

# 7c solarparken



**7C SOLARPARKEN AG**  
**GESCHÄFTSBERICHT 2025**

# INHALTSVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS

BERICHT DES AUFSICHTSRATS

ZUSAMMENGEFASSTER LAGEBERICHT FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM  
1. JANUAR 2025 BIS 31. DEZEMBER 2025

JAHRESABSCHLUSS FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM 1. JANUAR 2025 BIS  
31. DEZEMBER 2025

VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES ABSCHLUSSPRÜFERS

# BERICHT DES VORSTANDS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

das vergangene Geschäftsjahr markiert einen Meilenstein in der Geschichte der 7C Solarparks AG. Wir blicken auf eines der operativ stärksten Jahre zurück, das von einer außergewöhnlichen finanziellen Dynamik geprägt war.

Die hervorragenden operativen Ergebnisse wurde einerseits durch eine günstige Witterungslage begünstigt, ist jedoch primär das Resultat unserer aktiven Stromvermarktungsstrategie. Maßgeblich beigetragen haben sowohl die Swap-Vereinbarungen als auch unsere Stromhandel- und Abschaltungsstrategie. Darüber hinaus wurde das Ergebnis durch Sondereffekte geprägt, darunter der erfolgreiche Verkauf einer kleineren Solaranlage sowie Vergütungen für Redispatch 2.0 Abschaltungen.

Trotz dieser Erfolge spiegelt der Nettogewinn die operative Stärke nur bedingt wider. Während wir einen beachtlichen Cashflow je Aktie (CFPS) von EUR 0,59 je Aktie erzielten, führten die strukturellen Strompreissenkungen und erhöhten Kapitalkosten zu Wertminderungen der Solaranlagen sowie auch des Goodwills. Diese Wertminderungen i.H.v. EUR 21,4 Mio. haben das Konzernergebnis wesentlich belastet.

Dennoch bestätigen die heutigen geopolitische Risiken die allgemeinpoltische Tauglichkeit unseres Geschäftsmodells. Die Notwendigkeit einer autarken europäischen Energieversorgung ist dringender denn je. Zudem ergreift der Konzern auch die Opportunitäten, die durch die geopolitischen Turbulenzen, kreiert werden. Im Erstellungszeitraum haben wir infolge der Iran-krise den Marktwert-Solar für ein Portfolioteil mit einer Leistung von 100 MWp an 40 EUR / MWh absichern können.

Im Einklang mit dem Roadmap 2030 schlägt der Vorstand für das abgelaufene Geschäftsjahr keine Dividende vor. Unsere Priorität liegt stattdessen unverändert auf der Maximierung des Shareholder Values durch (i) Aktienrückkäufe (ii) opportunistisches Wachstum des Solaranlagenportfolios sowie (iii) den Aufbau eines Batterieportfolios, um die Volatilität der Strompreise entgegenwirken zu können.

Für die kommenden Jahre stellt sich das Marktumfeld strukturell herausfordernder dar, da die hohe Einspeisetarife (FIT) der Altanlagen auslaufen und profitable Strompreisswap-vereinbarungen auslaufen. Ein zentraler Ankerpunkt unserer Roadmap 2030 ist daher die erfolgreiche Netzaufschaltung der Solaranlage Reuden Süd mit einer Leistung von 20 MWp, welche im März 2026 gelungen ist.

Wir möchten an dieser Stelle allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern von 7C Solarparks unseren Dank für die im Laufe des Berichtsjahres erzielten Fortschritte aussprechen. Unser Dank gilt auch den Mitgliedern des Aufsichtsrats für ihren geleisteten Beitrag, sowie unseren zahlreichen Stakeholdern und Geschäftspartnern. Schließlich möchten wir unseren Aktionären für Ihr Vertrauen danken und unsere Freude zum Ausdruck bringen, dass sie uns auf unserem künftigen Weg begleiten werden.

Bayreuth, 1. April 2026

Steven De Proost

Koen Boriau

Philippe Cornelis

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Finanzvorstand (CFO)

Vorstand (CTO)

# BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

Sehr geehrte Damen und Herren,

Der Aufsichtsrat zeigt sich erfreut über den positiven Verlauf des Geschäftsjahres 2025 und das Erreichen bzw. Übertreffen der Prognose 2025. Ferner zeigte sich der Aufsichtsrat zufrieden mit der Entwicklung im Projekt Reuden Süd. Weniger positiv nimmt der Aufsichtsrat die aktuelle und die sich für die Zukunft abzeichnende Entwicklung der Energie- und Kapitalmärkte wahr, die bereits im Berichtsjahr zu cash-neutralen Wertminderungen der Solaranlagen geführt haben. Im Strommarkt stößt eine stagnierende Stromnachfrage zunehmend auf eine wachsende installierte Leistung erneuerbarer Energien, insbesondere auch Solaranlagen. Dies führt zu einer steigenden Anzahl negativer Strompreise und zu einer Abnahme der mittel- und langfristigen Strompreiserwartungen. Beide Effekte wirken sich negativ auf die Erträge des Konzerns und somit leider auf den Zeitwert seiner Solaranlagen aus.

Der Aufsichtsrat bewertet die Anstrengungen des Vorstands im Hinblick auf die Bewältigung dieser Herausforderungen als positiv.

Die vom IPP-Portfolio erzeugte Energie reicht aus, um ungefähr 147.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen und mehr als 516.000 Tonnen CO<sub>2</sub> einzusparen. Damit trägt das Unternehmen wesentlich zum Wandel zu einer nachhaltigen Volkswirtschaft bei.

Der Aufsichtsrat hat im Berichtsjahr die Arbeit des Vorstands auf Basis dessen ausführlicher schriftlicher und mündlicher Berichterstattung regelmäßig überwacht und beratend begleitet. Dabei hat er alle ihm nach Gesetz, Satzung, Geschäftsordnung und Deutschen Corporate Governance Kodex obliegenden Aufgaben wahrgenommen.

Dabei war der Aufsichtsrat in seiner Funktion jedoch zu keiner Zeit eingeschränkt und konnte sich jederzeit mit dem Vorstand über die wichtigen Themen des Geschäftsjahres austauschen und beraten.

## GRUNDLEGENDE INFORMATIONEN

Der Aufsichtsratsvorsitzende und der Vorstand standen auch außerhalb der Aufsichtsratssitzungen in einem regelmäßigen Austausch. Der Aufsichtsrat wurde vom Vorstand schriftlich und mündlich über alle für die Gesellschaft und den Konzern relevanten Fragen der Strategie, der Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage, der Risikoentwicklung und der Compliance unterrichtet. Abweichungen des Geschäftsverlaufs von den aufgestellten Plänen und Zielen wurden dem Aufsichtsrat jeweils im Einzelnen erläutert und begründet. Seine Berichtspflicht hat der Vorstand demnach vollumfänglich erfüllt.

Sieben Aufsichtsratssitzungen wurden als Präsenzsitzung abgehalten. Weiterhin wurden zwei Videokonferenzen abgehalten. Darüber hinaus wurden wichtige und eilbedürftige Beschlüsse im Umlaufverfahren gefasst. Es gab im Geschäftsjahr drei Sitzungen des Prüfungsausschusses als Präsenzsitzung. Der Vorstand war in allen Aufsichtsratssitzungen und Prüfungsausschusssitzungen vollständig vertreten, soweit die Erörterungen im Aufsichtsrat nicht Vorstandsangelegenheiten betrafen. In der nachstehenden Tabelle steht eine Übersicht über die Sitzungspräsenz der einzelnen Aufsichtsratsmitglieder.

	Aufsichtsrat	Prüfungsausschuss
<b>Herr Joris De Meester,</b> <i>Vorsitzender des Aufsichtsrats</i>	7/7	2/2
<b>Frau Bridget Woods*,</b> <i>stellv. Vorsitzende des Aufsichtsrats**</i> <i>Vorsitzende Prüfungsausschuss**</i>	4/4	1/1
<b>Herr Paul Decraemer</b> <i>stellv. Vorsitzender des Aufsichtsrats***</i>	7/7	2/2
<b>Frau Andrea Meyer</b> <i>Vorsitzende Prüfungsausschuss***</i>	7/7	2/2

\*Sitzungen vor dem 04.06.2025 \*\*bis 04.06.2025 \*\*\*ab 04.06.2025

Die Prüfungsausschüsse wurden alle in Präsenz abgehalten. Sämtliche Prüfungsausschussmitglieder waren auf allen Sitzungen des Prüfungsausschusses anwesend.

In alle für das Unternehmen bedeutsamen Entscheidungen ist der Aufsichtsrat im Berichtsjahr einbezogen worden und hat zu einzelnen Geschäftsvorgängen seine Zustimmung erteilt, soweit dies nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung erforderlich war.

## WESENTLICHE THEMENSTELLUNGEN IM BERICHTSZEITRAUM

Der Aufsichtsrat befasste sich im Rahmen seiner Beratungs- und Überprüfungstätigkeit im Berichtszeitraum mit den folgenden thematischen Schwerpunkten:

- der strategischen Unternehmensplanung inklusive der Betrachtung/Diskussion von M&A, Finanzierungs- sowie allgemeinen Geschäftschancen;
- der Überprüfung der Geschäftsentwicklung aller Konzerngesellschaften sowie der Liquiditäts- und Finanzlage;
- die Zusammensetzung des Vorstands der Gesellschaft;
- die Aktienrückkaufprogramme im Geschäftsjahr 2025;
- der Beobachtung des Risikomanagements der Gesellschaft;
- die Besprechung und Beschlussfassung i.V.m. dem Erwerb der Solaranlage Reuden-Süd;
- der Verfolgung/Erfüllung der Zielvorgaben des Geschäftsplans „Fokus 2024-25“ sowie die Zustimmung des Geschäftsplans „Roadmap zu 2030“).

## WESENTLICHE BESCHLÜSSE DES AUFSICHTSRATS

Im Einzelnen wurden folgende wesentlichen Beschlüsse gefasst:

- Beschluss zur Bestellung des Herrn Philippe Cornelis in den Vorstand der Gesellschaft sowie Zustimmung des Budgets für das Geschäftsjahr 2025 (7. Februar 2025);
- Feststellung des Jahresabschlusses für das Geschäftsjahr 2024 nebst zusammengefasstem Lagebericht; der Jahresabschluss war damit festgestellt (3. April 2025);
- Zustimmung zum Aktienrückkaufprogramm 2025 über die Börse (3. April 2025) sowie den Beschluss über dessen Fortführung zum 4. Juni 2025 und den Änderungsbeschluss zum 15. Juli 2025. Insgesamt wurden im Geschäftsjahr mit diesem Aktienprogramm 2.5 Mio. Aktien an EUR 1,74 je Aktie über die Börse erworben;

- Verabschiedung der Einladung für die ordentliche Hauptversammlung 2025 in einer Präsenzsitzung am 4. Juni 2025 (22. April 2025);
- Zustimmung zur Investition in der Solaranlage Reuden-Süd sowie zu den Vergleichsvereinbarungen mit den Stakeholdern (23. Mai 2025);
- Konstituierende Sitzung des Aufsichtsrats mit drei Mitgliedern und Bestellung des Herrn Joris De Meester als Vorsitzender und Herrn Paul Decraemer als stellv. Vorsitzender. Weiterhin wurde beschlossen einen Prüfungsausschuss einzurichten, dem alle Mitglieder des Aufsichtsrats angehören mit Frau Andrea Meyer als Vorsitzende (4 Juni 2025);
- Zustimmung eines öffentlichen Angebots zum Rückkauf eigener Aktien (15. Juli 2025) sowie den Änderungsbeschluss zum 11. August 2025. Insgesamt wurden mit dem öffentlichen Angebot 3,2 Mio. Aktien an EUR 1,90 je Aktie von der Gesellschaft zurückgekauft;
- Zustimmung des Geschäftsplans „Roadmap to 2030“ (12. September 2025).

Soweit der Vorstand in diesen oder anderen Fällen eine Beschlussfassung durch den Aufsichtsrat beantragt hat, lag dem Aufsichtsrat die entsprechende schriftliche Beschlussvorlage jeweils zur Vorbereitung der Beschlussfassung vor.

## **PERSONELLE VERÄNDERUNGEN IM VORSTAND UND IM AUFSICHTSRAT**

### **VORSTAND**

Der Vorstand der 7C Solarparken AG setzte sich im Berichtsjahr aus Herrn Steven De Proost, Herrn Koen Boriau sowie Herrn Philippe Cornelis zusammen. Herr Philippe Cornelis ist bereits seit dem Jahr 2011 im Unternehmen als technischer Leiter aktiv und wurde am 17. Februar 2025 als Vorstand für Technik (CTO) bestellt.

### **AUFSICHTSRAT**

Am 8. Januar 2025 wurde Frau Andrea Meyer zur Aufsichtsrätin bestellt. Frau Meyer bringt in den Aufsichtsrat ihre langjährige Erfahrung als Wirtschaftsprüferin bei der Baker Tilly Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und kaufmännische Leiterin der Stadtwerke Ansbach ein.

Frau Bridget Woods, die seit dem 17. Dezember 2015 dem Aufsichtsrat angehörte und die bis 4. Juni 2025 die stellvertretende Vorsitzende des Aufsichtsrats sowie Vorsitzende des Prüfungsausschusses war, hat mit Abschluss der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 den Aufsichtsrat und dem Prüfungsausschuss verlassen. Wir möchten Frau Woods für ihren langjährigen Einsatz im Aufsichtsrat danken.

Seit dem 4. Juni 2025 besteht der Aufsichtsrat sowie der Prüfungsausschuss satzungsgemäß aus drei Mitgliedern.

## **DEUTSCHER CORPORATE GOVERNANCE KODEX**

Aufsichtsrat und Vorstand haben am 7. März 2025 die Entsprechenserklärung nach § 161 AktG des Geschäftsjahres 2025 verabschiedet und auf der Website des Unternehmens ([www.solarparken.com](http://www.solarparken.com)) dauerhaft zugänglich gemacht. Etwaige Abweichungen vom Deutschen Corporate Governance Kodex werden in dieser Erklärung offengelegt und erläutert. Über die Corporate Governance bei 7C Solarparken berichtet der Vorstand auch für den Aufsichtsrat im Corporate Governance Teil des Geschäftsberichts.

Interessenskonflikte von Vorstands- oder Aufsichtsratsmitgliedern, die dem Aufsichtsrat hätten offengelegt werden müssen, sind nicht aufgetreten.

## **JAHRESABSCHLUSS 2025**

Auf der ordentlichen Hauptversammlung am 4. Juni 2025 haben die Aktionäre der Gesellschaft die RSM Ebner Stolz GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft, Stuttgart, zum Abschlussprüfer für den Jahres- und Konzernabschluss 2025 der 7C Solarparken AG gewählt. Der Aufsichtsrat hat der RSM Ebner Stolz GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft, Stuttgart unter Beachtung der Regelungen des Deutschen Corporate Governance Kodex hinsichtlich der Zusammenarbeit zwischen Aufsichtsrat und Wirtschaftsprüfer den Prüfungsauftrag erteilt.

Den vom Vorstand erstellten Jahres- und Konzernabschluss samt zusammengefasstem Lagebericht hat die RSM Ebner Stolz GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft, Stuttgart geprüft und jeweils mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Allen Aufsichtsratsmitgliedern wurden die Jahresabschlussunterlagen und die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2025 rechtzeitig vor der bilanzfeststellenden Sitzung für eine eigene Prüfung zugesendet. Diese Unterlagen waren in der Bilanzaufsichtsratssitzung am 1. April 2026 im Beisein des Abschlussprüfers Gegenstand umfangreicher Erörterungen. Der Abschlussprüfer berichtete über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfungen und stand für Fragen des Aufsichtsrats zur Verfügung. Ferner berichtete er, dass keine Umstände vorliegen, die die Besorgnis einer Befangenheit begründen könnten. Der Aufsichtsrat stimmte den Ergebnissen der Abschlussprüfung zu. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner eigenen Prüfung billigte er den Jahres- und den Konzernabschluss 2025. Damit ist der Jahresabschluss gemäß § 172 AktG festgestellt.

## **GEWINNVERWENDUNGSVORSCHLAG**

Entsprechend des Geschäftsplans „Roadmap to 2030“ schlägt der Vorstand der Gesellschaft vor, den Jahresüberschuss von EUR 3.377.132 zur auf neue Rechnung vorzutragen. Der Aufsichtsrat hat dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zugestimmt.

Wir bedanken uns bei den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie dem Vorstand für die geleistete Arbeit und ihren persönlichen Einsatz im Berichtsjahr. Unseren Aktionärinnen und Aktionären danken wir für das entgegengebrachte Vertrauen.

Mit Zustimmung der Aktionäre hoffen wir, die Grundlagen für den zukünftigen Unternehmenserfolg zu schaffen.

Bayreuth, 1. April 2026

Hr. Joris De Meester

Vorsitzender des Aufsichtsrats

ZUSAMMENGEFASSTER LAGEBERICHT

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2025 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2025

**7C Solarparken AG, Bayreuth**

# INHALTSVERZEICHNIS

GRUNDLAGEN DES KONZERNS .....	3
<b>GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR</b> .....	<b>3</b>
<b>ANLAGENBESTAND</b> .....	<b>7</b>
<b>ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS</b> .....	<b>9</b>
<b>VERMARKTUNGSMODEL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS</b> .....	<b>11</b>
<b>REDISPATCH 2.0</b> .....	<b>17</b>
<b>VERMARKTUNGSMODEL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS</b> .....	<b>19</b>
<b>ZIELE UND STRATEGIEN</b> .....	<b>22</b>
<b>INTERNES STEUERUNGSSYSTEM</b> .....	<b>28</b>
WIRTSCHAFTSBERICHT .....	30
<b>GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN</b> .....	<b>30</b>
<b>WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS (BERICHTERSTATTUNG AUF BASIS DES IFRS KONZERNABSCHLUSSES)</b> .....	<b>67</b>
<b>WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER 7C SOLARPARKEN AG</b> .....	<b>75</b>
PROGNOSEBERICHT.....	80
<b>MUTTERGESELLSCHAFT</b> .....	<b>80</b>
<b>KONZERN</b> .....	<b>80</b>
RISIKO- UND CHANCENBERICHT .....	82
<b>RISIKEN</b> .....	<b>82</b>
<b>CHANCEN</b> .....	<b>91</b>
<b>WESENTLICHE MERKMALE DES INTERNEN KONTROLLSYSTEMS UND DES RISIKOMANAGEMENTSYSTEMS IM HINBLICK AUF DEN RECHNUNGS-LEGUNGSPROZESS</b> .....	<b>92</b>
<b>GESAMTBEURTEILUNG</b> .....	<b>94</b>
WEITERE GESETZLICHE ANGABEN .....	95
<b>I. ERKLÄRUNG ZUR UNTERNEHMENSFÜHRUNG GEMÄß §§ 315D, 289F HGB</b> .....	<b>95</b>
<b>II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS</b> .....	<b>95</b>
<b>III. ANGABEN GEMÄß § 315A ABS. 1 UND § 289A ABS.1 HGB SOWIE ERLÄUTERNDER BERICHT DES VORSTANDS</b> .....	<b>97</b>

# GRUNDLAGEN DES KONZERNS

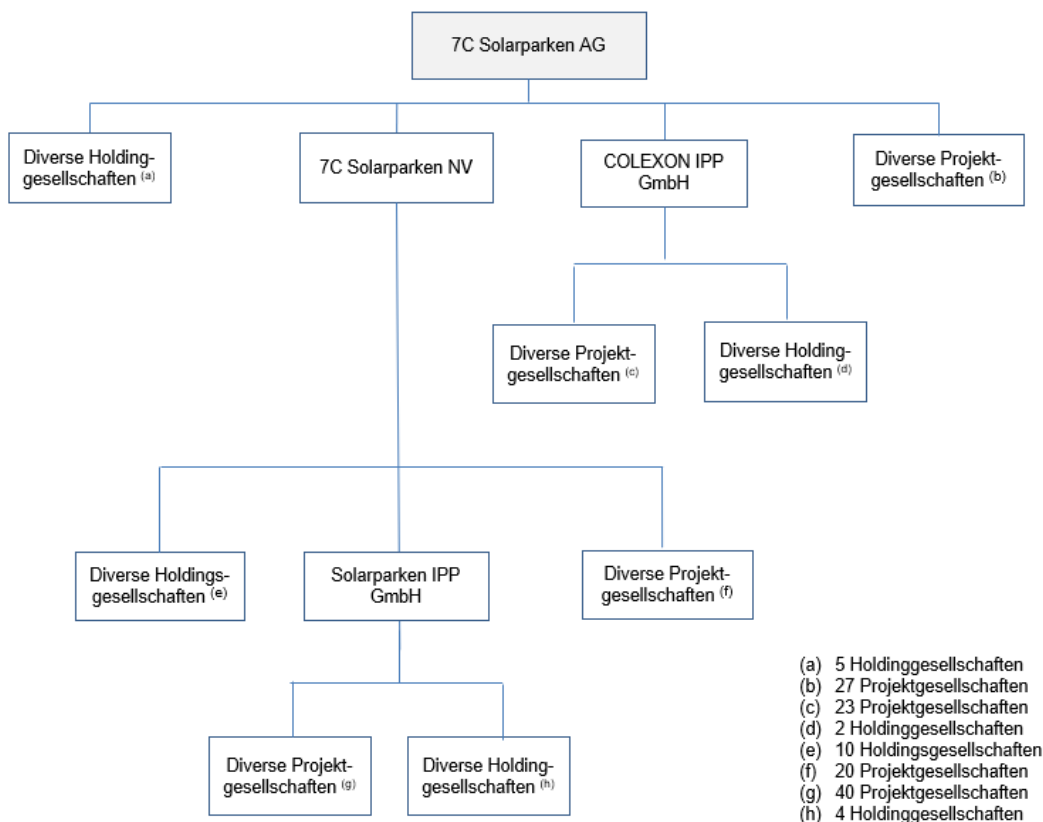
## GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

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 die eigenen 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 31. Dezember 2025 stellt sich wie folgt dar:



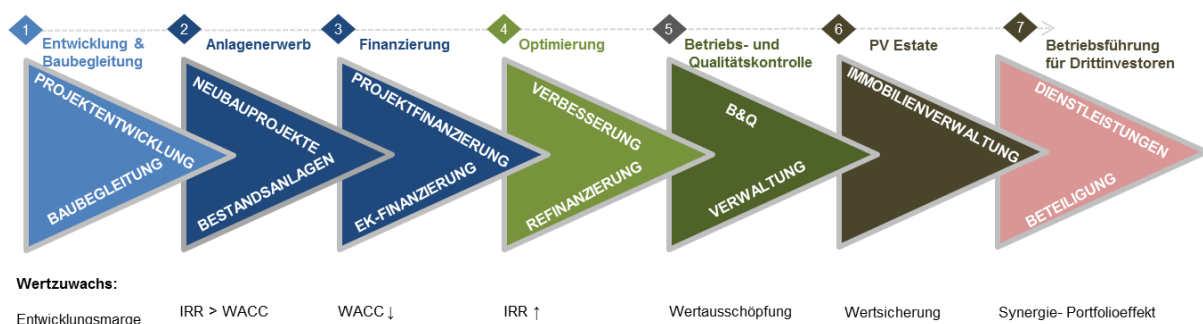
Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements, die Finanzierung von Konzerngesellschaften sowie die kaufmännische und technische Betreuung 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 zweit größten 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 vertraglichen Marktpreis für Solarstrom, üblicherweise den Marktwert-Solar, 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 „Marktwert Solar“ ist der erzeugungsgewichtete Durchschnittspreis, den Solaranlagen am EPEX-Spotmarkt erzielen. Er unterscheidet sich fundamental vom einfachen Spotmarktmittelwert (auch der „EPEX-Spot“ genannt): Während der EPEX-Spot ermittelt wird durch alle 24 Stunden gleichgewichtet mittelt, gewichtet der Marktwert Solar die Börsenpreise genau dann, wenn Solaranlagen tatsächlich produzieren. Man kann aus dem EPEX-Spot auch für die Produktion einer spezifischen Solaranlage einen anlagenspezifischen Marktwert-Solar ermitteln. Diese wird dann im Bericht „EPEX Spot Solar“ genannt.

Der Konzern ist durch den Umfang des Anlagenportfolios in der Lage, Strompreisswap-Vereinbarungen (oder ähnliche Verträge) abzuschließen, um sich, üblicherweise, für 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 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.

Der Konzern realisiert eine Wertschöpfung durch die Investition in Solarparks in Belgien durch sein Vermarktungsmodell für diese belgischen Anlagen, welches unten genauer beschrieben wird.

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 zu 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 eigene PV-Projekte und Batterieprojekte 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 u.Ä.) 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 den Bau von eigenen Anlagen.

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 derzeitigen Maximalgrößen für Teilnahmen am Ausschreibungsverfahren zum Erhalt einer Einspeisevergütung sind. 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 Ende des Jahres 2025 summierte sich das Solar- und Windkraftanlagenportfolio auf eine Leistung von 504 MWp, davon waren 498 MWp Solaranlagen (98,8 % des Gesamtportfolios) und 6 MW Windkraftanlagen (1,2% des Gesamtportfolios). Insgesamt befanden sich noch Solaranlagen mit einer Leistung von 28 MWp des Portfolios zum Jahresende 2025 im Bau.

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

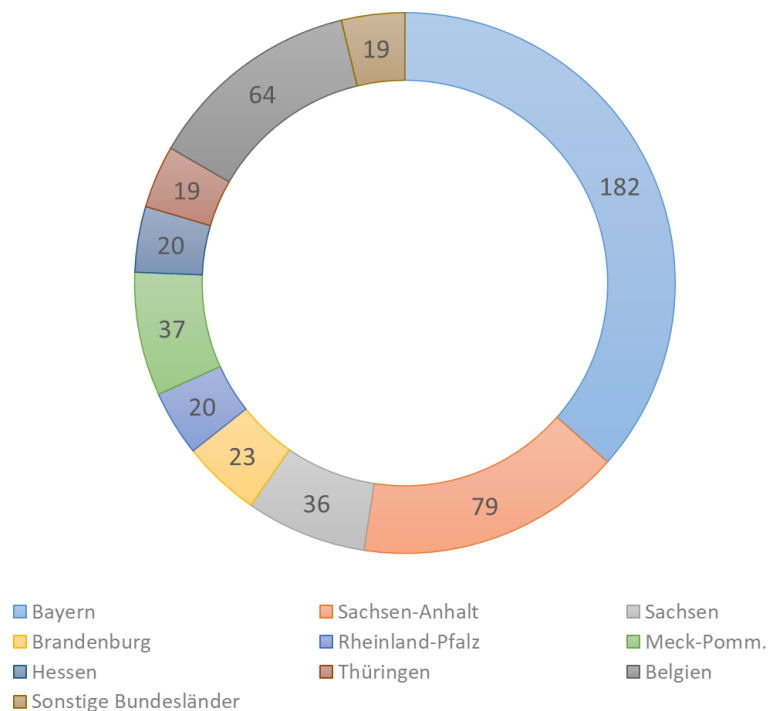
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 472 GWh elektrischer Energie. Dies reicht nach Einschätzung des Vorstands aus, um mehr als 147.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden nach Schätzung des Vorstands pro Jahr rund 516.000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart.

## ANLAGENBESTAND

### A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparks 269 Solarparks (inklusive der sich im Bau befindlichen) mit einer Gesamtkapazität von 498 MWp. Der Großteil des Portfolios an PV-Anlagen befindet sich in Deutschland (434 MWp). Dabei ist der Konzern vor allem in sonnenreichen Teilen der Bundesrepublik, nämlich in Bayern (182 MWp) und Sachsen-Anhalt (79 MWp) sowie auch in Mecklenburg-Vorpommern (37 MWp) präsent. Darüber hinaus beinhaltet das Anlagenportfolio auch Dachanlagen in Belgien (64 MWp). Das Portfolio verteilt sich auf folgende Standorte:

#### Solaranlagen nach Region (Angaben in MWp)



Quelle: Eigene Darstellung

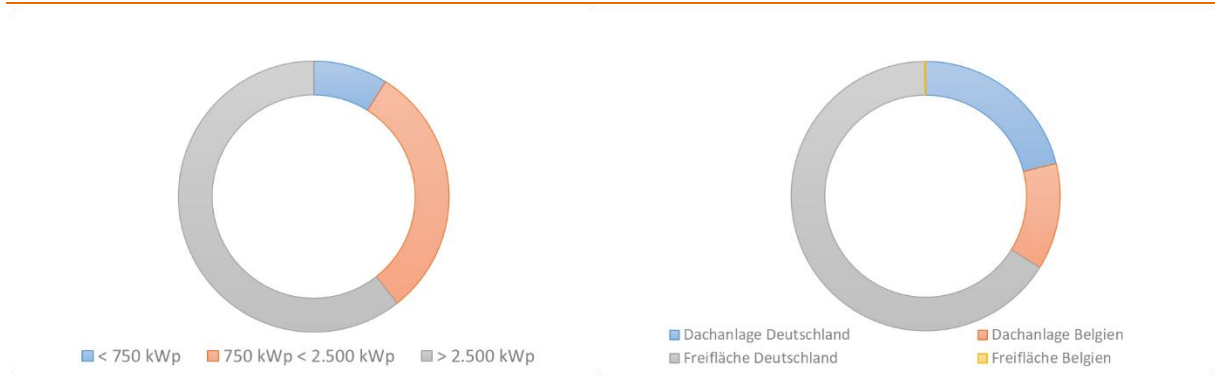
Änderungen in der Zusammenstellung der geografischen Zuordnung des Anlagenportfolios (z. B. künftige Investitionen in weniger sonnenreiche deutsche und belgische Regionen) sowie der Anteil an – tendenziell suboptimal ausgerichteten – Dachanlagen im Portfolio können zu einer Verringerung des spezifischen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

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

---

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

---



Quelle: Eigene Darstellung

Der Konzern verfügt in seinem Portfolio sowohl über solare Freiflächen als auch über Dachanlagen. Den größten Anteil an den Solaranlagen bilden die deutschen Freiflächenanlagen mit 66 %. 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

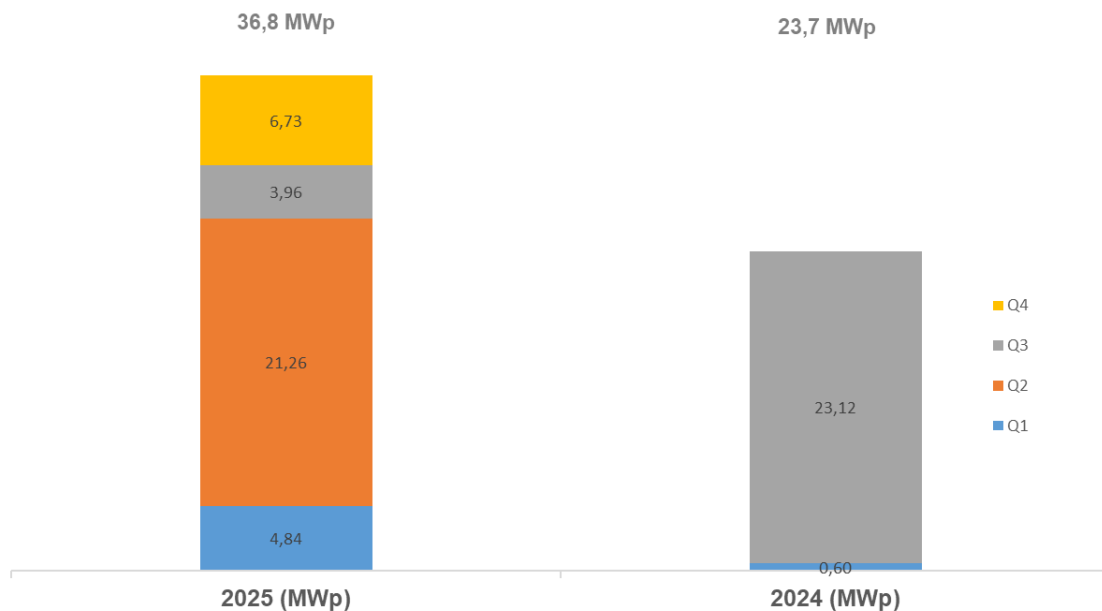
Das Windenergieportfolio des Konzerns besteht aus zwei im Jahr 2019 erworbenen und operativen Windkraftanlagen. Beide Anlagen liegen in Rheinland-Pfalz. Die Gesamtkapazität der Anlagen liegt bei 5,9 MW. Während die Anlage Medard 2 (2,8 MW) 2016 in Betrieb genommen wurde und mit einer Turbine von General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

## ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS

### INVESTITIONEN

Das IPP-Portfolio der 7C Solarparks stieg von 468 MWp zum Jahresende 2024 auf 504 MWp zum Jahresende 2025 an. Wie die folgende Grafik zeigt, ist das IPP-Portfolio im Geschäftsjahr 2025 stärker als noch im Vorjahr gewachsen.

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



Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden im Geschäftsjahr 2025 neue Anlagen mit einer Leistung von 36,8 MWp (i. VJ: 23,7 MWp) gekauft bzw. errichtet. Davon waren 31,6 MWp (i. VJ: 23,1 MWp) Solaranlagen in Deutschland und 5,2 MWp Anlagen in Belgien (i. VJ.: 0,6 MWp), 28,9 MWp davon waren zum Jahresende 2025 noch nicht ans Stromnetz angeschlossen.

### DESINVESTITIONEN

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

### VERWALTETES ANLAGENPORTFOLIO

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

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

Die Solaranlagen befinden sich hauptsächlich an Standorten in Sachsen-Anhalt. 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 nach Einschätzung des Vorstands 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 Ende des Geschäftsjahres 2025 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 Sechstel im Verhältnis zum Anlagenportfolio von 504 MWp am Bilanzstichtag.

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.

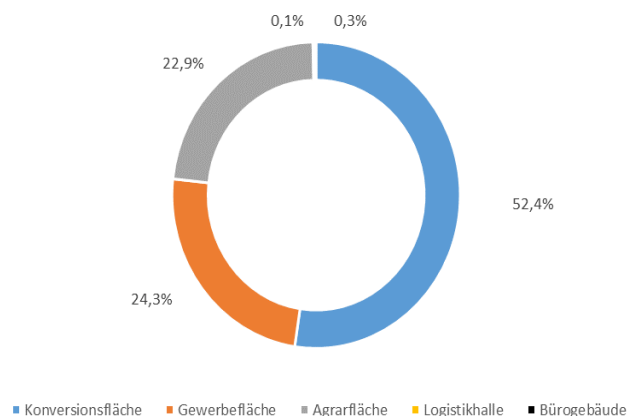
### Geografische Verteilung des PV Estate zum 31. Dezember 2025



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 31. Dezember 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

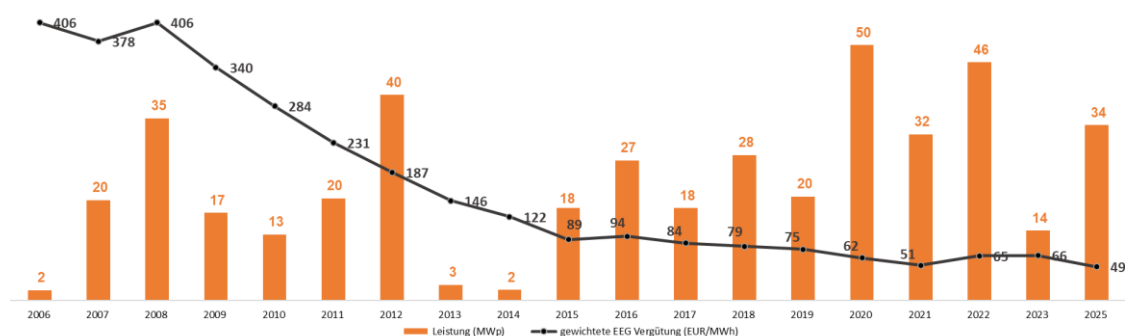
In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

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 31. Dezember 2025



Quelle: eigene Darstellung – die Jahrangabe betrifft das Inbetriebnahmejahr der jeweiligen Solaranlage(n) – Das GJ 2025 ist das erwartete Inbetriebnahmejahr von den Freiflächenanlagen, die sich zum 31. Dezember 2025 im Bau befinden. Die Einspeisevergütung dieser Anlagen im Bau wurde bereits in der Ausschreibung gesichert. Wenn keine Solaranlagen in einem Jahr inbetriebgenommen wurden, entfällt die Darstellung des jeweiligen Jahres.

Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Strommarkt 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, wenn sie in der Direktvermarktung sind, zusätzlich zum vertraglichen Preis, meistens der „Marktwert Solar“, eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem Marktwert-Solar 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.

	vor dem EEG 2016	EEG 2016*	EEG 2021*	EEG 2025*
Vergütung	Einspeisevergütung	Marktprämie** und Marktwert Solar***		
Direktvermarktung	freiwillig	Verpflichtet		
Direktvermarktungsbonus	4 EUR / MWh	Kein		
Effekt von Negativpreisen	Nicht relevant	Nach 6 Stunden keine Marktprämie	Nach 1-4 Stunden keine Marktprämie	Ab der ersten Stunde keine Marktprämie
Redispatch 2.0	Ausfall vergütet	Ausfall vergütet aber nicht bei Negativpreisen nach der jeweiligen Stundenregel		

\*Die Angaben treffen teilweise nur zu für Solaranlagen ab einer bestimmten Größe und je nach EEG-Fassung z.B. > Direktvermarktpflicht >25 kWp nach EEG 2025. \*\*diese ermittelt sich aus der Differenz zw. dem anzulegenden Wert (d.h. die Einspeisevergütung) und dem Marktwert-Solar \*\*\*oder einen anderen mit dem Direktvermarkter vertraglich festgelegten Preis (z.B. Epex Spot Solar).

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 in den Jahren 2021 bis 2023 häufig der Fall war (siehe Abschnitt „Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum“), erhält man für diese Anlage – vorbehaltlich anderer vertraglicher Regelungen, wie zum Beispiel einer Strompreisswap-Vereinbarung (siehe unten) oder einer behördlichen Abschöpfung des Strompreises – den Höchstpreis. Der tatsächlich vereinnahmte Strompreis, d.h. die 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. Für Anlagen (größer 100 kWp), die im Jahr 2025 in Betrieb genommen wurden, ist dies sogar sofort ab der ersten Stunde der Fall. Dadurch sinkt die Marktprämie (bzw. die Entschädigungszahlung gem. Redispatch 2.0) auf null, sobald der Strompreis während mindestens sechs, vier bzw. einer aufeinanderfolgenden Stunde(n) negativ ist. 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 Umsatzerlösen 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) immer häufiger vor, sodass sich dieses Risiko im Berichtszeitraum realisiert hat und zu geringeren Umsatzerlösen führte.

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 (v.a. in Perioden mit negativen Strompreisen) auswirken kann. Dieser Effekt sowie die Entwicklung der Strompreise im Berichtszeitraum werden im Wirtschaftsbericht genauer erläutert.

Der Konzern hat jedoch zur kurzfristigen und mittelfristigen Absicherung des Einspeisepreises oberhalb des Einspeisevergütungssatzes seit 2022 Strompreisswap-Vereinbarungen abgeschlossen. Die Bedingungen der abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen, welche dem Geschäftsjahr oder dem Vorjahr betreffen, werden in der unterstehenden Tabelle dargestellt.

#### ***Strompreisswap-Vereinbarungen des deutschen Anlagenportfolios für die Geschäftsjahre 2024-2025***

	<b>Swap-Vereinbarung vom Nov. 2023</b>	<b>1. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024</b>	<b>2. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024</b>	<b>Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024</b>	<b>2. Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024</b>
Vertragspartner					Deutscher Direktvermarkter
Leistung	22 MWp	22 MWp	41 MWp	23 MWp	7 MWp
Durchschnittliche r Einspeisevergütungs- satz der vertraglich vereinbarten Leistung (EUR / MWh)**	58,7	50,8	57,6	50,6	49,0
Volumen					
Zeitraum	Januar 2023 bis Dez 25	Juni 2024 bis Dez 25	Januar 2025 bis Dez 25	Januar 2025 bis Dez 27	Januar 2025 bis Dez 25
Fester Strompreis (EUR / MWh)	89,00	65,00	72,00	56,00	58,00
Variabler (Strom- preis	EPEX Spot Solar			Hochstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungs- satz)	EPEX Spot Solar

\*nicht unbedingt derselbe Vertragspartner \*\*gewichtet nach Leistung \*\*die Swap-Vereinbarung wurde im Geschäftsjahr 2024 teilaufgelöst.

Im Rahmen einer Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den vereinbarten Zeitraum anstelle des Höchstpreises zwischen „Marktwert Solar“ und dem Einspeisevergütungssatzes bzw. des Strompreises „EPEX Spot Solar“ einen vereinbarten Festpreis. Dabei wird vom Vertragspartner entweder die Differenz zwischen der tatsächlich erhaltenen Einspeisevergütung oder auch dem EPEX Spot Solar mit dem vereinbarten Festpreis ausgeglichen. Sollte jedoch der Höchstpreis zwischen 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 Vorjahr hat der Konzern erstmalig einen Optionsvertrag zum Strompreis abgeschlossen. Dieser Optionsvertrag wies die folgenden Konditionen auf:

#### **Optionsvertrag des deutschen Anlagenportfolios für das Geschäftsjahr 2025**

<b>Swap-Vereinbarung vom November 2024</b>	
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 für das Geschäftsjahr 2025 somit für den Verkauf des potenziellen Mehrerlöses 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 Preis. 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 sie für ihren Einsatz im Vermarktungsmodell im Gegensatz zu Batterien keine neuen Investitionen erfordern und 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.

Die Strompreisswap-Vereinbarungen laufen nach und nach bis 2027 aus und der Konzern konnte bis zum Bilanzstichtag aufgrund der Markterwartungen im Terminmarkt keine neue Strompreisswap-Vereinbarungen oder Optionsverträge für die kommenden Geschäftsjahre abschließen. Dadurch wird der Konzern ohne neue Maßnahmen zunehmend die Effekte von geringeren Marktwerte-Solar und Negativpreisen insbesondere für die jüngere Solaranlagen auf die Ertragslage spüren. Der Zeitwert der bestehenden älteren Anlagen (< EEG 2016) für den Zeitraum nach dem Einspeisevergütungszeitraum wird zudem von der strukturellen Preisflaute für Solarstrom negativ beeinflusst.

Vor diesem Hintergrund hat der Konzern im Rahmen des Geschäftsplans „Roadmap to 2030“ bekanntgegeben, dass beabsichtigt wird ab dem Geschäftsjahr 2026 bis 2029 jährlich Batterien (BESS) mit einer Leistung i.H.v. 15 MW, entsprechend einer Speicherkapazität von 30 MWh, dem Anlagenportfolio hinzuzufügen, denn diese können ein wesentlicher Beitrag dazu leisten die Folgen der Negativpreise und des geringeren Marktwert Solar (im Vergleich zum allgemeinen Strompreis) abzumildern. Der Konzern plant derzeit Investments in allen drei Betriebsmodellen, die im deutschen BESS-Markt bestehen. Diese Betriebsmodelle unterscheiden sich in ihrer Ladeherkunft, EEG-Förderfähigkeit und Marktflexibilität und werden unten zusammenfassend beschrieben

	GRÜNSTROMSPEICHER	MISCHSTROMSPEICHER	STANDALONE
<b>Konzept</b>			
<b>Ladeherkunft</b>	Nur PV-Strom (EE)	PV + Netzstrom	Nur Netzstrom
<b>EEG-Marktprämie</b>	✓ Vollständig	✓ Anteilig (grüner Anteil)	X
<b>Netzanschlussprivileg</b>	✓ Vorrang (§ 8 EnWG)	Eingeschränkt	X
<b>Flexibilität</b>	Nur bei Sonnenschein	24/7 (bei Abgrenzung)	24/7 vollständig
<b>Regelenergie</b>	Eingeschränkt	Vollständig (mit MiSpeL)	Vollständig
<b>Erlös niveau</b>	~40%	~70%	100% (Referenz)
<b>Genehmigungsrisiko</b>	Gering	Mittel	Hoch)
<b>Förderung</b>	✓ Möglich (CfD)	Einzelfallprüfung	X
<b>EEG-echtsstatus</b>	Geregelt (§19 Abs.3a EEG)	Derzeit nicht geregelt, geplant ab 30.06.2026	kein EEG

Ein **Grünstromspeicher** lädt ausschließlich mit dem Strom der direkt gekoppelten PV-Anlage — typischerweise in den ertragsstarken, aber preisschwachen Mittagsstunden (10:00–15:00 Uhr). Die gespeicherte Energie wird zu Zeiten höherer Marktnachfrage, meist in den Abendstunden (17:00–21:00 Uhr), wieder ins Netz eingespeist. Da zu keinem Zeitpunkt Netzstrom geladen wird, behält der Strom seine EEG-Eigenschaft vollständig und qualifiziert für die EEG-Marktprämie im Rahmen der Direktvermarktung. Rechtliche Grundlage ist die Ausschließlichkeitsoption nach § 19 Abs. 3a EEG 2023.

Der wichtigste Vorteil des Grünstromspeichers ist das gesicherte Netzanschlussprivileg: Gemäß EnWG und EEG haben Erneuerbare-Energien-Anlagen vorrangigen Anspruch auf Anschluss ans Verteilnetz. Dieses Privileg gilt auch für Grünstromspeicher, sofern sie ausschließlich mit EE-Strom geladen werden — was in Zeiten voller Netzanschluss-Warteschlangen ein enormer zeitlicher und investitionskostenmäßiger Vorteil ist.

Ein weiterer Vorteil von Solaranlagen mit Grünstromspeicher ist, dass es für diese Anlagen eine gesonderte Innovationsausschreibung gibt, die durch die Bundesnetzagentur regelmäßig abgehalten wird. Nach einem erfolgreichen Zuschlag erhalten die Betreiber einen Einspeisevergütungssatz (bzw. anzulegender Wert), sodass die Solaranlage mit Grünstromspeicher erstmals über einen Mindestvergütung für Stromeinspeisung verfügt. Hinzu kommt die Mehrerlössteigerung gegenüber PV ohne Speichermöglichkeit, denn ein Grünstromspeicher verlagert den erzeugten Solarstrom aus der Mittagsüberproduktion — wann die Strompreise teilweise negativ sind — in die Abendspitze mit Preisen von typischerweise 60–120 EUR/MWh.

Der strukturelle Nachteil des Grünstromspeichers liegt jedoch in seiner operativen Einschränkung: Er kann nur laden, wenn die PV-Anlage produziert. Nachts, an bewölkten Tagen oder in den Wintermonaten bleibt die Batterieleistung ungenutzt. Er kann dann keine Regelernergie in den Abendstunden oder nachts anbieten, wenn der Speicher nicht durch Tagesproduktion geladen ist. Zweitens kann die Batterie nicht von etwaigen negativen Preisen nachts oder in Dunkelflauten profitieren. Insgesamt ist sie durch die Saisonalität der PV-Produktion in seinem Betriebsprofil stark eingeschränkt.

Der **Mischstromspeicher** ist das strategisch interessanteste und gleichzeitig regulatorisch komplexeste Modell. Er lädt sowohl mit PV-Strom (bzw. EE-Strom) als auch mit Netzstrom — und erhält dabei EEG-Förderfähigkeit für den anteiligen grünen Strom, während er gleichzeitig die volle Marktflexibilität des Graustroms nutzt. Bis zum Solarspitzenengesetz (Februar 2025) galt das Ausschließlichkeitsprinzip: Entweder EEG-Förderung mit reinem Grünstrom, oder Marktoptimierung mit Graustrombezug — beides gleichzeitig war nicht möglich.

Die Abgrenzungsoption ist für Großspeicher ab 1 MWh die wirtschaftlich relevante Wahl. Sie basiert auf einer mathematisch exakten Zuordnung aller Stromflüsse im 15-Minuten-Takt: Für jede Viertelstunde wird exakt bestimmt, welcher Anteil des eingespeisten Stroms aus PV (förderfähig) und welcher aus dem Netz (nicht förderfähig) stammt. Die Grundregel ist: Netzstrom gilt als zuerst eingespeist, erst danach zählt der PV-Anteil. Dies ist eine konservative Zuordnungsregel zugunsten der Netzintegrität.

