

7c solarparken



7C SOLARPARKEN AG

KONZERN

GESCHÄFTSBERICHT 2025

INHALTSVERZEICHNIS

BERICHT DES VORSTANDS

BERICHT DES AUFSICHTSRATS

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

**KONZERNABSCHLUSS 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 Solarparken 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 allgemeinpolitische 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 Solarparken 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 CO₂ 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
Herr Joris De Meester, <i>Vorsitzender des Aufsichtsrats</i>	7/7	2/2
Frau Bridget Woods*, <i>stellv. Vorsitzende des Aufsichtsrats**</i> <i>Vorsitzende Prüfungsausschuss**</i>	4/4	1/1
Herr Paul Decraemer <i>stellv. Vorsitzender des Aufsichtsrats***</i>	7/7	2/2
Frau Andrea Meyer <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 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) 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
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR	3
ANLAGENBESTAND	7
ENTWICKLUNG DES ANLAGENPORTFOLIOS	9
VERMARKTUNGSMODEL DES DEUTSCHEN ANLAGENPORTFOLIOS	11
REDISPATCH 2.0	17
VERMARKTUNGSMODEL DES BELGISCHEN ANLAGENPORTFOLIOS	19
ZIELE UND STRATEGIEN	22
INTERNES STEUERUNGSSYSTEM	28
WIRTSCHAFTSBERICHT	30
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMEN-BEDINGUNGEN	30
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DES KONZERNS (BERICHTERSTATTUNG AUF BASIS DES IFRS KONZERNABSCHLUSSES)	67
WIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNG DER 7C SOLARPARKEN AG	75
PROGNOSEBERICHT.....	80
MUTTERGESELLSCHAFT	80
KONZERN	80
RISIKO- UND CHANCENBERICHT	82
RISIKEN	82
CHANCEN	91
WESENTLICHE MERKMALE DES INTERNEN KONTROLLSYSTEMS UND DES RISIKOMANAGEMENTSYSTEMS IM HINBLICK AUF DEN RECHNUNGS-LEGUNGSPROZESS	92
GESAMTBEURTEILUNG	94
WEITERE GESETZLICHE ANGABEN	95
I. ERKLÄRUNG ZUR UNTERNEHMENSFÜHRUNG GEMÄß §§ 315D, 289F HGB	95
II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS	95
III. ANGABEN GEMÄß § 315A ABS. 1 UND § 289A ABS.1 HGB SOWIE ERLÄUTERNDER BERICHT DES VORSTANDS	97

GRUNDLAGEN DES KONZERNS

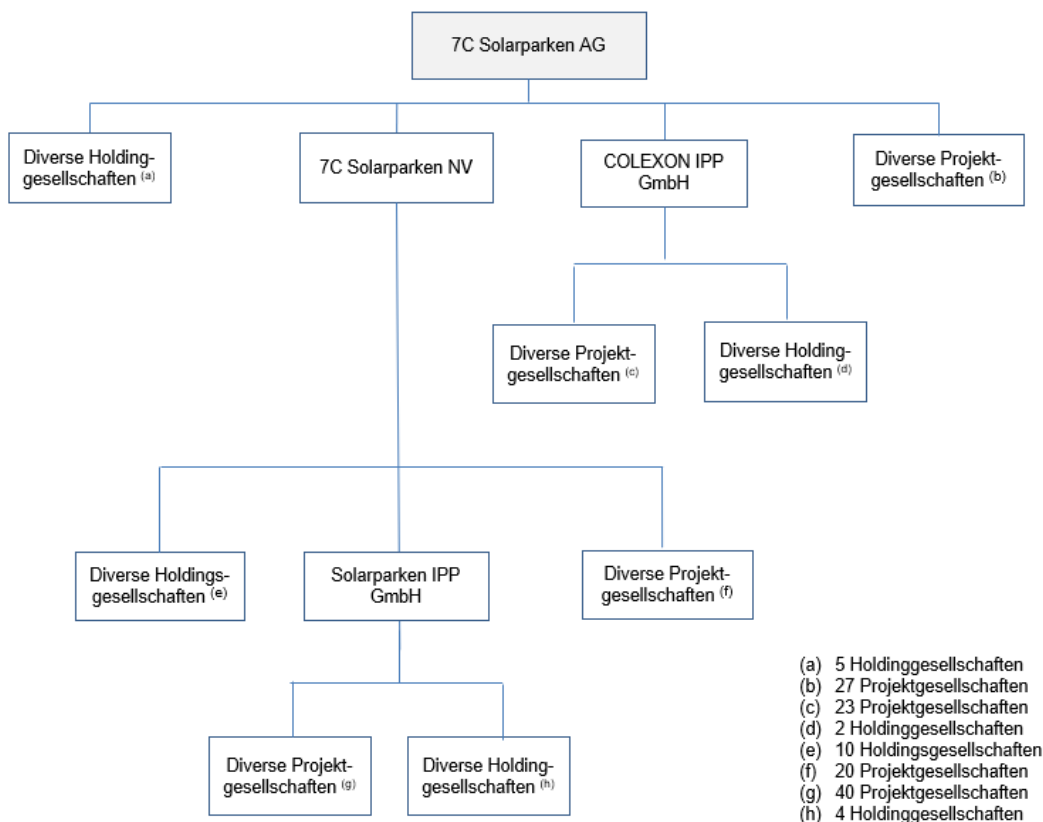
GESCHÄFTSMODELL UND KONZERNSTRUKTUR

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:



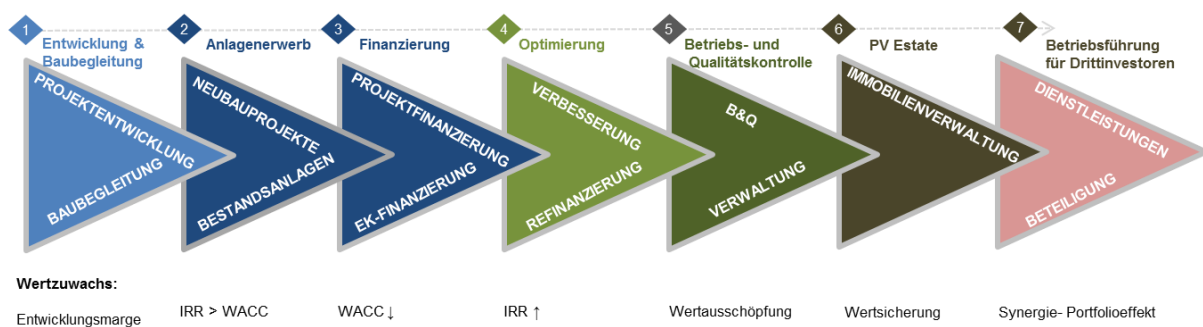
Mutterunternehmen des Konzerns ist die 7C Solarparken AG mit Sitz in Bayreuth. Sie nimmt die Funktion einer operativen Holdinggesellschaft wahr. Ihr obliegt die Steuerung im Rahmen eines aktiven Anlagenmanagements, die Finanzierung von Konzerngesellschaften sowie die kaufmännische und technische Betreuung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

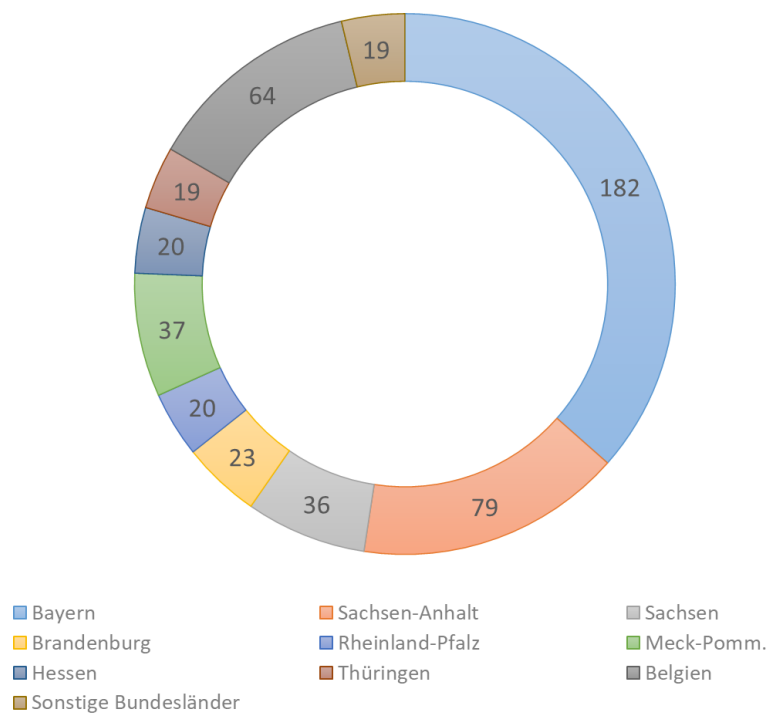
Das Gesamtportfolio generiert pro Jahr ungefähr 472 GWh elektrischer Energie. Dies reicht nach Einschätzung des Vorstands aus, um mehr als 147.000 Drei-Personen-Haushalte mit Strom zu versorgen. Dadurch werden nach Schätzung des Vorstands pro Jahr rund 516.000 Tonnen CO₂ eingespart.

ANLAGENBESTAND

A. Solaranlagen

Zum Bilanzstichtag betrieb 7C Solarparken 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)

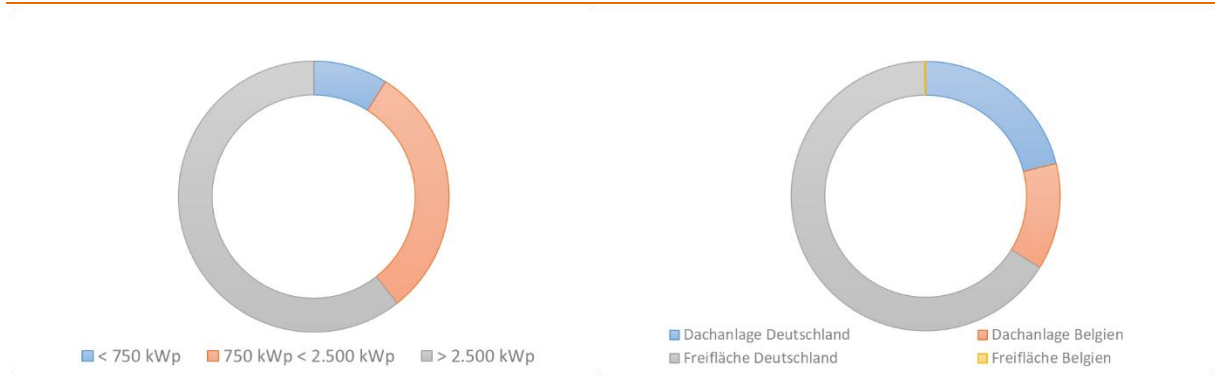


Quelle: Eigene Darstellung

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

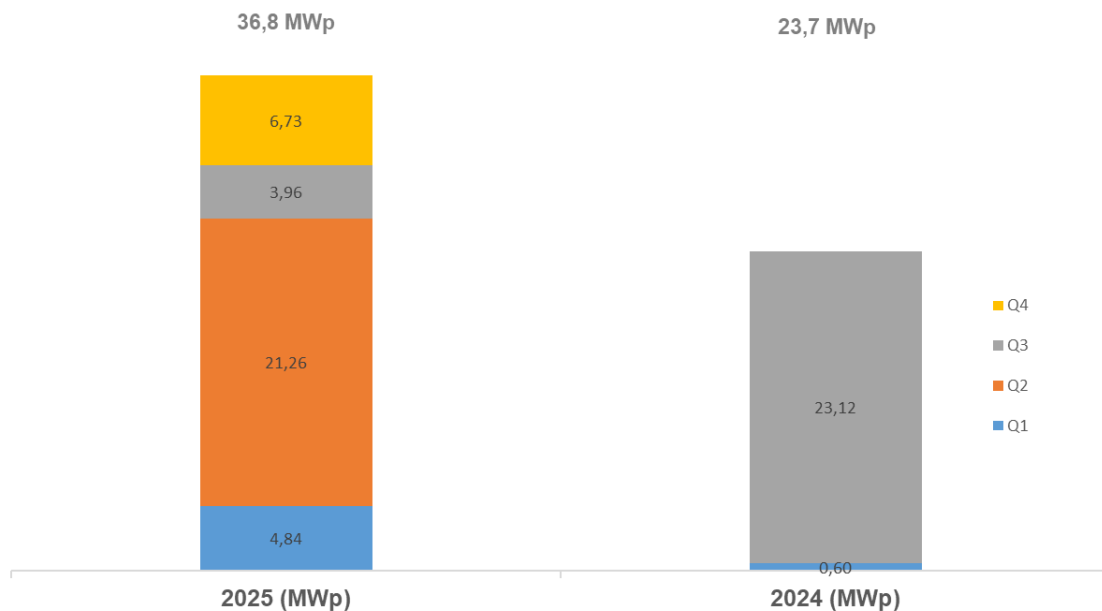
Das Windenergieportfolio des Konzerns besteht aus zwei im Jahr 2019 erworbenen und operativen Windkraftanlagen. Beide Anlagen liegen in Rheinland-Pfalz. Die Gesamtkapazität der Anlagen liegt bei 5,9 MW. Während die Anlage Medard 2 (2,8 MW) 2016 in Betrieb genommen wurde und mit einer Turbine von General 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 CO₂ 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.

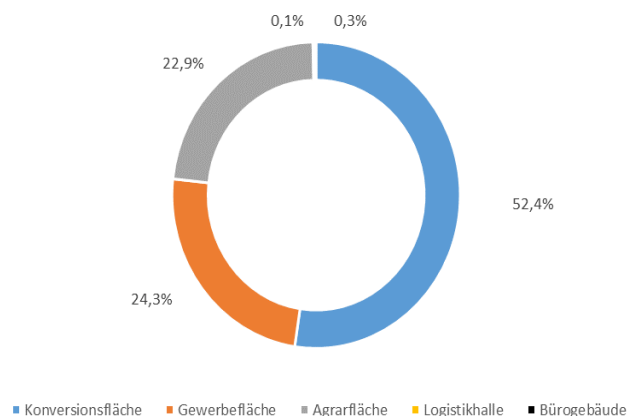
Geografische Verteilung des PV Estate zum 31. Dezember 2025



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

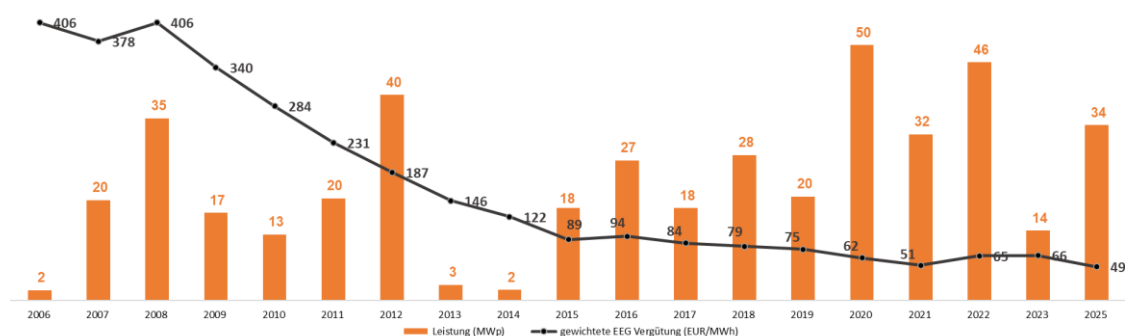
In Deutschland werden Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen vom Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Seit dem Jahr 2000 regelt das EEG unter anderem, unter welchen Umständen und in welcher Höhe der mittels Solar- und Windenergieanlagen generierte Strom vergütet wird.

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. > Direktvermarktungspflicht >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 abgeschlossen 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

	Swap-Vereinbarung vom Nov. 2023	1. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Mai 2024	Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024	2. Swap-Vereinbarung vom Oktober 2024
Vertragspartner					Deutscher Direktvermarkter
Leistung	22 MWp	22 MWp	41 MWp	23 MWp	7 MWp
Durchschnittliche Einspeisevergütungssatz 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 (Einspeisevergütungssatz)	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

Swap-Vereinbarung vom November 2024	
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	Marktwert
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios im Zeitraum der Swapvereinbarung
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	75,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot Solar

Der Konzern erhielt 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).


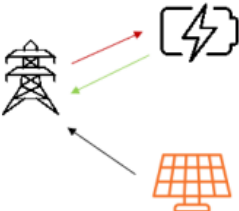
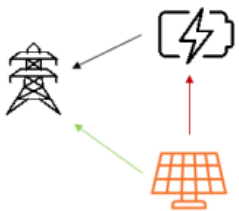
In der Summe soll das Vermarktungsmodell des Konzerns dazu führen, dass der Konzern für die reale Produktion der betroffenen Solaranlagen einerseits einen Einspeisepreis, welcher oberhalb des festen Einspeisevergütungssatzes der jeweiligen Solaranlage liegt, erwirtschaften kann und andererseits das Strompreisisiko 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
Konzept			
Ladeherkunft	Nur PV-Strom (EE)	PV + Netzstrom	Nur Netzstrom
EEG-Marktprämie	✓ Vollständig	✓ Anteilig (grüner Anteil)	X
Netzanschlussprivileg	✓ Vorrang (§ 8 EnWG)	Eingeschränkt	X
Flexibilität	Nur bei Sonnenschein	24/7 (bei Abgrenzung)	24/7 vollständig
Regelenergie	Eingeschränkt	Vollständig (mit MiSpeL)	Vollständig
Erlös niveau	~40%	~70%	100% (Referenz)
Genehmigungsrisiko	Gering	Mittel	Hoch)
Förderung	✓ Möglich (CfD)	Einzelfallprüfung	X
EEG-echtsstatus	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.

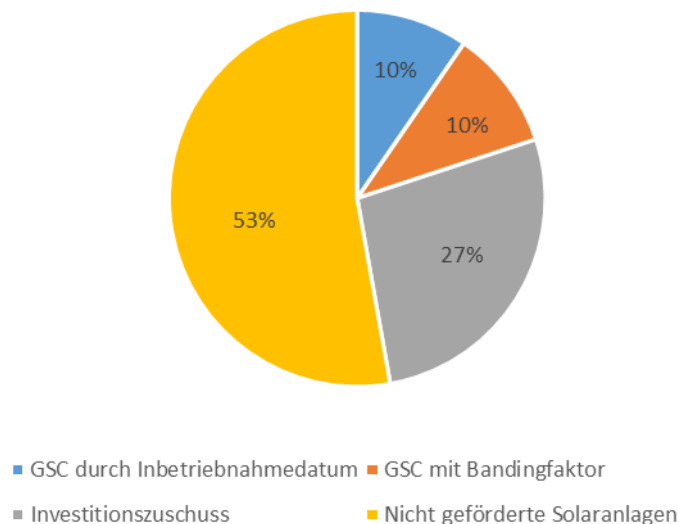
Im Geschäftsjahr ist es bei der Abrechnung der Entschädigungen für die Abschaltungen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 vorgenommen wurden, zu erheblichen Verbesserungen gekommen. Insgesamt konnte der Konzern durch intensiven Austausch mit den Dienstleistern und den Netzbetreibern EUR 4,2 Mio. eintreiben.

