesichts der langfristigen planbaren Cashflows sind die Solar- und Windparks der Gesellschaft grundsätzlich in einem Verhältnis von 35 % Eigenkapital und 65 % 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 damit Risikominimierung für den Konzern.

Der Konzern verfügt auch über ein eigenes Projektentwicklungsgeschäft in den beiden großen Märkten 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 ebenso wie die Angebotsvorbereitung für Anlagen, deren Einspeisetarif durch das Ausschreibungsverfahren nach der Freiflächenanlagenausschreibungsverordnung (FFAV) vergeben werden. 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 Solarparks bei Neubauprojekten auch für die Bauplanung, die Anschaffung der Hauptkomponenten (vor allem Module; Wechselrichter) sowie die 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 deutschen Einkaufskonditionen einbringen kann.

Weiterhin ist der Konzern seit 2019 in Deutschland 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 Solarparks im PV Estate Eigentum an Grundstücken und Gebäuden/Hallen in Bezug auf unternehmenseigene oder unternehmensfremde PV-Anlagen sowie neue Solarprojektentwicklungen. Diese Investitionen ermöglichen der Gesellschaft, die Einsparung von jährlichen Pachtkosten für die PV-Parks 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 20 MWp, da dies die derzeitige Maximalgröße für Teilnahmen am Ausschreibungsverfahren zum Erhalt einer Einspeisevergütung ist. In Zukunft jedoch erwartet der Konzern auch Solaranlagen in einer Leistungsklasse > 20 MWp, d.h. Anlagen, die ohne gesetzliche Vergütung, sondern mit einem Stromverkaufsvertrag (PPA), betrieben werden.

Zum Bilanzstichtag 30. Juni 2025 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 494 MWp, davon waren 488 MWp Solaranlagen (98,8 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (1,2 % des Gesamtportfolios). Insgesamt befanden sich noch Solaranlagen mit einer Leistung von 49 MWp des Portfolios zum Bilanzstichtag im Bau.

Es werden in der untenstehenden Beschreibung des Anlagenbestands, wie auch im Geschäftsbericht 2024, nur die erneuerbaren Energieanlagen, die bereits vom Konzern betrieben werden und in dessen Eigentum stehen, beschrieben.

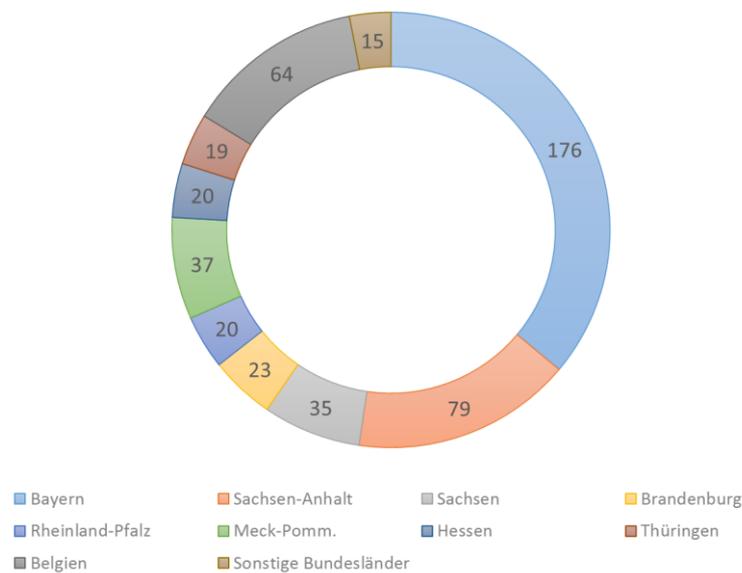
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 433 GWh elektrischer Energie. Dies reicht aus, um mehr als 124.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 474.000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart.

## ANLAGENBESTAND

### A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparks 270 Solarparks (inklusive der sich im Bau befindlichen) mit einer Gesamtkapazität von 488 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (423 MWp). Dabei ist der Konzern vor allem in sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (176 MWp) und Sachsen-Anhalt (79 MWp) sowie auch in Mecklenburg-Vorpommern (37 MWp) präsent. Darüber hinaus besteht das Anlagenportfolio auch aus Dachanlagen in Belgien (64 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 1,8 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 deutschen Freiflächenanlagen mit 65 %. Im Vergleich zu anderen größeren Solaranlagenbetreibern auf dem deutschen Markt hat der Konzern mit ca. 21 % des Gesamtportfolios einen relativ hohen Anteil an Dachanlagen in Deutschland im Bestand. Die Anlagen in Belgien machen 13 % 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 im Jahr 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.

## **C. Solaranlage im Bau Reuden Süd**

In den Angaben zum Anlagenportfolio sowie in der Entwicklung des Anlagenportfolios und in anderen Angaben über das Anlagenportfolio in diesem Geschäftsbericht ist die Solaranlage Reuden Süd (20 MWp) nunmehr enthalten. Der Konzern hatte bereits im Geschäftsjahr 2024 Kontrolle über die Projektgesellschaft (FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG) erlangt, dennoch wurde die Solaranlage bisher nicht im Anlagenportfolio ausgewiesen, da eine Einigung mit den wichtigsten anderen Akteuren in der Umsetzung der Solaranlage ausstand. Im Berichtszeitraum wurde eine solche Einigung mit der finanzierenden Bank, dem Verpächter, der Insolvenzverwaltung der ursprünglichen Projektentwickler- und Generalunternehmer sowie mit den anderen Gläubigern erreicht.

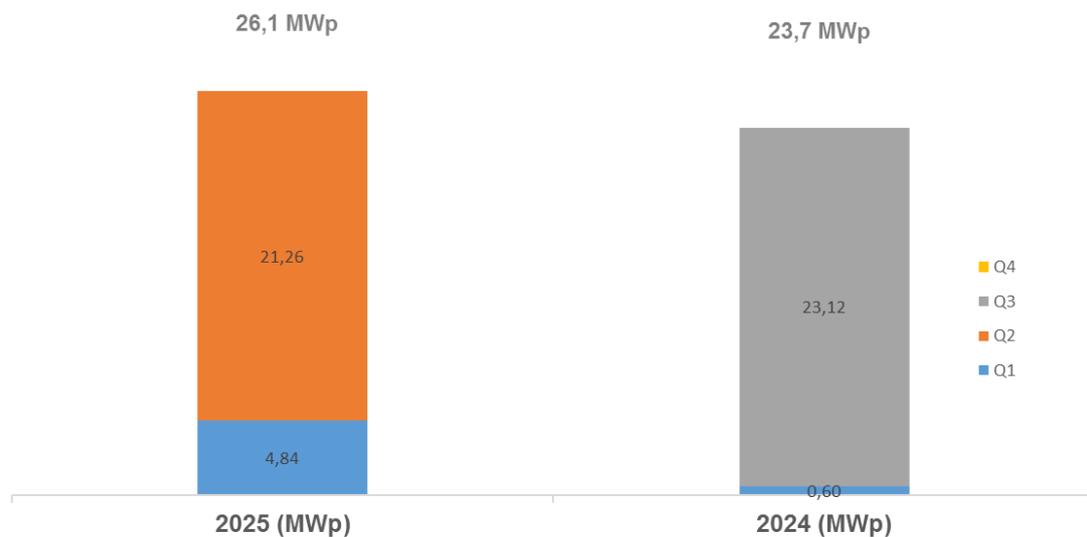
Diese Aufdachanlage Reuden Süd liegt in Sachsen-Anhalt und befindet sich derzeit im Bau und hat eine geplante Leistung von 20 MWp. Der Bau der Solaranlage Reuden-Süd hat bereits im Geschäftsjahr 2021 angefangen. Dennoch werden weitere Investitionen von mindestens EUR 8 Mio. benötigt, um die Solaranlage Reuden Süd fertigzustellen. Der Bau der Solaranlage wurde seit dem dritten Quartal 2025 wieder aufgenommen. Der Konzern setzt derzeit alle Maßnahmen um, um eine Vollendung des Baus schnellstmöglich zu erreichen.

## ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS

### INVESTITIONEN

Das IPP-Portfolio der 7C Solarparks stieg von 468 MWp zum Jahresende 2024 auf 494 MWp zum Bilanzstichtag an. Wie die folgende Grafik zeigt, ist das IPP-Portfolio insgesamt stärker als in der Vorjahresperiode gewachsen.

#### Portfoliowachstum (MWp) nach Quartal 2025 zu 2024



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden im ersten Halbjahr 2025 neue Anlagen mit einer Leistung von 26,1 MWp (2024H1: 23,7 MWp) gekauft bzw. errichtet. Davon waren 25,1 MWp (2024H1: 0,6 MWp) Dachanlagen in Deutschland und in Belgien sowie 1,0 MWp (2024H1: 23,1 MWp) Freiflächenanlagen in Deutschland. Es waren 45,2 MWp Solaranlagen zum Bilanzstichtag noch nicht ans Netz angeschlossen.

### DESINVESTITIONEN

Der Konzern hat im Geschäftsjahr die solare Dachanlage Nettgau mit einer Leistung von 0,7 Mio. veräußert. In der Vorjahresperiode gab es keine Veräußerungen.

### VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO

Der Konzern führt die kaufmännische Verwaltung für insgesamt 36,5 MWp Solaranlagen in Deutschland.

Das kaufmännische Management der deutschen Anlagen bezieht sich auf die Verwaltung von vier Fondsgesellschaften, die insgesamt vier solare Freiflächenanlagen mit einer Leistung von 36,5 MWp (i. V.J.: 41,5 MWp) betreiben.

Die Solaranlagen befinden sich hauptsächlich an Standorten in Süd- und Ostdeutschland. Die Leistungsklasse der Solarparks bewegt sich zwischen 6,4 MWp und 11,5 MWp und ist somit vergleichbar mit dem Anlagenportfolio des Konzerns.

Das verwaltete Anlagenportfolio produziert pro Jahr ungefähr 40 GWh Energie. Dies reicht aus, um mehr als 11.000 Drei-Personen-Haushalte zu versorgen. Dadurch werden pro Jahr rund 44.000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart.

## PV ESTATE PORTFOLIO

Neben dem Erwerb von Solar- und Windkraftanlagen tätigt der Konzern Investitionen in Immobilien, die mehrheitlich für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden, das sogenannte PV Estate. Insgesamt hatte der Konzern am zum Bilanzstichtag 199 ha Grundfläche im Eigentum, auf der Solaranlagen mit einer Leistung von 85 MWp installiert waren oder sich im Bau befanden. Dies entspricht etwa einem Fünftel im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 494 MWp per 30. Juni 2025.

Das PV Estate befindet sich in verschiedenen Bundesländern Deutschlands, dort allerdings 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 2025



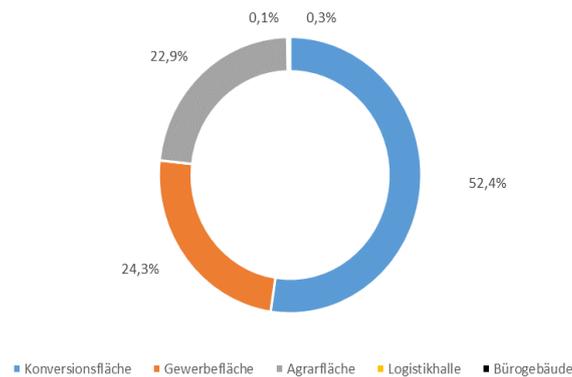
Quelle: eigene Darstellung unter Angabe der Größe und der auf der Fläche (bereits) installierten Leistung

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 Solarparks langfristig an Dritte verpachtet, die darauf ihre eigenen Solaranlagen betreiben.

---

## PV Estate nach Immobilientyp zum 30. Juni 2025

---



Quelle: eigene Darstellung

Bei den PV Estate Grundstücken handelt es sich vor allem um Konversionsflächen (52 %) und in einzelnen Fällen auch um Gewerbe- bzw. Agrarflächen. Die Bürogebäude (0,3 %) betreffen den Hauptsitz des Konzerns in Bayreuth und einen Sitz in Belgien. Das PV Estate Portfolio blieb im Geschäftsjahr unverändert.

## VERMARKTUNGSMODELL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

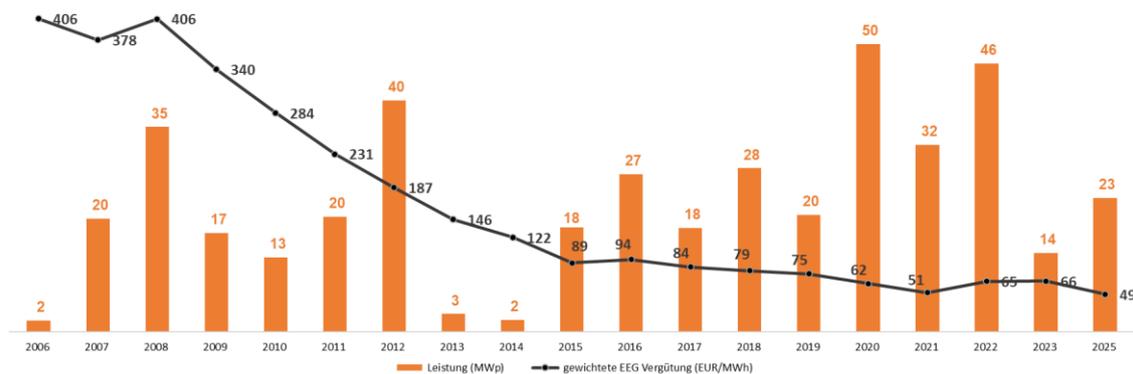
In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

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.

Es gilt seit der 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.

Das deutsche Anlagenportfolio des Konzerns besteht nahezu ausschließlich aus Solar- bzw. Windkraftanlagen, die einen festen Einspeisevergütungssatz aufgrund ihres Inbetriebnahmedatums bzw. aus einer Ausschreibung erhalten. In der nachstehenden Grafik wird die Leistung in MWp sowie das Inbetriebnahmejahr der deutschen Anlagen, die einen festen Einspeisevergütungssatz haben, unter Angabe des jeweiligen Einspeisevergütungssatzes (in EUR je MWh) auf der schwarzen Linie dargestellt.

## Deutsches Anlagenportfolio (Solar- und Windkraftanlagen) zum 30. Juni 2025



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

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, auch der „Marktwert Solar“ genannt, 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 über einen höheren Marktpreis zu erzielen.

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

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 schwarze 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 für neue Solaranlagen von Jahr zu Jahr (gemeinsam mit den Entstehungskosten) gesunken. Die älteren Anlagen erweisen sich für den Konzern mit ihren höheren Einspeisevergütungssätzen als „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 hingegen stellen hinsichtlich des Strompreises sowohl eine Chance als auch ein Risiko dar. Sofern der Marktpreis über den festen Einspeisevergütungssatz steigt, wie es im Vorjahr häufig der Fall war (siehe Abschnitt „Entwicklung der Strompreise“), erhält man für diese Anlage – vorbehaltlich anderer vertraglicher Regelungen, wie zum Beispiel einer Strompreisswapvereinbarung (siehe unten) oder einer Abschöpfung des Strompreises (Siehe Abschnitt Regulatorische Eingriffe in den Strompreis) – den Höchstpreis. Der tatsächlich vereinnahmte Strompreis, d.h. Umsatzerlöse geteilt durch die Produktion, wird daher in dem Jahresbericht in Abgrenzung der Einspeisevergütung auch als „Einspeisepreis“ bezeichnet.

Die jüngeren Erneuerbare-Energieanlagen sind jedoch auch größeren Preisrisiken nach unten ausgesetzt, denn sofern sie ab 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. Für Anlagen, die ab

dem 1. Januar 2023 in Betrieb gegangen sind, wird sich diese Negativstundenzahl schrittweise verringern von vier Stunden im Jahr 2023 bis auf eine Stunde ab dem Jahr 2027. Dadurch sinkt die Marktprämie (bzw. die Entschädigungszahlung gem. Redispatch 2.0) auf null, sobald der Strompreis während mindestens sechs bzw. vier aufeinanderfolgenden Stunden (prospektiv: mindestens eine Stunde) negativ ist. Schließlich wird für Anlagen, die ab dem 25. Februar 2025 in Betrieb genommen sind, das Solarspitzengesetz (Siehe Abschnitt Wirtschaftsbericht - Solarspitzengesetz 2025) gelten. Danach werden Anlagen bereits im Jahr 2025 keine Marktprämie mehr erzielen können, sobald der Strompreis negativ wird. Diese unterschiedlichen gesetzlichen Regelungen bedeuten, dass an Tagen, an denen der Strompreis (für längere Zeit und unterschiedlich je nach anwendbarem Gesetz) negativ ist, die Förderung der Anlagen gekürzt wird und der Konzern somit Umsatzerlöse einbüßt.

Da momentan Überschüsse auf dem Strommarkt bestehen, insbesondere an sonnenreichen Tagen, kommen Negativpreise (Siehe Abschnitt Entwicklung der „Strompreise“ im Berichtszeitraum) bzw. Unterregelungen nach Redispatch 2.0 (Siehe Abschnitt Redispatch 2.0) erneut häufiger vor, sodass dieses Risiko auch im Berichtszeitraum 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.

Gelegentlich schließt der Konzern jedoch zur kurzfristigen und mittelfristigen Absicherung eines Einspeisepreises oberhalb des Einspeisevergütungssatzes seit 2022 Strompreisswap-Vereinbarungen ab. Die Bedingungen der abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen, welche den Berichtszeitraum oder die Vorjahresperiode betreffen, wurden in der unterstehenden Tabelle dargestellt.

### Strompreisswap-Vereinbarungen des deutschen Anlagenportfolios für die Geschäftsjahre 2023-2025

	Swap-Vereinbarung vom Nov. 2023	1. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*				Deutscher Direktvermarkter
Leistung	22 MWp	22 MWp	41 MWp	23 MWp	7 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung (EUR / MWh)**	58,7	50,8	57,6	50,6	49,0
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlagenportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung				
Zeitraum	Januar 2023 bis dec/25	Juni 2024 bis dec/25	Januar 2025 bis dec/25	Januar 2025 bis dec/27	Januar 2025 bis dec/25
Fester Strompreis (EUR / MWh)	89,00	65,00	72,00	56,00	58,00
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot Solar			Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)	EPEX Spot Solar

\*nicht unbedingt derselbe Vertragspartner

Im Rahmen einer Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den vereinbarten Zeitraum anstelle des Strompreises an der EEX Marktwert Solar bzw. den Strompreis EPEX Spot Solar den vereinbarten Festpreis. Dabei wird vom Vertragspartner entweder die Differenz zwischen der tatsächlich erhaltenen Einspeisevergütung oder auch der EPEX Spot Solar mit dem vereinbarten Festpreis ausgeglichen. Sollte jedoch, wie im Vorjahr der Fall, der Höchstpreis zwischen EEX Marktwert Solar und dem Einspeisevergütungssatz (bzw. den EPEX Spot Solar) über dem Festpreis liegen, so führt der Konzern die Differenz an den Vertragspartner ab. Die Strompreisswap-Vereinbarungen decken dabei die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

Im Geschäftsjahr hat der Konzern erstmalig einen Optionsvertrag zum Strompreis abgeschlossen. Dieser Optionsvertrag wies die folgenden Konditionen auf:

---

## Optionsvertrag des deutschen Anlagenportfolios für das Geschäftsjahr 2025

---

### Swap-Vereinbarung vom November 2024

Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	Marktwert
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios im Zeitraum der Swapvereinbarung
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	75,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot Solar

Der Konzern erhielt somit für den Verkauf des potenziellen Mehrerlös zwischen dem EEX Spot Solar und dem Festpreis multipliziert mit den tatsächlichen Produktionsmengen der jeweiligen Anlagen eine unveränderliche Optionsprämie.

Der Konzern schließt in der Regel einen Direktvermarktungsvertrag mit einem Direktvermarkter ab, um den durch die Anlagen des Konzerns erzeugten Strom an der EEX-Strombörse zu veräußern. Der Stromverkauf erfolgt üblicherweise am Marktwert-Solar bzw. am EPEX Spot. Der Konzern (bzw. der Direktvermarkter) kann jedoch durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen, d.h. durch die An- und Abschaltung einzelner Solaranlagen, z.B. bei Negativpreisen am Spotmarkt, Mehrerlöse erwirtschaften im Vergleich zum Marktwert-Solar oder EPEX Spot, welche Preisindices sind, die auf Basis von Day-Ahead Preisen, d.h. Terminpreisen am Vortag gebildet werden. Seit dem Geschäftsjahr 2024 hat der Konzern diese aktive Steuerung der eigenen Solaranlagen in Zusammenarbeit mit einem Direktvermarkter implementiert und daraus zusätzliche Umsatzerlöse erzielt (Siehe Abschnitt Ertrags-Vermögens- Finanzlage des Konzerns).

In der Summe soll das Vermarktungsmodell des Konzerns dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffenen Solaranlagen einerseits einen Einspeisepreis, welcher oberhalb des festen Einspeisevergütungssatzes der jeweiligen Solaranlage liegt, erwirtschaften kann und andererseits das Strompreisisiko dieser Solaranlagen verringern kann. Dies geschieht entweder durch die Erwirtschaftung eines Festpreises, der während der Laufzeit der Swap-Vereinbarung bzw. durch die Einnahme einer Optionsprämie deutlich oberhalb des Einspeisevergütungssatzes liegt, unabhängig von den PV-Strompreisen an der EEX-Strombörse, oder durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen, um von dem Auftreten von Negativpreisen profitieren zu können.

Die Strompreisswap-Vereinbarung, der Optionsvertrag sowie die aktive Steuerung haben 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.

## 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 Solaranlagen des Konzerns zu Zusatzaufgaben, die sich auf das Führen von Stammdaten, sowie das Abgeben von Produktionsprognosen und technischen (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 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, sodass der Anlagebetreiber durch Redispatch 2.0 wirtschaftlich nicht schlechter gestellt wird. Prinzipiell sollte die Vergütung des Marktwertes dabei durch den Dienstleister erfolgen und die der Marktprämie durch den Netzbetreiber. Dies setzt allerdings voraus, dass die Ausfallmengen auch tatsächlich durch den Netzbetreiber an den Dienstleister (in seiner Funktion als EIV bzw. BTR) kommuniziert werden.

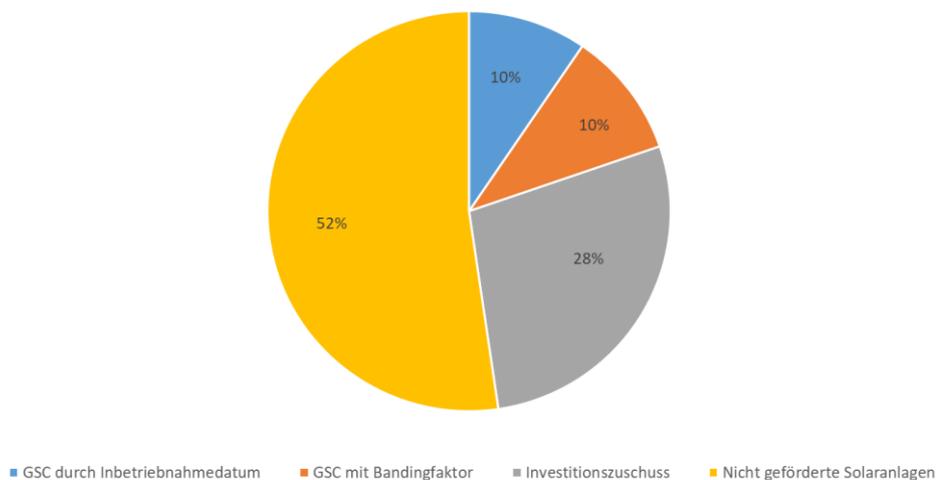
Im Vorjahr sowie im Berichtszeitraum ist es bei der Abrechnung der Entschädigungen für die Abschaltungen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 vorgenommen wurden, zu erheblichen Verbesserungen gekommen. Insgesamt konnte der Konzern durch intensiven Austausch mit den Dienstleistern und den Netzbetreibern im Berichtszeitraum EUR 1,8 Mio. eintreiben.

## VERMARKTUNGSMODELL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS

Der Konzern hat seinen zweiten Heimmarkt in Belgien. Im Gegensatz zum deutschen Markt, wo ein Einspeisevergütungssatz im Austausch zur Einspeisung und Abtretung des Stroms an den Netzbetreiber gezahlt wird, erzielt der Konzern für belgische Anlagen Erlöse aus dem Stromverkauf an Kunden (Vorortverbrauch vom Gebäudenutzer) sowie an Energiehändler im Falle der Einspeisung, zuzüglich einer Förderung (in Form von Grünstromzertifikaten oder direkten Investitionszuschüssen). Für etwas weniger als die Mehrheit der Anlagen jedoch erhält der Konzern lediglich die Erlöse aus dem Stromverkauf.

In der unterstehenden Grafik wird dargestellt, welche Leistung der belgischen Anlagen eine Förderung erhält. Die Grünstromzertifikate werden für einen bestimmten Zeitraum (zwischen 10 und 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 (GSC) gewährt. Für neuere Solaranlagen (ab dem Jahr 2013) wird die Zuteilung von Grünstromzertifikaten jedes Jahr in einem sog. Bandingfaktor erneut festgelegt und ist u. a. von der theoretischen Rentabilität der Solaranlage (u.a. errechnet mit den 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 2022 auf null gesetzt.

### Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Leistung nach Förderungsart



Quelle: eigene Darstellung

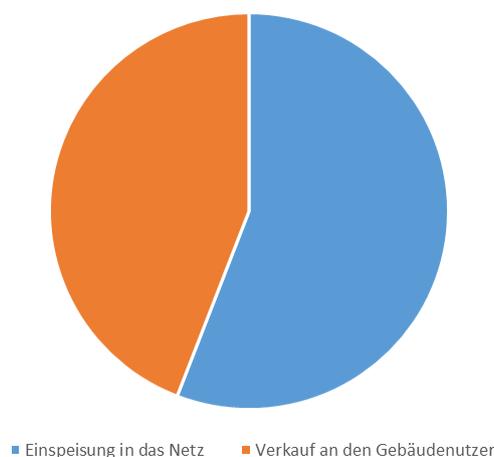
Das System der Grünstromzertifikate wurde in der Flämischen Region im Mai 2021 durch ein Ausschreibungsverfahren mit direkten Investitionszuschüssen ersetzt. Dies bedeutet, dass ein bestimmtes Volumen an Erneuerbare-Energieanlagen in einer Ausschreibung nach Errichtung der Anlagen einen direkten Investitionszuschuss bekommt. Der Konzern hat dabei 28 Zuschläge für insgesamt 14,8 MWp erhalten, die insgesamt einen Investitionszuschuss von EUR 1,2 Mio. ausmachen. Der Konzern hatte 18 Monate Zeit, um diese Projekte ans Netz anzuschließen und damit Anspruch auf den Zuschuss zu haben. Am Bilanzstichtag waren alle betroffenen Projekte bereits am Netz und der gesamte Investitionszuschuss war vereinnahmt. Es wurden seit dem Geschäftsjahr 2023 keine neuen Ausschreibungsverfahren eingerichtet.

Neben etwaigen Förderungen wird der Strom für alle belgische Anlagen auch (privat) vermarktet. Der Strom wird dabei unter Berücksichtigung von Inflationsanpassungen vorrangig zu langfristig (bis zu 30 Jahre) festgelegten Preisen – häufig Preise zum Vorortverbrauch – dem Gebäudenutzer angeboten. Dieser hat in den meisten Fällen nur eine Abnahmeverpflichtung, sofern er selbst Strom verbraucht. Der unverbrauchte 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. In der unterstehenden Grafik wird dargestellt, wie sich die Produktion (in MWh) zusammensetzt aus „Verkauf an den Gebäudenutzer für Vorortverbrauch“ im Vergleich zur Einspeisung.