Ein Mischstromspeicher kann erhebliche Mehrerlöse gegenüber dem reinen Grünstrombetrieb erzielen, da es im Gegensatz zur Grünstrombatterie auch in den ertragsschwachen Monaten geladen (und entladen) werden kann und außerdem Regelernergie bereitstellen kann.

Ein **Standalone speicher** bezieht seinen Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz. Er ist damit technisch und rechtlich ein eigenständiges Arbitrage-Asset, das unabhängig von einer PV-Anlage operiert — auch wenn er physisch am selben Standort angeschlossen ist. Da der gespeicherte Strom keine nachgewiesene EE-Herkunft hat, geht die EEG-Eigenschaft verloren und er erhält keine Marktprämie. Das Geschäftsmodell basiert vollständig

auf Markterlösen: Laden bei niedrigen oder negativen Preisen, Entladen bei hohen Preisen, Teilnahme am gesamten Regelleistungsspektrum (FCR, aFRR, mFRR) rund um die Uhr.

Mit voller Marktflexibilität 24/7 erzielt der Speicher die höchsten Erlöse aller Co-Location-Modelle. Der Erlösvorteil gegenüber dem Grünstromspeicher entsteht insbesondere durch: Volles aFRR-Spektrum (positive und negative Reserve) zu jeder Tageszeit; Intraday-Arbitrage auch in den frühen Morgenstunden und nachts, wenn Windüberschuss zu Niedrigpreisen führt; FCR-Verfügbarkeit über 24 Stunden ohne Abhängigkeit von Ladezustand aus PV-Produktion; sowie die Möglichkeit, bei extremen Negativpreisspitzen (bis -300 €/MWh) aktiv zu laden und damit direkt Arbitragegewinne zu erzielen.

Der Graustromspeicher ist jedoch das marktabhängigste aller Modelle. Er hat keinen EEG-Förderungsanspruch und ist vollständig den Marktschwankungen ausgesetzt. Der kritischste Engpass ist der Netzanschluss: Standalone Speicher benötigen sowohl einspeise- als auch bezugsseitig einen Netzanschluss beim Verteilnetzbetreiber. Da für den Netzbezug eine separate Netzanfrage erforderlich ist und Netzbetreiber bidirektionalen Betrieb deutlich skeptischer gegenüberstehen als bei reinen Einspeisern, entstehen erhebliche Wartezeiten und Netzanschlusskosten. Darüber hinaus können die Baukostenzuschüsse bis zu 100.000 €/MW betragen. Die Bundesnetzagentur hat zwar im Rahmen der KraftNAV-Diskussion Ende 2025 Entlastungsmaßnahmen vorgeschlagen, eine strukturelle Lösung ist aber noch ausstehend

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

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

Außer der Erfüllung der obenstehenden Aufgaben zeigt sich Redispatch 2.0 in der Durchführung von 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 zu häufigen Ertragsausfällen. 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.

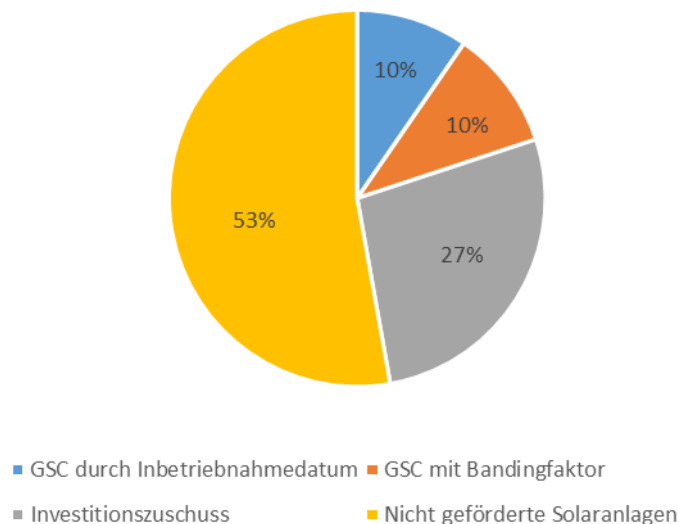
Im Geschäftsjahr ist es bei der Abrechnung der Entschädigungen für die Abschaltungen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 vorgenommen wurden, zu erheblichen Verbesserungen gekommen. Insgesamt konnte der Konzern durch intensiven Austausch mit den Dienstleistern und den Netzbetreibern EUR 4,2 Mio. eintreiben.

## 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 an den 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. Seit dem 1. August 2025 erhalten diese Solaranlagen progressiv wieder Förderung von Grünstromzertifikaten, da die Strompreise gesunken sind.

### Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Leistung (kWp) 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 Zuschlüsse für insgesamt 14,8 MWp bekommen, die insgesamt einen Investitionszuschuss von EUR 1,2 Mio. ausmachen, wovon die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme hinreichend sicher ist. Der Konzern hatte 18 Monate Zeit, um diese Projekte ans Netz anzuschließen und damit Anspruch auf den Zuschuss zu erlangen. Am Bilanzstichtag waren alle gewonnenen

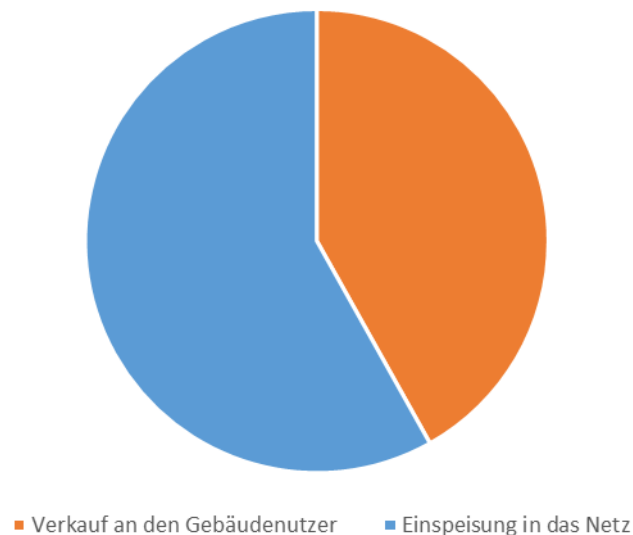
Zuschläge mit einer Leistung von insgesamt 17,5 MWp, wovon 14,8 MWp einen Investitionszuschuss von EUR 1,2 Mio. auf sich versammeln, ans Netz gegangen.

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 abzüglich eines Abschlags. In der unterstehenden Grafik wird dargestellt, wie sich die Produktion (in MWh) zusammensetzt aus dem „Verkauf an den Gebäudenutzer für Vorortverbrauch“ im Vergleich zur Einspeisung ins Netz.

---

### *Belgisches Solaranlagenportfolio – Zusammensetzung der Produktion (in MWh) nach Liefertyp im Geschäftsjahr 2025*

---



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 Strompreisrisiko aus diesen Fehleinschätzungen ausgesetzt ist.

Dieser Marktmechanismus erfordert, dass der Konzern ein aktiveres Management für die Volumen- und Strompreisisiken des belgischen Portfolios anstrebt. Seit dem Vorjahr steuert der Konzern daher aktiv die Produktionsmenge der belgischen Solaranlagen durch die An- bzw. Abschaltung einzelner Solaranlagen. Zielsetzung dieser aktiven Steuerung ist die Minimierung von Balancingkosten bzw. die Realisierung von Balancingerträgen.

Darüber hinaus schließt der Konzern, sofern möglich und sinnvoll, auch für belgische Anlagen, analog dem deutschen Portfolio gelegentlich Strompreisswap-Vereinbarungen ab, um einen festen Preis zu sichern.

## ZIELE UND STRATEGIEN

### GESCHÄFTSPLANUNGSPROZESS

In Abstimmung mit dem Aufsichtsrat stellt der Vorstand jährlich einen Geschäftsplan für einen zwei bzw. fünf 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. Die im Geschäftsjahr bzw. derzeit sich in der Ausführung befindliche Geschäftspläne sind folgende:

GESCHÄFTSPLAN	PERIODE	STATUS
Mehr Wert, selektives Wachstum	2024-2025	Plan wurde beendet
Fokus 2024-25	2024-2025	Plan wurde durch Roadmap Towards 2030 ersetzt
Roadmap Towards 2030	2026-2030	Umsetzung des Plans ist im Gange

### 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 besteht grundsätzlich aus vier Bausteinen:

#### 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 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 von der damaligen Bundesregierung festgelegte „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 der Projekte 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. Dies wird sowohl durch die Aufnahme von Projektfinanzierung, 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 strebt der Konzern an eine Rendite von mindestens 12,0 % zu erwirtschaften.

### **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. Mit dem Rückkauf von eigenen Anteilen bis zu diesem Kurs soll eine stabilere Wertmehrung im Vergleich zu einer Maximierung des Wachstums erreicht werden.

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

Durch das Geschäftsplan Update „Fokus 2024-25“ wird sowohl der Geschäftsplan 2021-2024 als auch der Geschäftsplan 2024-2025 „Mehr Wert, Selektives Wachstum“ angepasst an die neuen Entwicklungen an den unterschiedlichen Märkten, wie z.B. dem Kapital- und dem Strommarkt, denen der Konzern ausgesetzt ist, sowie auch an die Ereignisse, denen der Konzern unterliegt und der Entwicklung 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 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 angestrebt 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 Auftreten 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 in 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 die Verkäuferin konnte 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 2024 wertgemindert hat, da der Konzern davon ausging, 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.

Der Konzern hat festgestellt, dass für die Fertigstellung der Solaranlage Reuden Süd geschätzt ein Budget zwischen EUR 6-8 Mio. erforderlich sein wird. Es wurde sodann eruiert, ob die Solaranlage Reuden Süd mit der Unterstützung vom Konzern noch zu retten wäre. Der Konzern hat dazu den Beteiligten im Projekt technische und finanzielle Lösungsmöglichkeiten vorgeschlagen, die ohne Mitwirkung aller Beteiligten nicht umgesetzt werden könnten. Der Konzern hatte jedoch selbst keine Verpflichtung zu dieser Rettung beizutragen. Ein Investment würde nur erfolgen, 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 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.

## **GESCHÄFTSPLAN: „ROADMAP TOWARDS 2030“**

Der Konzern hat im September 2025 einen Geschäftsplan für die Geschäftsjahre 2026 bis 2030 bekanntgemacht, der erstmalig auch Batterien in das Anlagenportfolio und in den Vermarktungsmodellen des Konzerns integriert. Weiterhin wurde zum Geschäftsplan ein Finanzplan veröffentlicht, welcher die finanziellen Folgen des Auslaufens von den Einspeisevergütungszeiträumen der älteren Solaranlagen im Anlagenportfolio beschreibt. In diesem Finanzplan wird auch die Verwendung der Cashflows und Liquidität für Investitionen in neuen Solaranlagen, Batterien und weitere Aktienrückkäufe gezeigt.

### **STRATEGISCHES MODEL WIRD ERWEITERT**

Das bestehende strategische Model des Konzerns besteht aus einem Anlagenportfolio von hauptsächlich Solaranlagen in den zwei Heimatmärkten des Konzerns, was sehr kapitalintensiv ist, kombiniert mit kapitalextensiven Vermarktungsmodellen, die aus der Vereinnahmung der Einspeisevergütungen bzw. Grünstromzertifikaten ggf. zuzüglich der Vermarktung des Stroms über einem (externen) Direktvermarkter bzw. direkt am Gebäudeeigentümer. Bei der Stromvermarktung kommen ebenfalls kapitalextensive Derivate (z.B. Strompreisswaps) und eine aktive Management Strategie (Aus- und Anschalten) zum Einsatz.

Dieses strategische Model ist grundsätzlich für die Art und den Umfang der Geschäftstätigkeit des Konzerns adäquat. Das bestehende **Anlagenportfolio** von rd. 494 MWp im Moment der Veröffentlichung des Roadmaps 2030 sollte moderat um eine Leistung von „**mindestens 10 MWp pro Jahr**“ bis 2030 erweitert werden. Der Konzern geht dabei wie auch im vorigen Plan rein opportunistisch vor. Die Solaranlagen können bestehen aus einem gut situierten Neubauprojekt (z.B. Netzverknüpfungspunkt in der Nähe), aus Erweiterung oder Repowering von Bestandsanlagen. Es wird bei der Investition eine interne Rendite von mind. 6,0% angestrebt. Die Gesamtinvestitionskosten sollen im Zeitraum 2026-2029 rd. EUR 22 Mio. betragen und progressiv von EUR 0,7 Mio. im Jahr 2027 bis EUR 1,7 Mio im Jahr 2030 EUR zum Konzern-EBITDA beitragen.

Darüber hinaus sollte das Anlagenportfolio künftig mit Batterieleistung erweitert werden. Der Konzern setzt dabei „**mindestens 15 MW (entsprechend einer Speicherkapazität von 30 MWh) Batterieleistung pro Jahr bis einschließlich 2029**“ als Zielsetzung voraus. Dafür plant der Konzern Investitionskosten im Zeitraum 2026-2029 i.H.v. rd. EUR 35 Mio. ein. Bei der Entwicklung von Batterieprojekten will der Konzern maximal auf den eigenen bestehenden Netzverknüpfungspunkten ansetzen. Der Einsatz der Batterien sollte progressiv von EUR 1,7 Mio. im Jahr 2027 bis EUR 2,8 Mio im Jahr 2030 EUR am Konzern-EBITDA beitragen.

Schließlich sollte der Konzern in der Lage gesetzt werden, sei es durch Ausbau einer konzerninternen Stromvermarktungsfähigkeit oder durch Partnerships, erzeugten Strom auf mehreren Märkten (Forward, Day Ahead, Intraday) ggf. unter Einsatz von Batterien anzubieten.

## **BESTANDSANLAGEN AM ENDE DES EINSPEISEVERGÜTUNGSZEITRAUMS**

Wie bereits oben beschrieben, befinden sich im Anlagenportfolio mehrere Solaranlagen, die in den Jahren 2007-2010 im Betrieb genommen wurden, die sich dem ihres Einspeisevergütungszeitraums in den Jahren 2027-2030 nähern. Diese Solaranlagen werden dann, soweit der Konzern beschließt den Betrieb zu verlängern, weiterhin Strom produzieren und Erträge erwirtschaften, allerdings nicht mehr zu den Einspeisevergütungssätzen von EUR 285-406 je MWh, sondern zu den dann vorherrschenden Marktwert-Solar, welcher nur eine Teil der ursprünglichen Einspeisevergütung beträgt. Dies führt zu einer natürlichen EBITDA-Abnahme

## **FINANZPLAN 2026-2030**

Insgesamt erwartet 7C Solarparken bis 2030 einen Ausbau der operative Leistung von etwa 455 MW (im Moment der Veröffentlichung des Roadmaps 2030) auf rund 604 MW, bestehend aus bestehender PV, neuem PV-Zubau und Batteriespeichern. Dennoch wird das EBITDA trotz Wachstum sinken, weil alte, hochvergütete EEG-Anlagen auslaufen. Die Planung des Roadmaps 2030 sieht ein progressiv senkendes EBITDA von etwa 31 Mio. EUR im Jahr 2030. Der Cashflow pro Aktie soll im Jahr 2030 etwa 0,35 EUR pro Aktie betragen.

Finanziell plant das Unternehmen gleichzeitig eine deutliche Verringerung der Verschuldung, denn diese soll bis 2030 auf EUR 39 Mio. senken Die freiwerdenden Mittel sollen für Investitionen in PV und Batteriespeicher sowie für jährliche Aktienrückkäufe von bis zu etwa EUR 8 Mio. verwendet werden. Dadurch könnte die Anzahl der ausstehenden Aktien bis 2030 auf unter 65 Millionen abnehmen.

## 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 Verschiebungen 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

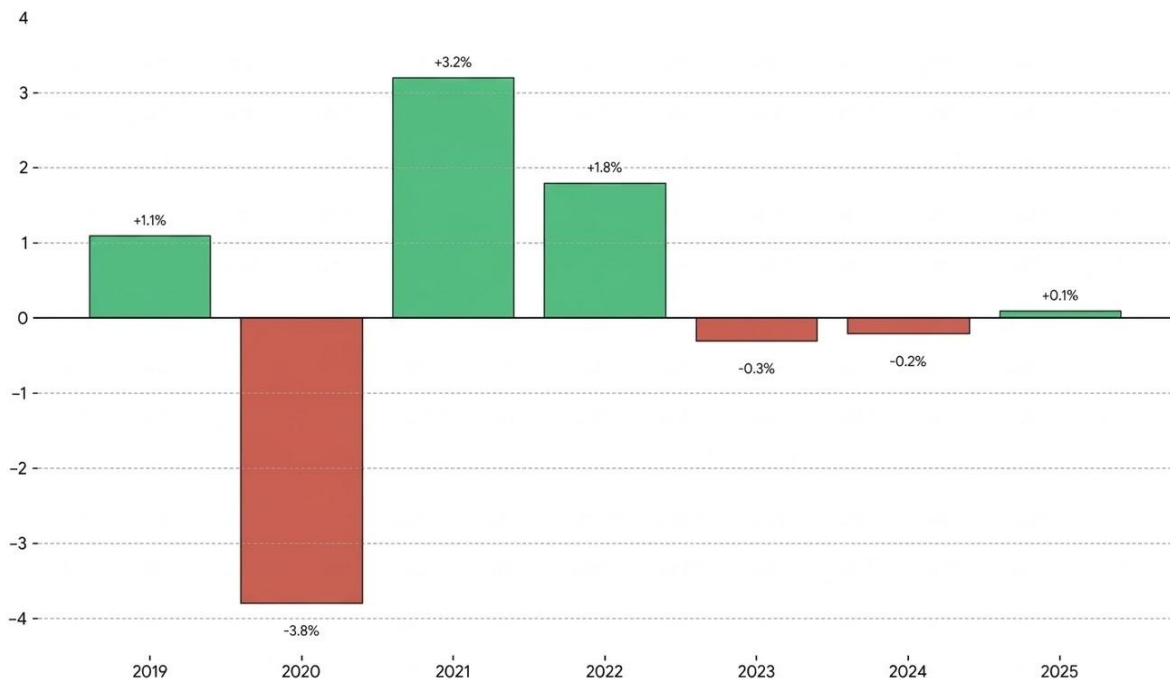
## GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMENBEDINGUNGEN

Die nachfolgende unternehmensbezogene Darstellung der gesamtwirtschaftlichen und branchenbezogenen Rahmenbedingungen soll das Verständnis der Analyse des Geschäftsverlaufs und der Lage des Unternehmens gewährleisten und einer unverhältnismäßig ausführlichen Darstellung allgemein verfügbarer Angaben entgegenwirken. Aus diesem Grund wurden die Quellenangaben durch eine eigene Darstellung ersetzt. Die gesamtwirtschaftlichen und branchenbezogenen Rahmenbedingungen und daher eine unternehmensbezogene, subjektive Darstellung.

## DEUTSCHE VOLKSWIRTSCHAFT

Die deutsche Wirtschaft hat im Geschäftsjahr 2025 eine Phase der schwierigen Stabilisierung durchlaufen, nachdem das Bruttoinlandsprodukt (BIP) in den Vorjahren 2023 (-0,3%) und 2024 (-0,2%) kontinuierlich geschrumpft war. Im Vergleich zu europäischen Nachbarn wie Spanien oder Polen, die Wachstumsraten von über 1,5 % verzeichneten, blieb die Dynamik in Deutschland jedoch moderat.

### Reales BIP-Wachstum im Vergleich zum Vorjahr in % (2019-2025)



Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), eigene Darstellung

Das Jahr 2025 war für die deutsche Industrie geprägt von einem schwierigen Balanceakt zwischen Regenerationsversuchen und externen Schocks.

Investitionsstau in der deutschen Infrastruktur und das langsame Tempo der Digitalisierung fungierten weiterhin als primäre Wachstumsbremsen. Die fortschreitende Deglobalisierung und die zunehmende geopolitische Fragmentierung stellten die traditionellen Geschäftsmodelle zwar infrage, lösten jedoch auch einen notwendigen

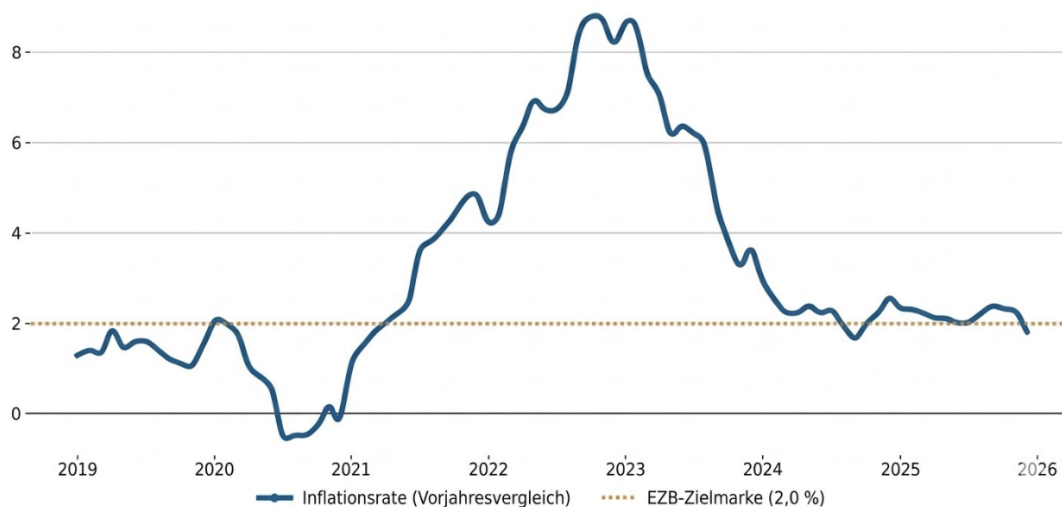
Anpassungsprozess aus. Unternehmen investierten verstärkt in die Diversifizierung ihrer Lieferketten, um die Abhängigkeit von einzelnen Märkten zu verringern und die Resilienz gegenüber handelspolitischen Willkürmaßnahmen zu erhöhen. Deutsche Schlüsselindustrien, insbesondere der Automobilbau und der Maschinenbau, sahen sich gezwungen, ihre Marktstrategien für Nordamerika anzupassen durch die Zolldrohungen der Trump-Administration.

Positiv zu bewerten war hingegen die Stabilisierung der Inflation nahe der 2%-Marke, was den Kostendruck auf Unternehmen und Haushalte spürbar milderte.

---

### Deutscher Verbraucherpreisindex – Veränderung zum Vorjahresmonat in % (2019-2025)

---



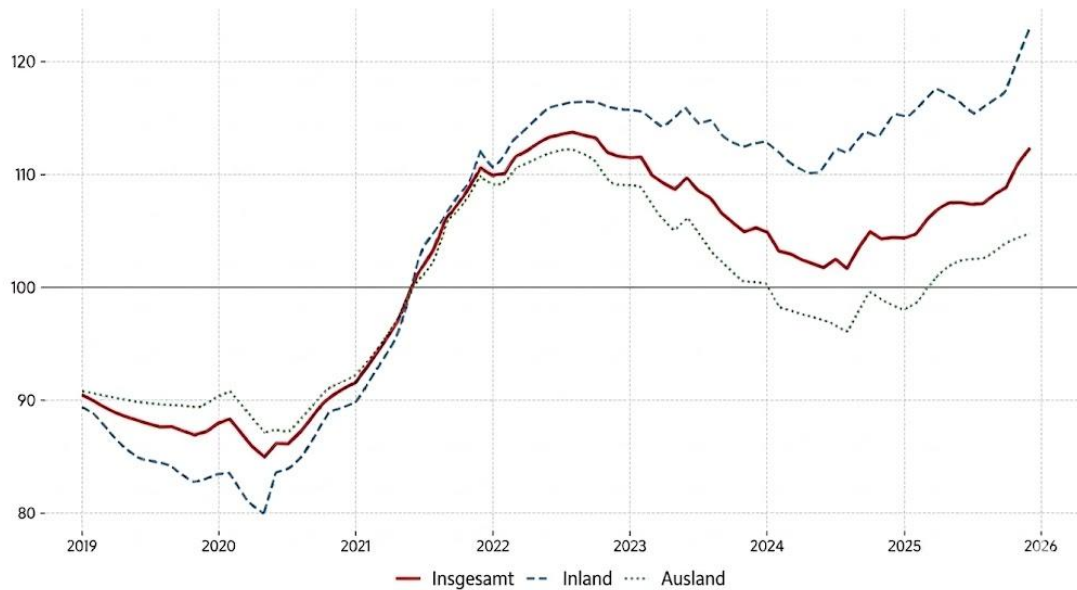
Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), eigene Darstellung

Die im Vorjahr dominierenden Belastungsfaktoren – hohe Inputkosten durch den Wegfall russischen Erdgases und eine restriktive Geldpolitik – schwächten sich ab. Die eingeleitete Zinswende der EZB im zweiten Halbjahr 2025 begann, die Investitionsbereitschaft im Inland vorsichtig zu beleben. Ein sprunghafter Anstieg der Aufträge Ende 2025 – oft getrieben durch Großaufträge im Maschinenbau und bei Metallerzeugnissen (zu denen Rüstung gehört) ist ein Hoffnungsschimmer.

---

## Index der Auftragseingänge im verarbeitenden Gewerbe (2019-2025)

---



Quelle: Bundesbank, eigene Darstellung

Insgesamt stagnierte das Wachstum und die Inflation der deutschen Volkswirtschaft im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr. Im Folgenden wird tiefer auf die Entwicklung der industriellen Produktion, die unmittelbar mit ihrem Stromverbrauch sowie auch mittelbar durch das (beschränkte) Einsetzen von Gas in industriellen Prozessen, einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Strompreise im Berichtsjahr hatte, eingegangen

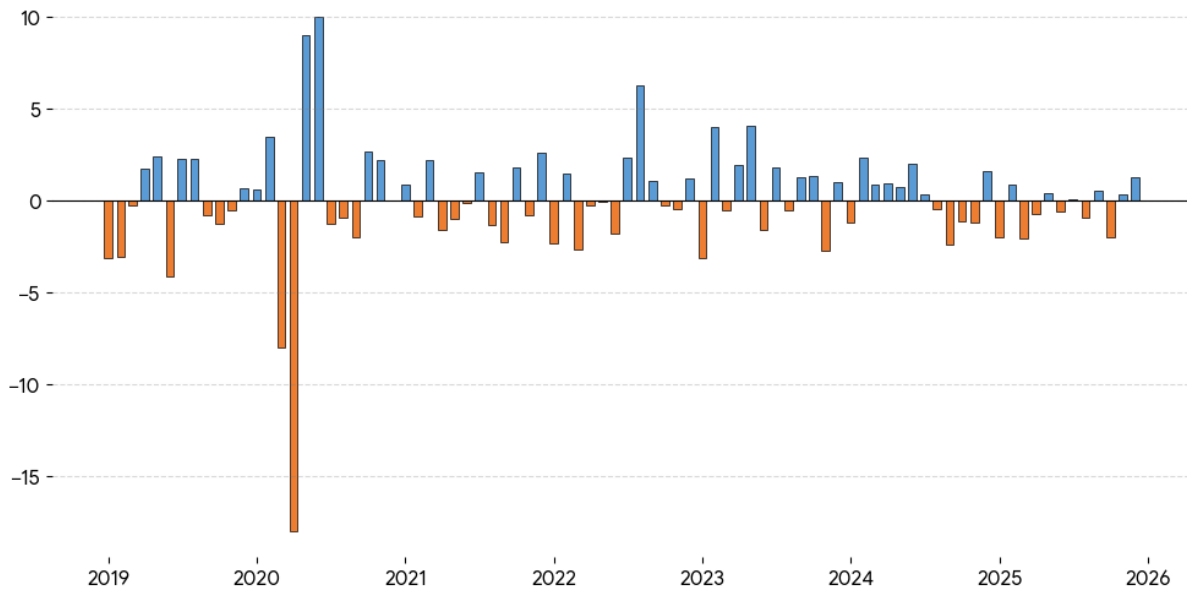
## DEUTSCHE INDUSTRIEPRODUKTION

Die industrielle Produktion in Deutschland zeigte im Zeitraum 2019–2025 einen volatilen Verlauf. Nach dem massiven Energiepreisschock von 2022 und der darauffolgenden Rezession in den Jahren 2023 und 2024 zeichnete sich im Berichtsjahr 2025 eine Bodenbildung ab. Trotz einer leichten Erholung zum Jahresende 2025 verharret das Produktionsniveau weiterhin deutlich unter dem Vorkrisenniveau von 2019.

---

## Monatliche Entwicklung der deutschen industriellen Produktion in % (2019-2025)

---



Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), eigene Darstellung

Ursächlich für die verhaltene Entwicklung im Jahr 2025 waren neben den Nachwirkungen des Energiepreisbooms vor allem die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Während Standorte in den USA durch den Inflation Reduction Act (IRA) massiv gestärkt wurden, litt die deutsche Industrie unter den im globalen Vergleich weiterhin hohen Energiepreisen, mangelnde Innovation sowohl in den Produktengamma als auch in den Prozessen und Rückstand bei der Digitalisierung. Darüber hinaus wurde die deutsche industrielle Produktion von der amerikanischen Zollpolitik negativ beeinflusst: sowohl unmittelbar durch die Zölle auf deutschen Exportprodukten als auch mittelbar durch die zugenommenen Importen aus Drittländern, die ebenfalls bzw. noch kräftiger von der amerikanischen Zollpolitik betroffen waren und Ihre Produktüberschüsse nunmehr zu günstigen Konditionen in den Europäischen Wirtschaftsraum exportieren.

Im Berichtsjahr 2025 verbrauchte die deutsche Industrie erneut ca. 43,5 % des gesamten Stroms in Deutschland. Die leichte Stabilisierung der Produktion im vierten Quartal 2025 führte zu einer Festigung der Stromnachfrage. Dennoch bleibt festzuhalten, dass Effizienzsteigerungen und punktuelle Produktionsverlagerungen ins Ausland dazu führen, dass die Stromnachfrage trotz beginnender Erholung nicht wieder auf das Niveau von 2021 anstieg.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Geschäftsjahr 2025 als Jahr der "industriellen Neuorientierung" bezeichnet werden kann. Die Talsohle scheint durchschritten, doch eine Rückkehr zu alten Wachstumsraten erfordert weiterhin tiefgreifende strukturelle Verbesserungen der Rahmenbedingungen am Standort Deutschland.

## ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMNACHFRAGE

Die Stromnachfrage im Jahr 2025 spiegelte die Ambivalenz der volkswirtschaftlichen Entwicklung wider:

- **Industrie:** Der Verbrauch blieb aufgrund von Effizienzgewinnen und einer nur langsamen Erholung der energieintensiven Branchen gedämpft.
- **Neue Sektoren:** Der vermehrte Zubau von Rechenzentren für KI-Anwendungen sowie die fortschreitende Elektrifizierung (Wärme/Verkehr) stützten zwar bereits die Stromnachfrage und verhinderten bisher somit einen weiteren Rückgang, konnten aber keine Zunahme der Stromnachfrage bewirken.

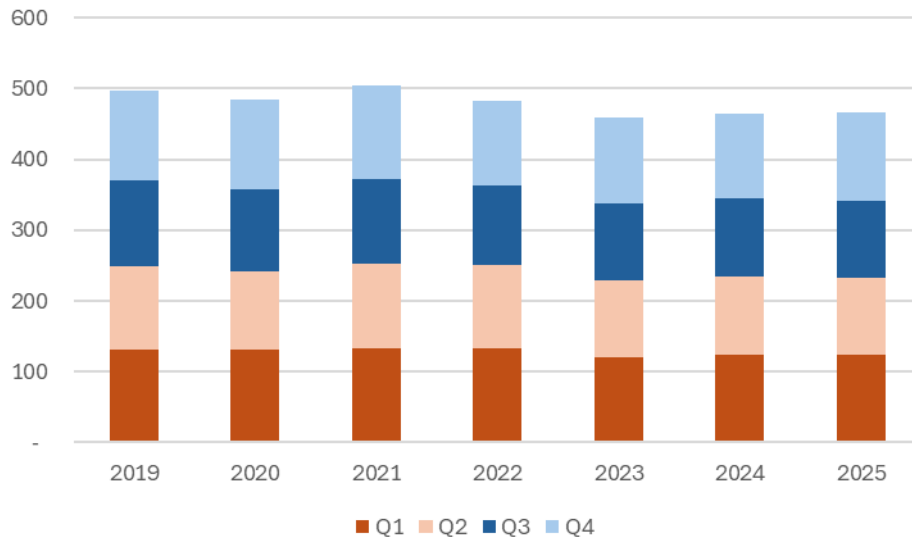
- **Preissensitivität:** Die Industrie agierte 2025 deutlich preissensitiver; Lastverschiebungen in Zeiten hoher Einspeisung von Wind- und Solarenergie (niedrige oder negative Preise) sollen nach und nach Teil der Produktionsplanung werden.

Damit hat sich die Nettostromnachfrage i.H.v. 466 TWh (Vorjahr 464 TWh) im Jahr 2025 auf einem neuen Normalniveau stabilisiert.

---

### Nettostromnachfrage in Deutschland (Januar 2019- Januar 2026)

---



Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

Der Bruttostromverbrauch ist gleich der netto Stromnachfrage zuzüglich die Netzverluste und den Eigenverbrauch der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Die Planungsannahmen des Erneuerbaren Energie Gesetz 2023 sahen eine Steigerung der deutschen brutto Stromnachfrage von ca. 458 TWh im Jahr 2023 auf 750 TWh bis 2030 vor, was nach Einschätzung des Vorstands in etwa 700 TWh Nettostromverbrauch entspricht. Anders gesagt: der Ausbaupfad für die Erneuerbaren Energien in Deutschland war an dieser erwarteten rasanten Zunahme des Bruttostromverbrauch ausgerichtet. Wie aus der obenstehenden Grafik ersichtlich ist, stabilisiert sich die Stromnachfrage schon über die letzten drei Jahren, sodass man im Monitoringbericht zur Energiewende vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie nun eher von einem Bruttostromverbrauch zwischen 600-700 TWh bis 2030 ausgeht.

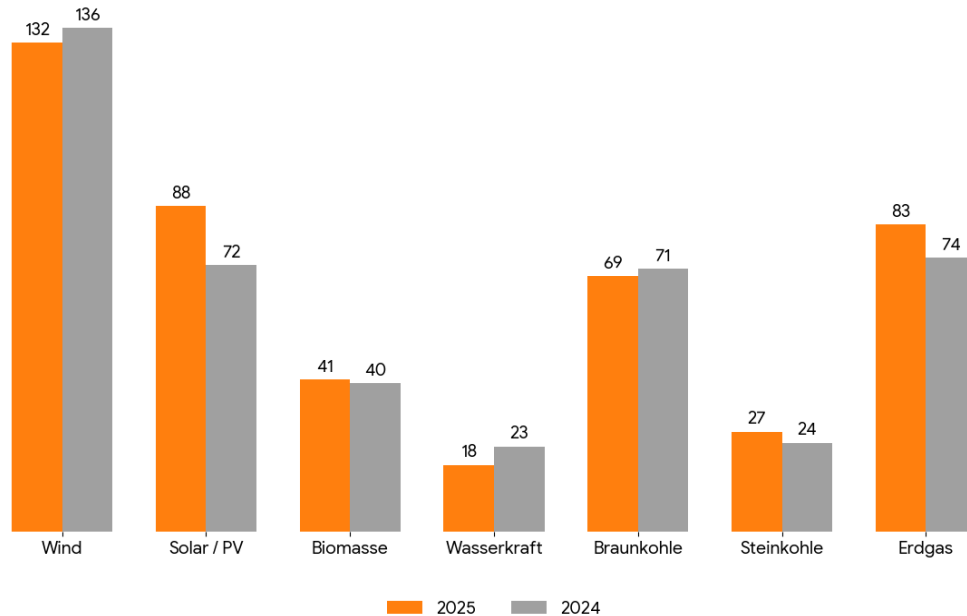
Wenn die brutto Stromnachfrage nicht jedoch durch die Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft auf 750 TWh angekurbelt wird oder in der Alternative der Ausbau von Erneuerbaren Energien (insbesondere von Solarenergie) unterhalb dem Ausbaupfad des EEG 2023 ausgebremst wird, dann werden die beschriebenen Marktphänomene wie sinkende Capture Ratios für Solarstrom und vermehrtes Aufkommen von Negativpreisen weiter bestehen bzw. verstärkt werden.

## ENTWICKLUNG DER DEUTSCHEN STROMERZEUGUNG

Das Jahr 2025 markiert einen historischen Meilenstein in der deutschen Energiegeschichte. Zum ersten Mal überholte die Solarstromerzeugung sowohl die Braunkohle als auch das Erdgas als Erzeugungsquelle im öffentlichen Netz. Wind- und Solarstrom zusammen erreichten einen Anteil von 48 % an der deutschen Stromerzeugung – mehr als doppelt so viel wie der EU-Durchschnitt von 30%. Insgesamt stammten 61 % des insgesamt 456 TWh netto öffentlich eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Energien. Die Windenergie bleibt die

stärkste Einzelquelle, gefolgt von einer Photovoltaik, die 2025 um 22 % zulegte und erstmals die zweitgrößte Quelle der deutschen Stromerzeugung darstellte.

### Nettostromerzeugung Deutschland 2025 [in TWh]



Quelle: Energy Charts, Fraunhofer Report 2025, eigene Darstellung

Die Stromerzeugung aus **Windkraftanlagen**— onshore und offshore zusammen — ist 2025 mit einem Anteil von rund 29 % der wichtigste Einzelerzeuger im deutschen Netz. Im dritten Quartal steigerte die Windkraft ihre Produktion gegenüber dem Vorjahr um über 10 %. Im ersten Quartal hingegen sank die Windeinspeisung wegen schwacher Winde auf den tiefsten Stand seit 2021 – ein deutlicher Beleg für die systemische Volatilität, der das Energiesystem begeben muss.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** legte 2025 um 21 % auf rund 87 TWh zu und überholte damit sowohl die Braunkohle als auch erstmals das Erdgas bei der Nettostromeinspeisung ins öffentliche Netz. Die installierte Kapazität wuchs auf 107,5 GW (Jahresnettozubau: 15,1 GW). Um das Regierungsziel von 215 GW bis 2030 zu erreichen, müssen ab 2026 jährlich mindestens 22 GW neu installiert werden. In den letzten zwei Jahren wurden ca. 15 GW pro Jahr hinzugebaut.

Die Entwicklung von **Kohle- und Gaskraftwerken** im Jahr 2025 ist vor allem eine Folge der Residual-Lastlogik: Sie füllen die Lücke zwischen Stromnachfrage und Einspeisung durch erneuerbare Energien (Wind, PV, Wasser). 2025 war PV deutlich stärker, während Wind und besonders Wasserkraft schwächer ausfielen – dadurch verschob sich die konventionelle Fahrweise über das Jahr.

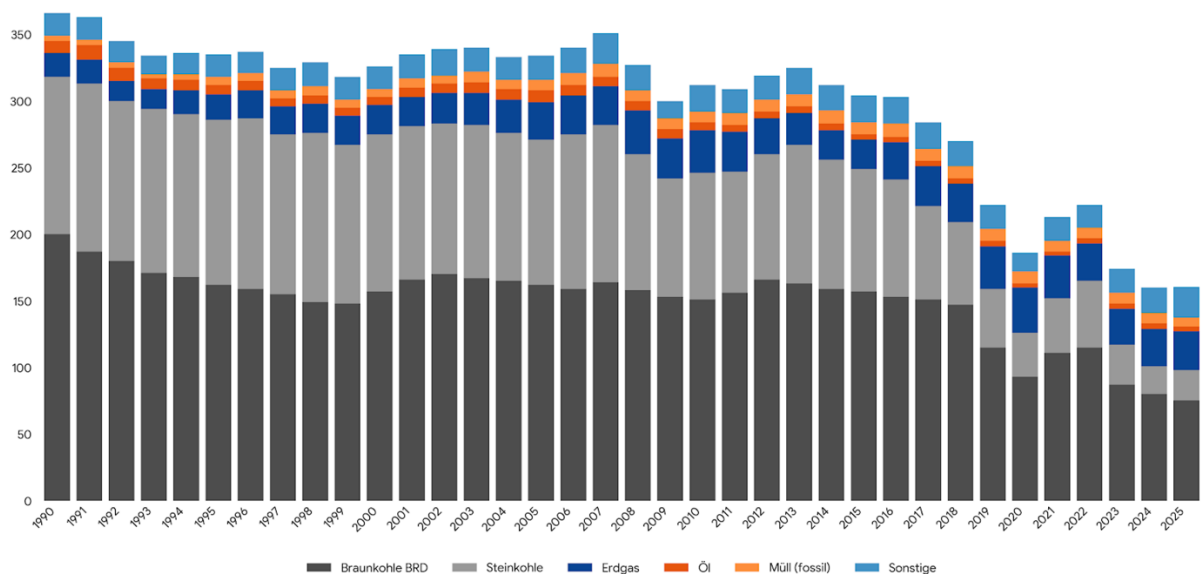
Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** ging 2025 weiter zurück. In der Jahresbilanz sank die braunkohlebefeuerte Erzeugung auf 69 TWh (2024: 71 TWh). Ein wesentlicher Treiber ist, dass zusätzliche PV-Erzeugung in vielen Stunden die Merit-Order nach links verschiebt und Kohleblöcke häufiger aus dem Markt drängt oder ihre Volllaststunden reduziert. Hinzu kommen strukturelle Faktoren wie Stilllegungen/Restriktionen im Kohlepark und CO<sub>2</sub>-Kosten (EU-ETS), die Kohle in Grenzkosten teurer machen.

Die Stromerzeugung aus **Steinkohle** belief sich im Geschäftsjahr auf 27 TWh im Vergleich zu 24 TWh im Vorjahr. Das passt zu einem Jahr, in dem der Anteil der durch Wind erzeugter Energie unter den Anteil von 2024 lag und konventionelle Anlagen in windschwachen Phasen stärker einspringen mussten. Steinkohle kann – je nach Kraftwerkspark und Fahrweise – als flexible Ergänzung auftreten, insbesondere wenn Gaspreise hoch sind oder wenn System-/Netzrestriktionen den Einsatz einzelner Technologien begünstigen.

Die Verstromung von **Erdgas** nahm 2025 in Summe zu und erreichte 83 TWh (i.V.J. 74 TWh), obwohl es im Jahresverlauf Gegenbewegungen gab: In Zeiten hoher Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien (z. B. im Sommerquartal) wurde Gas teilweise deutlich weniger benötigt; in kälteren bzw. windschwächeren Perioden steigt die Residual-Last und Gas (inkl. KWK/Fernwärme) wird wieder wichtiger. Die Wettbewerbsfähigkeit von Gas wird zudem stark von Brennstoffpreisen beeinflusst; höhere Gaspreise drücken typischerweise die Gasverstromung, während niedrige Gaspreise Gas gegenüber Kohle begünstigen.

Gesellschaftlich positiv zu werten ist jedoch, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Abschaltung von Kohlekraftwerken schrittweise zu einer erheblichen Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 160 metrische Tonnen CO<sub>2</sub> emittiert, gleich hoch im Vorjahr. Im Vergleich zum Referenzjahr 1990 beträgt die Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits 56 %.

### CO<sub>2</sub> Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland (Mio. Tonne)



Source: Energy Charts, eigene Darstellung

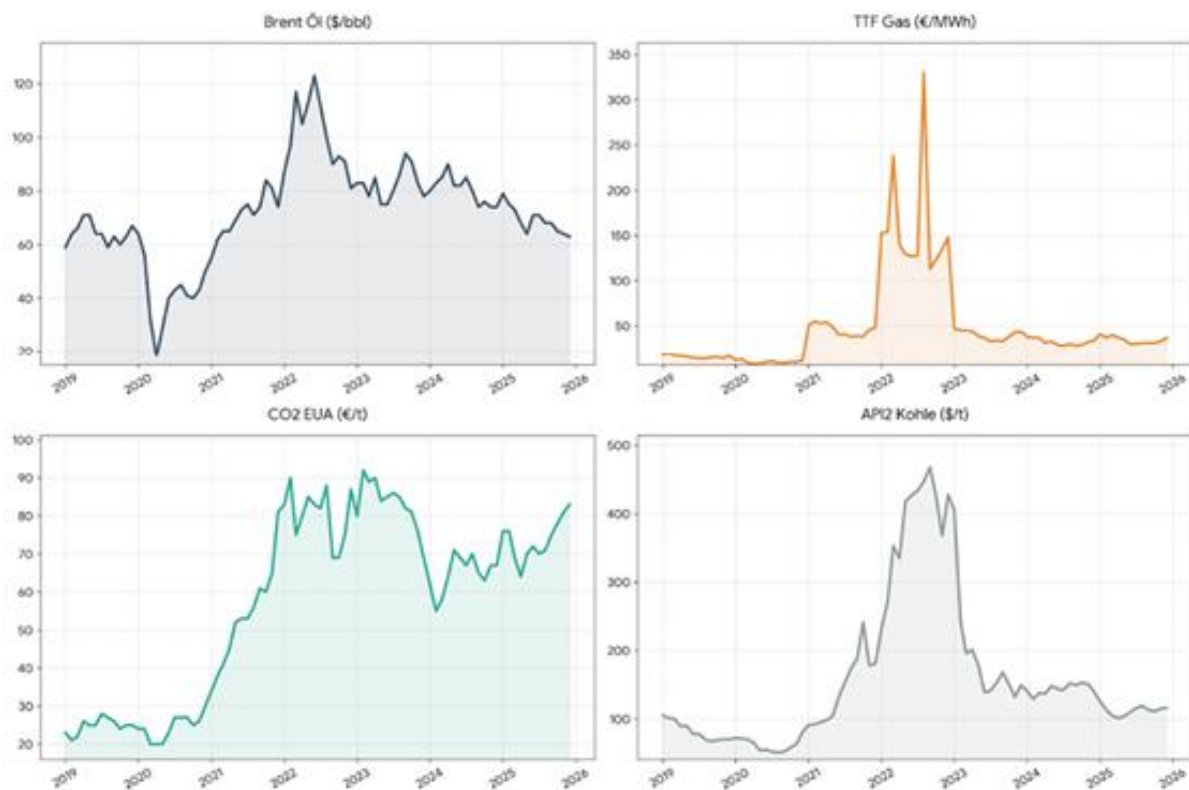
Die Zunahme der erneuerbaren Energien im deutschen Strommix sind für die Ertragslage und die Entwicklungschancen des Konzerns nicht nur positiv zu werten. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie werden häufig als „inframarginale“ Technologiearten der Stromerzeugung bezeichnet. Da sie keine Rohstoffe für die Erzeugung von Elektrizität aufwenden sind die Grenzkosten dieser Anlagen, d. h. deren unmittelbaren operativen Erzeugungskosten nahezu gleich null. Daraus folgt, dass, wenn die gesamte Stromnachfrage durch erneuerbare Energie abgedeckt wird, der Strompreis sehr gering (oder sogar negativ) ist. Dabei ist es für erneuerbaren Energien geschäftsimmanent, dass sie dann Strom

erzeugen, wenn die Sonne scheint bzw. der Wind weht. Üblicherweise findet dabei die jeweilige Einstrahlung (bzw. die Windgeschwindigkeit) in verschiedenen deutschen Regionen zum gleichen Moment statt. Die Kombination aus den geringen Grenzkosten und Netzwerkeffekten in den Produktionszeiten wirkt sich insgesamt negativ auf die erzielten Strompreise für diese Technologien aus. (siehe Abschnitt „Preisbildung – wie kommt der Strompreis zustande?“).

## ENTWICKLUNG DER ENERGIEROHSTOFFPREISE

Das Geschäftsjahr 2025 war an den Rohstoffmärkten durch eine spürbare Entspannung und eine Rückkehr zu einer "neuen Normalität" gekennzeichnet trotz geopolitischen Risiken. Während die Jahre 2022 bis 2024 von extremen Preisausschlägen infolge des Ukraine-Krieges und der Energiekrise geprägt waren, zeigte sich 2025 eine deutliche Beruhigung auf breiter Front. Im Vergleich zum Vorjahr stiegen jedoch im Jahr 2025 sowohl die durchschnittlichen TTF-Gaspreise auf etwa 37 EUR/MWh als auch die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise auf rund 74 EUR/t an, nachdem sie 2024 noch bei ca. 35 EUR/MWh bzw. 65 EUR/t gelegen hatten.