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



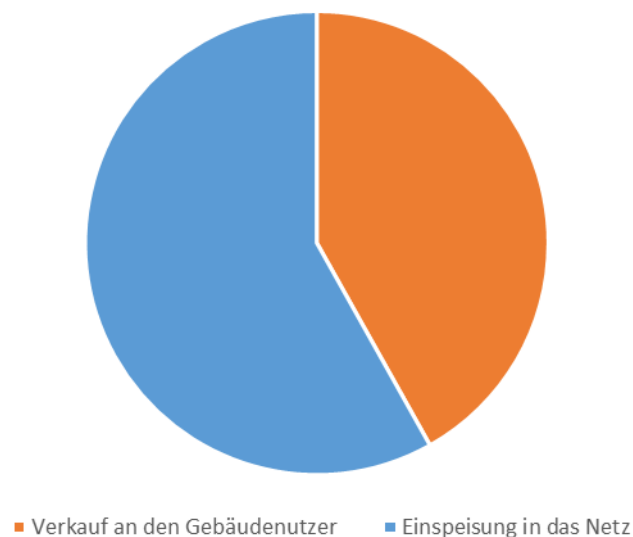
Quelle: eigene Darstellung

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 erfolgreichem 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 CO₂-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

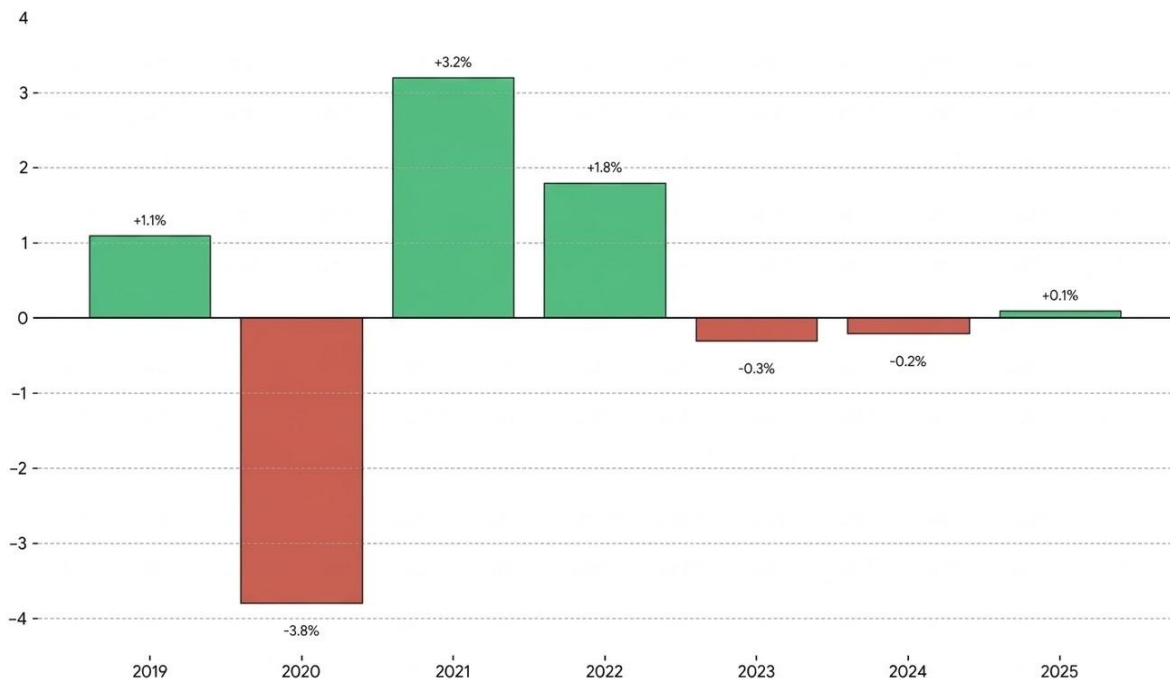
GESAMTWIRTSCHAFTLICHE UND BRANCHENBEZOGENE RAHMENBEDINGUNGEN

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

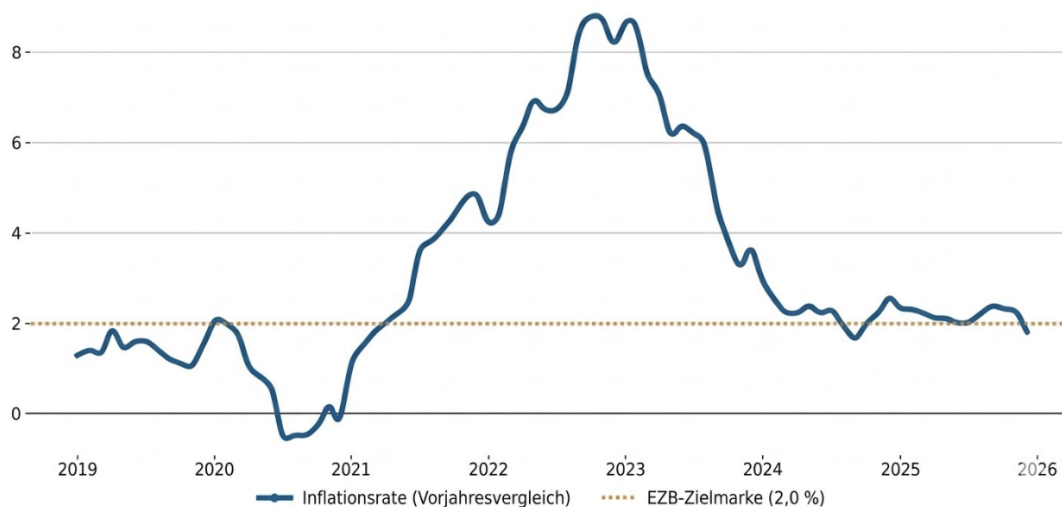
Das Jahr 2025 war für die deutsche Industrie geprägt von einem schwierigen Balanceakt zwischen Regenerationsversuchen und externen Schocks.

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.

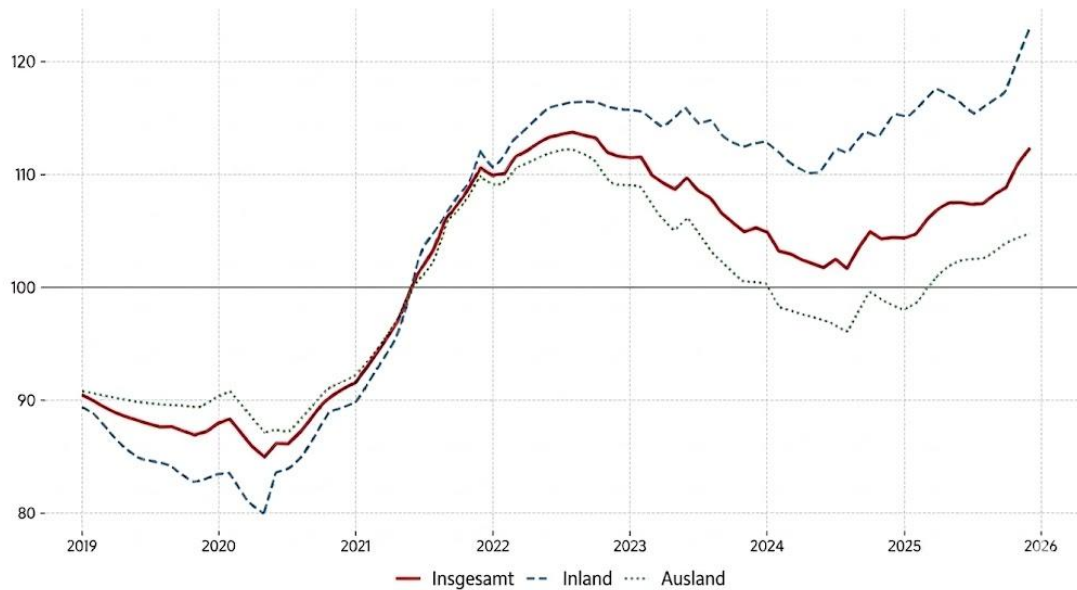
Deutscher Verbraucherpreisindex – Veränderung zum Vorjahresmonat in % (2019-2025)



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)



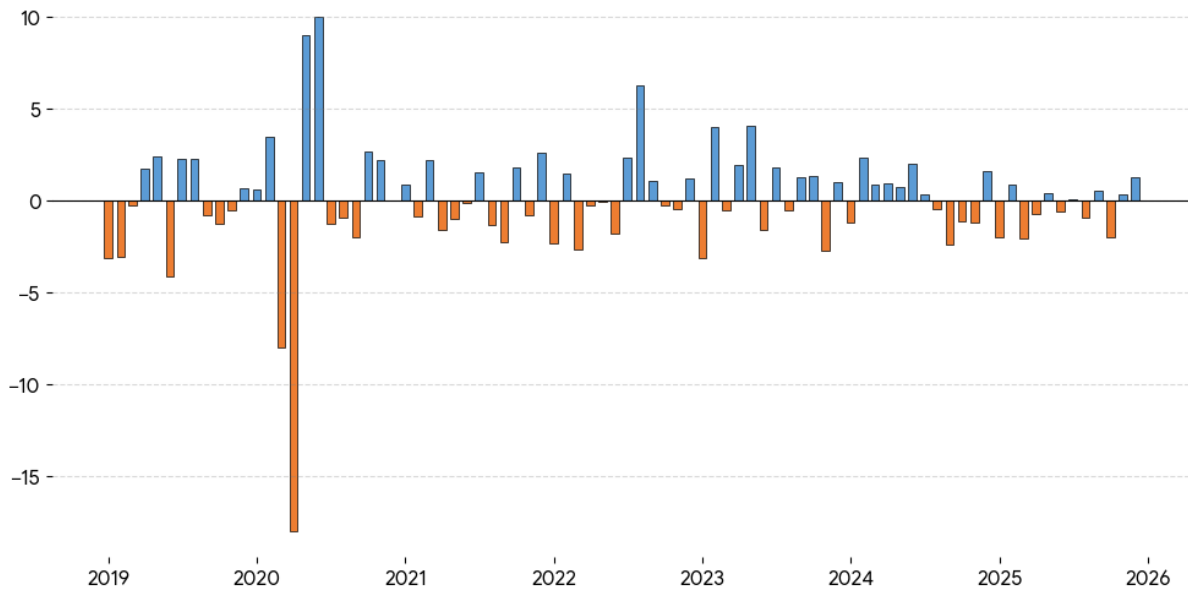
Quelle: Bundesbank, eigene Darstellung

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

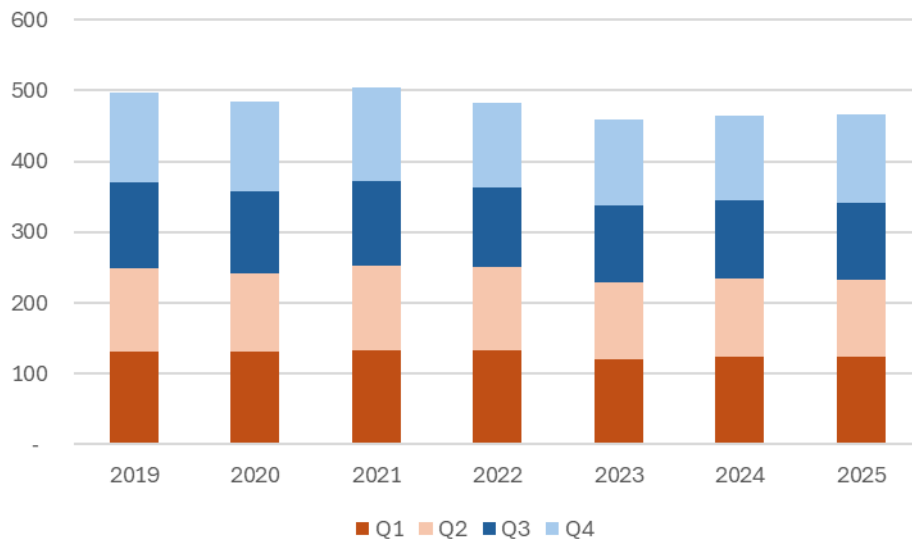
Die Stromnachfrage im Jahr 2025 spiegelte die Ambivalenz der volkswirtschaftlichen Entwicklung wider:

- **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.

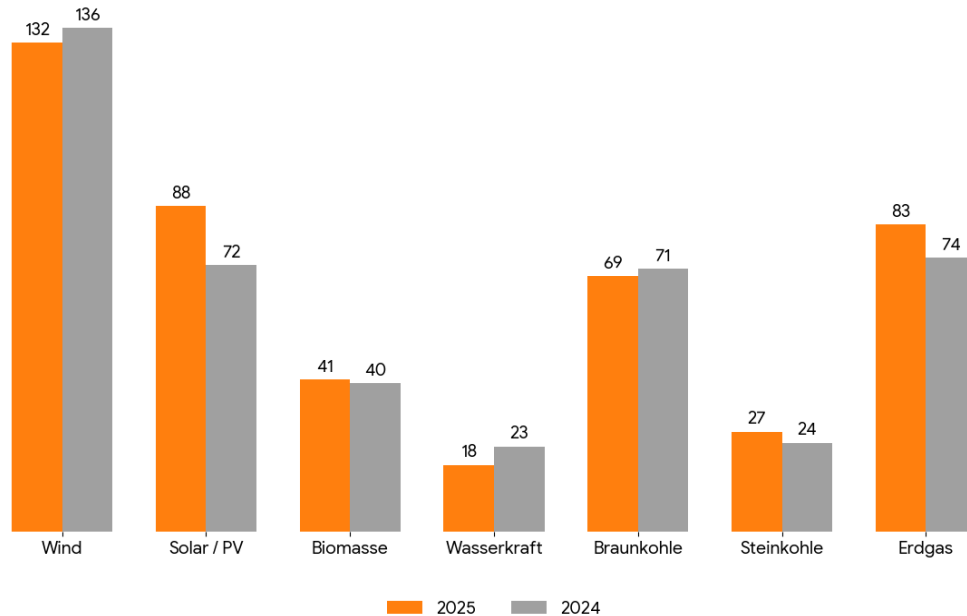
Wenn die brutto Stromnachfrage nicht jedoch durch die Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft auf 750 TWh angekurbelt wird oder in der Alternative der Ausbau von Erneuerbaren Energien (insbesondere von Solarenergie) unterhalb dem Ausbaupfad des EEG 2023 ausgebremst wird, dann werden die beschriebenen 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 % zulegen 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.

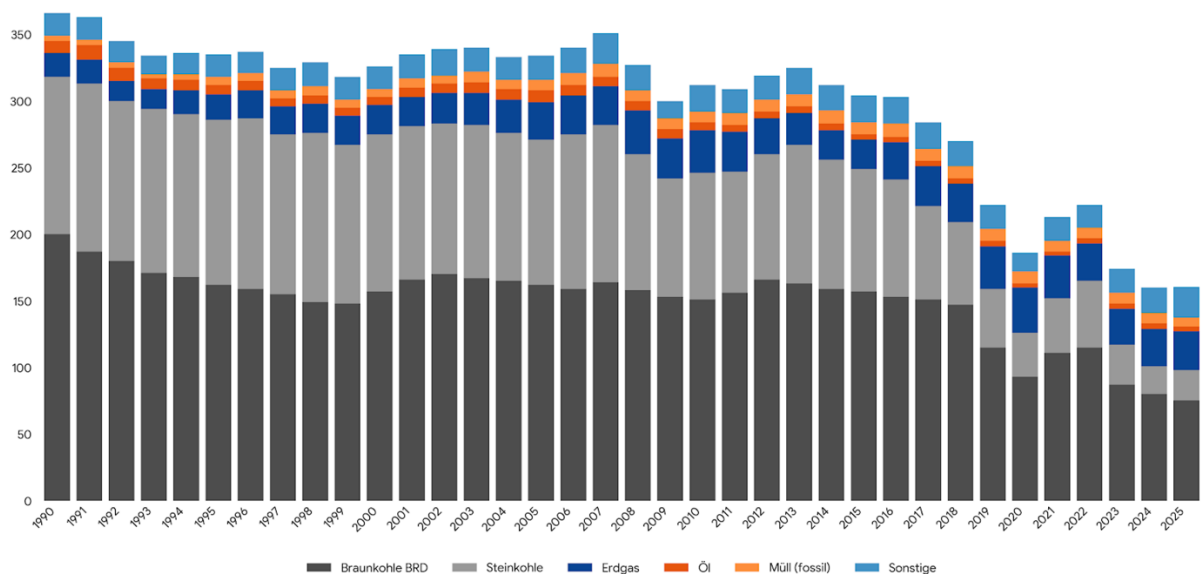
Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** ging 2025 weiter zurück. In der Jahresbilanz sank die braunkohlebefeuerte Erzeugung auf 69 TWh (2024: 71 TWh). Ein wesentlicher Treiber ist, dass zusätzliche PV-Erzeugung in vielen Stunden die Merit-Order nach links verschiebt und Kohleblöcke häufiger aus dem Markt drängt oder ihre Volllaststunden reduziert. Hinzu kommen strukturelle Faktoren wie Stilllegungen/Restriktionen im Kohlepark und CO₂-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 CO₂-Emissionen führen. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 160 metrische Tonnen CO₂ emittiert, gleich hoch im Vorjahr. Im Vergleich zum Referenzjahr 1990 beträgt die Verringerung der CO₂-Emissionen bereits 56 %.

CO₂ Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland (Mio. Tonne)



Source: Energy Charts, eigene Darstellung

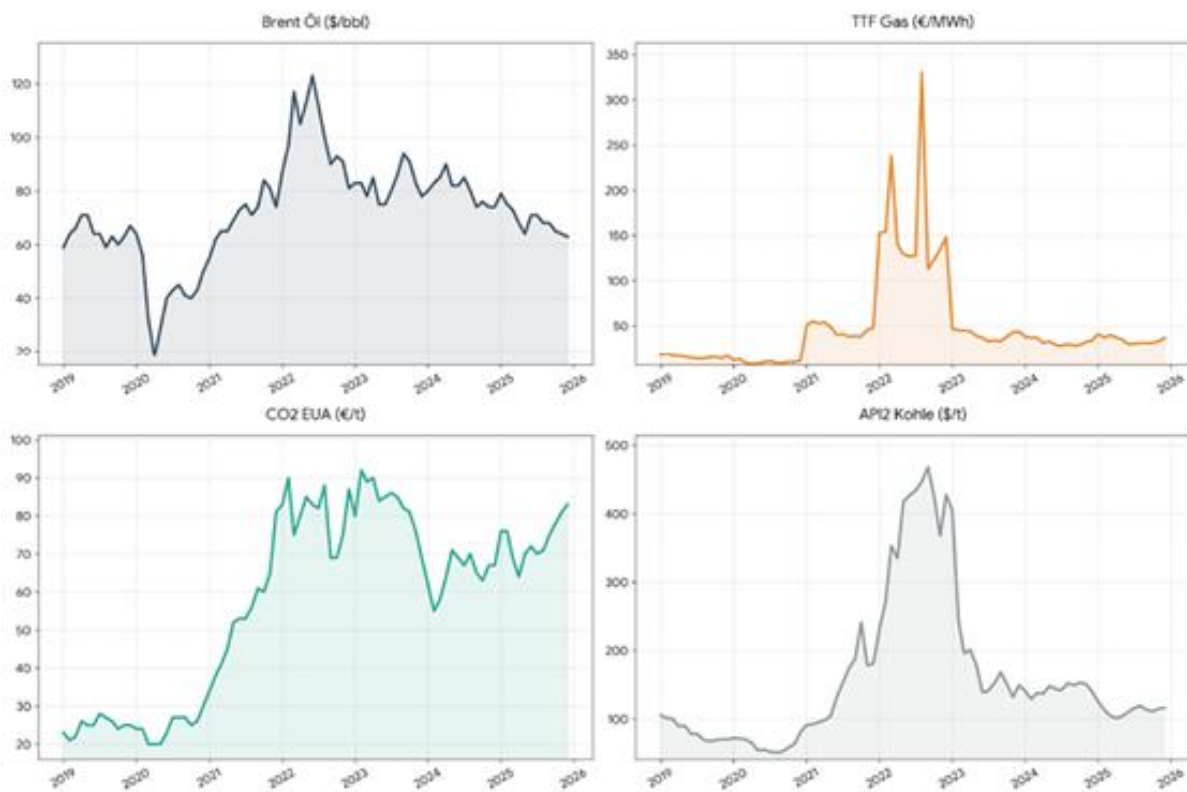
Die Zunahme der erneuerbaren Energien im deutschen Strommix sind für die Ertragslage und die Entwicklungschancen des Konzerns nicht nur positiv zu werten. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, 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 CO₂-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

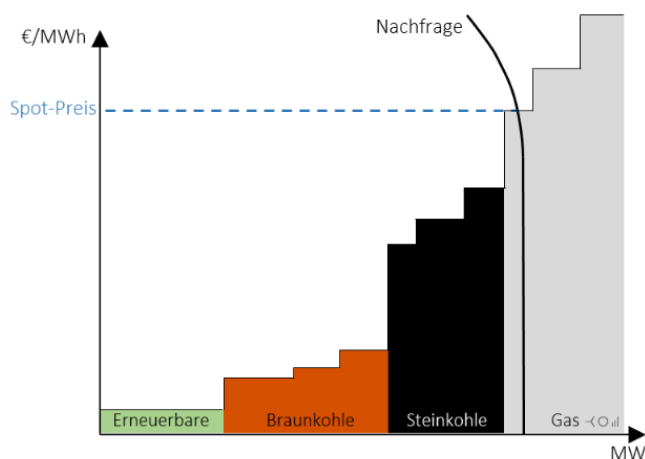
Die Preise für die Energierohstoffe und die CO₂-Zertifikate sind für die Preisbildung am Strommarkt (siehe die folgenden Abschnitte) und für die Ertragslage des Konzerns mittelbar von Bedeutung. Dies hängt damit zusammen, dass der Strompreis durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches benötigt wird, um die Nachfrage abzudecken, bestimmt wird. Derzeit sind dies häufig Gasverstromungskraftwerke, für die der Gaspreis und der CO₂-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 nächstteueren 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.