---

**Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Produktion (in MWh)  
nach Liefertyp im Berichtszeitraum**

---



Quelle: eigene Darstellung

Wie aus der Grafik hervorgeht, wurde etwas weniger als die Hälfte der Produktion der belgischen Anlagen dem Gebäudenutzer zu vertraglich festgelegten Strompreisen verkauft, die andere Hälfte der Produktion wurde durch Einspeisung zu Strompreisen gemäß kurzfristig angelegter Einspeiseverträge an Energiehändler verkauft.

Der Energiehändler verkauft den eingespeisten Strom üblicherweise auf dem Day-Ahead Markt, d.h. dem Handel für den Folgetag. In der Regel erfolgt der Verkauf „as injected“; d.h. die produzierte Menge unter Abzug des Verkaufs an den Gebäudenutzer, ohne dass eine Mengenverpflichtung seitens des Konzerns besteht. Weiterhin wird im Stromeinspeisungsvertrag mit dem Konzern am häufigsten ein variabler Preis vereinbart, welcher unter Anrechnung des Balancing-Ergebnisses abgerechnet wird. Da der Energiehändler die eingespeiste Menge am Vortag lediglich schätzen kann, wird der Konzern mehr oder weniger Strom liefern als am Vortag auf dem Day-Ahead Markt verkauft wurde. Dies führt dazu, dass der Energiehändler bei geringerer Lieferung den Strom am Spotmarkt hinzukaufen muss bzw. bei der Lieferung von größeren Mengen verkaufen muss. Abhängig davon, ob in diesem Moment am Strommarkt Elektrizität zu negativen oder positiven Preisen gehandelt wird, führt dies zu Balancing-Kosten- oder Erträgen. Dies bedeutet, dass der Konzern neben einem Risiko auf Fehleinschätzungen des eingespeisten Volumens, insbesondere, wenn Strompreise und somit auch die Balancingkosten oder -erträge sehr volatil sind, auch einem Strompreisisiko aus diesen Fehleinschätzungen ausgesetzt ist.

Dieser Marktmechanismus erfordert, dass der Konzern ein aktiveres Management für die Volumen- und Strompreisisiken des belgischen Portfolios anstrebt. Im vorigen Geschäftsjahr hat der Konzern daher die aktive Steuerung der Produktionsmengen der belgischen Solaranlagen durch die An- bzw. Abschaltung einzelner

Solaranlagen betrieben. Zielsetzung dieser aktiven Steuerung ist die Minimierung von Balancingkosten bzw. die Realisierung von Balancingerträgen.

Darüber hinaus schließt der Konzern, wie auch für das deutsche Portfolio, für belgische Anlagen gelegentlich Strompreisswap-Vereinbarungen ab, um einen festen Preis zu sichern. Im Mai 2024 hat der Konzern für die Gesamtproduktion eines Anlagenteils von 10 MWp bis zum Jahresende einen Preis von nahezu 62 EUR / MWh festgelegt. Es betrifft drei Solaranlagen, für die der Verkauf an den Eigentümer in der Summe weniger als 3% der Gesamtproduktion beträgt.

### 3. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024

Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	10 MWp
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlagenportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung
Zeitraum	Juni 2024 bis Dezember 2024
Fester Strompreis	61,7 EUR/MWh
Variabler (Strom-)preis	EEX Marktwert Solar

Im Berichtszeitraum gibt es für das belgische Portfolio keine Strompreisswapvereinbarung mehr.

## ZIELE UND STRATEGIEN

### GESCHÄFTSPLANUNGSPROZESS

In Abstimmung mit dem Aufsichtsrat stellt der Vorstand jährlich einen Geschäftsplan für einen zwei bzw. 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
Geschäftsplan 2021-24	2021-2024	Die Umsetzung des Plans ist im Gange
Mehr Wert, selektives Wachstum	2024-2025	Die Umsetzung des Plans ist im Gange
Fokus 2024-25	2024-2025	Die Umsetzung des Plans ist im Gange

### 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.

### GESCHÄFTSPLAN 2024-2025 MEHR WERT, SELEKTIVES WACHSTUM

Der Vorstand hat am 27. November 2023 den neuen Geschäftsplan für die kommenden zwei Geschäftsjahre vorgestellt. Der Plan hat grundsätzlich vier Bausteine:

#### Baustein 1: Operative Exzellenz

**Optimierung von Bestandsanlagen:** Der Konzern hat eine Analyse der Performance Ratio jener Bestandsanlagen gemacht, die mit hohen Einspeisevergütungssätzen ausgestattet sind und unter dem Gesichtspunkt der langfristigen Sicherung des Standorts und der Netzkapazitätsverfügbarkeit verschiedene Projekte ausgewählt, die in den kommenden Jahren umgebaut werden sollen, d.h. Austausch von Modulen und Wechselrichtern. Die Auswahl der Projekte zielt dabei darauf ab, dass schlecht performende oder (teil-)defekte

Module oder Wechselrichter durch Neugeräte mit höheren Effektivitätsgraden ausgetauscht werden. Dadurch soll einerseits die Ertragskraft der Bestandsanlage zunehmen, andererseits wird die Leistung der Gesamtanlage vergrößert, da mit neuen Modulen auf der gleichen Fläche mehr Leistung installiert werden kann, d.h. Repowering von Bestandsanlagen.

**Erzielung eines Einspeisepreises oberhalb des Einspeisevergütungssatzes:** Der Konzern plant weiterhin, Umsatzsteigerungen zu realisieren, indem höhere als die zunächst vorgegebenen Einspeisevergütungssätze realisiert werden können. Dazu hat der Konzern verschiedene Strategien entwickelt. So ermöglicht z. B. der Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen für jüngere Anlagen mit geringeren Einspeisevergütungssätzen die Sicherung eines Strompreises oberhalb des einkalkulierten Einspeisevergütungssatzes. Darüber hinaus wird der Konzern weiterhin auf die Entwicklung von Solaranlagen (Siehe Baustein 2) setzen, deren Strom dem Gebäudenutzer für den Vorortverbrauch zu festen Strompreisen angeboten wird. Ein drittes Beispiel wäre die Generierung einer zusätzlichen Ertragsquelle, nämlich der Verkauf von Herkunftsnachweisen.

### **Baustein 2: Selektives Wachstum**

**Repowering von Bestandsanlagen:** der Konzern plant derzeit den Komponentenaustausch (Module nebst Wechselrichtern) in eigenen Anlagen. Das Solarpaket I ermöglicht es nämlich, Module mit Erhalt der Einspeisevergütung nicht nur nach erwiesenen Defekten auszutauschen, sondern auch wenn keine Mängel vorliegen. Das Repowering kann somit mit einer Optimierung der Bestandsanlage (siehe oben) einhergehen, dies ist jedoch nicht zwangsläufig der Fall. Auf jeden Fall wird das Repowering die Leistung der Anlage erhöhen. Diese Zusatzleistung wird zwar nicht mit dem gleichen hohen Einspeisevergütungssatz wie die Bestandsanlage vergütet werden, stellt aber ein internes Wachstum des Anlagenportfolios dar, welches zu geringeren Entstehungskosten umgesetzt werden kann.

**Fokus auf die eigene Projektpipeline:** der Konzern hat in den vergangenen Jahren aus eigener Kraft und in Zusammenarbeit mit kleineren Projektentwicklern eine Projektpipeline von nahezu 500 MWp aufgebaut. Die Umsetzung dieser Pipelines sollte dem Konzern ermöglichen, mit einem besseren Risiko-Ertrag-Verhältnis im Vergleich zum Kauf von schlüsselfertigen Anlagen bzw. dem Erwerb von baureifen Projektrechten wachsen zu können.

### **Baustein 3 Projektentwicklung und schlüsselfertiger Verkauf von Projekten**

**Eigenmittelwiederverwendung:** der Konzern beabsichtigt hinsichtlich der neuen Verhältnisse auf dem Kapitalmarkt keine neuen Kapitalmaßnahmen vorzunehmen. Es wird geplant die Eigenmittel nicht vorrangig nur für selektives Wachstum einzusetzen, sondern Eigenmittel nach Realisierung des selektiven Wachstums wieder freizusetzen und wiederzuverwenden, um diesen Baustein zu verwirklichen. Dies wird sowohl durch die Aufnahme von Projektfinanzierungen, falls dies finanziell sinnvoll ist, als auch durch den Verkauf von Projektrechten- bzw. schlüsselfertigen Anlagen versucht zu realisieren.

**Verkauf von Projektrechten und Anlagen:** der Konzern plant, die eigene Projektpipeline unter Anwendung eines Selbstfinanzierungsmodells umzusetzen, weshalb der gelegentliche Verkauf von Projektrechten oder von schlüsselfertigen Anlagen angestrebt wird. Durch solche Verkäufe sollte der Konzern eine Rendite von mindestens 12,0 % erwirtschaften können.

#### **Baustein 4 Aktienrückkaufprogramm(e)**

Der Vorstand hat im November 2023 mit Zustimmung des Aufsichtsrats ein (erstes) Aktienrückkaufprogramm beschlossen. Im Rahmen dieses Aktienrückkaufprogramms 2023 sollten bis Ende Februar 2024 bis zu 1.666.666 Aktien zu einem Höchstkurs von EUR 3,60 je Aktie zurückgekauft werden. Das entsprach einem Multiplikator von 6,0 gerechnet auf den prognostizierten Cashflow je Aktie von EUR 0,60 für das Geschäftsjahr 2023. Somit summiert sich das Aktienrückkaufprogramm 2023 auf eine Investition von maximal EUR 6,0 Mio. Am 28. Februar 2024 hat der Vorstand das Aktienrückkaufprogramm bis zum 29. März 2024 verlängert und den Höchstkurs auf EUR 3,30 je Aktie verringert. Der Konzern meint, dass mit dem Rückkauf von eigenen Anteilen bis zu diesem Kurs mehr Wert geschaffen werden kann im Vergleich zu einer Maximierung des Wachstums.

#### **GESCHÄFTSPLAN UPDATE: „FOKUS 2024-25“**

Der Geschäftsplan Update „Fokus 2024-25“ passt sowohl den Geschäftsplan 2021-2024 als auch den Geschäftsplan 2024-2025 „Mehr Wert, selektives Wachstum“ an die neuen Entwicklungen in den unterschiedlichen Märkten an, wie z.B. dem Kapital- und dem Strommarkt, denen der Konzern ausgesetzt ist, sowie auch an die Ereignisse bezüglich des Konzerns und des Bestandsportfolios.

Der Geschäftsplan Update besteht grundsätzlich aus vier Bestandteilen, die unten näher beschrieben werden.

##### **Bestandteil 1: die Cashflows des Bestandsportfolios schützen**

Das Bestandsportfolio ist das eigentliche Herz des Konzerns und wird in den kommenden zwei Jahren besonders in den Vordergrund gestellt werden: (1) die Refinanzierung von den Schuldscheinverschreibungen, die im 1. Quartal 2025 fällig werden, wird unter anderem mit Projektfinanzierungen von Solaranlagen, die zuvor mit 100% Eigenmitteln finanziert wurden, angestrebt (2) Ältere Bestandsanlagen werden zunehmend optimiert werden und dazu werden die ersten Schritte für den Neuaufbau eines eigenen technischen Serviceteams eingeleitet (3) einer Verlängerung von bestehenden Gestattungsverträgen für Solaranlagen nach dem Einspeisevergütungszeitraum wird nachgestrebt und schließlich wird vermehrt ein Energiemanagement, d.h. die Verstärkung der operativen Ergebnisse durch eine andere Positionierung auf dem Strommarkt eingesetzt. Letzteres kann erreicht werden durch u.a. den Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen, den Verkauf auf dem Intradaymarkt/Spotmarkt statt lediglich auf dem Vortagesmarkt (Day-Ahead Markt) sowie ein Pilotprojekt mit einer Batterie bei einem Endverbraucher/Gebäudeeigentümer, für den der Konzern bereits ein Stromlieferant ist.

##### **Bestandteil 2: Opportunistisches Wachstum, kein selektives Wachstum**

Im Geschäftsplan 2021-2024 war es noch Zielsetzung, um selektiv zu wachsen im Hinblick auf sich verschlechternde Marktumstände für Neuinvestitionen, wie z.B. höhere Zinsen nebst geringeren Strompreisen.

Der Vorstand hat eine eigene Einschätzung der Marktsituation für Solaranlagen für 2030 eruiert. Er hat dazu angenommen, dass es eine Zunahme der Stromnachfrage in Deutschland auf 700 TWh, sowie eine Zunahme des PV-Anlagenbestands mit 12 GWp pro Jahr geben wird. Darüber hinaus sollte der Kohleausstieg in der Stromproduktion erst im Jahr 2034 erfolgen. Dies führt dazu, dass der Strompreis über die Merit Order entweder von der Verstromung von Gas in Gas- und Dampfkraftwerke (CCGT) oder von den erneuerbaren Energien bestimmt wird. Die Bestimmung vom Strompreis durch erneuerbare Energien sorgt dabei für das Vorkommen von Negativpreisen. In diesem Szenario sieht der Vorstand den EEX Strompreis bei EUR 68 / MWh und den PV-Strompreis mit einer Capture Ratio von 53% bei EUR 36 / MWh. Außerdem würde es in dem Szenario des Konzerns 538 Negativstunden im Jahr geben. Für Neuinvestitionen wird dabei nicht generell auf den PV-Strompreis, sondern auf den geförderten Ausschreibungstariff unter Abzug der Produktion während

Stunden mit negativen Preisen abgestellt. Dies führt dazu, dass der Konzern für ein Neuprojekt an einem guten Standort in Deutschland (1.000 kWh/kWp vor Unterregelungen) in einem unveränderten Zinsumfeld (Projektfinanzierung auf 18 Jahren mit einer Verzinsung von 4,0%), keine Eigenkapitalrendite mehr oberhalb 6,0% erreichen kann, sodass Wachstum bei unveränderten Umständen grundsätzlich finanziell unattraktiv ist.

Dies führt dazu, dass der Vorstand beschlossen hat das selektive Wachstum zu verlassen und nur noch opportunistisch zu schauen, welches Wachstum für den Konzern finanziell vorteilhaft ist. Dies hat zur Folge, dass die Wachstumsziele des Geschäftsplans 2021-2024 ausdrücklich verlassen werden.

Opportunistisches Wachstum wird aus der Vollendung der Solaranlagen bestehen, welche sich bereits im Bau befinden, die Erweiterung oder das Repowering von Bestandsanlagen sowie eine opportunistische Haltung bei der Umsetzung von Neubauanlagen aus der eigenen Pipeline oder von Anlagen, die von Dritten entwickelt wurden.

### **Bestandteil 3: Eintreibung der wertgeminderten Forderung i.V.m. Reuden Süd**

Die Solaranlage in Reuden Süd ist eine der größten solaren Dachanlagen in Deutschland. Mit dem Bau der Anlage wurde im Jahr 2021 durch einen Projektentwickler begonnen, der ebenfalls der Generalunternehmer der Solaranlage war. Die Anlage verfügt über verschiedene Ausschreibungstarife, die bei einer Leistung von 20 MWp durchschnittlich ca. 85 EUR / MWh erzielen würden. Die Investition in die Solaranlage wurde, wie üblich, durch eine Projektgesellschaft vorgenommen. Diese Projektgesellschaft hat die Rechtsform einer Kommanditgesellschaft und wurde von einem großen deutschen Finanzinstitut mit einer Projektfinanzierung für die Realisierung der Solaranlage ausgestattet. Zum Tag der Veröffentlichung des Geschäftsberichtes ist die Anlage weder fertiggestellt noch an das Stromnetz angeschlossen.

Eine Tochtergesellschaft des Generalunternehmers, die die einzige Kommanditistin der Projektgesellschaft war, hatte die benötigten Eigenmittel zur Realisierung des Projekts in die Projektgesellschaft in Form eines Gesellschafterdarlehens eingebracht. Im Juni 2023 hat der 7C Solarparken Konzern einen Kauf- und Abtretungsvertrag mit der einzigen Kommanditistin der Projektgesellschaft (hiernach: „die Verkäuferin“) geschlossen mit dem Zweck die Kommanditanteile und das Gesellschafterdarlehen an den Konzern abzutreten. Das Gesellschafterdarlehen i.H.v. rd. EUR 5,3 Mio. wurde sofort lastenfrei an die 7C Solarparken abgetreten und bezahlt, die Kommanditanteile sowie die Geschäftsführung über die Projektgesellschaft sollten erst nach erfolgtem Netzanschluss an die 7C Solarparken übertragen werden.

Im Laufe des dritten Quartals 2023 wurde klar, dass weitere Bauverzögerungen beim Projekt eintreten bzw. eintraten, aber der Generalunternehmer und die Verkäuferin lieferten hierfür glaubwürdige und nachvollziehbare Erklärungen und konnten den (kurzfristig geplanten) Fortschritt des Baus mit Unterlagen belegen. Im Laufe des zweiten Quartals 2024 wurde jedoch zunehmend deutlich, dass trotz Erklärungen und Versprechen (wie z.B. die Lieferung von Trafostationen) der Bau der Solaranlage nicht oder unzureichend schnell vorankam. Die 7C Solarparken hat daraufhin bei der Verkäuferin darauf gedrängt, dass die Geschäftsführung der Projektgesellschaft auszutauschen sei, sodass die 7C Solarparken notfalls selbst den Bau erfolgreich vollziehen könnte oder mindestens auf den Generalunternehmer, der schließlich zur gleichen Unternehmensgruppe wie die Verkäuferin gehört, einwirken könnte. Am 6. Juni 2024 hat die 7C Solarparken im Anschluss an die Hauptversammlung in Köln, die Geschäftsführung über die Projektgesellschaft erlangt.

Infolgedessen wurde der Konzern von einem Drittinvestor kontaktiert, der behauptete, dass sowohl die Kommanditanteile als auch die Gesellschafterdarlehen, welche im Juni 2023 an den Konzern abgetreten worden waren, bereits beim Baustart im Jahr 2021 an ihn sicherungsabgetreten bzw. verpfändet worden waren. Dies hing damit zusammen, dass dieser Investor der Verkäuferin ein Darlehen mit einem hohen Volumen gewährt hatte,

für das sowohl die Gesellschafterdarlehen als auch die Kommanditanteile als Sicherheit abgetreten wurden. Zusammengefasst konnte die Verkäuferin weder die Gesellschafterdarlehen noch die Kommanditanteile lastenfrei an die 7C Solarparken abtreten, was einen klaren Verstoß gegen die Garantiebedingungen des Kauf- und Abtretungsvertrag vom Juni 2023 darstellt. Dies hat dazu geführt, dass die 7C Solarparken Ihr Gesamtinvestment bereits in den Halbjahreszahlen wertgemindert hat, da der Konzern davon ausgeht, dass die Verkäuferin nicht in der Lage ist die zu Unrecht vereinnahmten bezahlten Beträge zurückzuerstatten. Sowohl die Verkäuferin als auch der Generalunternehmer haben im September 2024 Insolvenz angemeldet. Der Konzern wird alle möglichen (Regress-) Ansprüche gegen die Verkäuferin und den Generalunternehmer in Erwägung ziehen und im Anschluss auch geltend machen. Die Erfolgsaussichten auf Erfüllung werden jedoch in Anbetracht der Finanzlage der Gegenseite als gering eingeschätzt.

Seit Juli 2024 hat der Konzern festgestellt, dass für die Fertigstellung der Solaranlage Reuden Süd nach heutiger Einschätzung ein Budget zwischen EUR 6-8 Mio. erforderlich sein wird. Es wurde im Zeitraum bis zum Ende des zweiten Quartals 2025 eruiert, ob die Solaranlage Reuden Süd mit der Unterstützung vom Konzern noch zu retten sei. Der Konzern hat dazu den Beteiligten im Projekt technische und finanzielle Lösungsmöglichkeiten vorgeschlagen, die ohne Mitwirkung aller Beteiligten nicht umgesetzt werden können. Der Konzern hatte jedoch selbst keine Verpflichtung zu dieser Rettung beizutragen. Der Konzern hatte sich zum Ziel gesetzt, dass ein Investment nur erfolgen würde, wenn die (finanziellen) Interessen des Konzerns an der tatsächlichen Lösung ausreichend berücksichtigt werden und das Risikoprofil des Vorhabens gesenkt werden kann.

#### **Bestandteil 4: Verfügbare Liquidität macht weitere Aktienrückkäufe möglich**

Der Konzern hat heute einen Finanzplan für die Jahre 2024-2027 veröffentlicht. Daraus geht hervor, dass bis Ende 2027 eine verfügbare Liquidität mit einem Sollwert i.H.v. EUR 50 Mio. budgetiert ist. Diese Liquidität kann nicht nur für Cash-Dividenden oder die Umsetzung des opportunistischen Wachstums eingesetzt werden, sondern auch für weitere Aktienrückkäufe. Letztere stehen im heutigen Marktumfeld besonders im Fokus.

Gleichwohl hat der Vorstand bekanntgegeben, dass er für das Geschäftsjahr 2024 nicht plant, der Hauptversammlung 2025 eine Cash-Dividende vorzuschlagen. Dies auf Grundlage der bestehenden Dividendenpolitik, dass eine Cash Dividende der Entwicklung des Cashflows je Aktie (CFPS) folgen sollte. Der prognostizierte CFPS für das Gesamtjahr mit EUR 0,42 je Aktie (Siehe Prognosebericht) liegt unter der Schwelle von einem CFPS von EUR 0,50, aufgrund der schlechten Witterung und der ungeplanten Wertminderung der Forderung i.V.m. der Solaranlage Reuden Süd und ist deshalb zu schwach, um eine Cash Dividende zu ermöglichen.

## 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 in den Konzerngesellschaften.

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

**NETTO CASHFLOW** = EBITDA minus effektive Zinszahlungen minus effektive Steuerzahlungen minus Pacht Aufwand

- *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 Pacht Aufwand, der nicht im Betriebsaufwand enthalten ist*

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

---

Für die Berechnung der durchschnittlichen Anzahl der Aktien bereinigt der Konzern diese Anzahl um die Anzahl der eigenen Aktien, unbeschadet ob diese Aktien im betreffenden Geschäftsjahr eingezogen wurden oder nicht.

## 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), und Ertrag pro installierter Anlagenleistung (kWh/kWp). Diese werden in monatlichen Budgets erneuert und in einem Management Reporting dargestellt. Bedeutsame nicht finanzielle Leistungsindikatoren wurden nicht festgelegt.

Der Vorstand beabsichtigt ab dem Geschäftsjahr 2026 die durch das Geschäft des Konzerns eingesparte CO<sub>2</sub>-Menge als technische Steuerungskennzahl mit einzubeziehen. Ursprüngliches Ziel war es diese Kennzahl bereits im Berichtsjahr festzulegen und anzuwenden, was aufgrund interner Anpassungen auf das Geschäftsjahr 2026 verschoben wurde. Ziel ist es, die Nachhaltigkeit entsprechend den Vorschriften des deutschen Corporate Governance Kodex als wesentliche Kennzahl in die Unternehmensplanung einzubringen. Es 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. Der Vorstand plant dabei, die Berechnung der Kennzahl grundsätzlich auf das eigene Anlagenportfolio sowie auf die Zusammensetzung der fossilen Nettostromproduktion in Deutschland aufzusetzen, da diese durch den Ausbau der erneuerbaren Energien als zu ersetzen gilt.

# WIRTSCHAFTSBERICHT

## GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMENBEDINGUNGEN

### DEUTSCHE VOLKSWIRTSCHAFT

Die deutsche Wirtschaft ist im ersten Halbjahr 2025 erneut leicht geschrumpft und verzeichnete einen Rückgang des Bruttoinlandsprodukts von 0,1 %. Bereits im Gesamtjahr 2024 hatte es ein Minus von 0,2 % gegeben, nachdem die Wirtschaftsleistung 2023 ebenfalls rückläufig gewesen war. Im Gegensatz dazu wuchsen andere EU-Länder wie Frankreich, Spanien oder Belgien im ersten Halbjahr 2025 um rund 1% und bestätigten damit ihren Aufholkurs.

Die Ursachen für die anhaltende Schwäche in Deutschland sind vielschichtig: mangelnde Digitalisierung, hoher Bürokratieaufwand sowie weiterhin zurückhaltende Investitionen in Infrastruktur und Zukunftstechnologien. Hinzu kommt, dass die voranschreitende Deglobalisierung für eine stark exportorientierte Volkswirtschaft wie Deutschland weiterhin eine besonders belastende Entwicklung darstellt.

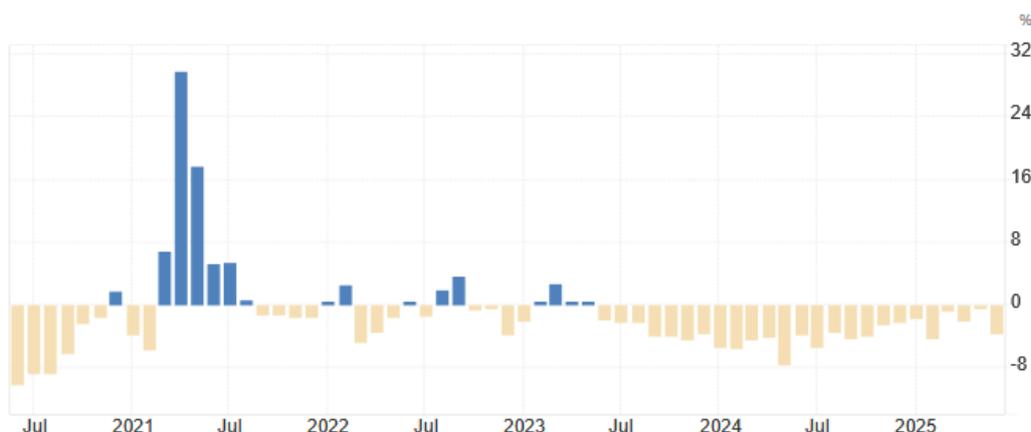
Neben diesen strukturellen Faktoren wirkten auch kurzfristige Belastungen fort. Zwar hat sich die Inflationsdynamik inzwischen etwas abgeschwächt, doch die in den Vorjahren gestiegenen Finanzierungskosten sowie die anhaltend hohen Energiepreise dämpften weiterhin Investitionen und Konsum. Die deutsche Industrie litt im Berichtszeitraum zudem unter der Kombination aus schwacher globaler Nachfrage und teurer Energieversorgung.

Im Folgenden wird detaillierter auf die Entwicklung der industriellen Produktion eingegangen. Diese ist aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs und – in Teilbereichen – auch wegen des Einsatzes von Gas in den Prozessen ein entscheidender Faktor für die Strompreisentwicklung im Berichtszeitraum.

### DEUTSCHE INDUSTRIEPRODUKTION

Wenn man die deutsche Industrieproduktion im Zeitraum 2021-2025 betrachtet, stellt man fest, dass nach dem rasanter Anstieg der Produktion im Jahr 2021, die Industrieproduktion mit den steigenden Strom- und Gaspreisen seit dem Spätsommer 2021 bis Ende 2022 jedoch erheblich zurückgefahren ist. Eine Verbesserung kann man bisher nicht verzeichnen.