### Monatliche Preisentwicklung wesentlicher Energierohstoffe (2019-2025)



Quelle: EIA Spot prices, EEX, database 7C Solarparken, Montel

Die Preise für die Energierohstoffe und die CO<sub>2</sub>-Zertifikate sind für die Preisbildung am Strommarkt (siehe die folgenden 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. Darauf wird im Folgenden näher eingegangen.

## PREISBILDUNG – WIE KOMMT DER STROMPREIS ZUSTANDE?

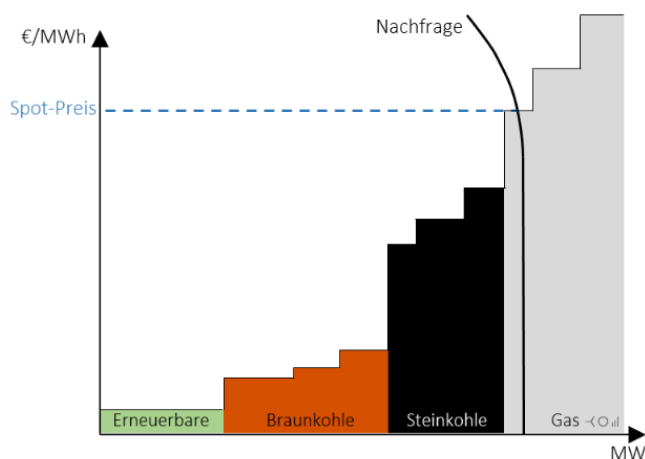
Die Preisbildung am liberalisierten deutschen, resp. europäischen Strommarkt, erfolgt nicht zentral, sondern nach dem sogenannten Merit-Order-Prinzip und orientiert sich an den niedrigsten Grenzkosten der unterschiedlichen Stromerzeugungsarten. Zur Deckung der jeweiligen Nachfrage nach Strom zu einer bestimmten Tageszeit oder am Folgetag (Day ahead) 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. Diese variablen Erzeugungskosten für dieses marginale Gaskraftwerk gelten dann als Strompreis für alle Stromerzeuger in diesem Zeitraum, auch z.B. für Solaranlagen oder Windkraftwerken.

Die Residuallast ist die Menge, die nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Die verbleibende Last muss durch steuerbare, meist konventionelle Kraftwerke wie Gas und Kohle ausgeglichen werden. Je niedriger die

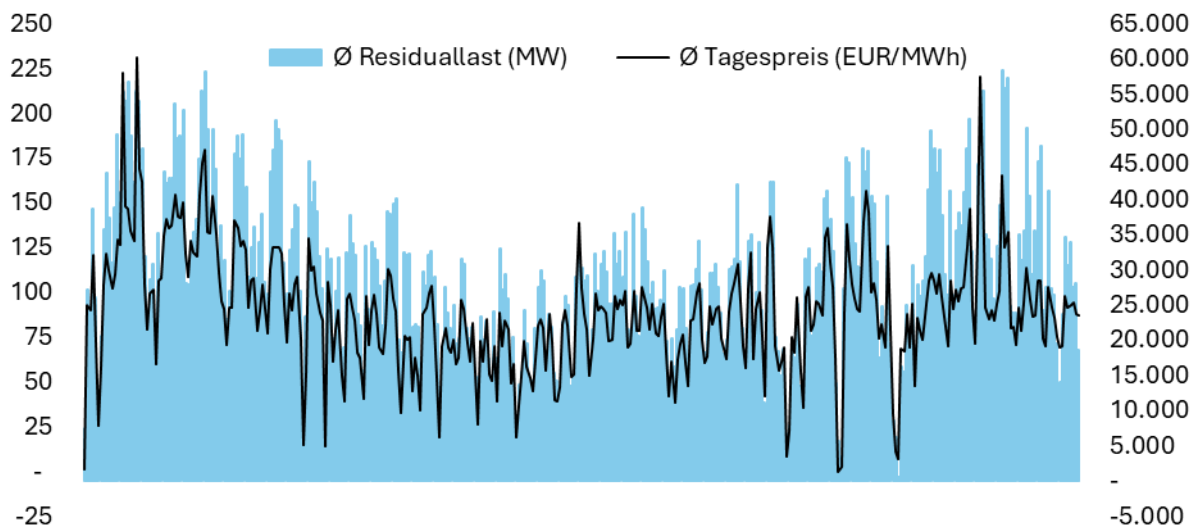
Residuallast, desto weiter links auf der Merit-Order-Kurve liegt das preissetzende Kraftwerk — und desto günstiger ist der Strom. Bei negativer Residuallast — wenn Erneuerbare Energieanlagen mehr produzieren als die Gesamtnachfrage verlangt — kommt es zu negativen Preisen, zwischen Residuallast und (Day Ahead) Strompreisen besteht somit eine hohe Korrelation.

Stromspeicher können Strommenge aus erneuerbaren Energien von einem Zeitraum, wo keine Residuallast gebraucht wird, transportieren in einen Zeitraum, wo (noch) Residuallast benötigt wird und so von den (Day Ahead) Preisgipfeln und –Tälern profitieren.

---

### Residuallast (MW) und Day Ahead Preis (EUR / MWh) im Jahr 2025

---



Quelle: Energy Charts, eigene Darstellung

Da erneuerbare Energien nur beschränkt steuerbar sind bzw. unzureichend Speichermöglichkeiten vorhanden sind, führt dies regelmäßig dazu, dass der Räumungspreis am Day Ahead Markt null oder sogar negativ ist. 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.

Zwar zieht die EEG-Gesetzeslage eine Einschränkung der Vergütungsfähigkeit von erneuerbaren Energien nach sich (siehe Abschnitt „Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios“), aber unterschiedliche Solaranlagen sind unterschiedlichen Preissignalen ausgesetzt. Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2016 bekommen unabhängig vom Day Ahead Strompreis immer die Einspeisevergütung ausbezahlt. Diese Anlagen werden jedoch in den kommenden Jahren nach und nach aus dem Einspeisevergütungszeitraum aussteigen und am freien Markt teilnehmen (und somit nicht mehr zu Negativpreisen beitragen). Solaranlagen aus dem Jahr 2025 hingegen verlieren gem. dem Solarspitzenengesetz (Siehe Abschnitt „Solarspitzenengesetz 2025“) bereits bei der ersten Negativstunde die Marktprämie, sodass sie ihre Produktion auf dem Day Ahead Markt nicht zu negativen Preisen anbieten werden, da sie diese dann begleichen müssen.

Auf jedem Fall ist aber die Entwicklung der solaren Stromproduktion und deren Gründe von besonderer Bedeutung für die preisliche Komponente der Umsatzerlöse des Konzerns. Haupttreiber der Solarstromerzeugung sind die Witterungsverhältnisse sowie der Ausbau der installierten Leistung. Ebenfalls wichtig, ist der Ausbau der Speicherkapazität. Auf diesen Themen wird im Folgenden näher eingegangen.

Im Geschäftsjahr haben daher eine gleichbleibende Stromnachfrage mit einer zugenommenen installierten Leistung von Solaranlagen sowie besseren Witterungsverhältnissen zu einem solchen Preisdruck geführt, wie sich aus den nächsten Abschnitten ergibt.

## GLOBALER PHOTOVOLTAIKMARKT

Der globale Photovoltaikmarkt hat im Geschäftsjahr 2025 an Dynamik gewonnen und die kumulierte installierte Leistung, Schätzungen zufolge, auf über 2,6 TW gesteigert. Damit setzte sich der Trend einer massiven Kapazitätserweiterung fort, getrieben vor allem durch die Märkte in China, den USA und Indien. Europa hält weiterhin einen stabilen Anteil von rund 17–18 % am Weltmarkt, wobei die installierte Leistung auf dem Kontinent Ende 2025 ca. 410 GW erreichte. Diese Entwicklung unterstreicht die robuste Investitions- und Umsetzungsfähigkeit europäischer PV-Märkte, zugleich aber auch die zunehmende Bedeutung von Systemintegration (Netz, Flexibilität und Speicher), da die Märkte in eine Reifephase eintreten, in der nicht allein die installierte Leistung, sondern die wirtschaftlich verwertbare Einspeisung und deren Marktwert im Vordergrund stehen.

## DEUTSCHER PHOTOVOLTAIKMARKT



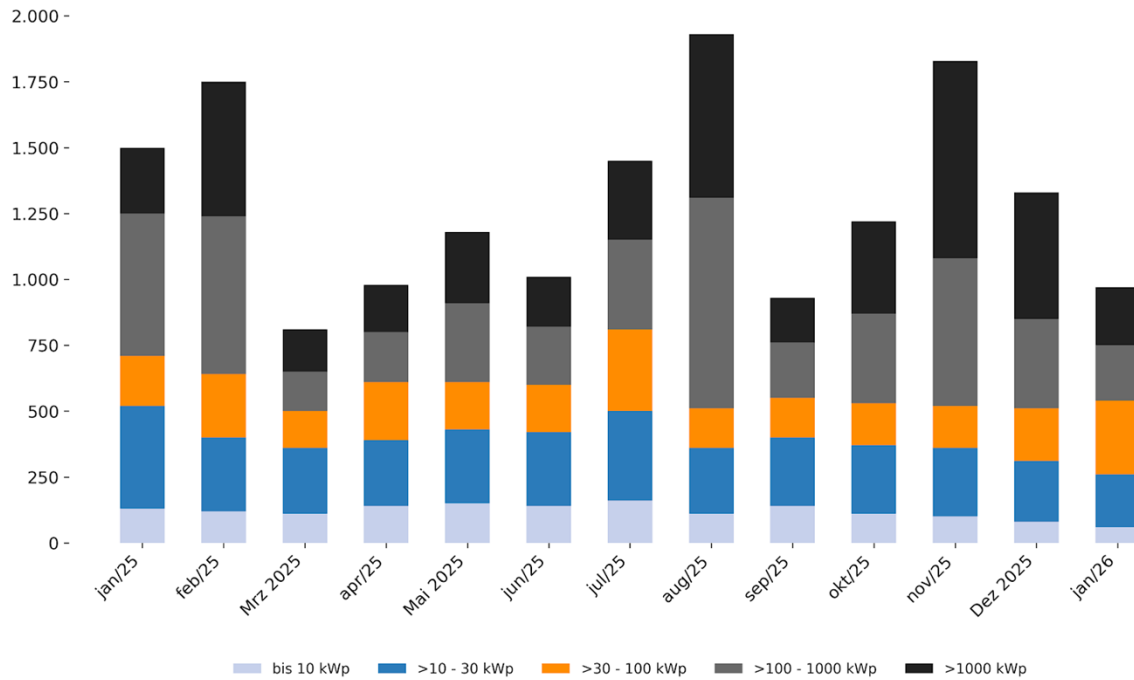
\*Quelle: Energy Charts

Deutschland zählt weiterhin zu den wichtigsten Einzelmärkten weltweit. Im Jahr 2025 konnte Deutschland erneut einen Zubau von 15,1 GWp verzeichnen. Zwar lag dieser Wert leicht unter dem außergewöhnlichen Vorjahr (15,5 GWp in 2024), was vor allem auf die Sättigung im Privatkundensegment (Dachanlagen) zurückzuführen war, jedoch wurde dies teilweise durch den starken Ausbau von Freiflächenanlagen kompensiert.

Mit einem Marktanteil von über 50% am Gesamtzubau stellten Solarparks über 1 MWp im Jahr 2025 erstmals in etwa die gleiche Menge an neuer Kapazität zur Verfügung als das gesamte Dachanlagensegment (Gewerbe und Wohngebäude zusammen). Treiber des Dachanlagen-Rückgangs sind die Unsicherheiten durch das Solarspitzenengesetz, gesättigte Märkte bei Eigenheimbesitzern und gestiegen Systempreise.

Trotz eines leicht abgeschwächten Wachstumstempos im Vergleich zum Rekordjahr 2024 bleibt der Solarausbau die tragende Säule der deutschen Energiewende. Die Herausforderung für 2026 und die Folgejahre verschiebt sich jedoch von der Quantität hin zur Systemintegration. Der wirtschaftliche Erfolg von PV-Investments hängt nun verstärkt von der Eigenverbrauchsmethode und der Kopplung mit Speichersystemen ab, da die "blinde" Netzeinspeisung durch die Neuregelung bei Negativpreisen ökonomisch weniger attraktiv wurde.

## Monatliche Installation von Solaranlagen nach Systemleistung in kWp (Jan 2025 – Jan 2026)



Quelle: Bundesnetzagentur; eigene Darstellung

Zum Jahresende 2025 betrug die Gesamtleistung lt. der Bundesnetzagentur in etwa 118 GWp (i.V.J. 99 GWp), Dabei hat der „EEG 2023“ ein Ausbauziel von 215 GWp bis zum Jahr 2030 festgelegt. Dies bedeutet, dass der Markt von diesem Ziel jedoch knapp 100 GWp entfernt ist, das entspricht rd. 20 GWp im Jahr; d.h. deutlich oberhalb der Wachstumsraten im Jahr 2024 und 2025.

Es ist jedoch positiv zu werten, dass der Ausbau der PV-Leistung in Deutschland bisher (wenn auch nur leicht) unterhalb diesem Zielpfad bleibt, da die Stromnachfrage nicht gemäß dem Plan zur Energiewende zugenommen ist (Siehe Abschnitt „Entwicklung der deutschen Stromnachfrage“) und unter dieser Voraussetzung eine Erhöhung der installierten Leistung die Strompreise weiter negativ beeinflusst. Wenn man die Ausbauziele dennoch erreichen möchte wird es daher notwendig sein, im Rahmen des EEG oder mit anderen flankierenden politischen Maßnahmen günstige Voraussetzungen für ein Investment in deutschen Solaranlagen zu schaffen bzw. beizubehalten.

# DEUTSCHER BATTERIEMARKT



Quelle: ISEA RWTH Aachen

Der deutsche BESS-Markt (Battery Energy Storage Systems) hat 2025 ein historisches Rekordjahr erlebt. Mit einem Neuzubau von 842 MW Großspeicherleistung verdoppelte sich der Markt nahezu im Vergleich zum Vorjahr und überschritt erstmals die Schwelle von 2 GW kumulierter installierter Leistung.

Einschließlich Heimspeichern und Gewerbeanlagen sind Ende 2025 insgesamt 2,22 Millionen Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von 25,5 GWh in Deutschland installiert. Im Jahr 2025 wurden allein rund 526.000 neue Systeme mit 7,3 GWh Kapazität neu in Betrieb genommen

Gleichzeitig zeigt der Markt struktureller Limitierungen: Trotz eines offiziell gemeldeten Pipelinebestands von 9,5GW und Netzanschlussanfragen in Höhe von 720 GW bleibt der tatsächliche Zubau weit hinter dem Bedarf zurück. Bis zum NEP-Ziel 2037 von 32 GW müssen in den nächsten 12 Jahren noch rund 29,6 GW zugebaut werden — d.s. im Durchschnitt mehr als 2,5 GW pro Jahr.

KENNZAHL	WERT	EINHEIT	ANMERKUNG
Installiert 2025 (Großspeicher)	2,4	GW / 3,5 GWh	Rekordjahr
Neuzubau 2025	842	MW	+80% vs. 2024
Gesamtmarkt alle Segmente	25,5	GWh	2,22 Mio. Anlagen
Pipeline 2026 (geplant)	3,4	GW	Netz-Engpässe möglich
Netzanschlussanfragen	720	GW	davon ~99% unrealisiert
Ø Laufzeit der Speicher	1,5	Stunden	Q4 2025 (2022: 1,1h)
NEP-Ziel 2037	32	GW	Bundesweiter Richtwert
Bedarf 2030 (Fraunhofer ISE)	100–170	GWh	Systemmodell EE-Integration

Die Kombination von Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern — sogenannte Co-Location-Projekte — hat sich in Deutschland 2025 vom Nischenthema zur strategischen Notwendigkeit entwickelt. Hintergrund ist eine fundamentale Verschiebung in der Erlösstruktur von Solaranlagen: Während die installierte PV-Kapazität Ende 2025 die 107-GWp-Marke überschritten hat, übersteigt die Mittagsproduktion an sonnigen Tagen regelmäßig die gesamte Stromnachfrage. Das Ergebnis sind strukturelle Negativpreisstunden und ein rapid sinkende Solar-Capture-Rate. Seit Inkrafttreten des Solarspitzengesetzes im Februar 2025 entfällt zudem die EEG-Marktprämie für jede Viertelstunde mit negativem Day-Ahead-Preis. Für Volleinspeiser ohne Batteriespeicher ist damit die reine

PV-Anlage kein stabiles Geschäftsmodell mehr. Ein richtig dimensionierter und betriebener Co-Location-Speicher kann den effektiven Marktwert des PV-Stroms stark steigern.

## WITTERUNGSBEDINGUNGEN IM BERICHTSZEITRAUM

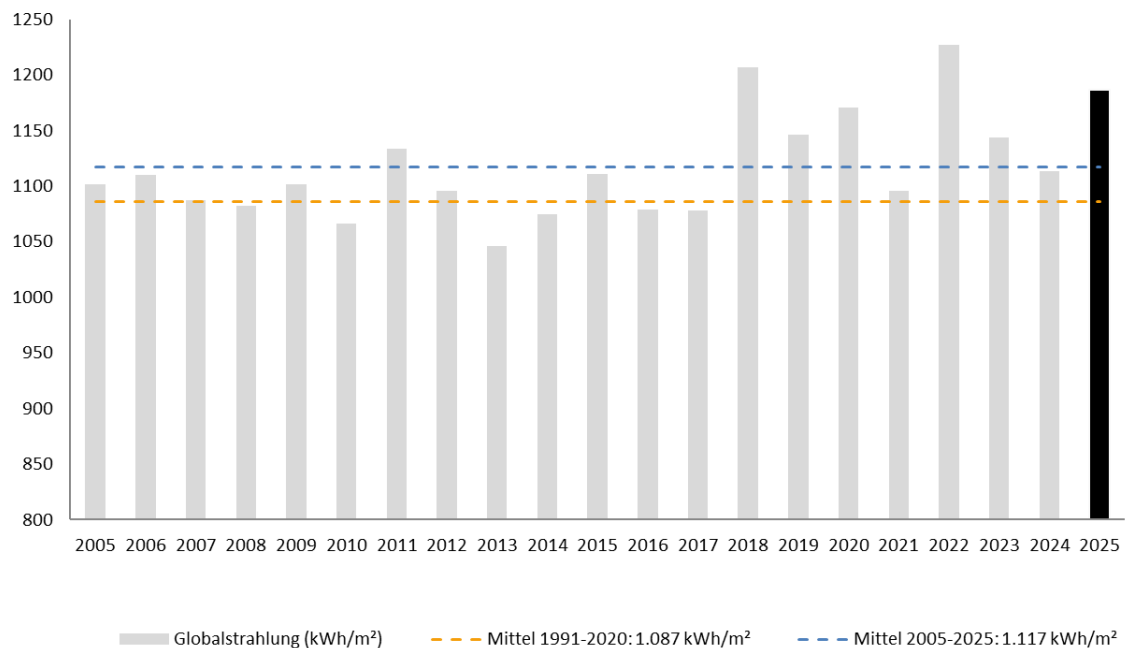
SONNENSTUNDEN 2025*	EINSTRALUNG 2025*	SPEZIFISCHER ERTRAG**
<b>1.914 h</b>	<b>1.187 kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>965 kWh/kWp</b>
<i>1.675h in 2024</i>	<i>+7% versus 2024</i>	<i>Leicht überdurchschnittlich</i>

\* Deutscher Wetterdienst \*\*geschätzt für das gesamtdeutsche Anlagenbestand durch Solarenergie Förderverein Deutschland

Das Jahr 2025 war für Deutschland meteorologisch außergewöhnlich auf drei Achsen: warm, trocken und vor allem sonnenreich. Mit 1.914 Sonnenstunden im Bundesgebietsmittel übertraf Deutschland das klimatologische Referenzmittel 1991–2020 von 1.665 Stunden um 249 Stunden — ein Überschuss von 15%. Die Sonnenscheindauer ist jedoch eine rein meteorologische Größe: Sie misst nur, wie lange die Sonne über einem bestimmten Schwellenwert von 120 W/m<sup>2</sup> scheint. Die Uhr läuft oder sie läuft nicht — mehr Information liefert sie nicht. Die Globalstrahlung/Einstrahlung dagegen misst, wie viel Energie tatsächlich auf einen Quadratmeter Erdoberfläche trifft, in kWh/m<sup>2</sup>. Das ist ein fundamentaler Unterschied, denn Energie — nicht nur Zeit — ist das, was zählt.

Daher kommt es für Solarstromerzeugung auf die Globalstrahlung als relevanteste Größe an. Eine Photovoltaikanlage produziert Strom in dem Maß, wie Photonen auf die Module treffen — völlig unabhängig davon, ob die Sonnenuhr meteorologisch "zählt". Das Berichtsjahr war nach Angaben des Deutschen Wetterdiensts (DWD) sehr positiv für Solarenergiebedingungen. Im Mehrjahresvergleich sticht 2025 deutlich über die vergangene zwei Geschäftsjahre hinaus, obgleich es knapp unter dem Rekordjahr 2022 bleibt. Der hohe Einstrahlungswert (1.187 kWh/m<sup>2</sup>) wurde vor allem durch eine sehr sonnige erste Jahreshälfte getragen.

## Globaleinstrahlung in Deutschland (2005-2025) in kWh/m<sup>2</sup>



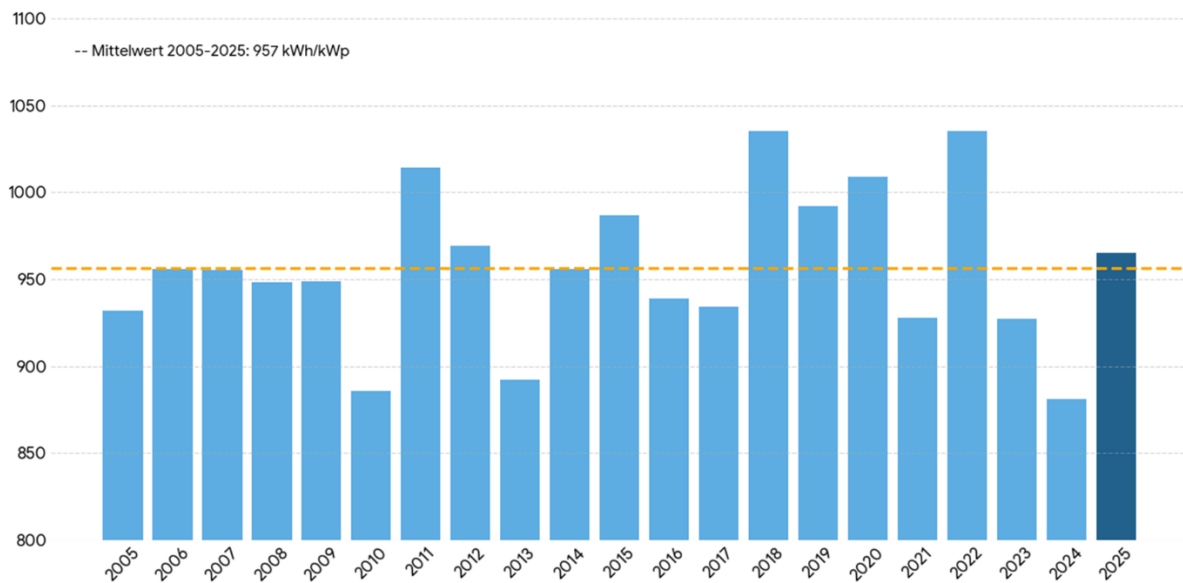
Quelle: DWD, eigene Darstellung

Da der Anlagenportfolio des Konzerns sich hauptsächlich im Süden und Osten Deutschlands befindet, ist die geografische Verteilung der Globaleinstrahlung relevant, dabei zeigte 2025 sich bezüglich dieser Verteilung als „normales“ Jahr, wobei die höchste Strahlungswerte in Süddeutschland befanden sich mit z.B. > 1.300 kWh/m<sup>2</sup> in Niederbayern.

Das Geschäftsjahr 2025 wird außerdem in einen langfristigen Aufwärtstrend für die Globaleinstrahlung eingeordnet, der seit den frühen 1990er-Jahren beobachtet wird. Für den Zeitraum 1991–2020 quantifiziert der DWD diesen Trend mit +3,5 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr. Die durchschnittliche Globaleinstrahlung für den Zeitraum 2005-2025 liegt bei 1.117 kWh/m<sup>2</sup>, sodass das Berichtsjahr 6,3% oberhalb des Mittelwerts lag.

Der spezifische Ertrag (kWh/kWp) einer Solaranlage, d.h. wieviel Produktion (kWh) aus der installierten Leistung (kWp) generiert wird richtet sich, wie bereits geschrieben, hauptsächlich nach der Globaleinstrahlung. Der Solarenergie Förderverein Deutschland gibt den spezifischen Ertrag von mehr als 20.000 PV-Anlagen mit einer Leistung von ca. 239 MWp in Deutschland bekannt; woraus sich ein guter Überblick des gesamtdeutschen spezifischen Ertrages ergibt.

## Spezifischer Ertrag (kWh/kWp) in Gesamtdeutschland (2005-2025)



Quelle: Solarenergie Förderverein, eigene Darstellung

Obwohl die Daten von PV-Erträgen für das Jahr 2025 einen deutlichen Anstieg des durchschnittlichen spezifischen Ertrags auf 965 kWh/kWp (gegenüber 881 kWh/kWp im Vorjahr) ausweisen, ist dieser Zuwachs bei genauerer Betrachtung zu relativieren.

Tatsächlich liegt dieser Wert lediglich um +1% über dem bundesweiten Durchschnitt der letzten 21 Jahre im Vergleich zu +6% im Vergleich zur durchschnittlichen Globaleinstrahlung in der gleichen Periode. Damit klassifiziert sich 2025 entgegen der subjektiven Wahrnehmung vieler Anlagenbetreiber nicht als „Rekordjahr“, sondern lediglich als leicht überdurchschnittliches Jahr. Dass die Erträge trotz hoher Globalstrahlungswerte nicht stärker stiegen, lässt sich auf vier zentrale Faktoren zurückführen:

1. Thermische Verluste: Die intensiven Sonnenstunden im Geschäftsjahr waren oft mit hohen Temperaturen gekoppelt, die den Wirkungsgrad der Module aufgrund des negativen Temperaturkoeffizienten senkten.
2. Ungünstige Strahlungsverteilung: Ein Ertragsüberschuss in strahlungsstarken Monaten (wie dem Frühjahr) wurde durch schwächere Phasen im Hochsommer sowie regionale Bewölkungsunterschiede kompensiert.
3. Verschmutzungseffekte: Fehlende Niederschläge in Trockenperioden verhinderten die natürliche Selbstreinigung der Module, was die Lichttransmission minderte.
4. Eine Zunahme der Abschaltungen von Solaranlagen im Rahmen von Redispatch 2.0

Die Witterungsbedingungen im Geschäftsjahr waren für den Konzern insgesamt als positiv zu werten, denn die Globaleinstrahlung zeigte eine erhebliche Erholung vom niedrigen Vorjahresniveau und der spezifische Ertrag für Gesamtdeutschland lag leicht oberhalb des langfristigen Mittelwerts. Aus diesen Gründen konnte der Konzern eine Produktionszunahme verzeichnen (Siehe Ertrags-, Vermögens- und Finanzlage des Konzerns“). Diese guten Witterungsbedingungen haben sich jedoch auch negativ ausgewirkt auf dem Marktwert-Solar und auf die Anzahl der Negativstunden (Siehe unten). Insgesamt waren sie dennoch positiv für den Konzern, denn die

Umsatzerlöszunahmen der Solaranlagen mit hohen Einspeisevergütungssätze sowie durch die Strompreisswapsvereinbarungen konnten der negative Effekt der Negativstunden auf den jüngeren Anlagen mehr als ausgleichen.

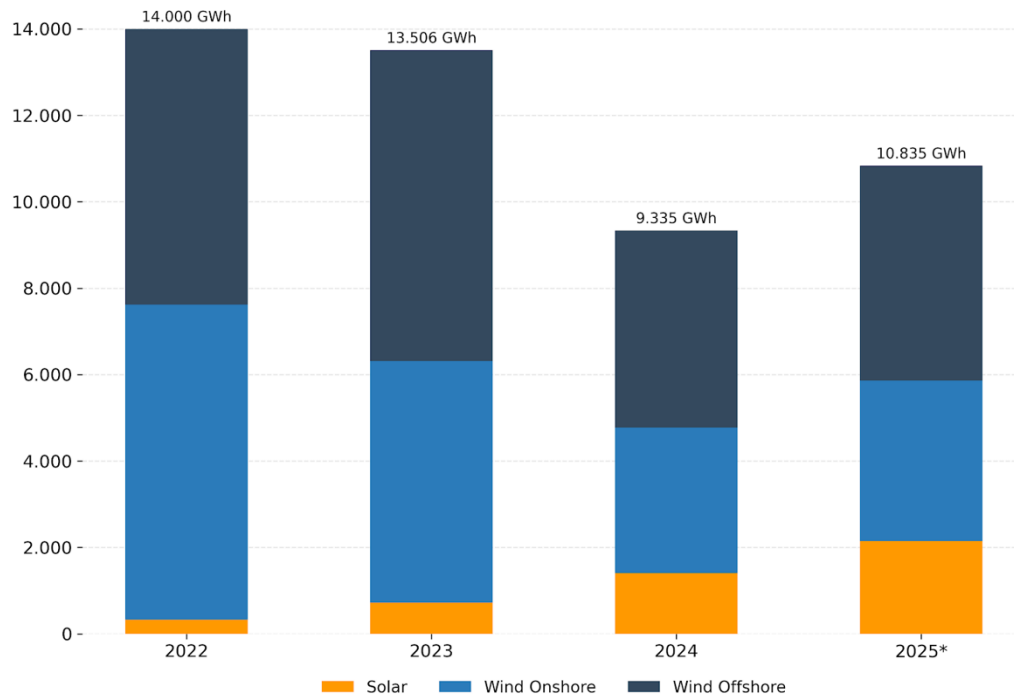
## REDISPATCH 2.0 IM BERICHTSZEITRAUM



\*Quelle: Bundesnetzagentur \*\* Quelle: SMARD \* und \*\* mit eigener Schätzung für 2025H2

Zwischen 2023 und 2025 hat der Redispatch in Deutschland einen tiefgreifenden Strukturwandel erfahren. Im Jahr 2023 lag der Fokus des Redispatch primär auf den großen Übertragungsleitungen, um Windstrom von Nord- nach Süddeutschland zu transportieren. Rund 80 % der Engpässe traten, nach Schätzung des Vorstands, auf der Höchstspannungsebene auf, weshalb die Abregelungen vor allem Offshore- und Onshore-Windparks betrafen, während Photovoltaik-Anlagen weniger eingeschränkt wurden. Bis 2025 hat sich das Bild grundlegend geändert: Fast die Hälfte aller Eingriffe erfolgt nun im Verteilnetz. Der massive Zubau von Photovoltaik-Anlagen und die hohe Anzahl nicht-steuerbarer Kleinanlagen führen dazu, dass lokale Netze an sonnigen Tagen ihre Kapazitätsgrenzen erreichen

### Redispatch 2.0: abgeregelte Energie nach Energieträger



Quelle: SMARD, eigene Darstellung, \*2025 basiert auf eignen Schätzungen bzgl. der 2. Jahreshälfte

Obwohl Redispatch 2.0 zunehmend in Verbindung steht mit Stromüberschüssen in regionalen Verteilnetzen, zeigt der stark gestiegene Anteil negativer Strompreise (Siehe Abschnitt „Negativpreise im Berichtszeitraum“), dass das Stromsystem zunehmend „überläuft“, da Erzeugung, Nachfrage und Netzkapazität gleichzeitig an ihre Grenzen stoßen. Die im Geschäftsjahr 2025 durch ReDispatch verlorene Energiemenge mittels abgeregelter PV beläuft sich auf über 2 TWh, fast das Dreifache im Vergleich zum Jahr 2023. Dabei trägt das Bundesland Bayern rund 70 % der solarbedingten Abregelungen bei.

Ein politischer Wendepunkt war der im September 2025 vorgestellte 10-Punkte-Plan des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Ziel ist eine kosteneffiziente Steuerung von Netzausbau und Anlagenzubau, um explodierende Netzentgelte zu vermeiden. Der bestätigte Netzentwicklungsplan (NEP 2023) sieht durchschnittliche Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) von EUR 13.5 Mia jährlich vor, um bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Neue Gleichstromkorridore (SuedLink, SuedOstLink), AC-Netzerweiterungen und der Ausbau der Verteilnetze sollten das strukturelle Fundament für die langfristige Versorgungssicherheit bilden.

Darüber hinaus trat am 14. Februar 2025 das Solarspitzengesetz in Kraft, das Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) vorsieht. Wesentliche Regelungen i.V.m. Redispatch 2.0 sind:

- Neue Kleinanlagen bis 25 kW müssen eine temporäre Einspeisebegrenzung von 60 % akzeptieren, bis intelligente Messsysteme installiert und Fernsteuerbarkeit nachgewiesen ist.
- Starke Anreize für die Kopplung von Kleinsolar mit Hausspeichern sollen Mittagsspitzen lokal absorbieren.

Weiterhin verpflichtet die Bundesnetzagentur Verteilnetzbetreiber seit dem 1. April 2025, variable Netzentgelte für steuerbare Verbraucher anzubieten. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Industrieprozesse sollen durch Preisanreize verstärkt in Sonnenmittagsstunden verlagert werden, um Abregelungen zu reduzieren.

Weitere Lösungsansätze zeichnen sich ab: Batteriespeicher können zunehmend als aktive Netzkomponente eingesetzt werden, nicht nur als Investitionsobjekt in einen, freien Markt, denn strategisch platzierte Speicher an Netzknoten können teure Netzausbaumaßnahmen verzögern oder ersetzen und gleichzeitig lokale Engpässe abfedern.

Schließlich gewinnt die Debatte um Preiszonen an Dynamik. Die IEA empfiehlt, Deutschland prüfe evidenzbasiert einen potenziellen Preiszonen-Split, um Redispatch- und Abregelungskosten zu senken, Investitionen in sinnvollere Standorte zu lenken und Marktpreissignale zu stärken. Für den süddeutschen Solarbereich könnte dies strukturell bedeutsam sein, da ein Preiszonen-Split entweder dauerhafte Preisprämien im Süden schaffen oder Überangebotsprobleme stärker preislich abbilden würde.

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

Der Konzern ist mit dem Anlagenportfolio prinzipiell auf zwei Märkten aktiv: nämlich auf dem Spotmarkt (Day Ahead Markt) sowie auf dem Terminmarkt (z.B. durch Swap-Vereinbarungen). Daher ist für den Konzern wichtig, wie sich die allgemeinen Strompreise für den Folgetag (Day Ahead) bzw. an den Terminmärkten (Forward) grundsätzlich entwickeln. Der Konzern erwirtschaftet jedoch hauptsächlich Umsatzerlöse aus der Einspeisung von Solarstrom.

Für deutsche Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2016 wird dafür ein Vertrag mit einem Direktvermarkter geschlossen, in dem üblicherweise der monatlichen Markt-Wert Solar als vertraglicher Strompreis hinterlegt ist. Der Marktwert-Solar ermittelt sich als der Mittelwert der stündlichen Day Ahead Preise gewichtet für die Volumina Solarstrom, die bundesweit an diesen Stunden erzeugt wurden für einem Monat. Je nach

Fördersystem erhält der Konzern dann noch zusätzlich die Marktprämie (Siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios). Für deutsche Solaranlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2016 erhält der Konzern eine feste Einspeisevergütung, es sei denn man hat freiwillig einen Direktvermarktungsvertrag abgeschlossen.

Für belgische Solaranlagen wird der Strom teilweise vom Gebäudenutzer verbraucht und die Restmengen werden zu Marktpreisen eingespeist. Dies erfolgt an den Marktpreisen, die vorherrschen im Moment dieser Restmengeneinspeisung. Verallgemeinernd kann man sagen, dass dies ungefähr zu Preisen, die dem deutschen stündlichen Marktwert-Solar entsprechen, erfolgt. Auf der aktiven Handelsstrategie wurde bereits im Abschnitt „Vermarktungsmodell des belgischen Anlagenportfolios“ eingegangen.

Das Verhältnis zwischen Marktwert-Solar und Day Ahead Preis wird auch Capture Ratio genannt. Da der Marktwert-Solar von der Preisbildung auf dem Strommarkt abhängt, d.h. von den Grenzkosten der letzten Produktionseinheit, lässt sich beobachten, dass der stündliche Marktwert-Solar regelmäßig, wenn keine Residuallast gebraucht wird, negativ wird. Einerseits verringern diese negativen Stundenpreise den monatlichen Markt-Wert Solar, andererseits werden je nach Fördersystem Produktionsvolumina, welche in Zeiträumen mit negativen Marktwert-Solar vorherrschen, nicht mit einer Marktprämie vergütet. Daher sind die Anzahl und die Dauer der negativen Preisen von Bedeutung für den Konzern

Im Folgenden wird auf die Entwicklung der Day Ahead und Forwardpreise, sowie der Marktwerte-Solar, das Capture Ratio und die Anzahl der Negativstunden im Berichtszeitraum näher eingegangen.

## DAY-AHEAD PREISE IM BERICHTSZEITRAUM

Jahres-Ø Spotmarkt 2025*	Monats-Maximum 2025*	Monats-Minimum 2025*
<b>89 EUR/MWh</b>	<b>114 EUR/MWh</b>	<b>64 EUR/MWh</b>
+13% versus 2024	Januar (hohe Gasnachfrage, wenig Wind)	Juni (solare Überproduktion)

\*Quelle: Energy Charts

Der deutsche Stromgroßhandelsmarkt hat im Jahr 2025 eine bemerkenswert zweischneidige Entwicklung durchlaufen: Auf der einen Seite stiegen die durchschnittlichen Day-Ahead-Großhandelspreise erstmals seit dem Krisenjahr 2022 wieder an – von 79 EUR/MWh im Jahr 2024 auf 89 EUR/MWh im Jahr 2025, ein Zuwachs von 13% Prozent. Auf der anderen Seite erreichte die Zahl der Stunden mit negativen Börsenpreisen mit 573 Stunden einen historischen Rekord – ein scharfes Licht auf die strukturellen Spannungen, die der anhaltende Ausbau der erneuerbaren Energien im Marktdesign erzeugt.

Dieses scheinbare Paradoxon – höhere Durchschnittspreise bei gleichzeitig rekordhoher Anzahl negativer Preisstunden – erklärt sich durch die zunehmende Volatilität des Marktes: Während in den dunklen Wintermonaten eine ausgeprägte Dunkelflaute zu extremen Preisspitzen führte, drückte im Sommer das massiv gestiegene Solarstromangebot die Mittagspreise regelmäßig in negatives Terrain. Diese Polarisierung prägte das Börsenjahr 2025 von Anfang bis Ende.

### Gaspreise und Merit-Order

Der wichtigste Treiber des höheren Strompreisniveaus 2025 gegenüber 2024 war der gestiegene TTF-Erdgaspreis (+6%) und CO<sub>2</sub> Preis (+14%). Da Gaskraftwerke in Deutschland in den meisten Stunden mit Residuallast den

Grenzpreis setzen (Siehe Abschnitt „Preisbildung – wie kommt der Strompreis zustande?“), überträgt sich ein Anstieg des Gaspreises nahezu direkt auf den Strompreis.

### **Photovoltaik-Ausbau und Kannibalisierung**

Mit rund 15 GW neu installierter Leistung und über 107 GW Gesamtkapazität erreichte der PV-Ausbau 2025 einen Meilenstein. Weiterhin war 2025 deutlich einstrahlungsreicher als 2024. Deshalb verschärften sich die Effekte der Kannibalisierung deutlich. Die Capture Ratio von PV fiel auf ein historisches Tief und verschlechterte die Wirtschaftlichkeit neuer Solaranlagen spürbar.

### **Fehlende Flexibilität und Speicher**

Das zentrale strukturelle Problem ist die fehlende Flexibilität auf der Verbrauchs- und Speicherseite. Ende 2025 standen nur rund 3 GWh große Batteriespeicher zur Verfügung – viel zu wenig, um sommerliche Mittagsüberschüsse aufzunehmen. Pumpspeicher sind begrenzt, und Demand-Side-Responses (z. B. Wärmepumpen, E-Mobilität) sind bislang kaum wirksam.

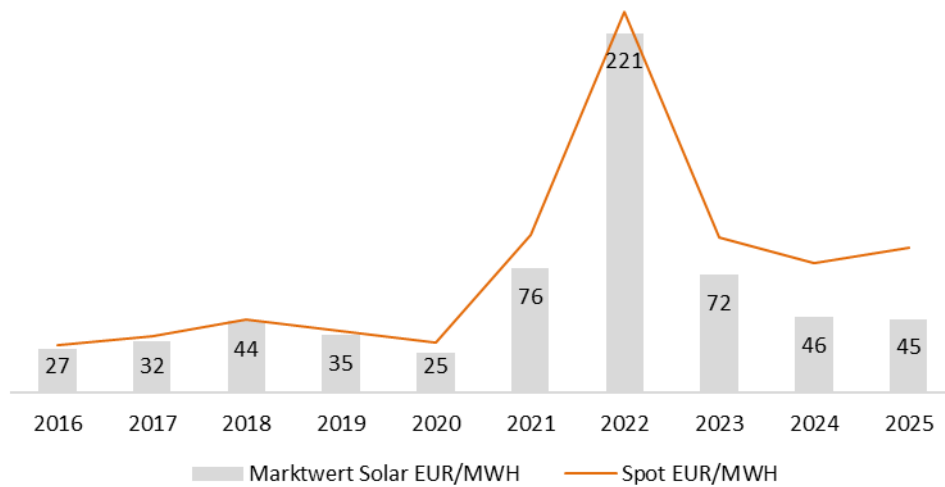
## **MARKTWERT SOLAR IM BERICHTSZEITRAUM**

<b>Jahresmarktwert Solar 2025*</b>	<b>Jahres-Capture-Rate 2025**</b>	<b>Rekord-Tief in Juni 2025*</b>
<b>45,1 EUR/MWh</b>	<b>50,5%</b>	<b>18,4 EUR/MWh</b>
46,2 EUR/MWh in 2024	2024: rd. 60%**	Capture rate: 29%**

*\*Quelle: Energy Charts \*\*eigene Berechnung*

Der Marktwert Solar ist wie bereits erläutert der erzeugungsgewichtete Durchschnittspreis, den Photovoltaikanlagen am deutschen Strommarkt erzielen. Er unterscheidet sich fundamental vom einfachen Spotmarktmittelwert EPEX Spot: Während der Spotmarkt alle 24 Stunden gleichgewichtet mittelt, gewichtet der Marktwert Solar die Börsenpreise genau dann, wenn PV-Anlagen tatsächlich produzieren — also vorwiegend in den Mittagsstunden. Das bedeutet: An sonnigen Tagen, wenn sämtliche PV-Kapazitäten gleichzeitig ins Netz einspeisen, deprimieren sie genau den Preis in den Stunden, in denen sie ihr gesamtes Aufkommen anbieten. Diese Kannibalisierung ist die zentrale wirtschaftliche Herausforderung für Solaranlagenbetreiber in Deutschland. Der Jahresmarktwert Solar 2025 von 45,1 EUR/MWh ist relevant für Anlagen in der Direktvermarktung.

## Jahresmarktwert-Solar und EPEX Spot – Entwicklung zw. 2016-2025 [in EUR / MWh]

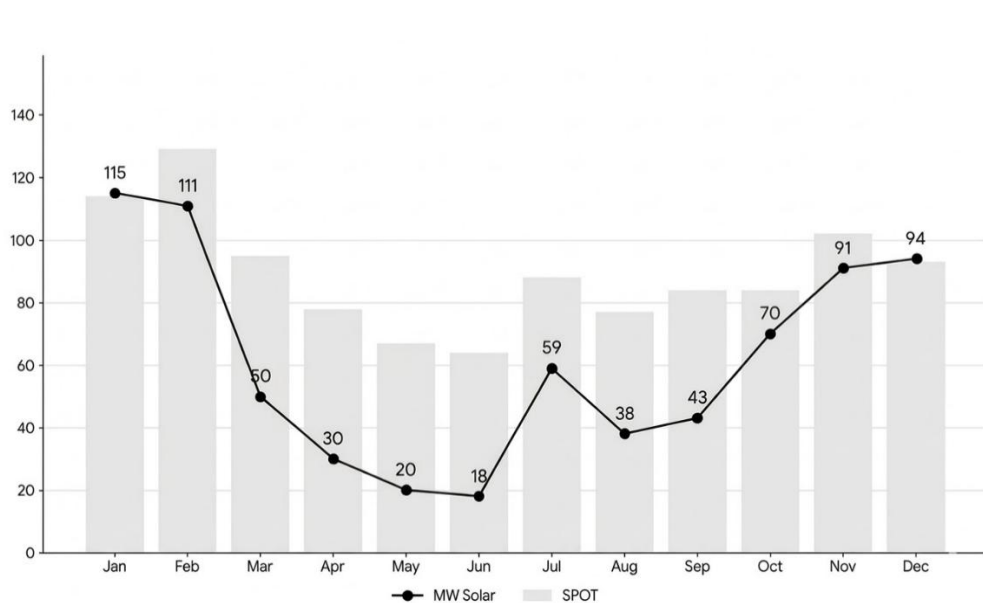


Quelle: Energy Charts, Netztransparenz, eigene Darstellung

Wie aus der obenstehenden Grafik ersichtlich ist, tritt seit dem Jahr 2020, verstärkt ab dem Jahr 2023 eine Divergenz zwischen dem EPEX Spot und dem Marktwert Solar auf, wobei der Marktwert Solar im Verhältnis zum EPEX Spot (d.h. das Capture Ratio) immer weiter absinkt.

Die Divergenz ist nicht in allen Monaten gleich groß, aber ist von einer Saisonalität geprägt. Diese saisonale Spreizung des Marktwerts Solar war 2025 ausgeprägter als je zuvor. In den Wintermonaten Januar und Dezember lag der Marktwert Solar noch leicht über dem Spotmittelwert. Dieses Phänomen erklärt sich dadurch, dass die geringe Solareinspeisung im Winter fast ausschließlich in den teuren Mittagsstunden stattfindet, in denen die Nachfrage ohnehin hoch ist und Gas die Merit-Order bestimmt. Solarstrom ist im Winter somit 'kostbar', weil er selten ist.

## Monats-Marktwert-Solar und EPEX Spot – Entwicklung Januar-Dezember 2025 [in EUR / MWh]



Quelle: Energy Charts, Netztransparenz, eigene Darstellung

Im Frühjahr änderte sich das Bild: Im März 2025 fiel die Marktwert Solar auf 50 EUR/MWh gegenüber einem EPEX Spot i.H.v. 94,7 EUR/MWh, da die wachsende solare Tagesproduktion bereits die Mittagspreise unter Druck setzte. April, Mai und Juni 2025 erreichten, einstrahlungsbedingt, historische Tiefwerte. Der Wert von EUR 18/MWh im Juni 2025 war der niedrigste Marktwert Solar seit dem Corona-Einbruch im Frühjahr 2020 — damals durch einen Nachfrageeinbruch getrieben, 2025 durch ein strukturelles Überangebot.

Juli stellte eine bemerkenswerte Ausnahme dar: Marktwert Solar stieg auf 59 EUR/MWh da das Tiefdruckgebiet „GABRIEL“ mit Starkregen und viel Bewölkung die PV-Einspeisung drastisch reduzierte und der Spotmarkt durch die erhöhte konventionelle Nachfrage anzog. Dieses Ereignis illustriert eindrücklich, dass der Marktwert Solar nicht nur durch den Kapazitätszubau, sondern stark durch Wetterereignisse beeinflusst wird. Ab August „normalisierten“ sich die Preisverhältnisse wieder.

Für die Bestandsanlagen des Konzerns ist nicht der Marktwert Solar allein ausschlaggebend, da der Konzern für nahezu das gesamte Anlagenportfolio eine Einspeisevergütung einnimmt, entweder als Direktvergütung oder als Marktprämie unter Abzug des jeweiligen Marktwert Solars. Allerdings verbirgt sich in den geringen monatlichen Marktwerten-Solar auch die vielen Stunden mit negativen Preisen, für die der Konzern in diesen Stunden (teilweise) keine Marktprämie bzw. nur eine Vergütung nach Redispatch 2.0 erhält.