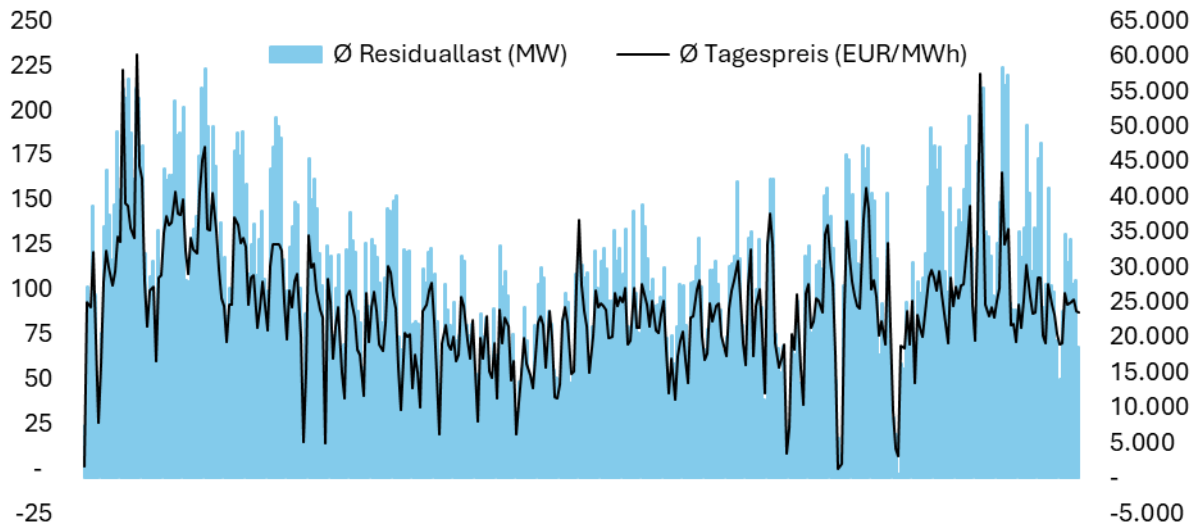
Dies bedeutet, dass, wenn unzureichend erneuerbare Energien vorhanden sind, um den gesamten Strombedarf zu decken, der Strompreis von den variablen Erzeugungskosten der Braun- und Steinkohle-, Öl- und schließlich Gaskraftwerken gedeckt werden. Diese variablen Erzeugungskosten umfassen neben dem Aufwand für den direkten Brennstoff der jeweiligen Technologie (z.B. Steinkohle oder Gas) ebenfalls den CO₂-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



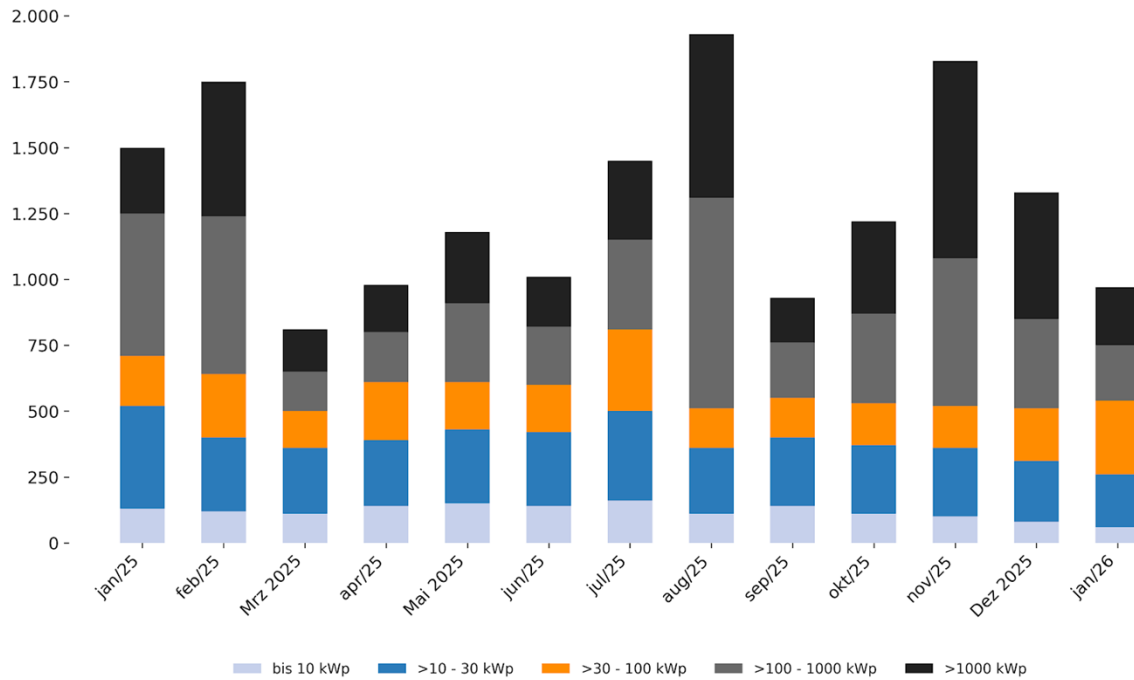
*Quelle: Energy Charts

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 Solarspitzenengesetzes 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

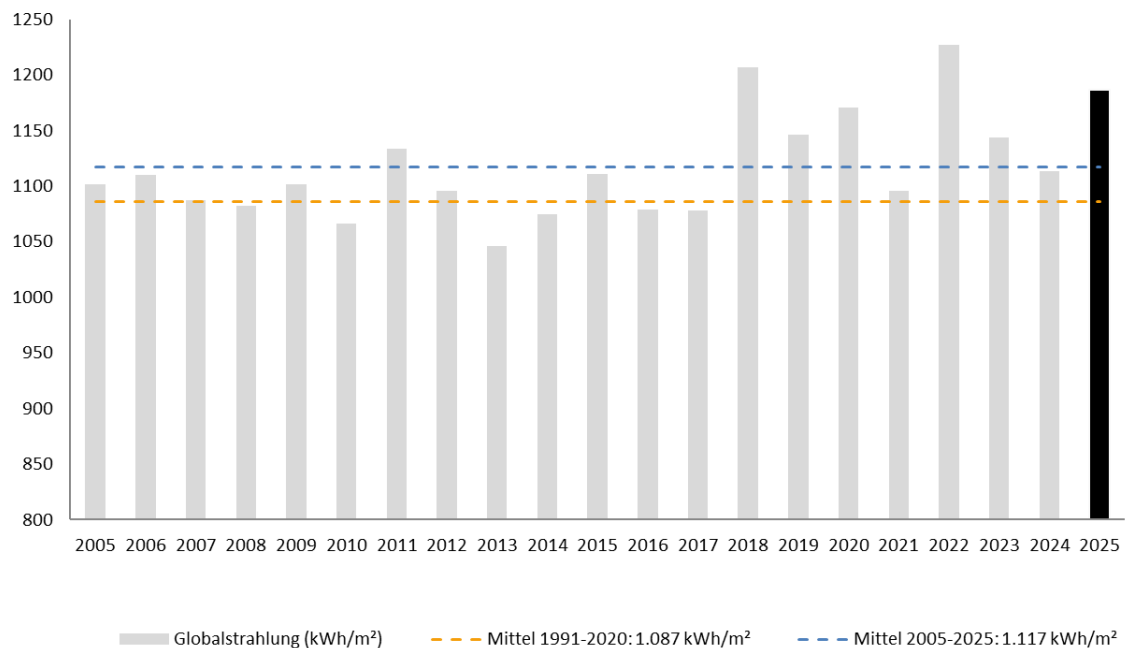
SONNENSTUNDEN 2025*	EINSTRALUNG 2025*	SPEZIFISCHER ERTRAG**
1.914 h	1.187 kWh/m²	965 kWh/kWp
<i>1.675h in 2024</i>	<i>+7% versus 2024</i>	<i>Leicht überdurchschnittlich</i>

* 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 Bundesgebetsmittel 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/m² 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/m². 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/m²) wurde vor allem durch eine sehr sonnige erste Jahreshälfte getragen.

Globaleinstrahlung in Deutschland (2005-2025) in kWh/m²



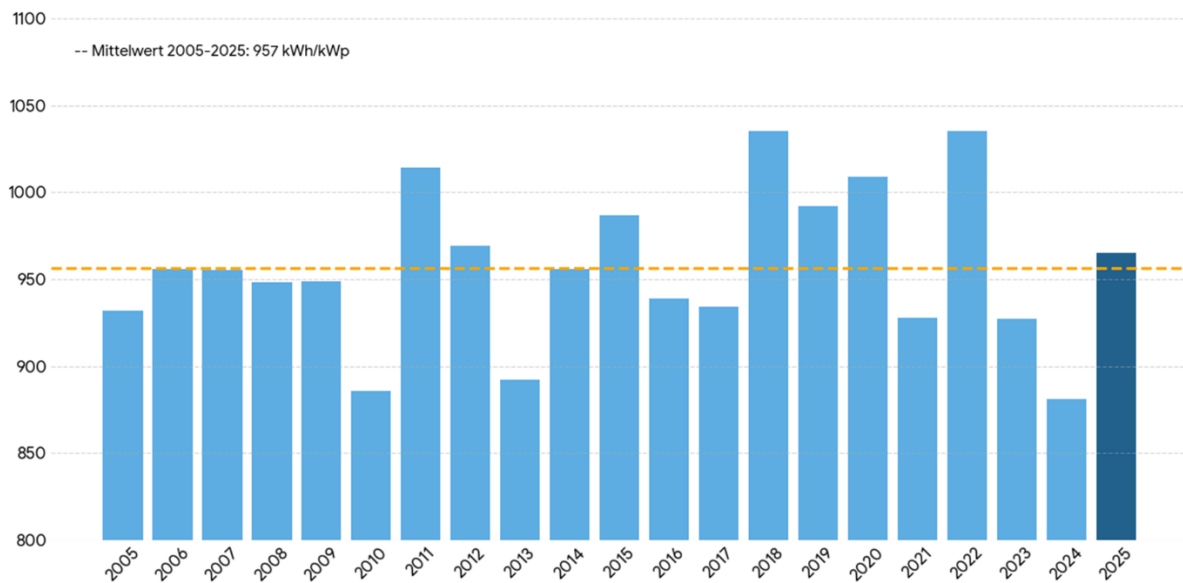
Quelle: DWD, eigene Darstellung

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/m² 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/m² pro Jahr. Die durchschnittliche Globaleinstrahlung für den Zeitraum 2005-2025 liegt bei 1.117 kWh/m², 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.

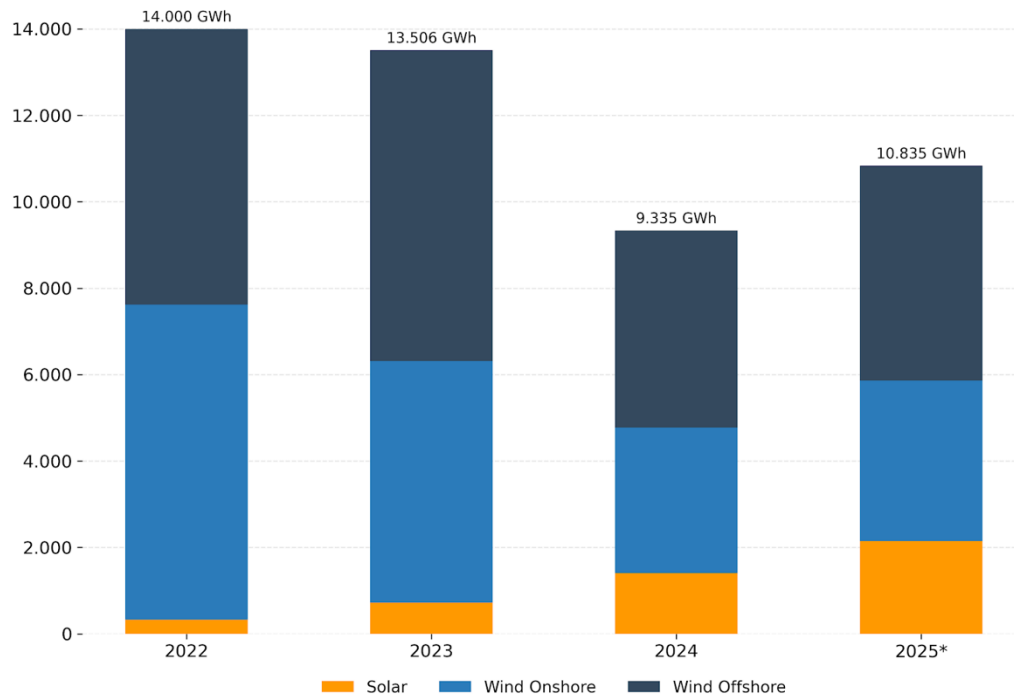
REDISPATCH 2.0 IM BERICHTSZEITRAUM



*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 abgeregelte 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*
89 EUR/MWh	114 EUR/MWh	64 EUR/MWh
<i>+13% versus 2024</i>	<i>Januar</i>	<i>Juni</i>
	<i>(hohe Gasnachfrage, wenig Wind)</i>	<i>(solare Überproduktion)</i>

*Quelle: Energy Charts

Der deutsche Stromgroßhandelsmarkt hat im Jahr 2025 eine bemerkenswert zweiseitige 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 CO₂ 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.

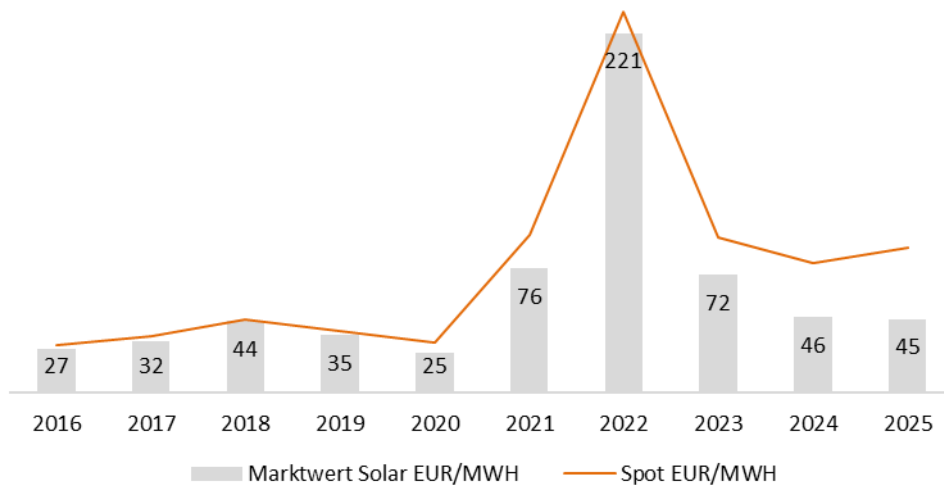
MARKTWERT SOLAR IM BERICHTSZEITRAUM

Jahresmarktwert Solar 2025*	Jahres-Capture-Rate 2025**	Rekord-Tief in Juni 2025*
45,1 EUR/MWh	50,5%	18,4 EUR/MWh
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]

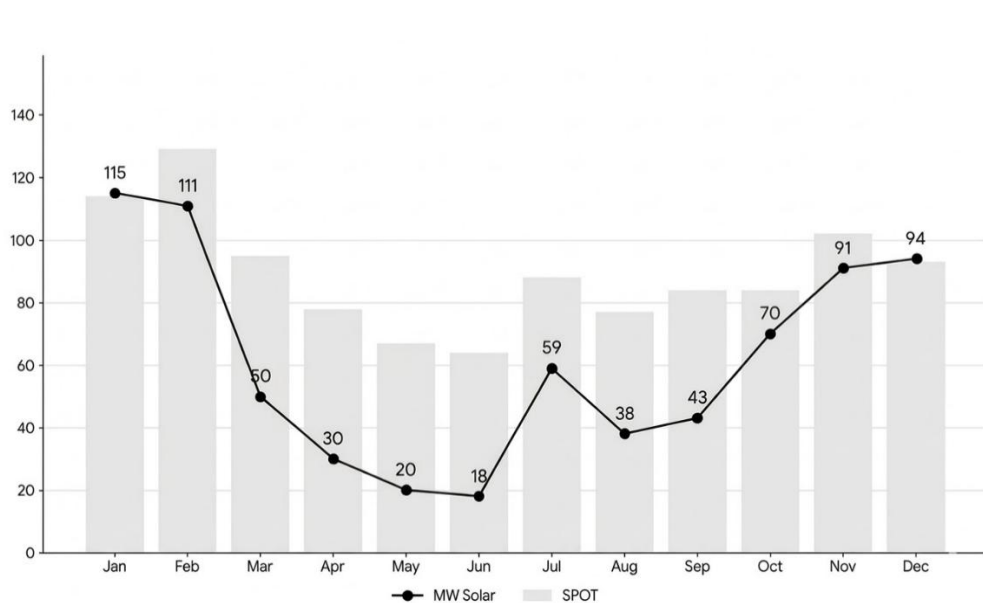


Quelle: Energy Charts, Netztransparenz, eigene Darstellung

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 Kapazitätszubaue, 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.