Monatliche Entwicklung der deutschen industriellen Produktion in % (2021-2025)



Quelle: Trading Economics, Bundesstatistisches Amt

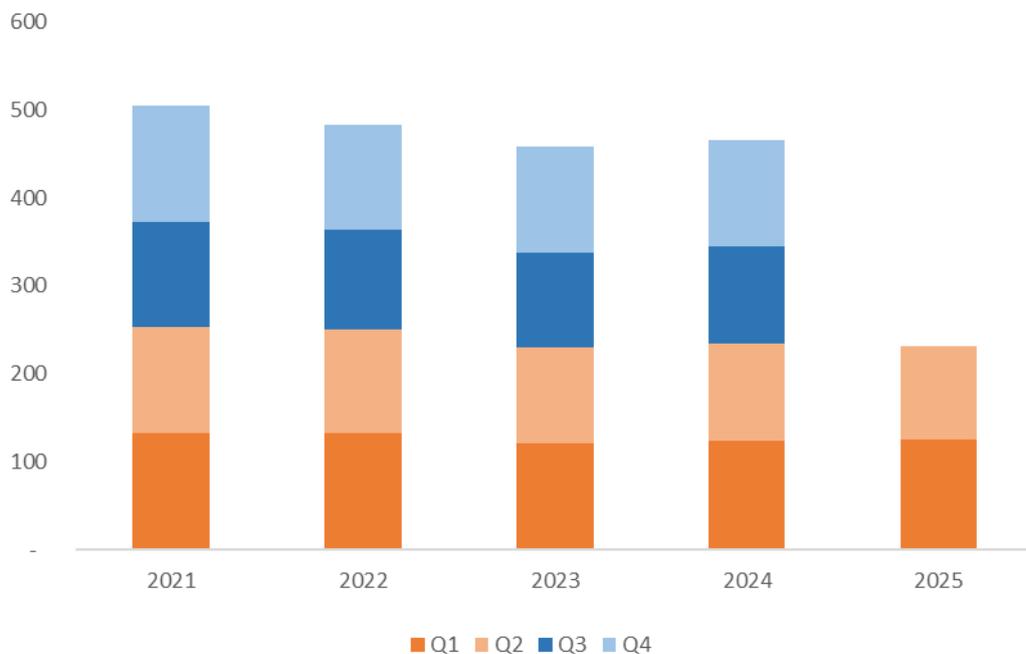
In der Folge wurde die Industrieproduktion in den letzten drei Jahren weiter zurückgeschraubt. Ursächlich hierfür sind nicht nur die Folgen des Energiepreisbooms im Geschäftsjahr 2022 sowie die damit einhergehenden inflationären Spannungen, sondern auch der dadurch ausgelöste Zinsanstieg. Darüber hinaus wurden Neuinvestitionen vor sich hergeschoben oder gar annulliert, und es gab eine beträchtliche Verschlechterung der Konkurrenzfähigkeit der deutschen Industrie im Vergleich zu anderen Produktionsstandorten.

Im Geschäftsjahr 2024 verbrauchte die deutsche Industrie nach Angaben des BDEW ca. 44% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland. Eine Abnahme bzw. eine Stagnierung der deutschen industriellen Produktion hat somit einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtstromnachfrage.

## ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMNACHFRAGE

Nach zwei aufeinanderfolgenden Jahren mit rückläufigem Nettostromverbrauch (-4,5 % im Jahr 2022 und -5,1 % im Jahr 2023), lässt sich im Strommarkt eine Stagnierung des Stromverbrauchs erkennen, welche sich im Berichtszeitraum bestätigte.

### Nettostromverbrauch (GWh) vom GJ 2021-2025 mit Quartalsangabe



Quelle: Energy-Charts, eigene Darstellung

Gemessen an den bisherigen Zielsetzungen der deutschen Energiepolitik ist die Stromnachfrage jedoch noch weit entfernt von den angenommenen 750 TWh Bruttostromverbrauch (ca. 700 TWh Nettostromverbrauch), welcher bis 2030 den Ausbauplänen für Erneuerbare Energien zugrunde gelegt wurden. Die Stromnachfrage leidet derzeit weiterhin von einem wirtschaftlichen Abschwung in der großen verarbeitenden Industrie, während die Neuverbraucher wie E-Mobilität, Wärmepumpen, (KI-)Datenzentren und Wasserstoffproduktion noch nicht den erwarteten Beitrag an der Stromnachfrage leisten. Wenn die Stromnachfrage nicht durch die Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft angekurbelt wird oder in der Alternative der Ausbau von Erneuerbaren Energien (insbesondere von Solarenergie) ausgebremst wird, dann werden die unten beschriebenen Marktphänomene wie sinkende Capture Ratios für Solarstrom und vermehrtes Aufkommen von Negativpreisen weiter bestehen bzw. verstärkt werden. Das Ausbleiben der steigenden Nachfrage und die Zunahme des Marktanteils des Solarstroms

machte sich im Berichtszeitraum in der Entwicklung des Marktwert Solar (Siehe Entwicklung der Strompreise) sowie in der höheren Anzahl der Negativstunden bemerkbar.

## ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND IM BERICHTSZEITRAUM

Die deutsche Nettostromproduktion sank im Berichtszeitraum des ersten Halbjahres 2025 um 1,6% gegenüber dem Vorjahreszeitraum auf 210,3 TWh. Damit folgte die Erzeugung weitgehend der stagnierenden Stromnachfrage.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle nahm trotz der Schließung von Braukohleanlagen leicht um 2,3 % auf 34,3 TWh zu, während die Produktion aus Steinkohlekraftwerken deutlich um 31,5% auf 14,4 TWh zulegen konnte. Beide Rohstoffe wurden im ersten Quartal 2025 v.a. aufgrund der schlechten Winderträge vermehrt für Verstromung eingesetzt. Die Erdgasverstromung legte zwar zu (+3,4% auf 26,2 TWh), aber weniger als die Steinkohlekraftwerkeproduktion durch die Zunahme der Gaspreise, sodass die Gaskraftwerke Ihre Rolle als flexible Reserve bei schwankender Einspeisung aus Erneuerbaren nicht realisieren konnten.

NETTOSTROMPRODUKTION (TWh)	2025H1	2024H1	VERÄNDERUNG	GESAMTANTEIL IN %
<b>Markt</b>	<b>210,3</b>	<b>213,7</b>	<b>-1,6%</b>	<b>100,0%</b>
Braunkohle	34,3	33,6	2,3%	16,3%
Steinkohle	14,4	11,0	31,5%	6,9%
Erdgas	26,2	25,4	3,4%	12,5%
Andere	8,8	5,7	55,9%	4,2%
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>126,4</b>	<b>138,1</b>	<b>-8,5%</b>	<b>60,1%</b>
<b>davon:</b>				
Wasser	8,1	10,5	-22,9%	3,9%
Wind	60,2	73,3	-17,9%	28,6%
PV	39,7	31,8	25,0%	18,9%
Biomasse	18,4	22,5	-18,2%	8,8%

Quelle: Energy Charts: 2025-2024 – Eigene Darstellung

Demgegenüber ging die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich zurück: Mit 126,4 TWh lag sie um 8,5% niedriger als im Vorjahreszeitraum und stellte 60,1% der Nettostromproduktion. Maßgeblich war jedoch vor allem der Rückgang bei der Windkraft (-17,9% auf 60,2 TWh) und der Biomasse (-18,2% auf 18,4 TWh). Auch die Wasserkraft sank infolge trockenerer Witterung deutlich um 22,9% auf 8,1 TWh. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik konnte mit einem Plus von 25,0% auf 39,7 TWh deutlich zulegen und damit den Rückgang bei Wind und Biomasse teilweise kompensieren.

Die Entwicklung unterstreicht die anhaltende Abhängigkeit des deutschen Stromsystems von wetterbedingten Schwankungen. Besonders der Rückgang der Windstromerzeugung belastete den Anteil der Windenergie im Strommix, während fossile Energieträger temporär stärker als Ersatzquellen zum Einsatz kamen. Damit bleibt die Herausforderung bestehen, den Ausbau von Speichertechnologien und Netzinfrastrukturen voranzutreiben, um Erzeugungsschwankungen besser abzufangen und die Klimaziele zu erreichen.

Schließlich ist der Marktanteil von PV von 14,9% auf 18,9% angestiegen, was nicht nur auf die besseren Witterungsbedingungen, sondern auch auf den Ausbau der installierten Leistung an Solaranlagen in Deutschland zurückzuführen ist.

## AUSBAU VON DEN ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND

Der geplante Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien in Deutschland wird im EEG festgelegt. Nach dem „EEG 2023“ wurde der weitere Ausbau der Solaranlagenleistung auf 215 GWp bis 2030 festgelegt. Der Ausbaupfad bis zur beabsichtigten Leistung wurde auf der unterstehenden Grafik im Verhältnis zur Bestandsleistung auf dem deutschen Markt dargestellt.

### Installierte Leistung der deutschen Solaranlagen zwischen 2019 2030



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, eigene Darstellung

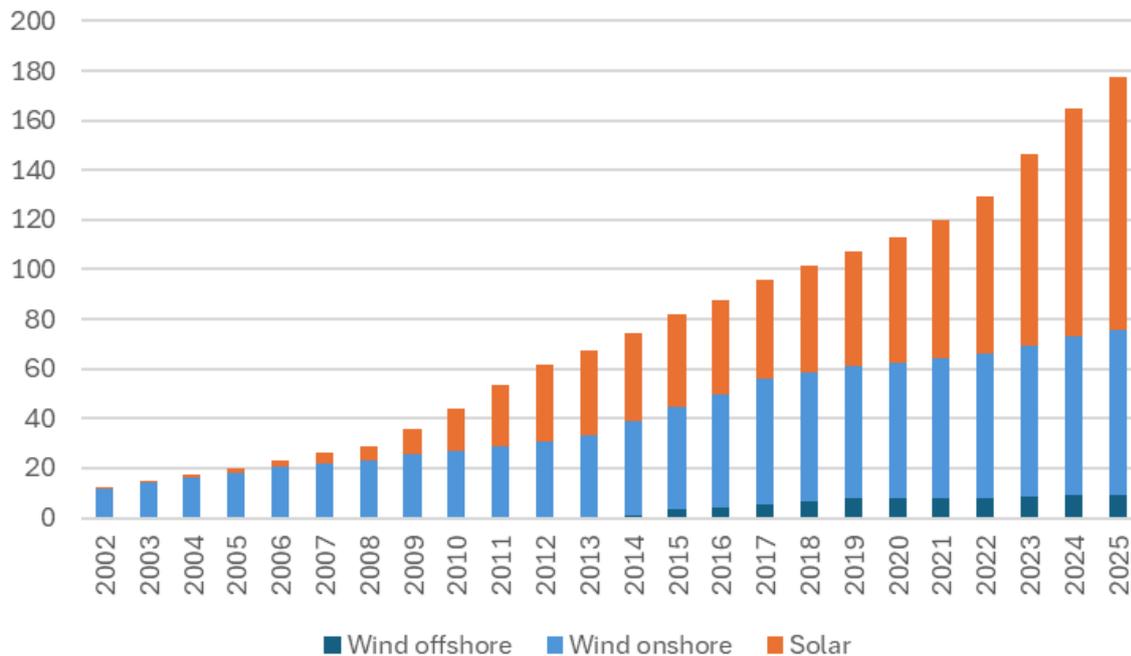
In der unterstehenden Grafik kann festgestellt werden, dass am Tag der Veröffentlichung die Leistung aller deutschen Solaranlagen erstmalig oberhalb 100 GWp lag. In den zwei Vorjahren sind insgesamt 29 GWp Solaranlagen errichtet worden, im laufenden Geschäftsjahr lag der Ausbau bisher bei rd. 10 GWp. Für das Geschäftsjahr 2025 kann man somit ebenfalls einen Ausbau von rd. 14 GWp auf 116 GWp schätzungsweise erwarten.

Sollte in den kommenden 5 Jahren in demselben Tempo Solaranlagen gebaut werden, wird die installierte Leistung bis 2030 ca. 186 GWp erreichen und somit die Zielsetzungen des EEGs 2023 für die installierte solare Leistung bis 2030 (215 GWp) nicht erfüllen.

Da die Rahmenbedingungen für den Bau von Solaranlagen unverändert gut sind (Siehe Entwicklung der Systempreise), sieht es eher danach aus, dass der Markt aufgrund der Preissituation an den Strommärkten (Siehe unten) ausgebremst wird. Es wird daher auch im Hinblick auf die Entwicklung der Strompreise (Siehe unten) notwendig sein, im Rahmen des EEG oder mit anderen flankierenden politischen Maßnahmen günstige Voraussetzungen für ein Investment in deutsche Solaranlagen zu schaffen bzw. beizubehalten, wenn die Zielsetzung von 215 GWp erreicht werden soll.

In der nachstehenden Grafik wird der Ausbau der Erneuerbaren Energieanlage (Wind und Solar) nach Leistung dargestellt:

## Kumulativer Ausbau der Leistung von Solaranlagen und Windkraftanlagen in Deutschland in GW(p)



Quelle: Energy Charts

Die Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme bis 2016 verfügen meistens über einen sehr hohen Einspeisevergütungssatz und sind andererseits nicht den Negativstunden auf dem Strommarkt ausgesetzt (Siehe Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios). Diese Anlagen stellen in etwa 37% der deutschen Gesamtleistung an Solaranlagen. Die Betreiber dieser Solaranlagen haben derzeit keinen Anreiz, um Ihre Solaranlagen bei Negativpreisen abzuschalten, da sie auch in diesen Fällen ihren festen Einspeisevergütungssatz bekommen.

Insbesondere seit dem Geschäftsjahr 2007 lässt sich eine kräftige Steigerung der Leistung der deutschen Solaranlagen erkennen. Weitgehend die meisten Solaranlagen werden im Rahmen des EEG vergütet. (Siehe Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios). Demzufolge werden die Solaranlagen, die z.B. im Geschäftsjahr 2007 in Betrieb gegangen sind, ab dem Geschäftsjahr 2028 entweder rückgebaut werden oder bei Weiterbetrieb dem Strommarkt ausgesetzt sind. Ab diesem Geschäftsjahr werden somit (im Fall von Weiterbetrieb) zunehmend mehr ‚alte‘ Solaranlagen auf Strompreissignale reagieren und bei Negativpreisen den Strom nicht mehr anbieten bzw. sich ausschalten.

Darüber hinaus ist es so, dass die Solaranlagen, die vom Geschäftsjahr 2023 bis Februar 2025 in Betrieb genommen wurden im laufenden Geschäftsjahr keine Marktprämie mehr erhalten, wenn auf dem Strommarkt in drei konsekutiven Stunden Negativpreise vorherrschen. Diese Anzahl wird prospektiv bis zum Geschäftsjahr 2027 auf eine Stunde reduziert. Es kann somit auch von diesen Solaranlagen in den kommenden Jahren eine rationale(re) Reaktion auf Preissignale erwartet werden.

Schließlich führt das Solarspitzengesetz 2025 (siehe unten) dazu, dass Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme nach dem 25. Februar 2025 bei negativen Strompreisen erwartungsgemäss den Strom nicht mehr auf dem Markt anbieten werden, weil diese sofort ab der ersten Stunde mit einem negativen Strompreis keine Marktprämie mehr erzielen können (und somit das Problem der Negativpreise im Markt nicht vergrößert wird).

Noch sind diese Effekte noch nicht alle eingetreten bzw. haben sich noch nicht spürbar gemacht und kommt es auf dem deutschen Strommarkt immer häufiger zu Stunden mit Negativpreisen (Siehe Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum). Der Konzern meint jedoch, dass die obenstehenden Treiber dazu führen werden, dass es künftig eher eine Tendenz zu Nullpreisen als zu Negativpreisen geben wird.

## ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

Die Vorjahre waren von starken Schwankungen auf den Rohstoffmärkten gekennzeichnet, aber im Berichtszeitraum weisen die Energierohstoffpreise ein gemischtes Bild auf. Im Allgemeinen kann man sagen, dass die auf den globalen Märkten bestimmten Preise sich im Laufe des Geschäftsjahres stabilisiert haben. Während der Ölpreis (Brent Crude) sich im Bereich von USD 70 pro Fass eingependelt hat, entwickelt sich der Preis für Steinkohle um einen Preis i.H.v. USD 100 pro metrische Tonne.

### Ölpreis (Brent Crude) in USD pro Fass März 2021-August 2025



Quelle: Trading economics

### Steinkohle in USD per metrischer Tonne März 2021 – August 2025



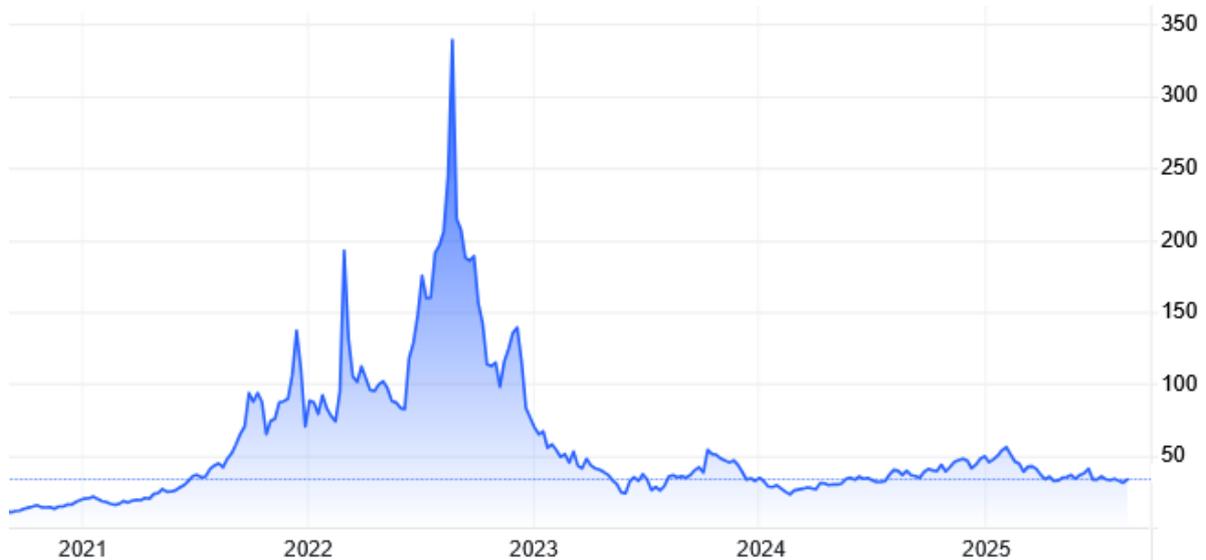
Quelle: Trading economics

Der Henry Hub Gaspreis stabilisierte sich ebenfalls und erreichte im Berichtszeitraum Preise zwischen USD 2-3 pro mmBtu. Die europäischen Gaspreise zeigen sich volatil, da die Erdgaspreise in Europa (TTF) und die CO<sub>2</sub>-Preise in der zweiten Jahreshälfte und bis in das laufende Geschäftsjahr 2025 schrittweise anstiegen. Die Gründe dafür sind in erster Linie die geopolitischen Spannungen in Russland und im Nahen Osten, einschließlich der Vorwegnahme der Wahl von Präsident Trump in den USA. Daneben gab es eine relativ rasche Entleerung der Gasvorräte in Europa wie im Vereinigten Königreich. Der CO<sub>2</sub>-Preis fiel in Q1 2025 auf EUR 52/t zurück, was vor allem auf Short-Positionen auf dem Markt zurückzuführen war, erholte sich jedoch rasch aufgrund der Divergenz zwischen Kohle- und Gaspreisen.

---

#### Gaspreis (TTF) in EUR per MWh März 2021- März2025

---



Quelle: Trading economics

---

#### CO<sub>2</sub>-Preis in EUR per metrischer Tonne März 2021 – März 2025

---



Quelle: Trading economics

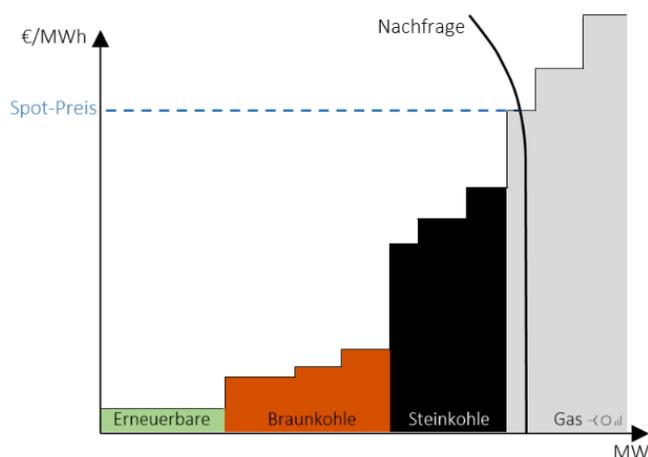
Die Preise für die Energierohstoffe und die CO<sub>2</sub>-Zertifikate sind für die Preisbildung am Strommarkt (siehe die folgenden beiden Abschnitte) und für die Ertragslage des Konzerns mittelbar von Bedeutung. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Derzeit sind dies häufig Gasverstromungskraftwerke, für die der Gaspreis und der CO<sub>2</sub>-Preis den wesentlichen Teil der Grenzkosten ausmacht.

## PREISBILDUNG – WIE KOMMT DER STROMPREIS ZUSTANDE?

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

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

### Preisbildung am deutschen Strommarkt



*Schematische Darstellung der Strompreisbildung an EEX Strombörse, Quelle: Neo EN Energy*

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

Dies bedeutet, dass, wenn unzureichend erneuerbare Energien vorhanden sind, um den gesamten Strombedarf zu decken, der Strompreis von den variablen Erzeugungskosten der Braun- und Steinkohle-, Öl- und schließlich Gaskraftwerken gedeckt werden. Diese variablen Erzeugungskosten umfassen neben dem Aufwand für den direkten Brennstoff der jeweiligen Technologie (z.B. Steinkohle oder Gas) ebenfalls den CO<sub>2</sub>-Preis für die durch diese Erzeugungsart emittierten Kohlenstoffdioxid.

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

Die Tatsache, dass erneuerbare Energien nur beschränkt steuerbar sind, führt einerseits regelmäßig dazu, dass der Räumungspreis am Day-Ahead Markt ungefähr null ist, bzw. nach Unterschätzung der Produktion durch erneuerbare Energie am Spotmarkt zu Negativpreisen führt, welcher gemäß EEG-Gesetzeslage eine Einschränkung der Vergütungsfähigkeit von erneuerbaren Energien nach sich zieht (siehe Abschnitt „Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios“).

Daraus folgt somit, dass eine Zunahme der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, z.B. durch gute Witterungsverhältnisse oder durch Zunahme der installierten Leistung, bei gleichbleibender Stromnachfrage zunehmend einen deflatorischen Preisdruck auf die Strompreise ausübt. Im Geschäftsjahr hat daher eine abnehmende Stromnachfrage mit einer zugenommenen installierten Leistung von Solar- und Windanlage zu einem solchen Preisdruck geführt.

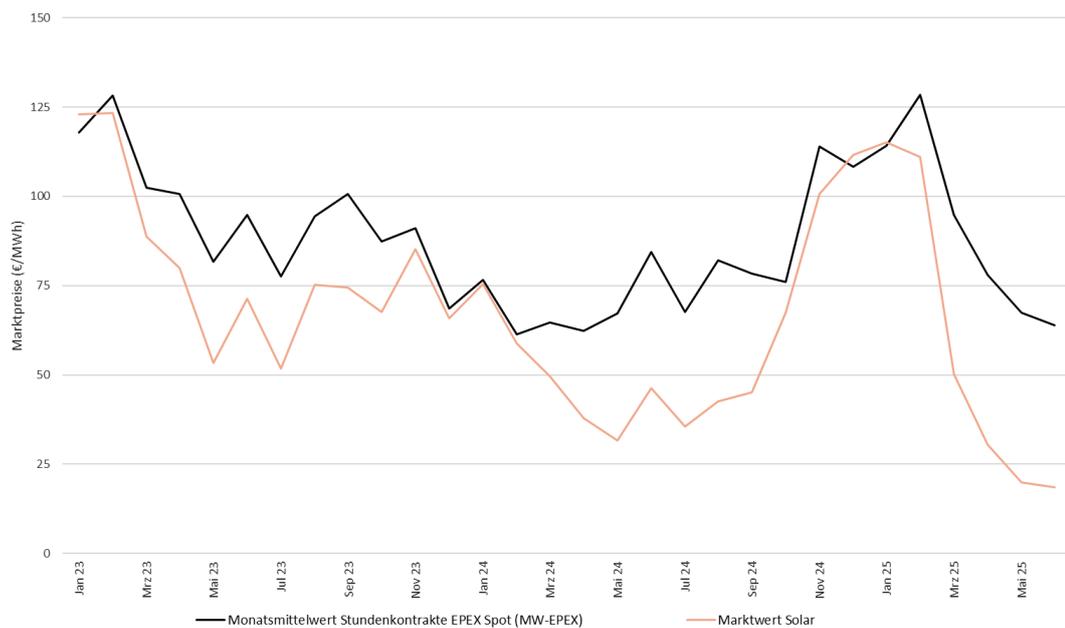
## **ENTWICKLUNG DER „STROMPREISE“ IM BERICHTSZEITRAUM**

Der Konzern ist mit dem Anlagenportfolio prinzipiell auf zwei Märkten aktiv: nämlich auf dem Spotmarkt sowie auf dem Terminmarkt. Für Anlagen ab 2016 gibt es eine verpflichtende „Direktvermarktung“, bei der die Betreiber den monatlichen PV-Marktpreis und eine Marktprämie erhalten (siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios). Der PV-Marktpreis ist der durchschnittlich stündliche Spotpreis, gewichtet für die Volumina Solarstrom, die bundesweit an diesen Stunden erzeugt wurden. Dieser Preis wird auch der „Marktwert Solar“ genannt.

Da die Preisbildung auf dem Markt von den Grenzkosten der letzten Produktionseinheit abhängt, lässt sich beobachten, dass der PV-Marktpreis in den Sommermonaten niedriger ist, da der Preis in den meisten Stunden durch inframarginale Technologien (wie Solaranlagen) bestimmt wird. Die hohe Gesamtleistung an Solar- und Windkraftanlagen in Verbindung mit einem inflexiblen Angebot an Erneuerbaren Energieanlagen, aufgrund des Einspeisevergütungsmechanismus (siehe Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios), führt dazu, dass die Räumungspreise sinken und sogar immer häufiger negativ werden.

Wie in der unterstehenden Grafik ersichtlich ist, kannte der Grundlastpreis (EPEX Spot, die schwarze Linie) im Berichtszeitraum eine eher flache Entwicklung mit höheren Strompreisen in den ertragsschwachen Monaten für Solar und geringeren Strompreisen, wenn die Witterung gut ist.