Darüber hinaus wird es für den Zeitraum nach dem Einspeisevergütungszeitraum einer Solaranlage relevant sein zu welchen Konditionen der Konzern den Strom auf dem freien Markt veräußern kann. Dies hängt vom Capture Ratio und von den dann vorherrschenden Strompreisen ab.

Daher wird in den folgenden Abschnitten auf die Entwicklung des Capture Ratios, die Negativpreise und die Terminpreise näher eingegangen.

## **CAPTURE RATION – EIN STRUKTURELLER ABWÄRTSTREND**

Wie bereits erläutert ist das Capture Ratio des Verhältnis zwischen dem Marktwert- Solar und dem EPEX SPOT. Für das Geschäftsjahr 2025 ermittelt sich dieses Verhältnis wie folgt:

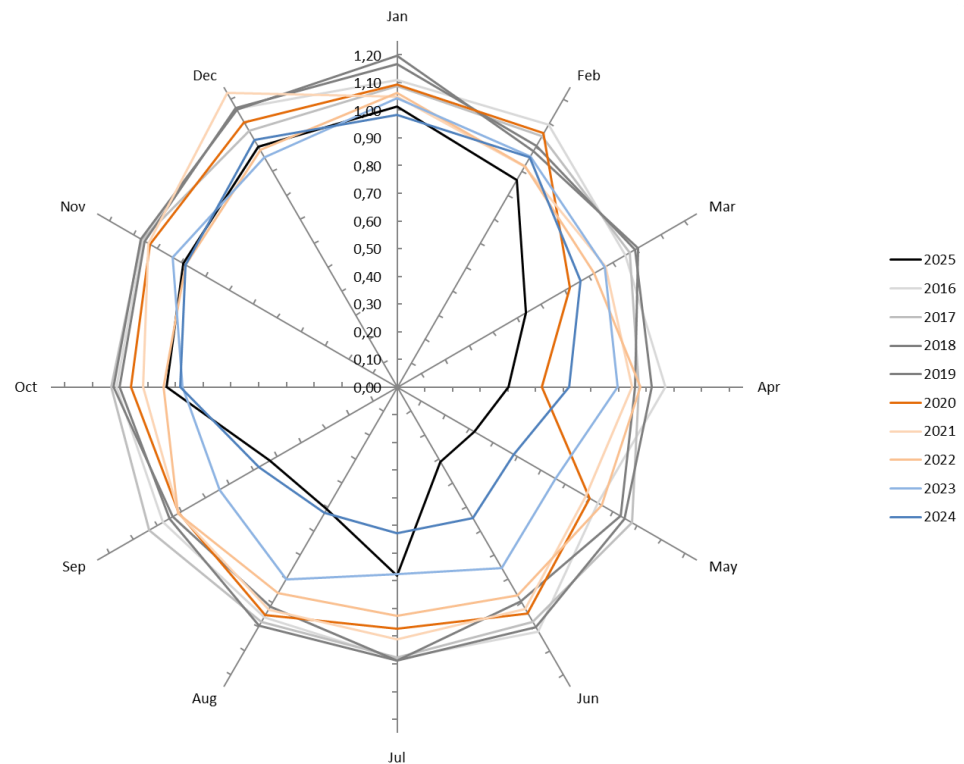
$$\text{Capture Ratio 2025} = \frac{\text{Jahresmarktwert Solar}}{\text{Jahreswert EPEX Spot}} = \frac{\text{EUR 45/MWH}}{\text{EUR 89/MWH}} = 50.5\%$$

Aufgrund der Saisonalität der Solarproduktion ist es weit bedeutsamer, sich das monatliche Capture Ratio pro Monat anzuschauen. Langfristig kann man einen strukturellen Abwärtstrend im Capture Ratio auf der unterstehenden Grafik erkennen.

---

## Monatliches Capture Ratio in Deutschland 2016-2025

---



Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

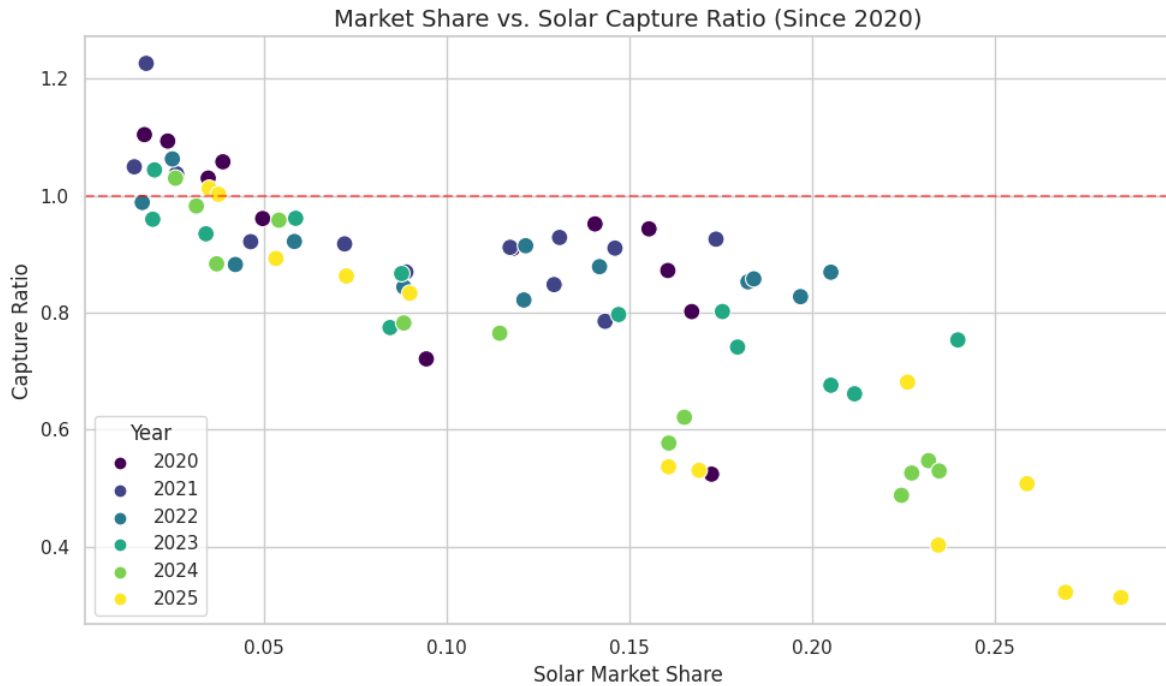
In den Jahren 2016-2019, welche in Grautönen auf der Grafik dargestellt wurden, war noch ersichtlich, dass die Capture Ratios in den Wintermonaten zwischen 100-120% lagen, somit wurde eine Prämie für Strom der tagsüber produziert wird bezahlt wohingegen in den Sommermonaten ein Capture Ratio von 90-100% erreicht wurde. Ab dem Jahr 2020 kam der Wendepunkt, in den folgenden Jahren 2020-2022, die im Gelb-Orangetönen dargestellt sind, sank die Winterprämie leicht, aber im Frühling und im Sommer gab es einen spürbaren Rückgang des Capture Ratio im Vergleich zu den vorigen 4 Jahren. Seit dem Jahr 2023 zeigt sich ein sehr rasanter Abwärtstrend der Capture Ratios.. Während im April 2023 das Capture Ratio noch bei 80% lag, lag es im April 2025 nur noch bei 40%. Diese Entwicklung lässt sich nahezu für alle Monate des Jahres feststellen.

Diese Abnahme ist somit keine zyklische Anomalie, sondern eine strukturelle Gesetzmäßigkeit der Energiewende, die mit dem Marktanteil von Solarstrom im Merit Order zu tun hat, d.h. auf einer Kannibalisierung von Solaranlagen zurückzuführen ist. Dies lässt sich klar erkennen, wenn man den monatlichen Anteil von Solarstrom in der Gesamtstromerzeugung im Verhältnis zum Capture Ratio stellt, wie aus der unterstehenden Grafik ersichtlich ist.

---

**Monatliches Capture Ratio in Deutschland 2020-2025 im Vergleich zum monatlichen Marktanteil von Solarstrom**

---



Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

Unsere Scatter-Plot-Analyse zeigt eine klare Tendenz: Sobald der PV-Marktanteil in einem Monat die Schwelle von 15–20 % überschreitet, ist eine Capture Ratio von über 80 % kaum noch zu halten. Im Jahr 2025 haben wir erstmals Monate erlebt, in denen die deutsche Solaranlagen trotz massiver Produktion kaum relevante Markterlöse erzielen konnte, da die Einspeisung fast vollständig in Stunden mit extrem niedrigen oder negativen Preisen fiel.

Besonders letzteres ist im Einspeisezeitraum von großer Bedeutung, da negative Preise den Verlust der Marktprämie während diesen Stunden nach sich ziehen kann.

Mittel- und Langfristig, ist die strukturelle Abnahme des Capture Ratio negativ zu werten, da es die Vermarktungsbedingungen von Solaranlagen, die nicht mit einer Einspeisevergütung vergütet werden, z.B. nach dem Einspeisevergütungszeitraum, deutlich verschlechtert.

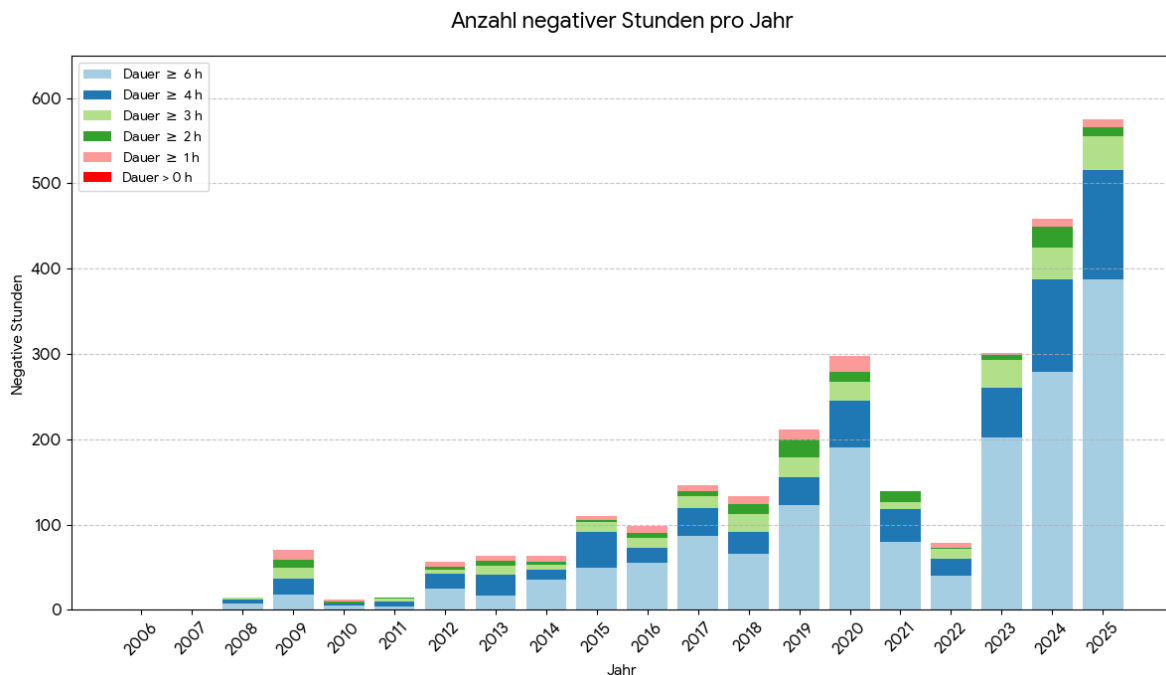
## NEGATIVPREISE IM BERICHTSZEITRAUM

<b>Negativpreisstunden 2025*</b> <b>575 h</b> Rekord +25% versus. 2024	<b>1H Regel**</b> <b>24% ohne Tarif</b> 2024: 18%	<b>Tiefstpreis 2025</b> <b>-250 €/MWh</b> 11. Mai 2025, 9-Stunden-Block
--	---	---

Quelle: \*Fraunhofer Institut \*\*Eigene Berechnung \*\*\*Energy Charts

Parallel zum sinkenden Marktwert Solar nahm die Häufigkeit negativer Spotmarktpreise weiter zu. Für 2025 wurden insgesamt 575 Stunden mit relevanten negativen Spotmarktpreisen ausgewiesen (i.V.J.: 459 Stunden). Negative Preise entstehen nicht durch Marktversagen im eigentlichen Sinne, sondern sind das rationale Ergebnis mehrerer gleichzeitig wirkender Faktoren. Wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt und keine ausreichende Flexibilität vorhanden ist, müssen Produzenten buchstäblich dafür bezahlen, dass ihr Strom abgenommen wird. Fast alle Negativpreise treten zwischen 10 und 16 Uhr auf — exakt das Produktionsmaximum der Photovoltaik.

### EEX-Strompreis in EUR per MWh 2023-2024



Quelle: Fraunhofer, Jahresüberblick 2025

Die Gesamtzahl negativer Stunden hat sich dramatisch entwickelt. — von praktisch null im Jahr 2006 zu fast einer Verzehnfachung seit dem Geschäftsjahr 2014. Besonders auffällig ist die strukturelle Verschiebung in der Zusammensetzung: In den früheren Jahren dominieren kurze Negativpreisperioden, aber ab 2022 nehmen die langen Episoden ( $\geq 6$ h) überproportional zu. Während 2025 machen Perioden von  $\geq 6$ h den weitaus größten Anteil aus — ein Zeichen, dass Überangebot nicht mehr nur ein kurzfristiges Phänomen ist, sondern sich über den ganzen Tag erstreckt.

Dieser Trend ist für das Marktprämienmodell (insbesondere für Anlagen, die ab dem Jahr 2016 in Betrieb genommen wurden) kritisch, da er direkt die Wirtschaftlichkeit beeinflusst. Der entscheidende Punkt hier sind die unterschiedlichen Stundenregel, die dafür sorgen, dass die Produktion bei Negativpreisen mit einer Dauer von bis

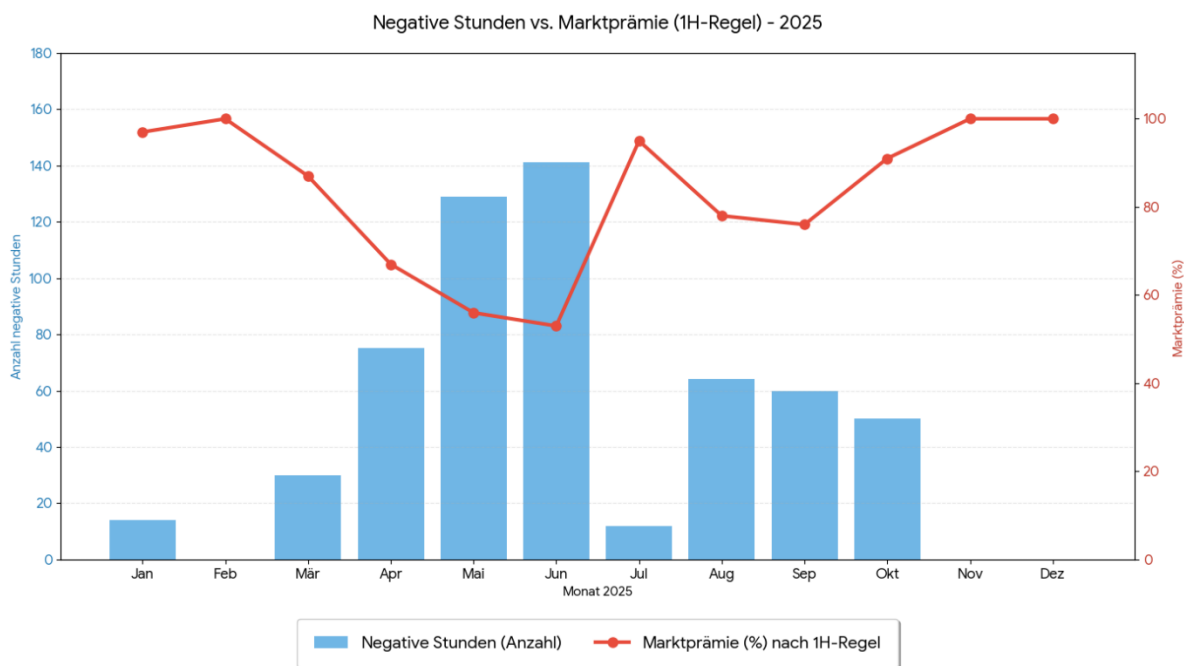
zu sechs Stunden nicht mit einer Marktprämie vergütet wird. (Siehe „Vermarktungsmodell des deutschen Portfolios“).

Diese Entwicklung ist nicht ohne Folgen, was sich anhand des unterstehendem Beispiels erläutern lässt. Eine Solaranlage, die im Februar 2025 ans Netz gegangen ist, unterliegt nach dem Stromspitzengesetz 2025 der 1-Stunden Regel, sodass sie ab der ersten Stunde Negativpreise keine Marktprämie auf dem eingespeisten Strom erhält. Konkret wird auf dem unterstehenden Bild gezeigt wie hoch der % der verfehlten Marktprämie für diese (hypothetische) Solaranlage wäre.

---

**Beispiel - Anzahl der monatlichen Negativstunden und Effekt auf die erhaltene Marktprämie in % der (geplanten) Produktion**

---



Quelle: Energy Charts, Eigene Annahmen zu einer hypothetischen Solaranlage und Darstellung

Konkret bedeutet dies somit, dass der Solaranlagebetreiber von den im Juni 2025 erzeugten bzw. geplanten PV-Strom nur 53% tatsächlich eine Marktprämie erhalten würde. Fast die Hälfte der (geplanten) Produktion ging vergütungsfrei aus, obwohl physisch Strom ins Netz eingespeist werden könnte. Insgesamt wären über das Jahr hinweg 76 % der Marktprämie auf der (geplanten) Produktion ausgezahlt.

Diese sehr enttäuschende Vergütungssituation für diese Solaranlage wird dadurch teilweise kompensiert, dass unter dem Solarspitzengesetz für die Anzahl der negativen Stunden, für die keine Marktprämie bezahlt worden ist, eine Verlängerung des Einspeisevergütungszeitraum über 20 Jahre hinaus auf Basis von Volllaststunden gewährt wird (Siehe Abschnitt „Solarspitzengesetz 2025“).

## TERMINMARKT IM BERICHTSZEITRAUM

Wie bereits erläutert, lässt der Strompreis, welcher sich mit einer Solaranlage (ohne Speicher) erzielen lässt, darstellen wie der Grundlastpreis oder EPEX-Spot multipliziert mit dem Capture Ratio. Daher ist es nicht unwichtig, wie sich der Grundlastpreis in der Zukunft entwickelt.

Damit man sich einen Einblick verschaffen kann, wie dieser Grundlastpreis sich nach derzeitiger Markterwartung entwickeln wird, sollte man sich den zweiten wichtigen Markt des Konzerns näher anschauen, nämlich den Terminmarkt. Der Konzern ist an diesem Markt v.a. für den Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen (bzw. Optionsverträgen) präsent. Der Konzern schließt derzeit solche Vereinbarungen ab, wenn es so eine Gesamtvergütung oberhalb der Einspeisevergütung sichern kann.

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. Darüber hinaus wird im Terminmarkt auch die Erwartungen bezüglich der Stromnachfrage und den Zubau der Speicherkapazitäten mit eingepreist. Im Jahr 2022 erreichte der Terminmarktpreis 2026, der ein Grundlastpreis ist, immer noch einen Spitzenwert von mehr als 200 EUR/MWh, aber dieser Preis sank um 2/3 im ersten Quartal 2024. In der zweiten Jahreshälfte 2024 erholte sich der Terminpreis und seitdem schwebt er seitdem in einem Bereich zwischen 80 und 100 EUR/MWh. Dies ist jedoch signifikant höher als im Zeitraum vor der Energiekrise im Jahr 2022

---

### Terminpreise für das Geschäftsjahr 2026 in (EUR / MWh) im Zeitraum 2021-2025

---



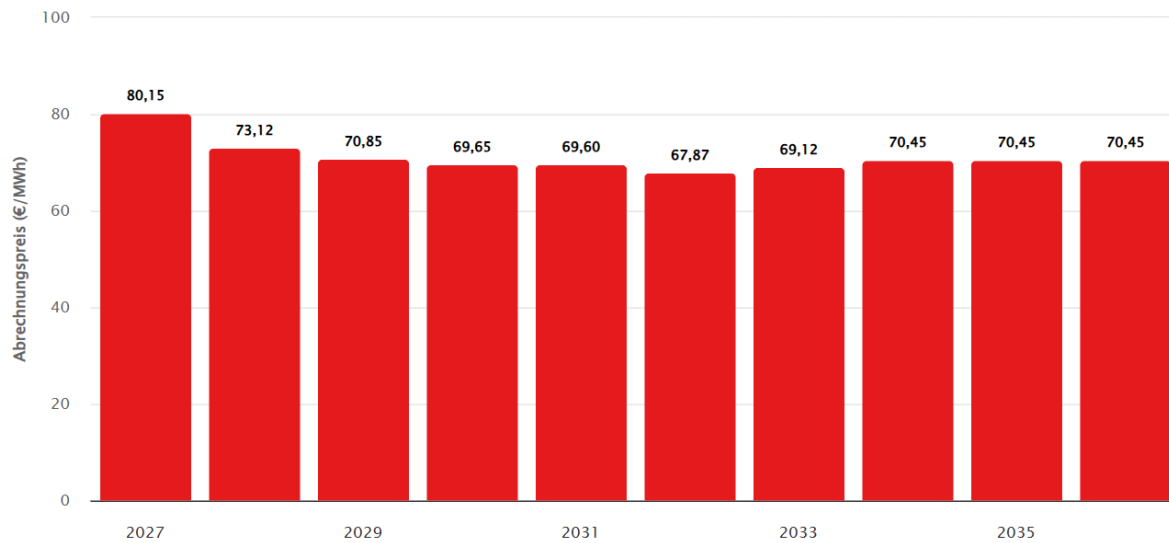
Quelle: Energy Charts

Für den Zeitraum 2027-36 signalisiert die erwartete Terminkurve weitere Rückgänge von 80 EUR/MWh in 2027 bis auf 70 EUR/MWh in 2036.

---

## Terminpreise für die Geschäftsjahre 2027-2036 in (EUR / MWh) am 04.03.2026

---



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 eines Capture Ratios sowie von Produktionsschätzungen in die Verhandlung eines Festpreises für Strompreisswap-Vereinbarungen ein. Darüber hinaus ist der Terminpreis und das Capture Ratio auch wichtig bei der Wirtschaftlichkeit von Speicherlösungen, da sich diese Strommenge zwischen Zeiträumen mit unterschiedlichen Preisen bewegen.

## 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 für Solaranlagen, die den vorigen EEG-Novellen unterliegen (EEG 2016 bzw. EEG 2021) eine 4 bzw. 6 Stunden Regelung greift.

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 diesen Uhrzeiten entsprechend abgeschaltet 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, um die Marktprämie einnehmen zu 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 Förderzeitraums 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, ergeben sich daraus 3.800 Volllast-Viertelstunden. Aus der Anzahl der Negativ-(viertel-)stunden, welche sich während des Einspeisezeitraums ergeben, multipliziert mit dem Faktor 0,5, ergibt dann die Zeitspanne in Monaten um die der Förderzeitraum 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 sollte im originären Förderungszeitraum (von i.d.R. 20 Jahren) 4.000 Negativviertelstunden auf dem Markt beobachtet worden sein, sich 2.000 Lastviertelstunden (d.h.  $4.000 \times 0,5$ ) errechnen, die zu kompensieren sind. Wenn die betreffende Anlage somit im Dezember in Betrieb genommen wurde, dann verlängert sich den Förderungszeitraum um sechs Monate, denn Januar bis Juni haben nach der Tabelle 2.056 Viertelstunden, denn es wird auf dem nächsten vollen Monat gerundet. Die Verlängerung läuft ab dem Ende des originären Förderungszeitraum,

Die Regierung hat außerdem ein Konzept eingeführt, wonach bestehende Anlagen ebenfalls zum Kompensationsmechanismus wechseln können und im Austausch eine Erhöhung des Einspeisevergütungssatzes von 6 EUR/MWH für den originären Förderungszeitraum beanspruchen können. Der Konzern wird analysieren ob und für welche Anlage einen solchen Wechsel wirtschaftlich sinnvoll sein könnte.

## REFERENTENENTWURF ZUR EEG-NOVELLE 2027

<b>Ausbauziel EE 2030</b> <b>80%</b> <i>des Stromverbrauchs</i>	<b>Keine Einspeisvergütung</b> <b>ab 25 kWp</b> <i>für neue Solaranlagen</i>	<b>Verschiebung Fokus</b> <b>Dach → Freifläche</b> <i>Kostengünstiger</i>
---	--	---

Der Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 gewährt erstmals Einblick in die geplante Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik bezüglich den erneuerbare Energien. Der rund 400 Seiten umfassende Entwurf steht im Kontext einer energiepolitischen Verschiebung der Prioritäten. Während der Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin zentrale Voraussetzung für das Ziel bleibt, bis 2030 rund 80% des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen zu decken, sollen künftig stärker als bisher auch Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Systemintegration berücksichtigt werden.

Die Reform deutet damit auf einen grundlegenden Paradigmenwechsel hin: weg von einem stark fördergetriebenen Ausbau hin zu einer stärkeren Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt. Gleichzeitig sollen erneuerbare Energien künftig stärker zur Stabilität des Energiesystems beitragen und teilweise auch zur Finanzierung des Fördersystems selbst beitragen.

Eine der einschneidendsten Veränderungen betrifft kleine Photovoltaikanlagen im Dachsegment. Für neue Anlagen mit einer Leistung von bis zu 25 kWp soll die feste Einspeisevergütung künftig vollständig entfallen. Betreiber solcher Anlagen müssten ihren Strom entweder selbst verbrauchen oder über Marktmechanismen vermarkten. Hintergrund dieser Maßnahme ist die Annahme, dass Photovoltaik im Kleinanlagensegment inzwischen weitgehend marktreif ist und daher weniger staatliche Förderung benötigt. In der Praxis könnte diese Änderung jedoch erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen haben. Während der Eigenverbrauch von Solarstrom durch die Vermeidung von Netzstromkosten weiterhin attraktiv bleibt, sinken die Erlöse für eingespeisten Strom deutlich, wenn dieser künftig zum Marktwert Solar verkauft werden muss. Für viele Haushalte würde sich dadurch die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen spürbar verschlechtern, insbesondere wenn keine hohen Eigenverbrauchsquoten erreicht werden.

Parallel dazu soll für Photovoltaikanlagen ab 25 kWp eine verpflichtende Direktvermarktung eingeführt werden. Anlagenbetreiber wären damit verpflichtet, ihren Strom aktiv am Strommarkt zu vermarkten. Allerdings setzt eine solche Marktintegration eine leistungsfähige digitale Infrastruktur voraus mit Einsatz intelligenter Messsysteme sowie automatisierte Abrechnungs- und Vermarktungsprozesse.

Für größere Anlagen ab 100 kWp sieht der Entwurf zudem einen Mechanismus vor, der dem Prinzip zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference mit Cap und Floor) ähnelt. Dabei wird ein Referenzwert für Stromerlöse festgelegt. Liegt der Marktpreis unter diesem Referenzwert, erhalten Betreiber einen Ausgleich. Liegt er darüber, wird ein Teil der Erlöse abgeschöpft und zur Finanzierung des Fördersystems verwendet. Ziel dieses Instruments besteht darin Überrenditen in Hochpreisphasen zu begrenzen.

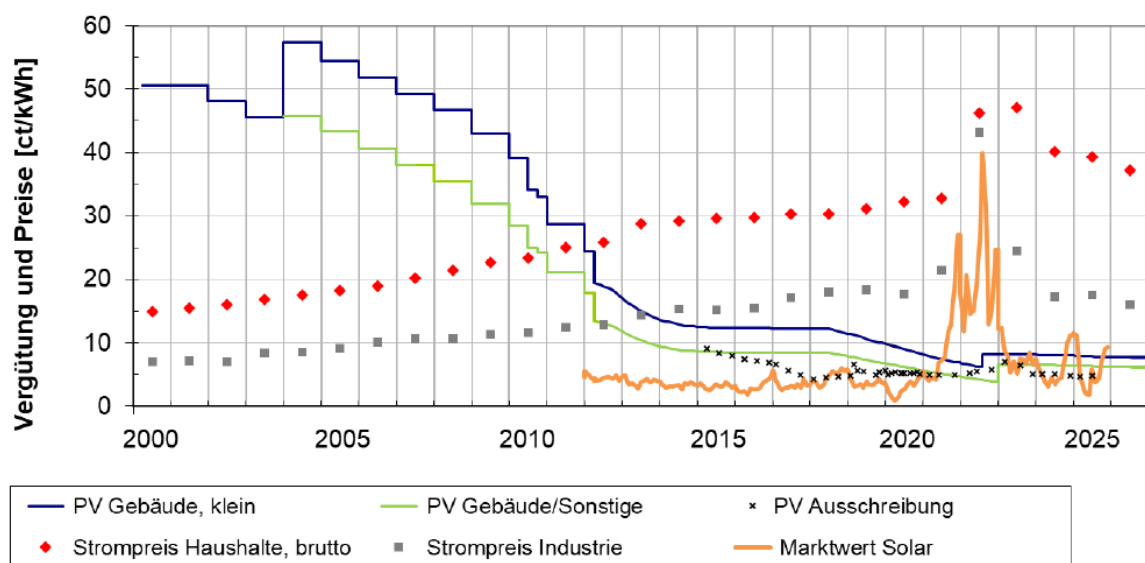
Die stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien kann langfristig dazu beitragen, Preissignale im Stromsystem zu stärken, negative Preise zu verringern und die Effizienz des Ausbaus zu erhöhen. Gleichzeitig bleibt der

Ausbaupfad für große Anlagen im Bereich der Windenergie und der Freiflächen-Photovoltaik grundsätzlich erhalten, was weiterhin Planungssicherheit für Projektentwickler bietet. Darüber hinaus könnte die Reform neue Impulse für Flexibilitätsoptionen im Stromsystem setzen. Wenn erneuerbare Energien stärker marktbasierend vergütet werden, steigt der wirtschaftliche Wert von Technologien, die Stromproduktion und Stromverbrauch zeitlich verschieben können. Dazu zählen insbesondere Batteriespeicher, Lastmanagementlösungen sowie innovative Geschäftsmodelle im Bereich lokaler Energienutzung. Auch dezentrale Energiekonzepte könnten an Bedeutung gewinnen. Modelle wie Mieterstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder lokale Energiegemeinschaften profitieren davon, dass der direkte Verbrauch von Solarstrom wirtschaftlich attraktiver wird als die Einspeisung ins Netz.

## ENTWICKLUNGEN AUF DEM DEUTSCHEN PV-MARKT

Die Verringerung der Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife (siehe nachfolgende Grafik) korrelierte in der Vergangenheit mit der Entwicklung der Systempreise. Etwa seit Anfang 2021 verteuern sich die Systempreise (vgl. Abschnitt „Entwicklung der Systempreise“). Mit Vorlage des Osterpaketes der Bundesregierung und dessen Umsetzung im neuen EEG 2023 stiegen auch die Tarife für die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Strom erstmalig wieder an (siehe Abschnitt „EEG-Novelle 2023 und Solarpaket 1“). Dies ist mit Blick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien als positiv zu bewerten.

### Entwicklung der deutschen Einspeisevergütungen und Ausschreibungstarife 2000-2025

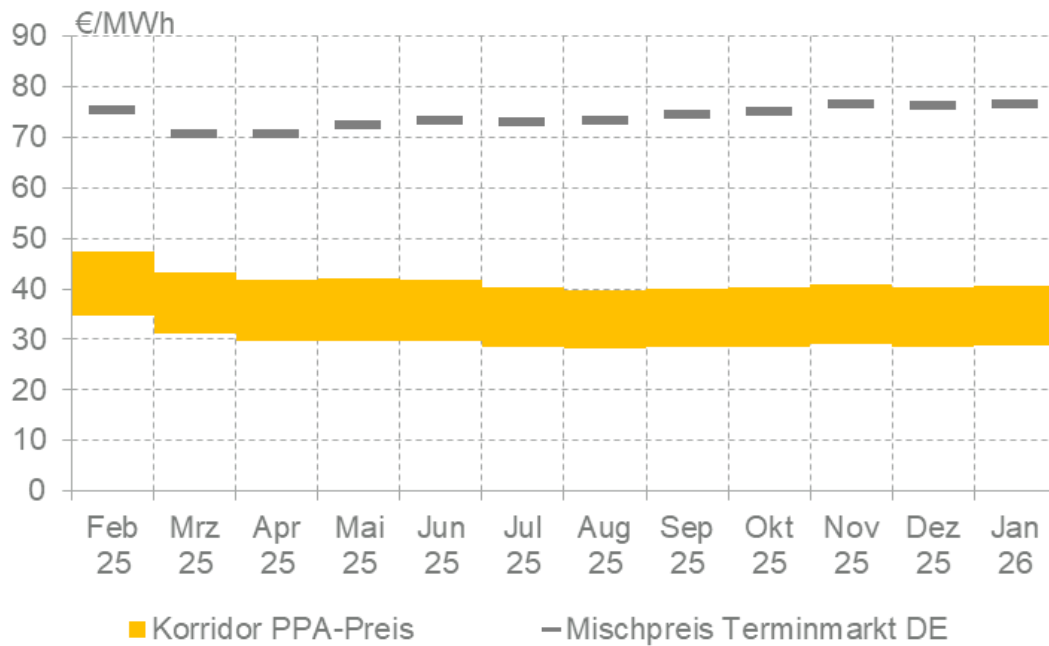


Quelle: Fraunhofer Institut

Oberhalb von 1 MWp können Betreiber von deutschen Solaranlagen sich alternativ einen Einspeisepreis über Stromabnahmeverträge (englisch: Power Purchase Agreements oder PPAs), also mittel- oder langfristige Festpreis-Abnahmeverträge mit einem Netzbetreiber oder Energiehändler, 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 im Geschäftsjahr 2025 unattraktiver (siehe nachfolgende Grafik).

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

#### Entwicklung der PPA Strompreisverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren [Februar 2026]



Quelle: Enervis

Langfristige Stromverträge mit dem Kunden vor Ort haben sich auch als neue Möglichkeit für Dachanlagen eröffnet. Solche Kunden können z. B. Unternehmen sein, die für ihre Produktion direkt grünen Strom vor Ort abnehmen können. Auch die Abschaffung der EEG-Umlage infolge des Inkrafttretens des EEG- 2023 hilft dabei, ein solches Stromvermarktungsmodell, wie der Konzern es bereits aus dem belgischen Markt kennt, in Deutschland zu etablieren, denn bisher musste auch auf derart gelieferten Strom die EEG-Umlage entrichtet werden.

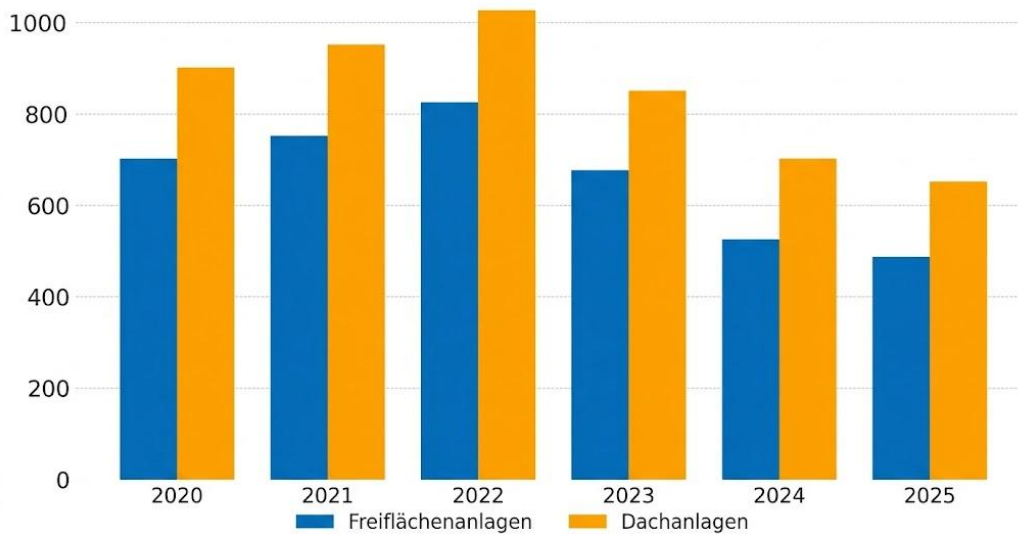
## ENTWICKLUNG DER PV SYSTEMPREISE

Freiflächen 2025*	Dachanlagen 2025*	% Module im System*
~ EUR 485/kWp	~ EUR 650/kWp	21%
2024: ~525 EUR/kWp	2024: EUR 700/kWp	Netzanschlusskosten 16%

\*Quellen: Fraunhofer ISE, BSW Solar, Bloomberg NEF; Wood Mackenzie, BNA, BDEW, PVXchange, PV Magazin, Apricum, CATL, IEA; eigene Schätzung

Die vergangenen fünf Jahre zählen zu den turbulentesten Phasen der PV-Kostenentwicklung. Zu Beginn des Jahrzehnts lagen die Systempreise für Freiflächenanlagen (>1 MWp) bei etwa 650–750 EUR/kWp – ein solides Ausgangsniveau nach Jahren kontinuierlicher Deflation der Systempreise. Ab dem Jahr 2021 traten jedoch Lieferungs- und Personalengpässe auf: Covid-bedingte Produktionsstörungen verknäpften Polysilizium, Modulpreise stiegen um rund 15%, und stark steigende Frachtraten verteuerten die Logistik. Bei Gewerbe-Aufdachanlagen (100 kWp–1 MWp) kamen zunehmende Kapazitätsengpässe im Handwerk hinzu. Ebenfalls bei den Netzbetreibern kam es zunehmend zu Unterbesetzung in der Belegschaft.

### Solare PV-Systempreise in Deutschland 2020-2025 [in EUR / kWp]



Quellen: Fraunhofer ISE, BSW Solar, Bloomberg NEF; Wood Mackenzie, BNA, BDEW, PVXchange, PV Magazin, Apricum, CATL, IEA; eigene Schätzung und Darstellung

Das Geschäftsjahr 2022 markierte dann den Preishöhepunkt. Die Energiekrise infolge des russischen Angriffskriegs trieb Stahl-, Transport- und Energiekosten, während Wechselrichter und Trafos zunehmend knapp wurden; Lieferzeiten verlängerten sich teils auf 12–18 Monate. Freiflächenanlagen erreichten ca. 750–900 EUR/kWp, Gewerbe-Aufdachanlagen teilweise >1.100 EUR/kWp. Entsprechend haben die Projekte aus diesem Zeitraum höhere Buchwerte, wobei zu dieser Zeit die Strompreiserwartungen ebenfalls positiver gestimmt waren. Dies führt im heutigen Strommarkt zu Wertberichtigungen bei den Bestandshaltern, wozu auch der Konzern zählt (Siehe „Ertrags-, Vermögens-, Finanzlage“).

Eine Trendwende setzte sich ab dem Jahr 2023 durch: Überkapazitäten chinesischer Hersteller führten zu einem deutlichen Preisrückgang der Modulpreise (ab Werk) von rd. 20% unter dem Höhepunkt in 2020. Der Modulanteil

am Systempreis sank in Deutschland spürbar auf unter 30%. Steigende Handwerkerkosten, Netzanschlussgebühren und Planungsaufwand begrenzten jedoch die Nutzung und Realisierung der deutlich verringerten Systempreise, die sich für Freiflächenanlagen bei 600–750 EUR/kWp stabilisierten.

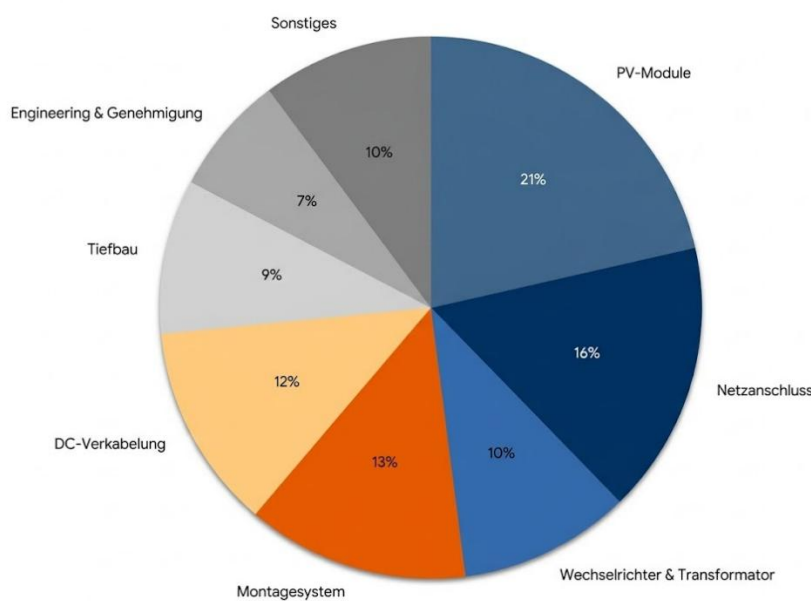
Die Modulpreise brachen auch im Folgejahr 2024 weiter ein: Tier-1-Module aus China fielen erstmals unter 0,10 EUR/Wp (ab Werk), Freiflächen-Systempreise sanken auf 450–600 EUR/kWp. Damit bestimmten zunehmend Balance of System (BOS)- und Netzanschlusskosten (Netzanschluss, MS-Stationen, Tiefbau, Genehmigungen) die Systempreise und eröffneten ein attraktives Repowering-Fenster für Bestandsanlagen.

Im Berichtsjahr zeichnete sich eine Stabilisierung der Systempreise auf niedrigem Niveau ab, sodass diese bei ca. 420–550 EUR/kWp lagen. Der Verfall der Modulpreise hat sich erstmals beruhigt und ist nahezu beendet, daneben wirken EU-Strafzölle sowie steigende Rohstoffpreise (u. a. Silber) preisstützend.

---

### **PV-Systempreise 2025 – Aufgliederung nach den Komponenten / Leistungen [in %]**

---



*Quellen: Fraunhofer ISE, BDEW, eigene Schätzung und Darstellung*

Dem nicht zu trotz, machen die Module noch immer die wichtigste Kostenkomponente eines PV-Systems aus. Allerdings stehen die Kosten für den Netzanschluss nun bereits an der zweiten Stelle. Darüber hinaus führen überlastete Verteilnetze, lange Bearbeitungszeiten und die zunehmende Komplexität und ständige Änderung der (gesetzlichen) Vorschriften zu weiteren Verzögerungen und treiben die Gestehungskosten für deutsche PV-Systeme weiter nach oben.

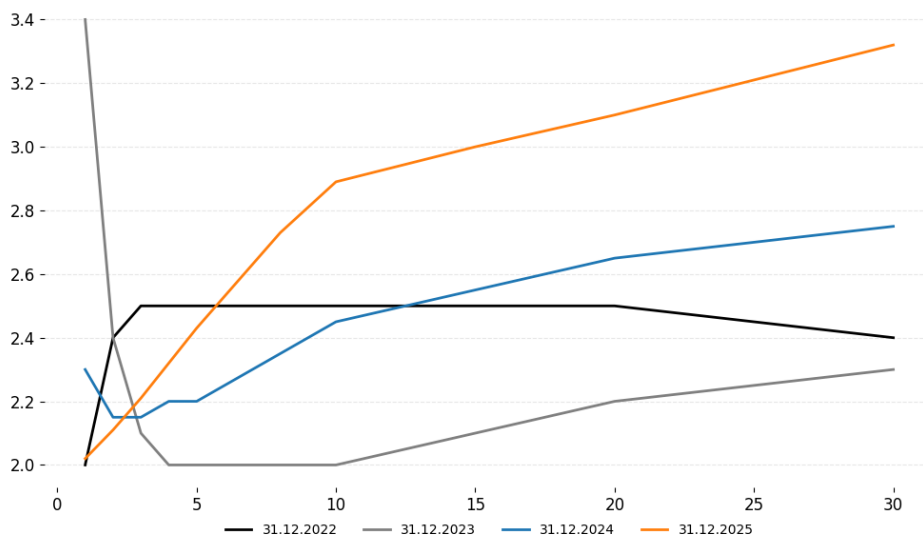
## ZINSENTWICKLUNG IM GESCHÄFTSJAHR 2025

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 Refinanzierungzinssätze 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 1-30 Jahre auf der X-Achse, Zins in % auf der Y-Achse)

---



Quelle: Deutsche Bundesbank, Eigene Darstellung

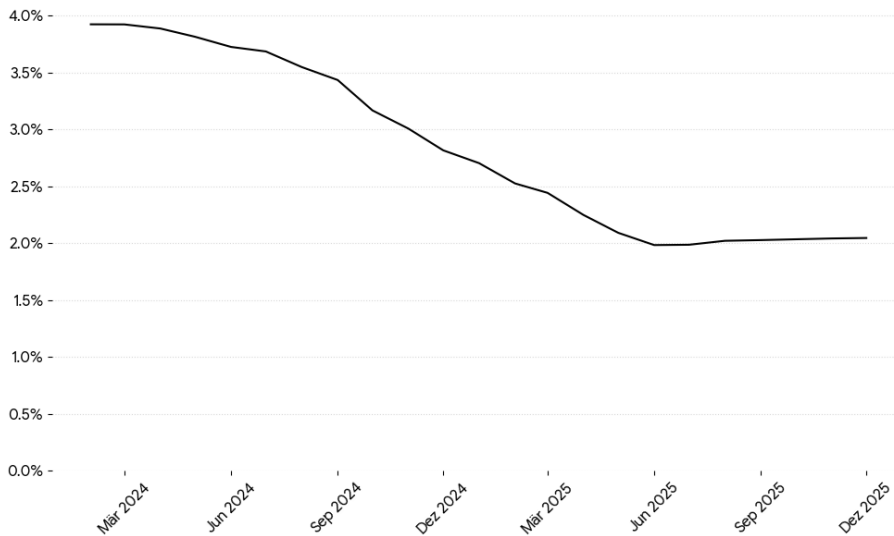
Im Vorjahr zeichnete sich eine Entspannung auf den Zinsmärkten auf, die mit der kontinuierlichen Senkung des EZB-Leitzins in Verbindung steht. Die mittel- und langfristigen Zinsen, z.B. gemessen an den Zinssätzen für deutsche Bundesanleihen ab 2. Jahre haben sich im Geschäftsjahr jedoch weiter erhöht, was sich auf höhere Zinssätze für Projektfinanzierungen auswirkt.

Alternativ finanziert sich der Konzern über Fremdfinanzierungen mit einem variablen Zinssatz, der sich häufig aus dem EURIBOR 3M Zinssatz erhöht mit einer Kreditmarge zusammensetzt.

---

### Die Entwicklung der EURIBOR 3M (2024-2025)

---



Quelle: EZB, Eigene Darstellung

Im Zeitraum 2024–2025 ist der EURIBOR 3M (hier als Monatsdurchschnitt dargestellt) deutlich gefallen: Anfang 2024 lag er noch knapp unter 4,0 % p.a. und ging über das Jahr hinweg kontinuierlich zurück, bis er zum Jahresende 2024 bereits bei rund 2,8 % lag. 2025 setzte sich der Rückgang fort und erreichte im Juni 2025 mit etwa 2,0 % den Tiefpunkt; danach stabilisierte sich der Satz und bewegte sich im zweiten Halbjahr leicht aufwärts bzw. seitwärts, sodass er zum Dezember 2025 bei rund 2,05 % lag. Der Konzern verfügte zum Ende des Geschäftsjahres über mehrere Fremdfinanzierungen mit einem Gesamtvolumina i.H.v. EUR 41 Mio. (i.VJ. EUR 18,7 Mio.), dessen Zinssatz mit dem EURIBOR 3M fluktuiert und nicht mit einem Zinsswap fixiert wurde.

## WETTBEWERB

Der Wettbewerb des Konzerns spielt sich vor allem im Einkauf bzw. in der Projektentwicklung von neuen Projekten ab. Im 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.