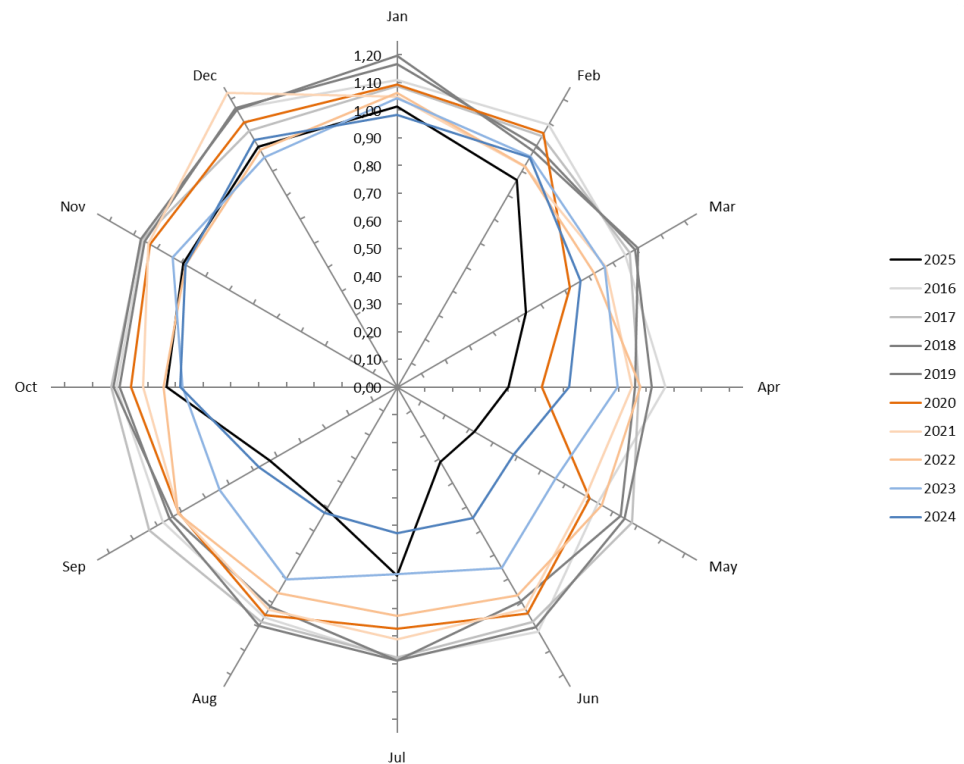
CAPTURE RATION – EIN STRUKTURELLER ABWÄRTSTREND

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

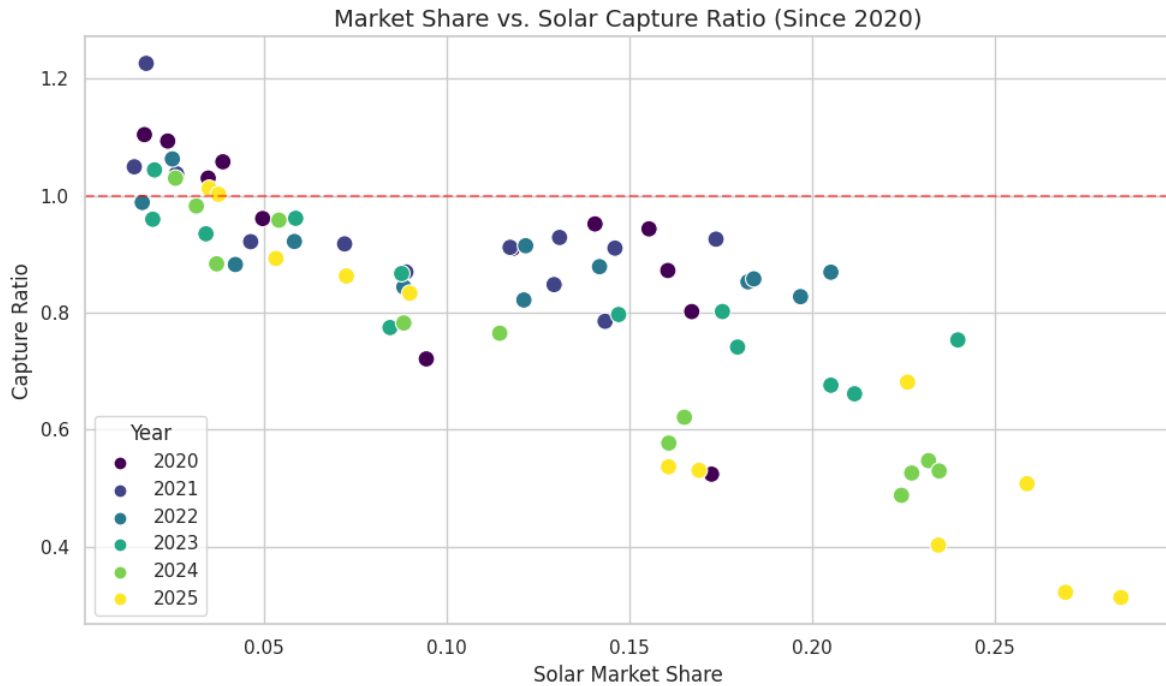


Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

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

Negativpreisstunden 2025*

575 h

Rekord +25% versus. 2024

1H Regel**

24% ohne Tarif

2024: 18%

Tiefstpreis 2025

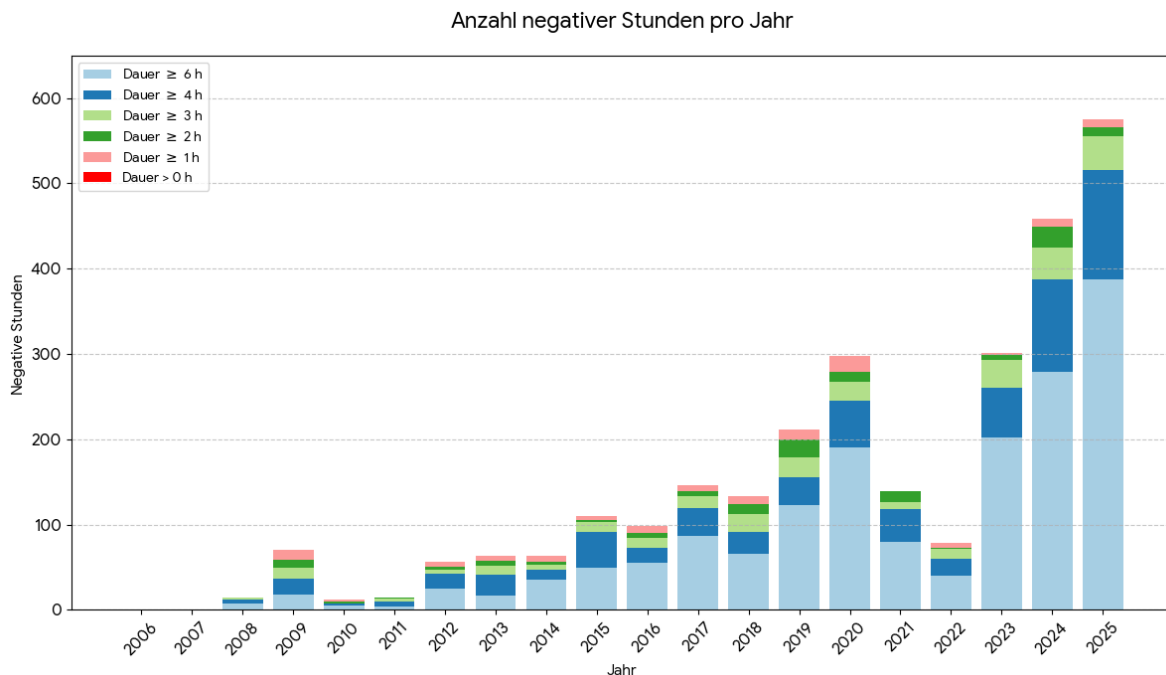
-250 €/MWh

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

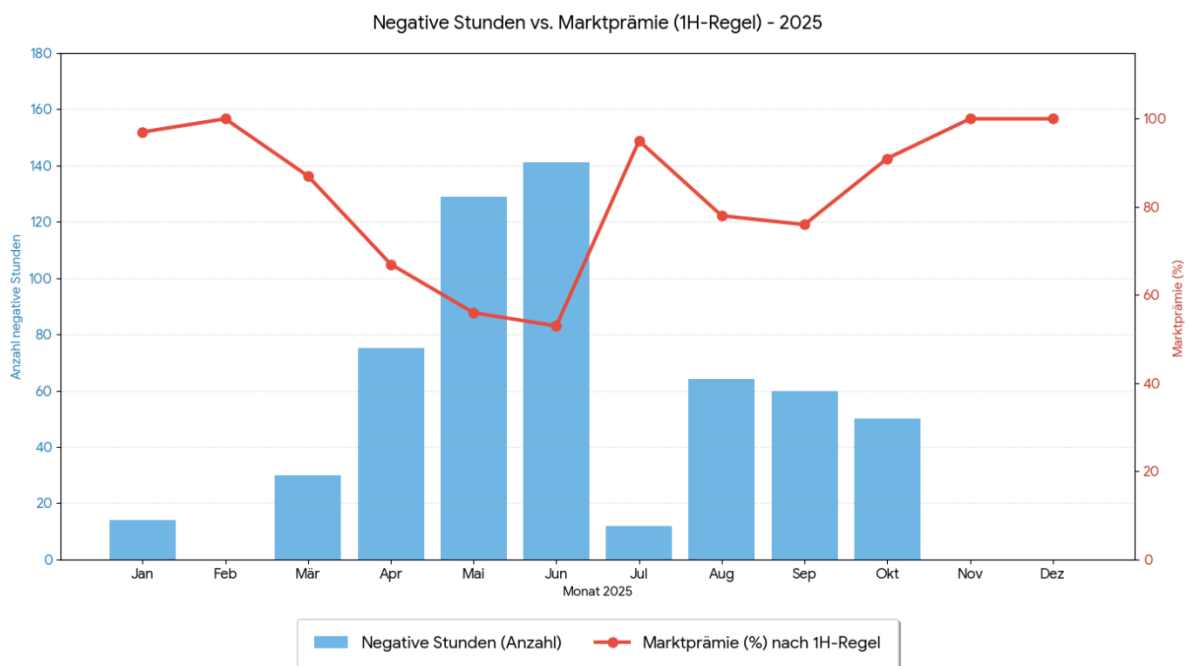
Die Gesamtzahl negativer Stunden hat sich dramatisch entwickelt. — von praktisch null im Jahr 2006 zu fast einer Verzehnfachung seit dem Geschäftsjahr 2014. Besonders auffällig ist die strukturelle Verschiebung in der Zusammensetzung: In den früheren Jahren dominieren kurze Negativpreisperioden, aber ab 2022 nehmen die langen Episoden (≥ 6 h) überproportional zu. Während 2025 machen Perioden von ≥ 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 CO₂-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

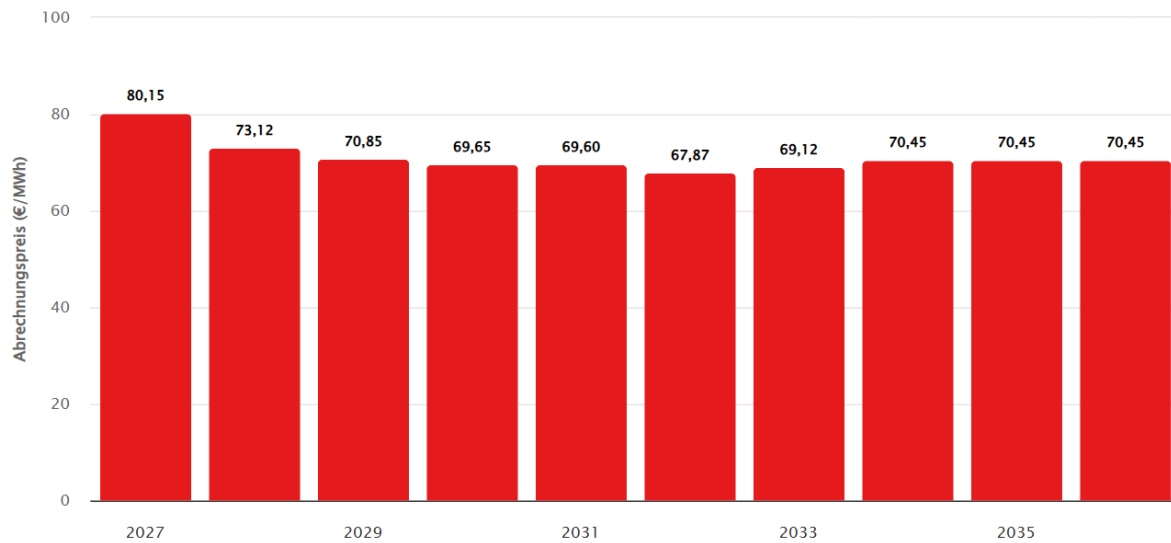
Terminpreise für das Geschäftsjahr 2026 in (EUR / MWh) im Zeitraum 2021-2025



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
Jahr	950	3.800

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

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

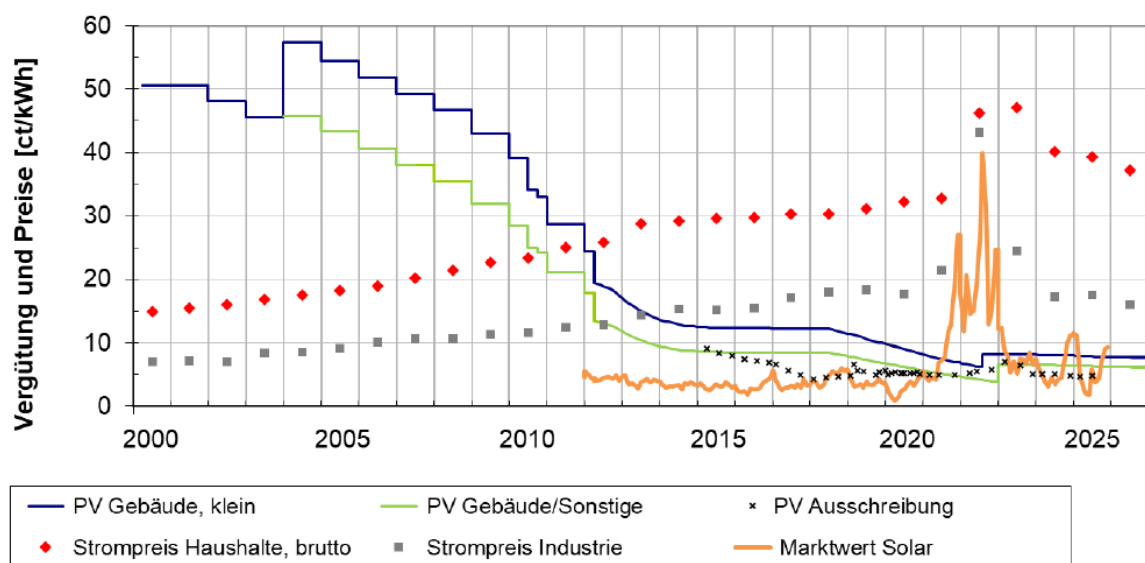
Die stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien kann langfristig dazu beitragen, Preissignale im Stromsystem zu stärken, negative Preise zu verringern und die Effizienz des Ausbaus zu erhöhen. Gleichzeitig bleibt der

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 marktbasiert 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

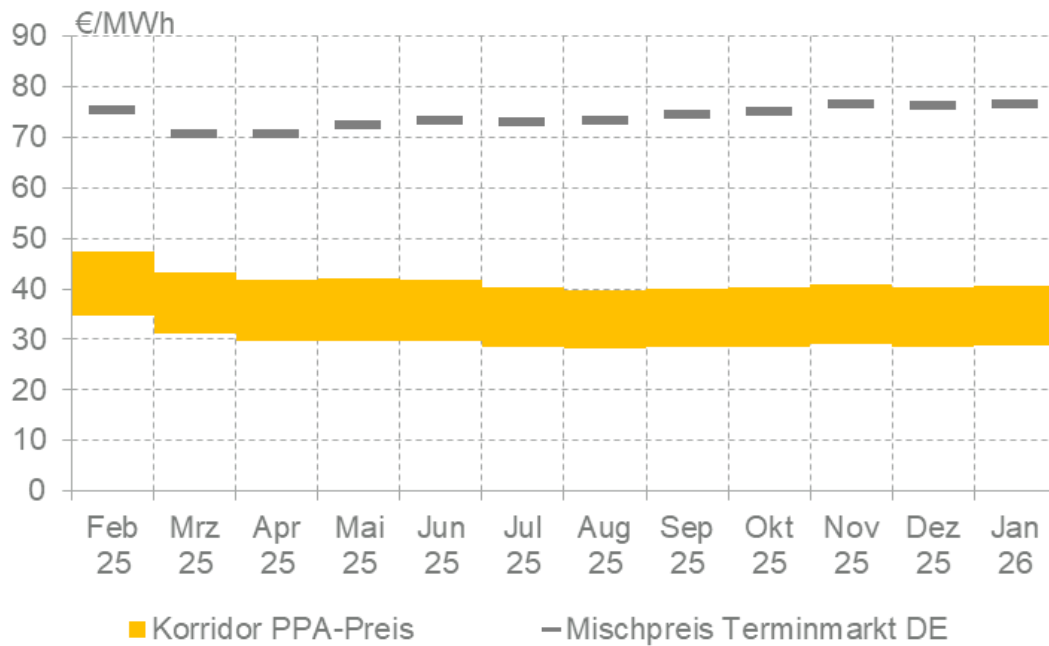


Quelle: Fraunhofer Institut

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.

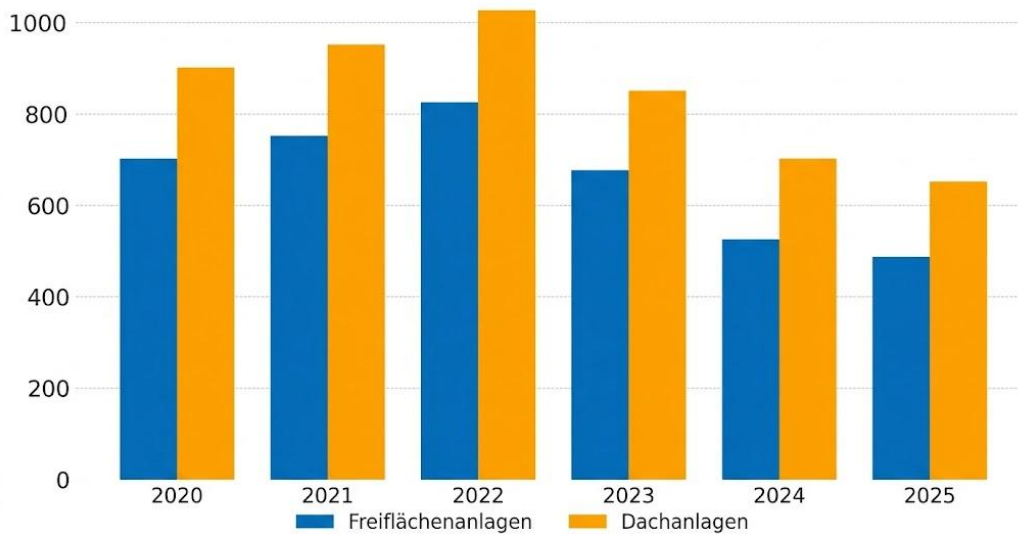
ENTWICKLUNG DER PV SYSTEMPREISE

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“).

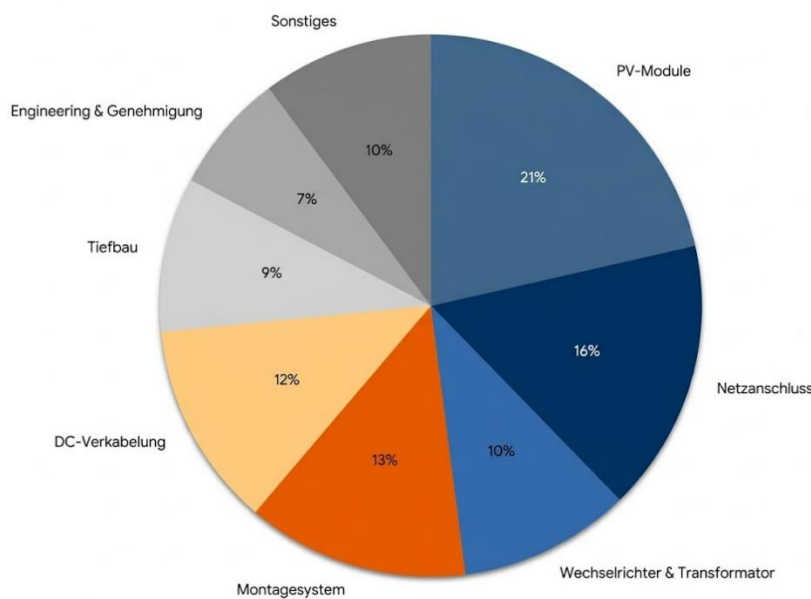
Eine Trendwende setzte sich ab dem Jahr 2023 durch: Überkapazitäten chinesischer Hersteller führten zu einem deutlichen Preisrückgang der Modulpreise (ab Werk) von rd. 20% unter dem Höhepunkt in 2020. Der Modulanteil

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 %]



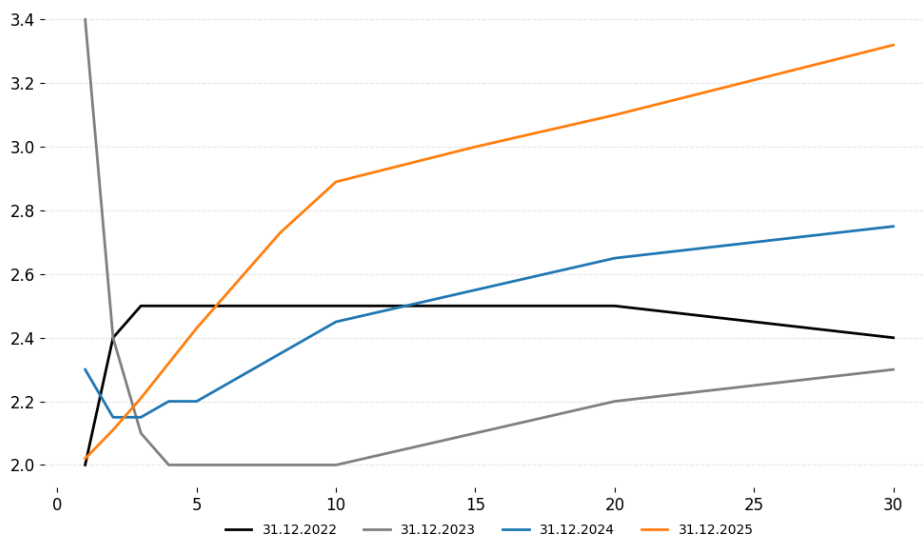
Quellen: Fraunhofer ISE, BDEW, eigene Schätzung und Darstellung

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 Refinanzierungszinssätze für Bestandsanlagen aus. Die Finanzverbindlichkeiten des Konzerns sind jedoch fast ausschließlich mit festen Zinsen abgeschlossen worden, sodass der unmittelbare Effekt der Zinssteigerung beschränkt blieb.

Zinsstruktur der Deutschen Bundesanleihen (Laufzeiten 1-30 Jahre auf der X-Achse, Zins in % auf der Y-Achse)

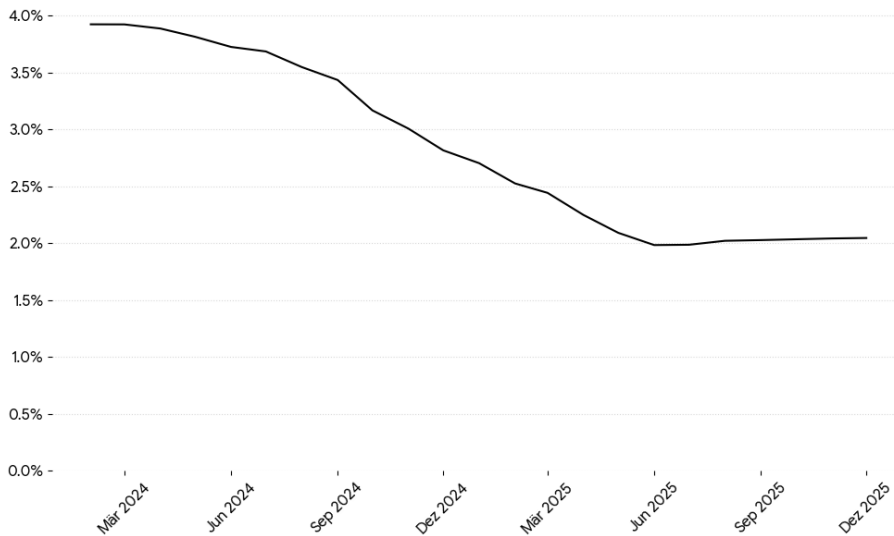


Quelle: Deutsche Bundesbank, Eigene Darstellung

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
= Netto Cashflow	46.946
Durchschnittliche Anzahl der Aktien	79.469
CFPS (in EUR)	0,59

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 Solarparks 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 Solarparks AG (i. VJ.: 10 Mitarbeiter). Durchschnittlich beschäftigte der Konzern während der Berichtsperiode 25 Mitarbeiter (i. VJ.: 20 Mitarbeiter), davon 11 bei der 7C Solarparks 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 vorannten 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 Anteilen (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 abzl. 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)
1. Umsatzerlöse	6.127	4.400
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/>			
7.	EBITDA	1.716	-500

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 Solarparken 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
Eintrittswahrscheinlichkeit								

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, dass 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 dass 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 Speicheranlagen 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 Solars 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 Solarparks beruhte maßgeblich auf der Leistung der Mitarbeiter. Für den zukünftigen wirtschaftlichen Erfolg ist es daher wichtig, dass Schlüsselpersonen weiterhin für 7C Solarparks 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 vorannten 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:

Joris De Meester	
Mitglied	Seit 15. Februar 2013
Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Stellvertretender Vorsitzender	Bis 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer OakInvest BV, Antwerpen/Belgien
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
<ul style="list-style-type: none">- Verwalter, HeatConvert U.A., Goor/Niederlande- Verwalter, PE Event Logistics Invest NV, Leuven/Belgien- Verwalter Family Backed Real Estate NV, Antwerpen/Belgien- Verwalter Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen/Belgien- Verwalter JPJ Invest NV, Sint-Martens-Latem/Belgien- Verwalter NPG Bocholt NV, Bocholt/Belgien- Verwalter Biopower Tongeren NV, Tongeren/Belgien- Verwalter, Sebiog Group NV, Bocholt/Belgien- Verwalter, Agrogas BV, Geel/Belgien- Verwalter, Caloritem NV, Antwerpen, Belgien- Verwalter, ExCausa BV, Geel, Belgien	

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 Aktiengattung 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)

KONZERNABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2025 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2025