## EEX-Strompreis in EUR per MWh 2023-2025H1



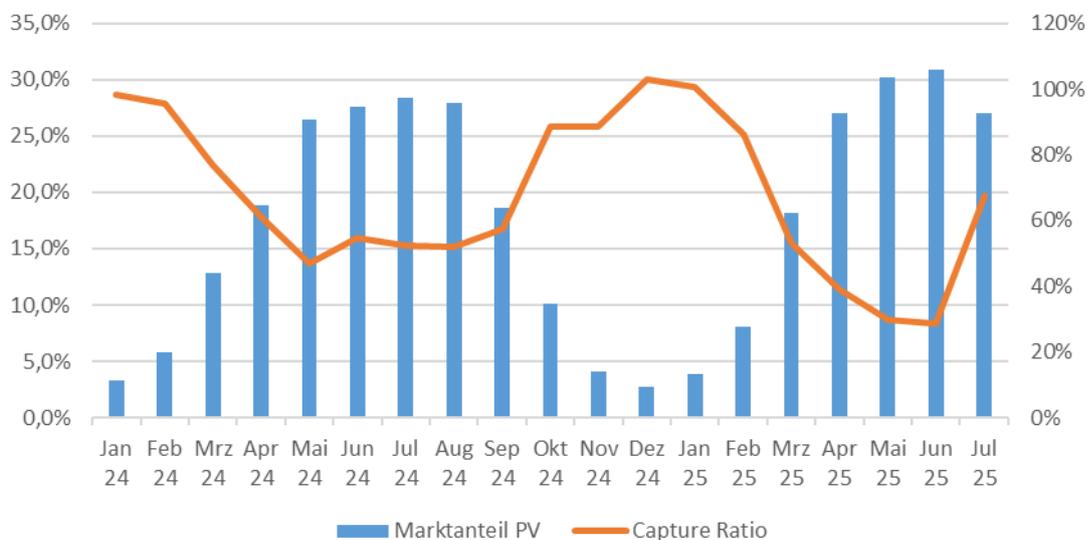
Quelle: Netztransparenz – eigene Darstellung

Diese durchaus ordentlichen Grundlastpreise konnten sich jedoch nicht in bessere PV-Marktpreise umsetzen, denn der Marktwert Solar ist im Berichtszeitraum weiter unter Druck geraten. Im zweiten Quartal konnte der Konzern noch PV-Marktpreise von ca. EUR 30 bis 50 je MWh vereinnehmen, im Berichtszeitraum ist der Preis teilweise sogar unterhalb EUR 25 je MWh zurückgefallen. Insgesamt lag der PV-Marktpreis im Berichtszeitraum um EUR 37 je MWh, wobei er im ersten Halbjahr 2024 noch bei EUR 44 je MWh war. Im Prognosebericht des Geschäftsberichts 2024 war für die Prognose der Umsatzerlöse sowie des EBITDAs noch von einem durchschnittlichen PV-Marktpreis von EUR 51 je MWh ausgegangen worden. Es ist daher nicht zu erwarten, dass dieser Strompreis im laufenden Geschäftsjahr tatsächlich erreicht werden kann.

Das Verhältnis zwischen dem PV-Marktpreis und dem Grundlastpreis wird auch „Capture Ratio“ genannt. Capture Ratios sind umgekehrt proportional zum Marktanteil des Solarstroms in einem bestimmten Monat, denn für die Stunden, für die Solarstrom die Grenzkosten des Marktes setzt, ist der Strompreis null (oder sogar negativ). Durchschnittlich lag der Marktanteil von PV-Strom im gesamten Strommix im Berichtszeitraum bei rd. 19%. Solarstrom wird jedoch selbstverständlich nicht in allen Monaten gleichverteilt produziert.

Der Marktanteil von Solaranlagen in der deutschen Stromerzeugung hat im ersten Halbjahr 2025 (im Vergleich zur Vorjahresperiode) sowohl aufgrund des Ausbaus als auch wegen der besseren Einstrahlungsbedingungen stark zugenommen, was sich in der unterstehenden Grafik, insbesondere im ertragsreichen zweiten Quartal feststellen lässt. Aus der unterstehenden Grafik ist ersichtlich, dass die Abnahme der Capture Ratio mit dem Marktanteil an PV-Strom in der gesamten Stromerzeugung korreliert.

**Marktanteil PV in der Stromerzeugung (Linke Y-Achse) und Capture Ratio im Verhältnis zum Grundlaststrompreis (Rechte Y-Achse)**



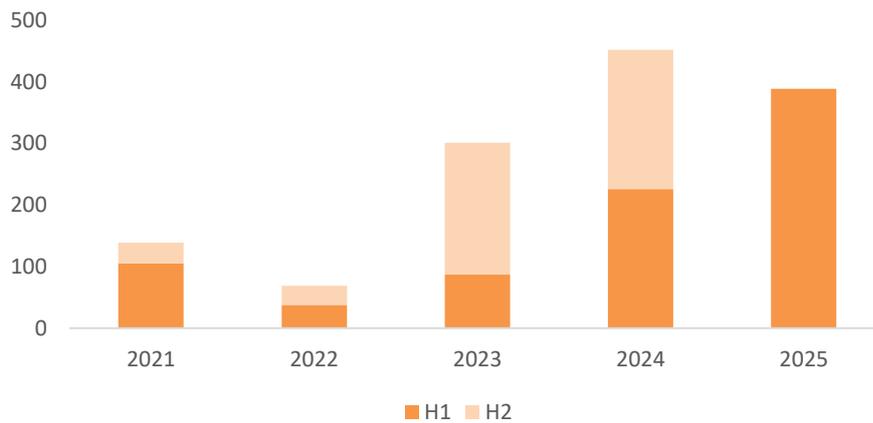
Quelle: Netztransparenz, Energy Charts

Das EEG-Gesetz sieht einen Ausbau der PV-Gesamtleistung auf 215 GWp bis 2030 vor (siehe Ausbau von erneuerbaren Energien in Deutschland). Das bedeutet eine Produktion von etwa 200 TWh auf einem geschätzten deutschen Gesamtstromverbrauch von 700 TWh im Geschäftsjahr 2030, d.h. ein Marktanteil am Strommix von rd. 28%. Diese Werte wurden jedoch, wie aus der Grafik ersichtlich ist, in der Vorjahresperiode erreicht und im Berichtszeitraum überschritten. Es sieht darüber hinaus jedoch derzeit nicht danach aus, dass die Stromnachfrageschätzungen bewahrheitet werden, während der Ausbau von Solarleistung weiter vorankommt. Wir befinden uns somit eher auf einem Pfad, in dem rd. 40% des Stromverbrauchs durch Solarstrom gedeckt werden wird, sodass die Capture Ratio für Solarstrom wie zum Beispiel im Juni 2025 unter 40% gedrückt wird.

Daher ist zu befürchten, dass die Capture Ratio in den ertragsreichen Monaten auch in der Zukunft weiter niedrig bleiben wird bzw. sich noch weiter verringern wird. Die Ausbremsung bzw. ein Anstieg der Capture Ratio könnte lediglich durch eine Zunahme des Gesamtstromverbrauchs, durch einen geringeren Ausbau von Solarleistung oder durch den Ausbau von Speicherkapazität erreicht werden.

Kurz- und Mittelfristig ist es für den Konzern jedoch, wie bereits erläutert, aufgrund der Vergütungsmechanismen des EEG von einer noch wesentlicheren Bedeutung als die reine Entwicklung der Capture Ratios, dass die Strompreise nicht allzu häufig negativ werden. Im Berichtszeitraum erreicht jedoch der deutsche Strommarkt mit 460 Stunden, an denen die Strompreise negativ waren, einen Rekordwert, wie aus der unterstehenden Grafik hervorgeht. Dies war nicht nur wegen dem Ausbau der gesamten Solarleistung bei gleichbleibender Stromnachfrage, sondern vor allem wegen der guten Witterungslage der Fall.

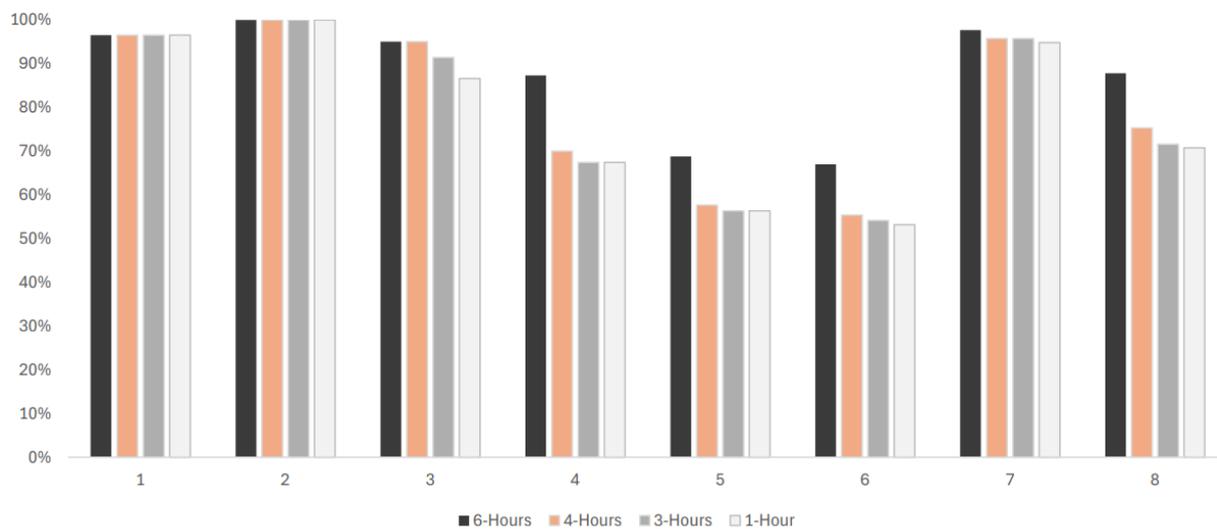
### Anzahl der Negativstunden auf dem deutschen DA-Markt (kumulativ pro Monat nach Jahr)



Quelle: Energy Charts

Für den Konzern hat die Zunahme der Häufigkeit von Negativstunden eine besondere Bedeutung für die deutschen Solaranlagen, welche nach dem Jahr 2016 in Betrieb genommen wurden, denn diese Anlagen verlieren den Anspruch auf eine Marktprämie für die Produktion in den Stunden, die negative Strompreise aufzeigen. (siehe Vergütungsmodell des deutschen Anlagenportfolios). Die Zunahme der Anzahl der Negativstunden wirkt sich daher für diese Anlagen besonderes negativ aus.

### % der Produktion von Solaranlagen, welche unter den unterschiedlichen Stundenregelungen eine EEG Vergütung erhalten von Januar (1) bis August (8) 2025



Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

In der obenstehenden Grafik wird dargestellt, wie hoch der Prozentsatz der Produktion ist, welcher eine Einspeisevergütung (bzw. die dazu gehörige Marktprämie) erhält. Dieser Anteil ist anders je nach dem, ob eine Anlage erst nach sechs, vier, drei oder einer negativen Stunde den Anspruch auf Erhalt der Marktprämie für die Produktion während dieser Stunden verliert.

Wie man aus der Grafik feststellen kann, haben Solaranlagen, die der 6-Stunden Regel unterliegen im Mai bzw. Juni 2025 für etwa 70% Ihrer Produktion die Marktprämie erhalten. Für Anlagen, welche der 1, 3 oder 4 Stunden Regel unterlagen, lag dies eher bei der Hälfte der Produktion. Diese Solaranlagen werden jedoch im laufenden Geschäftsjahr über Strompreisswapvereinbarungen vor den (negativen) Strompreisen geschützt.

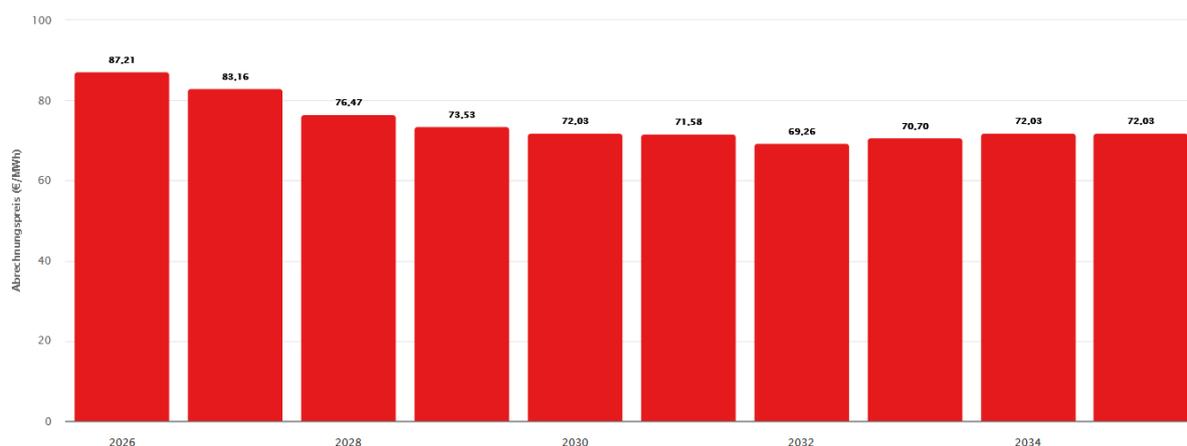
Die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen wird für das Gesamtjahr 2025 somit mit hoher Wahrscheinlichkeit oberhalb der Anzahl des Vorjahres liegen und wird nun auch höher sein als die noch im Prognosebericht des Geschäftsberichtes 2024 vom Vorstand des Konzern erwartete Menge von 464 Negativstunden.

Die Kombination von schlechter als erwarteten PV-Marktpreisen und die Erhöhung der Häufigkeit von Negativpreisen fiel jedoch weniger ins Gewicht als die starken positiven Effekte der guten Einstrahlungsbedingungen und der Strompreisswapvereinbarungen. Daher erwartet der Vorstand nun, dass der Konzern die bisherige EBITDA- und CFPS-Prognose übertreffen wird, was im Prognosebericht des Halbjahresberichts genauer erläutert wird.

Für die mittel- bis langfristigen Ertragslage ist es für den Konzern wesentlich, wie sich die PV-Marktpreise entwickeln werden, denn ab dem Jahr 2027 werden zunehmend Solaranlagen aus dem EEG-Vergütungmechanismus austreten und den Strom lediglich zu Marktpreisen anbieten. Daher kann man sich den zweiten wichtigen Markt des Konzern näher anschauen, nämlich den Terminmarkt, und sich ein Bild machen von der Strompreissituation, wie diese in den Jahren nach dem Einspeisezeitraum zu erwarten ist.

Die Preise auf dem Terminmarkt folgen grundsätzlich der gleichen Dynamik wie auf dem Spotmarkt, d.h. den Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisen, aber sie spiegeln auch die erwarteten Veränderungen im Strommix mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien wider. Am 16. September 2025 werden die Grundlastpreise in den nächsten 4 Jahren zw. EUR 73-87/MWh erwartet. Für den Zeitraum 2030-35 signalisiert die Terminkurve weitere Rückgänge zu einem Preisniveau von rd. EUR 70/MWh.

### Terminpreise für die Geschäftsjahre 2026-2034 in (EUR / MWh) am 16.09.2025



Quelle: Energy Charts

Der Terminpreis, welcher einem Grundlastpreis gleichzusetzen ist, wirkt sich, wie bereits erläutert, nur mittelbar auf die Ertragslage des Konzerns aus. Dieser Terminpreis fließt namentlich nur unter Anwendung einer Capture Ratio sowie Produktionsschätzungen in die Verhandlung eines Festpreises für Strompreisswap-Vereinbarungen ein. Da die Capture Ratios derzeit von dem Markt durchaus negativ eingeschätzt werden, sieht der Konzern derzeit keine

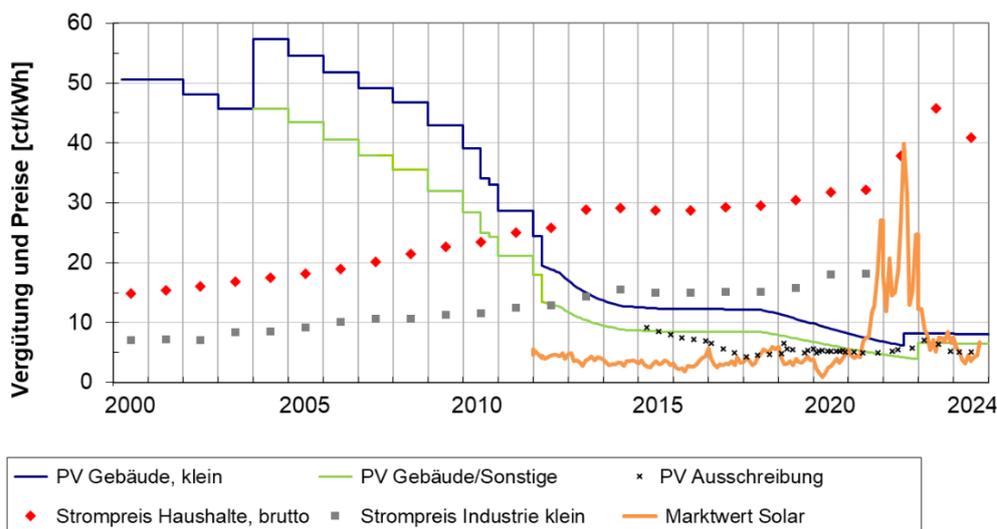
guten Möglichkeiten, um noch weitere Strompreisswap-Vereinbarungen (bzw. Optionsverträge) für das kommende Geschäftsjahr bzw. die kommenden Jahre abzuschliessen.

Ebenfalls für einen direkten Verkauf von Strom auf dem Strommarkt, wie im Zeitraum nach der Einspeisevergütung ist es so, dass der Konzern vom PV-Marktpreis, d.h. dem Grundlastpreis multipliziert mit der Capture Ratio abhängig ist. Die ausserplanmässige Wertminderung, welche im Berichtszeitraum auf den Solaranlagen verbucht wurde (siehe Ertragslage), ist vor dem Hintergrund der gesunkenen Grundlastpreise, vor allem aber auch den gesunkenen Capture Ratio Erwartungen und somit der erwarteten PV-Marktpreise zu sehen.

## ENTWICKLUNGEN AUF DEM DEUTSCHEN PV-MARKT

Die Verringerung der Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife (Siehe nachfolgende Grafik) korrelieren langfristig mit der Entwicklung der Systempreise. Der Effekt der Senkung der Einspeisevergütungen bzw. der Ausschreibungstarif wurde somit von den günstigeren Investitionskosten abgemildert.

### Entwicklung der deutschen Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2024

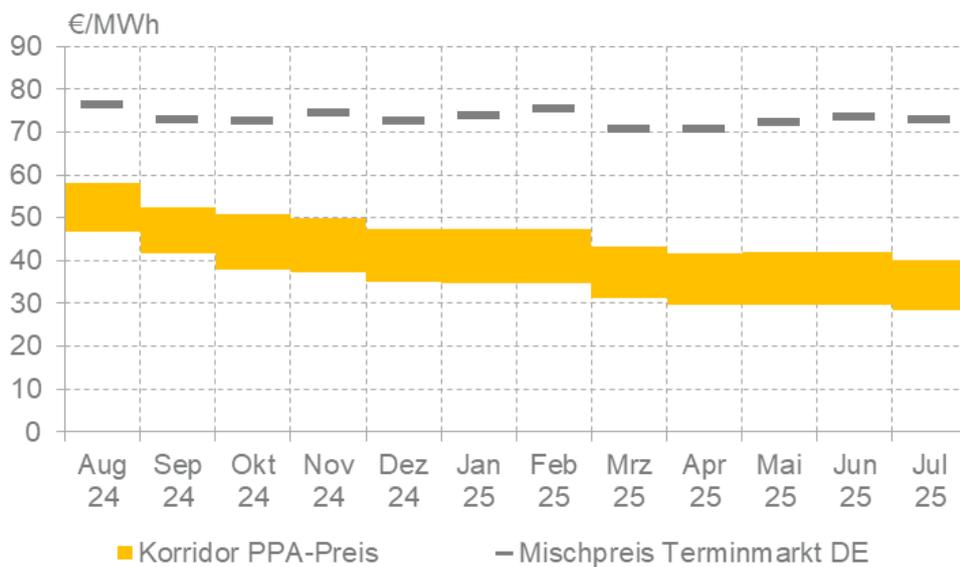


Quelle: Fraunhofer Institut

Oberhalb von 1 MWp haben Betreiber von deutschen Solaranlagen als Alternative einen Einspeisepreis über Stromabnahmeverträge (englisch: Power Purchase Agreements oder PPAs), also mittel- oder langfristige Festpreis-Abnahmeverträge mit einem Netzbetreiber oder Energiehändler, zu sichern. Große Freiflächenanlagen, die ihren Strom in das Netz einspeisen, die die Obergrenze für die Leistung von 20 MWp zur Teilnahme an der Ausschreibung überschreiten, sind für die mittel- bis langfristigen Sicherung eines Strompreises auf den Abschluss eines PPAs angewiesen. Da sich die festgelegten Preise in den PPAs an den Strommarktpreisen orientieren, wurden sie mit sinkenden Strompreisen ab dem Geschäftsjahr 2024 unattraktiver. Dieser Effekt hat sich im Berichtszeitraum bestätigt. (Siehe nachfolgende Grafik).

Am Ende vom Berichtszeitraum lag der PPA-Preis für 10-jährige Verträge noch um die EUR 30-40/MWh, was den Abschluss von PPA-Strompreiserträgen aus Sicht des Konzern unwirtschaftlich macht.

## Entwicklung der PPA Strompreisverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren [August 2025]



Quelle: Enervis

## SOLARSPITZENGESETZ 2025

Als Reaktion auf die zunehmende Häufigkeit von Negativpreisen hat das Bundesministerium eine Novellierung des EEG-Gesetzes initiiert und für eine breite gesellschaftliche Mehrheit geworben. Der Gesetzesentwurf wurde im Bundestag mit einer Mehrheit von Regierungs- und der größten Oppositionspartei und später auch im Bundesrat verabschiedet. Photovoltaikanlagen, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes am 25. Februar 2025 in Betrieb genommen wurden, werden in Stunden, in denen negative Börsenstrompreise am Day-Ahead Markt vorherrschen, keine Marktprämie, d.h. Einspeisevergütung abzüglich Marktwert-Solar mehr erhalten. Im bisherigen EEG 2023 war diese „1-Stunden“-Regelung zunächst erst ab dem Geschäftsjahr 2027 vorgesehen (Siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios), während Solaranlagen, die vorigen EEG-Novellen unterliegen (EEG 2016 bzw. EEG 2021), der 4 bzw. 6 Stunden Regelung unterliegen.

Die Begründung dieser Gesetzesänderung besteht darin, dass Betreiber den Strom ihrer Solaranlagen nicht mehr in den Day-Ahead Markt anmelden werden, in den (Viertel-)Stunden, in denen negative Strompreise vorherrschen, und ihre Solaranlagen während dieser Uhrzeiten entsprechend abschalten werden. Bisher gab es Anreize den Strom zu einem beliebigen Preis zu verkaufen, da sie, soweit sie nicht bereits von der 4- oder 6-Stunden-Regel betroffen sind, sowieso die Marktprämie einnehmen können.

Um die Marktintegration von PV-Anlagen durch die Förderung von Leistungsregelung und Flexibilität zu verbessern und letztlich die Anzahl der negativen Stunden zu reduzieren, wird der Gesetzgeber die Zeiten mit negativen Preisen durch eine feste Formel kompensieren, bei der die betroffenen Stunden an das Ende des Einspeisezeitraums angehängt werden und somit den regulierten Vergütungszeitraum erhöhen.

Das Gesetz sieht vor, dass während des Forderungszeitraums die Anzahl der negativen (Viertel-)Stunden auf dem Day-Ahead Markt aufgezählt wird und die Summe der Viertelstunden am Tag mit negativen Preisen mit einem Faktor von 0,5x multipliziert wird, um auszugleichen, dass die reale Einspeisung immer unter der theoretischen Maximalleistung liegt. Die Berechnung des Verlängerungszeitraums basiert auf 950 Volllaststunden (950 kWh/kWp) pro Jahr für eine Solaranlage, die sich entsprechend der normalen Solarkurven (dargestellt in der unterstehenden

Tabelle) auf die einzelnen Monate verteilen. Da der Day-Ahead Markt künftig von stündlichen auf viertelstündliche Verträge umgestellt wird, ergibt sich daraus 3.800 Volllast-Viertelstunden. Aus der Anzahl der Negativ(viertel-)stunden multipliziert mit dem Faktor 0,5, welche sich während des Einspeisezeitraums ergeben, ergibt sich dann der Zeitraum in Monaten, mit welchem der Förderungszeitraum verlängert wird.

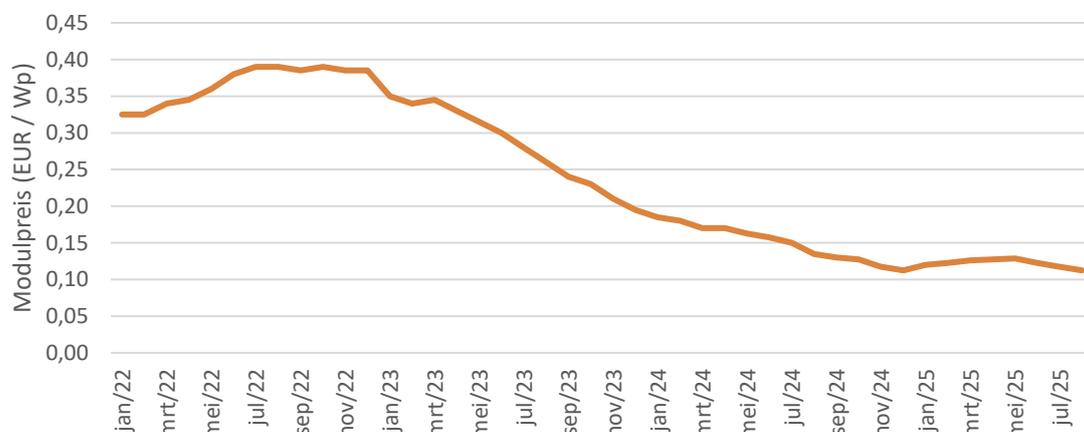
Monat	Laststunden	Viertelstunden
Januar	22	87
Februar	47	189
März	85	340
April	111	442
Mai	123	490
Juni	127	508
Juli	125	498
August	113	453
September	93	371
Oktober	58	231
November	30	118
Dezember	18	73
<b>Jahr</b>	<b>950</b>	<b>3.800</b>

Konkret bedeutet dies, dass, sollten im originären Förderungszeitraum (von i.d.R. 20 Jahren) 4.000 Negativviertelstunden auf dem Markt beobachtet worden sein, dann 2.000 Lastviertelstunden (d.h.  $4.000 \times 0,5$ ) kompensiert werden. Wenn die eine betreffende Anlage somit im Dezember in Betrieb genommen wurde, dann verlängert sich der Förderungszeitraum um sechs Monate, denn Januar bis Juni haben nach der Tabelle 2.056 Viertelstunden, denn es wird auf den nächsten vollen Monat gerundet. Die Verlängerung läuft dann ab dem Ende des originären Förderungszeitraums.

## ENTWICKLUNG DER SYSTEMPREISE

Die Modulpreise in Europa, die üblicherweise in China hergestellt werden bzw. von chinesischen Produzenten verkauft werden, haben sich im Berichtszeitraum stabilisiert.

### Entwicklung der Modulpreise in Deutschland in 2022-2025 in EUR / Wp



Quelle: pvxchange; eigene Darstellung

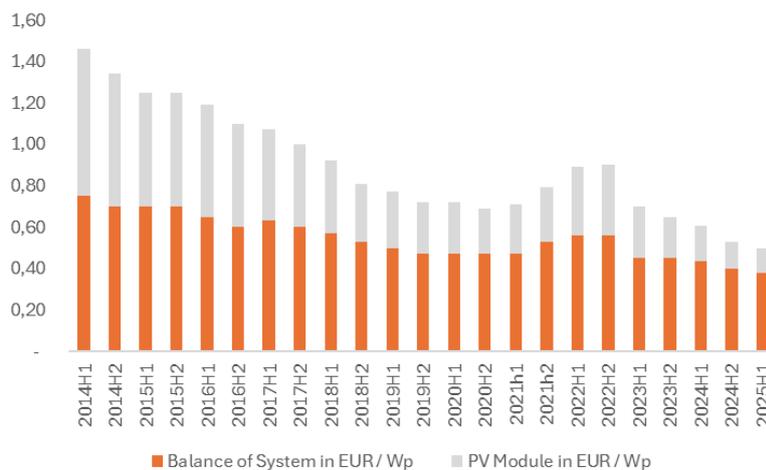
Obwohl die anderen Systemkosten (auch BOS für Balance of System) tendenziell mit den Jahren ebenfalls fallen, verhindern die hohen Rohstoffpreise (Kupfer, Aluminium, Stahl) sowie die beschränkte Verfügbarkeit von Monteuren und Technikern bzw. Komponenten wie z. B. Trafostationen wesentliche Senkungen in den BOS-Kosten. Die Wartezeiten auf bestimmte projektspezifische Komponenten (wie z. B. Übergabestationen und Trafos) sind allerdings deutlich kürzer geworden.