Der Konzern investiert in Deutschland hauptsächlich in 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 zum Markt zu verschaffen und zu behalten.

(BERICHTERSTATTUNG AUF BASIS DES IFRS KONZERNABSCHLUSSES)

## GESCHÄFTSVERLAUF 2025

### STAND DER UMSETZUNGEN DER ZIELE DES GESCHÄFTSPLANS 2024-2025

Dieser Geschäftsplan bestand aus vier Bestandteilen mit unterschiedlichen Zielen, deren Erfüllung unten nach Bestandteil dargestellt werden:

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

Der Konzern konnte im Geschäftsjahr Corporate Darlehen mit einem Gesamtvolumen von EUR 23,3 Mio. sichern, die hauptsächlich zur Tilgung der beiden Schuldscheintranchen i.H.v. EUR 21,5 Mio. angewendet werden. Damit ist die Refinanzierung der Schuldscheinverschreibungen erfolgreich beendet.

Eine weitere Maßnahme im Rahmen dieses Bestandteils des Geschäftsplans war die Optimierung von älteren Bestandsanlagen. Es wurden bisher Modultausche ausgeführt in den Anlagen Mockrehna und Michelin Landau sowie Austausch der Wechselrichter in mehreren Anlagen des Sun-X Portfolios sowie die Anlage Mockrehna. Insgesamt wurden dabei 107 dezentrale Wechselrichter ausgetauscht und 1,1 MWp Modulaustausche getätigt. Es wurden EUR 0,7 Mio. für diese Instandsetzungsmaßnahmen im Reparaturaufwand verbucht.

Das avisierte Pilot-Batterieprojekt (0.1 MW) wurde im Geschäftsjahr in Belgien realisiert. Leider ist der Ausbau des technischen Teams im Geschäftsjahr, wie im Vorjahr, nicht erfolgt, da die Anzahl der technischen Mitarbeiter in der Summe unverändert geblieben ist.

Darüber hinaus war der Konzern mit unterschiedlichen Instrumenten auf dem Strommarkt aktiv: dabei werden derzeit Strompreisswap-Vereinbarungen, Optionsverträge und aktive Steuerung des eigenen Anlagenportfolios in Belgien und Deutschland eingesetzt. Im Geschäftsjahr 2025 konnten zusätzliche Umsatzerlöse aus den Strompreisswap-Vereinbarungen i.H.v. 2,3 Mio. (i.VJ. EUR 4,0 Mio.) und durch die aktive Steuerung des eigenen Anlagenportfolios i.H.v. 1,6 Mio. (i.VJ. EUR 1,4 Mio.) erwirtschaftet werden.

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

Der Konzern ist im Berichtszeitraum opportunistisch beim Wachstum vorgegangen. Im Geschäftsjahr erfolgten den Erwerb der Anlage Zerre V (1,0 MWp), sowie der Bau der Freiflächeanlage Neuhaus-Stetten II (4,0 MWp) und der belgischen Dachanlagen Beaulieu II (1,0 MWp), Ashland (0,3 MWp) und Nedcargo (3,9 MWp). Der Konzern hat auch den Bau der solare Freiflächeanlage Bürgwindheim III angefangen.

Es handelt sich bei diesen Projekten entweder um Eigenentwicklungen oder um die Erweiterungen von bereits bestehenden Solaranlagen des Konzerns.

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

Der Konzern hat im Geschäftsjahr für die Gestehungskosten der Solaranlage Reuden-Süd ein Budget i.H.v. EUR 7,9 Mio. bestimmt und beschlossen diese Investition zu tätigen. Voraussetzung für diesen Beschluss war jedoch eine Einigung mit allen Stakeholdern der Projektgesellschaft (FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG) und der Solaranlage. Bereits im Vorjahr hatte der Konzern Kontrolle über die Projektgesellschaft erlangt. Im Geschäftsjahr konnte dann die für die Realisierung notwendigen Vergleiche mit der projektfinanzierenden Bank, dem Drittinvestor

sowie dem Insolvenzverwalter der insolventen Verkäufer der Kommanditanteile der Projektgesellschaft sowie des insolventen Generalunternehmers der Solaranlage Reuden-Süd erreicht werden. Diese Stakeholder haben im Zuge dessen auf Ihre Rechte und Forderungen bezüglich dem Projekt gegenüber der Projektgesellschaft bzw. dem Konzern verzichtet für eine Vergleichssumme von insgesamt EUR 3,8 Mio., davon waren am Bilanzstichtag bereits EUR 3,2 Mio. gezahlt.

Die Solaranlage Reuden Süd wurde im Geschäftsjahr 2025 größtenteils fertiggestellt: die verbleibende Kabeltrasse von 18 km wurde vom Konzern gesichert und gebaut, die Anlage wurde DC-seitig fertiggestellt und defekte Komponente und Verkabelung ausgetauscht und Trafostationen erworben und fertiggestellt. Insgesamt wurden im Geschäftsjahr 2025 EUR 4,7 Mio. (i.V.J. EUR 0,5 Mio.) investiert. Es werden noch weitere Investitionskosten i.H.v. rd. EUR 2,3 Mio. eingeplant im Geschäftsjahr 2026. Der Bau der Solaranlage liegt damit nach heutiger Erwartung innerhalb des Fertigstellungsbudgets.

Das Projekt befand sich am Bilanzstichtag noch im Bau, aber konnte fertiggestellt und im März 2026 erfolgreich ans Netz angeschlossen werden. Die Solaranlage verfügt über drei EEG-Ausschreibungstariffe aus dem Jahr 2021 bzw. 2022 von durchschnittlich EUR 87 je MWh. Diese Einspeisevergütung wird der Konzern für das Projekt für den Zeitraum bis 2042 erhalten.

Wie bereits im Vorjahr berichtet, haben der Verkäufer der Kommanditanteile der Projektgesellschaft sowie der Generalunternehmer des Projekts im September 2024 Insolvenz angemeldet. Die Geschäftsführer dieser insolventen Gesellschaften haben während der Vollstreckung eines Arrestverfahrens zu Gunsten des Konzerns für den Schaden, der aus deren Handlungen entstanden sind, auch persönliche Insolvenz, die sich somit auf ihr gesamtes Privatvermögen erstreckt, angemeldet. Der Konzern erwartet nach heutiger Sicht nicht, dass wesentliche Summen aus diesen Insolvenzen hervorgehen. Dem nicht zu trotz wird der Konzern weitere rechtliche Schritte gegen die involvierten (Rechts-)Personen einleiten, damit die Ereignisse für die Beteiligten nicht ohne Folgen bleiben.

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

Der Konzern hat zum zweiten Bestandteil keine Umsetzung zu berichten.

### **PROGNOSE-IST-VERGLEICH**

Der Vorstand war für das Geschäftsjahr 2025 in seiner ursprünglichen Prognose im Geschäftsbericht 2024 von einer durchschnittlichen operativen Anlagenleistung von 455 MWp sowie von normalen Witterungsbedingungen im Jahr 2025 (946 kWh/kWp) und einer durchschnittlichen Aktienzahl von 81,4 Mio. ausgegangen. Schließlich wurde ein durchschnittlicher solarer Strompreis von EUR 51 pro MWh unterstellt.

Die prognostizierten Umsatzerlöse (EUR 66,0 Mio.) wurden im Geschäftsjahr 2025 nicht erreicht, denn trotz besserer Einstrahlungsbedingungen, lagen die Umsatzerlöse mit EUR 65,7 Mio. leicht unter dem Zielwert. Diese Abweichung ergibt sich aus geringeren als geplanten Umsatzerlösen aus Stromverkäufen i.H.v. EUR 1,1 Mio. Positiv wirkte sich hingegen aus, dass nicht prognostizierte sonstige Umsatzerlöse, insbesondere aus Dienstleistungen, in Höhe von EUR 0,7 Mio. erzielt wurden. Erträge aus Redispatch-2.0-Abschaltungen werden bei der Prognose der Umsatzerlöse jedoch nicht berücksichtigt, obwohl diese Abschaltungen im Geschäftsjahr zugleich zu einer Belastung der Umsatzerlöse geführt haben. Ferner wirkten sich verschiedene Schadensfälle, insbesondere Brand- und Diebstahlschäden, negativ auf die Umsatzerlöse aus. Die hieraus resultierenden Entschädigungsleistungen sowie Erträge aus Redispatch-2.0-Abschaltungen werden nicht als Umsatzerlöse, sondern als sonstige betriebliche Erträge erfasst. Das EBITDA des Geschäftsjahres beträgt EUR 59,6 Mio. Die EBITDA-Prognose (EUR 51,0 Mio.)

wurde somit um EUR 8,6 Mio. übertroffen. Wesentliche Gründe hierfür sind sonstige betriebliche Erträge aus Redispatch-2.0-Abschaltungen in Höhe von EUR 4,2 Mio. sowie Entschädigungen für versicherte Schäden in Höhe von EUR 1,1 Mio., die nicht Bestandteil der Prognose waren. Darüber hinaus wurden weitere sonstige betriebliche Erträge in Höhe von EUR 4,3 Mio. erzielt, die im Wesentlichen auf Sondereffekte zurückzuführen sind, insbesondere auf die Auflösung von Rückstellungen in Höhe von EUR 1,3 Mio. sowie den Wegfall von Verbindlichkeiten in Höhe von EUR 1,8 Mio. Zudem fielen die operativen Kosten um EUR 0,3 Mio. geringer aus als prognostiziert.

Der Vorstand hat während des Geschäftsjahres die EBITDA-Prognose angepasst: im Halbjahresbericht erfolgte eine Anpassung der EBITDA-Prognose auf „mindestens“ EUR 51,0 Mio. Entsprechend wurde die Prognose für das Cashflow pro Aktie (CFPS) für 2025 vom EUR 0,50 je Aktie aus dem Geschäftsbericht 2024 ebenfalls im Halbjahresbericht auf „mindestens“ EUR 0,50 je Aktie erhöht.

Der CFPS lässt sich wie folgt ableiten:

in TEUR	2025
1. EBITDA	59.610
2. Minus effektive Nettozinszahlungen	-5.367
3. Minus effektive Steuerzahlungen	-4.190
4. Minus Pachtaufwand (nicht im Betriebsaufwand enthalten)	-3.106
<b>= Netto Cashflow</b>	<b>46.946</b>
Durchschnittliche Anzahl der Aktien	79.469
<b>CFPS (in EUR)</b>	<b>0,59</b>

Die Produktion betrug im Berichtszeitraum 405 Gigawattstunden (GWh) und lag damit 6,0 % unterhalb der Prognose i. H. v. 431 GWh. Hiermit wurde ein Ertrag pro installierter Leistungseinheit von 892 kWh/kWp für das Anlagenportfolio erreicht, der 5,7 % unterhalb des prognostizierten Werts von 946 kWh/kWp liegt.

## ERTRAGSLAGE

### UMSATZ

7C Solarparks erzielte im Geschäftsjahr 2025 Umsatzerlöse i. H. v. EUR 65,7 Mio. (i. VJ: EUR 63,3 Mio.) Die Umsatzerlöse bestehen im Geschäftsjahr zu 98,8 % aus Stromverkäufen (Vorjahr: 98,9 %). Der Stromverkauf ist von EUR 62,6 Mio. auf EUR 64,9 Mio. angestiegen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in den Umsatzerlösen Erträge aus der Strompreisswap-Vereinbarung mit mehreren europäischen Energieversorger i.H.v. EUR 2,3 Mio. (i.VJ. 4,0 Mio.) enthalten sind.

	2025 FY	2024 FY	Änderung
GWh (Solar und Wind)	405	369	+9,8 %
kWh/kWp (nur Solar)	882	844	+4,6 %
kWh/kWp (Solar und Wind)	892	861	+3,6 %
Gewichtete durchschnittliche Leistung (Solar und Wind)	454	428	+5,9 %
Durchschnittlicher Einspeisepreis (EUR/MWh)*	160	170	-5,5 %

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

Die Zunahme der Stromverkäufe (+3,8%) trotz der Senkung der Marktwerte-Solar und des damit einhergehenden durchschnittlichen Einspeisepreises (-5,5%) steht in Zusammenhang mit der starken Zunahme der Produktion um 9,8% im Vergleich zum Vorjahr.

Die Erhöhung der Produktion auf 405 GWh ist sowohl auf den besseren spezifischen Ertrag aufgrund der Witterungsverhältnisse (+3,6%) als auch auf den Anstieg der gewichteten durchschnittlichen Leistung von 454 MWp (+5,4%) zurückzuführen. Demgegenüber stehen Strompreissenkungen, die sich hauptsächlich begründen aus der geringeren Stromnachfrage einerseits, sowie dem Ablauf einer Strompreisswap-Vereinbarung für das Jahr 2024 andererseits (siehe „Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios“). Dies führte zu einer Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises auf EUR 160 pro MWh, was EUR 10 pro MWh weniger ist als noch im Vorjahr. Die Strompreisswap-Vereinbarungen mit verschiedenen großen europäischen Energieversorgern sowie die aktive Steuerung des Anlagenportfolios haben die Senkung der Stromverkäufe aufgrund Strompreissenkungen um EUR 3,9 Mio. (i.VJ.: EUR 5,4 Mio.) kompensiert.

Die sonstigen Umsatzerlöse, die v.a. aus dem Verkauf von Dienstleistungen erwirtschaftet werden, blieben im Geschäftsjahr nahezu unverändert auf EUR 0,7 Mio. Dies entspricht 1,2 % vom Gesamtumsatz (i.VJ.: 1,1 %).

### **SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE**

Sonstige betriebliche Erträge erzielte 7C Solarparken i. H. v. EUR 9,6 Mio. (i. VJ.: EUR 5,2 Mio.).

Besonders hervorzuheben sind Ausgleichszahlungen i. V. m. Anlagenabschaltungen infolge der Einführung von Redispatch 2.0 i. H. v. EUR 4,2 Mio. (i. VJ.: EUR 2,1 Mio.). Darüber hinaus wurden Rückstellungen i.H.v. EUR 1,3 Mio. aufgelöst (i.VJ. EUR 0,4 Mio.). Weiterhin wurden Versicherungsentschädigungen i.H.v. EUR 1,1 Mio. (i.VJ. EUR 0,2 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt. Im Geschäftsjahr konnte ebenfalls aus dem Wegfall von Verbindlichkeiten einen sonstigen betrieblichen Ertrag i.H.v. EUR 1,8 Mio. realisiert werden. Dahingegen konnte im Vorjahr noch ein Ertrag durch die Teilauflösung von einer Strompreisswap-vereinbarung i.H.v. EUR 1,7 Mio. erwirtschaftet werden. Schließlich wurde aus dem Verkauf von Anlagenvermögen im Geschäftsjahr 2025 ein sonstiger betrieblicher Ertrag i.H.v. EUR 0,4 Mio. realisiert.

### **PERSONALAUFWAND**

Der Personalaufwand erhöhte sich im Berichtszeitraum auf EUR 2,5 Mio. (i. Vj. EUR 2,2 Mio.). Ursächlich hierfür waren insbesondere der Anstieg der Mitarbeiterzahl sowie die Erweiterung des Vorstands von zwei auf drei Mitglieder im Geschäftsjahr. Der Konzern beschäftigte zum 31. Dezember 2025 neben den drei Vorständen 27 Mitarbeiter (i. VJ.: 22 Mitarbeiter), davon 11 bei der 7C Solarparken AG (i. VJ.: 10 Mitarbeiter). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 25 Mitarbeiter (i. VJ.: 20 Mitarbeiter), davon 11 bei der 7C Solarparken AG (i. VJ.: 8 Mitarbeiter).

### **SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND**

Die betrieblichen Aufwendungen beliefen sich in der Berichtsperiode auf EUR 13,2 Mio. (i. VJ.: EUR 19,1 Mio.).

Dies ist eine starke Verringerung im Vergleich zum Vorjahr um EUR 5,9 Mio. und ergab sich im Wesentlichen durch einen außerordentlichen Forderungsverlust im Vorjahr (EUR 5,4 Mio.) i.V.m. der unwirksamen Abtretung einer Forderung gegenüber der FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG, was sich im Juni 2024, herausstellte. Aufgrund dieses Betrugsfalles musste die Forderung im Vorjahr in voller Höhe wertgemindert werden.

Im Geschäftsjahr gab es Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte i.H.v. EUR 0,8 Mio., wobei dies im Vorjahr, bereinigt um den vorgenannten einmaligen Forderungsverlust EUR 0,9 Mio. betrug.

Neben den Wertminderungen der Vorräte und Forderungen, ist die Abnahme des sonstigen Betriebsaufwandes im Wesentlichen auf Senkung der Verwaltungskosten (minus EUR 0,6 Mio.), sowie der Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten (minus EUR 0,2 Mio.) und der periodenfremden Aufwendungen (minus 0,2 Mio.) zurückzuführen. Gegenläufig wirkte sich die im Vergleich zum Vorjahr höheren Zuführungen zu Rückstellungen (+EUR 0,5 Mio.) und höheren Versicherungsaufwendungen (+EUR 0,1 Mio.) aus.

Die Verwaltungskosten nahmen hauptsächlich ab durch den Wegfall der Dienstleistungsgebühren des neuen Vorstandsmitglieds, welcher im Vorjahr noch als Dienstleister im Konzern tätig war (EUR 0,2 Mio.), die Kosten für den Aufbau einer Nachhaltigkeitsberichtserstattung i.H.v. EUR 0,1 Mio. im Vorjahr, sowie die Verringerung von Gerichtskosten und- Gebühren (EUR 0,2 Mio.).

Die Abnahme der Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten ist im Wesentlichen auf dem Wegfall der Rechts- und Beratungsgebühren im Vorjahr i.V.m. dem vorgenannten Forderungsverlust gegenüber FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG (EUR 0,1 Mio.) zurückzuführen.

Der Aufwand aus der Zuführung zu Rückstellungen erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um EUR 0,4 Mio. Ursächlich hierfür war im Wesentlichen die voraussichtliche Beteiligung des Konzerns an den Kosten einer Sanierung eines Daches, worauf der Konzern eine Solaranlage betreibt, in Höhe von EUR 0,3 Mio.

Die Kosten für den Betrieb der Solarparks umfassen Aufwendungen wie Reparaturen und Instandhaltung sowie Versicherungen, Eigenstrombedarf und Kosten für die Rasen-/Grünpflege. Diese Aufwendungen blieben im Geschäftsjahr nahezu unverändert auf EUR 8,0 Mio. (i.Vj. EUR 8,0 Mio.).

## **EBITDA**

Der 7C Solarparks Konzern erzielte im Geschäftsjahr ein EBITDA von EUR 59,6 Mio. (i. VJ. EUR 47,2 Mio.), was einer Steigerung von 26,3 % entspricht. Diese Entwicklung ist insbesondere auf höhere Umsatzerlöse in Höhe von EUR 2,4 Mio., gestiegene sonstige betriebliche Erträge in Höhe von EUR 4,4 Mio. sowie einen um EUR 5,9 Mio. niedrigeren sonstigen betrieblichen Aufwand zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich höhere Personalkosten in Höhe von EUR 0,3 Mio. aus. Die EBITDA-Marge verbesserte sich im Geschäftsjahr und lag bei 90,8 % (i. VJ. 74,6 %).

## **ABSCHREIBUNGEN UND WERTMINDERUNGEN**

Die Abschreibungen und Wertminderungen i. H. v. EUR 58,4 Mio. (i. VJ.: EUR 41,1 Mio.) betreffen Abschreibungen bzw. Wertminderungen auf Sachanlagen, Nutzungsrechte sowie immaterielle Vermögenswerte.

Es entfielen Wertminderungen i.H.v. EUR 20,2 Mio. (i. VJ. EUR 3,7 Mio.) auf Solaranlagen und Windparks. Diese im Geschäftsjahr erfassten Wertminderungen auf Solaranlagen resultieren insbesondere aus der Strompreis- und Marktentwicklung. Wesentliche Einflussfaktoren waren dabei die zunehmende Häufigkeit von Zeiträumen mit negativen Strompreisen, die sich bereits im Zeitraum der Einspeisevergütung belastend auswirkt, sowie die verringerte erwartete Ertragskraft der Solarparks für den Zeitraum nach Auslaufen der Einspeisevergütung. Letztere ergab sich insbesondere aus niedrigeren Erwartungen hinsichtlich der künftig erzielbaren Strompreise für Solarstrom. Schließlich hat sich der höhere Abzinsungsfaktor negativ ausgewirkt.

Darüber hinaus gab es Wertminderungen der Geschäfts- oder Firmenwert sowie Projektrechte i.V.m. Solaranlagen i.H.v. EUR 1,0 Mio. (i.VJ. EUR 0,7 Mio.) aus denselben Gründen, wie bei den Solaranlagen.

Schließlich ergab sich eine Erhöhung der planmäßigen Abschreibungen der Solaranlagen und Windparks, die fast ausschließlich auf die Erweiterung des Anlagenportfolios (+EUR 0,4 Mio.) zurückzuführen ist.

## **EBIT**

Das Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT) ist von EUR 6,1 Mio. im Vorjahr auf EUR 1,2 Mio. im Berichtsjahr zurückgegangen. Dies entspricht einer EBIT-Marge von 1,9 % (i. VJ.: 9,7 %).

## **BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS**

Das Beteiligungs- und Finanzergebnis verschlechterte sich auf minus EUR 6,4 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (minus EUR 5,8 Mio.) deutlich. Diese Abnahme des Beteiligungs- und Finanzergebnisses um EUR 0,6 Mio. resultiert im Wesentlichen aus der Zunahme der Zinsaufwendungen (+ EUR 0,3 Mio.) sowie der Erhöhung der Bankgebühren (+ EUR 0,2 Mio.) und der Aufzinsung von Rückbaurückstellungen (+ EUR 0,1 Mio.). Daneben gab es eine Abnahme der Zinserträge um EUR 0,4 Mio., welche durch eine Erhöhung der sonstigen Finanzerträge um EUR 0,3 Mio. (z.B. aus erhaltenen Dividenden) nahezu vollständig kompensiert wurde.

## **PERIODENERGEBNIS**

Der in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesene Steueraufwand belief sich im Geschäftsjahr 2025 insgesamt auf EUR 1,3 Mio. (i. VJ.: Steuerertrag i.H.v. EUR 0,6 Mio.). Der Steueraufwand i.H.v. EUR 1,3 Mio. beinhaltet einen laufenden Steueraufwand i.H.v. EUR 4,3 Mio. und einen latenten Steuerertrag i.H.v. EUR 3,0 Mio. Der negative Periodenergebnis von EUR 6,5 Mio. (i. VJ.: ein Jahresüberschuss i.H.v. EUR 1,0 Mio.) setzt sich aus dem Ergebnis der Anteilseigner der Muttergesellschaft i. H. v. minus EUR 7,8 Mio. sowie dem Ergebnis nicht beherrschender Gesellschafter von EUR 1,3 Mio. zusammen.

## **VERMÖGENS- UND FINANZLAGE**

### **VERMÖGENSLAGE**

Die Vermögenslage der 7C Solarparks setzt sich zu rund 82 % (i.VJ.: 81 %) aus langfristigen Vermögenswerten zusammen.

Der Geschäfts- oder Firmenwert verringerte sich aufgrund von Wertminderungen von EUR 1,2 Mio. auf EUR 0,6 Mio. zum Bilanzstichtag. Die erfasste Wertminderung war auf den rückläufigen Nutzungswert der Solaranlagen zurückzuführen, denen der Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet ist. Maßgeblich hierfür waren die oben beschriebenen Effekte.

Die immateriellen Vermögenswerte von 7C Solarparks beliefen sich zum 31. Dezember 2025 auf EUR 1,5 Mio. (i. VJ.: 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 0,5 Mio. Es wurden im Berichtsjahr derartige Projektrechte i.H.v. EUR 0,5 Mio. erworben. Gegenläufig wirkten sich die planmäßigen Abschreibungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. und die Wertminderungen i.H.v. EUR 0,5 Mio. aufgrund der oben genannten Gründen aus. Darüber hinaus wurden immaterielle Vermögenswerte i.H.v. EUR 1,5 Mio. in die Solaranlagen umgegliedert

Der Konzern hat im Berichtszeitraum EUR 9,2 Mio. in die Erweiterung des Solar- und Windanlagenportfolios investiert. Darüber hinaus wurden Solarparks im Bau i. H. v. EUR 13,1 Mio. sowie Projektrechte i.H.v. EUR 1,5 Mio. durch die Realisierung der Projekte in die Solarparks umgegliedert. Die planmäßigen Abschreibungen betragen EUR 34,3 Mio., Wertminderungen auf Solaranlagen wurden i. H.v. EUR 20,2 Mio. erfasst. Schließlich führte der Verkauf einer Solaranlage zu einem Abgang i.H.v. EUR 0,4 Mio. Demzufolge hat sich der Buchwert der Solar- und Windparks mit EUR 324,4 Mio. im Vergleich zum Vorjahr (EUR 355,3 Mio.) in Summe um EUR 30,9 Mio. verringert.

Die Solarparks im Bau hatten zum Stichtag einen Buchwert von EUR 10,7 Mio. (i. VJ.: EUR 15,0 Mio.). Es wurde im Berichtszeitraum ein Betrag von EUR 8,8 Mio. für neue Solaranlagen, die sich zum Bilanzstichtag noch im Bau befanden, investiert und Solaranlagen im Bau im Rahmen ihrer Fertigstellung i.H.v. EUR 13,1 Mio. in die Position Solarparks umgegliedert.

Der Wert der Nutzungsrechte, welche im Wesentlichen die Nutzung von Grundstücken und Dächern für den Betrieb der Solar- und Windkraftanlagen betreffen, verringerte sich im Wesentlichen aufgrund planmäßiger Abschreibungen i. H. v. EUR 2,5 Mio. auf EUR 40,0 Mio.

Die Grundstücke und Gebäude, d. h. das sog. PV Estate, haben unter Berücksichtigung von Abschreibungen i. H. v. EUR 0,1 Mio. auf EUR 14,2 Mio. (i. VJ.: EUR 14,3 Mio.) leicht abgenommen. Insgesamt blieb das, dem PV Estate zugehörige, Portfolio unverändert bei 199 ha.

Die aktiven latenten Steuern resultieren aus voraussichtlich steuerlich nutzbaren Verlustvorträgen sowie aus temporären Differenzen. Sie haben sich von EUR 8,4 Mio. im Vorjahr auf EUR 10,0 Mio. erhöht.

Die kurzfristigen Vermögenswerte haben von EUR 104,3 Mio. zum Jahresende 2024 auf EUR 91,2 Mio. zum 31. Dezember 2025 abgenommen. Der Konzern hat im Geschäftsjahr EUR 2,4 Mio. (i. VJ.: EUR 11,6 Mio.) auf Festgeldkonten angelegt mit einer Laufzeit von mehr als 3 Monaten. Diese Festgeldkonten werden daher als kurzfristige Finanzanlagen ausgewiesen. Am Bilanzstichtag verfügte der Konzern über liquide Mittel i. H. v. EUR 79,9 Mio. (i. VJ.: EUR 82,1 Mio.). Hiervon sind EUR 15,9 Mio. (i. VJ.: EUR 15,2 Mio.) mit Verfügungsbeschränkungen für Projektreserven und Avale belegt.

Die Bilanzsumme ist von EUR 547,1 Mio. auf EUR 496,3 Mio. abgenommen.

Das Eigenkapital belief sich zum 31. Dezember 2025 auf EUR 219,1 Mio. (i. VJ.: EUR 238,6 Mio.). Diese Abnahme um rd. EUR 19,5 Mio. resultiert aus der Zunahme der Rücklage für eigene Anteile i.H.v. EUR 10,4 Mio. durch den Rückkauf von eigenen Anteilen, sowie aus dem negativen Periodenergebnis (minus EUR 6,5 Mio.) und aus der Auszahlung einer Dividende an die nicht-beherrschenden Anteile (minus EUR 2,3 Mio.) sowie schließlich aus dem Erwerb von nicht beherrschenden Anteilen (minus EUR 0,4 Mio.). Gegenläufig hat sich die Zunahme der Hedging Reserve um EUR 0,1 Mio. ausgewirkt.

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

Die lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten im Konzern beliefen sich zum 31. Dezember 2025 insgesamt auf EUR 176,1 Mio. (i. VJ.: EUR 204,5 Mio.). Es handelt sich hier um Bankfinanzierungen der Muttergesellschaft, Projektfinanzierungen zur Finanzierung der Solar- und Windparks, sowie der Immobilien des sog. PV Estate. Es wurden im Geschäftsjahr EUR 25,1 Mio. neue Darlehen gesichert sowie EUR 0,2 Mio. neue Darlehen durch Akquise von neuen Tochtergesellschaften in den Konsolidierungskreis aufgenommen. Gegenläufig haben sich die Tilgungen von Finanzverbindlichkeiten i. H. v. EUR 53,1 Mio. und die Zahlung von abgegrenzten Zinsen der Schuldscheinverschreibungen i.H.v. EUR 0,4 Mio. ausgewirkt.

Die lang- und kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten betragen zum Bilanzstichtag EUR 39,7 Mio. (i. VJ.: 42,2 Mio.). Zu der Veränderung trugen im Wesentlichen zum einen die Aufzinsung von bestehenden Leasingverbindlichkeiten i. H. v. EUR 0,8 Mio. bei. Gegenläufig wirkten sich die regulären Tilgungen i. H. v. EUR 3,3 Mio. aus.

Bei den langfristigen Rückstellungen war eine Zunahme, um rd. EUR 2,0 Mio. zu verzeichnen. Dies ist vor allem auf die Rückbaurückstellungen zurückzuführen, die im Wesentlichen aufgrund von Neubauprojekten (EUR 1,9 Mio.)

und der Aufzinsung um EUR 1,0 Mio. unter Anrechnung der Auflösung dieser Rückstellungen i.H.v. EUR 0,4 Mio. anstiegen. Dahingegen verringerten sich sowohl die Rückstellungen für technische Gewährleistungen um EUR 0,4 Mio. als auch die Rückstellungen für Risiken aus dem Projektgeschäft um EUR 0,2 Mio. Die Rückstellungen für Grundbesitz und Leasingverhältnisse hingegen nahmen um EUR 0,2 Mio. zu.

Die passiven latenten Steuern verminderten sich im Geschäftsjahr von EUR 21,6 Mio. auf EUR 20,2 Mio. und damit um EUR 1,4 Mio. Ursache hierfür war im Wesentlichen die Reduzierung temporärer Differenzen im Bereich der Sachanlagen infolge der im Geschäftsjahr erfassten Wertminderungen auf Solaranlagen.

## **FINANZLAGE UND KAPITALFLUSSRECHNUNG**

Die Veränderung des Finanzmittelfonds betrug im Berichtsjahr minus EUR 2,2 Mio. (i. VJ.: EUR 19,8 Mio.). Dabei betrug der „Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit“ EUR 47,8 Mio., welcher dem Zahlungsmittelabfluss aus der Investitionstätigkeit i. H. v. EUR 5,4 Mio. sowie dem „Netto-Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit“ i. H. v. EUR 44,6 Mio. gegenüberstehen und per Saldo zu einer Abnahme des Finanzmittelfonds führten. Die einzelnen Zahlungsmittelzu- bzw. abflüsse stellten sich wie folgt dar:

Der Nettomittelzufluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit verringerte sich geringfügig von EUR 49,2 Mio. auf EUR 47,8 Mio. Er resultiert im Wesentlichen aus dem operativen Geschäft der Solarparks und den hieraus generierten Einzahlungen abzüglich der gezahlten Zinsen i. H. v. EUR 5,4 Mio. (i. VJ.: EUR 5,5 Mio.) sowie der gezahlten Ertragssteuern i. H. v. EUR 4,2 Mio. (i. VJ.: EUR 2,8 Mio.).

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug minus EUR 5,4 Mio. (i. VJ.: minus EUR 7,7 Mio.) und resultierte im Wesentlichen aus Anzahlungen aus Solaranlagen im Bau (EUR 8,8 Mio.) sowie aus dem Nettozahlungsmittelabfluss für die Investitionen in Sachanlagen (EUR 6,3 Mio.), für den Erwerb von Tochterunternehmen und nicht-beherrschenden Anteilen abz. erworbener liquider Mittel (EUR 0,7 Mio.) sowie für Projektrechte (EUR 0,5 Mio.). Gegenläufig haben sich das Freiwerden von Zahlungsmitteln aus Festgeldkonten (EUR 9,2 Mio.), die erhaltenen Zinsen und Dividenden (EUR 0,9 Mio.), sowie Einzahlungen aus dem Verkauf von Gegenständen des Sachanlagevermögens (EUR 0,8 Mio.) ausgewirkt.

Der negative Cashflow aus Finanzierungstätigkeit belief sich auf minus EUR 44,6 Mio. (i. VJ.: minus EUR 21,8 Mio.). Dieser Betrag umfasst im Wesentlichen die Tilgung von Krediten i. H. v. EUR 31,6 Mio., die planmäßige Rückzahlung der Schuldscheinverschreibungen i.H.v. EUR 21,5 Mio., sowie die Tilgungen der Leasingverbindlichkeiten gemäß IFRS 16 von EUR 3,4 Mio. und den Rückkauf eigener Anteile i. H. v. EUR 10,4 Mio. Gegenläufig haben sich die Einzahlung von neuen Bankfinanzierungen i. H. v. EUR 20,7 Mio. sowie die Einzahlung aus der Ausübung von Optionen i.H.v. EUR 0,6 Mio. ausgewirkt.

Der Konzern verfügt über nicht ausgenützte Kreditlinien i.H.v. EUR 2,1 Mio. Der Konzern war im Geschäftsjahr zu jeder Zeit und ist entsprechend der kurzfristigen Finanzplanung über einem Zeitraum von 1,5 Jahren in der Lage, seine Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage als positiv zu betrachten. Die sich abzeichnende Verbesserung des EBITDA sowie die Erweiterung des Anlagenportfolios spiegelt die Unternehmensplanung und Intention einer nachhaltigen und kontinuierlichen Geschäftsentwicklung erfolgreich wider.

## WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER 7C SOLARPARKEN AG

(Berichterstattung auf Basis des handelsrechtlichen Jahresabschlusses - HGB)

### GESCHÄFTSVERLAUF 2025

Im Vergleich zu ihren Tochtergesellschaften hatte die 7C Solarparken AG bisher eine relativ geringe Bedeutung für den Konzern hinsichtlich des Betriebs von Wind- und Solaranlagen, da die wesentlichen Vermögensgegenstände des Konzerns – dessen Solar- und Windanlagen – in der Mehrzahl von anderen Konzerngesellschaften gehalten werden. Die 7C Solarparken AG ist jedoch von Bedeutung in der Bereitstellung von Eigenmitteln für die langfristigen Finanzierung von Solaranlagen von Konzerngesellschaften sowie, entsprechend dem Geschäftsplan „roadmap towards 2030“, künftig auch von Batterien. Darüber hinaus stellt die 7C Solarparken AG den kaufmännischen und technischen Betrieb von der Mehrheit der Solaranlagen des Konzerns sicher.

Die 7C Solarparken AG hat sowohl ihre Umsatz- als auch ihre EBITDA-Prognose deutlich übertroffen. Der Geschäftsverlauf im Jahr 2025 ist im strategischen und finanziellen Sinne als positiv zu betrachten. Die 7C Solarparken AG hat ihre Umsatz- und EBITDA-Prognose im Geschäftsjahr 2025 deutlich übertroffen. Der Geschäftsverlauf ist sowohl in strategischer als auch in finanzieller Hinsicht insgesamt positiv zu beurteilen. Dies ergibt sich nicht nur aus der Übererfüllung der Prognosen, sondern auch daraus, dass die Gesellschaft die bestehenden Schuldscheinverbindlichkeiten im Berichtsjahr vollständig durch neue Bankfinanzierungen ersetzen konnte. Hierdurch wurden die finanziellen Voraussetzungen geschaffen, damit die Gesellschaft im Rahmen der neuen „Roadmap towards 2030“ ihre Funktion als koordinierende und finanzierende Muttergesellschaft weiterhin wahrnehmen kann. Zugleich wird sie in die Lage versetzt, am weiteren Ausbau des Konzernportfolios zu partizipieren, das künftig neben Erzeugungsanlagen auch Batteriespeichersysteme umfassen wird.

### PROGNOSE-IST-VERGLEICH

Der Umsatz der 7C Solarparken AG hat mit EUR 6,1 Mio. die Prognose von EUR 4,4 Mio. deutlich übertroffen, war aber im Vergleich zum Vorjahr (EUR 6,8 Mio.) rückläufig. Der Umsatz aus Stromverkäufen i.H.v. EUR 1,3 Mio. blieb im Geschäftsjahr im Vergleich zum Vorjahr unverändert. Die Umsatzerlöse aus Dienstleistungsverträgen verschlechterten sich jedoch spürbar, da die Entwicklung dieser Umsatzerlöse, die zum Beispiel die Wartung und Reparatur für die Photovoltaikanlagen der konzerninternen Kunden umfassen, im Geschäftsjahr EUR 4,7 Mio. betragen, während im Vorjahr noch EUR 5,3 Mio. realisiert werden konnte.

Die sonstigen betrieblichen Erträge der 7C Solarparken AG haben sich um EUR 0,4 Mio. auf EUR 0,7 Mio. erhöht, da im Geschäftsjahr Gewährleistungsrückstellungen i.H.v. EUR 0,5 Mio. (i.V.J. EUR 0,1 Mio.) aufgelöst werden konnten, durch Urteile von Gewährleistungsrechtstreiten zu Gunsten der Gesellschaften.

Vor allem die insgesamt gute Umsatzentwicklung hat sich auch auf das EBITDA positiv ausgewirkt, das den prognostizierten Wert (minus EUR 0,5 Mio.) um EUR 2,2 Mio. übertroffen konnte.

in TEUR	2025 (IST)	2025 (Prognose)
<b>1. Umsatzerlöse</b>	<b>6.127</b>	<b>4.400</b>
Erhöhung des Bestands an unfertigen Erzeugnissen	14	
2. Sonstige betriebliche Erträge	659	
3. = Gesamtleistung	6.799	
4. Materialaufwand		

a)	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	-73	
b)	Aufwendungen für bezogene Leistungen	-2.577	
<hr/>			
5.	Personalaufwand		
a)	Löhne und Gehälter	-766	
b)	Soziale Abgaben	-105	
<hr/>			
6.	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-1.562	
<hr/>			
<b>7.</b>	<b>EBITDA</b>	<b>1.716</b>	<b>-500</b>

Die Produktion betrug im Berichtszeitraum 9,5 GWh, was 7,8 % unter der Prognose i. H. v. 10,3 GWh liegt. Hiermit wurde ein Ertrag pro installierter Leistungseinheit von 891 kWh/kWp erreicht und hat somit den prognostizierten Wert von 938 kWh/kWp um 5,0 % unterschritten. Ursächlich hierfür war die Redispatch 2.0 Abschaltungen im Geschäftsjahr i.H.;v. 614 MWh bzw. 61 kWh/kWp.

## **ERTRAGSLAGE**

### **UMSATZ**

Die Umsatzerlöse der 7C Solarparken AG betragen im Geschäftsjahr 2025 EUR 6,1 Mio. (i. VJ.: EUR 6,8 Mio.) und sind damit gegenüber dem Vorjahr abgenommen. Die Umsatzerlöse bestanden im Wesentlichen aus den Dienstleistungen (EUR 4,7 Mio.) sowie aus Stromverkäufen (EUR 1,3 Mio.) Die 7C Solarparken AG hat Mieteinnahmen i. H. v. TEUR 24 durch die Vermietung Ihrer Immobilienobjekte erzielt (i. VJ: TEUR 29).

### **ÄNDERUNGEN DES BESTANDS AN UNFERTIGE ERZEUGNISSE - SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE**

Im Geschäftsjahr gab es eine Erhöhung des Bestands an unfertigen Erzeugnissen i.H.v. TEUR 14 (i.VJ. TEUR 0)

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind im Vergleich zu 2024 um EUR 0,4 Mio. auf EUR 0,7 Mio. deutlich angestiegen (i. VJ.: EUR 0,2 Mio.). Die sonstigen betrieblichen Erträge bestanden im Berichtsjahr fast ausschließlich aus der Auflösung von Rückstellungen, i.H.v. rd. EUR 0,5 Mio.

### **MATERIALAUFWAND – AUFWENDUNGEN FÜR BEZOGENE LEISTUNGEN**

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sind von EUR 1,8 Mio. im Vorjahr auf EUR 0,1 Mio. kräftig gesunken. Ursächlich hierfür waren Vorjahreseffekte (sowohl die Verwendung von Modulen i.H.v. EUR 1,1 Mio. als die Wertminderung von Vorratsvermögen i.H.v. EUR 0,5 Mio.), denen keine vergleichbaren Ereignisse und Aufwendungen im Berichtsjahr gegenüberstehen. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen sind jedoch von EUR 2,2 Mio. im Jahr 2024 auf EUR 2,6 Mio. im Geschäftsjahr deutlich angestiegen. Ausschlaggebend hierfür war vor allem der um EUR 0,4 Mio. höhere konzerninternen Leistungsbezug.

### **PERSONALKOSTEN**

Die Personalaufwendungen haben sich auf EUR 0,9 Mio. (i. VJ.: EUR 0,7 Mio.) erhöht. Die Anzahl der Mitarbeiter zum Jahresende betrug 10 (i. VJ: 8) Mitarbeiter.

### **SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN**

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind nahezu unverändert und belaufen sich auf EUR 1,7 Mio. Diese betreffen im Wesentlichen, wie im Vorjahr, die Aufwendungen für die Verwaltung sowie eingekaufte Dienstleistungen.

### **ABSCHREIBUNGEN**

Die Abschreibungen betreffen planmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. EUR 0,9 Mio. (i. VJ: EUR 0,9 Mio.). Darüber hinaus gab es Wertminderungen auf den Finanzanlagen i.H.v. EUR 0,1 Mio. (i.VJ. EUR 0,0 Mio.).

### **ZINSEN**

Die Zinserträge sanken im Vergleich zum Vorjahr auf EUR 4,6 Mio. (EUR 5,3 Mio.). Die ausschlaggebende Auswirkung der Zinserträge im Jahresergebnis der Muttergesellschaft, hängt vor allem mit der Rolle der 7C Solarparken AG als Finanzierungsgesellschaft des Konzerns zusammen. Demzufolge resultiert die Abnahme dieser Erträge durch die Rückzahlung konzerninterner Darlehen. Die Zinsaufwendungen verringerten sich leicht um EUR 0,1 Mio. auf EUR 2,0 Mio. im Wesentlichen aufgrund des Zeitverzugs zwischen der Tilgung der Schuldscheinverschreibung und dem Abschluss neuer Kreditverträge.

## **BETEILIGUNGSERTRÄGE**

Die Erträge aus Beteiligungen betragen im Geschäftsjahr 2025 EUR 1,2 Mio. (i.VJ. EUR 0,9 Mio.)

## **STEUERN**

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag betragen im Geschäftsjahr 2025 EUR 1,0 Mio. (i.VJ. EUR 0,3 Mio.). Der höhere Steueraufwand resultiert im Wesentlichen aus dem Verbrauch der verbliebenen steuerlichen Verlustvorträge im Geschäftsjahr. Im Vorjahr fiel aufgrund der Mindestbesteuerung trotz Berücksichtigung von Verlustvorträgen lediglich ein geringerer Steueraufwand an.

Die sonstigen Steuern lagen bei TEUR 15 (i.VJ.: TEUR 11). Im Ergebnis erwirtschaftete die Gesellschaft einen Jahresüberschuss von EUR 3,4 Mio. (i. VJ: EUR 3,8 Mio.).

## **VERMÖGENS- UND FINANZLAGE**

### **ANLAGEVERMÖGEN**

Das Sachanlagevermögen verringerte sich um EUR 0,8 Mio. auf EUR 7,8 Mio. im Vergleich zu EUR 8,6 Mio. im Vorjahr. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf planmäßige Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen zurückzuführen.

Die Finanzanlagen i. H. v. EUR 82,0 Mio. (i. VJ.: EUR 65,4 Mio.) beinhalten v.a. die unmittelbaren Anteile an Tochterunternehmen und Beteiligungen und entfallen mit EUR 33,8 Mio. auf die Anteile an der 7C Solarparken NV, Mechelen, Belgien und mit EUR 22,0 Mio. auf die Beteiligung in der Colexon IPP GmbH, deren Beteiligung um EUR 16,2 Mio. durch eine Kapitaleinlage im Geschäftsjahr angestiegen ist.

### **UMLAUFVERMÖGEN**

Das Umlaufvermögen verringerte sich im Geschäftsjahr um EUR 23,9 Mio. auf EUR 148,5 Mio. (i.VJ. EUR 172,4 Mio.). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Tilgung der ausgereichten konzerninternen Forderungen zurückzuführen, die zum Bilanzstichtag mit EUR 132,3 Mio. (i. Vj. EUR 149,4 Mio.) ausgewiesen werden. Das Vorratsvermögen ist von EUR 1,2 Mio. im Vorjahr auf EUR 4,0 Mio. gestiegen. Diese Zunahme ist nahezu ausschließlich auf die Zunahme der geleisteten Anzahlungen i.H.v. EUR 3,1 Mio. (i.VJ: EUR 0,0 Mio.) zurückzuführen. Die liquiden Mittel haben sich um EUR 9,0 Mio. verringert, aufgrund dem Zahlungsmittelzufluss aus der Finanzierungstätigkeit i.H.v. EUR 10,3 Mio, welche Zahlungsmittelabflüssen aus der Investitionstätigkeit i.H.v. EUR 15,6 Mio und aus der betrieblichen Tätigkeit i.H.v. EUR 3,7 Mio. gegenüberstanden.

Die Bilanzsumme verringerte sich von EUR 247,0 Mio. im Vorjahr auf EUR 239,0 Mio. zum Bilanzstichtag.

### **EIGENKAPITAL**

Das Eigenkapital der 7C Solarparken AG verringerte sich um EUR 7,0 Mio. und betrug zum Jahresende EUR 178,3 Mio. Hierbei stehen Eigenkapitalmindernde Transaktionen den Erhöhungen aufgrund des erwirtschafteten Jahresergebnisses gegenüber. Die Schmälerung des Eigenkapitals resultiert insbesondere aus der Aufstockung der Rücklagen für eigene Anteile i.H.v. EUR 5,7 Mio. und der Verringerung der Kapitalrücklage i.H.v. EUR 4,7 Mio. Eigenkapitalstärkend wirkte das realisierte positive Jahresergebnis i.H.v. EUR 4,1 Mio. Der Jahresüberschuss konnte die Abflüsse jedoch nicht vollständig kompensieren, sodass sich da Eigenkapital insgesamt verringerte.

## **RÜCKSTELLUNGEN**

Im Wesentlichen aufgrund geringerer potenzieller Gewährleistungsverpflichtungen, die durch Urteile von Gewährleistungsrechtstreiten zu Gunsten der Gesellschaften aufgelöst wurden (- EUR 0,5 Mio.) und jedoch höhere Steuerrückstellungen (+ EUR 0,8 Mio.) erhöhten sich die Rückstellungen um EUR 0,2 Mio. auf EUR 1,9 Mio. im Geschäftsjahr 2025.

## **VERBINDLICHKEITEN**

Die Verbindlichkeiten verringerten sich um EUR 1,3 Mio. auf EUR 58,7 Mio. zum Bilanzstichtag. Im Wesentlichen stehen dabei planmäßige Tilgungen der Schuldscheinverschreibungen i.H.v. EUR 21,5 Mio., die Zahlung der Zinsabgrenzung der Schuldscheinverschreibungen aus dem Vorjahr (EUR 0,4 Mio.), planmäßige Tilgung von Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten i. H. v. EUR 2,3 Mio. sowie der Abnahme der Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen um EUR 0,4 Mio. einem Anstieg der Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten aufgrund von Darlehensneuaufnahmen (EUR 23,3 Mio.) gegenüber.

## **FINANZLAGE**

Primäres Ziel der finanziellen Aktivitäten der Gesellschaft ist es, die Finanzierung des laufenden Geschäftsbetriebes sowie die Steuerung der Finanzierungsaktivitäten innerhalb des Konzerns sicherzustellen. Der Kassenbestand verringerte sich im Berichtsjahr um EUR 9,0 Mio. auf EUR 10,4 Mio. (i. VJ: EUR 19,4 Mio.).