7C Solarparken AG, Bayreuth

KONZERN-BILANZ

in TEUR	Anhangsziffer	31.12.2025	31.12.2024
Geschäfts- oder Firmenwert	18.1	648	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	18.1	1.450	2.941
Grundstücke und Gebäude	17.1	14.240	14.329
Solarparks	17.1	316.745	347.119
Windparks	17.1	7.571	8.217
Solarparks im Bau	17.1	10.653	14.973
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	17.1	402	472
Nutzungsrechte	17.2	39.934	42.539
Nach der Equity-Methode bewertete Finanzanlagen	19	546	548
Andere Finanzanlagen	20	1.253	1.602
Sonstige langfristige Vermögenswerte	15	1.716	348
Aktive latente Steuern	13	9.984	8.447
Summe langfristige Vermögenswerte		405.142	442.733
Vorräte	14	1.236	1.329
Geleistete Anzahlungen	15	29	56
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	15	2.998	4.588
Steuererstattungsansprüche		1.490	880
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15	3.173	3.821
Kurzfristige Finanzanlagen	16.1	2.405	11.591
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	16.2	79.862	82.077
Summe kurzfristige Vermögenswerte		91.193	104.342
Bilanzsumme		496.335	547.075
Gezeichnetes Kapital	21.1	81.368	83.034
Kapitalrücklagen	21.2.A	99.779	103.833
Rücklage für eigene Anteile	21.2.C	-10.425	-5.649
Sonstiges Ergebnis aus Hedging	21.2.D	779	647
Gewinnrücklagen	21.2.B	30.175	37.871
Währungsumrechnungsrücklage	21.2.C	-24	-10
Nicht-beherrschende Anteile		17.442	18.824
Eigenkapital		219.095	238.550
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	23, 26	149.084	148.348
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	23	38.064	38.895
Langfristige Rückstellungen	25	30.295	28.217
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	24	1.168	1.014
Passive latente Steuern	13	20.247	21.591
Summe langfristige Schulden		238.857	238.065
Steuerschulden		3.295	2.649
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	23, 26	27.050	56.143
Kurzfristige Leasingverbindlichkeiten	23	1.663	3.337
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24	4.772	4.962
Sonstige Verbindlichkeiten	24	1.605	3.368
Summe kurzfristige Schulden		38.384	70.459
Summe Schulden		277.240	308.524
Bilanzsumme		496.335	547.075

KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025

in TEUR	Anhangs- ziffer	2025	2024
Umsatzerlöse	9.1	65.667	63.276
Sonstige betriebliche Erträge	9.2	9.611	5.248
Personalaufwand	10.1	-2.471	-2.167
Sonstige Betriebsaufwendungen	10.2	-13.197	-19.138
Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)		59.610	47.218
Abschreibungen und Wertminderungen	17,18	-58.372	-41.078
Ergebnis der betrieblichen Geschäftstätigkeit (EBIT)		1.238	6.140
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11	1.287	1.166
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11	-7.697	-6.942
Ergebnis aus der Equity-Methode	11,19	-9	-11
Beteiligungs- und Finanzergebnis		-6.418	-5.788
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)		-5.180	353
Ertragsteuern	13	-1.338	604
Periodenergebnis		-6.519	957
davon Aktionäre der 7C Solarparken AG	12.1.A	-7.819	451
davon nicht-beherrschende Anteile		1.300	506
Ergebnis je Aktie			
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.1.B	-0,10	0,01
Verwässertes Ergebnis je Aktie (EUR)	12.2.B	-0,10	0,01

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025

in TEUR	Anhangs- ziffer	2025	2024
Periodenergebnis		-6.519	957
Posten, die in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden können:			
Marktwertänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente	21.2.E	188	-3.833
Währungsumrechnung	21.2.D	-14	-2
Steuern	21.2.E	-55	1.127
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		118	-2.709
Konzerngesamtergebnis		-6.401	-1.751

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025

in TEUR	Anhangs- ziffer	2025	2024
Periodenergebnis		-6.519	957
– Abschreibungen auf Sachanlagen	17	37.068	36.577
– Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte	17, 18	90	90
– Wertminderung auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	17,18	21.214	4.412
– Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen / Erträge		4	110
– Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögenswerte	9.2, 10.2	787	5.431
– Wertminderungen von Vorräten	10.2, 14	8	651
– Netto-Finanzierungsaufwendungen	11	6.418	5.788
– Gewinn- oder Verlustanteil aus dem Verkauf von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen bzw. Finanzanlagen		-314	0
– (plus) Steueraufwendungen	13	1.338	-604
Veränderungen bei:			
– Vorräten	7, 14	84	980
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Vermögenswerten	7, 15	-288	2.558
– Vorauszahlungen	7	27	-26
– Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen	7, 24, 25	-2.513	592
Cash-Zufluss aus der betrieblichen Tätigkeit		57.404	57.515
Gezahlte Zinsen	11	-5.367	-5.451
Gezahlte Vorfälligkeitsentschädigungen	11	0	0
Gezahlte Ertragsteuern	13	-4.190	-2.816
Netto-Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit		47.847	49.247
Erhaltene Zinsen	11	470	829
Einzahlungen aus dem Verkauf von Sachanlagen/Immateriellen Vermögenswerten		800	5
Tätigung von Kurzfristige Finanzanlagen	16.1	9.187	7.580
Erwerb von Tochterunternehmen, abzüglich erworbener liquider Mittel abzüglich ungezählter bedingter Kaufpreise	7.1	-705	52
Erwerb von Finanzanlagen an mit Equity Methode bilanzierte Unternehmen		0	-5
Erhaltene Dividenden	11	390	113
Erwerb von Sachanlagen	17	-6.253	-3.694
Anzahlungen auf Anlagen im Bau	17	-8.787	-10.819
Netto-Investitionen in andere Finanzanlagen	20	0	0
Erwerb von immateriellen Vermögenswerten	18	-547	-1.694
Veräußerung eines Tochterunternehmens, abzüglich veräußerter liquider Mittel		0	-51
Cashflow aus der Investitionstätigkeit		-5.446	-7.685
Einzahlungen aus ausgeübten Optionen der Optionsanleihe	21	0	657
Erwerb von eigenen Anteilen	21	-10.425	-4.076
Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten	23	25.068	20.662
Transaktionskosten in Bezug auf Kredite und Ausleihungen	11	-285	-319
Transaktionskosten in Bezug auf Kapitalerhöhungen		-71	-1
Erwerb von nicht-beherrschenden Anteilen		-308	0

Rückzahlung von Krediten / Tilgungen	23	-31.562	-28.890
Rückzahlung von Schuldscheindarlehen		-21.500	0
Auszahlungen für Leasingverbindlichkeiten	23	-3.283	-3.361
Gezahlte Dividenden		-2.252	-6.440
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit		-44.617	-21.768
Nettoveränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		-2.216	19.795
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 1. Januar	16	82.077	62.282
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum 31. Dezember	16	79.862	82.077

VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS

2025

in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
Stand zum 1. Januar 2025	83.034	103.833	-5.649	-10	647	37.871	219.727	18.824	238.550
Periodenergebnis	0	0	0	0	0	-7.819	-7.819	1.299	-6.519
Sonstiges Ergebnis	0	0	0	-14	132	0	118	0	118
Gesamtergebnis	0	0	0	-14	132	-7.819	-7.700	1.299	-6.401
Transaktionskosten direkt in Equity	0	-71	0	0	0	0	-71	0	-71
Erwerb eigene Anteile	0	0	-10.425	0	0	0	-10.425	0	-10.425
Einziehung von eigenen Aktien	-1.666	-3.983	5.649	0	0	0	0	0	0
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen	0	0	0	0	0	122	122	-429	-308
Dividenden	0	0	0	0	0	0	0	-2.252	-2.252
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	-1.666	-4.054	-4.776	0	0	122	-10.374	-2.681	-13.055
Stand zum 31. Dezember, 2025	81.368	99.779	-10.425	-24	779	30.174	201.653	17.442	219.095
in TEUR	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Rücklage für eigene Anteile	Währungsumrechnungsrücklage	Sonstiges Ergebnis aus Hedging	Gewinnrücklage	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Gesamtes Eigenkapital
Stand zum 1. Januar 2024	82.853	103.356	-1.573	-7	3.353	42.303	230.287	19.875	250.160
Periodenergebnis	0	0	0	0	0	451	451	506	957
Sonstiges Ergebnis	0	0	0	-2	-2.706	0	-2.709	0	-2.709
Gesamtergebnis	0	0	0	-2	-2.706	451	-2.258	506	-1.751

Transaktionskosten direkt in Equity	0	-1	0	0	0	0	-1	0	-1
Erwerb eigene Anteile	0	0	-4.076	0	0	0	-4.076	0	-4.076
Ausgeübte Optionen von Optionanleihe	181	476	0	0	0	0	657	0	657
Dividenden	0	0	0	0	0	-4.882	-4.882	-1.558	-6.440
Gesamte Transaktionen mit Eigentümern des Unternehmens	181	476	-4.076	0	0	-4.882	-8.302	-1.558	-9.860
Stand zum 31. Dezember, 2024	83.034	103.833	-5.649	-10	647	37.871	219.727	18.824	238.550

ANHANG ZUM KONZERNABSCHLUSS

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR VOM

1. JANUAR 2025 BIS ZUM 31. DEZEMBER 2025

7C Solarparken AG, Bayreuth

MUTTERGESELLSCHAFT	80
KONZERN	80
RISIKO- UND CHANCENBERICHT	82
RISIKEN	82
RISIKOMANAGEMENT UND INTERNES KONTROLLSYSTEM.....	82
RISIKOMANAGEMENTPROZESS.....	83
Identifizierung	83
bewertUNG UND EINTEILUNG in Risikoklassen	83
RISIKOPOSITIONEN AUFGRUND VON EINTRITTSWAHRSCHEINLICHKEIT UND FINANZIELLER SCHADENSHÖHE	83
RISIKOPOSITIONEN	84
BESTANDSGEFÄHRDENDE RISIKEN UND WEITERE EINZELRISIKEN.....	85
CHANCEN	91
Risikoberichterstattung in Bezug auf die Verwendung von Finanzinstrumenten	92
GESAMTBEURTEILUNG	94
WEITERE GESETZLICHE ANGABEN	95
I. ERKLÄRUNG ZUR UNTERNEHMENSFÜHRUNG GEMÄß §§ 315D, 289F HGB	95
II. ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATS	95
III. ANGABEN GEMÄß § 315A ABS. 1 UND § 289A ABS.1 HGB SOWIE ERLÄUTERNDER BERICHT DES VORSTANDS	
97	
ZUSAMMENSETZUNG DES KAPITALS (§ 315A Abs. 1 Nr. 1 und § 289a Abs. 1 Nr. 1 HGB)	97
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).....	97
Bestimmungen über die Ernennung und Abberufung des Vorstands und Änderung der Satzung (§ 315A Abs. 1 Nr. 6 und § 289A Abs. 1 Nr. 6 HGB).....	97
Befugnisse des Vorstands (§ 315A Abs. 1 Nr. 7 und § 289A Abs. 1 Nr. 7 HGB)	98
Wesentliche Vereinbarungen, die unter der Bedingung eines Kontrollwechsels stehen (§ 315a Abs. 1 Nr. 8 und § 289A Abs. 1 Nr. 8 HGB)	100
Entschädigungsvereinbarungen bei Kontrollwechseln (§ 315A Abs. 1 Nr. 9 und § 289A Abs. 1 Nr. 9 HGB).....	100
KONZERN-BILANZ	102
KONZERN GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG	103
FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025	103
KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG	104
FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025	104
KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG	105

FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2025	105
VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS	107
2025	107
INHALTSVERZEICHNIS	110
1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN	118
2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG	118
3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG	118
4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN	119
5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN	121
6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN	125
6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN	125
6.2. KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE	125
A. TOCHTERUNTERNEHMEN	125
B. ERWERBE VON VERMÖGENSWERTEN UND SCHULDEN	125
C. UNTERNEHMENSZUSAMMENSCHLÜSSE	126
D. NICHT BEHERRSCHENDE ANTEILE	127
E. VERLUST DER BEHERRSCHUNG	127
F. ANTEILE AN UNTERNEHMEN, DIE NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTET WERDEN	127
6.3. FREMDWÄHRUNG	127
A. GESCHÄFTSVORFÄLLE IN FREMDWÄHRUNG	127
B. AUSLÄNDISCHE TOCHTERUNTERNEHMEN	128
6.4. UMSATZERLÖSE: ERLÖSE AUS VERTRÄGEN MIT KUNDEN	128
6.5. LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER	130
A. KURZFRISTIG FÄLLIGE LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER	130
B. LEISTUNGEN AUS ANLASS DER BEENDIGUNG DES ARBEITSVERHÄLTNISSSES	130
6.6. ZUWENDUNGEN DER ÖFFENTLICHEN HAND	130
6.7. FINANZERTRÄGE UND FINANZIERUNGSaufWENDUNGEN	131
6.8. ERTRAGSTEUERN	131
A. TATSÄCHLICHE STEUERN	131
B. LATENTE STEUERN	Error! Bookmark not defined.
6.9. VORRÄTE	132
6.10. SACHANLAGEN	132
A. ERFASSUNG UND BEWERTUNG	132
B. NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN	133

6.11.	IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE.....	133
A.	ERFASSUNG UND BEWERTUNG.....	133
B.	NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN.....	133
C.	ABSCHREIBUNGEN.....	134
6.12.	FINANZINSTRUMENTE.....	134
A.	ANSATZ UND ERSTMALIGE BEWERTUNG VON FINANZINSTRUMENTEN.....	134
B.	KLASSIFIZIERUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN.....	134
C.	FOLGEBEWERTUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN	Error! Bookmark not defined.
D.	AUSBUCHUNG VON FINANZINSTRUMENTEN.....	136
E.	DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE UND BILANZIERUNG VON SICHERUNGSGESCHÄFTEN	138
F.	FINANZIELLE VERBINDLICHKEITEN, VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN SOWIE SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN.....	139
6.13.	GEZEICHNETES KAPITAL.....	139
A.	STAMMAKTIEN.....	139
B.	RÜCKERWERB UND WIEDERAUSGABE VON EIGENKAPITALANTEILEN (EIGENE ANTEILE)	139
6.14.	WERTMINDERUNGEN.....	139
A.	FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE, DIE ZU FORTGEFÜHRTEN ANSCHAFFUNGSKOSTEN ODER MIT DEM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTET WERDEN.....	139
B.	NICHT FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE.....	141
6.15.	SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN.....	142
6.16.	LEASINGVERHÄLTNISSE.....	142
A.	DER KONZERN ALS LEASINGNEHMER.....	143
B.	DER KONZERN ALS LEASINGGEBER.....	144
7.	ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN.....	146
7.1.	ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2025.....	146
A.	ERWERB DER SOLARPARK ZERRE V GMBH & CO. KG.....	147
8.	GESCHÄFTSBEREICHE.....	148
9.	UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE.....	150
9.1.	UMSATZERLÖSE.....	150
9.2.	SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE.....	151
10.	BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN.....	152
10.1.	PERSONALAUFWAND.....	152

10.2.	SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND	152
10.3.	ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN	153
11.	BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS	154
12.	ERGEBNIS JE AKTIE.....	154
12.1.	UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE.....	155
A.	ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (UNVERWÄSSERT)	155
B.	GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIEN (UNVERWÄSSERT)	155
12.2.	VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE	155
12.3.	OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL.....	155
A.	BEDINGTES KAPITAL 2022	155
	Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat beschlossen, dass das Grundkapital um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022).....	155
13.	ERTRAGSTEUERN	156
13.1.	IM GEWINN UND VERLUST ERFASSTE STEUERN	156
13.2.	IM SONSTIGEN ERGEBNIS ERFASSTE STEUER	156
13.3.	ÜBERLEITUNG DES EFFEKTIVEN STEUERSATZES.....	157
13.4.	NICHT ERFASSTE LATENTE STEUERANSPRÜCHE	157
14.	VORRÄTE	159
15.	FORDERUNGEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN, SONSTIGE FORDERUNGEN UND SONSTIGE LANGFRISTIGE VERMÖGENSWERTE.....	159
16.	KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE.....	161
16.1.	KURZFRISTIGE	161
16.2.	ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE	161
17.	SACHANLAGEN.....	163
17.1.	SACHANLAGEN	163
17.2.	DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE	166
18.1.	ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES	168
18.2.	ABSCHREIBUNGEN	169
18.3.	WERTMINDERUNGEN	169
A.	SUN-X-PV PORTFOLIO.....	169
B.	BETRIEBSFÜHRUNGSGESCHÄFT.....	Error! Bookmark not defined.
C.	PROJEKTRECHTE	Error! Bookmark not defined.

19. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN	170
20. ANDERE FINANZANLAGEN.....	171
21. EIGENKAPITAL.....	171
21.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE	171
A. AUSGABE VON STAMMAKTIEN.....	171
B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIEN	171
Alle Aktien haben einen Nennwert von 1 EUR und sind voll eingezahlt. Tochterunternehmen oder assoziierte Unternehmen halten keine Aktien.	
C. BEDINGTES KAPITAL 2022	172
D. GENEHMIGTES KAPITAL 2023.....	172
21.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN	172
A. KAPITALRÜCKLAGE	172
B. GEWINNRÜCKLAGE.....	172
C. RÜCKLAGE FÜR EIGENE ANTEILE	173
D. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE	174
E. SONSTIGES ERGEBNIS AUS HEDGING	174
22. KAPITALMANAGEMENT.....	177
23. FINANZVERBINDLICHKEITEN.....	178
23.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL.....	178
23.2. BANKDARLEHEN	179
23.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN	183
23.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN	184
24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN	185
25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN	186
A. RÜCKBAUVERPFLICHTUNGEN	186
B. GEWÄHRLEISTUNGEN	187
C. EINZELRISIKEN	187
D. GRUNDBESITZ UND LEASINGVERHÄLTNISSE.....	187
E. RÜCKSTELLUNGEN I. V. M. DEM PROJEKTGESCHÄFT	188
26. FINANZINSTRUMENTE – BEIZULEGENDE ZEITWERTE UND RISIKOMANAGEMENT.....	189
26.1. EINSTUFUNGEN UND BEIZULEGENDE ZEITWERTE	189
26.2. BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE.....	197
26.3. FINANZIELLES RISIKOMANAGEMENT.....	198
A. GRUNDSÄTZE DES RISIKOMANAGEMENTS.....	198

B.	AUSFALLRISIKO.....	198
C.	LIQUIDITÄTSRISIKO.....	201
D.	MARKTRISIKO.....	202
E.	STROMPREISRISIKO.....	205
27.	LEASINGVERHÄLTNISSE.....	211
27.1.	LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGNEHMER.....	211
27.2.	LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGGEBER.....	211
A.	KÜNFTIGE MINDESTLEASINGZAHLUNGEN.....	211
B.	IM GEWINN ODER VERLUST ERFASSTE BETRÄGE.....	212
28.	EVENTUALVERBINDLICHKEITEN.....	212
29.	NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN.....	212
29.1.	GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN.....	212
A.	VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN.....	212
B.	GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN.....	213
C.	GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES AUFSICHTSRATS.....	213
D.	GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT UNTERNEHMEN, DIE NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTET WERDEN.....	213
E.	GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN.....	214
30.	EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG.....	215
30.1.	AKTIENRÜCKKAUF 2026.....	215
	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.	215
	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.	215
30.2.	STROMPREISABSICHERUNG Q2 UND Q3 2026.....	215
	Die 7C Solarparken AG (die "Gesellschaft") hat im März 2026 für das zweite und dritte Quartal 2026 (Q2/26 und Q3/26) einen Vertrag abgeschlossen, der den Strompreis des Direktvermarktungsvertrages für ein Portfolio mit insgesamt 100 MWp fixiert hat. Die Transaktion dient der Absicherung der Marktpreise für 15 bestehende Photovoltaikanlagen, die unter dem Direktvermarktungsmodell betrieben werden.....	215

Durch den Abschluss dieser Vereinbarung wird 7C Solarparken statt dem Marktwert-Solar für die betroffenen Anlagen im Durchschnitt von Q2 und Q3 2026 einen Festpreis i.H.v. 40 EUR/MWh erhalten. Insgesamt könnte auf Jahresbasis der realisierte Strompreis für diese Anlagen damit erneut die Marke von 50 EUR/MWh überschreiten – vorbehaltlich der normalen Preisentwicklung des Marktwert-Solars in den übrigen Quartalen.

215

Außerdem ermittelt der Vertrag die vergütete Strommenge anhand eines Indexes, sodass unter dem Vertrag nicht nur die tatsächliche Produktion, sondern auch Abschaltungsvolumina, die infolge negativer Strompreise sowie durch ReDispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers entstehen können, vergütet werden. Damit reduziert die Gesellschaft die Ergebnisvolatilität des Portfolios und verbessert die Planbarkeit der Erlöse in einem Marktumfeld, das weiterhin von hoher Preisdynamik und zunehmenden Eingriffen in die Produktion der Solaranlagen geprägt ist..... 215

Da es sich um eine Absicherung des Marktwert-Solars handelt, wird der Anspruch auf Erhalt der Marktprämie, die der Netzbetreiber im Rahmen der jeweiligen Fördermechanik auszahlt, durch den Vertrag nicht geändert.

215

31. ANGABEN NACH § 315A HGB.....	216
31.1. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS.....	216
31.2. CORPORATE GOVERNANCE	216
31.3. MITARBEITER	216
32. NEUE STANDARDS UND INTERPRETATIONEN, DIE NOCH NICHT ANGEWENDET WURDEN.....	216
32.1. ERSTMALIG IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET	216
32.2. NOCH NICHT IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET	217
33. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS	219
34. ORGANE DER GESELLSCHAFT	220
A. MITGLIEDER DES VORSTANDS	220
B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS	220
VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER.....	223

1. BERICHTENDES UNTERNEHMEN

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

Hinsichtlich verwendeter Abkürzungen verweisen wir auf das in Anhangsziffer 33 dargestellte Abkürzungsverzeichnis.