Insgesamt lässt sich nämlich in den letzten Jahren aufgrund des stärkeren Rückgangs der Modulpreise eine Verschiebung bei den Gesamtsystempreisen hin zu den BOS-Kosten (ohne Berücksichtigung spezifischer Standortfaktoren) wahrnehmen. Konnte man bei den Gesamtkosten für Module und BOS 2010 noch ein Verhältnis von 60/40 feststellen, liegt das Verhältnis Module/BOS derzeit bei 20/80.

---

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

---

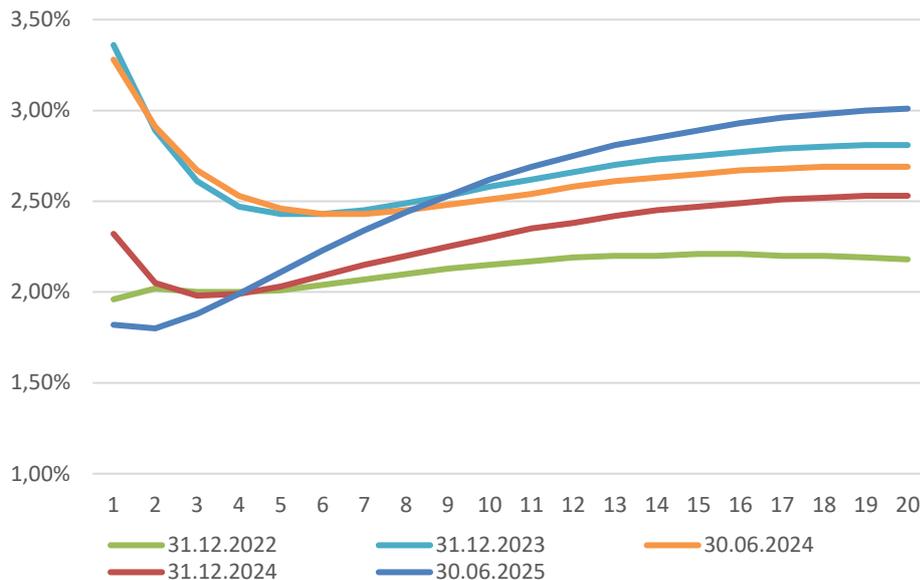


Quelle: IRENA, Eigene Darstellung

## ZINSENTWICKLUNG IM BERICHTSZEITRAUM

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. 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 blieb.

## Zinsstruktur der Deutschen Bundesanleihen (Laufzeiten 1-20 Jahre)



Quelle: Basiszinssatz.de, Eigene Darstellung

Seit Juni 2024 zeichnet sich zwar eine Entspannung auf den Zinsmärkten ab, die mit der kontinuierlichen Senkung des EZB-Leitzins ab diesem Monat in Verbindung steht. Dies hat sich v.a. im Zinssatz der kurzfristigen Bundesanleihen gezeigt, welcher auch im Berichtszeitraum weiter abgenommen hat. Die mittel- und langfristigen Zinsen jedoch haben sich nach einer Entspannung in der zweiten Jahreshälfte 2024 erneut erhöht und somit ist die Zinskurve am Bilanzstichtag insgesamt steiler geworden.

Der Konzern hat in der zweiten Jahreshälfte vom Vorjahr verschiedene Solaranlagen mit einem Gesamtvolumen von EUR 20 Mio. (re-)finanziert mit einer meist 10-jährigen Zinsbindung. Darüber hinaus wurde die Refinanzierung der Schuldscheinverschreibungen aus dem Jahr 2018 und 2020 mit einem Volumen von EUR 21 Mio. im Berichtszeitraum durch die Aufnahme von Bankdarlehen mit einem Volumen von EUR 23 Mio. erfolgreich beendet. Diese Darlehen haben eine Laufzeit von 5 Jahren und eine variable Verzinsung, die sich nach dem kurzfristigen EURIBOR 3M Zinssatz orientiert.

## 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.

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

## WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS

### STAND DER UMSETZUNG DER ZIELE DES GESCHÄFTSPLANS FOKUS „2024-2025“

Zum Stand der Umsetzung der Ziele des Geschäftsplans zu den Bestandteilen 1 und 2 wird auf den zusammengefassten Lagebericht 2024 verwiesen.

#### **Bestandteil 3: Eintreibung der wertgeminderten Forderung i.V.m. Reuden-Süd**

Am 23. Oktober 2024 hat der Konzern die Projektgesellschaft der Solaranlage Reuden-Süd, die FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG erstmalig konsolidiert, da der Konzern die Geschäftsführung wie auch alle Anteile dieser Gesellschaft seit dem Stichtag beherrscht.

Der Konzern hat daraufhin im Berichtszeitraum bzw. im Erstellungszeitraum dieses Halbjahresberichts mit den anderen Akteuren der Solaranlage Reuden-Süd wie z.B. mit dem Gebäudeeigentümer, der projektfinanzierenden Bank, mit dem Drittinvestor sowie mit dem Insolvenzverwalter des Generalunternehmers und des Verkäufers der Kommanditanteile der Zweckgesellschaft jeweils einen Vertrag bzw. Vergleichsvereinbarung geschlossen. Der Konzern hat u.a. die Projektfinanzierung mit einem Nominalvolumen von rd. EUR 16 Mio. für einen Betrag von EUR 3 Mio. erworben.

Der Konzern plant nun die Solaranlage Reuden-Süd fertigzustellen und prognostiziert die dafür benötigten Gestehungskosten auf EUR 8,0 Mio. Der Konzern hat mehrere Generalunternehmer mit dem Bau von (Teilen) der Solaranlage beauftragt und der Bau wurde Anfang des dritten Quartals gestartet. Der Konzern wird in den kommenden Monaten über den Fortschritt des Baus, welcher sowohl aus der Fertigstellung der Kabeltrasse von 28 km sowie auch aus der Fertigstellung der DC/AC Arbeiten auf der Solarfläche berichten.

Bezüglich der Eintreibung der wertgeminderten Forderung ist zu berichten, dass der Verkäufer der Kommanditanteile der Zweckgesellschaft sowie der Generalunternehmer der Solaranlage Reuden-Süd im dritten Quartal 2024 Insolvenz angemeldet haben. Der Konzern erwartet nach heutiger Sicht nicht, dass wesentliche Summen aus diesen Insolvenzen wiedergutmachen sind. Nichtsdestotrotz wird der Konzern rechtliche Schritte gegen die involvierten (Rechts-)Personen einleiten bzw. hat dies bereits gemacht.

#### **Bestandteil 4: Verfügbare Liquidität macht weitere Aktienrückkäufe möglich**

Der Vorstand hatte bekanntgegeben, dass, wenn die Liquiditätslage dies, wie Im Finanzplan 2024-2027 vorgesehen, zulässt, weitere Aktienrückkäufe möglich sind. Seitdem hat der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats zwei Aktienrückkäufe beschlossen.

Der erste Aktienrückkauf wurde am 3. April 2025 beschlossen. In diesem Aktienrückkaufprogramm wird vorgesehen bis zu 4.545.454 Aktien zurückzukaufen zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von maximal EUR 2,20 je Aktie. Am 11. August 2025 hat der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen die Maximalzahl auf bis zu 2.100.000 Aktien zu senken und den Maximalpreis auf bis zu EUR 1,85 je Aktie zu verringern.

Darüber hinaus hat der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats am 17. Juli 2025 ein freiwilliges öffentliches Aktienrückkaufangebot beschlossen. Das Rückkaufangebot wurde am 11. August 2025 beendet. Es wurden 3.200.000 Aktien zu EUR 1,9 je Aktie rückgekauft.

Bis zum Tag der Veröffentlichung hat der Konzern eigene Aktien mit einem Anteil von mehr als 5% am gezeichneten Kapital zurückgekauft.

## GESCHÄFTSVERLAUF IM ERSTEN HALBJAHR 2025

### ERTRAGSLAGE

#### UMSATZ

7C Solarparken erzielte im ersten Halbjahr 2025 Umsatzerlöse i. H. v. EUR 35,9 Mio. (2024H1: EUR 31,6 Mio.) Die Umsatzerlöse bestehen im Geschäftsjahr zu 99,0 % aus Stromverkäufen (2024H1: 98,9 %). Demzufolge ist der Stromverkauf von EUR 31,2 Mio. auf EUR 35,5 Mio. angestiegen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in den Umsatzerlösen Erträge aus Strompreisswap-Vereinbarungen mit mehreren europäischen Energieversorgern i.H.v. EUR 1,6 Mio. (2024H1: 2,3 Mio.) enthalten sind.

	2025 H1	2024 H1	Änderung
GWh (Solar und Wind)	223	192	16,4 %
kWh/kWp (nur Solar)	496	441	12,5 %
kWh/kWp (Solar und Wind)	500	451	10,8 %
Gewichtete durchschnittliche Leistung (Solar und Wind)	447	425	5,1%
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)*	159	163	-2,3 %

\*Umsatzerlöse aus Stromverkauf (inkl. Strompreisswap-vereinbarung) geteilt durch Produktion

Die spürbare Zunahme der Stromverkäufe (+13,9%) ist auf die kräftige Steigerung der Produktion (+16,4%) unter Berücksichtigung der geringfügigen Senkung des durchschnittlichen Einspeisepreises (-2,3%) im Vergleich zum Vorjahr zurückzuführen.

Die Zunahme der Produktion auf 223 GWh, die 16,4% über der Vorjahresperiode lag, ist hauptsächlich auf den besseren spezifischen Ertrag aufgrund der Witterungsverhältnisse und der Abschaltung der Solaranlagen aufgrund von Redispatch 2.0 sowie der aktiven Steuerung (+10,8%) im Berichtszeitraum im Vergleich zur Vorjahresperiode zurückzuführen. Daneben hat das Portfoliowachstum auf eine gewichtete durchschnittliche Leistung von 447 MWp (+5,1%) ebenfalls zum Produktionsanstieg positiv beigetragen. Die Strompreissenkungen - hauptsächlich aufgrund der Flaute in der Stromnachfrage einerseits, sowie Strompreisswapvereinbarungen mit geringeren Festpreisen im Berichtszeitraum im Vergleich zur Vorjahresperiode andererseits - führten zu einer Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises auf EUR 159 pro MWh.

Die Umsatzerlöse aus Dienstleistungen sowie die sonstigen Umsatzerlöse haben von EUR 0,3 Mio. in der Vorjahrsperiode auf EUR 0,4 Mio. im Berichtszeitraum geringfügig zugenommen. Dies entspricht 1,0 % vom Gesamtumsatz (2024H1: 1,1 %).

#### SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparken i. H. v. EUR 4,2 Mio. (2024H1: EUR 3,6 Mio.).

Besonders hervorzuheben sind Ausgleichszahlungen i.V. m. Anlagenabschaltungen im Rahmen von Redispatch 2.0 i. H. v. EUR 1,8 Mio. (2024H1: EUR 1,4 Mio.). Daneben konnten Rückstellungen i. H. v. EUR 0,8 Mio. (2024H1: EUR 0,0 Mio.) aufgelöst werden und es konnte Schadensersatz, hauptsächlich in der Form von Versicherungsentschädigungen, i.H.v. EUR 0,5 Mio. (2024H1: EUR 0,1 Mio.) verzeichnet werden. Weiterhin wurde im Berichtszeitraum die Solaranlage Nettgau mit einem Ertrag von EUR 0,3 Mio. veräußert. In der Vorjahresperiode

konnte noch ein Ertrag durch die Teilauflösung von einer Strompreisswap-Vereinbarung i.H.v. EUR 1,7 Mio. erwirtschaftet werden. Schließlich wurden weitere EUR 0,2 Mio. (2024H1 EUR 0,3 Mio.) periodenfremde Erträge erfolgswirksam vereinnahmt.

### **PERSONALAUFWAND**

Der Personalaufwand blieb im Berichtszeitraum auf EUR 1,0 Mio. (2024H1: EUR 1,0 Mio.) nahezu unverändert. Der Konzern beschäftigte zum Bilanzstichtag neben den drei Vorständen 22 Mitarbeiter (2024H1: 20 Mitarbeiter nebst zwei Vorstände). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 24 Mitarbeiter (2024H1: 20 Mitarbeiter).

### **SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND**

Die betrieblichen Aufwendungen sind in der Berichtsperiode auf EUR 6,3 Mio. (2024H1: EUR 11,0 Mio.) gesunken. In der Vorjahresperiode wurden die betrieblichen Aufwendungen jedoch maßgeblich von einer einmaligen Wertminderung auf eine Forderung i.V.m. der Solaranlage Reuden-Süd i.H.v. EUR 5,4 Mio. negativ beeinflusst. Bereinigt um diesen Effekt sind die betrieblichen Aufwendungen um EUR 0,7 Mio. angestiegen.

Dieser Anstieg ist im Wesentlichen auf die erhöhten Kosten für den Betrieb der Solarparks (+EUR 0,3 Mio.) zurückzuführen. Die Kosten für den Betrieb der Solarparks umfassen Aufwendungen wie Reparaturen und Instandhaltung sowie Versicherungen, Eigenstrombedarf, Materialkosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege.

Darüber hinaus sind die Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten (+EUR 0,1 Mio.) und Versicherungen (+ EUR 0,1 Mio.) angestiegen. Gegenläufig wirkte sich der im Vergleich zum Vorjahr geringere Materialaufwand (minus EUR 0,1 Mio.) kompensierend aus.

### **EBITDA**

Der 7C Solarparken Konzern hat ein EBITDA von EUR 32,8 Mio. erzielt (2024H1: EUR 23,2 Mio.), was einem Anstieg von 41,4 % entspricht. Die EBITDA-Marge stieg im Berichtszeitraum rasant an und liegt bei 91,4 % (2024H1: 73,7 %).

### **ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN**

Die Abschreibungen und Wertminderungen i. H. v. EUR 33,3 Mio. (2024H1: EUR 18,2 Mio.) betreffen Abschreibungen bzw. Wertminderungen auf Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte. Die kräftige Zunahme der Wertminderungen ist im Wesentlichen auf die Wertminderungen der Sachanlagen, Nutzungsrechte oder der immateriellen Vermögenswerte i. H. v. EUR 13,5 Mio. im Berichtszeitraum zurückzuführen. Die planmäßigen Abschreibungen haben aufgrund der Erweiterung des Anlagenportfolios um EUR 0,3 Mio. zugenommen.

### **EBIT**

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) ist von EUR 5,0 Mio. in der Vorjahresperiode auf EUR -0,5 Mio. im Berichtszeitraum zurückgegangen. Dies entspricht einer EBIT-Marge von -1,3 % (2024H1: 15,9 %).

### **BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS**

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis verschlechterte sich mit minus EUR 3,4 Mio. im Vergleich zur Vorjahresperiode (minus EUR 3,1 Mio.) deutlich. Diese Abnahme des Beteiligungs- und Finanzergebnisses um EUR 0,3 Mio. resultiert im Wesentlichen aus der Herbeiführung von Finanzinstrumenten zum Zeitwert (minus EUR

0,2 Mio.) sowie aus der Verringerung des Finanzertrags um EUR 0,1 Mio. und die Erhöhung der Bankkosten um EUR 0,1 Mio. Gegenläufig wirkte sich die Abnahme des Zinsaufwands (EUR 0,1 Mio.) aus.

## **PERIODENERGEBNIS**

Der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steuerertrag belief sich im Berichtszeitraum insgesamt auf EUR 1,0 Mio. (2024H1: ein Steueraufwand i.H.v. EUR 0,5 Mio.). Diese Verbesserung ergibt sich als Folge des verschlechterten Ergebnisses vor Ertragsteuern (EBT), welches sich um EUR 5,7 Mio. verringert hat. Das Periodenergebnis von minus EUR 2,8 Mio. (2024H1: EUR 1,4 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft i. H. v. minus EUR 3,9 Mio. sowie dem Ergebnis nicht beherrschender Gesellschafter von EUR 1,1 Mio. zusammen.

## **VERMÖGENS- UND FINANZLAGE**

### **VERMÖGENSLAGE**

Die Vermögenslage der 7C Solarparks setzt sich zu rund 78 % (2024: 81 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparks beliefen sich zum Bilanzstichtag auf EUR 2,2 Mio. (2024: EUR 2,9 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 1,0 Mio. sowie Projektrechte für Solaranlagen, die sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden i. H. v. EUR 1,2 Mio. Es wurden im Geschäftsjahr derartige Projektrechte i.H.v. EUR 0,3 Mio. erworben. Gegenläufig hat sich die Umgliederung von Projektrechten i.H.v. EUR 0,9 Mio. in die Solaranlagen ausgewirkt.

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 2,9 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 6,8 Mio. sowie Projektrechte i.H.v. EUR 0,9 Mio. durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgegliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betragen EUR 17,1 Mio. und Wertminderungen in den Solaranlagen EUR 14,8 Mio. Die Veräußerung einer Solaranlage verringerte den Bestand der Solarparks um EUR 0,4 Mio. Demzufolge hat sich der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 333,6 Mio. im Vergleich zum Jahresende 2024 (EUR 355,3 Mio.) in der Summe um EUR 21,7 Mio. verringert.

Die Solarparks im Bau hatten zum Stichtag einen Buchwert von EUR 11,4 Mio. (2024: EUR 15,0 Mio.). Es wurde im Berichtszeitraum ein Betrag von EUR 3,2 Mio. für neue Solaranlagen, die sich zum Bilanzstichtag noch im Bau befanden, investiert und ein Betrag von EUR 6,8 Mio. für 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, betragen EUR 41,2 Mio., was eine Abnahme i.H.v. EUR 1,3 Mio. im Vergleich zum Jahresende 2024 bedeutet. Dazu haben im Wesentlichen sowohl die Veräußerung einer Solaranlage (EUR 0,1 Mio.) sowie die planmäßigen Abschreibungen (EUR 1,2 Mio.) beigetragen.

Die Grundstücke und Gebäude, d. h. das sog. PV Estate, haben einen Buchwert i.H.v. EUR 14,3 Mio. und blieben nahezu unverändert zum Jahresende 2024.

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 8,4 Mio. zum 31. Dezember 2024 auf EUR 7,3 Mio. am Bilanzstichtag verringert.

Die kurzfristigen Vermögenswerte haben sich von EUR 104,3 Mio. am Jahresende 2024 auf EUR 114,2 Mio. zum 30. Juni 2025 erhöht. Dies erfolgte hauptsächlich aufgrund der saisonalen Zunahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (+EUR 7,9 Mio.). Der Konzern hat im Geschäftsjahr EUR 8,0 Mio. (i. VJ.: EUR 11,6 Mio.) auf Festgeldkonten angelegt mit einer Laufzeit von mehr als 3 Monaten. Diese Festgeldkonten werden daher als kurzfristige Vermögenswerte ausgewiesen. Am Bilanzstichtag verfügte der Konzern über liquide Mittel i. H. v. EUR 85,8 Mio. (i. VJ.: EUR 82,1 Mio.). Hiervon sind EUR 15,2 Mio. (i. VJ.: EUR 15,2 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme ist von EUR 547,1 Mio. auf EUR 528,3 Mio. gesunken.

Das Eigenkapital belief sich zum 30. Juni 2025 auf EUR 233,8 Mio. (i. VJ.: EUR 238,6 Mio.). Diese Abnahme um rd. EUR 4,7 Mio. resultierte aus dem negativen Periodenergebnis i.H.v. EUR 2,8 Mio., sowie aus der Zunahme der Rücklage für eigene Anteile i.H.v. EUR 1,0 Mio. durch den Einkauf von eigenen Aktien und schließlich durch die Dividenden an die nicht beherrschenden Anteile i.H.v. EUR 1,7 Mio. Gegenläufig hat sich die Erhöhung der Hedging-Reserve um EUR 0,7 Mio. ausgewirkt.

Die Einziehung von eigenen Aktien im Berichtszeitraum hat das gezeichnete Kapital i.H.v. EUR 1,7 Mio sowie die Kapitalrücklage i.H.v. EUR 4,0 Mio. gemindert. Gegenläufig ist die Rücklage für eigene Anteile um EUR 5,6 Mio. abgenommen.

Die Eigenkapitalquote, die vom Konzern ohne die Hedging Reserve ermittelt wird, erhöhte sich leicht von 43,5 % zum 31. Dezember 2024 auf solide 44,0 % zum 30. Juni 2025.

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten im Konzern beliefen sich zum 30. Juni 2025 insgesamt auf EUR 192,3 Mio. (2024: EUR 204,5 Mio.). Es handelt sich hier um die Darlehen zur Finanzierung der Solar- und Windparks, der Immobilien des sog. PV Estate sowie auch um sonstige Bankdarlehen. Es wurden im Geschäftsjahr EUR 24,8 Mio. neue Bankdarlehen gesichert sowie EUR 0,2 Mio. neue Darlehen durch Akquise von einer neuen Tochtergesellschaft in den Konsolidierungskreis aufgenommen. Gegenläufig haben sich die Tilgungen von Finanzverbindlichkeiten i. H. v. EUR 15,3 Mio. sowie die Rückzahlung der Schuldscheindarlehen i.H.v. EUR 21,5 Mio. ausgewirkt.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betragen zum Bilanzstichtag EUR 40,4 Mio. (2024: 42,2 Mio.). Zu der geringfügigen Veränderung trugen im Wesentlichen die Aufzinsung von bestehenden Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,4 Mio. bei. Gegenläufig wirkten sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 2,2 Mio. aus.

Bei den langfristigen Rückstellungen war eine Zunahme um rd. EUR 0,4 Mio. zu verzeichnen. Dies war vor allem auf die Rückbaurückstellungen zurückzuführen, die im Wesentlichen aufgrund von Neubauprojekten (EUR 0,7 Mio.) und der Aufzinsung um EUR 0,5 Mio. anstiegen. Dahingegen sanken die Rückstellungen für technische Gewährleistungen um EUR 0,5 Mio. und nahmen die Rückbaurückstellung aufgrund der Veräußerung einer Solaranlage um EUR 0,2 Mio. ab.

## FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtsjahr EUR 3,8 Mio. (2024H1: minus EUR 6,0 Mio.). Dabei betrug der „Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit“ EUR 21,4 Mio., welchem der Zahlungsmittelabfluss aus der Investitionstätigkeit i. H. v. EUR 0,6 Mio. sowie der „Netto-Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit“ i. H. v. EUR 17,0 Mio. gegenüberstanden und per Saldo zu einer Zunahme des Finanzmittelfonds führten. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. Abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Nettomittelzufluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit erhöhte sich von EUR 20,2 Mio. in der Vorjahresperiode auf EUR 21,4 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. (2024H1: EUR 2,7 Mio.) sowie der gezahlten Ertragssteuern i. H. v. EUR 1,4 Mio. (2024H1: EUR 1,6 Mio.).

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug minus EUR 0,6 Mio. (2024H1: EUR 1,2 Mio.) und resultierte im Wesentlichen aus Anzahlungen aus Solaranlagen im Bau (EUR 3,2 Mio.) sowie aus dem Nettozahlungsmittelabfluss für die Investitionen in Sachanlagen (EUR 1,1 Mio.) und in Projektrechte (EUR 0,3 Mio.) und die Netto-Zahlung von Zahlungsmitteln aus dem Erwerb von Tochterunternehmen (EUR 0,7 Mio.). Gegenläufig haben sich das Freiwerden von Zahlungsmitteln aus Festgeldkonten (EUR 3,6 Mio.), die erhaltenen Zinsen (EUR 0,2 Mio.) auf Bank- und Festgeldkonten, sowie aus dem Verkauf einer Solaranlage (EUR 0,8 Mio.) ausgewirkt.

Der negative Cashflow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf minus EUR 17,0 Mio. (2024H1: minus EUR 27,4 Mio.). Dieser Betrag umfasst im Wesentlichen die Tilgung von Krediten i. H. v. EUR 36,8 Mio., die Ausschüttung von Dividenden an nicht-beherrschende Anteile i. H. v. EUR 1,7 Mio. sowie die Tilgungen der Leasingverbindlichkeiten gemäß IFRS 16 von EUR 2,2 Mio. und den Rückkauf von eigenen Anteilen i. H. v. EUR 1,0 Mio. Gegenläufig haben sich die Einzahlung von neuen Bankfinanzierungen i. H. v. EUR 24,8 Mio. ausgewirkt.

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 die Absicht einer nachhaltigen und kontinuierlichen Geschäftsentwicklung erfolgreich wider.

# PROGNOSEBERICHT

## KONZERN

Der Vorstand war für die Prognose 2025 von einem Marktwert Solar i.H.v. 51 EUR / MWh ausgegangen, tatsächlich rechnet er nun mit einem durchschnittlichen EEX-Strompreis für Solaranlage i.H.v. 46 EUR / MWh. Darüber hinaus wurde für die Prognose noch eine Anzahl von Negativstunden im Jahr 2025 von 464 Stunden angenommen, während der Vorstand nun die Anzahl der Negativstunden auf 508 Stunden schätzt. Dagegen steht, dass die Einstrahlungsbedingungen des ersten Halbjahres 2025 hervorragend waren, sodass insgesamt der Vorstand nun einschätzt, dass man die EBITDA Prognose mindestens erreichen wird. Demzufolge wird die EBITDA-Prognose für das Geschäftsjahr 2025 nunmehr auf „mindestens EUR 51,0 Mio.“ angehoben.

Die Prognose der Umsatzerlöse dahingegen bleibt unverändert, da etwaige Entschädigungen für Ausfälle im Rahmen von Redispatch 2.0 Maßnahmen in den sonstigen betrieblichen Erträgen verbucht werden und somit in den Umsatzerlösen nicht enthalten sind.

Auf Grundlage des guten EBITDA-Ergebnisses im ersten Halbjahr und der Abnahme der durchschnittlichen Zahl der Aktien aufgrund der Aktienrückkäufe wird die Jahresprognose für den Cashflow je Aktie (CFPS) ebenfalls auf „mindestens EUR 0,50“ erhöht.

### Prognose Konzernzahlen 2025

IN MIO. EUR	2025 (PROGNOSE)	2025 (NEUE PROGNOSE)
Umsatzerlöse	66,0	66,0
EBITDA	51,0	„mindestens“ 51,0
CFPS (EUR)	0,50	„mindestens“ 0,50

Dieser Ausblick basiert mit Ausnahme der Einstrahlungs- und Strompreisbedingungen, wie sie im ersten Halbjahr 2025 vorherrschten unter Einbezug der Ereignisse des ersten Halbjahres 2025, sowie auf den Annahmen, die bereits im Geschäftsbericht 2024 erläutert wurden, wenn oben nichts anderes angegeben wurde.

# RISIKO- UND CHANCENBERICHT

## RISIKEN

Hinsichtlich der Beschreibung des Risikomanagementsystems (RMS) wird auf die im zusammengefassten Lagebericht des Geschäftsjahres 2024 gemachten Angaben verwiesen. Die Risiken, denen der 7C Solarparken Konzern ausgesetzt ist, wurden ebenfalls detailliert im Geschäftsbericht 2024 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 2024 dargestellt.