Dabei stehen den Zahlungsmittelzufluss aus der Finanzierungstätigkeit i.H.v. EUR 10,3 Mio, Zahlungsmittelabflüssen aus der Investitionstätigkeit i.H.v. EUR 15,5 Mio und aus der betrieblichen Tätigkeit i.H.v. EUR 3,7 Mio. gegenüber.

Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit wurde im Wesentlichen determiniert durch vereinnahmte liquide Mittel aus Forderungsrückzahlungen i.H.v. EUR 21,7 Mio. sowie aus der Aufnahme von neuen Kreditverbindlichkeiten (EUR 23,3 Mio.) einerseits und Mittelabflüsse aus sowie aus der Tilgung der Schuldscheinverschreibungen (EUR 21,5 Mio.), sowie aus Verbindlichkeiten gegenüber verbundene Unternehmen i.H.v. EUR 0,4 Mio., Ausgaben für Aktienrückkäufe i.H.v. EUR 10,4 Mio. und der Tilgung von Bankdarlehen i.H.v. EUR 2,3 Mio. andererseits.

Die Mittelabflüsse aus Investitionstätigkeit bestanden vor allem aus Kapitalgewährung an Tochtergesellschaften (EUR 16,2 Mio.). Gegenläufig haben sich die erhaltenen Dividenden von Tochtergesellschaften (EUR 0,7 Mio.) sowie erhaltene Zinsen (EUR 0,1 Mio.) ausgewirkt.

Insgesamt resultiere aus der betrieblichen Tätigkeit ein Zahlungsmittelabfluss i. H. v. EUR 3,7 Mio. Dieser lässt sich auf den Cashflow aus betrieblicher Tätigkeit i.H.v. minus EUR 1,5 Mio. abzüglich gezahlte Zinsen (EUR 2,1 Mio.) und Ertragsteuern (EUR 0,2 Mio.) zurückführen.

Die Gesellschaft war zu jeder Zeit in der Lage, ihre Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen. Außerbilanzielle Verpflichtungen bestanden aus Rückkaufverpflichtungen einzelner Anlagen, die in früheren Jahren von der Gesellschaft gebaut wurden. Diese Rückbauverpflichtungen könnten frühestens in fünf Jahren zum Tragen kommen.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage als positiv zu betrachten. Der Vorstand ist mit der Entwicklung sehr zufrieden. Die 7C Solarparken AG konnte im Berichtszeitraum jederzeit ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen.

# PROGNOSEBERICHT

## MUTTERGESELLSCHAFT

Aufgrund des strategischen Fokus des Konzerns werden die Erlöse der 7C Solarparken AG hauptsächlich aus dem Betrieb, der Wartung und den Managementdienstleistungen des eigenen IPP-Portfolios generiert. Auch wird die 7C Solarparken AG aus ihren eigenen Solaranlagen und PV Estate Umsatzerlöse generieren können. Weil einmalige Erträge und Aufwendungen des Berichtsjahres für das kommende Geschäftsjahr nicht im gleichen Umfang erwartet werden können, plant der Vorstand einen Umsatz von EUR 4,5 Mio. sowie ein EBITDA von EUR 0,6 Mio.

Das Anlagenportfolio der Muttergesellschaft sollte eine Produktion von 10,1 GWh sowie einen Ertrag pro installierter Anlagenleistung von 944 kWh/kWp realisieren.

## KONZERN

Mit dem durchschnittlichen Anlagenportfolio erwartet der Vorstand, im Geschäftsjahr 2026 eine Stromproduktion i. H. v. rd. 472 GWh zu realisieren, ausgehend von normalen Witterungsbedingungen im Geschäftsjahr 2026. Das bedeutet einen Ertrag pro installierter (operativen) Anlagenleistung (kWh/kWp) von 953 kWh/kWp.

Unter Annahmen von einem Marktwert Solar i. H. v. 46 EUR/MWh, erwartet; der Vorstand Umsatzerlöse i.H.v. EUR 66,5 Mio., ein EBITDA von EUR 48,8 Mio. und einen Cashflow je Aktie von EUR 0,50 für den Konzern im Geschäftsjahr 2026.

### Prognose Konzernzahlen 2025

IN MIO. EUR	2025 (IST)	2026 (PROGNOSE)
Umsatzerlöse	65,7	66,5
EBITDA	59,6	50,0
CFPS (EUR)	0,59	0,50

Dieser Ausblick basiert auf den folgenden wesentlichen Annahmen

- Es wird vom operativen Anlagenportfolio zum 31.12.2025 von 475 MWp in den prognostizierten Finanzkennzahlen ausgegangen. Die Solaranlagen, die sich zum Jahresende im Bau befanden (29 MWp) werden im Laufe vom 2. Quartal ans Netz anschlossen sein. Darüber hinaus wird der Konzern Solaranlagen mit insgesamt 4 MWp dem Portfolio zufügen. . Insgesamt wird somit von einer gewichteten operativen Anlagenportfolio von 496 MWp ausgegangen.
- Es wird für das Jahr 2026 keine operative Batterieleistung im Anlagenportfolio des Konzerns angenommen.
- Der Marktwert Solar beträgt. 45 EUR/MWh bei 665 Negativstunden, dadurch sollten nicht mehr als 15% der Produktionsvolumina unvergütet sein.
- Es werden die fixierten Strompreise aus der verbleibenden Swap-Vereinbarung (siehe Abschnitt Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolio) unterstellt. Ebenfalls wird eine Sicherungsvereinbarung, die die Produktion vom zweiten und dritten Quartal 2026 von einem Teilanlagenportfolio von 100 MWp zu einem Marktwert Solar i.H.v. EUR 40 / MWh absichert.
- Keine signifikanten Abweichungen von den langjährigen Wetterprognosen des Deutschen Wetterdienstes von März bis Dezember 2026.
- keine (rückwirkenden) regulatorischen Eingriffe.
- Obwohl Vergütungen für Redispatch 2.0 Abschaltungen als sonstige betriebliche Erträge vereinnahmt werden, werden keine Redispatch 2.0 Abschaltungen bei der Umsatzprognose berücksichtigt. Es wird weiterhin unterstellt, dass Redispatch 2.0 Vergütungen im Jahr der jeweiligen Abschaltung zur Auszahlung kommen.
- Die geplanten effektiven Zinszahlungen basieren auf dem Darlehensstand zum 31. Dezember 2025 unter Berücksichtigung der planmäßigen Tilgungen.
- Der geplante zu zahlen Pachtaufwand des Prognosejahres bemisst sich nach den bis zum 31. Dezember 2025 abgeschlossenen Gestattungsverträgen
- Die geplanten Steuerzahlungen belaufen sich auf EUR 4,0 Mio.
- Es wird weder die Aufnahme von neuen Fremdfinanzierungen noch Kapitalerhöhungen unterstellt.
- Die Stückzahl an eigenen Aktien zum 31. Dezember 2025 (5.700.000) wird von der Gesamtzahl der Aktien (81.367.767) für das gesamte Jahr abgezogen für die CFPS-Annahme. Weitere Aktienrückkäufe im Geschäftsjahr 2026 sind nicht in der Prognose berücksichtigt, obwohl dies gem. dem Geschäftsplan „Roadmap Towards 2030“ für ein Gesamtvolumen von EUR 8,0 Mio. eingeplant wird.

# RISIKO- UND CHANCENBERICHT

## RISIKEN

### RISIKOMANAGEMENT UND INTERNES KONTROLLSYSTEM

Die 7C Solarparken AG und die mit ihr konsolidierten Einzelgesellschaften sind durch ihre Geschäftstätigkeit Risiken ausgesetzt, die nicht vom unternehmerischen Handeln zu trennen sind. Ziel des Risikomanagementsystems (RMS) sowie des internen Kontrollsystems (IKS) von 7C Solarparken ist es zu gewährleisten, dass alle relevanten Risiken identifiziert, erfasst, analysiert, bewertet sowie in entsprechender Form an die zuständigen Entscheidungsträger kommuniziert werden. Das RMS hat die externen Anforderungen nach dem Kontroll- und Transparenzgesetz, dem Deutschen Corporate Governance-Kodex (DCGK), den Deutschen Rechnungslegungsstandards sowie den Prüfungsstandards des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland sowie weiteren gesetzlichen Anforderungen unter Hinzuziehung der Unternehmensgröße und Unternehmenstätigkeit grundsätzlich berücksichtigt.

Der betriebswirtschaftliche Nutzen des RMS zeigt sich nicht nur in der Schaffung von Transparenz und der Sicherstellung einer Frühwarnfunktion, sondern auch in der Erhöhung der Planungssicherheit und der Senkung von Risikokosten. Generell umfassen das RMS und IKS auch rechnungslegungsbezogene Prozesse sowie sämtliche Risiken und Kontrollen im Hinblick auf die Rechnungslegung. Dies bezieht sich auf alle Teile des RMS und des IKS, die relevanten ergebniswirksamen Auswirkungen auf die Gesellschaft haben können. Ziel des RMS und des IKS von 7C Solarparken im Hinblick auf die Rechnungslegungsprozesse ist die sachgerechte Identifizierung und Bewertung von Einzelrisiken, die dem Ziel der Regelungskonformität des Konzernabschlusses entgegenstehen kann. Erkannte Risiken werden hinsichtlich ihrer Auswirkung auf den Konzernabschluss analysiert und bewertet. Hierbei liegt der Fokus der Risikoidentifizierung, -steuerung und -kontrolle auf den verbleibenden wesentlichen Bereichen mit folgenden enthaltenen Risiken:

- Monitoring der Performance des PV-Portfolios: Stillstandzeiten werden durch ein Online-Monitoring in Echtzeit minimiert. Die Überwachung obliegt dem Konzern selbst.
- Projektreservekonten: Für die Solaranlagen werden Projektreservekonten aus den laufenden Cashflows angespart, die für den Austausch von Komponenten verwendet oder in einem einstrahlungsarmen Jahr in Anspruch genommen werden können.
- Liquiditäts- und Finanzierungsmanagement: Um Finanzierungsrisiken zu minimieren, stellt der Konzern sicher, dass die finanzierenden Banken keinen Zugriff auf andere Gesellschaften als die jeweilige Darlehensnehmerin haben. Prinzipiell werden ausschließlich sogenannte Non-recourse-Finanzierungen abgeschlossen, bei denen die Haftungsmasse für die Bank auf die jeweilige Darlehensnehmerin beschränkt ist. Im Rahmen der Vereinfachung der Konzernstruktur werden jedoch in zunehmendem Maße mehrere Anlagen in einer Gesellschaft gehalten.
- Rechtsfälle im Zusammenhang mit der Abwicklung vorhandener Gewährleistungsfälle.

Für die letzten beiden Risiken ist der Vorstand direkt verantwortlich und berichtet dem Aufsichtsrat regelmäßig.

Als Stellungnahme zur Angemessenheit und Wirksamkeit des IKS und RMS wird, auf die in der Darstellung der jeweiligen Systeme sowie im Folgenden zum IKS ausgeführten Maßnahmen zur Überprüfung und Verbesserung verwiesen, die vom Vorstand veranlasst worden sind.

Grundsätzlich ist jedoch zu berücksichtigen, dass Risiko und Kontrollsysteme wie das IKS und das RMS unabhängig von Ihrer Ausgestaltung keine absolute Sicherheit liefern, dass sämtlich tatsächlich eintretende Risiken vorab aufgedeckt oder alle Prozessverstöße verhindert werden können.

## **RISIKOMANAGEMENTPROZESS**

Das Risikomanagement von 7C Solarparks ist nach den von der Unternehmensführung definierten Vorgaben sowie den Vorgaben der Gesetzgebung für das Risikomanagement ausgerichtet. Nach der erstmaligen Erfassung und Bewertung der Risiken werden sie in den regelmäßigen Dialog mit dem Aufsichtsrat eingebracht.

### **IDENTIFIZIERUNG**

Die Risiken können teilweise durch entsprechende Maßnahmen vermieden oder vermindert werden. Es bestehen Herstellergarantien für den unwahrscheinlichen Fall einer Leistungsminderung sowie entsprechende Versicherungsverträge, die Schäden aus Ertragsausfällen absichern. Die verbleibenden Risiken müssen vom Unternehmen selbst getragen werden. Der Konzern fokussiert sich auf den Betrieb von Bestandsanlagen, um so das Risiko der Projektierung und des Baus zu vermindern. Als Gesamtsicht auf die Risikosituation werden die identifizierten und bewerteten Risiken aktualisiert und es wird regelmäßig an den Aufsichtsrat Bericht erstattet. Um die mit der Geschäftstätigkeit verbundenen Risiken frühzeitig erkennen zu können, sind verschiedene Maßnahmen und Analysetools zur Risikofrüherkennung in die Berichterstattung integriert. In vierteljährlichen Meetings werden die identifizierten Risiken prozessseitig überprüft. An den Besprechungen nehmen mindestens ein Vorstandsmitglied und eine Führungskraft aus Monitoring, O&M oder der kaufmännischen Verwaltung teil. Diese Instrumente des Risikomanagements zur Risikofrüherkennung umfassen u. a. die kontinuierliche Liquiditätsplanung sowie ein prozessorientiertes Controlling in den Geschäftsbereichen und ein unternehmensübergreifendes, kaufmännisches und technisches Reporting. Der Vorstand erachtet das Risikomanagementsystem für angemessen und wirksam.

### **BEWERTUNG UND EINTEILUNG IN RISIKOKLASSEN**

In der „Risk Map“ hat der Konzern die Rahmenbedingungen für ein ordnungsgemäßes und zukunftsorientiertes Risikomanagement formuliert. Das Handbuch regelt die konkreten Prozesse im Risikomanagement. Es zielt auf die systematische Identifikation, Beurteilung, Kontrolle und Dokumentation von Risiken ab. Indikatoren stellen Informationen über die spezifischen Eigenschaften von Risiken zur Verfügung und machen sie dadurch messbar. In einigen Fällen ist es schwierig, quantitative Indikatoren zu definieren, wohingegen qualitative Faktoren einfach zu ermitteln sind. Trotzdem sollte immer eine finanzielle Schätzung (z. B. Größenordnung) abgegeben werden.

### **RISIKOPOSITIONEN AUFGRUND VON EINTRITTSWAHRSCHEINLICHKEIT UND FINANZIELLER SCHADENSHÖHE**

Die Schadenskategorie und Eintrittswahrscheinlichkeit muss geschätzt werden, um die Brutto- und Nettorisiken quantifizieren zu können. Die Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenskategorie führt zu einer finanziellen Schätzung der Risikoposition und damit zu Prioritätsabstufungen. Die Addition dieser so ermittelten Risiken zeigt somit eine Gesamtsicht auf die Risiken des Unternehmens. Die Einteilung nach Prioritäten macht es möglich, die Risiken einzuordnen und sie in einem Risikoportfolio zu veranschaulichen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit zeigt an, wie wahrscheinlich ein Risiko ist, aber trifft keine Aussage dazu, zu welchem Zeitpunkt das Problem voraussichtlich eintritt.

Um die Angabe der Wahrscheinlichkeit zu vereinfachen, wird anhand eines Faktors abgeschätzt, wie häufig ein Risikoereignis innerhalb eines Jahres auftaucht und wie dies das operative Ergebnis von 7C Solarparken beeinflusst.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist in sechs Kategorien eingeteilt:

KATEGORIE	VERGANGENE / AKTUELLE SCHÄTZUNG	HÄUFIGKEIT	FAKTOR	WAHRSCHEINLICHKEIT
6	Sehr häufig	Monatlich	12,0	Höchstwahrscheinlich
5	Häufig	Zweimal pro Jahr	2,0	Sehr wahrscheinlich
4	Regelmäßig	Einmal pro Jahr	1,0	Wahrscheinlich
3	Manchmal	Alle 2 Jahre	0,5	Möglich
2	Selten	Alle 5 Jahre	0,2	Unwahrscheinlich
1	Unbedeutend	Alle 10 Jahre	0,1	Fast unmöglich

Um das Risiko zu bewerten, werden Schadenskategorien in einem Bereich definiert, in den der Umfang des Risikos voraussichtlich fallen wird. Die Schadenskategorien sind:

KATEGORIE	SCHADENSGEWICHTUNG	BEWERTUNG ANHAND DES EBITDA
6	Kritisch; existenzgefährdend	EUR 5,0 Mio.
5	Sehr hoch	EUR 2,0 Mio.
4	Hoch	EUR 1,0 Mio.
3	Mittel	EUR 0,5 Mio.
2	Gering	EUR 0,2 Mio.
1	Unbedeutend	EUR 0,1 Mio.

Die Faktoren, von denen erwartet wird, dass sie das Ergebnis des Unternehmens beeinflussen, werden von der Bewertung der individuellen Risiken aus der Schadenskategorie und der Eintrittswahrscheinlichkeit abgeleitet. Diese Einflussfaktoren werden in verschiedene Ebenen unterteilt, um Maßnahmen priorisieren zu können, die implementiert oder aufrechterhalten werden müssen. Auf der Basis einer farblichen Bewertungsskala, die das finanzielle Risiko der Eintrittswahrscheinlichkeit gegenüberstellt, definiert 7C Solarparken die Ebenen der Prioritäten mit „gering“, „mittel“ und „hoch“.

## RISIKOPOSITIONEN

Risikostufe	5.000 T€	kritisch	mittel	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch
	2.000 T€	Sehr hoch	mittel	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch
	1.000 T€	Hoch	gering	gering	mittel	mittel	mittel	hoch
	500 T€	Mittel	gering	gering	gering	gering	mittel	hoch
	200 T€	Gering	gering	gering	gering	gering	gering	mittel
	100 T€	unbedeutend	gering	gering	gering	gering	gering	mittel
			Fast unmöglich Alle 10 Jahre 0,1	Unwahrscheinlich Alle 5 Jahre 0,2	Möglich Alle 2 Jahre 0,5	Wahrscheinlich Jährlich 1,0	Sehr wahrscheinlich Halbjährlich 2,0	Höchstwahrscheinlich Monatlich 12,0
<b>Eintrittswahrscheinlichkeit</b>								

Der Konzern beurteilt seine Risiken nach der Bruttobetrachtung. Hierbei werden die Risiken vor den ergriffenen Maßnahmen zur Risikobegrenzung einzeln dargestellt und beurteilt.

## BESTANDSGEFÄHRDENDE RISIKEN UND WEITERE EINZELRISIKEN

In regelmäßigen Zeitabständen werden auf Vorstandsebene die Angemessenheit und Effizienz des Risikomanagements sowie die dazugehörigen Kontrollsysteme kontrolliert und entsprechend angepasst. Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass weder IKS noch RMS absolute Sicherheit bezüglich des Erreichens der damit verbundenen Ziele geben können. Wie alle Ermessensentscheidungen können auch solche zur Einrichtung angemessener Systeme grundsätzlich fehlerhaft sein. Kontrollen können aus simplen Fehlern oder Irrtümern heraus in Einzelfällen nicht greifen oder Veränderungen von Umgebungsvariablen können trotz entsprechender Überwachung verspätet erkannt werden.

Im Vergleich zum Vorjahr konnten Risiken, die sich im Zusammenhang mit Gewährleistungsthemen ergaben, weiterhin reduziert werden. Ein bestandsgefährdendes Risiko besteht derzeit nicht. Aktuell werden im Rahmen des Risikomanagementprozesses insbesondere die folgenden Einzelrisiken intensiv bewertet.

### HOHE EINZELRISIKEN:

- **Bodenverunreinigung** – Der Konzern hat im Geschäftsjahr 2019 das Eigentum an einer Gewerbefläche erworben, welche für die Entwicklung und Bau einer Solaranlage genutzt werden sollte. Die Gewerbefläche ist teilweise durch die historische Nutzung des Grundstücks sowie auch durch weitere Entsorgung von Material auf der Fläche durch Dritte beeinträchtigt. Im Geschäftsjahr wurde der volle Umfang der Bodenverunreinigung durch Gutachten belegt. Der Konzern beabsichtigt weiterhin ein Solar- und Speicherprojekt auf der Fläche zu entwickeln und dabei die Bodenverunreinigung zu beheben und entsorgte Materialien zu entfernen bzw. neu zu verwenden. Der Konzern rechnet damit, dass im kommenden Jahr neben den Investitionen in einer neuen Solaranlage nebst Speicher Liquidität i.H.v. geschätzt EUR 1,4 Mio. in die Entfernung und die Entsorgung von verunreinigtem Boden und Baustoffen fließen könnte. Es wird derzeit ein Konzept für die Neuverwendung von Baustoffen in einem zu bauen Projekts erarbeitet.

### MITTELSCHWERE EINZELRISIKEN:

- **Liquiditätsabflüsse für Garantiefälle:** Verschiedene Gewährleistungsrisiken stammen aus der früheren EPC-Tätigkeit der 7C Solarparken AG (damals: Colexon Energy AG) und dem Großhandel mit Modulen, genauso wie aus dem laufenden externen O&M Geschäft. Gewährleistungsansprüche können plötzlich durch Herstellungs-, Designfehler oder technische Defekte auftauchen, die durch Beschädigungen (Feuer, Undichtheit usw.) oder anhand von Inspektionen am Ende des Gewährleistungszeitraumes oder O&M Vertrages ausgelöst werden. Nicht immer sind die Risiken das Resultat von Fehlern beim EPC oder der Ausführung der O&M Tätigkeit, sondern es gibt ebenso rechtliche Risiken, wenn ein Gerichtsverfahren aufgenommen werden sollte. 7C Solarparken steuert dieses Risiko, indem sie die Ausführung der O&M Vereinbarungen verbessert und sich mit verschiedenen Strategien auseinandersetzt, um diesen Ansprüchen entgegenzuwirken. Im Jahr 2026 könnten rund EUR 0,2 Mio. an Liquidität für Instandhaltung, Präventivmaßnahmen und (außer-) gerichtliche Vergleiche für in der Vergangenheit gebaute Solarparks abfließen. Diese möglichen Instandhaltungsmaßnahmen sind von zahlreichen Faktoren beeinflusst und derzeit nicht vollumfänglich planbar.
- **Abhängigkeit von staatlicher Förderung in Deutschland:** 7C Solarparken ist davon abhängig, dass keine rückwirkenden Änderungen zu den Gesetzen und regulatorischen Rahmenbedingungen, vor allem im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Investitionen in Wind- und Solaranlagen sind gekennzeichnet von erheblichen Investitionsvolumina, die mit sehr geringen Erhaltungsaufwendungen Umsatzerlöse über feste Einspeisevergütungen und zunehmend auch Stromverkauf für einen langen

Zeitraum generieren (meistens 20 Jahre). Dadurch ist 7C Solarparken abhängig von politischen Systemen, der Gesetzgebung und der Rechtsprechung, die diese regulatorischen Rahmenbedingungen (im weitesten Sinne) hinsichtlich der Tarife. Sowohl rückwirkende Eingriffe, eine andere Interpretation oder Anwendung der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen sowie weitere (Pflicht-) Investitionsausgaben, z. B. zur Stärkung der Netzstabilität, könnten die Kapitalrendite verringern.

- **Abhängigkeit von staatlicher Förderung in Belgien:** 7C Solarparken ist davon abhängig, dass keine rückwirkenden Änderungen zu den Gesetzen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Belgien vorgenommen werden (z.B. Änderungen am Grünstromzertifikatsystem). Investitionen Solaranlagen sind gekennzeichnet von erheblichen Investitionsvolumina, die mit sehr geringen Erhaltungsaufwendungen Umsatzerlöse über feste Einspeisevergütungen oder Grünstromzertifikate und zunehmend auch Stromverkauf für einen langen Zeitraum generieren (meistens 20 Jahre). Dadurch ist 7C Solarparken abhängig von politischen Systemen, der Gesetzgebung und der Rechtsprechung, die diese regulatorischen Rahmenbedingungen (im weitesten Sinne) u.A. hinsichtlich Grünstromzertifikaten sowie die Möglichkeit zur Belieferung von Stromkunden konstant halten. Sowohl rückwirkende Eingriffe, eine andere Interpretation oder Anwendung der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen sowie weitere (Pflicht-) Investitionsausgaben, z. B. zur Stärkung der Netzstabilität, könnten die Kapitalrendite verringern. Es wird derzeit in der flämischen Regierung einen Vorschlag besprochen keine Grünstromzertifikate mehr zu erteilen an Solaranlagen an Stunden mit Negativpreisen. Dies würde auch für Bestandsanlagen gelten. Dies hätte ein negativer Effekt von rd. EUR 0,5 Mio. pro Jahr, bzw. etwa ein Drittel der Einnahmen aus Grünstromzertifikaten, auf das Konzern-EBITDA. Es ist bereits, das dritte Mal, dass die flämische Regierung versuchen würde, die Rahmenbedingungen für das Grünzertifikatsystem zu ändern. Die vorherigen Versuche sind an ihrer Verfassungswidrigkeit sowie am Bedenken des Staatsrats gescheitert. Am Tag der Veröffentlichung gab es noch keinen Beschluss der flämischen Regierung. Der Konzern stuft das Eintreten des Risikos jedoch als „sehr wahrscheinlich“ ein.
- **Fernsteuerbarkeit** – nach den Vorschriften des EEGs sollten die Solaranlagen des Konzerns durch die Netzbetreiber heruntergeregelt oder gar abgeschaltet werden können z.B. im Rahmen von Redispatch 2.0 Maßnahmen. Die Fernsteuerbarkeitstechnik ist jedoch nicht frei von Fehlern, daher testen Netzbetreiber gelegentlich ob Solaranlagen in einer bestimmten Region tatsächlich auf solche Signale angemessen reagieren. Die Sicherstellung, dass diese Technik funktioniert, obliegt dem Anlagenbetreiber. Sofern die Fernsteuerbarkeit, wie sie aus diesen Tests hervorgeht, nicht gegeben ist, bekommt der Anlagenbetreiber eine Frist gesetzt, um schriftlich nachzuweisen, dass der (technische) Fehler behoben worden ist. Wenn diese Frist versäumt wird, kann der Netzbetreiber gem. § 52 EEG Bußgelder von 2 bis 10 EUR je installierter kWp pro Monat verlangen. Die Risiken liegen darin, dass die Kommunikation der Netzbetreiber hinsichtlich der Durchführung und dem Resultat (bestanden oder nicht) starken Zeitverzögerungen unterliegt, so dass die Fristen zur Nachbesserung i. d. R, sehr kurz sind. Verschärft wird dieses Risiko, dadurch das die bei älteren Anlagen eingesetzte Technik häufig nicht mehr (schnell) verfügbar ist. Der Konzern managet das Risiko durch den präventiven Austausch von Komponenten und standardisierte Prozessen bei der Reaktion auf Prüfungen, welche von Netzbetreibern ausgeführt wurden.
- **Regulatorisches Risiko:** In der Konsequenz existiert ein erhebliches regulatorisches Risiko im Rahmen der Investitionsaktivitäten in Wind- und Solaranlagen, welches nicht entschärft werden kann. Der Konzern akzeptiert dieses Risiko jedoch nur in einem Land, in dem er sich sicher fühlt und in dem die Regierungen wahrscheinlich keine rückwirkenden politischen Entscheidungen treffen werden. Für den Konzern sind Indikatoren dafür z. B. die Investitionen von Privathaushalten in Solaranlagen, die für den Gesetzgeber ein Risiko bei den Wahlen und die politische Stabilität eines bestimmten Landes darstellen. Aus diesem

Grund konzentriert sich 7C Solarparks hauptsächlich auf Deutschland und zunehmend auf Belgien. Im EEG 2017 wurde der Bestandsschutz für 20 Jahre aufgenommen, so dass es höchst unwahrscheinlich ist, dass sich dieses politische Risiko tatsächlich einstellt. Eine Verringerung von 10 % bei der deutschen Einspeisevergütung hätte einen negativen Einfluss i. H. v. EUR 5,3 Mio. auf das prognostizierte Konzern-EBITDA zur Folge.

- **Entwicklungsrisiko:** der Konzern betätigt sich an Projektentwicklung von Solaranlagen sowie von Speichern (Batterien) in Deutschland und in Belgien. Die im Rahmen der Projektierung von Solarparks durchgeführten Tätigkeiten (Flächenakquise und -sicherung; Bauleitplanung und Baugenehmigung; Netzanschluss und Trassensicherung) stellen für den Konzern eine neue Risikokategorie dar. Insbesondere kann man z. B. ohne Vorsatz gegen öffentliche Genehmigungen verstoßen. Weiterhin könnten sich Verträge und Genehmigungen unwirksam zeigen, es könnte zu Fehlinterpretationen von Gesetzen, Verordnungen und öffentlichen Auflagen kommen oder man könnte versehentlich (Form-)Verstöße gegen Fristen, Anzeigen, Meldungen, (...) machen, es könnte vom Netzbetreiber die Einspeisebewilligung für einen bestimmten Standort nicht erteilt werden, bei Ausschreibungsprojekten könnte die an die Bundesnetzagentur entrichtete Sicherheit durch Verzug verloren gehen, schließlich könnte sich auch die wirtschaftliche Projektierung als falsch herausstellen, sodass im schlimmsten Fall der Betrieb der selbstentwickelten Anlage und somit die Gesamtinvestition gefährdet ist. Durch die Erfahrung der Mitarbeiter des Konzerns sowie das gezielte hinzuziehen von anderen Spezialisten in Sachen Entwicklung von Solaranlagen (bzw. Batterien) in Deutschland und in Belgien, schätzt der Konzern das Projektierungsrisiko mittelschwer ein. Darüber hinaus wird das Risiko durch die Umsetzung des Vieraugenprinzips für wesentliche Projektunterlagen minimiert. Nach Auffassung des Vorstandes überwiegen im Übrigen die sich aus der Projektentwicklung ergebenden Wachstumschancen wesentlich die Risiken dieser Aktivität. Zusätzliche Risiken aus dem Bau bzw. der Errichtung der Solar- und Speichieranlagen ergeben sich nur bedingt, da die Projektrealisierung grundsätzlich an ein Generalunternehmen vergeben wird. Aus den vorgenannten Gründen hält der Konzern das mit dieser Aktivität verbundene Gesamtrisiko für den Konzern daher für vertretbar.
- **Zahlungsrisiken aus Lieferungen und Leistungen:** Aufgrund der Fokussierung auf das Wind- und Solarkraftwerksgeschäft entstehen die Forderungen fast hauptsächlich auf Basis von Gesetzen in den jeweiligen Ländern aber zunehmend auch aus Verträgen mit Direktvermarktern und Stromkunden. Daraus folgt, dass die Zahlungsrisiken aus Lieferungen und Leistungen von der Bonität der Stromnetzbetreiber sowie der Direktvermarkter und Stromkunden abhängen. Es ist nur selten zu einem Zahlungsausfall gekommen. Es besteht für 7C Solarparks also ein marktübliches Zahlungsrisiko aus Lieferungen und Leistungen oder aus finanziellen Forderungen. Ein verspätetes Begleichen offener Forderungen bzw. deren Ausfall hätte negative Auswirkungen auf den Cashflow der Gesellschaft. Daher werden alle Kunden, die mit 7C Solarparks Geschäfte abschließen möchten, vorab einer detaillierten Bonitätsprüfung unterzogen. Das Zahlungsrisiko verbunden mit Direktvermarktern und Stromkunden wird durch die gezielte vertragliche Vergabe von Bank-, Konzernbürgschaften oder Patronatserklärungen gemanagt. Die Forderungsbestände werden laufend überwacht.
- **Projektfinanzierung:** 7C Solarparks betreibt Wind- und Solaranlagen meistens über Projektgesellschaften, deren bestehende langfristige Fremdfinanzierungen gemäß Tilgungsplan bedient werden. Die Verfügbarkeit von Projektfinanzierungen ist für den Ankauf von Neuprojekten von wesentlicher Bedeutung. Darüber hinaus sollen die Bedingungen, zu denen neue Projektfinanzierungen festgelegt werden können, ausreichend attraktiv sein, um die Umsetzung von Neuprojekten zu erlauben. Insofern ist das Wachstum von 7C Solarparks und die Erreichung der Zielsetzungen aus dem Geschäftsplan „Roadmap towards 2030“ von dieser Verfügbarkeit sowie attraktiven Konditionen abhängig.

Für bestehende Projektfinanzierungen müssen finanzielle Covenants (Auflagen) beachtet werden, um eine vorzeitige Rückzahlung der Darlehen zu vermeiden.

- **Risiken der Eigenkapitalbeschaffung:** 7C Solarparken ist teilweise abhängig von der Stimmung am Kapitalmarkt und der Wahrnehmung der Investoren bezüglich des Eigenkapitals des Konzerns. Hauptsächlich verlangen institutionelle Investoren von Unternehmen eine gewisse Stabilität, ausreichende Marktkapitalisierung und tägliche Verfügbarkeit an der Börse. Sollte das Unternehmen keine neuen Investoren akquirieren können, wird 7C Solarparken nicht in der Lage sein, analog dem Marktstandard zweistellig zu wachsen.
- **Preisrisiken auf dem Strommarkt:** 7C Solarparken ist grundsätzlich nur beschränkt Preisrisiken am Strommarkt ausgesetzt, die aufgrund der regulatorischen Entwicklung und Marktdynamik laufend zunehmen. Dies hängt einerseits damit zusammen, dass das deutsche Portfolio (87% des Gesamtportfolios) fast ausschließlich mit festen Einspeisetarifen vergütet wird, während beim belgischen Portfolio (13% des Gesamtportfolios) etwa die Hälfte des erzeugten Stroms zu einem festen Strompreis für den Vorortverbrauch an Gebäudenutzer verkauft wird. Wie bereits im Abschnitt „Vermarktungsmodell des belgischen Anlagenportfolios“ erläutert wurde, stellen höhere Strompreise insbesondere hinsichtlich der jüngeren Solaranlagen eine Chance für den Konzern dar, da man den Höchstpreis zwischen dem Strompreis und der Einspeisevergütung erwirtschaften kann. Entsprechend stellt eine (längere) Flaute in den Strompreisen aber auch den Verlust dieser Chance (und somit ein Risiko) dar. Eine hohe Preisvolatilität insbesondere in Verbindung mit dem Vorkommen von Negativpreisen, stellt eine Chance für den Konzern da, weil er über die aktive Steuerung des Anlagenportfolios von diesen Marktbewegungen profitieren kann. Der Konzern versucht das Risiko auf längeren Perioden von geringeren Strompreisen zu senken, indem er sich einerseits z. B. durch den opportunistischen Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen einen Strompreis oberhalb der Einspeisevergütung und andererseits durch den Abschluss von langfristigen Verträgen einen festen Strompreis durch den Verkauf von Strom für den Vorortverbrauch eines Gebäudenutzers sichert.
- **Erweiterung des Anteils an erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt:** der Anteil der Wind- und Solarstrom in der Nettostromproduktion in Deutschland lag im Geschäftsjahr 2025 bei 48 %. Grundsätzlich kann der Anstieg des Anteils an erneuerbaren Energien im Strommix sowohl durch den (künftigen) Ausbau von erneuerbaren Energien als auch durch die Abnahme der Gesamtstromnachfrage ausgelöst werden. Da es sich bei erneuerbaren Energien um sogenannte inframarginale Technologien handelt (vgl. Abschnitt „Preisbildung – wie kommt der Strompreis zustande?“), führt der Anstieg des Anteils an erneuerbaren Energien über das System des Merit Orders generell zu geringeren Beräumungspreisen auf dem Strommarkt, also auch zu einem Absenken des Marktwerts Solar. Der Marktwert Solar ist der mit dem Volumenanteil des Solarstroms an der Gesamtstromerzeugung gewichtete Strompreis. Es ist dieser Preis, welcher die Grundlage für die Abrechnung des direktvermarkteten Stroms von Solaranlagen (vgl. Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios) bildet. Die Bedeutung dieses Marktwerts Solar wurde bereits im vorigen Punkt bezüglich der Preisrisiken am Strommarkt näher erläutert. Der Konzern versucht dieses Risiko zu mindern, indem er sich beim Ausbau des Portfolios auf den Erhalt von Zuschlägen in der Ausschreibung fokussiert, sodass eine langfristige Einspeisevergütung für eine Anlage, angenommen das keine Negativpreise vorherrschen, gesichert werden kann.
- **Negativpreise:** für einen Teil seines Portfolios besteht für den Konzern das Risiko negativer Strompreise auf dem deutschen Markt. Im Allgemeinen treten negative Strompreise auf, wenn ein geringerer Strombedarf mit hoher Produktion aus Solar- und Windparks zusammentreffen. In der Vergangenheit trat ein solches Szenario normalerweise am Wochenende auf und summierte sich auf nicht mehr als 1-2 % der Gesamtstunden pro Jahr. Mittelfristig dürften negative Preise aufgrund der zunehmenden

Stromnachfrage durch die Elektrifizierung des Verkehrs und des Heizungssektors seltener werden. Allerdings treten negative Strompreise aufgrund des aktuell gesunkenen Strombedarfs in Deutschland mittlerweile sehr häufig auf (Siehe Abschnitt Negativpreise im Berichtszeitraum). Deutsche solare Anlagen, die ab 2016 in Betrieb genommen wurden, werden durch einen Mechanismus vergütet, der die Einspeisevergütungen nach 6 aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise auf null senkt (für Anlagen ab Inbetriebnahmedatum 1. Januar 2021 nach 4 Stunden, für Anlagen ab Inbetriebnahmedatum 2025 sogar nach 1 Stunde). Vor 2016 in Betrieb genommene Anlagen bleiben von negativen Preisen unberührt. Im Geschäftsjahr 2025 hat der Konzern etwa EUR 0,8 Mio. Ertragseinbußen durch die Negativpreisregel erlitten. Der Vorstand geht davon aus, dass sich das Risiko auch 2026 maximal in dieser Größenordnung bewegt. Der Konzern ist aufgrund seiner ungeordneten Bedeutung im gesamten Strommarkt nicht in der Lage das Risiko auf Negativpreise zu verringern. Der Konzern geht somit dieses Risiko ein. Dabei soll bemerkt werden, dass das Vorkommen von Negativpreisen über längeren Zeiträumen die Investitionen in neuen (erneuerbaren) Erzeugungskapazität ausbremsen wird.

- **Witterungsverhältnisse:** Die Witterungsverhältnisse haben einen unmittelbaren Einfluss auf die PV/Wind-Stromproduktion der eigenen Anlagen. Darüber hinaus können starker Schneefall oder Sturm zu Schäden an den Solaranlagen führen. Dies kann Einfluss auf die Liquiditätslage des Unternehmens haben. Obwohl die jährliche Schwankung bei der Sonneneinstrahlung für Solaranlagen bis zu 10 % betragen kann, reduziert sich die Unsicherheit so auf weniger als 2 % über einen Zeitraum von 20 Jahren.

#### **GERINGE EINZELRISIKEN:**

- **Bautätigkeit:** Vereinzelt übernimmt der Konzern auch weitergehende Aufgaben bei konzerninternen Neubauprojekten, wie z. B. das Design, die Bauüberwachung oder die Auswahl bzw. den Erwerb von Hauptkomponenten (Module; Wechselrichter), um von der Wertschöpfungskette zu profitieren. Daraus können sich neue Risiken ergeben wie z. B. Designfehler, Inkompatibilität und Unzuverlässigkeit von ausgewählten Komponenten sowie Risiken, die in Verbindung mit der Bestellung von Komponenten stehen und die z. B. zu niedrigen Erträgen der gebauten Solaranlagen oder zu höheren Entstehungskosten führen können. Insgesamt schätzt der Vorstand die sich ergebenden Risiken aus diesem Bereich als geringfügig ein.
- **Internationalisierung:** Mit der Entscheidung für Belgien als zweiten Kernmarkt könnten zukünftig die Aktivitäten und die mit diesem Markt verbundenen Risiken steigen. Insbesondere sind Risiken verbunden mit den Kunden im Hinblick auf Vorortverbrauch und Kreditrisiko hervorzuheben. Während im deutschen Solarmarkt der Strom tendenziell ins Netz eingespeist wird, wird in Belgien ein wesentlicher Anteil des Stroms an den Gebäudebetreiber verkauft, um bessere Bedingungen als am Strommarkt erzielen zu können. Daraus ergibt sich einerseits das Risiko, dass sich der Stromverbrauch dieses Endkunden verringert und somit der durchschnittliche Strompreis sinkt. Ein weiteres Risiko ist der Ausfall des Kunden. Der Vorstand schätzt das Risiko für das Portfolio insgesamt als gering ein. Erstens ist der Stromverkauf in Belgien von untergeordneter Bedeutung, zweitens wird durch die Vielzahl an Projekten eine Risikostreuung erreicht. Der Anteil des Konzern-EBITDA außerhalb von Deutschland betrug 2025 ungefähr EUR 4,1 Mio. (i. VJ.: EUR 1,8 Mio.).
- **Personal:** Die bisherige wirtschaftliche Entwicklung von 7C Solarparken beruhte maßgeblich auf der Leistung der Mitarbeiter. Für den zukünftigen wirtschaftlichen Erfolg ist es daher wichtig, dass Schlüsselpersonen weiterhin für 7C Solarparken tätig sind.
- **Technische Abhängigkeit:** Die Fokussierung des Konzerns auf Investitionen in Wind- und Solaranlagen mit Schwerpunkt in Deutschland und Belgien macht den Konzern von der Technik der Wind- und Solaranlagen, den Ertragsprognosen, sowie der Stabilität des deutschen Netzes abhängig. Wir weisen

diesem Risiko ein geringes Schadenspotenzial zu, da die Parks von 7C Solarparks bereits eine gute Erfolgsgeschichte vorweisen können.

- **Technologische Entwicklung:** Die technologische Entwicklung auf dem Wind- und PV-Markt wird weiterhin aufmerksam beobachtet, sodass das Anlagenportfolio mit sinnvollen technologischen Entwicklungen ergänzt werden kann oder es gewährleistet wird, dass Möglichkeiten in der Erweiterung bzw. Ergänzung des Geschäftsmodells nicht verpasst werden.
- **Finanzierungsinstrumente:** der Konzern hat Bankdarlehen gesichert, die zum Bilanzstichtag mit einem Buchwert i.H.v. EUR 15,0 Mio. bilanziert werden. Diese Bankdarlehen wurden mit marktüblichen Covenants auf Konzernebene (minimale Eigenkapitalratio) sowie auf Ebene der 7C Solarparks AG (minimaler Buchwert der gehaltenen Beteiligungen) abgeschlossen. Darüber hinaus wurden verschiedene Auflagen, die mit der Konzernstruktur und der Veräußerung von Solaranlagen in Verbindung stehen, vereinbart. Sollte der Konzern die Auflagen nicht einhalten (können), könnte dies im schlimmsten Fall zur (Teil-) Kündigung der Bankdarlehen führen. Das Risiko wird jedoch derzeit als gering eingestuft.
- **Zins- und Währungsrisiken:** Durch die Reduzierung der internationalen Präsenz außerhalb der europäischen Währungsunion bestehen für 7C Solarparks keine Fremdwährungsrisiken. Die Inanspruchnahme von Krediten hat sich entweder durch Verwendung derivativer Finanzinstrumente (Zinsswaps) oder durch die Festlegung von Festzinsen über einen mittelfristigen Zeitraum (bis zu 10 Jahren) fast ausschließlich auf festverzinsliche Darlehen reduziert, sodass die Gesellschaft für das bestehende Geschäft gegenwärtig keinen wesentlichen Marktzinssatz-schwankungen ausgesetzt ist.
- **Thesaurierungsaktivitäten:** Im Rahmen der Thesaurierung kauft und verkauft 7C Solarparks Wertpapiere und schließt auch Derivate ab. Diese Aktivitäten erfolgen auf Basis einer klar definierten Strategie und innerhalb einer vorgegebenen Bandbreite. Dennoch ergeben sich aus dieser Aktivität für den Konzern geringe Einzelrisiken.
- **Steuerliche Außenprüfungen:** Es können sich generell gewisse zusätzliche Steuerrisiken im Rahmen von steuerlichen Außenprüfungen ergeben, die der Konzern jedoch als geringfügig einstuft. Auch kann der Konzern Zollüberprüfungen unterliegen – insbesondere im Zusammenhang mit der Einfuhr von Modulen, die für neue Projekte genutzt werden. Auch hier sieht der Vorstand nur ein geringes finanzielles Risiko.
- **Auflagen für die Unterlagen von Solaranlagen:** zunehmend wird von (semi-)öffentlichen Instanzen und Behörden verlangt, dass ein Solarbetreiber, u. U. auch zu bestimmten Fristen, rechtliche und technische Unterlagen vorhält, anzeigt bzw. übersendet, um z. B. dem Netzzugang einer Solaranlage zu behalten bzw. den geförderten Einspeisevergütungssatz oder die Marktprämie zu erhalten. In Falle ein Betreiber diese Vorschriften nicht einhält bzw. eingehalten hat, kann es zu Netzsperrungen, Kürzungen der Einspeisevergütung bzw. Marktprämie oder gar Strafzahlungen kommen. Der Konzern hat verschiedene Solaranlagen als Bestandsanlagen erworben, sodass Dokumentation im Zeitpunkt des Erwerbs lückenhaft sein kann bzw. nicht mehr nachvollzogen werden kann, ob alle diesbezüglichen Vorschriften zu jeder Zeit eingehalten wurden. Der Konzern stellt darüber hinaus fest, dass die vorgenannten Vorschriften zunehmend von den verantwortlichen (semi-)öffentlichen Instanzen überwacht werden. Der Konzern versucht derartige Risiken zu vermeiden bzw. zu verringern durch die Einhaltung der Vorschriften ständig zu überwachen und beim Kauf einer Bestandsanlage während der rechtlichen bzw. technischen Prüfung darauf besonderen Wert zu legen. Der Vorstand stuft das Risiko insgesamt als gering ein.
- **Technische (Produktions-)Risiken:** 7C Solarparks ist abhängig von der technischen Zuverlässigkeit ihrer Wind- und Solaranlagen, dem Ausbleiben von Naturkatastrophen und der Stabilität des deutschen Stromnetzes. Ein „Totalverlust“ einer Anlage oder ein Ausfall der Stromproduktion über einen längeren Zeitraum kann aufgrund des Verschuldungsgrades die Existenz der jeweiligen Projektgesellschaft

bedrohen. Die 7C Solarparks versucht dieses Risiko abzumildern, indem sie Komponenten auswählt, deren Leistungspotenzial über dem Durchschnitt liegt, wenn sie eine Anlage erwirbt oder baut und zusätzlich ein intensives Anlagenmonitoring betreibt, um frühzeitig potenzielle Probleme zu erkennen. Der Konzern versucht zudem das Risiko zu minimieren, indem der Betrieb und die Wartung im Unternehmen verbleiben und die Finanzierung im Moment der Investitionsentscheidung über die Projektgesellschaft ohne Rückgriffmöglichkeit auf den Konzern festgelegt wird. Zudem versucht der Konzern das Risiko teilweise an eine Versicherungsgesellschaft zu übertragen, die das Risiko eines Einnahmeausfalls für 6-12 Monate abdeckt. Trotzdem können einige Risiken wie z. B. der Ausfall des deutschen Stromnetzes, Naturkatastrophen, Krieg, Terrorismus und Nuklearunfälle nicht vermieden oder versichert werden. Demzufolge akzeptiert 7C Solarparks diese Risiken.

Der Konzern ist aus heutiger Sicht grundsätzlich in der Lage den aufgezeigten Risiken zu begegnen, diese zu steuern oder gegebenenfalls auch tragen zu können.