2. GRUNDLAGEN DER RECHNUNGSLEGUNG

Der Konzernabschluss wurde in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, aufgestellt. Ergänzend wurden bei der Aufstellung des Konzernabschlusses die nach § 315e Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften berücksichtigt. Die Grundsätze über Ansatz, Bewertung und Ausweis werden von allen Gesellschaften innerhalb des Konsolidierungskreises einheitlich angewendet.

Die Darstellung in der Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem Gesamtkostenverfahren. Die Gliederung wird durch Zwischensummen (EBITDA/ EBIT) erweitert.

Der Vorstand geht von der Unternehmensfortführung aus. Der Abschluss vermittelt ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Finanz-, Vermögens- und Ertragslage.

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 und der zusammengefasste Lagebericht für den Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis 31. Dezember 2025 wird am 1. April 2026 zur Veröffentlichung genehmigt.

Einzelheiten zu den wesentlichen Rechnungslegungsmethoden einschließlich der Änderungen von Rechnungslegungsmethoden finden sich in der Anhangsziffer 6.

3. FUNKTIONALE UND DARSTELLUNGSWÄHRUNG

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

4. VERWENDUNG VON ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN UND SCHÄTZUNGEN

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

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

4.1 ERMESSENSENTSCHEIDUNGEN, ANNAHMEN UND SCHÄTZUNGEN

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

- **Anhangsziffer 7** – Erwerb von Tochterunternehmen bzw. Solaranlagen. Annahmen und Schätzungen werden insbesondere im Rahmen der Einnahmen, Ausgaben und Kapitalkosten getroffen, die der Ermittlung der Anschaffungskosten der erworbenen Vermögenswerte und Schulden bzw. der Kaufpreisallokation zugrunde liegen.
- **Anhangsziffer 13** – Zum Ansatz von aktiven latenten Steuern: Es besteht Unsicherheit bzgl. der künftigen zu versteuernden Ergebnisse der jeweiligen Konzerngesellschaften. Es werden die geplanten Geschäftsergebnisse sowie Ergebniswirkungen aus der Umkehr von zu versteuernden temporären Differenzen dem Ansatz von aktiven latenten Steuern zugrunde gelegt. Darüber hinaus ist der Ansatz von aktiven latenten Steuern unsicher in Bezug auf die anzuwendenden künftigen Steuersätze, etwaige künftige Beschränkungen auf die Nutzung oder im temporären Charakter der aktiven latenten Steuern aus dem Gesetz bzw. aus Verordnungen, sowie deren Auslegung durch die Finanzverwaltung bzw. Rechtsprechung.

Der Konzern ist für mehrere Jahre noch nicht endgültig steuerlich veranlagt, dies beinhaltet eine Unsicherheit i. V. m. den tatsächlichen Ertragssteuern, die vom Konzern prospektiv geschätzt und daraufhin bilanziell abgebildet werden. Es kann dabei nicht ausgeschlossen werden, dass es zu nachträglichen Steuerzahlungen/-erstattungen kommen kann. Darüber hinaus ist die prospektive Schätzung von tatsächlichen Ertragssteuern unsicher in Bezug auf die anzuwendenden künftigen Steuersätze, die anzuwendende Steuergesetzgebung sowie deren Auslegung durch die Finanzverwaltung bzw. Rechtsprechung, insbesondere i. V. m. etwaigen nachträglichen steuerlichen Außenprüfungen.

- **Anhangsziffer 15** – Der Konzern bilanziert Wertminderungen für erwartete Kreditverluste (ECL) für finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden. Der Konzern bemisst die Wertminderungen in Höhe der über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverluste, außer für die folgenden Wertberichtigungen, die in Höhe des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen werden.
- **Anhangsziffer 17** – Laufzeit des Leasingvertrags: Bestimmung, ob die Ausübung von Verlängerungsoptionen oder Kaufoptionen ausreichend sicher ist. Diese Bestimmung wirkt sich sowohl auf die Nutzungsrechte als auch auf die Nutzungsdauer der Solar- und Windparks aus.
- **Anhangsziffer 18** – Wertminderungstest der immateriellen Vermögenswerte und Geschäfts- oder Firmenwerte: Wesentliche Annahmen, die der Ermittlung des erzielbaren Betrags zugrunde gelegt wurden.

- **Anhangsziffer 19** – Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen: Bestimmung, ob der Konzern maßgeblichen Einfluss auf die Finanzanlage hat.
- **Anhangsziffer 15 und 24** – Schätzung der Sicherheit, mit der die Auszahlung der Zuwendungen durch die öffentliche Hand an den Konzern erfolgen wird.
- **Anhangsziffer 21, 15 und 24** – Schätzungen der erwarteten zukünftigen Strompreise nebst Produktionsvolumina, zur Bewertung der Swaps (aus dem Hedging-Vertrag mit einem großen europäischen Energieversorger) am beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Bilanzstichtag.
- **Anhangsziffer 25** – Ansatz und Bewertung von Rückstellungen: Wesentliche Annahmen über die Wahrscheinlichkeit und das Ausmaß des Nutzenzu- oder -abflusses.

BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

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

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

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

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

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

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

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

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

- Anhangsziffer 7 – Erwerb von Tochterunternehmen;
- Anhangsziffer 26 – Finanzinstrumente.

5. VERZEICHNIS DER TOCHTERUNTERNEHMEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.2 A.

Nachstehend sind die wesentlichen Tochterunternehmen des Konzerns aufgeführt.

In den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 sind alle Tochterunternehmen einbezogen. Tochterunternehmen sind vom Konzern beherrschten Unternehmen. Der Konzern beherrscht ein Unternehmen, wenn die Gesellschaft schwankenden Renditen aus seinem Engagement bei dem Unternehmen ausgesetzt ist bzw. Anrechte auf diese besitzt und die Fähigkeit hat, diese Renditen mittels ihrer Verfügungsgewalt über das Unternehmen zu beeinflussen. Ein Tochterunternehmen wird ab dem Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung konsolidiert. Vereinfachend stellt der Konzern jeweils auf den ersten Tag oder den letzten Tag des Monats in dem die Beherrschung erlangt wurde, ab. Eine Entkonsolidierung erfolgt, sobald die Beherrschung endet.

Nachfolgende Tochterunternehmen werden von der 7C Solarparken AG im Wege der Vollkonsolidierung in den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 einbezogen. Tochterunternehmen, welche die Befreiungsmöglichkeiten gemäß § 264b HGB für die Offenlegung des Abschlusses oder die Aufstellung des Lageberichts bzw. Anhangs in Anspruch nehmen, sind darüber hinaus in dieser Aufstellung kenntlich gemacht (mit Stern * markiert). Für diese Gesellschaften ist der Konzernabschluss der 7C Solarparken AG der befreiende Konzernabschluss.

Gesellschaft	Sitz	Beteiligung%	
Solarpark Oberhörbach GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Longuich GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Heretsried GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark CBG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark green GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Colexon Solar Energy ApS, Søborg	Dänemark	100,00	
Amatec Projects Management GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Tristan Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark WO GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
PWA Solarparks GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
REG PVA Zwei GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
MES Solar XX GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Melkor UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
HCI Energy 1 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	46,91	
HCI Solarpark Igling-Buchloe GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	46,91	
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	46,91	
Solarpark Floating GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
ProVireo Projektverwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
ProVireo Solarpark 3. Schönebeck GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Colexon IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec Grundbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 21 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 25 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 30 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 33 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 34 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 35 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 36 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Amatec PV 37 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Rötz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Derching GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*

Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
GSI Solarfonds Drei GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14	*
Photovoltaikkraftwerk Ansbach GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14	*
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG, Köln	Deutschland	55,14	*
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
HCI Energy 2 Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	41,81	
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81	
HCI Solarpark Oberostendorf GmbH & Co. KG, Schönefeld	Deutschland	41,81	
7C Solarparken NV, Mechelen	Belgien	100,00	
7C Rooftop Exchange BV, Mechelen	Belgien	100,00	
Siberië Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00	
Sabrina Solar BV, Mechelen	Belgien	100,00	
Solar4Future Diest NV, Mechelen	Belgien	99,99	
Solarpark Neudorf GmbH, Kasendorf	Deutschland	100,00	
Solarpark Hohenberg GmbH, Marktleugast	Deutschland	83,00	
Solarpark Morbach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Draisdorf-Eggenbach GmbH & Co KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
High Yield Solar Investments BV, Amsterdam	Deutschland	100,00	
Solardach Gutenberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark MGGS Landbesitz GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Tannhäuser Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
Lohengrin Solar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
PV Görike GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarparken AM GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Helbra Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Leasing GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Solarfonds Zwei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
GSI Solarfonds Drei Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Energy Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
SonnenSolarPark GmbH, Hausen	Deutschland	100,00	
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Isolde Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarparken IPP GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG, Maisach	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Siebente Solarpark Zerze GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Zerze IV GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Sonnendach K19 Haftungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Säugling Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Walternienburg GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*

Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Sphinx Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Bündel 1 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Vardar UG (haftungsbeschränkt), Bayreuth	Deutschland	100,00	
7C Solarentwicklung GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solardach Wanderleben GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	84,12	*
Solardach LLG GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solardach Stieten GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Steinburg GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solardach Neubukow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solardach Halberstadt GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	81,82	*
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Folcwalding Verwaltungs GmbH, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
PV Gumtow GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
Projekt OS3 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS4 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS5 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS6 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS7 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS8 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS9 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Projekt OS10 GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	71,43	*
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	*
RS Infrastruktur GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	
FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	
Zerre V GmbH & Co. KG, Bayreuth	Deutschland	100,00	
7C Solarparksen Belgium BV, Sint-Niklaas	Belgien	100,00	
IRIS 67 BV, Mechelen	Belgien	100,00	
7C Groeni BV, Mechelen	Belgien	100,00	

Folgende Gesellschaften werden nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 einbezogen:

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

6. WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN

6.1. RECHNUNGSLEGUNGSMETHODEN UND KONSOLIDIERUNGSKREISÄNDERUNGEN

Siehe auch Anhangsziffer 7.

Der Konzern wendet im Vergleich zum Geschäftsjahr 2024 grundsätzlich die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an. Dennoch wurden im Geschäftsjahr die neuen Standards und Interpretationen angewandt, die verpflichtend für Geschäftsjahre beginnend nach dem 1. Januar 2025 sind (siehe Anhangsziffer 32).

Im Jahr 2025 hat der Konzern des Konsolidierungskreis um folgende Gesellschaft durch Erwerb erweitert:

Gesellschaft	Beteiligung des Konzerns	Erwerb am
Zerre V GmbH & Co. KG	100,00 %*	7. Februar 2025

6.2. KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE

A. TOCHTERUNTERNEHMEN

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

B. ERWERBE VON VERMÖGENSWERTEN UND SCHULDEN

Gemäß IFRS 3 gilt als Geschäftsbetrieb eine integrierte Gruppe von Tätigkeiten und Vermögenswerten, die mit dem Ziel geführt werden, Leistungen, d. h., Güter, Dienstleistungen, Kapitalerträge oder sonstige Erträge aus gewöhnlicher Tätigkeit zu erwirtschaften. Der Geschäftsbetrieb besteht hierbei aus Ressourceneinsatz (Input), der mittels eines substanziellen Verfahrens signifikant zu der Möglichkeit beiträgt, Leistungen (Output) zu erzeugen.

Darüber hinaus enthält der Standard IFRS 3 Regelungen zur Durchführung eines optionalen Konzentrationstests. Anhand dieses Tests kann überprüft werden, ob der gesamte beizulegende Zeitwert der erworbenen Bruttovermögenswerte im Wesentlichen auf einen einzelnen identifizierbaren Vermögenswert oder auf eine Gruppe von gleichartigen identifizierbaren Vermögenswerten zurückzuführen ist. Sofern das Erstere bejaht werden kann, ist kein Geschäftsbetrieb vorhanden und ist der Geschäftsvorfall demzufolge nicht als ein Unternehmenserwerb im Sinne von IFRS 3 einzustufen, sondern vielmehr als ein Erwerb von Vermögenswerten und Schulden.

Der Konzern hat für alle Erwerbe des Geschäftsjahres den freiwilligen Konzentrationstest durchgeführt. Für die Bestimmung, ob der gesamte beizulegende Zeitwert des zugegangenen Bruttovermögens im Wesentlichen auf einen einzelnen Vermögenswert oder auf eine Gruppe von gleichartigen Vermögenswerten zurückzuführen ist, legt der Konzern eine Grenze von 75 % zugrunde. Die beizulegenden Zeitwerte von erworbenen Solaranlagen werden dabei mit dem Wert des zugehörigen Nutzungsrechts gemäß IFRS 16 oder dem beizulegenden Zeitwert des

Landes zusammengefasst, da sich das Nutzungsrecht auf die Pacht für die Grundstücke bezieht, auf denen die Solaranlage steht bzw. das erworbene Land das Grundstück betrifft auf dem die Solaranlage steht. Das heißt, wenn der beizulegende Zeitwert der Solaranlage und der Wert des Nutzungsrecht nach IFRS 16 oder der beizulegende Zeitwert des erworbenen Landes gemeinsam 75 % der beizulegenden Zeitwerte aller erworbenen Vermögenswerte betragen gilt der Konzentrationstest als positiv. In solchen Fällen erfolgt dann keine weitere Würdigung mehr und der Geschäftsvorfall wird als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden abgebildet.

In dem Fall, dass der Konzentrationstest negativ ausfällt, soll anhand von Standard IFRS 3 untersucht werden, ob der Erwerb einen Geschäftsbetrieb betrifft. Für den Erwerb von Projektgesellschaften, die Solar- und Windkraftanlagen betreiben, fehlt es in der Regel an mindestens einem substanziellen Prozess.

Folglich sind solche Erwerbe in der Regel als Erwerbe von Vermögenswerten und Schulden abzubilden. Hierfür werden die Anschaffungskosten grundsätzlich auf die im Rahmen des Erwerbs identifizierbaren Vermögenswerte und Schulden auf Basis der beizulegenden Zeitwerte aufgeteilt. Der Ansatz von Nutzungsrecht und Leasingverbindlichkeit erfolgt in analoger Anwendung von IFRS 3.28B mit dem Wert, der sich nach IFRS 16 ergibt. Liquide Mittel und Forderungen werden mit deren Nominalwert angesetzt. Latente Steuern, die sich z. B. aufgrund von erworbenen Verlustvorträgen ergeben, werden mit dem Wert gemäß IAS 12 angesetzt. Ein positiver oder negativer Unterschiedsbetrag kann hierbei nicht entstehen. Sollte in diesem Zusammenhang festgestellt werden, dass der beizulegende Zeitwert einzelner Vermögenswerte die zuzuordnenden Anschaffungskosten unterschreiten, wird infolgedessen direkt nach der erstmaligen Aktivierung eine erfolgswirksame außerplanmäßige Abschreibung vorgenommen. Sollte der beizulegende Zeitwert in der Folge steigen, so erfolgt, falls vom betreffenden Standard gefordert, eine Zuschreibung, gemäß den Regelungen des einschlägigen Standards.

C. UNTERNEHMENSZUSAMMENSCHLÜSSE

Sofern der Konzentrationstest negativ ausfällt bzw. für diejenigen Erwerbe, die vor der Überarbeitung von IFRS 3 d. h. vor dem Geschäftsjahr 2020 stattgefunden haben und es sich definitionsgemäß um einen Unternehmenszusammenschluss handelt(e), bilanziert der Konzern diese nach der Erwerbsmethode. Die erworbenen identifizierbaren Vermögenswerte, Schulden und Eventualverbindlichkeiten sind mit ihren beizulegenden Zeitwerten zum Erwerbszeitpunkt zu bewerten.

Der Geschäfts- oder Firmenwert entspricht dem Betrag, um den die Summe aus der übertragenen Gegenleistung, dem Wertansatz aller nicht-beherrschenden Anteile an dem erworbenen Unternehmen und dem beizulegenden Zeitwert etwaiger zuvor vom Erwerber gehaltener Eigenkapitalanteile an dem erworbenen Unternehmen das Nettovermögen des Akquisitionsobjektes übersteigt.

Wenn die erstmalige Bilanzierung eines Unternehmenszusammenschlusses am Ende des Geschäftsjahres, in der der Zusammenschluss stattfindet, unvollständig ist, gibt der Konzern für die Posten mit unvollständiger Bilanzierung vorläufige Beträge an. Die vorläufig angesetzten Beträge sind während des maximal ein Jahr umfassenden Bewertungszeitraumes retrospektiv zu korrigieren. Zusätzliche Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten sind anzusetzen, um neue Informationen über Fakten und Umstände zu berücksichtigen, die zum Erwerbszeitpunkt bestanden und die die Bewertung der zu diesem Stichtag angesetzten Beträge beeinflusst hätten, wenn sie bekannt gewesen wären.

Sofern der Erwerb zu einem Preis unter dem beizulegenden Zeitwert des Nettovermögens erfolgt ist, wird die Differenz unmittelbar als erfolgswirksam erfasst. Transaktionskosten werden sofort als Aufwand erfasst, sofern sie nicht mit der Emission von Schuldverschreibungen oder Dividendenpapieren verbunden sind.

Etwaige bedingte Gegenleistungen werden zum Erwerbszeitpunkt zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Nachträgliche Änderungen des beizulegenden Zeitwerts einer als Vermögenswert oder als Verbindlichkeit eingestuft bedingten Gegenleistung werden als Gewinn oder Verlust erfasst. Wird die bedingte Gegenleistung als Eigenkapital eingestuft, wird sie nicht neu bewertet, und eine Abgeltung wird im Eigenkapital bilanziert.

D. NICHT BEHERRSCHENDE ANTEILE

Nicht beherrschende Anteile werden für den Fall, dass es sich um den Erwerb von Vermögenswerten und Schulden handelt, mit ihrem Zeitwert zum Erwerbszeitpunkt bilanziert. Sofern es sich um einen Unternehmenszusammenschluss handelt, werden sie zum Erwerbszeitpunkt mit ihrem entsprechenden Anteil am identifizierbaren Nettovermögen des erworbenen Unternehmens bewertet.

Änderungen des Anteils des Mutterunternehmens an einem Tochterunternehmen, die nicht zu einem Verlust der Beherrschung führen, werden als Eigenkapitaltransaktionen bilanziert.

E. VERLUST DER BEHERRSCHUNG

Verliert der Konzern die Beherrschung über ein Tochterunternehmen, bucht er die Vermögenswerte und Schulden des Tochterunternehmens und alle zugehörigen, nicht beherrschten Anteile und anderen Bestandteile am Eigenkapital aus. Jeder entstehende Gewinn oder Verlust wird erfolgswirksam erfasst. Jeder zurückbehaltene Anteil an dem ehemaligen Tochterunternehmen wird zum beizulegenden Zeitwert zum Zeitpunkt des Verlustes der Beherrschung bewertet.

F. ANTEILE AN UNTERNEHMEN, DIE NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTET WERDEN

Die Anteile des Konzerns an nach der Equity-Methode bilanzierten Finanzanlagen bzw. Anteilen umfassen Anteile an assoziierten Unternehmen.

Assoziierte Unternehmen sind Unternehmen, bei denen der Konzern einen maßgeblichen Einfluss, jedoch keine Beherrschung oder gemeinschaftliche Führung in Bezug auf die Finanz- und Geschäftspolitik hat.

Anteile an assoziierten Unternehmen werden beim erstmaligen Ansatz zu Anschaffungskosten bewertet, wozu auch Transaktionskosten zählen. In der Folge erfasst der Konzern das anteilige Gesamtergebnis, bis der maßgebliche Einfluss endet. Im Falle von sukzessiven Anteilserwerben, die zur Erlangung der Beherrschung führen, werden die nach der Equity-Methode bilanzierten Finanzanlagen zu deren Zeitwert zum Zeitpunkt des Erlangens der Beherrschung erfolgswirksam ausgebucht.

6.3. FREMDWÄHRUNG

A. GESCHÄFTSVORFÄLLE IN FREMDWÄHRUNG

Die in den Abschlüssen der einzelnen Gesellschaften des Konzerns erfassten Posten werden auf der Grundlage der jeweiligen funktionalen Währung bewertet. Der Konzernabschluss wird in Euro erstellt, der funktionalen Währung der Muttergesellschaft. Geschäftsvorfälle in Fremdwährung werden zum Kassakurs am Tag der Transaktion in die entsprechende funktionale Währung der Konzernunternehmen umgerechnet.

Monetäre Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die am Abschlussstichtag auf eine Fremdwährung lauten, werden zum Stichtagskurs in die funktionale Währung umgerechnet. Nicht-monetäre Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die mit dem beizulegenden Zeitwert in einer Fremdwährung bewertet werden, werden zu dem Kurs umgerechnet, der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Zeitwertes gültig ist. Umrechnungsdifferenzen aus der Umrechnung in die funktionale Währung werden im Konzernabschluss direkt in der Rücklage aus Fremdwährungsumrechnung kumuliert bzw. in der Konzern-Gesamtergebnisrechnung gezeigt. Nicht-monetäre Posten, die zu historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten in einer Fremdwährung bewertet werden, werden nicht umgerechnet.