Bayreuth, 17. September 2025

Steven De Proost  
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau  
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis  
Vorstan

KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2025 BIS ZUM 30. JUNI 2025

**7C Solarparken AG, Bayreuth**

# KONZERN-BILANZ \*

ZUM 30. JUNI 2025

## AKTIVA

in TEUR	Anhangziffer	30.06.2025	31.12.2024
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>			
Geschäfts- oder Firmenwert	17.1	1.199	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	17.1	2.229	2.941
Grundstücke und Gebäude	16.1	14.287	14.329
Solarparks	16.1	325.715	347.119
Windparks	16.1	7.894	8.217
Solarparks im Bau	16.1	11.377	14.973
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	16.1	412	472
Nutzungsrechte	16.2	41.250	42.539
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	18	543	548
Andere Finanzanlagen	19	1.479	1.602
Sonstige langfristige Vermögenswerte	14	424	348
Aktive latente Steuern		7.272	8.447
<b>Summe langfristige Vermögenswerte</b>		<b>414.079</b>	<b>442.733</b>
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>			
Vorräte	13	1.234	1.329
Geleistete Anzahlungen	14	369	56
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14	12.510	4.588
Steuererstattungsansprüche		892	880
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	14	5.391	3.821
Kurzfristige Finanzanlagen	15.1	7.996	11.591
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	15.2	85.844	82.077
<b>Summe kurzfristige Vermögenswerte</b>		<b>114.236</b>	<b>104.342</b>
<b>Bilanzsumme</b>		<b>528.315</b>	<b>547.076</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

# KONZERN-BILANZ \*

ZUM 30. JUNI 2025

## PASSIVA

in TEUR	Anhangziffer	30.06.2025	31.12.2024
<b>Eigenkapital</b>			
Gezeichnetes Kapital	20.1	81.368	83.034
Kapitalrücklagen	20.2.A	99.839	103.833
Rücklage für eigene Anteile	20.2.C	-1.003	-5.649
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	20.2.E	1.386	646
Gewinnrücklagen	20.2.B	33.995	37.871
Währungsumrechnungsrücklage	20.2.D	-11	-10
Nicht-beherrschende Anteile		18.264	18.824
<b>Eigenkapital</b>		<b>233.838</b>	<b>238.551</b>
<b>Schulden</b>			
<b>Langfristige Schulden</b>			
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	22	159.968	148.348
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	22	37.689	38.895
Langfristige Rückstellungen	24	28.638	28.217
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	23	1.320	1.014
Passive latente Steuern		17.639	21.591
<b>Summe langfristige Schulden</b>		<b>245.255</b>	<b>238.065</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>			
Steuerschulden		3.274	2.649
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	22	32.335	56.143
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	22	2.719	3.337
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	23	5.776	4.962
Sonstige Verbindlichkeiten	23	5.117	3.368
<b>Summe kurzfristige Schulden</b>		<b>49.222</b>	<b>70.459</b>
<b>Summe Schulden</b>		<b>294.477</b>	<b>308.524</b>
<b>Bilanzsumme</b>		<b>528.315</b>	<b>547.076</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

# KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2025 BIS 30. JUNI 2025

in TEUR	Anhang- ziffer	2025H1	2024H1
<b>Umsatzerlöse</b>	9.1	<b>35.899</b>	<b>31.550</b>
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	4.172	3.628
Personalaufwand	10.1	-996	-979
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-6.255	-10.960
<b>Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)</b>		<b>32.820</b>	<b>23.239</b>
Abschreibungen und Wertminderungen	16,17	-33.275	-18.219
<b>Ergebnis der betrieblichen Geschäftstätigkeit (EBIT)</b>		<b>-455</b>	<b>5.020</b>
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	275	381
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-3.658	-3.496
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,18	-5	-19
<b>Beteiligungs- und Finanzergebnis</b>		<b>-3.388</b>	<b>-3.134</b>
<b>Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)</b>		<b>-3.843</b>	<b>1.885</b>
Ertragsteuern		1.048	-472
<b>Periodenergebnis</b>		<b>-2.795</b>	<b>1.414</b>
davon Aktionäre der 7C Solarparken AG	12.1.A	-3.877	614
davon nicht-beherrschende Anteile		1.082	800
<b>Ergebnis je Aktie</b>			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	-0,05	0,01
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2.B	-0,05	0,01

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

# KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2025 BIS 30. JUNI 2025

in TEUR	Anhang- ziffer	2025H1	2024H1
<b>Periodenergebnis</b>		<b>-2.795</b>	<b>1.414</b>
<b>Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:</b>			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	20.2.E	1.042	-2.344
Währungsumrechnung	20.2.D	-2	-5
Steuern	20.2.E	-302	673
<b>Sonstiges Ergebnis nach Steuern</b>		<b>738</b>	<b>-1.674</b>
<b>Konzerngesamtergebnis</b>		<b>-2.057</b>	<b>-260</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

## KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2025 BIS 30. JUNI 2025

in TEUR	Anhang- ziffer	2025H1	2024H1
Periodenergebnis		-2.795	1.414
– Abschreibungen und Wertminderungen auf Sachanlagen	16	18.477	18.086
– Abschreibungen und Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte	16, 17	45	46
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	17	14.754	76
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen/Erträge		-192	-30
– Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögenswerte	9.2, 10.2	389	5.430
– Wertminderungen von Vorräten	10.2	3	-
– Sonstige Wertminderungen		-	11
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	3.388	3.134
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		-348	-5
– (plus) Steueraufwendungen		-1.048	472
Veränderungen bei:			
– Vorräten	13	92	33
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	14	-9.133	-5.229
– Vorauszahlungen		-313	-823
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	23, 24	2.351	1.824
<b>Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit</b>		<b>25.669</b>	<b>24.439</b>
Gezahlte Zinsen	11	-2.936	-2.671
Gezahlte Ertragsteuern		-1.365	-1.585
<b>Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit</b>		<b>21.367</b>	<b>20.184</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

# KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2025 BIS 30. JUNI 2025

in TEUR	Anhang- ziffer	2025H1	2024H1
Erhaltene Zinsen	11	183	288
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/immateriellen Vermögenswerten		800	5
Tätigung kurzfristiger Finanzanlagen	16	3.596	5.146
Erwerb von Tochterunternehmen abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezählter bedingter Kaufpreise	7.1	-705	-
Erhaltene Dividenden		-	45
Erwerb von Sachanlagen	16	-1.076	-688
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	16	-3.184	-1.848
Netto-Investitionen in andere Finanzanlagen	19	-	-
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	17	-253	-1.757
Aufstockung von Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden	19	-	-5
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit</b>		<b>-640</b>	<b>1.185</b>
Einzahlungen aus der Ausgabe von Anteilen	20	-	-
Einzahlungen aus der Ausgabe von ungesicherten Anleihen		-	-
Einzahlungen aus ausgeübten Optionen der Optionsanleihe	22	-	657
Erwerb eigener Aktien	20	-1.003	-4.076
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	22	24.848	49
Einzahlungen aus Leasingverbindlichkeiten		-	-
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-124	-121
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-	-1
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen		-13	-
Veräußerung von nicht-beherrschenden Anteilen		-	-
Rückzahlung von Krediten/Tilgungen	22	-15.304	-15.481
Rückzahlung von Schuldscheinen		-21.500	-
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	22	-2.209	-2.219
Gezahlte Dividenden		-1.655	-6.195
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit</b>		<b>-16.960</b>	<b>-27.388</b>
<b>Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>		<b>3.767</b>	<b>-6.018</b>
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar **	15	82.077	62.282
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 30. Juni **</b>		<b>85.844</b>	<b>56.264</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

\*\* Hinsichtlich der Verfügbarkeit der Mittel verweisen wir auf die Anhangziffer 15; von den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten entfällt ein Betrag von TEUR 4.278 (2024H1: TEUR 3.332) auf die nicht-beherrschenden Anteile.

## VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2025 BIS 30. JUNI 2025

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungs-umrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht-beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	83.034	103.833	-5.649	-10	647	37.871	219.727	18.824	238.551
Periodenergebnis						-3.877	-3.877	1.082	-2.795
Sonstiges Ergebnis				-2	740		738		738
<b>Gesamtergebnis</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>	<b>740</b>	<b>-3.877</b>	<b>-3.139</b>	<b>1.082</b>	<b>-2.057</b>
Transaktionskosten direkt in Equity		-11					-11		-11
Erwerb eigene Anteile			-1.003				-1.003		-1.003
Einziehung von eigenen Anteilen	-1.666	-3.983	5.649				-		-
Transaktionen mit nicht-beherrschenden Anteilen						0	0	13	13
Dividenden							-	-1.655	-1.655
<b>Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens</b>	<b>-1.666</b>	<b>-3.994</b>	<b>4.646</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1.014</b>	<b>-1.642</b>	<b>-2.656</b>
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>81.368</b>	<b>99.839</b>	<b>-1.003</b>	<b>-11</b>	<b>1.386</b>	<b>33.994</b>	<b>215.573</b>	<b>18.264</b>	<b>233.838</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

## VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS \*

FÜR DEN ZEITRAUM VOM 1. JANUAR 2024 BIS 31. DEZEMBER 2024

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht-beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	82.853	103.356	-1.573	-7	3.353	42.303	230.287	19.875	250.162
Periodenergebnis						451	451	506	957
Sonstiges Ergebnis				-2	-2.706		-2.709		-2.709
<b>Gesamtergebnis</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>	<b>-2.706</b>	<b>451</b>	<b>-2.258</b>	<b>506</b>	<b>-1.751</b>
Transaktionskosten direkt in Equity		-1					-1		-1
Erwerb eigener Anteile			-4.076				-4.076		-4.076
Ausgeübte Optionen von Optionsanleihen	181	476					657		657
Dividenden						-4.882	-4.882	-1.558	-6.440
<b>Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens</b>	<b>181</b>	<b>475</b>	<b>-4.076</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-4.882</b>	<b>-8.302</b>	<b>-1.558</b>	<b>-9.860</b>
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>83.034</b>	<b>103.833</b>	<b>-5.649</b>	<b>-10</b>	<b>647</b>	<b>37.871</b>	<b>219.727</b>	<b>18.824</b>	<b>238.551</b>

\* ungeprüft und keiner prüferischen Durchsicht eines Wirtschaftsprüfers unterzogen

ANHANG ZUM KONZERNZWISCHENABSCHLUSS

FÜR DEN ZEITRAUM VOM

1. JANUAR 2025 BIS ZUM 30. JUNI 2025

## **7C Solarparken AG, Bayreuth**

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN</b> .....	<b>69</b>
<b>2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG</b> .....	<b>69</b>
<b>3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG</b> .....	<b>69</b>
<b>4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN</b> .....	<b>70</b>
4.1    ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN .....	70
<b>5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN</b> .....	<b>72</b>
<b>6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN</b> .....	<b>75</b>
6.1.    RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN .....	75
<b>7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN</b> .....	<b>76</b>
7.1.    ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2025 .....	76
<b>8. GESCHÄFTSBEREICHE</b> .....	<b>78</b>
<b>9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE</b> .....	<b>80</b>
9.1.    UMSATZERLÖSE .....	80
9.2.    SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE .....	81
<b>10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN</b> .....	<b>82</b>
10.1.    PERSONALAUFWAND .....	82
10.2.    SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND .....	82
10.3.    ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN .....	83
<b>11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS</b> .....	<b>84</b>
<b>12. ERGEBNIS JE AKTIE</b> .....	<b>85</b>
12.1.    UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE .....	85
12.2.    VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE .....	86
12.3.    OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL .....	86
<b>13. VORRÄTE</b> .....	<b>86</b>
<b>14. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE</b> .....	<b>87</b>
<b>15. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE</b> .....	<b>88</b>
15.1.    KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN .....	88
15.2.    ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE .....	88
<b>16. SACHANLAGEN</b> .....	<b>89</b>
16.1.    SACHANLAGEN .....	89

16.2.	DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE.....	92
<b>17.</b>	<b>GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE.....</b>	<b>94</b>
17.1.	ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES .....	94
<b>18.</b>	<b>NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN .....</b>	<b>95</b>
18.1.	ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN .....	945
<b>19.</b>	<b>ANDERE FINANZANLAGEN.....</b>	<b>96</b>
<b>20.</b>	<b>EIGENKAPITAL.....</b>	<b>96</b>
20.1.	GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE .....	96
20.2.	ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN .....	97
<b>21.</b>	<b>KAPITALMANAGEMENT .....</b>	<b>101</b>
<b>22.</b>	<b>FINANZVERBINDLICHKEITEN.....</b>	<b>102</b>
22.1.	KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL.....	102
22.2.	BANKDARLEHEN .....	103
22.3.	LEASINGVERBINDLICHKEITEN .....	107
22.4.	UNGESICHERTE ANLEIHEN .....	108
<b>23.</b>	<b>VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN .....</b>	<b>109</b>
<b>24.</b>	<b>LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN .....</b>	<b>110</b>
<b>25.</b>	<b>NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN .....</b>	<b>112</b>
25.1.	GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN .....	112
<b>26.</b>	<b>EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG.....</b>	<b>113</b>
<b>27.</b>	<b>ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS .....</b>	<b>114</b>
<b>28.</b>	<b>ORGANE DER GESELLSCHAFT .....</b>	<b>115</b>
	VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER.....	118

## 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 Konzernzwischenabschluss 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 Anhangziffer 5 und 8).

Hinsichtlich verwendeter Abkürzungen verweisen wir auf das in Anhangziffer 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 2024 gelesen werden.

Der Konzernzwischenabschluss und Konzernzwischenlagebericht wurden zulässigerweise 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 2024 gelten – insbesondere im Hinblick auf die wesentlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – entsprechend. Dennoch wurden im ersten Halbjahr 2025 die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die für die Geschäftsjahre ab dem 1. Januar 2025 verpflichtend sind (siehe Anhangziffer 6).

Der Konzernzwischenabschluss und der Konzernzwischenlagebericht wurden vom Vorstand am 17. September 2025 zur Veröffentlichung genehmigt.

## 3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG

Dieser Konzernzwischenabschluss 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 Konzernzwischenabschlusses 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 Konzernzwischenabschluss erfassten Beträge wesentlich beeinflussen bzw. ein beträchtliches Risiko darstellen können, sind in den nachstehenden Anhangziffern enthalten:

- **Anhangziffer 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-Kreditverlustes bemessen werden.
- **Anhangziffer 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.
- **Anhangziffer 17** – Wertminderungstest der immateriellen Vermögenswerte und Geschäfts- oder Firmenwerte: Wesentliche Annahmen, die der Ermittlung des erzielbaren Betrags zugrunde gelegt wurden.
- **Anhangziffer 18** – Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen: Bestimmung, ob der Konzern maßgeblichen Einfluss auf die Finanzanlage hat.
- **Anhangziffer 14 und 23** – Schätzung der Sicherheit, mit der die Auszahlung der Zuwendungen durch die öffentliche Hand an den Konzern erfolgen wird.
- **Anhangziffer 20, 14 und 23** – Schätzungen der erwarteten zukünftigen Strompreise nebst Produktionsvolumina zur Bewertung des Swaps (aus den Strompreisswap-Vereinbarungen mit verschiedenen großen europäischen Energieversorgern) am beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Bilanzstichtag.
- **Anhangziffer 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 so weit 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.

## 5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2025 sind alle Tochterunternehmen einbezogen. Tochterunternehmen sind vom Konzern beherrschte Unternehmen. Der Konzern beherrscht ein Unternehmen, wenn die Gesellschaft schwankenden Renditen aus seinem Engagement bei dem Unternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Unternehmen zu beeinflussen. Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung konsolidiert. Vereinfachend stellt der Konzern jeweils auf den ersten Tag oder den letzten Tag des Monats, in dem die Beherrschung erlangt wurde, ab. Eine Entkonsolidierung erfolgt, sobald die Beherrschung endet.

Nachfolgende Tochterunternehmen werden von der 7C Solarparks AG im Wege der Vollkonsolidierung in den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2025 einbezogen.

Gesellschaft	Sitz	Beteiligung%
Solarpark Oberhörbach GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Longuich GmbH, Bayreuth	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, Bayreuth	Deutschland	100,00
PWA Solarpark GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
REG PVA Zwei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
MES Solar XX GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Melkor UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	43,03
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	43,03
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	43,03
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
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
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, Bayreuth	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, Bayreuth	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
Solardach Walternienburg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Sphinx Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Bündel 1 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Vardar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00
7C Solarentwicklung GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00
Solardach Wandersleben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	84,12
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
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00
Zerre V GmbH & Co. KG	Deutschland	100,00

7C Solarparken Belgium BV, Sint-Niklaast	Belgien	100,00
IRIS 67 BV, Mechelen	Belgien	100,00
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100,00

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2025 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 %)
- Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH, Bayreuth, Deutschland (20,00 %)

## 6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

### 6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

Der Konzern wendet im Vergleich zum Geschäftsjahr 2024 grundsätzlich die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an. Dennoch wurden im Geschäftsjahr die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die für Geschäftsjahre ab dem 1. Januar 2025 verpflichtend sind.

Im ersten Halbjahr 2025 hat der Konzern den Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaften durch Erwerb erweitert:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns	Erwerbszeitpunkt
Solarpark Zerre V GmbH & Co. KG	100,00 %	7. Februar 2025

## 7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN

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

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

### 7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM ERSTEN HALBJAHR 2025

Im Geschäftsjahr 2025 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 Anhangziffer 17);
- Solaranlagen sowie Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen (siehe Anhangziffer 16);
- Gebäude und Grundstücke: hauptsächlich diejenigen, auf denen die Wind- und Solaranlagen errichtet wurden oder werden können (siehe Anhangziffer 16);
- Fremdfinanzierung: hierbei handelt es sich meistens um Projektfinanzierungen mit längeren Laufzeiten sowie Leasingverbindlichkeiten (siehe Anhangziffer 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 Anhangziffer 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.

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

## A. ERWERB DER SOLARPARK ZERRE V GMBH & CO. KG

Mit Wirkung zum 7. Februar 2025 wurde der Solarpark Zerze V in Sachsen mit einer Kapazität von 1,0 MWp erworben. Diese Anlage ist ausgestattet mit Modulen von GermanSolar und Wechselrichtern von GermanSolar PowerOne. Die Anlage wurde im Jahr 2010 in Betrieb genommen und hat ein Einspeisevergütungssatz i. H. v. EUR 284/MWh. Der erwartete Jahresumsatz der Anlage über 12 Monate Laufzeit liegt unter der Annahme gewöhnlicher Witterungsverhältnisse bei TEUR 266, das erwartete EBITDA liegt mit den gleichen Annahmen bei TEUR 250.

in TEUR	Ermittlung der Anschaffungskosten der Gruppe
Kaufpreis, bestehend aus:	1.196
- Flüssige Mittel	991
- Forderungsverlust durch Änderung des Konsolidierungskreises	205
Übernommene Verbindlichkeiten:	
- Finanzverbindlichkeiten	204
- Sonstige Verbindlichkeiten	28
<b>Gesamtanschaffungskosten der Gruppe</b>	<b>1.429</b>
in TEUR	Aufteilung der Anschaffungskosten der Gruppe
Solarparks	1.131
Sonstige Vermögenswerte	13
Flüssige Mittel	285
<b>Gesamt</b>	<b>1.429</b>
Netto gezahlte Flüssige Mittel im Berichtszeitraum (-)	-705

## 8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Wind- und Solaranlagen produziert, sodass über 99,0 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (2024H1: 98,7 %). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils 1,0 % im Berichtszeitraum und 1,3 % in der Vergleichsperiode).

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 Anhangziffer 9.1).

Der Konzern verfügt nur über ein Geschäftssegment, welches einheitlich durch den Gesamtvorstand gesteuert wird. Insgesamt dienen unmittelbar 92 % (2024: 92 %) des langfristigen Vermögens der Erzeugung und dem Verkauf von Strom. Die Organisationsstruktur und das interne Reporting des Konzerns erfolgen entsprechend nicht nach unterschiedlichen Geschäftsbereichen.

Die eigenen Solar- und Windkraftanlagen nebst den Nutzungsrechten, die alle damit in Verbindung stehen, stellen zum Ende des Berichtszeitraums 92 % (2024: 92 %) des langfristigen Vermögens (ohne latente Steuern) des Konzerns dar.

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Solarparks	325.715	347.119
Windparks	7.894	8.217
Nutzungsrechte	41.250	42.539
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufbetriebs	374.859	397.875
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	406.807	434.286
<b>Anteil des Stromverkaufbetriebs</b>	<b>92 %</b>	<b>92 %</b>

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geografischen Märkten wider. Im laufenden Geschäftsjahr 2025 wurde 92,6 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (2024H1: 94,7 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 7,4 % in Belgien (2024H1: 5,3 %).

in TEUR	2025H1		2024H1	
	Umsatz	%	Umsatz	%
Deutschland	33.241	92,6 %	29.889	94,7 %
Belgien	2.658	7,4 %	1.661	5,3 %
<b>Gesamt</b>	<b>35.899</b>		<b>31.550</b>	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 88 % zum Ende des Berichtszeitraums (2024: 89 %) geographisch Deutschland zuzuordnen. Das langfristige Vermögen in Belgien stieg zum Ende des ersten Halbjahres 2025 gegenüber dem 31. Dezember 2024 von 11 % auf 12 %.

**30.06.2025**

<b>in TEUR</b>	<b>Deutschland</b>	<b>Belgien</b>	<b>Gesamt</b>
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.228	1	2.229
Grundstücke und Gebäude	13.274	1.013	14.287
Solarparks	283.772	41.943	325.715
Windparks	7.894	-	7.894
Solarparks im Bau	10.246	1.131	11.377
Nutzungsrechte	36.475	4.775	41.250
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	253	159	412
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.892	554	2.446
<b>Gesamt</b>	<b>357.231</b>	<b>49.575</b>	<b>406.807</b>
	88 %	12 %	100 %

**31.12.2024**

<b>in TEUR</b>	<b>Deutschland</b>	<b>Belgien</b>	<b>Gesamt</b>
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.877	64	2.941
Grundstücke und Gebäude	13.317	1.012	14.329
Solarparks	304.776	42.343	347.119
Windparks	8.217	-	8.217
Solarparks im Bau	14.555	418	14.973
Nutzungsrechte	37.640	4.899	42.539
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	275	197	472
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.920	578	2.478
<b>Gesamt</b>	<b>384.775</b>	<b>49.511</b>	<b>434.286</b>
	89 %	11 %	100 %

## 9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

### 9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2025H1	2024H1
Verkaufter Strom	35.537	31.213
<i>davon Einnahmen aus Strompreisswap-Vereinbarungen</i>	1.621	2.287
Erlöse aus Dienstleistungen	136	207
Sonstige	226	130
<b>Gesamt</b>	<b>35.899</b>	<b>31.550</b>

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. die Fernüberwachung, die Reparatur und Wartung von Solaranlagen sowie deren Betriebsführung betreffen. Die sonstigen Umsatzerlöse bestehen im Wesentlichen aus Mieteinnahmen aus dem sog. PV Estate Portfolio.

Die Zunahme der Umsatzerlöse durch Stromverkauf im Vergleich zur Vorjahresperiode um +EUR 4,3 Mio. (+14%) ist begründet durch eine höhere Stromproduktion (+EUR 5,1 Mio.). Davon sind +EUR 4,4 Mio. durch bessere Witterungsbedingungen begründet und +EUR 0,7 Mio. durch neu erworbene Solarparks. Dem gegenüber steht eine Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises mit einem Effekt von -EUR 0,8 Mio. (-2,3%).

Die Auswirkung der Swap-Vereinbarungen im Berichtszeitraum sowie in der Vorjahresperioden mit verschiedenen europäischen Energieversorgern 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 1,6 Mio. (2024H1: EUR 3,0 Mio.) aus den Swap-Vereinbarungen verzeichnet. Der erzielte Ertrag fiel im Berichtszeitraum geringer aus als in der Vergleichsperiode, da die Strommarktpreise im Berichtszeitraum niedriger waren als die durch die Swaps festgelegten Strompreise. Der fixierte Preis für die Vorjahresperiode waren entsprechend der dort vorherrschenden Marktsituation höher als im Berichtszeitraum.

Der Verkauf von Dienstleistungen im Geschäftsjahr 2025 sank auf EUR 0,1 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (EUR 0,2 Mio.). Ursächlich hierfür sind v. a. geringere Serviceleistungen an Fondsunternehmen, die sich im Portfolio befinden.

Es wurden keine Umsatzerträge aus der Untervermietung von Nutzungsrechten erwirtschaftet.

## 9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

in TEUR	2025H1	2024H1
Schadenersatz	501	117
Erträge aus "Redispatch 2.0"	1.821	1.423
Periodenfremde Erträge	186	261
Verkauf von Anlagevermögen	348	5
Auflösung von Rückstellungen	755	21
Ertrag aus der Auflösung von Strompreisswap-Vereinbarungen	-	1.680
Zurücknahme von Wertminderungen auf Forderungen	407	5
Sonstige Erträge	154	116
<b>Gesamt</b>	<b>4.172</b>	<b>3.628</b>

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparks i. H. v. EUR 4,2 Mio. (2024H1: EUR 3,6 Mio.).

Infolge des Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ regeln die Netzbetreiber bei Netzüberlastungen im Netzgebiet die Wind- und Solarparks des Konzerns regelmäßig herunter. Der Konzern kann diese Abschaltungen nicht verhindern. Die Netzbetreiber sind dabei fallbezogen gesetzlich zur Zahlung eines Ausgleichs an den Konzern verpflichtet. Diese Ausgleichszahlungen stellen für den Konzern sonstige betriebliche Erträge dar. Bei der Ermittlung der Ausgleichszahlungen sowie bei deren Abrechnung und Auszahlung kann es zu erheblichen Verzögerungen kommen. Solche Ausgleichszahlungen wurden im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 1,8 Mio. (2024H1: EUR 1,4 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt, davon betrafen EUR 0,3 Mio. die Vorjahre und EUR 1,5 Mio. den Berichtszeitraum.

Am 28. Februar 2025 wurde eine Dachanlage mit einer Kapazität von 750 kWp veräußert. Der Gewinn i. H. v. EUR 0,3 Mio. wurde in den sonstigen Betrieblichen Erträgen aufgenommen.

Im ersten Halbjahr 2025 konnten Gewährleistungsrückstellungen (EUR 0,5 Mio.) sowie Rückbaurückstellungen um insgesamt EUR 0,2 Mio. aufgelöst werden. Ferner ergaben sich Erträge aus Schadenersatzzahlungen von Versicherungen i. H. v. EUR 0,5 Mio. (2024H1: EUR 0,1 Mio.) für Diebstähle und Brandereignisse in einzelnen Solaranlagen des Konzerns.

Darüber hinaus konnte der Konzern im Berichtszeitraum einen Ertrag aus dem Wegfall von Verbindlichkeiten (EUR 0,4 Mio.) realisieren. Schließlich vereinnahmte der Konzern periodenfremde Erträge i. H. v. EUR 0,2 Mio. (2024H1: EUR 0,3 Mio.).

Es wurden im Berichtszeitraum Zuwendungen der öffentlichen Hand i. H. v. TEUR 17 (2024H1: TEUR 21) ertragswirksam amortisiert. Diese sind in den sonstigen Erträgen enthalten.

## 10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

### 10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2025H1	2024H1
Löhne und Gehälter	590	603
Vorstandsvergütung	282	211
Soziale Abgaben	83	84
Sonstiger Personalaufwand	41	82
<b>Gesamt</b>	<b>996</b>	<b>979</b>

Die Personalkosten sind bei einer Zunahme der durchschnittlichen Anzahl der Beschäftigten auf 24 Mitarbeiter (2024H1: 20) von TEUR 979 im ersten Halbjahr 2024 auf TEUR 996 im Berichtszeitraum leicht gestiegen. Die Anzahl der Vorstandsmitglieder ist von zwei im Vorjahreszeitraum auf drei Vorstandsmitglieder seit Februar 2025 angestiegen. Am Ende des Berichtszeitraums wurden im Konzern neben den drei Vorständen 22 Mitarbeiter (2024H1: 20 Mitarbeiter) beschäftigt.