## CHANCEN

als Wind- und Solarkraftwerksbetreiber mit einem klaren Fokus auf den deutschen und den belgischen Markt:

- Die **Netto Cash-Flows von Bestandsanlagen** in den letzten 3-5 Jahre ihres Einspeisevergütungszeitraums sind erwartungsgemäß unverändert hoch, aber sie werden nicht mehr (im wesentlichen Umfang) für den Schuldendienst gebraucht, denn die Projektfinanzierungen wurden meist auf 15-17 Jahre aufgelegt. Der Konzern hat verschiedenen Anlagen, die in den nächsten 3 bis 5 Jahren Ihre Einspeisevergütung verlieren werden (Siehe Abschnitt Anlagenportfolio). Für diese Anlagen werden die Netto Cash-Flows dieser Bestandsanlagen dem Konzern wahlweise für Investitionen in Batterien, Aktienrückkäufe, Repowering oder neues Wachstum zur Verfügung stehen werden.
- **Repowering:** durch die Einführung des Energiesicherheitsgesetz (ENSIG) in Deutschland ab dem Geschäftsjahr 2023 entsteht die Möglichkeit, bestehende deutsche Solaranlagen mit leistungsfähigeren Modulen auszustatten (das sog. Repowering). Dies bedeutet, dass man bei bestehenden Anlagen die Leistung erheblich erhöhen kann. Die bestehende EEG-Vergütung bleibt dann, allerdings nur für die Leistung, die bereits vorhanden war, erhalten. Die zusätzliche Leistung wird einen anderen (niedrigeren) Vergütungssatz bzw. Strompreis erzielen. Ein erfolgreiches Repoweringverfahren setzt allerdings eine Neuplanung der Bestandsanlage (Baurecht, Netzanschluss, Pacht- und Gestattungsverträge) und eine Neuinvestition voraus. Die Eröffnung dieser Möglichkeit zum Repowering jedoch stellt eine Chance dar, weil es dem Konzern die Möglichkeit erschließt, gezielt Bestandsanlagen zu erweitern, wo eine Neuplanung möglich und die Neuinvestition wirtschaftlich sinnvoll ist.
- **Belgischer Markt:** Der relativ kleine belgische Markt bietet für 7C Solarparks sehr gute Chancen, Da Belgien bisher die Klimaziele verfehlt hat und die älteren Atomkraftwerke zwar länger geöffnet bleiben sollen, aber keine neuen geplant werden, steht das Land unter Druck, den Anteil an erneuerbaren Energien wesentlich auszubauen. Das größte Wachstumssegment bei PV-Anlagen werden dabei gewerbliche Dachanlagen sein.
- **Möglichkeit zur Selbstfinanzierung des Wachstums:** eine solide Bilanzstruktur, aber vor allem ein Verhältnis von Nettoverschuldung zu EBITDA von  $< 2,0$  führt allmählich dazu, dass der Konzern besser abschneidet im Vergleich zu anderen IPP-Bestandhaltern und Projektentwicklern in der Branche, die in einem größeren Ausmaß abhängig von günstigen Kapitalkosten sind. Dies ist in einem Umfeld von deutlich angestiegenen Zinsen ein Vorteil bei der Finanzierung, Akquise bzw. bei der Umsetzung von einem Selbstfinanzierungsmodell neuen PV-Projekten und Batterien.

- **Solarspitzenengesetz:** das Gesetz wird nach Einschätzung des Konzerns dazu beitragen, dass der negative Effekt von Zubau von Solaranlagen auf der Preisbildung im Day Ahead Markt gebremst wird, da die neuen Anlagen, insoweit sie dem Solarspitzenengesetz unterliegen, nach Erwartung Ihre Produktion nicht auf dem Markt anbieten werden (bzw. sich auszuschalten) zu Uhrzeiten in denen negativen Strompreise vorherrschen, da sie hierfür keine Marktprämie erhalten. Dies wird die Erhöhung der Anzahl von Negativpreisstunden auf dem Day Ahead Markt ausbremsen, was sich positiv auf das Bestandsportfolio des Konzerns auswirken wird.
- **Batterie(-standorte):** Der Konzern betreibt eine große Anzahl von Solaranlagen, die jeweils über einen Netzanschluss beziehungsweise einen Netzanschlussvertrag sowie über Baurecht verfügen. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit einer erfolgreichen Entwicklung von Batterieanlagen, da der Konzern aus einer Vielzahl von Standorten die aussichtsreichsten auswählen kann. Zudem verfügt er bereits an vielen Standorten über bestehendes Baurecht, das in vielen Fällen auf einen Speicher erweitert werden kann. Darüber hinaus kann der bestehende Netzanschluss regelmäßig für die Entwicklung eines Grünstromspeichers und in einzelnen Fällen auch für den Anschluss eines Graustromspeichers genutzt werden.
- **Kriegsereignisse in Iran:** Die aktuellen Kriegsereignisse im Iran haben im Erstellungszeitraum zu steigenden Öl- und Gaspreisen geführt. Die Gaspreise sind für die Strompreisbildung in den Zeiträumen relevant, in denen Residuallast am Markt benötigt wird (siehe Abschnitt „Preisbildung – wie kommt der Strompreis zustande?“). Dies ist für die Einspeiseerlöse des Konzerns positiv zu bewerten, soweit der Konzern in den Zeiträumen produziert, in denen Residuallast besteht.
- **Anpassung der Vermarktungsmodellen:** der Konzern hat im Geschäftsjahr wie im Vorjahr auf den sich ändernden Marktgegebenheiten (wie z.B. Strompreisvolatilität, sondern auch Negativpreise) reagiert durch die Erschließung von anderen Vermarktungsmodellen, wie z.B. den Abschluss von Strompreisswapvereinbarungen oder Optionsverträgen zur Verringerung der Variabilität in den Stromverkäufen, sowie die aktive Steuerung des Anlagenportfolios. Die Möglichkeit das eigene Anlagenportfolio zu drosseln als Reaktion auf Preissignalen auf den Strommärkte, stellt daher eine Chance für den Konzern dar. Dies gilt ebenfalls für die Fähigkeit des Konzerns mit Geschäftspartnern Derivate auf dem Strompreis abzuschließen; um einen besseren Einspeisepreis zu realisieren bzw. den abzusichern.

## RISIKOBERICHTERSTATTUNG IN BEZUG AUF DIE VERWENDUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

Die sich aus den Finanzinstrumenten ergebenden wesentlichen Risiken des Konzerns umfassen Cashflow-Risiken sowie Liquiditäts- und Ausfallrisiken. Ziel der Unternehmenspolitik ist es, diese Risiken so weit wie möglich zu vermeiden bzw. zu begrenzen. Der Umgang mit diesen Risiken wurde bereits im Risikobericht in den entsprechenden Abschnitten ausführlich behandelt. Die 7C Solarparken verwendet im Bedarfsfall derivative Finanzinstrumente, deren Zweck in der Absicherung gegen Zins- und Marktrisiken besteht. Außerdem wird im Rahmen der Thesaurierungsaktivitäten im beschränkten Umfang Handel mit Wertpapieren und Derivaten betrieben.

Insbesondere strebt der Konzern die Absicherung des Marktrisikos im Hinblick auf einem Strompreis (z.B. Marktwert Solar) durch den Abschluss von Strompreisswapvereinbarungen oder ähnlichen Derivaten nach, wie genau im den Abschnitten Vermarktungsmodell des deutschen Anlagenportfolios bzw. Vermarktungsmodell des belgischen Anlagenportfolios beschrieben wird.

Ebenfalls setzte der Konzern Zinsswaps ein, um die Zinsaufwendungen für Kreditverbindlichkeiten, die auf Basis einer variablen Zins (z.B. EURIBOR-3M) verzinslich sind; abzusichern.

Eine ausführliche Beschreibung dazu ist im Anhang zum Konzernabschluss zu finden.

## **BESCHREIBUNG DES RECHNUNGSLEGUNGSBEZOGENEN INTERNEN KONTROLL- UND RISIKOMANAGEMENTSYSTEMS GEMÄß § 289 ABS. 4 UND § 315 ABS. 4 HGB**

Ziel des IKS des Rechnungslegungsprozesses ist es, durch die Implementierung von Kontrollen hinreichende Sicherheit zu gewährleisten, dass trotz der identifizierten Risiken ein regelkonformer Jahres- und Konzernabschluss der 7C Solarparken AG erstellt wird.

Folgende präventive und aufdeckende Kontrollen sind in den Rechnungslegungsprozess eingebettet:

- Manuelle Abstimmungen,
- Funktionstrennung,
- Vier-Augen-Prinzip sowie
- Monitoring durch den Vorstand.

Der Group Reporting Manager ist fachlich für die Erstellung des Konzernabschlusses verantwortlich und formuliert inhaltliche sowie terminliche Vorgaben für die Konzerngesellschaften. Die teilweise implementierten Bilanzierungsrichtlinien (z.B. zu IFRS 16) der 7C Solarparken AG regeln entsprechend den Vorschriften zur Rechnungslegung nach den in der Europäischen Union anzuwendenden International Financial Reporting Standards (IFRS) die einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze für die in den Konzernabschluss der 7C Solarparken AG einbezogenen inländischen und ausländischen Unternehmen. Für die 7C Solarparken AG und andere inländische Konzerngesellschaften werden entsprechende Regelungen für die Bilanzierung der Einzelabschlüsse nach HGB in einer durch die Leiterin der Finanzbuchhaltung vorgegeben. Dadurch werden konzerneinheitliche Rechnungslegungspraktiken mit möglichst geringen Ermessensspielräumen bei Ansatz, Bewertung und Ausweis von Bilanzpositionen gewährleistet. Die formalen Anforderungen regeln unter anderem die Anwendung eines konzernweit einheitlichen Kontenrahmens. Der Kontrolle obliegt dem Vorstand.

Auf Grundlage bereits systemtechnisch in der Konsolidierungssoftware IBM Cognos Controller festgelegter Konsolidierungsmechanismen beziehungsweise durch systemtechnische Plausibilitätskontrollen werden fehlerbehaftete Konsolidierungen selektiert und auf Gesellschafts- oder Konzernebene manuell korrigiert. Der Verlauf des Erstellungsprozesses wird vom Vorstand zentral überwacht.

Die Durchführung der wesentlichen operativen Prozesse des Rechnungs- und Konzernrechnungswesens erfolgt lokal bei der Gesellschaft in Bayreuth und in enger Zusammenarbeit mit den beauftragten Steuerberatern. Das Rechnungswesen der ausländischen Gesellschaften erfolgt in Belgien. Die in den Rechnungslegungsprozess involvierten Mitarbeiter werden dazu regelmäßig geschult.

Die im Bereich Rechnungslegung verwendeten IT-Systeme sind durch Sicherheitseinrichtungen gegen unbefugte Zugriffe geschützt.

Insbesondere persönliche Ermessensentscheidungen, fehlerbehaftete Kontrollen, kriminelle Handlungen involvierter Personen oder sonstige Umstände können die Wirksamkeit und Verlässlichkeit des eingesetzten Internen Kontroll- und Risikomanagementsystems einschränken. Darüber hinaus werden die durchgeführten Kontrollen teilweise eingeschränkt dokumentiert.

Dem Aufsichtsrat der 7C Solarparks AG obliegt die regelmäßige Überwachung der Wirksamkeit der rechnungslegungsbezogenen Internen Kontroll- und Risikomanagementsystems. Er lässt sich regelmäßig vom Vorstand darüber unterrichten

## **GESAMTBEURTEILUNG**

Das Unternehmen hat eine Organisation und ein Geschäftsmodell, welche als Plattform dienen, um die Strategie und weitere Entwicklung voranzutreiben. Die Hauptrisiken, die die Gesellschaft bedrohen, haben sich von dem Altlastenrisiko der Vergangenheit hin zu den Risiken, die mit der Projektentwicklung, sowie mit dem Eigentum und Betrieb von Solaranlagen hauptsächlich in Deutschland einhergehen verändert.

Der Konzern beweist, dass er mit seinem Anlagenportfolio, welches hauptsächlich nunmehr von festen Einspeisevergütungssätzen profitiert und dessen Umsatzerlöse auch im laufenden Geschäftsjahr von den bereits im Berichtsjahr abgeschlossenen Strompreisswap-Vereinbarungen auch in einem Umfeld von senkenden Strompreisen eine starke Prognose vorlegen kann. Der Konzern steuert das Anlagenportfolio nun auch aktiv bei negativen Preisen, sodass daraus auch zusätzliche Einnahmequellen entstanden sind.

Der Vorstand bestrebt nur noch opportunistisches Wachstum für das Anlagenportfolio, aber ist für die Realisierung von ausgewählten Projekten aus der Projektpipeline nicht abhängig von den Kapital- bzw. Kreditmärkten, sondern kann diese auch durch Selbstfinanzierung bzw. mit sparsamem Einsatz von Eigenmitteln umsetzen. Die freien Net Cash Flows können jedoch auch für andere Maßnahmen wie Repowering des Bestandsportfolio, Aktienrückkäufe oder Ausschüttungen eingesetzt werden, denn die solide Bilanz mit hoher Eigenkapitalquote und niedrige Nettoverschuldung, ermöglicht, anders als derzeit bei anderen Gesellschaften im Sektor beobachtet werden kann, ein hohes Maß an Flexibilität.

# WEITERE GESETZLICHE ANGABEN

## I. ERKLÄRUNG ZUR UNTERNEHMENSFÜHRUNG GEMÄß §§ 315D, 289F HGB

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat eine Erklärung zur Unternehmensführung erstellt. Diese enthält die jährliche Entsprechenserklärung zum Corporate Governance Kodex, Angaben zu den Unternehmensführungspraktiken, eine Beschreibung der Arbeitsweise von Vorstand und Aufsichtsrat sowie die Informationen zur Festlegung der Frauenquote. Die Ausführungen hierzu sind den Aktionären auf der Website der Gesellschaft unter <https://www.solarparken.com/entsprechenserklaerung.php> dauerhaft zugänglich gemacht worden. Auf eine Darstellung im zusammengefassten Lagebericht wird daher verzichtet.

## II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hatte während des Jahres 2025 und danach folgende Mitglieder:

<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, Caloritum NV, Antwerpen, Belgien</li><li>- Verwalter, ExCausa BV, Geel, Belgien</li></ul>	

**Paul Decraemer**

Mitglied	Seit 14. Juli 2017
Stellvertretender Vorsitzender	Seit 4. Juni 2025
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 08. Januar 2025
Berufliche Tätigkeit	Steuerberaterin i.R., Wirtschaftsprüferin i.R.

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

- Kuratoriumsmitglied, Hans-Frisch-Stiftung, Nürnberg

**Bridget Woods**

Mitglied	Seit 17. Dezember 2015 bis 4. Juni 2025
Stellvertretende Vorsitzende	Seit 15. Juli 2016 bis 4. Juni 2025
Berufliche Tätigkeit	Unternehmensberaterin

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

- keine

### **III. ANGABEN GEMÄß § 315A ABS. 1 UND § 289A ABS.1 HGB**

#### **ZUSAMMENSETZUNG DES KAPITALS (§ 315A ABS. 1 NR. 1 UND § 289A ABS. 1 NR. 1 HGB)**

##### **ZUSAMMENSETZUNG DES GEZEICHNETEN KAPITALS**

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft zum Berichtsstichtag betrug EUR 83.034.433,00. Es ist eingeteilt in 83.034.433 nennwertlose, auf den Inhaber lautende Stammaktien (Stückaktien). Die mit diesen Stammaktien verbundenen Rechte und Pflichten ergeben sich insbesondere aus den §§ 12, 53a ff., 118 ff., 186 AktG. Da die Gesellschaft lediglich eine Aktiegattung emittiert hat, ergeben sich somit (insbesondere) keine Stimmrechtsbenachteiligungen oder -beschränkungen für einzelne Aktionäre.

##### **DIREKTE ODER INDIREKTE BETEILIGUNGEN AM KAPITAL**

Personen, die direkte oder indirekte Beteiligungen am Grundkapital halten und einen Anteil von 10 % der Stimmrechte überschreiten, bestanden zum Bilanzstichtag nicht.

#### **BESCHRÄNKUNGEN, DIE ÜBERTRAGUNGEN VON AKTIEN BETREFFEN, AUCH WENN SIE SICH AUS VEREINBARUNGEN ZWISCHEN GESELLSCHAFTERN ERGEBEN KÖNNEN, SOWEIT SIE DEM VORSTAND DER GESELLSCHAFT BEKANNT SIND (§ 315A ABS. 1 NR. 2 UND § 289A ABS. 1 NR. 2)**

Dem Vorstand der Gesellschaft sind keine solche Vereinbarungen bekannt.

#### **BESTIMMUNGEN ÜBER DIE ERNENNUNG UND ABBERUFUNG DES VORSTANDS UND ÄNDERUNG DER SATZUNG (§ 315A ABS. 1 NR. 6 UND § 289A ABS. 1 NR. 6 HGB)**

##### **ERNENNUNG UND ABBERUFUNG DES VORSTANDS**

Die Bestellung und Abberufung des Vorstands ist im Aktiengesetz (§ 84 AktG ff.) sowie in der Satzung der Gesellschaft geregelt. Ist nur ein Vorstandsmitglied bestellt, so vertritt es die Gesellschaft allein. Sind mehrere Vorstandsmitglieder bestellt, so wird die Gesellschaft durch zwei Vorstandsmitglieder oder durch ein Vorstandsmitglied gemeinsam mit einem Prokuristen vertreten. Stellvertretende Vorstandsmitglieder stehen hinsichtlich der Vertretungsmacht ordentlichen Vorstandsmitgliedern gleich. Der Aufsichtsrat kann bestimmen, dass Mitglieder des Vorstands einzelvertretungsbefugt sind. Der Aufsichtsrat kann alle oder einzelne Mitglieder des Vorstands und zur gesetzlichen Vertretung gemeinsam mit dem Vorstand berechnigte Prokuristen von dem Verbot der Mehrvertretung gemäß § 181.2 Alt-BGB befreien; § 112 AktG bleibt unberührt. Der Aufsichtsrat hat eine Geschäftsordnung für den Vorstand erlassen. Der Geschäftsverteilungsplan des Vorstands bedarf der Zustimmung des Aufsichtsrats. Sogenannte „Golden Parachute“-Regelungen, die eine Abbestellung oder Neubesetzung des Vorstands erschweren, bestehen nicht.

# **BEFUGNISSE DES VORSTANDS (§ 315A ABS. 1 NR. 7 UND § 289A ABS. 1 NR. 7 HGB)**

## **ERHÖHUNG DES GRUNDKAPITALS**

### **BEDINGTES KAPITAL 2022**

Das Grundkapital ist um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahrs, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2022). Die bedingte Kapitalerhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie (i) die Inhaber von Wandel- und/oder Optionsschuldverschreibungen und/oder von Genussrechten mit Umtausch- oder Bezugsrechten, die von der Gesellschaft oder ihr nachgeordneten Konzernunternehmen aufgrund des in der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 gefassten Ermächtigungsbeschlusses bis zum 20. Juli 2027 ausgegeben wurden, von ihrem Umtausch- oder Bezugsrecht Gebrauch machen und die Gesellschaft sich entschließt, die Umtausch- bzw. Bezugsrechte aus diesem Bedingten Kapital 2022 zu bedienen, oder (ii) die zur Wandlung verpflichteten Inhaber von Wandel- und/oder Optionsschuldverschreibungen und/oder von Genussrechten mit Umtausch- oder Bezugsrechten, die von der Gesellschaft oder ihren nachgeordneten Konzernunternehmen aufgrund des in der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 gefassten Ermächtigungsbeschlusses bis zum 20. Juli 2027 ausgegeben wurden, ihre Pflicht zum Umtausch erfüllen und die Gesellschaft sich entschließt, die Umtausch- bzw. Bezugsrechte aus diesem Bedingten Kapital 2022 zu bedienen.

Die Ausgabe der Aktien erfolgt gemäß den Vorgaben des Ermächtigungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 unter Tagesordnungspunkt 10, d. h. insbesondere zu mindestens 80 % des durchschnittlichen Börsenkurses der Aktie der Gesellschaft an den letzten 10 Börsenhandelstagen vor der Beschlussfassung des Vorstandes über die Ausgabe der Schuldverschreibungen in der Eröffnungsauktion im XETRA®-Handel an der Frankfurter Wertpapierbörse (oder einem von der Deutschen Börse AG bestimmten Nachfolgesystem) oder, sofern ein XETRA®-Handel in Aktien der Gesellschaft nicht stattfindet, derjenigen Börse an der in diesen 10 Börsenhandels-tagen die meisten Aktien (Anzahl) der Gesellschaft in Summe gehandelt wurden, vor der Beschlussfassung des Vorstandes über die Ausgabe der jeweiligen Schuldverschreibungen unter Berücksichtigung von Anpassungen gemäß der im Beschluss der vorgenannten Hauptversammlung unter Tagesordnungspunkt 10 bestimmten Verwässerungsschutzregeln. Der Aufsichtsrat ist ermächtigt, die Fassung der Satzung entsprechend dem jeweiligen Umfang der Grundkapitalerhöhung aus dem Bedingten Kapital 2022 abzuändern.

Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung im Geschäftsjahr 2023 noch EUR 37.994.786.-,

## **GENEHMIGTES KAPITAL 2023**

Die Hauptversammlung der 7C Solarparken AG vom 12. Juni 2023 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 11. 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). Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu.

Der Vorstand wird jedoch ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre ganz oder teilweise auszuschließen. Der Ausschluss des Bezugsrechts ist dabei nur in den folgenden Fällen zulässig: (i) bei Kapitalerhöhungen gegen Bareinlagen, wenn Aktien der Gesellschaft an der Börse gehandelt werden (regulierter Markt oder Freiverkehr bzw. die Nachfolger dieser Segmente), die ausgegebenen Aktien 10 % des Grundkapitals nicht übersteigen und der Ausgabepreis der neuen Aktien den Börsenpreis der bereits an der Börse gehandelten Aktien der Gesellschaft gleicher Gattung und Ausstattung nicht wesentlich im Sinne der §§ 203 Abs. 1 und 2, 186 Abs. 3 Satz 4 AktG unterschreitet und alle eventuellen weiteren Voraussetzungen von § 186 Abs. 3 Satz 4 AktG gewahrt sind. Auf den Betrag von 10 % des Grundkapitals ist der Betrag anzurechnen, der auf Aktien entfällt, die während der Laufzeit dieser Ermächtigung bis zum Zeitpunkt ihrer Ausnutzung aufgrund anderer entsprechender Ermächtigungen unter Ausschluss des Bezugsrechts in unmittelbarer oder entsprechender Anwendung des § 186 Abs. 3 Satz 4 AktG ausgegeben beziehungsweise veräußert werden, soweit eine derartige Anrechnung gesetzlich geboten ist. Im Sinne dieser Ermächtigung gilt als Ausgabebetrag bei Übernahme der neuen Aktien durch einen Emissionsmittler unter gleichzeitiger Verpflichtung des Emissionsmittlers, die neuen Aktien einem oder mehreren von der Gesellschaft bestimmten Dritten zum Erwerb anzubieten, der Betrag, der von dem oder den Dritten zu zahlen ist; (ii) bei Kapitalerhöhungen gegen Sacheinlagen, insbesondere zum Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen und Beteiligungen an Unternehmen, gewerblichen Schutzrechten, wie z.B. Patenten, Marken oder hierauf gerichtete Lizenzen, oder sonstigen Produktrechten oder sonstigen Sacheinlagen, auch Schuldverschreibungen, Wandelschuldverschreibungen und sonstigen Finanzinstrumenten; (iii) soweit dies erforderlich ist, um den Inhabern bzw. Gläubigern von Schuldverschreibungen mit Options- oder Wandlungsrechten bzw. -pflichten, die von der Gesellschaft oder ihren Konzerngesellschaften ausgegeben wurden, ein Bezugsrecht auf neue Aktien in dem Umfang einzuräumen, wie es ihnen nach Ausübung ihres Options- oder Wandlungsrechts bzw. nach Erfüllung einer Options- bzw. Wandlungspflicht zustünde; (iv) für Spitzenbeträge, die infolge des Bezugsverhältnisses entstehen.

Der Vorstand wird ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt der Aktienrechte und die sonstigen Einzelheiten der Kapitalerhöhung und ihrer Durchführung festzulegen. Der Vorstand wird ermächtigt zu bestimmen, dass die neuen Aktien gemäß § 186 Abs. 5 AktG von einem Kreditinstitut oder einem nach § 53 Abs. 1 Satz 1 oder § 53b Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 7 KWG tätigen Unternehmen mit der Verpflichtung übernommen werden sollen, sie den Aktionären zum Bezug anzubieten. Der Aufsichtsrat wird ermächtigt, die Fassung der Satzung entsprechend dem jeweiligen Umfang der Grundkapitalerhöhung aus dem Genehmigten Kapital 2021 abzuändern.

Das genehmigte Kapital 2023 wurde im Geschäftsjahr 2025 nicht in Anspruch genommen.

## **WESENTLICHE VEREINBARUNGEN, DIE UNTER DER BEDINGUNG EINES KONTROLLWECHSELS STEHEN (§ 315A ABS. 1 NR. 8 UND § 289A ABS. 1 NR. 8 HGB)**

Die 7C Solarparken hat im Geschäftsjahr 2023 eine Optionsanleihe ausgegeben, der die Investoren das Recht gibt, die Optionsanleihe zu kündigen im Falle eines Kontrollwechsels.

Schließlich gibt es noch zwei Bankfinanzierungen der 7C Solarparken AG mit einem Nennwert i.H.v. EUR 15,0 Mio. zum Bilanzstichtag, die in einem außerordentliches Kündigungsrecht der Bank im Falle eines Kontrollwechsels vorsehen.

Es bestehen keine weiteren Vereinbarungen, die unter der Bedingung des Kontrollwechsels kündbar sind.

## **ENTSCHÄDIGUNGSVEREINBARUNGEN BEI KONTROLLWECHSELN (§ 315A ABS. 1 NR. 9 UND § 289A ABS. 1 NR. 9 HGB)**

Entschädigungsvereinbarungen der Gesellschaft, die für den Fall eines Übernahmeangebots mit den Mitgliedern des Vorstands oder Arbeitnehmern getroffen worden sind, bestehen nicht.

Bayreuth, 1. April 2026

Steven De Proost  
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau  
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis  
Vorstand (CTO)

# **JAHRESABSCHLUSS**

**FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM**

**1. JANUAR 2025 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2025**

**7C Solarparken AG, Bayreuth**

# BILANZ

ZUM 31. DEZEMBER 2025

AKTIVA	31.12.2025	31.12.2024
	EUR	EUR
<b>A. Anlagevermögen</b>	<b>89.861.607</b>	<b>74.040.180</b>
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>501</b>	<b>501</b>
1. Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	501	501
<b>II. Sachanlagen</b>	<b>7.814.631</b>	<b>8.647.985</b>
1. Grundstücke und Gebäude	1.441.793	1.489.111
2. Solaranlagen	6.203.219	6.958.832
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	169.619	200.042
<b>III. Finanzanlagen</b>	<b>82.046.475</b>	<b>65.391.694</b>
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	74.785.637	58.609.241
2. Beteiligungen	6.847.107	6.782.453
3. Sonstige Ausleihungen	413.730	0
<b>B. Umlaufvermögen</b>	<b>148.540.207</b>	<b>172.353.420</b>
<b>I. Vorräte</b>	<b>4.259.195</b>	<b>1.183.447</b>
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	0	95.850
2. Unfertige Erzeugnisse	13.500	0
3. Waren	1.180.720	1.087.597
4. Geleistete Anzahlungen	3.064.975	0
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>	<b>133.697.557</b>	<b>151.540.628</b>
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	234.015	337.731
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	132.323.891	149.396.539
3. Sonstige Vermögensgegenstände	1.139.650	1.806.358
<b>III. Wertpapiere</b>	<b>192.384</b>	<b>192.384</b>
1. Sonstige Wertpapiere	192.384	192.384
<b>IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten</b>	<b>10.391.072</b>	<b>19.436.961</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>589.456</b>	<b>604.620</b>
<b>SUMME AKTIVA</b>	<b>238.991.270</b>	<b>246.998.220</b>

<b>PASSIVA</b>	<b>31.12.2025</b>	<b>31.12.2024</b>
	<b>EUR</b>	<b>EUR</b>
<b>A. Eigenkapital</b>	<b>178.284.037</b>	<b>185.331.621</b>
I. Gezeichnetes Kapital	81.367.767	83.034.433
1. Eigene Anteile	-5.700.000	-1.666.666
II. Kapitalrücklage	93.420.535	98.145.252
III. Bilanzgewinn	3.377.132	3.836.364
IV. Gewinnvortrag	5.818.602	1.982.238
<b>B. Rückstellungen</b>	<b>1.927.184</b>	<b>1.676.266</b>
1. Steuerrückstellungen	954.402	162.980
2. Sonstige Rückstellungen	972.783	1.513.286
<b>C. Verbindlichkeiten</b>	<b>58.684.264</b>	<b>59.959.019</b>
1. Anleihen	6.916.800	0
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	47.611.263	48.206.548
3. erhaltene Anzahlungen	66.000	0
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	622.399	682.774
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	3.068.937	3.358.853
6. Sonstige Verbindlichkeiten	398.866	7.710.844
<i>davon aus Steuern EUR 116.923 (i. VJ. EUR 9.022)</i>		
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit EUR 3.000 (i. VJ. EUR 2.905)</i>		
<b>D. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>95.785</b>	<b>31.314</b>
<b>SUMME PASSIVA</b>	<b>238.991.270</b>	<b>246.998.220</b>

# GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG 2025

VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2025

	2025	2024
	EUR	EUR
1. Umsatzerlöse	6.126.812	6.828.045
2. Erhöhung des Bestands an unfertigen Erzeugnissen	13.500	-
3. Sonstige betriebliche Erträge	658.625	242.414
4. Materialaufwand		
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	72.974	1.813.041
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	2.577.176	2.193.488
	<b>2.650.150</b>	<b>4.006.529</b>
5. Personalaufwand		
a) Löhne und Gehälter	765.648	580.445
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung <i>davon für Altersversorgung TEUR 2 (i.VJ. TEUR 2)</i>	105.060	77.321
6. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	966.251	858.876
7. Sonstige betriebliche Aufwendungen	1.749.163	1.605.394
8. Erträge aus Beteiligungen <i>davon aus verbundenen Unternehmen TEUR 459 (i.VJ. TEUR 372)</i>	1.164.375	925.760
9. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge <i>davon aus verbundenen Unternehmen TEUR 4.515 (i.VJ. TEUR 5.282)</i>	4.589.324	5.334.209
10. Zinsen und ähnliche Aufwendungen <i>davon aus verbundenen Unternehmen TEUR 75 (i.VJ. TEUR 66)</i>	1.965.467	2.050.569
11. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	958.316	303.942
<b>12. Ergebnis nach Steuern</b>	<b>3.392.581</b>	<b>3.847.351</b>
13. Sonstige Steuern	15.449	10.987
<b>14. Jahresüberschuss</b>	<b>3.377.132</b>	<b>3.836.364</b>
15. Gewinnvortrag	5.818.602	1.982.238
<b>16. Bilanzgewinn</b>	<b>9.195.734</b>	<b>5.818.602</b>

**ANHANG ZUM JAHRESABSCHLUSS**

**FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM**

**1. JANUAR 2025 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2025**

**7C Solarparken AG, Bayreuth**

# INHALTSVERZEICHNIS

1.	ALLGEMEINE ANGABEN	107
1.1	ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ	110
1.2	ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG	20
1.3	SONSTIGE ANGABEN	122
1.4	ENTSPRECHENSERKLÄRUNG	127
1.5	KONZERNVERHÄLTNISSE	127

## 1. ALLGEMEINE ANGABEN

Die 7C Solarparken AG ist eine große Kapitalgesellschaft im Sinne des § 267 Abs. 3 S.2 HGB i. V. m. § 264d HGB. Der Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2025 wurde nach den gesetzlichen Vorschriften des deutschen Handelsgesetzbuchs (HGB) sowie den Vorschriften des deutschen Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt worden. Das Geschäftsjahr ist das Kalenderjahr. Der Jahresabschluss wurde unter der Annahme der Unternehmensfortführung aufgestellt.

Die Gesellschaft hat ihren Sitz in Bayreuth und ist im Handelsregister des Amtsgerichts Bayreuth in der Abteilung B mit der Handelsregisternummer 6106 eingetragen.

Für die Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung wird das gesetzliche Gliederungsschema angewendet. Zur besseren Verständlichkeit und Klarheit des Jahresabschlusses wurde innerhalb des Anlagevermögens das Gliederungsschema des § 266 Abs. 2.A II bzw. Abs. 3.B Nr. 3 HGB erweitert um die Posten Solaranlagen

Dieser Anhang enthält teilweise Angaben in tausend Euro („TEUR“) aufgestellt.

## BILANZIERUNGS- UND BEWERTUNGSMETHODEN

Die bestehenden Ansatz- und Bewertungsvorschriften wurden stetig ausgeübt. Das Prinzip der Darstellungsstetigkeit wurde beachtet. Für die Aufstellung des Jahresabschlusses waren die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, gegenüber dem Vorjahr unverändert.

### A. IMMATERIELLE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

Die entgeltlich erworbenen immateriellen Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten, vermindert um planmäßige, nutzungsbedingte und ggf. außerplanmäßige Abschreibungen angesetzt. Die planmäßigen Abschreibungen erfolgen nach der linearen Methode über eine Nutzungsdauer von in der Regel 3 bis 5 Jahren.

### B. SACHANLAGEN

Die bilanzierten Vermögensgegenstände des Sachanlagevermögens werden mit den Anschaffungskosten, vermindert um planmäßige, lineare Abschreibungen entsprechend der voraussichtlichen wirtschaftlichen Nutzungsdauer, aktiviert. Soweit erforderlich, werden auch außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen. Den planmäßigen Abschreibungen des Sachanlagevermögens liegen im Wesentlichen Nutzungsdauern zwischen 3 bis 33 Jahren zu Grunde.

Abnutzbare bewegliche geringwertige Vermögensgegenstände bis EUR 800 werden, analog § 6 Abs. 2 EStG, sofort im Jahr des Zugangs abgeschrieben.

### C. FINANZANLAGEN

Die Finanzanlagen werden zu Anschaffungskosten bzw. zu dem am Bilanzstichtag niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt. Bei Wegfall der Gründe für die Abschreibungen werden entsprechende Zuschreibungen vorgenommen.

## **D. VORRÄTE**

Die Vorräte der Gesellschaft betreffen Handelswaren, unfertige Erzeugnisse sowie geleistete Anzahlungen auf Vorräte. Darüber hinaus beinhalteten die Vorräte im Vorjahr Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe. Unter Waren werden die Vorräte der PV-Module und Wechselrichter ausgewiesen.

Geleistete Anzahlungen auf Vorräte wurden zum Nominalbetrag angesetzt.

## **E. FORDERUNGEN UND SONSTIGE KURZFRISTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE**

Sämtliche Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind zum Nennwert bilanziert. Allen risikobehafteten Posten ist durch die Bildung angemessener Einzelwertberichtigungen Rechnung getragen; das allgemeine Kreditrisiko ist durch pauschale Abschläge berücksichtigt. Die Pauschalwertberichtigung auf nicht einzelwertberichtigte Nettoforderungen wird in Höhe von einem Prozent vorgenommen.

## **F. WERTPAPIERE**

Die Wertpapiere des Umlaufvermögens sind mit den Anschaffungskosten oder den niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt.

## **G. KASSENBESTAND, GUTHABEN BEI KREDITINSTITUTEN**

Die Bilanzierung der laufenden Bankguthaben und der Kassenbestände erfolgt mit dem jeweiligen Nennbetrag.

## **H. RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN**

Als Rechnungsabgrenzungsposten werden auf der Aktivseite der Bilanz zahlungswirksame Ausgaben vor dem Abschlussstichtag ausgewiesen, sofern sie Aufwand für eine bestimmte Zeit nach diesem Tag darstellen.

## **I. EIGENKAPITAL**

Das Eigenkapital wird zum Nennbetrag bilanziert. Es besteht aus dem gezeichneten Kapital, der Kapitalrücklage, aufgeteilt in die Kapitalrücklage gem. § 272 Abs 2 Nr. 1, § 272 Abs. 2 Nr. 2 und Nr. 4 HGB, sowie dem Bilanzgewinn und dem Gewinnvortrag.

## **J. RÜCKSTELLUNGEN**

Die Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und sonstigen Verpflichtungen und werden mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden ihrer Restlaufzeit entsprechend mit dem durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre, der von der Deutschen Bundesbank zum Bilanzstichtag ermittelt wurde, abgezinst. Es wurden Rückstellungen für Gewährleistungen gebildet, die ehemaligen Kunden eingeräumt wurden. Die tatsächliche Inanspruchnahme war zum Zeitpunkt der Umsatzrealisierung und der Erstellung des Abschlusses nicht präzise zu prognostizieren und basiert demnach auf einer Schätzung. Für diese Schätzung wurden Annahmen getroffen, die die Höhe dieser Rückstellungen beeinflussen. Prozessrisiken, bekannte und vermutete Mängel sowie sich künftig verändernde

Produktivität, Materialien und Personalkosten sowie Qualitätsverbesserungsprogramme haben Einfluss auf diese Schätzung.

Die Schätzungen werden einzelfallbezogen vorgenommen. Es wurden voraussichtliche Preissteigerungen von zwei Prozent zugrunde gelegt. Die Gewährleistungsrückstellungen werden in voller Höhe als kurzfristig angesehen, da mit einer Inanspruchnahme aus Gewährleistungen bzw. der Beseitigung der Gewährleistungen in überwiegender Zahl im Laufe des nächsten Geschäftsjahres zu rechnen ist und dies auch aufgrund der hohen Unsicherheit über das zeitliche Profil der Inanspruchnahmen als sachgerecht angesehen wird.

Ebenso wurden Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen der Photovoltaikanlagen gebildet, für die eine vertragliche Rückbauverpflichtung besteht.

## **K. VERBINDLICHKEITEN**

Die Verbindlichkeiten (Anleihen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen, erhaltene Anzahlungen und sonstige Verbindlichkeiten) sind mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt.

## **L. VERWENDUNG VON ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN**

Im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses wurden Annahmen getroffen und Schätzungen zu Grunde gelegt, die sich auf den Ansatz, den Ausweis und die Bewertung der bilanzierten Vermögensgegenstände, Schulden und Aufwendungen ausgewirkt haben. Die zu Grunde gelegten Annahmen und Schätzungen beziehen sich dabei im Wesentlichen auf die Festlegung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer langfristiger Vermögensgegenstände und auf die Bewertung von Rückstellungen.

## **M. LATENTE STEUERN**

Der Steuersatz für die Berechnung der aktiven latenten Steuern beträgt 29,48 Prozent. Von dem Aktivierungswahlrecht für den Überhang der aktiven latenten Steuern gemäß § 274 Abs. 1 Satz 2 HGB wurde kein Gebrauch gemacht. Sachverhalte, die den Ansatz passiver latenter Steuern erfordern, lagen nicht vor.

## **N. DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE UND BEWERTUNGSEINHEITEN**

Derivate Finanzinstrumente werden ausschließlich zu Sicherungszwecken eingesetzt. Bei Vorliegen der Voraussetzungen werden die Derivaten Finanzinstrumente mit den abgesicherten Grundgeschäften zu Bewertungseinheiten gemäß §254 HGB zusammengefasst. Für die Bilanzierung der Bewertungseinheiten wendet die Gesellschaft die Einfrierungsmethode an, sodass sich ausgleichende positive und negative Wertänderungen nicht erfasst werden.

## 1.1 ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ

### A. ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS

Die Entwicklung der Gegenstände des Anlagevermögens sind dem beigefügten Anlagenspiegel zu entnehmen.

#### ANLAGENSPIEGEL

##### Anschaffungs- und Herstellungskosten zum 31. Dezember 2025

	Anschaffungs- und Herstellungskosten				Stand 31.12.2025 TEUR
	Stand Beginn Gj.	Zugänge	Ausbuchungen	Abgänge	
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	
Entgeltlich erworbene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten;	44	-	-	-	44
Geleistete Anzahlungen	-	-	-	-	-
Grundstücke und Gebäude	1.919	-	-	-	1.919
Solaranlagen	13.399	-	-	-	13.399
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	594	24	-	-	618
Solaranlagen im Bau	-	-	-	-	-
Anteile an verbundenen Unternehmen	58.609	16.200	-24	-	74.786
Beteiligungen	6.782	150	-86	-	6.847
Sonstige Ausleihungen	-	414	-	-	414
<b>Gesamt</b>	<b>81.348</b>	<b>16.788</b>	<b>-109</b>	<b>-</b>	<b>98.027</b>

##### Abschreibungen zum 31. Dezember 2025

	Abschreibungen			Stand 31.12.2025 TEUR	Buchwert 31.12.2025 TEUR	Buchwert 31.12.2024 TEUR
	Stand Beginn Gj.	Zugänge	Abgänge			
	TEUR	TEUR	TEUR			
Entgeltlich erworbene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten;	44	-	-	44	1	1
Geleistete Anzahlungen	-	-	-	-	-	-
Grundstücke und Gebäude	430	47	-	477	1.442	1.489
Solaranlagen	6.440	756	-	7.196	6.203	6.959
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	395	54	-	448	170	200
Solaranlagen im Bau	-	-	-	-	-	-
Anteile an verbundenen Unternehmen	-	-	-	-	74.786	58.609
Beteiligungen	-	-	-	-	6.847	6.782
Sonstige Ausleihungen	-	-	-	-	414	-
<b>Gesamt</b>	<b>7.309</b>	<b>857</b>	<b>0</b>	<b>8.166</b>	<b>89.861</b>	<b>74.040</b>

## FINANZANLAGEVERMÖGEN

Die Finanzanlagen betreffen die in der folgenden Übersicht aufgeführten unmittelbaren und mittelbaren Beteiligungen gemäß § 285 Nr. 11 HGB i.V.m. § 16 Abs. 4 AktG.

		Beteiligung am 31.12.2025	Eigenkapital 31.12.2025	Ergebnis 2025
		%	TEUR	TEUR
<b>7C Solarparken NV, Mechelen</b>	<b>Belgien</b>	<b>100</b>	<b>29.213</b>	<b>-286</b>
7C Rooftop Exchange BV, Mechelen	Belgien	100	432	93
Siberië Solar BV, Mechelen	Belgien	100	922	117
Sabrina Solar BV, Mechelen	Belgien	100	435	22
Solar4Future Diest NV, Mechelen	Belgien	100	580	252
Viriflux BV, Lokeren	Belgien	50	624	-15
Iris 67 BV, Mechelen	Belgien	100	1.052	19
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100	2.100	-7
7C Solarparken Belgium BV	Belgien	100	-1.589	-188
SonnenSolarPark GmbH, Hausen	Deutschland	100	2.196	279
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	32
Isolde Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.178	-27
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co.KG, Bayreuth	Deutschland	100	-71	-57
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.737	-119
Solarpark Reuth, Premenreuth GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.075	-84
Solarpark Neudorf GmbH, Kasendorf	Deutschland	100	7.343	890
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	23	-13
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH Co. KG, Bayreuth	Deutschland	19	-37	-5
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktleugast	Deutschland	83	981	521
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	605	45
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	5	659
Solarparken IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	9.923	2.148
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG, Maisach	Deutschland	100	170	48
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	460	93
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	475	22
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	159	150
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	15	45
Solarpark Zerre IV GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	204	400
Zerre Infrastruktur GbR, Wiesbaden	Deutschland	29		
Sonnendach K19 GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	-1.412	90
Sonnendach K19 Haftungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	891	132
Säugling Solar GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.195	621
Solardach Walternienburg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-4	-5
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-117	12
Solarpark Gemini GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.685	181
Sphinx Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	276	32
Solardach-Bündel 1 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-247	-35
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	329
Vardar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100	1.706	59
7C Solarentwicklung GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-1.626	-264
Solardach Wandersleben GmbH & Co.KG, Bayreuth	Deutschland	82	1.040	163
Solardach Steinburg GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-237	-30
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	431	-23
Solardach LLG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	605	5
Solardach Stieten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	820	156
Solardach Halberstadt GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	82	125	18
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	589	140
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.292	55
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	643	228

Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	579	-3
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	144	-38
PV Gumtow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-42	-43
Photovoltaik Park Dessau Süd GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	432	-39
Projekt OS3 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-19	-5
Projekt OS4 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-13	-4
Projekt OS5 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-13	-4
Projekt OS6 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-13	-4
Projekt OS7 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-14	-4
Projekt OS8 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-14	-4
Projekt OS9 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-13	-4
Projekt OS10 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71	-13	-4
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.205	287
Solarpark Schwerein GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	475	171
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	5.888	-3
FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-2.373	-265
SolarPark Zerre V GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	50	-89
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Niederlande	100	20.236	144
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	76	1.221
Solarpark MGGS Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	624	2
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100	-329	-76
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100	-119	192
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	249	54
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	660	37
GSI Helbra Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	13	-1
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	37	1
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	46	2
GSI Leasing GmbH	Deutschland	100	28	0
Solarparken Energy Verwaltungs GmbH	Deutschland	100	487	77
<b>Melkor UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth</b>	<b>Deutschland</b>	<b>100</b>	<b>4.251</b>	<b>1.149</b>
Solarpark Floating GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	69	41
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	47	5.210	352
HCI Solarpark Iging-Buchloe GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	47	4.881	390
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	47	1.529	-933
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	42	1.362	995
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	42	863	485
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	42	352	536
<b>COLEXON IPP GmbH, Bayreuth</b>	<b>Deutschland</b>	<b>100</b>	<b>24.572</b>	<b>1.080</b>
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-81	14
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-50	-17
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	215	-5
Amatec Grundbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	861	-26
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.736	-51
Amatec PV 21 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-258	-55
Amatec PV 25 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	138	1
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.280	-107
Amatec PV 30 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-2	3
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	98	-537	-288
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.125	19
Amatec PV 33 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-15	-3
Amatec PV 34 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-14	-3
Amatec PV 35 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	332	-32
Amatec PV 36 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-14	-4
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.231	84
Solarpark Rötze GmbH Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	934	-219
Solardach Derching GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	386	32
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	891	44
Windpark Medard II, GmbH CO & KG, Bayreuth	Deutschland	100	512	-287
Windpark Stetten II, GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	351	-163

Solarpark CBG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-757	302
Solarpark green GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	6.900	557
COLEXON Solar Energy ApS, Søborg	Dänemark	100	18.537	748
Amatec Projects Management GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	43	10
Renew agy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.033	1.151
Renew agy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	431	51
Renew agy 21. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100	2.703	0
Renew agy 22. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100	1.659	0
Tristan Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	300	69
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	1.548	-26
PV Görke GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	259
REG PVA Zwei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	408	-36
PWA Solarpark GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	546	4
Solarpark WO GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	89	-21
MES Solar XX GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	2.284	-1
BBS Alpha GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	1	115
Solarpark Heretsried GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	1.730	1.211
Energiepark Solarpark Theilenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	-440	-253
Solarpark Oberhörbach GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-723	337
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100	690	38
Solarpark Longuich GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	343	629
ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	120	211
ProVireo Projektverwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	-20	0
Folcwalding Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100	0	-2
Solarpark Blankenberg GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100	148	167
Solarpark Glasewitz GmbH & CO. KG, Bayreuth	Deutschland	100	863	81
Terra-Werk Clean Energy Lerchenberg GmbH, Bayreuth	Deutschland	20	15	-5
GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55	13.805	1.626
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55	1.166	360
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	55	814	274

## **B. VORRÄTE**

Die Vorräte der Gesellschaft betreffen Handelswaren, unfertige Erzeugnisse sowie geleistete Anzahlungen auf Vorräte. Darüber hinaus beinhalten die Vorräte im Vorjahr Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe. Unter Waren werden die Vorräte der PV-Module und Wechselrichter ausgewiesen.

## **C. FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN**

Sämtliche Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr.

## **D. FORDERUNGEN GEGEN VERBUNDENEN UNTERNEHMEN**

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen sind von EUR 149,4 Mio. im Vorjahr auf EUR 132,3 Mio. gesunken, davon betreffen Darlehensforderungen zur Finanzdisposition mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr EUR 125,5 Mio. (VJ: EUR 133,3 Mio.).

Darüber hinaus gab es Darlehensforderungen i.H.v. EUR 4,6 Mio. (VJ: EUR 12,0 Mio.) zur Finanzdisposition mit einer Laufzeit bis zu einem Jahr.

Ebenso enthalten sind Forderungen aus Beteiligungserträgen i.H.v. EUR 1,0 Mio. (VJ: EUR 1,1 Mio.).

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen beinhalten zudem EUR 1,2 Mio. (VJ: EUR 3,0 Mio.) Forderungen aus Lieferungen und Leistungen mit einer Laufzeit bis zu einem Jahr.

## **E. SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE**

Die sonstigen Vermögensgegenstände i.H.v. TEUR 1.140 haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr. Sie enthalten im Wesentlichen Umsatzsteuererstattungsansprüche i.H.v. TEUR 749.