Der Stichtagskurs der dänischen Krone zum Euro zum 31. Dezember 2025 betrug DKK/EUR 7,4744 (i. VJ.: DKK/EUR 7,4588). Der durchschnittliche Kurs des Geschäftsjahres 2025 der dänischen Krone zum Euro betrug DKK/EUR 7,4637 (i. VJ.: DKK/EUR 7,4590).

B. AUSLÄNDISCHE TOCHTERUNTERNEHMEN

Vermögenswerte und Schulden aus ausländischen Tochterunternehmen werden mit dem Stichtagskurs am Abschlussstichtag in Euro umgerechnet. Die Erträge und Aufwendungen aus den ausländischen Tochterunternehmen werden mit dem Kurs zum Zeitpunkt des jeweiligen Geschäftsvorfalles umgerechnet.

Währungsumrechnungsdifferenzen werden in der Währungsumrechnungsrücklage im Eigenkapital ausgewiesen, soweit die Währungsumrechnungsdifferenz nicht den nicht-beherrschten Anteilen zugewiesen ist bzw. in der Konzern-Gesamtergebnisrechnung gezeigt wird.

Bei Abgang eines ausländischen Tochterunternehmens, der zum Verlust der Beherrschung oder des maßgeblichen Einflusses führt, wird der entsprechende, bis zu diesem Zeitpunkt kumuliert in der Währungsumrechnungsrücklage erfasste Betrag in den Gewinn oder Verlust als Teil des Abgangserfolgs umgegliedert. Bei nur teilweisem Abgang ohne Verlust der Beherrschung eines Tochterunternehmens wird der entsprechende Teil der kumulierten Umrechnungsdifferenz den nicht-beherrschenden Anteilen zugeordnet. Soweit der Konzern ein assoziiertes oder gemeinschaftlich geführtes Unternehmen teilweise veräußert, jedoch der maßgebliche Einfluss bzw. die gemeinschaftliche Führung erhalten bleibt, wird der entsprechende Anteil der kumulierten Währungsumrechnungsdifferenz in die Konzern-Gewinn oder Verlustrechnung umgegliedert.

6.4. UMSATZERLÖSE: ERLÖSE AUS VERTRÄGEN MIT KUNDEN

Es werden „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (d. h. Umsatzerlöse) dann realisiert, wenn der Kunde die Verfügungsmacht über die vereinbarten Güter und Dienstleistungen erhält. Weiterhin wird der Umsatz mit dem Betrag der Gegenleistung bewertet, den das Unternehmen zu erhalten erwartet.

Die folgende Auflistung gibt Auskunft über Art und Zeitpunkt der Erfüllung von Leistungsverpflichtungen aus Verträgen mit Kunden und die damit verbundenen Grundsätze der Erlösrealisierung:

- **Verkauf von Strom:** der Konzern erzielt durch die Produktion bzw. den Verkauf von Strom Umsatzerlöse. Der Kunde erhält die Verfügungsmacht über das vereinbarte Gut mit der Einspeisung, d. h. die Übergabe, ins (öffentliche) Netz oder durch Direktverbrauch. Dieser Verkauf stellt jeweils eine einzelne Leistungsverpflichtung da. Die Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Strom werden anhand der Messung des ausgehenden Stroms bestimmt und realisiert. Etwaige periodenfremde Erlösvermehrungen und -schmälerungen auf Basis von Messungsabweichungen oder Fehlmessungen des Konzerns im Vergleich zum Kunden, die sich erst nach Abschluss der

jeweiligen Berichtsperiode ergeben, werden ebenfalls in den Umsatzerlösen realisiert. Etwaige Abweichungen zwischen den Messungen des Konzerns und des Kunden finden jedoch erfahrungsgemäß nur in sehr eingeschränktem Umfang statt.

- Die erzielten Strompreise für die Verträge mit Kunden in Deutschland werden im Wesentlichen durch die EEG-Regelungen festgelegt. Mit Wirkung zum 1. Januar 2012 ist in § 33 g EEG die sogenannte Marktprämie eingeführt worden. Die Marktprämie zahlt der Netzbetreiber an Betreiber von Anlagen zur Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien, die anstelle des EEG-Vergütungsmodells die Direktvermarktung ihres Stroms an der Strombörse wählen. An der Strombörse erhalten die Anlagenbetreiber den regulären Marktpreis, der unterhalb des Vergütungsanspruchs nach den EEG liegt. Die Differenz zwischen der EEG-Abnahmevergütung und dem durchschnittlichen monatlichen Marktpreis an der Strombörse gleicht die Marktprämie aus. Die Marktprämie kann dabei nicht negativ werden. Die tatsächliche Menge des direkt vermarkteten Stroms wird über Zählerstände festgestellt. Bei Zahlung der Marktprämie sowie der Managementprämie nach §§ 33 g und 33 i des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) durch den Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber handelt es sich um echte, nicht umsatzsteuerbare Zuschüsse.
- Die im sonstigen Ergebnis erfassten erwarteten Zahlungsmittelabflüsse in Zusammenhang mit den Strompreisswap-Vereinbarungen (Cashflow Hedge), werden zum Auszahlungszeitpunkt in die Umsatzerlöse umgegliedert, da der Konzern es für sachgerecht erachtet, diese Zahlungen direkt in den Umsatzerlösen zu zeigen, da die Auszahlungen aus dem Cashflow Hedge unmittelbar mit den Umsatzerlösen verbunden sind (siehe Anhangsziffer 26.3.E).
- In Belgien erzielt der Konzern neben dem Verkauf von Strom Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten. Letztere werden dem Konzern vom Netzbetreiber gemäß aktueller Gesetzeslage für jede erzeugte MWh für eine Dauer von 10 bis 20 Jahren ab Inbetriebnahme der jeweiligen Solaranlage gewährt. Der Konzern verkauft diese Grünstromzertifikate anschließend dem Netzbetreiber zu festen regulierten Preisen für die gleiche Dauer (Rückkaufverpflichtung). Die Erlösrealisierung erfolgt zum Zeitpunkt der Gewährung der Grünstromzertifikate, da zu diesem Zeitpunkt die Rückkaufverpflichtung des Netzbetreibers entsteht und der Netzbetreiber das volle Entgelt schuldet unabhängig von seiner möglichen Nutzungsdauer.
- Verkauf von eingespeisten Strom erfolgt sowohl in Belgien als in Deutschland auf dem Day Ahead Markt (Vortagsmarkt), Dadurch weichen die am Vortrag geschätzten von den tatsächlichen eingespeisten Mengen ab, z.B. durch Differenzen in der Einstrahlung, technische Defekte in der Anlage oder, in Belgien, auch höhere oder geringe Abnahmen als die geschätzte Abnahme des Direktverbrauchers. Wenn Volumendifferenzen zwischen den am Vortrag verkauften und den eingespeisten Mengen auftreten, dann muss die zu wenig gelieferte Menge am Intraday Markt hingekauft bzw. der produzierte Überschuss auf diesem Markt veräußert werden. In Deutschland sowie in Belgien hat der Konzern Stromhändler beauftragt. In Deutschland wird das oben beschriebene Volumenrisiko von diesem Stromhändler (d.h. dem Direktvermarkter) abgedeckt. In Belgien werden diese Volumendifferenzen durch den Stromhändler als Erträge bzw. Kosten aus Onbalancing in Rechnung gestellt bzw. gutgeschrieben. Seit dem Geschäftsjahr steuert der Konzern einen Teil des Anlagenportfolios aktiv, d.h. dass er die Aufstellung der Schätzungen der eingespeisten Menge (mit-)ermittelt und die Handelspositionen, die am Vortagesmarkt eingenommen werden (mit-)bestimmt. Es werden dann am Folgetag einzelnen Anlage teilweise an- und abschalten, um die vorgenannten Erträge aus Volumendifferenzen zu erhöhen bzw. Kosten aus Volumendifferenzen zu vermeiden. In Deutschland hat der Konzern mit dem Direktvermarkter der betroffenen Anlagen vereinbart, dass er an dem sich so erwirtschafteten positiven Ergebnis beteiligt.

In Belgien fließt das Ergebnis dieser aktiven Steuerung in die Onbalancing Position auf den Stromverkaufsrechnungen ein. Die Umsatzrealisierung erfolgt dabei über den Zeitraum der Leistungserbringung.

- Neben dem Verkauf vom Strom, verkauft der Konzern ebenfalls die Herkunftsnachweise der erzeugten Elektrizität aus den Erneuerbaren Energieanlagen. Die Herkunftsnachweise können nur verkauft werden für Strom, welcher nicht mit einer Einspeisevergütung (Deutschland) eingespeist wird bzw. nicht mit Grünstromzertifikaten (Belgien) gefördert wird. Aus diesem Grund ist diese Einnahmequelle im Geschäftsjahr sowie im Vorjahr von geringer Bedeutung.
- **Dienstleistungen:** diese betreffen hauptsächlich Dienstleistungen für die Projektentwicklung von belgischen Anlagen für Dritte und die technische Wartung bzw. kaufmännische Führung von Solaranlagen für Dritte in Belgien und in Deutschland. Der Verkauf von Dienstleistungen stellt im Regelfall nur eine einzelne Leistungsverpflichtung dar. Die Erlöse werden entsprechend der Leistungserbringung realisiert.
- **Verkauf anderer Güter:** der Konzern verkauft in Einzelfällen Module bzw. andere Komponenten für Solaranlagen sowie Ladestationen an Dritte. Die Umsatzerlösrealisation erfolgt, sobald der Kunde Kontrolle über die Ware erhalten hat.

6.5. LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER

A. KURZFRISTIG FÄLLIGE LEISTUNGEN AN ARBEITNEHMER

Verpflichtungen aus kurzfristig fälligen Leistungen an Arbeitnehmer werden als Aufwand erfasst, sobald die damit verbundene Arbeitsleistung erbracht wird. Eine Schuld ist für den erwartungsgemäß zu zahlenden Betrag zu erfassen, wenn der Konzern gegenwärtig eine rechtliche oder faktische Verpflichtung hat, diesen Betrag aufgrund einer vom Arbeitnehmer erbrachten Arbeitsleistung zu zahlen und die Verpflichtung verlässlich geschätzt werden kann.

B. LEISTUNGEN AUS ANLASS DER BEENDIGUNG DES ARBEITSVERHÄLTNISSSES

Leistungen aus Anlass der Beendigung des Arbeitsverhältnisses werden zum früheren der folgenden Zeitpunkte als Aufwand erfasst: Wenn der Konzern das Angebot derartiger Leistungen nicht mehr zurückziehen kann oder wenn der Konzern Kosten für eine Umstrukturierung erfasst. Ist nicht zu erwarten, dass Leistungen innerhalb von zwölf Monaten nach dem Abschlussstichtag vollständig abgegolten werden, werden sie abgezinst.

6.6. ZUWENDUNGEN DER ÖFFENTLICHEN HAND

Sonstige Zuwendungen der öffentlichen Hand in Bezug auf Vermögenswerte werden zunächst als passivische Abgrenzungsposten zum beizulegenden Zeitwert erfasst, wenn eine angemessene Sicherheit darüber besteht, dass sie gewährt werden und der Konzern die mit der Zuwendung verbundenen Bedingungen erfüllen wird. Anschließend werden diese sonstigen Zuwendungen der öffentlichen Hand planmäßig über den Zeitraum der Nutzungsdauer des Vermögenswertes als sonstige Erträge im Gewinn oder Verlust erfasst. Die im Abschluss bilanzierten Zuwendungen betreffen Förderungen, welche in Belgien für den Bau von Solaranlagen gewährt werden.

6.7. FINANZERTRÄGE UND FINANZIERUNGSaufWENDUNGEN

Die Finanzerträge und Finanzierungsaufwendungen des Konzerns umfassen:

- Zinserträge;
- Zinsaufwendungen;
- Dividenderträge;
- Nettogewinn oder -verlust aus finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden (FVTPL);
- Fremdwährungsgewinne und -verluste aus finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten;
- Gewinne und Verluste aus der Zeitwertbewertung bedingter Gegenleistungen, die als finanzielle Verbindlichkeiten eingestuft sind;
- Erfasste Wertminderungsaufwendungen für finanzielle Vermögenswerte, die als Anschaffungskosten geführt werden (AC) (mit der Ausnahme von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen);
- Nettogewinn oder -verlust aus Sicherungsinstrumenten, die infolge ihrer Unwirksamkeit zur Absicherung von Zahlungsströmen in der Gewinn- oder Verlustrechnung erfasst werden;
- Umgliederungen von Nettoverlusten, die zuvor im sonstigen Ergebnis erfasst wurden
- Erträge und Verluste aus dem Abgang vom Finanzanlagen.

Zinserträge und -aufwendungen werden nach der Effektivzinsmethode erfolgswirksam erfasst. Dividenderträge werden zu dem Zeitpunkt erfolgswirksam erfasst, an dem der Rechtsanspruch des Konzerns auf Zahlung entsteht.

6.8. ERTRAGSTEUERN

Der Steueraufwand umfasst tatsächliche und latente Steuern. Tatsächliche Steuern und latente Steuern werden erfolgswirksam erfasst, ausgenommen in dem Umfang, in dem sie mit einem Unternehmenszusammenschluss oder mit einem direkt im Eigenkapital oder einem im sonstigen Ergebnis erfassten Posten verbunden sind.

A. TATSÄCHLICHE STEUERN

Tatsächliche Steuern sind die erwartete Steuerschuld oder Steuerforderung auf das für das Geschäftsjahr zu versteuernde Einkommen oder den steuerlichen Verlust, und zwar auf der Grundlage von Steuersätzen, die am Abschlussstichtag gelten oder in Kürze gelten werden, sowie alle Anpassungen der Steuerschuld hinsichtlich früherer Jahre. Tatsächliche Steuerschulden beinhalten auch alle Steuerschulden, die als Folge der Festsetzung von Dividenden entstehen.

Tatsächliche Steueransprüche und -schulden werden nur unter bestimmten Bedingungen miteinander verrechnet.

B. LATENTE STEUERN

Latente Steuern werden im Hinblick auf temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Verbindlichkeiten für Konzernrechnungslegungszwecke und den verwendeten Beträgen für steuerliche Zwecke erfasst. Latente Steuern werden nicht erfasst für:

- temporäre Differenzen beim erstmaligen Ansatz von Vermögenswerten oder Verbindlichkeiten bei einem Geschäftsvorfall, bei dem es sich nicht um einen Unternehmenszusammenschluss handelt und der weder das bilanzielle Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Ergebnis beeinflusst;
- temporäre Differenzen in Verbindung mit Anteilen an Tochterunternehmen, assoziierten Unternehmen und gemeinschaftlich geführten Unternehmen, sofern der Konzern in der Lage ist, den zeitlichen Verlauf der Auflösung der temporären Differenzen zu steuern und es wahrscheinlich ist, dass sie sich in absehbarer Zeit nicht auflösen werden, und
- zu versteuernde temporäre Differenzen beim erstmaligen Ansatz des Geschäfts- oder Firmenwertes.

Ein latenter Steueranspruch wird für noch nicht genutzte steuerliche Verluste und abzugsfähige temporäre Differenzen in dem Umfang erfasst, in dem es wahrscheinlich ist, dass künftige, zu versteuernde Ergebnisse zur Verfügung stehen werden, für die sie genutzt werden können. Latente Steueransprüche werden an jedem Abschlussstichtag bewertet und nur in dem Umfang angesetzt, in dem es wahrscheinlich ist, dass der damit verbundene Steuervorteil realisiert werden wird;

Latente Steuern werden anhand der Steuersätze bewertet, die erwartungsgemäß auf temporäre Differenzen angewendet werden, sobald sie sich umkehren, und zwar unter Verwendung von Steuersätzen, die am Abschlussstichtag gültig oder angekündigt sind.

Die Bewertung latenter Steuern spiegelt die steuerlichen Konsequenzen wider, die sich aus der Erwartung des Konzerns im Hinblick auf die Art und Weise der Realisierung der Buchwerte seiner Vermögenswerte bzw. der Erfüllung seiner Verbindlichkeiten zum Abschlussstichtag ergeben.

Latente Steueransprüche und latente Steuerschulden werden verrechnet, wenn die Voraussetzungen hierfür erfüllt sind.

6.9. VORRÄTE

Vorräte werden mit dem niedrigeren Wert aus Anschaffungs- oder Herstellungskosten und Nettoveräußerungswert bewertet. Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Vorräten basieren auf dem First-In-First-Out-Verfahren.

Etwaige Wertminderungen der Vorräte werden in den sonstigen Betriebsaufwendungen dargestellt.

6.10. SACHANLAGEN

Siehe Anhangsziffer 6.16 Leasingverhältnisse bzgl. Nutzungsrechten.

A. ERFASSUNG UND BEWERTUNG

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten abzüglich kumulierter Abschreibungen und kumulierter Wertminderungsaufwendungen bewertet. Anlagen im Bau werden mit deren Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Eine Abschreibung erfolgt hier nicht. Etwaige Wertminderungen werden auch bei den Anlagen im Bau berücksichtigt.

Jeder Teil einer Sachanlage mit einem bedeutsamen Anschaffungswert im Verhältnis zum gesamten Wert des Gegenstands wird getrennt abgeschrieben.

Gewinne oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens werden in den sonstigen Erträgen oder Aufwendungen berücksichtigt.

Der Abschreibungszeitraum und die Abschreibungsmethode werden am Ende eines jeden Geschäftsjahres überprüft. Vermögenswerte des Sachanlagevermögens werden über deren voraussichtliche wirtschaftliche Nutzungsdauer pro rata temporis abgeschrieben.

B. NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN

Nachträgliche Ausgaben werden nur aktiviert, wenn es wahrscheinlich ist, dass der mit den Ausgaben verbundene künftige wirtschaftliche Nutzen dem Konzern zufließen wird.

C. ABSCHREIBUNGEN

Durch die Abschreibungen werden die Anschaffungs- und Herstellungskosten von Sachanlagen abzüglich ihrer geschätzten Restwerte linear über den Zeitraum ihrer geschätzten Nutzungsdauern verteilt. Die Abschreibungen werden erfolgswirksam erfasst. Grundstücke werden nicht abgeschrieben.

Die geschätzten Nutzungsdauern für das laufende Jahr und Vergleichsjahre von bedeutenden Sachanlagen lauten wie folgt:

- | | |
|---|-------------|
| • Solarparks | 10-30 Jahre |
| • Windparks | 20-25 Jahre |
| • Gebäude | 30-40 Jahre |
| • Technische Anlagen sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung | 3–12 Jahre |
| • Einbauten und Zubehör | 5–10 Jahre |
| • Nutzungsrechte | 1–30 Jahre |

Solarparks und Windparks bestehen grundsätzlich aus zwei wesentlichen Bestandteilen, die zu unterschiedlichen Nutzungsdauern linear abgeschrieben werden (Komponentenansatz), nämlich das Recht auf eine gesetzliche Vergütung je erzeugte MWh (Einspeisevergütung bzw. Grünstromzertifikat), welches über den Zeitraum der gesetzlichen Vergütungszusage abgeschrieben wird, sowie die technischen Komponenten der Solaranlage bzw. Windanlage, die über ihre (längere) technische Nutzungsdauer abgeschrieben werden, soweit eine Nutzung nach dem Zeitraum der gesetzlichen Vergütungszusage technisch, rechtlich bzw. wirtschaftlich nach Einschätzung des Konzerns möglich bzw. geplant ist.

Abschreibungsmethoden, Nutzungsdauern und Restbuchwerte werden an jedem Abschlussstichtag überprüft und gegebenenfalls angepasst.

6.11. IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

A. ERFASSUNG UND BEWERTUNG

Immaterielle Vermögenswerte, die vom Konzern erworben werden und begrenzte Nutzungsdauern haben, werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten abzüglich kumulierter Amortisationen und kumulierter Wertminderungsaufwendungen bewertet.

B. NACHTRÄGLICHE ANSCHAFFUNGS- ODER HERSTELLUNGSKOSTEN

Nachträgliche Ausgaben werden nur aktiviert, wenn sie den künftigen wirtschaftlichen Nutzen des Vermögenswertes, auf den sie sich beziehen, erhöhen. Alle sonstigen Ausgaben werden erfolgswirksam erfasst.

C. ABSCHREIBUNGEN

Immaterielle Vermögenswerte verfügen über eine begrenzte Nutzungsdauer und sie werden (mit Ausnahme von Projektrechten und Geschäfts- oder Firmenwert, siehe unten) über den Zeitraum ihrer geschätzten Nutzungsdauern linear abgeschrieben.

Liegt der beizulegende Zeitwert am Bilanzstichtag unter dem Buchwert, so wird auf diesen Wert abgewertet. Bei Fortfall der Gründe für früher vorgenommene Wertminderungen werden Zuschreibungen erfolgswirksam vorgenommen.

D Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben. Die Abschreibungen werden erfolgswirksam erfasst.

Die geschätzten Nutzungsdauern lauten:

- Software 5 Jahre
- Erworbene Verträge 15–20 Jahre

Abschreibungsmethoden, Nutzungsdauern und Restbuchwerte, wie unter A. erläutert, werden an jedem Abschlussstichtag überprüft und gegebenenfalls angepasst.