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

### 10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2025H1	2024H1
Verwaltungskosten	694	677
Kosten Solarparks	3.677	3.391
Erhöhung der Rückstellungen	-	65
Materialaufwand	53	153
Rechts-,Beratungs- und Prüfungskosten	642	509
Kfz- und Reisekosten	92	81
Versicherungen	430	344
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	392	5.430
Periodenfremde Aufwendungen	152	217
Sonstige	123	94
<b>Gesamt</b>	<b>6.255</b>	<b>10.960</b>

Der sonstige Betriebsaufwand verringerte sich vom EUR 11,0 Mio. in der Vorjahresperiode auf EUR 6,3 Mio. im Berichtszeitraum. Der sonstige Betriebsaufwand in der Vergleichsperiode wurde jedoch von einem einzelnen Forderungsverlust i. H. v. EUR 5,4 Mio. zurückzuführen, welchen der Konzern ertragswirksam bilanzieren musste, erheblich beeinflusst. Bereinigt um diesem Effekt ist der sonstigen Betriebsaufwand um EUR 0,7 Mio. angestiegen.

Im sonstigen Betriebsaufwand sind v. a. die Kosten für den Betrieb der Solarparks i. H. v. EUR 3,7 Mio. (2024H1: EUR 3,4 Mio.) enthalten. Unter anderem sind Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung sowie Direktvermarktungskosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege in diesem Posten enthalten. Die Hauptgründe für diesen Anstieg i. H. v. EUR 0,3 Mio. sind die Auslagerung der Wartungsarbeiten für die Solar- und Windparks (+EUR 0,4 Mio.) und die Abnahme der Kosten für die Grünpflege der Anlagen und Ausgleichsflächen i. H. v. EUR 0,1 Mio.

### **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 Anhangziffer 10.1 vollumfänglich in den sozialen Abgaben dargestellt.

## 11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

in TEUR	2025H1	2024H1
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalenten	62	12
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	184	275
<b>Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden</b>	<b>246</b>	<b>287</b>
Marktwertänderungen des ineffektiven Teils der Zinsswaps	1	4
Ertrag aus nachträglichen Zinsanpassungen von finanziellen Verbindlichkeiten, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden	8	-
Dividenden	-	46
Sonstige Finanzerträge	20	40
Währungsumrechnungsdifferenzen	1	3
<b>Sonstige Finanzerträge</b>	<b>30</b>	<b>93</b>
<b>Finanzerträge</b>	<b>275</b>	<b>381</b>
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-2.458	-2.539
Ergebnis aus der Equity-Methode	-5	-19
Aufzinsung der Rückstellungen	-494	-456
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-170	-121
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-387	-376
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-150	-5
<b>Finanzaufwendungen</b>	<b>-3.663</b>	<b>-3.515</b>
<b>Beteiligungs- und Finanzergebnis</b>	<b>-3.388</b>	<b>-3.134</b>

Die Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus den sonstigen Investitionen, neben Zinserträgen aus Darlehen, die vom Konzern Dritten gewährt wurden. Die sonstigen Investitionen sowie die gewährten Darlehen werden zu den fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 2.458 (2024H1: TEUR 2.539) betreffen fast hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. TEUR 2.162 (2024H1: TEUR 2.165) zuzüglich der Zinsen auf emittierte ungesicherte Anleihen i. H. v. TEUR 265 (2024H1: TEUR 353) sowie die Zinsaufwendungen von Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Solaranlagen i. H. v. TEUR 31 (2024H1.: TEUR 21).

Im Posten Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen ist insbesondere der Aufwand aus der Neubewertung von Projektfinanzierungen i. H. v. TEUR 47 aufgrund der Anpassung des Zinssatzes nach Ablauf der Zinsbindungsfrist enthalten.

## 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	2025H1	2024H1
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	-3.877	613
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	-3.877	613

#### B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIE (UNVERWÄSSERT)

in tausend Aktien	2025H1		2024H1	
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	83.034	100 %	82.583	100 %
Auswirkung der ausgeübten Aktienoptionen	-	0 %	181	99 %
Einziehung eigenen Aktien	-1.667	49 %		
Kauf eigener Aktien im Berichtszeitraum	-508	28 %	-1.667	87 %
Kauf eigener Aktien in Vorjahrsperiode(n) bis zur Einziehung	-1.667	51 %	-	0 %
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	81.224		81.577	
in EUR	2025H1		2024H1	
<b>Ergebnis je Aktie</b>				
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	-0,05		0,01	

Bzgl. stattgefundener Kapitalmaßnahmen mit Stammaktien, die nach dem Bilanzstichtag zustande kamen, wird auf die Anhangziffer 20.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.

## 12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL

### B. BEDINGTES KAPITAL 2022

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

## 13. VORRÄTE

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	193	189
Module	1.041	1.140
<b>Gesamt</b>	<b>1.234</b>	<b>1.329</b>

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

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

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Geleistete Anzahlungen	369	56
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	12.510	4.588
Sonstige langfristige Vermögenswerte	424	348
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	5.391	3.821
<b>Gesamt</b>	<b>18.694</b>	<b>8.814</b>
Davon Langfristige Vermögenswerte	424	348
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	18.270	8.465
<b>Gesamt</b>	<b>18.694</b>	<b>8.814</b>

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 7,9 Mio. erhöht, weil die Netzbetreiber regelmäßig ein bis zwei 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 und Dezember zusammen, während die Umsätze zum Ende des ersten Halbjahres aus den einstrahlungsreichen Monaten Mai und Juni resultieren.

Die geleisteten Anzahlungen i. H. v. TEUR 369 (2024: TEUR 56) bestehen im Wesentlichen aus Vorauszahlungen für die Entwicklung und den Bau eines Solarparks in Gera. Der Baubeginn des neuen Projekts ist im Jahr 2026 vorgesehen.

Die sonstigen langfristigen Vermögenswerte stiegen etwa von EUR 0,3 Mio. auf EUR 0,4 Mio. Sie sind hauptsächlich auf die Bilanzierung des langfristigen Teils des beigelegten positiven Zeitwerts einer im Geschäftsjahr abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarung i. H. v. EUR 0,2 Mio. und Kautionen i. H. v. EUR 0,1 Mio. zurückzuführen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte beinhalten außerdem die derivativen Vermögenswerte i. H. v. TEUR 1.327 (2024: TEUR 614), die aus dem beigelegten positiven Zeitwert von abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen mit europäischen Nutzunternehmen resultieren, Forderungen aus Umsatzsteuervorauszahlungen i. H. v. TEUR 846 (i. VJ.: TEUR 1.121) sowie Rechnungsabgrenzungen i. H. v. TEUR 852 (2024: TEUR 426) und sonstige kurzfristige Forderungen i. H. v. TEUR 713 (i. VJ.: TEUR 408), darüber hinaus gewährte Darlehen an Dritte i. H. v. TEUR 1.253 sowie noch zu vereinnahmende Dividenden (TEUR 400 Mio.).

## 15. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

### KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Kurzfristige Finanzanlagen	7.996	11.592
<b>Kurzfristige Finanzanlagen</b>	<b>7.996</b>	<b>11.592</b>

Aufgrund des geänderten Zinsumfeldes hat der Konzern im Laufe des Vorjahres als auch des ersten Halbjahres 2025 Zahlungsmittel- und Zahlungsmitteläquivalente bei verschiedenen europäischen Banken auf Festgeldkonten mit einer Laufzeit länger als drei Monate zum Zeitpunkt der Investition angelegt. Die Gelder auf den Festgeldkonten werden unter sonstigen Investitionen ausgewiesen.

Zum 30. Juni 2025 betragen die sonstigen Investitionen insgesamt EUR 8,0 Mio., davon hatten EUR 3,6 Mio. am Bilanzstichtag noch eine Laufzeit von mehr als drei Monaten.

### 15.1. ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	15.205	15.196
Sofort abrufbare Sichteinlagen	70.639	66.881
<b>In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>	<b>85.844</b>	<b>82.077</b>

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 14.072 (2024: TEUR 14.585), Bausparkonten i. H. v. TEUR 291 (2024: TEUR 264) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 842 (2024: TEUR 347). 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 Sicherheiten weder im ersten Halbjahr 2025 noch im Vorjahr 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 könnten.

Im ersten Halbjahr 2025 wurden durch Konsolidierungskreisweiterungen (siehe Anhangziffer 7) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. insgesamt TEUR 285 miterworben (2024: TEUR 950).

## 16. SACHANLAGEN

### 16.1. SACHANLAGEN

30.06.2025

in TEUR	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzung srechte	BGA	Solar- parks im Bau	Summe
<b>Anschaffungs- und Herstellungskosten</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	<b>15.258</b>	<b>600.762</b>	<b>12.376</b>	<b>53.414</b>	<b>1.487</b>	<b>14.997</b>	<b>698.293</b>
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen		1.131					1.131
Zugänge durch Investitionen	16	1.047		20	14	3.184	4.281
Sonstige Zugänge		683					683
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		-573		-74	-25		-673
Umgliederung		6.780				-6.780	-
Umgliederung aus den immateriellen Vermögenswerten		920					920
Neubewertung				-13			-13
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>15.274</b>	<b>610.750</b>	<b>12.376</b>	<b>53.345</b>	<b>1.475</b>	<b>11.401</b>	<b>704.622</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	<b>-929</b>	<b>-253.643</b>	<b>-4.159</b>	<b>-10.871</b>	<b>-1.015</b>	<b>-25</b>	<b>-270.646</b>
Abschreibungen	-60	-16.824	-323	-1.223	-48		-18.477
Wertminderungen		-14.753					-14.753
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		186					186
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>-989</b>	<b>-285.033</b>	<b>-4.480</b>	<b>-12.096</b>	<b>-1.063</b>	<b>-25</b>	<b>-303.685</b>
<b>Buchwerte</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	<b>14.329</b>	<b>347.119</b>	<b>8.217</b>	<b>42.539</b>	<b>472</b>	<b>14.974</b>	<b>427.649</b>
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>14.287</b>	<b>325.715</b>	<b>7.894</b>	<b>41.250</b>	<b>412</b>	<b>11.377</b>	<b>400.933</b>

Im Berichtszeitraum hat der Konzern in Anbetracht der angespannten Marktsituation auf dem deutschen und belgischen Strommarkt die Solaranlagen einem Werthaltigkeitstest unterzogen. Wir verweisen auf den Wirtschaftsbericht für ausführliche Informationen.

Für Zwecke des Werthaltigkeitstests wurden die Vermögenswerte in zahlungsmittelgenerierende Einheiten (ZGE) zusammengefasst, die den niedrigsten Ebenen entsprechen, auf denen weitgehend unabhängige Cashflows identifizierbar sind. Die Ermittlung des erzielbaren Betrags erfolgte auf Basis des Nutzungswerts. Dabei wurden die erwarteten künftigen Cashflows auf Basis der aktuellen Planungen des Managements abgeleitet und mit einem Abzinsungssatz (WACC) vor Steuern von 4,8 % bis 5,9 % diskontiert.

Die auf Wertminderung geprüften zahlungsmittelgenerierenden Einheiten (ZGE) bestehen aus einzelnen Solarparks oder Gruppen von Solarparks, die weitgehend unabhängige Zahlungsmittelzuflüsse erwirtschaften. Für die Berichterstattung werden diese ZGE in Übereinstimmung mit IAS 16 unter der Kategorie *Sachanlagen – Solarparks* dargestellt.

Die Identifizierung der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten entspricht dem in den Vorperioden angewandten Ansatz. Es wurden keine Änderungen in der Zusammenfassung von Vermögenswerten zur Bestimmung der ZGE im Vergleich zur vorherigen Schätzung der erzielbaren Beträge vorgenommen.

Die Planannahmen umfassen im Wesentlichen den jeweiligen Einspeisevergütungssatz, die erwarteten Strompreise, den Abschluss von künftigen Strompreisswap-Vereinbarungen bzw. Strompreisoptionsverträgen, die Produktionsmengen, die Betriebskosten sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen. Wesentliche Parameter wie die erwartete Anlagenverfügbarkeit und Instandhaltungskosten wurden ebenfalls berücksichtigt. Außer der erforderlichen Aktualisierung der Planannahmen für einzelne Solaranlagen, haben sich insbesondere die Annahmen für den erzielten Strompreis nach dem Einspeisezeitraum der einzelnen Solaranlagen negativ geändert.

Auf Grundlage der durchgeführten Werthaltigkeitstests ergab sich eine Wertminderung in Höhe von EUR 14,8 Mio. Diese wurde im Posten Abschreibungen und Wertminderungen der Konzern Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Zur Überprüfung der Robustheit der Werthaltigkeitstests hat der Konzern Sensitivitätsanalysen zu den wesentlichen Bewertungsparametern durchgeführt. Dabei wurden eine Abweichung des Strompreises von +/- EUR 10/MWh, eine Veränderung des verwendeten Abzinsungssatzes (WACC) um +/- 1 Prozentpunkt, sowie eine Anpassung der Betriebskosten um +/- 10 % simuliert. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die erzielbaren Beträge sensitiv auf Änderungen dieser Parameter reagieren. Eine Änderung dieser Annahmen könnte – abhängig von Umfang und Richtung – zu wesentlichen Anpassungen des erzielbaren Betrags und gegebenenfalls zu zusätzlichen Wertminderungen führen.

Die ausgewiesenen Solarparks, Windkraftanlagen sowie Gebäude und Grundstücke dienen zur Sicherung der in Anhangsziffer 22.1 erläuterten Finanzverbindlichkeiten.

Am 28. Februar 2025 wurde eine Dachanlage mit einer Kapazität von 750 kWp veräußert. Der Buchwert der veräußerten Sachanlage betrug EUR 0,3 Mio.

Am Bilanzstichtag gab es noch finanzielle Verpflichtungen i. V. m. dem Bau von Solaranlagen i. H. v. EUR 2,6 Mio. (2024: EUR 3,2 Mio.). Diese nicht-bilanzierten Verpflichtungen stehen mit noch nicht erfüllten Leistungen bzgl. den sich am Ende von Berichtszeitraum im Bau befindlichen Anlagen in Verbindung.

31.12.2024

in TEUR	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzungs- rechte	BGA	Solar- parks im Bau	Summe
<b>Anschaffungs- und Herstellungskosten</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>15.253</b>	<b>583.374</b>	<b>12.366</b>	<b>50.955</b>	<b>1.405</b>	<b>16.073</b>	<b>679.425</b>
Abgänge durch Korrektur von Anschaffungskosten am 1. Januar 2024		-1.158					-1.558
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen				786		2.988	3.775
Zugänge durch Investitionen	5	2.563	10	1.686	102	10.819	15.185
Sonstige Zugänge		1.015					1.015
Abgänge aus dem Verkauf von Anlagevermögen					-20		-20
Umgliederung		14.884				-14.884	-
Umgliederung von immateriellen Anlagevermögen		86					86
Neubewertung				-13			-13
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>15.258</b>	<b>600.762</b>	<b>12.376</b>	<b>53.414</b>	<b>1.487</b>	<b>14.997</b>	<b>698.293</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>-815</b>	<b>-217.101</b>	<b>-3.055</b>	<b>-8.416</b>	<b>-951</b>	<b>-25</b>	<b>-230.366</b>
Abschreibungen	-114	-33.248	-673	-2.459	-83		-36.577
Wertminderungen		-3.294	-429				-3.723
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen					20		20
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>-929</b>	<b>-253.643</b>	<b>-4.157</b>	<b>-10.871</b>	<b>-1.015</b>	<b>-25</b>	<b>-270.646</b>
<b>Buchwerte</b>							
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>14.437</b>	<b>366.271</b>	<b>9.308</b>	<b>42.541</b>	<b>454</b>	<b>16.050</b>	<b>449.060</b>
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>14.329</b>	<b>3347.119</b>	<b>8.217</b>	<b>42.539</b>	<b>472</b>	<b>14.974</b>	<b>427.649</b>

## 16.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

30.06.2025

<b>ANSCHAFFUNGSWERTE</b>					
Nutzungsverträge i. V. m. in TEUR	Grundstücke	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstiges Anlage- vermögen	Summe
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	<b>91</b>	<b>51.445</b>	<b>1.589</b>	<b>291</b>	<b>53.412</b>
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge		20			20
Abgänge aus dem Verkauf von Anlagevermögen		-74			-74
Neubewertung		-13			-13
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>91</b>	<b>51.378</b>	<b>1.589</b>	<b>291</b>	<b>53.345</b>
<b>KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN</b>					
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	<b>-</b>	<b>-10.284</b>	<b>-376</b>	<b>-215</b>	<b>-10.873</b>
Zugänge durch Abschreibungen		-1.178	-33	-11	-1.223
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>-</b>	<b>-11.462</b>	<b>-409</b>	<b>-226</b>	<b>-12.096</b>
<b>BUCHWERTE</b>					
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	<b>91</b>	<b>41.161</b>	<b>1.213</b>	<b>76</b>	<b>42.539</b>
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>91</b>	<b>39.915</b>	<b>1.180</b>	<b>65</b>	<b>41.250</b>

31.12.2024

<b>ANSCHAFFUNGSWERTE</b>					
Nutzungsverträge i. V. m. in TEUR	Grundstücke	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstiges Anlage- vermögen	Summe
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>91</b>	<b>48.986</b>	<b>1.589</b>	<b>291</b>	<b>50.955</b>
Konsolidierungskreisänderung		786			786
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge		1.686			1.686
Neubewertung		-13			-13
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>91</b>	<b>51.445</b>	<b>1.589</b>	<b>291</b>	<b>53.412</b>
<b>KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN</b>					
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>-</b>	<b>-7.918</b>	<b>-308</b>	<b>-190</b>	<b>-8.416</b>
Zugänge durch Abschreibungen		-2.366	-68	-25	-2.459
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>-</b>	<b>-10.284</b>	<b>-376</b>	<b>-215</b>	<b>-10.873</b>
<b>BUCHWERTE</b>					
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>91</b>	<b>41.068</b>	<b>1.281</b>	<b>101</b>	<b>42.541</b>
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>91</b>	<b>41.161</b>	<b>1.213</b>	<b>76</b>	<b>42.539</b>

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 19,2 Jahre.

Für die Leasingverhältnisse i. V. m. 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

30.06.2025

in TEUR	Anhang- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
<b>Anschaffungs- und Herstellungskosten</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>		5.688	1.722	3.540	113	11.063
Erwerbe				253		253
Umgliederung in die Sachanlagen				-920		-920
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>		5.688	1.722	2.873	113	10.396
<b>Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>		-4.489	-642	-1.682	-109	-6.922
Abschreibungen			-43		-2	-45
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>		-4.489	-685	-1.682	-111	-6.967
<b>Buchwerte</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>		1.199	1.080	1.859	4	4.140
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>		1.199	1.037	1.191	2	3.428

31.12.2024

in TEUR	Anhang- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
<b>Anschaffungs- und Herstellungskosten</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>		5.688	1.786	1.932	113	9.519
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			-64			-64
Erwerbe				1.694		1.694
Umgliederung in die Sachanlagen				-86		-86
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>		5.688	1.722	3.540	113	11.063
<b>Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>		-4.489	-606	-1.005	-109	-6.209
Abschreibungen			-89			-89
Wertminderungen				-677		-677
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			53			53
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>		-4.489	-642	-1.682	-109	-6.922
<b>Buchwerte</b>						
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>		1.199	1.180	927	4	3.309
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>		1.199	1.080	1.859	4	4.140

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 kaufmännischen Verwaltung von Fondsgesellschaften.

Der Konzern erwarb im Geschäftsjahr neuen Projektrechte für die Entwicklung von Solarparks i. H. v. EUR 0,3 Mio. (2024: EUR 1,7 Mio.), und EUR 0,9 Mio. werden umgliedert in die Solaranlagen (siehe Anhangangabe 16).

## 18. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

### AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Viriflux BV	535	538
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH	-	2
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	-	-
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
<b>Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen</b>	<b>543</b>	<b>548</b>

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

#### 18.1. ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

##### A. VIRIFLUX BV

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
<b>Eigentumsanteil</b>	<b>50 %</b>	<b>50 %</b>
Langfristige Vermögenswerte	1.152	1.173
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente – 2025H1: 86 TEUR/ 2024: 56 TEUR)	281	265
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2025H1: 352 TEUR/ 2024: 352 TEUR)	-359	-352
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2025H1: -4 TEUR/ 2024: -2 TEUR)	-5	-2
<b>Nettovermögen (100 %)</b>	<b>1.069</b>	<b>1.076</b>
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	535	538
<b>Buchwert des Anteils</b>		
Umsatzerlöse	27	51
Zinsaufwendungen	-4	-12
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	-7	-19
<b>Gesamtergebnis (50 %)</b>	<b>-4</b>	<b>-11</b>

Viriflux betreibt eine Solardachanlage in Lokeren mit einer Leistung von 1.288,50 kWp, die am 14. September 2021 an das Stromnetz angeschlossen wurde.

## 19. ANDERE FINANZANLAGEN

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

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Genossenschaftsanteile	85	85
Aktien- und Anteilbestand	1.106	1.256
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps	288	260
<b>Andere Finanzanlagen</b>	<b>1.479</b>	<b>1.602</b>

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie zum vorangegangenen Bilanzstichtag, 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 1.093 (2024: TEUR 1.256). Außerdem enthält diese Bilanzposition auch Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps (EUR 0,3 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 STAMMAKTIE

Es wurden im Berichtszeitraum keine neuen Aktien der Gesellschaft begeben.

Mit dem Vorstandsbeschluss vom 3. April 2025 wurde mit Zustimmung des Aufsichtsrats, auf Grundlage der Ermächtigung des Vorstands durch die ordentliche Hauptversammlung der Gesellschaft vom 6. Juni 2024, beschlossen, 1.666.666 eigene Aktien einzuziehen und das Grundkapital der Gesellschaft entsprechend herabzusetzen.

#### B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIEN

	Tsd. Aktien
<b>Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2024</b>	<b>82.853</b>
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2023	181
<b>Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2025</b>	<b>83.034</b>
Einziehung eigener Aktien im Jahr 2025	-1.666
<b>Im Umlauf befindliche Aktien zum 30. Juni 2025</b>	<b>81.368</b>
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	<i>508</i>

Alle Aktien haben einen Nennwert von 1 EUR und sind voll eingezahlt. Tochterunternehmen oder assoziierte Unternehmen halten keine Aktien.

## 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 Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022). Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung durch die Ausgabe von 3.458.400 Optionen im Zusammenhang mit der am 23. Mai 2023 begebenen Optionsanleihe im Berichtsjahr noch EUR 34.722.836,00.

## D. 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	30.06.2025	31.12.2024
Stand zu Beginn des Jahres	103.833	103.356
Ausgeübte Optionen von Optionsanleihen	-	476
Einziehung von eigenen Aktien	-3.893	-
Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst	-11	-1
<b>Stand zum Ende der Berichtsperiode</b>	<b>99.839</b>	<b>103.833</b>

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.

### B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Stand zu Beginn des Jahres	37.871	42.303
Transaktionen mit nicht-beherrschenden Anteilen	-	-
Auf Aktionäre der 7C Solarparken AG entfallendes Periodenergebnis	-3.877	451
Dividenden	-	-4.882
<b>Stand zum Ende des Jahres</b>	<b>33.995</b>	<b>37.871</b>

## C. RÜCKLAGE FÜR EIGENE ANTEILE

Am Ende des Berichtszeitraums hatte die Gesellschaft 494.999 Aktien zu einem durchschnittlichen Kurs von EUR 2,03 je Aktie zurückgekauft und dafür TEUR 1.003 aufgewendet. In Höhe dieses Betrags wurde eine Rücklage für eigene Anteile gebildet.

in TEUR

<b>Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2024</b>	<b>-1.573</b>
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2024	-4.076
<b>Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2025</b>	<b>-5.649</b>
Einziehung eigener Anteile im Jahr 2025	5.649
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2025	-1.003
<b>Rücklage für eigene Anteile zum 30. Juni 2025</b>	<b>-1.003</b>

### - C.1. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2023

Am 27. November 2023 hat der Vorstand der Gesellschaft mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 1.666.666 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 6,0 Mio. über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt zuerst auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 17. Juli 2020. Das Aktienrückkaufprogramm wurde am 19. März 2024 erfolgreich beendet. Insgesamt wurden 1.666.666 Aktien zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) i. H. v. EUR 5.648.826,07 zurückgekauft.

### - C.2. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2025

Der Vorstand der Gesellschaft hat am 3. April 2025 mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 4.545.454 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 10,0 Mio. über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 6. Juni 2024. Das Aktienrückkaufprogramm ist am Bilanzstichtag sowie am Tag der Veröffentlichung dieses Berichts noch nicht beendet. Am Bilanzstichtag waren bereits 508.476 Aktien an einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) i. H. v. EUR 1.003.475 zurückgekauft

## D. 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 einen ausländischen Geschäftsbetrieb. Die Entwicklung dieses Kontos wird in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

in TEUR

<b>Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2024</b>	<b>-7</b>
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2024	-3
<b>Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2025</b>	<b>-10</b>
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2025	-2
<b>Währungsumrechnungsrücklage zum 30. Juni 2025</b>	<b>-11</b>

## E. 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

<b>Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2024</b>	<b>3.353</b>
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2024 inkl. latenten Steuern	-2.706
<b>Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2025</b>	<b>647</b>
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2025 inkl. latenten Steuern	740
<b>Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 30. Juni 2025</b>	<b>1.386</b>

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente i. H. v. EUR 0,7 Mio. beziehen sich auf die bilanzielle Erfassung der im Berichtszeitraum mit großen europäischen Stromversorgern abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen nebst der bilanziellen Weiterführung einer solchen Strompreisswap-Vereinbarung aus dem Vorjahr sowie auf die Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden.

Strompreisswap-Vereinbarung vom Nov. 2023:

in TEUR

<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2023</b>	<b>646</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-1.147
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	946
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2024</b>	<b>445</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	-668
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	664
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2025</b>	<b>442</b>

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-235
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	193
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 31. Dezember 2024</b>	<b>-42</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	-77
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	329
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2025</b>	<b>210</b>

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Oktober 2024 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	170
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	-

<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 31. Dezember 2024</b>	<b>170</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	-347
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	652
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2025</b>	<b>475</b>

Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024:

in TEUR

<b>Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Oktober 2024 zum Zeitwert</b>	<b>0</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-66
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	-
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 31. Dezember 2024</b>	<b>-66</b>
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Berichtszeitraum	83
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Berichtszeitraum	-
<b>Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung zum 30. Juni 2025</b>	<b>17</b>

## 21. KAPITALMANAGEMENT

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

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

Der Konzern überwacht das Kapital mit Hilfe des Verhältnisses der bereinigten Nettoverschuldung zum bereinigtem Eigenkapital. Die bereinigte Nettoverschuldung umfasst neben prinzipiell zinstragenden Krediten und Anleihen ebenfalls Leasingverbindlichkeiten abzüglich der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, Kurzfristige Finanzanlagen auf Festgeldkonten sowie 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.

Die Ermittlung der Nettoverschuldung sowie das Verhältnis der Eigenkapitalquote stellen sich wie folgt dar:

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	192.303	204.491
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	40.409	42.232
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-288	-260
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente *	-85.844	-82.077
Abzüglich kurzfristiger Finanzanlagen	-7.996	-11.592
Abzüglich kurzfristiger und langfristiger Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks	-37.414	-38.942
<b>Nettoverschuldung</b>	<b>101.169</b>	<b>113.852</b>
<b>Eigenkapital ohne Hedging Reserve</b>	<b>232.452</b>	<b>238.020</b>
Bilanzsumme	528.315	547.076
<b>Eigenkapitalquote (in %)</b>	<b>44,0</b>	<b>43,5</b>

\* davon TEUR 15.205 (2024: TEUR 15.196) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.