## **F. KASSENBESTAND, GUTHABEN BEI KREDITINSTITUTEN**

Dieser Posten beinhaltet Guthaben bei Kreditinstituten i.H.v. TEUR 10.391 (VJ: TEUR 19.437). Guthaben bei Kreditinstituten i.H.v. TEUR 632 (VJ: TEUR 630) unterliegen Verfügungsbeschränkungen im Zusammenhang mit Vertragserfüllungsbürgschaften oder stellen Projektreservekonten für eigene Solaranlagen dar.

## **G. AKTIVE RECHNUNGSABGRENZUNGSPOSTEN**

Es wurden Bearbeitungsentgelte für langfristige Bankfinanzierungen i.H.v. TEUR 114 in den aktiven Rechnungsabgrenzungsposten aktiviert. Dieses Agio wird über die Laufzeit der jeweiligen Bankfinanzierung aufgelöst.

## H. GEZEICHNETES KAPITAL

Das gezeichnete Kapital bestand zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2025 aus insgesamt 81.367.767 Aktien mit einem Nennwert von EUR 1,00 je Stückaktie, sodass das Grundkapital der Gesellschaft EUR 81.367.767 betrug. Es gibt eine einheitliche Aktiengattung.

Die Entwicklung des gezeichneten Kapitals wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

in TEUR	
Gezeichnetes Kapital zum 01.01.2025	83.034
Kapitalherabsetzung durch Einziehung Eigener Anteile	-1.667
<b>Gezeichnetes Kapital zum 31.12.2025</b>	<b>81.368</b>
<b>Nennbetrag der eigenen Anteile</b>	<b>-5.700</b>

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)

Ebenso hat der Vorstand der Gesellschaft am 17. Juli 2025 auf Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung vom 04. 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 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.

## I. KAPITALRÜCKLAGE

Die Kapitalrücklage betrug zum 31. Dezember 2025 EUR 93.420.535 (VJ: EUR 98.145.251,97). Sie ist aufgeteilt gem. § 272 Abs. 2 Nr. 1 und Nr. 4 HGB und entwickelte sich im Berichtsjahr wie folgt:

in TEUR	
Kapitalrücklage Stand 01.01.2025	98.145
Reserve für den Erwerb eigener Anteile	-4.725
<b>Kapitalrücklage zum 31.12.2025</b>	<b>93.421</b>

Schließlich hat die Gesellschaft im Geschäftsjahr 2025 weitere eigene Anteile i.H.v. 5.700.000 Stück erworben, dafür hat die Gesellschaft EUR 10.424.716,48 aufgewendet, davon wurden TEUR 5.700 bereits im gezeichneten Kapital als Reserve für eigene Anteile ausgewiesen, der Restbetrag i.H.v. TEUR 4.725 wurde in der Kapitalrücklage als Reserve für eigene Anteile bilanziert.

Entsprechend den oben beschriebenen Eigenkapitaltransaktionen im Berichtsjahr, gliedert sich die Kapitalrücklage zum Bilanzstichtag wie folgt:

- Kapitalrücklage gem. § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB: EUR 61,36 Mio. (VJ: EUR 70,06 Mio.)
- Kapitalrücklage gem. § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB: EUR 31,44 Mio. (VJ: EUR 31,44 Mio.)
- Kapitalrücklage gem. § 272 Abs. 2 Nr. 2 HGB: EUR 0,62 Mio. (VJ: EUR 0,62 Mio.)

## J. BILANZGEWINN

Der Bilanzgewinn für das Geschäftsjahr 2025 setzt sich aus dem Gewinnvortrag 2024 i.H.v. EUR 5.818.602,19 zuzüglich dem Jahresüberschuss 2025 i.H.v. EUR 3.377.131,98 zusammen und beträgt zum 31.12.2025 EUR 9.195.734,17.

## K. STEUERRÜCKSTELLUNGEN

Die Steuerrückstellungen betreffen erwartete Steueraufwendungen des laufenden Jahres für die Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer sowie den Solidaritätszuschlag.

## L. LATENTE STEUERN

Die Gesellschaft verfügte am Ende des Berichtszeitraums über gewerbesteuerliche Verlustvorträge i.H.v. etwa EUR 2,9 Mio. und körperschaftsteuerliche Verlustvorträge i.H.v. EUR 3,8 Mio. Die aktiven latenten Steuern werden nicht aktiviert, da die Gesellschaft ihr Wahlrecht gem. § 274 Abs. 1 HGB nicht ausübt. Der anzusetzende Steuersatz, dem eine Berechnung der latenten Steuern zugrunde liegen würde, beträgt 29,48%.

## M. SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Die sonstigen Rückstellungen setzen sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

<b>in TEUR</b>	<b>31.12.2025</b>
Gewährleistung	189
Drohverluste	78
Rechts- und Beratungskosten, Jahresabschluss- und Prüfungskosten	292
Aufsichtsratsvergütungen	78
Personal	14
Rückbaurückstellung Solaranlagen	163
Aufbewahrungskosten	26
Ausstehende Rechnungen	134
<b>Gesamt</b>	<b>973</b>

Die 7C Solarparken AG räumte ihren Kunden unterschiedliche Gewährleistungsansprüche ein. Die tatsächliche Inanspruchnahme ist zum Zeitpunkt der Umsatzrealisierung nicht präzise zu prognostizieren und basiert demnach auf einer Schätzung. Für diese Schätzung sind Annahmen zu treffen, die die Höhe dieser Rückstellungen beeinflussen. Sich zukünftig verändernde Produktivität, Materialien und Personalkosten sowie Qualitätsverbesserungen haben Einfluss auf diese Schätzung. Die Rückstellungen für Rechts- und Prozesskosten

betreffen Vertragsstreitigkeiten. Die Rückstellung für Personalaufwendungen enthält den Aufwand für noch nicht genommenen Urlaub.

Die Rückstellungen für Drohverluste betreffen verlusttragende Verträge, die in den kommenden Jahren für konzerninterne Kunden ausgeführt werden sollen.

## N. VERBINDLICHKEITEN GEGENÜBER KREDITINSTITUTEN SOWIE SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

Der Verbindlichkeitsspiegel wird in untenstehender Tabelle dargestellt:

	Gesamtbetrag TEUR	bis zu einem Jahr TEUR	1 bis 5 Jahre TEUR	über 5 Jahre TEUR
<b>Verbindlichkeiten</b>				
Anleihen	6.917	-	6.917	-
<i>im Vorjahr</i>	-	-	-	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	47.611	4.145	34.560	8.906
<i>im Vorjahr</i>	48.207	23.838	14.646	10.723
<i>davon gesichert TEUR 14.611 (i.VJ. TEUR 16.957)</i>				
erhaltene Anzahlungen	66	66	-	-
<i>im Vorjahr</i>	-	-	-	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	622	622	-	-
<i>im Vorjahr</i>	683	683	-	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	3.069	3.069	-	-
<i>im Vorjahr</i>	3.359	3.359	-	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
Sonstige Verbindlichkeiten	399	399	-	-
<i>im Vorjahr</i>	7.711	794	6.917	-
<i>davon gesichert TEUR 0 (i.VJ. TEUR 0)</i>				
<b>Gesamt</b>	<b>58.684</b>	<b>8.302</b>	<b>41.477</b>	<b>8.906</b>
<b>Gesamt (Vorjahr)</b>	<b>59.959</b>	<b>28.674</b>	<b>21.562</b>	<b>10.723</b>

### WEITERE ANGABEN ZU DEN SONSTIGEN VERBINDLICHKEITEN

	31.12.2025 TEUR	31.12.2024 TEUR
Optionsanleihe 2023	0	6.917
Verbindlichkeiten Umsatzsteuer	28	0
Verbindlichkeiten Lohnsteuer	11	9
Verbindlichkeiten Steuern und Abgaben	77	0
Verbindlichkeiten Soziale Sicherheit	3	3
Verbindlichkeiten aus Quellensteuer Aufsichtsratsvergütungen	17	0
Sonstige Verbindlichkeiten	126	640
Zinsverbindlichkeiten	137	123
Erhaltene Kautionen	0	20
<b>Gesamt</b>	<b>399</b>	<b>7.711</b>

Die sonstigen Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von einem bis fünf Jahre. Im Vergleich zum Vorjahr wurde hier die Umgliederung der Optionsanleihe aus den sonstigen Verbindlichkeiten in den Punkt Anleihen vorgenommen.

## 1.2 ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

### A. UMSATZERLÖSE

Folgende Umsatzerlöse wurden im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr realisiert:

in TEUR	2025	2024
Umsatzerlöse	6.127	6.828

Die Umsätze verteilen sich regional wie folgt:

in TEUR	2025	2024
Deutschland	6.076	6.768
Übriges Europa	51	60
<b>Gesamt</b>	<b>6.127</b>	<b>6.828</b>

Die Umsatzerlöse resultieren hauptsächlich aus erbrachten Dienstleistungen, wie Wartung und Reparatur für die Photovoltaikanlagen der Kunden (TEUR 4.758). Gleichwohl investiert die Gesellschaft auch in eigene Solaranlagen und Immobilien, dadurch konnten externe Umsatzerlöse durch Stromverkauf (TEUR 1.339) bzw. Vermietung (TEUR 29) erwirtschaftet werden. Die Umsatzerlöse wurden zu 77,1 % (VJ: 73,1 %) gegenüber verbundenen Unternehmen realisiert.

In den ausgewiesenen Umsatzerlösen sind periodenfremde Umsatzerlöse von TEUR 11 (VJ: TEUR 159) enthalten.

### B. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

	2025 TEUR	2024 TEUR
Schadenersatz	-	11
Erträge aus der Auflösung von sonstigen Rückstellungen	78	45
Erträge aus Herabsetzung PWB/EWB	1	-
Erträge aus der Auflösung von Gewährleistungsrückstellungen	504	80
Erlöse aus Sachanlagenverkäufen	-	3
Periodenfremde Erträge	12	-
Sonstige	65	104
<b>Gesamt</b>	<b>659</b>	<b>242</b>

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind im Vergleich zu 2024 um TEUR 417 auf TEUR 659 gestiegen (i. VJ. TEUR 242). Die Veränderung resultiert überwiegend aus der Auflösung von Gewährleistungsrückstellungen die im Wesentlichen durch Urteile zu Gunsten der Gesellschaft erlassen worden sind.

## C. BESTANDSVERÄNDERUNGEN FÜR FERTIGE UND UNFERTIGE ERZEUGNISSE

Im Geschäftsjahr ergab sich eine Bestandsmehrung bei den unfertigen Erzeugnissen i.H.v. TEUR 14. Dieser Anstieg resultiert aus einem noch nicht abgeschlossenen Batteriespeicherauftrag.

## D. MATERIALAUFWAND

Der Materialaufwand resultiert im Wesentlichen aus dem Bezug von Fremdleistungen und dem Verbrauch von Modulen und sonstigen Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen im Rahmen des technischen Betriebes.

in TEUR	2025	2024
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	73	1.813
Aufwendungen für bezogene Leistungen	2.577	2.193
<b>Materialaufwand (gesamt)</b>	<b>2.650</b>	<b>4.006</b>

## E. PERSONALAUFWAND

Die Kosten für die Altersversorgung betragen im Berichtszeitraum TEUR 2 (VJ: TEUR 2).

## F. SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind im Geschäftsjahr um TEUR 144 auf TEUR 1.749 gestiegen.

Es sind im Geschäftsjahr Rechts-, Beratungs- und Prüfungskosten i.H.v. TEUR 604, Wertminderung auf Forderungen i.H.v. TEUR 187, Bank- und Kapitalmarktkosten i.H.v. TEUR 171, Aufwendungen für Gewährleistungen i.H.v. TEUR 47 angefallen. Periodenfremde Aufwendungen fielen im Berichtsjahr i.H.v. TEUR 29 an.

## G. ERTRÄGE AUS BETEILIGUNGEN

Die Erträge aus Beteiligungen beinhalten die Ausschüttungen der ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co. KG, Bayreuth (TEUR 211), der Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG, Bayreuth (TEUR 81) sowie der Solarpark Blankenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth (TEUR 167) Die drei Gesellschaften stehen im 100 %igen Eigentum der Gesellschaft. Ausschüttungen aus Beteiligungsverhältnissen sind im Berichtsjahr wie folgt ausgezahlt worden: GSI Solarfonds Drei GmbH & Co KG (TEUR 257), HCI Energy Solar 2 GmbH & Co. KG (TEUR 185), HCI Energy Solar 1 GmbH & Co. KG (TEUR 183), GSI Solarfonds Zwei GmbH & Co. KG (TEUR 59) und der WestFonds Solar 1 GmbH & Co. KG (TEUR 22).

## H. ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

Die Zinsen und ähnlichen Erträge resultieren aus Zinsen für Bankguthaben und verzinsten Forderungen, aus Zinsen für Darlehen an Tochterunternehmen und aus Zinserträgen gemäß § 233a AO. In Summe betragen die Zinsen TEUR 4.589 (VJ: TEUR 5.334). Die Veränderung der Zinserträge sind Tilgungen gewährter Darlehen an Tochtergesellschaften zurückzuführen.

## I. SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN

Die sonstigen Zinsen und ähnliche Aufwendungen i.H.v. TEUR 1.965 (VJ: TEUR 2.051) spiegeln im Wesentlichen den Zinsaufwand für die im Berichtszeitraum bestehenden Schuldscheindarlehen i.H.v. TEUR 106 (VJ: TEUR 535), den Zinsaufwand aus Darlehen von Kreditinstituten i.H.v. TEUR 1.682 (VJ: TEUR 1.336) und den Zinsaufwand aus der Optionsanleihe i.H.v. TEUR 173 (VJ: TEUR 173) wieder. Darüber hinaus sind Zinsaufwendungen aus der Abzinsung von Rückstellungen i.H.v. TEUR 4 (VJ: TEUR 7).

## J. STEUERN VOM EINKOMMEN UND ERTRAG

Die Steuern vom Einkommen und Ertrag teilen sich wie folgt auf:

	31.12.2025	31.12.2024
	TEUR	TEUR
Gewerbesteuer	425	142
Körperschaftsteuer	504	158
Solidaritätszuschlag	28	4
Zinsabschlagsteuer	1	-
<b>Gesamt</b>	<b>958</b>	<b>304</b>

## K. GEWINNVERWENDUNGSVORSCHLAG

Die Gesellschaft verfügt zum Bilanzstichtag über einen ausschüttungsfähigen Jahresüberschuss von EUR 3.377.131,98. Der Vorstand schlägt vor, den Jahresüberschuss i.H.v. EUR 3.377.131,98 aus dem Geschäftsjahr 2025 auf neue Rechnung vorzutragen.

## L. SONSTIGE FINANZIELLE VERPFLICHTUNGEN UND AUSSERBILANZIELLE GESCHÄFTE

Die Gesellschaft ist im Rahmen der Veräußerung von fünf Solarprojekten Rückkaufverpflichtungen eingegangen. Die Rückkaufpreise belaufen sich in der Summe auf TEUR 1.291. Die Andienungsrechte der Käufer der Solarprojekte können nach einer Laufzeit der Anlagen von 20 Jahren am 31. Dezember 2029 ausgeübt werden. Die Restlaufzeit beläuft sich damit auf fünf Jahre. Neben den dargelegten sonstigen finanziellen Verpflichtungen existieren keine außerbilanziellen Geschäfte, die für die Finanzlage der Gesellschaft von Bedeutung wären. Die Gesellschaft schätzt die Wahrscheinlichkeit, dass diese Andienungsrechte ausgeübt werden, als gering ein.

Im Berichtsjahr hat die Gesellschaft einen Werkvertrag mit einem Generalunternehmer geschlossen für Umbaumaßnahmen eines Solarparks. Die aus diesem Vertrag noch ausstehende finanzielle Verbindlichkeit beläuft sich auf TEUR 693. Ebenso wurde ein Vertrag für die Errichtung einer Solaranlage geschlossen. Die daraus entstehende Verbindlichkeit wird TEUR 2.129 betragen.

Außerdem ergeben sich aus Miet- und Leasingverträgen mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr Verpflichtungen i.H.v. TEUR 22 (VJ: TEUR 27), davon TEUR 20 gegenüber verbundenen Unternehmen und mit einer Restlaufzeit von größer als eins bis zu fünf Jahren i.H.v. 2 TEUR (VJ: TEUR 7).

Die 7C Solarparken AG haftet für folgende Bankbürgschaften mit, die zugunsten von mit der Gesellschaft verbundenen Unternehmen zu den unterstehenden Zwecken aufgestellt wurden:

- Mithaftung für Bürgschaften für Ausschreibungsverfahren zum Erhalt einer Einspeisevergütung bei der Bundesnetzagentur für eine Gesamtsumme i.H.v. TEUR 771 mit einer unbefristeten Laufzeit
- Mithaftung für Bürgschaften i.V.m. der zukünftigen Rückbauverpflichtung von Solaranlagen i.H.v. TEUR 361, davon TEUR 60 mit einer Laufzeit bis 31.12.2025 und der Restbetrag mit unbefristeter Laufzeit.

## 1.3 SONSTIGE ANGABEN

### A. ANGABEN ZU DERIVATIVEN FINANZINSTRUMENTEN

Die im Geschäftsjahr geschlossenen und zum Bilanzstichtag wirksamen derivativen Finanzinstrumente sichern die Risiken aus vier, von der 7C Solarparks AG abgeschlossenen, Swap-Vereinbarungen zur Absicherung von Strompreisschwankungen mit drei großen europäischen Stromversorgern und einem Direktvermarkter ab. Die abgeschlossenen Swap-Vereinbarungen zur Absicherung von Strompreisschwankungen ist jeweils ein Derivat, welches dazu dient, die volatilen Zahlungsströme aus Strompreisschwankungen abzusichern. Bei jener Vereinbarung handelt es sich um das Grundgeschäft der Bewertungseinheit.

Bei dem Sicherungsgeschäft handelt es sich um zum Grundgeschäft gegenläufige Swap-Vereinbarungen mit Konzerngesellschaften auf deren Basis die Effekte aus dem Grundgeschäft deckungsgleich an die Konzerngesellschaften weitergereicht werden, welche die betroffenen Solarparks betreiben.

Zur Messung der Wirksamkeit der Sicherungsbeziehung kommt die Critical Term Methode zum Einsatz. Im Rahmen der Sicherungsbeziehung kommt es zu keinen Unwirksamkeiten.

Für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts der Swap-Vereinbarungen wurden zum Bilanzstichtag folgende Annahmen getroffen bzw. erfolgten folgende Schätzungen: Terminstrompreise im Zeitraum vom 1. Januar 2026 bis zum 31. Dezember 2026 in Höhe von durchschnittlich 64 EUR/MWh sowie vom 1. Januar 2027 bis 31. Dezember 2027 in Höhe von durchschnittlich 63 EUR/MWh eine geschätzte spezifische Produktion von 936 kWh/kWp für ein einzelnes Geschäftsjahr, welches auf Grundlage von Erfahrungswerten über die abgesicherten Monate verteilt wird.

Der beizulegende Zeitwert der Swap-Vereinbarungen mit den Konzerngesellschaften beträgt minus TEUR 335 gegenläufig beträgt der beizulegende Zeitwert des Grundgeschäfts TEUR 335

	2025 TEUR
Beizulegender Zeitwert Strompreis Swap-Vereinbarung (Sicherungsgeschäft)	-335
Beizulegender Zeitwert Strompreis Swap-Vereinbarung (Grundgeschäft)	335
<b>Gesamt</b>	<b>0</b>

### B. ANZAHL DER ARBEITNEHMER

Im Geschäftsjahr 2025 waren in der Gesellschaft durchschnittlich 10 Mitarbeiter beschäftigt. Der technischen Abteilung waren durchschnittlich 2 Mitarbeiter zuzurechnen und 8 Mitarbeiter dem kaufmännischen Bereich.

### C. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS

	2025 TEUR	2024 TEUR
Abschlussprüfungsleistungen	280	184
Andere Bestätigungsleistungen	-	8
Sonstige Leistungen	-	22
<b>Gesamt</b>	<b>280</b>	<b>213</b>

## D. VORSTAND

Im Geschäftsjahr 2025 haben folgende Vorstände von der Gesellschaft Leistungen erhalten:

<b>Steven De Proost</b>	<b>Wirtschaftsingenieur</b>	<b>Betekom,</b>	<b>CEO</b>	<b>Seit 01.06.2014</b>
		<b>BE</b>		
	Master	Antwerpen,		
<b>Koen Boriau</b>	Wirtschaftswissenschaften	BE	<b>CFO</b>	<b>Seit 28.05.2014</b>
<b>Philippe Cornelis</b>	Bachelor Elektromechanik	Belsele, BE	<b>CTO</b>	<b>Seit 17.02.2025</b>

Die Bezüge für die Geschäftsführung, die wirtschaftlich der 7C Solarparken AG zugerechnet wurden, beliefen sich auf

in TEUR	Steven De Proost	Koen Boriau*	Philippe Cornelis	Gesamt
Fixum	132	132	52	316
Tantieme	-	-	-	-
<b>Gesamt</b>	<b>132</b>	<b>132</b>	<b>52</b>	<b>316</b>

\*Die Vorstandsvergütung von Herrn Boriau wird mittelbar über seine Gesellschaft, der Wattmann GmbH, Bayreuth, Deutschland, mit der die 7C Solarparken AG einen Dienstleistungsvertrag geschlossen hat, entrichtet.

Die Angaben der Bezüge der Vorstände wurden im vorausgegangenen Geschäftsjahr kompakt im zusammengefassten Lagebericht unter den Angaben zum Vergütungsbericht angegeben. Eine separate Darstellung der gewährten Leistungen für die Vorstände erfolgt im Berichtsjahr im Anhang der Gesellschaft in der oben dargestellten Tabelle. Die Vorjahresbezüge sind ebenfalls dieser zu entnehmen.

### **Folgende Leistungszusagen bestehen bei vorzeitiger Beendigung der Vorstandsbestellung:**

Herr Steven De Proost: Endet die Vorstandsbestellung vor Ablauf des Vertrags auf Veranlassung der Gesellschaft, ohne dass hierfür ein wichtiger Grund besteht, und wird in diesem Zusammenhang auch der Dienstvertrag vorzeitig beendet, dürfen Zahlungen den Wert von zwei Jahresvergütungen einschließlich Nebenleistungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet werden.

Herr Koen Boriau: Endet die Vorstandsbestellung vor Ablauf des Vertrags auf Veranlassung der Gesellschaft, ohne dass hierfür ein wichtiger Grund besteht, und wird in diesem Zusammenhang auch der Dienstvertrag vorzeitig beendet, dürfen Zahlungen den Wert von zwei Jahresvergütungen einschließlich Nebenleistungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet werden.

Herr Philippe Cornelis: Endet die Vorstandsbestellung vor Ablauf des Vertrags auf Veranlassung der Gesellschaft, ohne dass hierfür ein wichtiger Grund besteht, und wird in diesem Zusammenhang auch der Dienstvertrag vorzeitig beendet, dürfen Zahlungen den Wert von zwei Jahresvergütungen einschließlich Nebenleistungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet werden.

## E. AUFSICHTSRAT

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft setzte sich in im Jahr 2025 wie folgt zusammen:

PERSON	STELLUNG	BERUFSTÄTIGKEIT
Joris De Meester	Vorsitzender Aufsichtsrat seit 15. Juli 2016 Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats bis 15. Juli 2016 Mitglied des Aufsichtsrats seit 15. Februar 2013	Geschäftsführer, OakInvest BV
Bridget Woods	Stellvertretende Vorsitzende des Aufsichtsrats seit 15. Juli 2016 Mitglied des Aufsichtsrats von 17. Dezember 2015 bis 04. Juni 2025	Unternehmensberaterin
Paul Decraemer	Mitglied des Aufsichtsrats seit 14. Juli 2017	Geschäftsführer, Paul Decraemer BV CFO Inbiose NV
Andrea Meyer	Mitglied des Aufsichtsrats seit 08. Januar 2025	Steuerberaterin i.R. sowie Wirtschaftsprüferin i.R.

Der Aufsichtsrat hatte im Geschäftsjahr sowie im Vorjahr einen Prüfungsausschuss gebildet, welcher sich im Jahr 2025 wie folgt zusammengesetzt hat:

PERSON	STELLUNG
Andrea Meyer	Vorsitzende des Prüfungsausschusses (ab 04. Juni 2025) Mitglied des Prüfungsausschusses (bis 04. Juni 2025)
Joris De Meester	Mitglied des Prüfungsausschusses
Paul Decraemer	Mitglied des Prüfungsausschusses
Bridget Woods	Vorsitzende des Prüfungsausschusses (bis 04. Juni 2025)

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

PERSON	MANDAT
Joris De Meester	Verwalter HeatConvert U.A., Goor, Niederlande Verwalter PE Event Logistics Invest NV, Leuven, Belgien Verwalter Family Backed Real Estate NV, Antwerpen, Belgien Verwalter Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen, Belgien Verwalter JGJ Invest NV, Sint-Martens-Latem, Belgien Verwalter NPG Bocholt NV, Bocholt, Belgien Verwalter Biopower Tongeren NV, Tongeren, Belgien Verwalter Sebiog Group NV, Bocholt, Belgien Verwalter Agrogas BV; Geel, Belgien Verwalter, Excausa BV, Geel, Belgien Verwalter, Caloritum NV, Antwerpen/Belgien
Paul Decraemer	Verwalter, Seelution, Göteborg, Schweden Verwalter, ABO-Group Enviroment NV, Gent, Belgien
Andrea Meyer	Kuratoriumsmitglied, Hans-Frisch-Stiftung, Nürnberg

Die Satzung der Gesellschaft gewährt den Mitgliedern des Aufsichtsrats eine Vergütung von insgesamt TEUR 72 (VJ: TEUR 72) Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten für jedes Geschäftsjahr eine Vergütung, die sich aus einem festen und einem variablen Teil zusammensetzt. Der feste Anteil der jährlichen Vergütung beträgt für den stellvertretenden Vorsitzenden sowie Mitglieder TEUR 13,5, für den Vorsitzenden jedoch TEUR 20,2 und ist nach Ablauf des Geschäftsjahres zahlbar. Darüber hinaus wurden Sitzungsgelder von TEUR 0,4 pro Sitzung gezahlt. Die Sitzungen wurden im virtuellen Verfahren als auch in Präsenz abgehalten, sodass keine wesentlichen Reisekosten entstanden sind.

Name	Vorsitzender	Stellv. Vorsitz bzw. Mitglied	Sitzungsgelder	Reisekosten	Gesamt
<b>in TEUR</b>					
Joris De Meester	20	-	3	1	24
<i>im Vorjahr</i>	20	-	3	1	24
Bridget Woods	-	6	2	-	8
<i>im Vorjahr</i>	-	14	3	2	19
Paul Decraemer	-	14	3	1	18
<i>im Vorjahr</i>	-	14	3	1	18
Andrea Meyer	-	14	3	-	17
<i>im Vorjahr</i>	-	0	0	-	0
<b>Gesamt</b>	<b>20</b>	<b>34</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>67</b>
<b>Gesamt im Vorjahr</b>	<b>20</b>	<b>27</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>60</b>

## F. STIMMRECHTSMITTEILUNGEN

Die Stimmrechte teilen sich zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2025 im Wesentlichen wie folgt auf:

Aktionär	Anteil
Streubesitz	70,7%
Eigene Anteile	7,0%
Vlaamse Energieholding BV	6,7%
Rudolphe de Spoelberch	5,5%
Distri Beheer 21 NV	4,1%
Axxion SA	3,0%
Christiane Weispenning	3,0%
<b>Gesamt</b>	<b>100,0%</b>

Erklärung gemäß § 160 Abs. 1 Nr. 8 AktG

Gemäß § 160 Abs. 1 Nr. 8 Aktiengesetz (AktG) sind Angaben über das Bestehen von Beteiligungen zu machen, die gemäß § 21 Abs. 1 oder Abs. 1a des Wertpapierhandelsgesetzes (WpHG) dem Unternehmen mitgeteilt worden sind.

Im Geschäftsjahr 2025 gingen der 7C Solarparken AG folgende Mitteilungen zu:

- *Christiane Weispenning hat uns gemäß § 21 Abs. 1 WpHG am 04.11.2025 mitgeteilt, dass ihr Stimmrechtsanteil an der 7C Solarparken AG, Bayreuth, Deutschland am 03.11.2025 die Schwelle von 3 % überschritten hat und an diesem Tag 3,01 % (dies entspricht 2.450.000 Stimmrechte) betrug;*
- *Die Axxion S.A., Grevenmacher, Luxemburg hat uns gemäß § 21 Abs. 1 WpHG am 09.10.2025 mitgeteilt, dass ihr Stimmrechtsanteil an der 7C Solarparken AG, Bayreuth, Deutschland am 07.10.2025 die Schwelle von 3 % überschritten hat und an diesem Tag 3,03 % (dies entspricht 2.464.015 Stimmrechte) betrug;*
- *Die 7C Solarparken AG, Bayreuth, Deutschland hat gemäß § 21 Abs. 1 WpHG am 08.09.2025 mitgeteilt, dass ihr Stimmrechtsanteil an der 7C Solarparken AG, Bayreuth, Deutschland am 05.09.2025 die Schwelle von 5 % überschritten hat und an diesem Tag 5,00 % (dies entspricht 4.073.635 Stimmrechte) betrug;*
- *Die 7C Solarparken AG, Bayreuth, Deutschland hat gemäß § 21 Abs. 1 WpHG am 22.08.2025 mitgeteilt, dass ihr Stimmrechtsanteil an der 7C Solarparken AG, Bayreuth, Deutschland am 21.08.2025 die Schwelle von 3 % überschritten hat und an diesem Tag 4,90 % (dies entspricht 3.994.717 Stimmrechte) betrug;*

## G. GENEHMIGTES KAPITAL 2023

Die Hauptversammlung der 7C Solarparken AG vom 12. Juni 2023 hat den Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft in der Zeit bis zum 11.06.2028 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um insgesamt bis zu EUR 41.423.991,00 durch Ausgabe von bis zu 41.423.991 neuen auf den Inhaber lautende Stückaktien einmal oder mehrmals gegen Bar- und/oder Sacheinlage zu erhöhen (Genehmigtes Kapital 2023). Des Weiteren wird der Vorstand hierbei ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre ganz oder teilweise auszuschließen. Ein solcher Ausschluss ist an bestimmte Voraussetzungen gebunden. Während des Berichtszeitraums 2025 erfolgte keine Ausschöpfung und beträgt zum Ende des Geschäftsjahres noch EUR 41.423.991,00.

## H. BEDINGTES KAPITAL 2022

Die Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat die Schaffung eines neuen bedingten Kapitals (Bedingtes Kapital 2022) unter entsprechender Neufassung des § 4 Abs. 7 der Satzung beschlossen. Das Grundkapital ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 um bis zu 38.181.236,00 EUR durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen auf den Inhaber lautende Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht (Bedingtes Kapital 2022).

Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung noch EUR 37.944.786,00 zum Veröffentlichungszeitpunkt.

### 1.4 NACHTRAGSBERICHT

Der Vorstand der 7C Solarparken AG (die "Gesellschaft") hat am 13.01.2026 mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 2.436.776 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 4.020.680,40 über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 4. Juni 2025. Alle Rückkäufe werden über eine Bank abgewickelt. Die Aktienrückkäufe sollen zu einem Kursniveau von maximal EUR 1,65 je Aktie durchgeführt werden.

Das Rückkaufprogramm wird am 14. Januar 2026 beginnen und spätestens am 31. Mai 2026 enden. Es ist möglich, dass die Gesellschaft nicht die vollen EUR 4.020.680,40 für Rückkäufe verwenden wird. Die zurückerworbenen Aktien können zu allen im Ermächtigungsbeschluss der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 vorgesehenen Zwecken verwendet werden. Die Gesellschaft behält sich das Recht vor, den Rückkauf ihrer Aktien jederzeit zu ändern oder zu beenden.

### 1.5 ENTSPRECHENSERKLÄRUNG

Der Vorstand und der Aufsichtsrat der 7C Solarparken AG haben eine Erklärung gemäß §161 AktG abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite unter „Corporate Governance“ im Bereich „Investor Relations“ <https://www.solarparken.com/entsprechenserklaerung.php/Entsprechenerklärung>

dauerhaft zugänglich gemacht.

### 1.6 KONZERNVERHÄLTNISSE

Die 7C Solarparken AG ist das Mutterunternehmen des 7C Solarparken Konzerns und stellt einen Konzernabschluss nach IFRS auf, der im Unternehmensregister offengelegt wird bzw. ist.

Bayreuth, 1. April 2026

Steven De Proost

Koen Boriau

Philippe Cornelis

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Finanzvorstand (CFO)

Vorstand (CTO)

## VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

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

Bayreuth, 1. April 2026

Steven De Proost

Koen Boriau

Philippe Cornelis

Vorstandsvorsitzender (CEO)

Finanzvorstand (CFO)

Vorstand (CTO)

# BESTÄTIGUNGSVERMERK DES ABSCHLUSSPRÜFERS

Anlage 3 / 1

## Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die 7C Solarparken AG, Bayreuth

### Vermerk über die Prüfung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts

#### Prüfungsurteile

Wir haben den Jahresabschluss der **7C Solarparken AG, Bayreuth**, – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2025 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 sowie dem Anhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den zusammengefassten Lage- und Konzernlagebericht (im Folgenden zusammengefasster Lagebericht) der 7C Solarparken AG, Bayreuth, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 geprüft. Die im Abschnitt „Weitere gesetzliche Angaben“ – Unterabschnitt „Erklärung zur Unternehmensführung gemäß §§ 315d, 289f HGB“ des zusammengefassten Lageberichts enthaltene (Konzern-)Erklärung zur Unternehmensführung einschließlich der darin nach § 161 AktG vorgeschriebenen Erklärung und die im Abschnitt „Chancen und Risikobericht“ – Unterabschnitt „Risikomanagement und internes Kontrollsystem“ des zusammengefassten Lageberichts enthaltene Darstellung zu den Merkmalen des gesamten Internen Kontroll- und Risikomanagementsystems (Angaben aufgrund der Empfehlung A.5 des Deutschen Corporate Governance Kodex) haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Jahresabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage der Gesellschaft zum 31. Dezember 2025 sowie ihrer Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 und
- vermittelt der beigefügte zusammengefasste Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft. In allen wesentlichen Belangen steht dieser zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Jahresabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum zusammengefassten Lagebericht erstreckt sich nicht auf die oben genannten nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des zusammengefassten Lageberichts.

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

### *Grundlage für die Prüfungsurteile*

Wir haben unsere Prüfung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung (Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Darüber hinaus erklären wir gemäß Artikel 10 Abs. 2 Buchst. f) EU-APrVO, dass wir keine verbotenen Nichtprüfungsleistungen nach Artikel 5 Abs. 1 EU-APrVO erbracht haben. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht zu dienen.

### *Sonstige Informationen*

Die gesetzlichen Vertreter bzw. der Aufsichtsrat sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die zum Datum dieses Bestätigungsvermerks erlangten sonstigen Informationen umfassen:

- die im Abschnitt „Prüfungsurteile“ genannten, nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des zusammengefassten Lageberichts,
- den Bericht des Aufsichtsrats,
- die übrigen Teile des veröffentlichten Geschäftsberichts, aber nicht den Jahresabschluss,
- nicht die inhaltlich geprüften Angaben im zusammengefassten Lagebericht und nicht unseren dazugehörigen Bestätigungsvermerk und
- die Versicherung nach § 264 Abs. 2 Satz 3 HGB zum Jahresabschluss und die Versicherung nach § 289 Abs. 1 Satz 5 HGB i. V. m. § 315 Abs. 1 Satz 5 HGB zum zusammengefassten Lagebericht.

Der Brief an die Aktionäre als Bestandteil des Geschäftsberichts wird uns nach dem Datum dieses Bestätigungsvermerks voraussichtlich zur Verfügung gestellt.

Der Aufsichtsrat ist für den Bericht des Aufsichtsrats verantwortlich. Für die Erklärung nach § 161 AktG zum Deutschen Corporate Governance Kodex, die Bestandteil der auf der Internetseite der Gesellschaft veröffentlichten Erklärung zur Unternehmensführung gemäß §§ 289f, 315 d HGB ist, auf die im zusammengefassten Lagebericht verwiesen wird, sind die gesetzlichen Vertreter und der Aufsichtsrat verantwortlich. Im Übrigen sind die gesetzlichen Vertreter für die sonstigen Informationen verantwortlich.

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

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

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

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

*Besonders wichtiger Prüfungssachverhalt in der Prüfung des Jahresabschlusses*

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Jahresabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Jahresabschlusses als Ganzem und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Nachfolgend stellen wir den aus unserer Sicht besonders wichtigen Prüfungssachverhalt dar:

Werthaltigkeit der Anteile an verbundenen Unternehmen und der Forderungen gegen verbundene Unternehmen

a) Das Risiko für den Abschluss

Im Jahresabschluss der 7C Solarparken AG, Bayreuth, werden Anteile an verbundenen Unternehmen in Höhe von EUR 74,8 Mio. (i. V. EUR 58,6 Mio.) sowie Forderungen gegen verbundene Unternehmen in Höhe von EUR 132,3 Mio. (i. V. EUR 149,4 Mio.) ausgewiesen, die zusammen 86,7 % (i. V. 84,2 %) der Bilanzsumme ausmachen. Die Anteile an verbundenen Unternehmen werden mit den Anschaffungskosten nach § 253 Abs. 1 Satz 1 HGB bzw. mit einem am Abschlussstichtag niedrigeren beizulegenden Wert nach § 253 Abs. 3 HGB angesetzt. Im Rahmen der Beteiligungsbewertung hat die Gesellschaft bei jenen Gesellschaften, für die geringe Ertragsüberschüsse geplant sind, als Wertobergrenze das jeweilige bilanzielle Eigenkapital zum Stichtag angesetzt. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass das Reinvermögen weder stille Reserven noch stille Lasten enthält und somit dem hypothetischen Liquidationswert entspricht. Liegt der danach ermittelte beizulegende Wert unter dem Buchwert, wird eine außerplanmäßige Abschreibung vorgenommen. Liegt der danach ermittelte beizulegende Wert über dem Buchwert, werden gegebenenfalls in der Vergangenheit vorgenommene Abschreibungen maximal bis zur Höhe der ursprünglichen Anschaffungskosten wieder zugeschrieben.

Forderungen gegen verbundene Unternehmen sind grundsätzlich zum Nennwert bewertet. Risikobehafteten Posten wird durch die Bildung von Einzelwertberichtigungen Rechnung getragen. Für Forderungen gegen Gesellschaften bezüglich derer sich Indizien für eine mögliche Wertminderung ergeben, hat die Gesellschaft anhand der Bilanzen der Unternehmen analysiert, ob die Forderungen durch das Reinvermögen der jeweiligen Schuldnergesellschaft gedeckt sind und zukünftig gedeckt sein werden. Das Ergebnis der Bewertung der Anteile an verbundenen Unternehmen ist maßgeblich von der Schätzung der künftigen Zahlungsmittelströme, des zu verwendenden Diskontierungszinssatzes sowie der Wachstumsrate für die Zahlungsmittelströme nach Ende des Detailplanungszeitraums durch den Vorstand geprägt und daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet. Ebenso ist die Bewertung von Forderungen gegen verbundene Unternehmen ermessensbehaftet.

Insofern war die Prüfung der Werthaltigkeit der Anteile und die Bewertung der Forderungen gegen verbundene Unternehmen im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

Die Angaben der Gesellschaft zum Ansatz und Bewertung der Anteile an verbundenen Unternehmen und der Forderungen gegen verbundene Unternehmen im Abschnitt „BILANZIERUNGS- UND BEWERTUNGSMETHODEN“, Unterabschnitte „C. FINANZANLAGEN“ und „E. E.FORDERUNGEN UND SONSTIGE KURZFRISTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE“ sowie im Abschnitt „ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ“, Unterabschnitte „FINANZANLAGEVERMÖGEN“ und „D. FORDERUNGEN GEGEN VERBUNDENEN UNTERNEHMEN“ enthalten

b) Prüferisches Vorgehen und Schlussfolgerungen

Bei unserer Prüfung der Ermittlung der beizulegenden Werte für Anteile an verbundenen Unternehmen haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Bewertung nachvollzogen und die Angemessenheit des angewendeten Bewertungsverfahrens beurteilt. Zudem haben wir uns davon überzeugt, dass die den Bewertungen zugrunde liegenden künftig erwarteten Zahlungsmittelüberschüsse und die für die Diskontierung angesetzten gewichteten Kapitalkosten insgesamt eine sachgerechte Grundlage für den Werthaltigkeitstest der Anteile an verbundenen Unternehmen bilden. Wir haben Plan-Ist-Abweichungen in der Vergangenheit analysiert und die daraus gewonnenen Erkenntnisse bei der Plausibilisierung der Planung berücksichtigt. Die Angemessenheit der geschätzten Zahlungsmittelströme, die zur Berechnung der beizulegenden Werte der Anteile an verbundenen Unternehmen verwendet wurden, haben wir unter anderem durch den Abgleich dieser Daten mit den vom Vorstand erstellten und vom Aufsichtsrat gebilligten Unternehmensplanungen sowie durch die Abstimmung mit den Markterwartungen in den jeweiligen Branchen unter Berücksichtigung der unternehmensspezifischen Situation beurteilt. Dabei haben wir insbesondere die Annahmen zur zukünftigen Umsatz- und Kostenentwicklung im Detailplanungszeitraum und zu den nach Ende des Detailplanungszeitraums angenommenen Wachstumsraten kritisch hinterfragt. Darüber hinaus haben wir die zur Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parameter geprüft und die Berechnung unter Hinzuziehung der am Markt beobachtbaren Parameter einer PeerGroup (vergleichbare Unternehmen) nachvollzogen.

Bezüglich der Forderungen gegen verbundene Unternehmen haben wir, soweit sich Zweifel an der Fähigkeit der jeweiligen Schuldner zur Erfüllung der offenen Forderungen ergaben, auf Basis der uns vorgelegten Planungen für das jeweilige Unternehmen und der uns dazu ergänzend vorgelegten Unterlagen und Erläuterungen nachvollzogen, ob die Einschätzungen des Vorstands der 7C Solarparken AG, Bayreuth, hinsichtlich der voraussichtlichen Erfüllung der Forderungen begründet sind.

Darüber hinaus haben wir die den Forderungen zugrunde liegenden Sachverhalte und Vertragsgrundlagen mit in die Betrachtung einbezogen.

Aus unseren Prüfungshandlungen haben sich hinsichtlich der der Werthaltigkeit der Anteile und die Bewertung der Forderungen gegen verbundene Unternehmen keine wesentlichen Beanstandungen ergeben.

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

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

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

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

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

*Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts*

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

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

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

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Jahresabschluss und im zusammengefassten Lagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass eine aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, ist höher als das Risiko, dass eine aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- erlangen wir ein Verständnis von den für die Prüfung des Jahresabschlusses relevanten internen Kontrollen und den für die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit der internen Kontrollen der Gesellschaft bzw. dieser Vorkehrungen und Maßnahmen abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutende Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss und im zusammengefassten Lagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass die Gesellschaft ihre Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Jahresabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt.
- beurteilen wir den Einklang des zusammengefassten Lageberichts mit dem Jahresabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage der Gesellschaft.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im zusammengefassten Lagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutenden Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel in internen Kontrollen, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Wir geben gegenüber den für die Überwachung Verantwortlichen eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben, und erörtern mit ihnen alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit auswirken, und sofern einschlägig, die zur Beseitigung von Unabhängigkeitsgefährdungen vorgenommenen Handlungen oder ergriffenen Schutzmaßnahmen.

Wir bestimmen von den Sachverhalten, die wir mit den für die Überwachung Verantwortlichen erörtert haben, diejenigen Sachverhalte, die in der Prüfung des Jahresabschlusses für den aktuellen Berichtszeitraum am bedeutsamsten waren und daher die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte sind. Wir beschreiben diese Sachverhalte im Bestätigungsvermerk, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachverhalts aus.

### **Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen**

#### **Vermerk über die Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach § 317 Abs. 3a HGB**

##### *Prüfungsurteil*

Wir haben gemäß § 317 Abs. 3a HGB eine Prüfung mit hinreichender Sicherheit durchgeführt, ob die in der Datei SEVENCsolarparkenag-2025-12-31-1-de.html enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts (im Folgenden auch als „ESEF-Unterlagen“ bezeichnet) den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat („ESEF-Format“) in allen wesentlichen Belangen entsprechen. In Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften erstreckt sich diese Prüfung nur auf die Überführung der Informationen des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in das ESEF-Format und daher weder auf die in diesen Wiedergaben enthaltenen noch auf andere in der oben genannten Datei enthaltene Informationen.

Nach unserer Beurteilung entsprechen die in der oben genannten Datei enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in allen wesentlichen Belangen den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat. Über dieses Prüfungsurteil sowie unsere im voranstehenden „Vermerk über die Prüfung des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ enthaltenen Prüfungsurteile zum beigefügten Jahresabschluss und zum beigefügten zusammengefassten Lagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 hinaus geben wir keinerlei Prüfungsurteil zu den in diesen Wiedergaben enthaltenen Informationen sowie zu den anderen in der oben genannten Datei enthaltenen Informationen ab.

##### *Grundlage für das Prüfungsurteil*

Wir haben unsere Prüfung der in der oben genannten Datei enthaltenen Wiedergaben des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 3a HGB unter Beachtung des IDW Prüfungsstandards: Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben von Abschlüssen und Lageberichten nach § 317 Abs. 3a HGB (IDW PS 410 (06.2022)): und des International Standard on Assurance Engagements 3000 (Revised) durchgeführt. Unsere Verantwortung danach ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen“ weitergehend beschrieben. Unsere Wirtschaftsprüferpraxis hat die Anforderungen an das Qualitätsmanagement des IDW Qualitätsmanagementstandards: Anforderungen an das Qualitätsmanagement in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QMS 1 (09.2022)) angewendet.

### *Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für die ESEF-Unterlagen*

Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind verantwortlich für die Erstellung der ESEF-Unterlagen mit den elektronischen Wiedergaben des Jahresabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 HGB. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Erstellung der ESEF-Unterlagen zu ermöglichen, die frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat sind.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Prozesses der Erstellung der ESEF-Unterlagen als Teil des Rechnungslegungsprozesses.

### *Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen*

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob die ESEF-Unterlagen frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB sind. Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – Verstöße gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.
- gewinnen wir ein Verständnis von den für die Prüfung der ESEF-Unterlagen relevanten internen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Kontrollen abzugeben.
- beurteilen wir die technische Gültigkeit der ESEF-Unterlagen, d. h. ob die die ESEF-Unterlagen enthaltende Datei, die Vorgaben der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der zum Abschlussstichtag geltenden Fassung an die technische Spezifikation für diese Datei erfüllt.
- beurteilen wir, ob die ESEF-Unterlagen eine inhaltsgleiche XHTML-Wiedergabe des geprüften Jahresabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts ermöglichen.

### **Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO**

Wir wurden von der Hauptversammlung am 5. Juni 2025 als Abschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 15. Juli 2025 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind seit dem Geschäftsjahr 2025 als Abschlussprüfer der 7C Solarparken AG, Bayreuth, tätig.

Wir erklären, dass die in diesem Bestätigungsvermerk enthaltenen Prüfungsurteile mit dem zusätzlichen Bericht an den Prüfungsausschuss nach Artikel 11 EU-APrVO (Prüfungsbericht) in Einklang stehen.

### **Sonstiger Sachverhalt – Verwendung des Bestätigungsvermerks**

Unser Bestätigungsvermerk ist stets im Zusammenhang mit dem geprüften Jahresabschluss und dem geprüften zusammengefassten Lagebericht sowie den geprüften ESEF-Unterlagen zu lesen. Der in das ESEF-Format überführte Jahresabschluss und zusammengefasste Lagebericht – auch die in das Unternehmensregister einzustellenden Fassungen – sind lediglich elektronische Wiedergaben des geprüften Jahresabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts und treten nicht an deren Stelle. Insbesondere ist der ESEF-Vermerk und unser darin enthaltenes Prüfungsurteil nur in Verbindung mit den in elektronischer Form bereitgestellten geprüften ESEF-Unterlagen verwendbar.

**Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer**

Der für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüfer ist Herr Tobias Schmelter.

Bonn, 1. April 2026

RSM Ebner Stolz GmbH & Co. KG  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

Uwe Harr  
Wirtschaftsprüfer

Tobias Schmelter  
Wirtschaftsprüfer

## 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.