## 22. FINANZVERBINDLICHKEITEN

### 22.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
<b>Langfristige Schulden</b>		
Gesicherte Bankdarlehen	153.212	141.593
Ungesicherte Anleihen	6.752	6.750
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	37.689	38.895
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	4	5
<b>Gesamt</b>	<b>197.657</b>	<b>187.243</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	32.190	34.039
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	146	22.104
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	2.719	3.337
<b>Gesamt</b>	<b>35.055</b>	<b>59.480</b>

## 22.2. BANKDARLEHEN

Die ausstehenden Darlehen wurden alle in Euro abgeschlossen und weisen folgende Konditionen auf:

in TEUR	Zins- bindung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	30. Juni 2025		31. Dezember 2024	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
7C Solarparken NV	k.A.	EURIBOR3M + 1,75%	2025-27	349	358	437	450
7C Solarparken AG	05.05.26	1,76 %	2025-26	605	605	653	653
	31.07.27	1,51 %	2025-31	636	636	764	679
	31.12.32	1,55 %	2025-32	1.273	1.261	1.358	1.345
	31.12.32	2,10 %	2025-32	280	278	229	296
	30.12.26	1,68 %	2025-36	4.138	4.108	4.602	4.571
	30.09.29	1,13 %	2025-37	352	352	366	366
	k.A.	EURIBOR	2025-29	9.750	9.728	9.750	9.725
	k.A.	EURIBOR 3M +1,20 %	2025-33	8.000	7.969	9.000	8.967
	k.A.	EURIBOR 3M +1,50 %	2025-30	18.000	17.928	-	-
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,45%	2025-30	5.250	5.227	-	-
Tannhäuser Solar UG	30.12.34	1,90 %	2025-34	-	-	373	373
Soldardach Gutenberg GmbH & Co.	30.03.25	2,04 %	2025-28	429	430	495	496
Sabrina Solar BV	16.08.29	1,69 %	2025-29	229	229	257	257
Solar4Future Diest NV	31.12.26	5,70 %	2025-26	710	724	933	957
Solarpark Green GmbH	30.06.25	4,75 %	2025	-	-	62	62
Solarpark Heretsried GmbH	30.12.25	2,13 %	2025	365	364	730	728
	30.03.25	3,49 %	2025	-	-	255	256
	30.03.25	2,16 %	2025-29	1.669	1.669	1.854	1.854
Solarpark Longuich GmbH	30.12.25	2,13 %	2025	380	379	760	757
Solarpark Oberhörbach GmbH	30.12.25	2,13 %	2025	258	256	515	511
Solarpark Neudorf GmbH	31.05.28	1,35 %	2025-28	146	146	171	171
	30.06.27	1,95 %	2025-27	397	397	497	497
	30.03.25	3,99 %	2025-26	109	111	156	159
Melkor UG	30.11.27	2,75 %	2025-27	120	120	145	144
	31.01.27	3,07 %	2025-28	75	75	99	99
	30.06.26	1,96 %	2025-26	167	167	251	251
Soldardach Wandersleben GmbH & Co.	31.03.26	2,59 %	2025-26	189	189	315	315
	30.12.25	2,53 %	2025	5	5	9	9
Soldardach LLG GmbH	31.12.32	1,65 %	2025-32	445	441	475	470
	30.12.34	2,10 %	2025-34	624	618	657	650
	30.12.31	2,30 %	2025-36	392	392	410	410
	30.12.28	1,80 %	2025-37	287	287	299	299
Soldardach Stieten GmbH & Co. KG	31.12.26	2,26 %	2025-26	311	310	414	414
Soldardach Steinburg GmbH	30.03.27	1,45 %	2025-35	432	430	452	451
Soldardach Neubukow GmbH &	31.12.26	2,07 %	2025-26	280	280	373	373
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck	30.09.30	1,54 %	2025-30	1.276	1.280	1.397	1.402
	30.09.30	1,99 %	2025-30	181	184	198	202
Lohengrin Solar UG	31.12.34	2,10 %	2025-34	453	449	477	472
	30.09.28	1,83 %	2025-36	409	406	427	424
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG	30.06.26	2,79 %	2025-26	255	255	383	383
	30.06.26	1,74 %	2025-26	84	84	126	126
Erste Solarpark Xanten GmbH &	30.09.26	1,00 %	2025-26	170	170	228	228
Erste Solarpark Wulfen GmbH &	30.06.27	1,48 %	2025-27	141	141	176	176
	30.06.27	1,59 %	2025-27	48	48	60	60
	k.A.	EURIBOR	2025-26	43	43	55	55
Säugling Solar GmbH & Co. KG	30.06.26	1,99 %	2025-26	1.067	1.061	1.600	1.592
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG	30.06.29	1,10 %	2025-29	392	387	441	435
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG	30.12.35	2,10 %	2025-35	1.779	1.772	1.864	1.856
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	30.03.25	3,49 %	2025-30	720	743	796	823

	31.12.29	1,95 %	2025-29	740	733	822	814
Solarpark Carport Wolnzach GmbH &	30.09.29	2,04 %	2025-29	461	477	512	525
	31.12.29	2,50 %	2025-29	394	386	437	427
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,66%	2025-31	2.177	2.239	2.345	2.416
Sphinx Solar GmbH & Co. KG	31.07.25	2,40 %	2025	19	19	38	38
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co KG	30.06.27	3,50 %	2025-27	1.511	1.509	1.857	1.858
	30.06.30	1,15%	2025-38	3.845	3.829	3.993	3.976
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG	30.06.28	1,90 %	2025-37	1.009	997	1.053	1.040
Siebente Solarpark Zerze GmbH &	30.06.26	3,40 %	2025-26	206	206	309	309
	30.06.25	4,60 %	2025	-	-	2	2
	30.01.29	2,35 %	2025-29	165	163	188	186
	k.A.	0,00 %	2025-31	231	196	235	197
Solarpark Zerze IV GmbH & Co. KG	30.06.26	1,05 %	2025-26	139	139	209	209
	30.01.29	3,60 %	2012529	112	112	140	140
Vardar UG	31.08.25	2,37 %	2025	171	171	187	187
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	31.03.30	3,60 %	2025-30	2.289	2.190	2.530	2.410
Dritte Solarpark Glauchau GmbH &	31.12.27	3,10 %	2025-27	186	186	223	224
	31.12.27	3,18 %	2025-27	521	523	625	627
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	30.06.27	1,80 %	2025-27	1.094	1.095	1.146	1.147
	30.12.29	1,40 %	2025-37	357	357	371	371
Solarpark Meyenkrebs GmbH &	31.12.28	4,50 %	2025-28	146	152	164	173
	31.12.28	2,25 %	2025-28	111	112	127	128
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	30.03.35	2,65 %	2025-35	2.177	2.250	2.289	2.369
	30.03.36	3,15 %	2025-36	366	389	383	408
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG	31.12.27	1,85 %	2025-34	810	802	853	844
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG	30.06.26	1,90 %	2025-33	2.632	2.645	2.796	2.811
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG	30.06.31	2,10 %	2025-31	2.044	2.079	2.214	2.255
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.06.26	2,15 %	2025-26	2.074	2.074	2.769	2.769
	30.12.25	1,79 %	2025	864	855	1.727	1.710
	31.12.31	1,15 %	2025-39	1.842	1.832	1.910	1.899
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	31.12.26	2,20 %	2025-26	530	530	709	709
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH	k.A.	EURIBOR 3M + 1,3 %	2025	542	506	1.083	1.051
	31.12.25	2,30 %	2025	4	4	9	9
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft	31.12.25	2,50 %	2025	282	277	564	557
	30.09.26	1,35 %	2025-34	381	381	401	401
Tristan Solar GmbH & Co. KG	30.12.29	2,16 %	2025-28	1.551	1.551	1.679	1.679
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	30.03.28	1,82 %	2025-35	338	337	353	351
	31.12.28	1,78 %	2025-36	552	551	576	574
	30.03.28	1,82 %	2025-36	367	365	383	381
	31.12.28	1,78%	2025-36	276	275	280	287
	30.06.28	1,82 %	2025-36	338	335	353	349
	31.12.28	1,78 %	2025-36	276	275	288	287
	30.06.28	2,45 %	2025-37	423	423	441	441
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG	31.07.28	1,95 %	2025-36	464	464	482	482
Solardach Derching GmbH & Co. KG	23.02.28	2,13 %	2025-29	797	799	902	904
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG	30.09.44	3,65 %	2025-44	6.000	6.000	6.000	6.000
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG	30.06.34	3,98 %	2025-42	2.889	2.881	2.972	2.972
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co.	28.02.25	2,15 %	2025-33	1.297	1.343	1.369	1.420
Solarpark Rötze GmbH & Co. KG	30.10.27	1,25 %	2025-29	214	215	238	238
	30.12.27	1,40 %	2025-29	217	221	240	245
	30.12.27	1,03 %	2025-29	278	277	300	299
	30.06.34	3,90 %	2025-47	3.039	3.039	3.050	3.050
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	28.02.31	3,65 %	2025-31	516	541	562	576
	30.06.26	1,40 %	2025-34	91	89	96	94
	28.02.31	3,65 %	2025-31	250	262	272	279
	28.02.31	3,65 %	2025-31	479	502	522	535
	30.06.26	1,40 %	2025-34	91	89	96	94
	28.02.31	3,65 %	2025-31	484	507	527	541
	30.06.26	1,40 %	2025-34	91	89	96	94
	30.09.26	2,00 %	2025-31	107	107	115	115
	30.09.26	2,00 %	2025-31	21	21	23	23
	28.02.31	2,80 %	2025-31	253	264	275	282
	30.03.31	2,80 %	2025-31	457	479	497	510
	30.03.31	2,80 %	2025-31	449	471	489	501
	31.12.27	3,70 %	2025-27	547	547	656	656
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Solarpark Draisdorf-Eggenbach	30.06.30	1,15 %	2025-37	343	343	357	357
	30.12.31	1,01 %	2025-41	7.800	7.781	8.160	8.140
	30.12.31	0,86 %	2025-31	903	903	1.007	1.007
PV Görke GmbH & Co. KG	30.06.28	2,25 %	2025-37	2.050	2.134	2.135	2.227
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	30.12.29	1,40 %	2025-38	189	188	196	194

	30.12.29	1,40 %	2025-38	183	182	190	188
PV Gumtow GmbH & Co. KG	30.09.29	1,03 %	2025-39	2.010	2.010	2.081	2.081
	30.09.29	1,03 %	2025-39	390	390	404	404
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG	30.03.30	3,25 %	2025-33	770	838	820	896
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,00%	2025-45	3.622	3.604	3.714	3.696
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG	31.12.33	2,23 %	2025-33	3.400	3.285	3.600	3.472
7C Groeni BV	31.07.29	2,86 %	2025-29	135	140	151	158
	31.01.30	2,91 %	2025-30	85	89	94	99
	31.12.29	2,81 %	2025-29	257	268	286	299
	31.12.27	2,23 %	2025-27	122	125	146	149
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	05.01.26	4,60 %	2025-28	96	100	114	119
	31.03.28	3,25 %	2025-28	314	311	371	367
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG	30.07.25	3,25 %	2025-28	566	588	653	682
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	2025-27	367	368	440	442
Solarpark WO GmbH & Co. KG	30.06.29	1,40 %	2025-37	364	362	379	376
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	30.12.26	1,18 %	2025-37	919	917	957	954
REG PVA zwei GmbH & Co. KG	01.07.31	2,10 %	2025-35	1.182	1.219	1.259	1.279
	01.09.34	2,10 %	2025-37	145	151	151	157
	01.04.33	1,99 %	2025-35	464	476	486	499
	01.09.34	2,10 %	2025-37	256	265	267	276
	01.09.34	2,10 %	2025-37	363	375	378	391
MES Solar XX GmbH & Co. KG	31.03.31	0,99 %	2025-32	3.555	3.543	3.729	3.716
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.08.31	1,03 %	2025-38	5.183	5.173	5.371	5.360
	30.03.31	1,14 %	2025-39	2.303	2.294	2.386	2.376
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	30.12.39	1,50 %	2025-39	262	261	262	261
	30.06.30	1,10 %	2025-30	133	132	147	145
FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG	31.03.32	1,31 %	2025	2.970	3.156	15.624	3.156
Soldach Walternierburg GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	2025-29	284	280	316	311
Energiepark SP Theilenhofen	30.12.38	1,20 %	2025-44	666	677	666	678
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,34 %	2025-41	4.410	4.548	4.548	4.695
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	30.12.38	1,21 %	2025-29	1.368	1.373	1.418	1.424
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	30.09.38	1,33 %	2025-39	2.944	2.989	3.111	3.159
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	30.09.35	1,42 %	2025-35	1.389	1.411	1.496	1.481
	30.09.39	1,16 %	2025-39	522	525	541	543
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	30.12.40	1,34 %	2025-40	3.620	3.713	3.736	3.835
	k.A.	1,20 % bis 30.06.2030 dann EURIBOR 3M + 0,95 %	2025-43	663	691	663	692
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG	30.12.34	3,49 %	2025-41	1.227	1.227	-	-
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG	30.11.34	3,50 %	2025-37	2.098	2.098	1.953	1.953
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co. KG	30.06.34	3,90 %	2025-44	2.748	2.748	2.560	2.560
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	30.09.30	2,15 %	2025-30	1.257	1.304	1.377	1.433
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	30.09.25	1,25 %	2025	123	123	245	245
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG	30.09.27	3,85 %	2025-27	867	897	1.059	1.103
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG	30.09.27	3,85 %	2025-27	1.253	1.301	1.504	1.572
Kontokorrent	k.A.	k.A.		16	16	83	83
<b>Gesamt</b>				<b>184.408</b>	<b>185.113</b>	<b>187.218</b>	<b>175.392</b>

Die Bankdarlehen sind mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden (siehe Anhangziffer 16) sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder Mieteinzahlungen (siehe Anhangziffer 14) branchenüblich besichert. Zudem wurden Sichteinlagen mit einem Buchwert von TEUR 13.889 (2024: TEUR 14.585) (siehe Anhangziffer 15) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet. Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugriffen werden kann.

Zum Bilanzstichtag gab es Zinsabgrenzungen auf die oben dargestellten Darlehen i. H. v. TEUR 4 (2024: TEUR 122), die in den kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden.

Am 30. Juni 2025 wurden zwei Bankdarlehen im Zusammenhang mit Solarparks über einen Betrag von EUR 0,5 Mio. nicht vollständig ausgezahlt.

Es lagen zum Bilanzstichtag keine Verstöße gegen Covenants aus Bankverbindlichkeiten vor.

Die Entwicklung der Bankdarlehen lässt sich folgender Tabelle entnehmen

in TEUR	30.06.2025	31.12.2024
<b>Stand zum Anfang des Berichtszeitraums</b>	<b>187.218</b>	<b>179.984</b>
Konsolidierungskreisänderungen	204	15.623
Schuldennachlass	-12.654	-
Neue Bankdarlehen	24.848	20.406
Rückzahlung von Bankdarlehen	-15.209	-28.795
<b>Stand zum Ende des Berichtszeitraums</b>	<b>184.408</b>	<b>187.218</b>

## 22.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten in Verbindung mit				30.06.2025		31.12.2024	
in TEUR	Währung	Zinssatz *	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	8	10	9
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	3.003	2.974	3.297	3.153
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2052	43.926	36.069	46.797	37.598
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.484	1.300	1.067	1.290
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	59	57	71	68
<b>Gesamt</b>				<b>48.482</b>	<b>40.409</b>	<b>51.242</b>	<b>42.232</b>

\* Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz

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	30.06.2025	31.12.2024
<b>Stand zum Anfang des Berichtszeitraums</b>	<b>42.232</b>	<b>42.364</b>
Konsolidierungskreisänderungen	-	788
Neue Leasingverhältnisse	20	1.684
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-2.209	-3.361
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Windparks	-	-
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks	-21	-21
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	387	778
Abgänge	-	-
<b>Stand zum Ende des Berichtszeitraums</b>	<b>40.409</b>	<b>42.232</b>

## 22.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

### A. Optionsanleihe 2023

Der Konzern bilanziert eine Optionsanleihe aus dem Geschäftsjahr 2023, verschiedene Schuldscheindarlehen, sowie auch einige Crowdfunding-Darlehen, die als ungesicherte Anleihen ausgewiesen werden.

in TEUR

Optionsanleihe 2023	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2025		31.12.2024	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Optionsanleihe 2023	2,50 %	2023-28	6.917	6.330	6.917	6.449
<b>Gesamt</b>			<b>6.917</b>	<b>6.330</b>	<b>6.917</b>	<b>6.449</b>

### B. Schuldschein 2018

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

in TEUR

Schuldschein 2018	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2025		31.12.2024	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche C	3,29 %	2025	-	-	10.000	9.979
<b>Gesamt</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.000</b>	<b>9.979</b>

Der Schuldschein 2018 wurde am 28. Februar 2025 zurückgezahlt.

### C. Schuldschein 2020

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	30.06.2025		31.12.2024	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	1,80 %	2025	-	-	11.500	11.491
<b>Gesamt</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>11.500</b>	<b>11.461</b>

Der Schuldschein 2020 wurde am 31. März 2025 zurückgezahlt.

## D. Crowdfunding-Anleihen

Mit dem Erwerb des Tochterunternehmens 7C Groeni BV im Januar 2021 wurden projektbezogene Crowdfunding-Anleihen mit einem Buchwert vom 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 sich diese Anleihen wie folgt zusammen:

in TEUR

Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	30.06.2025		31.12.2024	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 %-5,00 %	31.12.2028	402	440	432	473
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	14	17	17	20
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	4	4	7	7
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	57	57	58	58
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50	50	50
<b>Gesamt</b>				<b>527</b>	<b>568</b>	<b>564</b>	<b>608</b>

Der kurzfristige Teil dieser Anleihen betrug am 30. Juni 2025 TEUR 175 (2024: TEUR 175).

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

in TEUR

	30.06.2025	31.12.2024
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.776	4.962
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	131	105
Lang- und kurzfristige Zuwendungen der öffentlichen Hand	1.066	934
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	5.110	3.343
<b>Gesamt</b>	<b>12.084</b>	<b>9.344</b>

Die sonstigen kurzfristigen Verbindlichkeiten sind im Vergleich zum 31. Dezember 2024 um EUR 1,8 Mio. gestiegen. Dies ist hauptsächlich auf den Anstieg der Umsatzsteuerverpflichtungen (+TEUR 1.909). Die übrigen kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (TEUR 2.042), Verbindlichkeiten aus dem Erwerb der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG (TEUR 1.545), Personalverbindlichkeiten (TEUR 91) und bedingten Gegenleistungen aus bedingten Kaufpreisen aus Konsolidierungskreisänderungen aus dem Vorjahr (TEUR 415) sowie aufgelaufenen Abgrenzungsposten (TEUR 652) und erhaltenen Kautionen (TEUR 365).

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen stiegen im Vergleich zum Vorjahresende von EUR 5,0 Mio. auf EUR 5,8 Mio. Diese Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Rechnungen an Generalunternehmer für Solaranlagen in Deutschland und Belgien, die sich noch im Bau befinden, sowie ausstehende Betriebs- und Wartungsrechnungen.

Der Konzern hat in den belgischen Investitionszuschussausschreibungsverfahren mehrere Zuschläge erhalten, deren Auszahlung zum Bilanzstichtag noch nicht erfolgt war, jedoch durch den Konzern als so gut wie sicher eingeschätzt wurde. Zum Bilanzstichtag wies der Konzern derartige Investitionszuschüsse i. H. v. TEUR 1.066 (i. VJ.: TEUR 934) bilanziell aus.

## 24. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

30.06.2025

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
<b>Stand zum 1. Januar 2025</b>	<b>24.711</b>	<b>581</b>	<b>444</b>	<b>674</b>	<b>1.742</b>	<b>66</b>	<b>28.217</b>
Abnahme infolge Entkonsolidierung	-50						-50
Neue Rückstellungen	683						683
Erhöhung der Rückstellungen			3				3
In Anspruch genommene Rückstellungen		-1					-1
Auflösung von Rückstellungen	-195	-504	-8	-5			-712
Aufzinsung bzw. Abzinsung	491	1	5				497
Umgliederung		109		-109			-
<b>Stand zum 30. Juni 2025</b>	<b>25.640</b>	<b>187</b>	<b>444</b>	<b>560</b>	<b>1.742</b>	<b>66</b>	<b>28.638</b>

31.12.2024

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
<b>Stand zum 1. Januar 2024</b>	<b>22.771</b>	<b>869</b>	<b>570</b>	<b>677</b>	<b>1.828</b>	<b>143</b>	<b>26.857</b>
Neue Rückstellungen	1.015			3			1.018
Erhöhung der Rückstellungen		2	66				67
In Anspruch genommene Rückstellungen		-45		-6	-86	-77	-214
Auflösung von Rückstellungen		-249	-192				-441
Aufzinsung bzw. Abzinsung	928	5					932
<b>Stand zum 31. Dezember 2024</b>	<b>24.711</b>	<b>581</b>	<b>444</b>	<b>674</b>	<b>1.742</b>	<b>66</b>	<b>28.217</b>

### 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 Gewährleistungsrückstellungen betreffen Rechtstreite, welche sich in den meisten Fällen in der Berufungsinstanz, in einzelnen Fällen noch in der ersten Instanz befinden. 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. 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.

## **C. EINZELRISIKEN**

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

Die Einzelrisiken ergeben sich im Wesentlichen aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die von der COLEXON gebaut wurden. Die Rückkaufverpflichtungen können erst in 5 Jahren Auswirkungen zeigen.

## **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 dementsprechend 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 Unsicherheiten bzgl. 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.

## E. RÜCKSTELLUNGEN I. V. M. DEM PROJEKTGESCHÄFT

Der Konzern betreibt derzeit eine Solaranlage, die aus Sicherheitsgründen mit hoher Wahrscheinlichkeit vom gegenwärtigen Standort abgebaut und an einem neuen Standort neu aufgebaut werden muss. Es wurde für den Fall, dass dieses Risiko tatsächlich eintritt eine Rückstellung i. H. v. EUR 0,2 Mio. gebildet.

Der Konzern hat außerdem Rückstellungen i. H. v. EUR 0,4 Mio. gebildet für Beträge, die u. U gezahlt werden müssen, wenn Unterlagen i. V. m. Solarparks, die die Vergangenheit, im vorliegenden Fall häufig den Vorerwerbszeitraum, betreffen, nach Aufforderung nicht, nicht vollständig oder nicht in angemessener Zeit vorgelegt werden können.

## 25. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN

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

#### A. VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vergütung der Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen umfasst:

in TEUR	2025H1	2024H1
Kurzfristig fällige Leistungen	282	211
<b>Gesamt</b>	<b>282</b>	<b>211</b>

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das erste Halbjahr 2025 TEUR 282 (2024H1: TEUR 211) für ihre Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

#### B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,5 % 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	
	2025H1	2024H1	2025H1	2024H1
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung (*)	-	1	-	-
Fremdleistung (**)	40	69	-	-

(\*) der Konzern erbringt Buchführungsdienstleistungen für eine Gesellschaft eines Vorstands des Konzerns.

(\*\*) 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	5	1
Sonstiger betrieblicher Ertrag	-	-

## E. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN

Im Berichtszeitraum gab es keine Geschäftsvorfälle mit sonstigen nahestehenden Personen.

## 26. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

### AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2025

Der Vorstand hat am 11. August 2025 mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, die Anzahl der eigenen Aktien, die im Rahmen des am 3. April 2025 beschlossenen Aktienrückkaufprogramms über die Börse zurückgekauft werden sollen, auf bis zu 2.100.000 Aktien zu begrenzen und den Maximalpreis auf höchstens EUR 1,85 je Aktie zu verringern (zuvor maximal EUR 2,20 je Aktie).

### AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM II 2025

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 17. Juli 2025 auf Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 zum Erwerb eigener Aktien gemäß § 71 Abs. 1 Nr. 8 AktG mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, bis zu 1.600.000 Aktien der 7C Solarparken AG (ca. 2 % des Grundkapitals) im Rahmen eines an alle Aktionäre gerichteten freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots zu erwerben. Die Annahmefrist endete am 11. August 2025 24:00 Uhr (MEZ).

Am selben Tag (11. August 2025) wurde vom Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das Volumen der eigenen Aktien, die im Rahmen des freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots zurückgekauft werden sollen, von 1.600.000 auf 3.200.000 (ca. 3,9 % des Grundkapitals) zu erhöhen.

## 27. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

2024	Steht für das volle Geschäftsjahr 2024 vom 1. Januar bis zum 31. Dezember
2024H1/2025H1	Steht für die erste Hälfte des Geschäftshalbjahr 2024 bzw. 2025 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)
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt Peak
Mitglied des Managements	Die Vorstandsmitglieder selbst, sowie auch die Gesellschaften, die von den Vorstandsmitgliedern beherrscht werden und die im Management tätig sind
MWp	Megawatt Peak
kWp	Kilowatt Peak
AktG	Aktiengesetz
HGB	Handelsgesetzbuch
IFRS	International Financial Reporting Standards
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
PV Estate	Erwerb von Immobilienobjekten, die (teilweise) für die Erzeugung von Solarstrom genutzt werden

## 28. ORGANE DER GESELLSCHAFT

### A. MITGLIEDER DES VORSTANDS

<b>Steven De Proost</b>	
CEO	Seit 01.06.2014
Wohnort	Betekom, Belgien
Ausbildung	Wirtschaftsingenieur

<b>Koen Boriau</b>	
CFO	Seit 28.05.2014
Wohnort	Antwerpen, Belgien
Ausbildung	Master Wirtschaftswissenschaften

<b>Philippe Cornelis</b>	
CTO	Seit 17.02.2025
Wohnort	Belsele, Belgien
Ausbildung	Bachelor Elektromechanik

### B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS

<b>Joris De Meester</b>	
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"><li>- Verwalter, HeatConvert U.A., Goor, Niederlande</li><li>- Verwalter, PE Event Logistics Invest NV, Leuven, Belgien</li><li>- Verwalter, Family Backed Real Estate NV, Antwerpen, Belgien</li><li>- Verwalter, Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen, Belgien</li><li>- Verwalter, JPJ Invest NV, Sint-Martens-Latem, Belgien</li><li>- Verwalter, NPG Bocholt NV, Bocholt, Belgien</li><li>- Verwalter, Biopower Tongeren NV, Tongeren, Belgien</li><li>- Verwalter, Sebiog Group NV, Bocholt, Belgien</li><li>- Verwalter, Agrogas BV, Geel, Belgien</li><li>- Verwalter, ExCausa BV, Geel, Belgien</li><li>- Verwalter, Agrogas BV, Geel, Belgien</li><li>- Verwalter, Caloritum NV, Antwerpen, Belgien</li></ul>	

**Paul Decraemer**

Mitglied Seit 14. Juli 2017

Berufliche Tätigkeit Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi, Belgien

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

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

**Andrea Meyer**

Mitglied Seit 17. Februar 2025

Berufliche Tätigkeit Kaufmännische Angestellte, Stadtwerke Ansbach, Deutschland

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

- Kuratoriumsmitglied, Hans-Frisch-Stiftung, Nürnberg

Bayreuth, 17. September 2025

Steven De Proost  
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau  
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis  
Vorstand

## 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 der Gesellschaft bzw. 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, 17. September 2025

Steven De Proost  
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau  
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis  
Vorstand

## 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.