Projektrechte werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert, bis die Sachanlagen (Solaranlagen), mit denen die Projektrechte in Verbindung stehen, in Betrieb genommen werden. Die immateriellen Vermögenswerte werden dann in die Sachanlagen umgegliedert und über die Nutzungsdauer der Sachanlagen abgeschrieben. Sie werden während der Umsetzung des Projekts nicht abgeschrieben. Projekte, die aus mehreren Anlagenabschnitten bestehen, werden erst mit der Realisierung des letzten Projektabschnitts und somit mit der Inbetriebnahme der letzten Sachanlage vollständig in die Sachanlagen umgegliedert. Planmäßige Abschreibungen finden bis zur vollständigen Umsetzung aller Projektabschnitte nicht statt.

6.12. FINANZINSTRUMENTE

A. ANSATZ UND ERSTMALIGE BEWERTUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

Alle finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden erstmals am Handelstag bilanziell erfasst, an dem das Unternehmen Vertragspartei nach den Vertragsbestimmungen des Instruments wird.

Ein finanzieller Vermögenswert (außer einer Forderung aus Lieferungen und Leistungen ohne wesentliche Finanzierungskomponente) oder eine finanzielle Verbindlichkeit wird beim erstmaligen Ansatz zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Bei einem Posten, der nicht zu FVTPL bewertet wird, kommen hierzu die Transaktionskosten, die direkt seinem Erwerb oder seiner Ausgabe zurechenbar sind. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ohne wesentliche Finanzierungskomponente werden beim erstmaligen Ansatz zum Transaktionspreis bewertet.

B. KLASSIFIZIERUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN

Bei der erstmaligen Erfassung wird ein finanzieller Vermögenswert wie folgt eingestuft und bewertet:

- zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC);
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert (FVOCI);
- Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVTPL).

IFRS 9 verlangt, dass die Klassifizierung von finanziellen Vermögenswerten sowohl auf Grundlage des Geschäftsmodells, das für die betroffenen finanziellen Vermögenswerte verwendet wird, als auch der vertraglichen Zahlungsstromereigenschaften des individuellen finanziellen Vermögenswertes (Solely Payments of Principal and Interest (SPPI) – Kriterium) bestimmt werden.

Für die Einordnung des Geschäftsmodells wird unterschieden in Halteabsicht („Hold to Collect“), Halte- und Verkaufsabsicht („Hold to Collect and Sell“) und sonstige („other“).

Die Beurteilung des Geschäftsmodells erfordert eine Prüfung auf der Grundlage von Fakten und Umständen zum Zeitpunkt der Beurteilung. Das Grundmodell des Konzerns ist „Halteabsicht“. Demnach werden die finanziellen Vermögenswerte mit dem Ziel gehalten, die vertraglichen Zahlungsströme zu vereinnahmen. Trotz Zuordnung zu diesem Geschäftsmodell sind ungeplante Verkäufe im normalen Geschäftsverlauf möglich und ändern auch nach IFRS 9 nichts an der Zuordnung. Dies könnte im Konzern beispielweise durch Verkauf einer Solaranlage nebst angelaufenen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ohne wesentliche Finanzierungs Komponente gelegentlich vorkommen.

Ein finanzieller Vermögenswert wird zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet, wenn beide der folgenden Bedingungen erfüllt sind und er nicht als FVTPL designiert wurde:

- Er wird im Rahmen eines Geschäftsmodells gehalten, dessen Zielsetzung darin besteht, finanzielle Vermögenswerte zur Vereinnahmung der vertraglichen Zahlungsströme zu halten, und
- die Vertragsbedingungen des finanziellen Vermögenswerts führen zu festgelegten Zeitpunkten zu Zahlungsströmen, die ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Ein Schuldinstrument wird zu FVOCI designiert, wenn beide der folgenden Bedingungen erfüllt sind und es nicht als FVTPL designiert wurde:

- Es wird im Rahmen eines Geschäftsmodells gehalten, dessen Zielsetzung sowohl darin besteht, finanzielle Vermögenswerte zur Vereinnahmung der vertraglichen Zahlungsströme zu halten als auch in dem Verkauf finanzieller Vermögenswerte; und
- seine Vertragsbedingungen führen zu festgelegten Zeitpunkten zu Zahlungsströmen, die ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Für die vertraglichen Zahlungsstromereigenschaften des individuellen finanziellen Vermögenswertes kommt es darauf an, ob die Vertragsbedingungen des finanziellen Vermögenswertes zu festgelegten Zeitpunkten zu Zahlungsströmen führen, die ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen oder ob darüberhinausgehende Zahlungsströme zu erwarten sind.

Beim erstmaligen Ansatz eines Eigenkapitalinvestments, das nicht zu Handelszwecken gehalten wird, kann der Konzern unwiderruflich wählen, Folgeänderungen im beizulegenden Zeitwert des Investments im sonstigen Ergebnis zu zeigen. Diese Wahl wird einzelfallbezogen für jedes Investment getroffen.

Der Konzern hat im Berichtsjahr von seinem Wahlrecht ein Eigenkapitalinvestment als FVOCI zu designieren keinen Gebrauch gemacht.

Alle finanziellen Vermögenswerte, die nicht zu fortgeführten Anschaffungskosten oder zu FVOCI bewertet werden, werden zu FVTPL bewertet.

C. FOLGEBEWERTUNG VON FINANZIELLEN VERMÖGENSWERTEN

Finanzielle Vermögenswerte zu FVTPL

Diese Vermögenswerte werden zum beizulegenden Zeitwert folgebewertet. Nettogewinne und -verluste, einschließlich jeglicher Zins- oder Dividendenerträge, werden im Gewinn oder Verlust erfasst. Für Derivate die als Sicherungsinstrumente designiert worden sind, siehe Anhangsziffer 26.B.

Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten

Diese Vermögenswerte werden zu fortgeführten Anschaffungskosten mittels der Effektivzinsmethode folgebewertet. Die fortgeführten Anschaffungskosten werden durch Wertminderungsaufwendungen gemindert. Zinserträge, Währungskursgewinne und -verluste sowie Wertminderungen werden im Gewinn oder Verlust erfasst. Ein Gewinn oder Verlust aus der Ausbuchung wird im Gewinn oder Verlust erfasst.

Schuldinstrumente zu FVOCI

Diese Vermögenswerte werden zum beizulegenden Zeitwert folgebewertet. Zinserträge, die mit der Effektivzinsmethode berechnet werden, Wechselkursgewinne und -verluste sowie Wertminderungen werden im Gewinn oder Verlust erfasst. Andere Nettogewinne oder -verluste werden im sonstigen Ergebnis erfasst. Bei der Ausbuchung wird das kumulierte sonstige Ergebnis in den Gewinn oder Verlust umgegliedert. Der Konzern hält gegenwärtig keine Schuldinstrumente zu FVOCI.

Eigenkapitalinvestments zu FVOCI

Diese Vermögenswerte werden zum beizulegenden Zeitwert folgebewertet. Dividenden werden als Ertrag im Gewinn oder Verlust erfasst, es sei denn, die Dividende stellt offensichtlich eine Deckung eines Teils der Kosten des Investments dar. Andere Nettogewinne oder -verluste werden im sonstigen Ergebnis erfasst und nie in den Gewinn oder Verlust umgegliedert. Der Konzern hält gegenwärtig keine Eigenkapitalinstrumente zu FVOCI.

D. AUSBUCHUNG VON FINANZINSTRUMENTEN

Der Konzern bucht einen finanziellen Vermögenswert aus, wenn die vertraglichen Rechte hinsichtlich der Zahlungsströme aus dem finanziellen Vermögenswert auslaufen oder er die Rechte zum Erhalt der Zahlungsströme in einer Transaktion überträgt, in der auch alle wesentlichen mit dem Eigentum des finanziellen Vermögenswertes verbundenen Risiken und Chancen übertragen werden.

Eine Ausbuchung findet ebenfalls statt, wenn der Konzern alle wesentlichen mit dem Eigentum verbundenen Risiken und Chancen weder überträgt noch behält und er die Verfügungsgewalt über den übertragenen Vermögenswert nicht behält.

Der Konzern bucht eine finanzielle Verbindlichkeit aus, wenn die vertraglichen Verpflichtungen erfüllt, aufgehoben oder ausgelaufen sind. Der Konzern bucht des Weiteren eine finanzielle Verbindlichkeit aus, wenn dessen Vertragsbedingungen geändert werden und die Zahlungsströme der angepassten Verbindlichkeit signifikant anders sind. In diesem Fall wird eine neue finanzielle Verbindlichkeit basierend auf den angepassten Bedingungen zum beizulegenden Zeitwert erfasst.

Bei der Ausbuchung einer finanziellen Verbindlichkeit wird die Differenz zwischen dem Buchwert der getilgten Verbindlichkeit und dem gezahlten Entgelt (einschließlich übertragener unbarer Vermögenswerte oder übernommener Verbindlichkeiten) im Gewinn oder Verlust erfasst.

E. DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE UND BILANZIERUNG VON SICHERUNGSGESCHÄFTEN

Der Konzern hält derivative Finanzinstrumente zur Absicherung von Umsatz- und Zinsrisiken.

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

Der Konzern designiert jedoch bestimmte Derivate als Sicherungsinstrumente, um die Schwankungen in Zahlungsströmen abzusichern, die mit höchstwahrscheinlich erwarteten Transaktionen verbunden sind, die aus Änderungen von Umsätzen und Zinssätzen resultieren.

Zum Beginn der designierten Sicherungsbeziehungen dokumentiert der Konzern die Risikomanagementziele und -strategien, die er im Hinblick auf die Absicherung verfolgt. Der Konzern dokumentiert des Weiteren die wirtschaftliche Beziehung zwischen dem gesicherten Grundgeschäft und dem Sicherungsinstrument und ob erwartet wird, dass sich Veränderungen der Zahlungsströme des gesicherten Grundgeschäfts und des Sicherungsinstruments kompensieren. Diese Dokumentation wird zu jedem Bewertungsstichtag aktualisiert.

Wenn ein Derivat demzufolge als ein Instrument zur Absicherung von Zahlungsströmen (Cashflow Hedge) designiert ist, wird der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im sonstigen Ergebnis erfasst und kumuliert in die Rücklage für Sicherungsbeziehungen eingestellt. Der wirksame Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwertes, der im sonstigen Ergebnis erfasst wird, ist begrenzt auf die kumulierte Änderung des beizulegenden Zeitwertes des gesicherten Grundgeschäfts (berechnet auf Basis des Barwertes) seit Absicherungsbeginn. Ein unwirksamer Teil der Veränderungen des beizulegenden Zeitwertes des Derivats wird unmittelbar im Gewinn oder Verlust erfasst.

Der Konzern wendet für die Bilanzierung von allen Sicherungsgeschäften IFRS 9 an.

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

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

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

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

F. FINANZIELLE VERBINDLICHKEITEN, VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN SOWIE SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

Finanzielle Verbindlichkeiten, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Verbindlichkeiten werden erfasst, wenn der Konzern Vertragspartei des die finanzielle Verbindlichkeit begründenden Finanzinstruments wird. Sämtliche finanziellen Verbindlichkeiten werden beim erstmaligen Ansatz zum beizulegenden Zeitwert bewertet.

Für die Folgebewertung werden finanzielle Verbindlichkeiten entweder als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Verbindlichkeiten oder als zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten klassifiziert. Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Verbindlichkeiten umfassen insbesondere die Fremdkapitalkomponente in Zusammenhang mit der Optionsanleihe und vom Konzern abgeschlossene derivative Finanzinstrumente, die nicht als Sicherungsinstrumente in Sicherungsbeziehungen gemäß IFRS 9 designiert sind.

Transaktionskosten, die direkt der Emission von finanziellen Verbindlichkeiten, die nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, zuzurechnen sind, reduzieren den beizulegenden Zeitwert der finanziellen Verbindlichkeit bei Zugang.

6.13. GEZEICHNETES KAPITAL

A. STAMMAKTIEN

Die der Emission von Stammaktien unmittelbar zurechenbaren Kosten werden als Abzug vom Eigenkapital (gegebenenfalls netto nach Steuern) erfasst.

B. RÜCKERWERB UND WIEDERAUSGABE VON EIGENKAPITALANTEILEN (EIGENE ANTEILE)

Wenn im Eigenkapital ausgewiesenes gezeichnetes Kapital zurückgekauft wird, wird der gezahlte Betrag einschließlich der direkt zurechenbaren Kosten unter Berücksichtigung von Steuereffekten vom Eigenkapital abgezogen. Die erworbenen Anteile werden als eigene Anteile klassifiziert. Aufgelder werden in der Kapitalrücklage ausgewiesen. Werden eigene Anteile später veräußert oder erneut ausgegeben, führt dies zur Erhöhung des Eigenkapitals. Ein etwaiger Differenzbetrag ist innerhalb der Kapitalrücklage zu berücksichtigen.

6.14. WERTMINDERUNGEN

A. FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE, DIE ZU FORTGEFÜHRTEN ANSCHAFFUNGSKOSTEN ODER MIT DEM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTET WERDEN

Der Konzern bilanziert Wertminderungen für erwartete Kreditverluste (Expected Credit Losses oder kurz ECL) generell für:

- finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden;

- Schuldinstrumente bewertet zu FVOCI und;
- Vertragsvermögenswerte.

Der Konzern bemisst die Wertminderungen in Höhe der über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverluste, außer für die folgenden Wertberichtigungen, die in Höhe des erwarteten 12-Monats-Kreditverlusts bemessen werden:

- Schuldverschreibungen, die ein geringes Ausfallrisiko zum Bilanzstichtag aufweisen und
- andere Schuldverschreibungen und Bankguthaben, bei den sich das Ausfallrisiko (zum Beispiel das Kreditausfallrisiko über die erwartete Laufzeit des Finanzinstruments) seit dem erstmaligen Ansatz nicht signifikant erhöht hat.

Wertminderungen für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen werden immer in Höhe des über die Laufzeit zu erwartenden Kreditverlusts bewertet.

Bei der Festlegung, ob das Ausfallrisiko eines finanziellen Vermögenswertes seit der erstmaligen Erfassung signifikant angestiegen ist, und bei der Schätzung von erwarteten Kreditverlusten berücksichtigt der Konzern angemessene und belastbare Informationen, die relevant und ohne unangemessenen Zeit- und Kostenaufwand verfügbar sind. Dies umfasst sowohl quantitative als auch qualitative Informationen und Analysen, die auf vergangenen Erfahrungen des Konzerns und fundierten Einschätzungen, inklusive zukunftsgerichteter Informationen, beruhen.

Der Konzern nimmt an, dass das Ausfallrisiko eines finanziellen Vermögenswertes signifikant angestiegen ist, wenn er mehr als 90 Tage überfällig ist. Die 90 Tagen ergeben sich auf Basis einer individuell durchgeführten Analyse.

Der Konzern betrachtet einen finanziellen Vermögenswert als ausgefallen, wenn:

- es unwahrscheinlich ist, dass der Schuldner seine Kreditverpflichtung vollständig an den Konzern zahlen kann, ohne dass der Konzern auf Maßnahmen wie die Verwertung von Sicherheiten (falls welche vorhanden sind) zurückgreifen muss oder
- der finanzielle Vermögenswert mehr als 180 Tage überfällig ist.

Über die Laufzeit erwartete Kreditverluste sind erwartete Kreditverluste, die aus allen möglichen Ausfallereignissen während der erwarteten Laufzeit des Finanzinstruments resultieren.

12-Monats-Kreditverluste sind der Anteil der erwarteten Kreditverluste, die aus Ausfallereignissen resultieren, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Abschlussstichtag (oder einem kürzeren Zeitraum, falls die erwartete Laufzeit des Instruments weniger als zwölf Monate beträgt) möglich sind.

Der bei der Schätzung von erwarteten Kreditverlusten maximal zu berücksichtigende Zeitraum ist die maximale Vertragslaufzeit, in der der Konzern einem Kreditrisiko ausgesetzt ist.

Bemessung erwarteter Kreditverluste

Erwartete Kreditverluste sind die wahrscheinlichkeitsgewichteten Schätzungen der Kreditverluste. Kreditverluste werden als Barwert der Zahlungsausfälle (d. h., die Differenz zwischen den Zahlungen, die einem Unternehmen vertragsgemäß geschuldet werden, und den Zahlungen, die das Unternehmen voraussichtlich einnimmt) bemessen.

Erwartete Kreditverluste werden mit dem Effektivzinssatz des finanziellen Vermögenswertes abgezinst.

Darstellung der Wertminderung für erwartete Kreditverluste in der Bilanz

Wertminderungen auf finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet sind, werden vom Bruttobuchwert der Vermögenswerte abgezogen.

Bei Schuldverschreibungen, die zu FVOCI bewertet sind, wird die Wertminderung im Gewinn oder Verlust erfasst und in das sonstige Ergebnis eingestellt.

Wertminderung

Der Bruttobuchwert eines finanziellen Vermögenswertes wird wertgemindert, wenn der Konzern nach angemessener Einschätzung nicht davon ausgeht, dass der finanzielle Vermögenswert ganz oder teilweise realisierbar ist.

Der Konzern wendet für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Einklang mit dem Standard IFRS 9 den vereinfachten Ansatz des Wertminderungsmodells an. Dieser basiert auf den erwarteten künftigen noch nicht eingetretenen Kreditausfällen.

Der Konzern kategorisiert dazu die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf von Strom in weitestgehend homogenen Gruppen, die ähnliche Charakteristika aufweisen hinsichtlich ihrer geschätzten Ausfallrisiken. Dabei ist von besonderer Bedeutung, ob die Rechte des Konzerns sich unmittelbar aus dem Gesetz ergeben, d. h., ob der Kunde, die dem Konzern zu zahlende Forderung an eigene Stromkunden weiterberechnen kann (EEG-Umlage), oder ob der Kunde ein staatliches Unternehmen oder ein Unternehmen mit u.a. staatlicher Beteiligung ist. Darüber hinaus wird differenziert, ob eine Sicherheit für die Forderungen gestellt wurde und ob diese Sicherheit aus einer Bankbürgschaft oder aus einer Patronatserklärung besteht.

Das Risiko auf Kreditausfall für sonstige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, d. h., die nicht aus dem Verkauf von Strom stammen, wird auf Einzelbasis der Charakteristika der betreffenden Kunden sowie etwaige gestellten Sicherheiten vom Konzern eingeschätzt.

Für sonstige finanzielle Vermögenswerte führt der Konzern eine individuelle Einschätzung über den Zeitpunkt und die Höhe der Abschreibung durch, basierend darauf, ob eine angemessene Erwartung an die Einziehung vorliegt. Der Konzern erwartet keine signifikante Einziehung des abgeschrieben Betrags. Abgeschriebene finanzielle Vermögenswerte können dennoch Vollstreckungsmaßnahmen zur Einziehung überfälliger Forderungen unterliegen, um in Einklang mit der Konzernrichtlinie zu handeln.

Aufgrund des Geschäftsmodells von 7C Solarparks sind die Kunden des Konzerns zum überwiegenden Teil Netzbetreiber und andere Anlagenbetreiber. Bzgl. der Analyse der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen verweisen wir auf Anhangsziffer 26.3.B.

B. NICHT FINANZIELLE VERMÖGENSWERTE

Für nicht finanzielle Vermögenswerte des Konzerns – mit Ausnahme von Vorräten und latenten Steueransprüchen – wird an jedem Abschlussstichtag überprüft, ob ein Anhaltspunkt für eine Wertminderung vorliegt. Ist dies der Fall, wird der erzielbare Betrag des Vermögenswertes geschätzt.

Um zu prüfen, ob eine Wertminderung vorliegt, werden Vermögenswerte in die kleinste Gruppe von Vermögenswerten zusammengefasst, die Mittelzuflüsse aus der fortgesetzten Nutzung erzeugen, die weitestgehend unabhängig von den Mittelzuflüssen anderer Vermögenswerte oder zahlungsmittelgenerierender Einheiten (ZGEs) sind.

Der erzielbare Betrag eines Vermögenswertes oder einer ZGE ist der höhere der beiden Beträge aus Nutzungswert und beizulegendem Zeitwert abzüglich Verkaufskosten. Bei der Beurteilung des Nutzungswertes werden die geschätzten künftigen Cashflows auf ihren Barwert abgezinst, wobei ein Abzinsungssatz vor Steuern verwendet wird, der gegenwärtige Marktbewertungen des Zinseffekts und der speziellen Risiken eines Vermögenswertes oder einer ZGE widerspiegelt.

Eine Wertminderung wird erfasst, wenn der Buchwert eines Vermögenswertes oder einer ZGE seinen/ihren erzielbaren Betrag übersteigt. Wertminderungen werden erfolgswirksam erfasst. Wertminderungen, die im Hinblick auf ZGEs erfasst werden, werden zuerst etwaigen der ZGE zugeordneten Geschäfts- oder Firmenwerten zugeordnet und anschließend den Buchwerten der anderen Vermögenswerte der ZGE (Gruppe von ZGEs) auf anteiliger Basis zugeordnet. Dabei gehen die anderen Vermögenswerte der ZGE inkl. Geschäfts- oder Firmenwert mit deren „bewerteten“ Buchwert in den Wertminderungstest inkl. Geschäfts- oder Firmenwert ein. Das heißt ein individuell auf einzelne Vermögenswerte entfallender Wertminderungsbedarf ist in dem Buchwert der ZGE inklusive Geschäfts- oder Firmenwert bereits berücksichtigt.

Eine Wertminderung des Geschäfts- oder Firmenwertes wird bei eventuellen Wertsteigerungen nicht aufgeholt. Bei anderen Vermögenswerten wird eine Wertminderung nur insofern aufgeholt, als der erzielbare Betrag der zahlungsmittelgenerierenden Einheit deren fortgeführte Anschaffungskosten nicht übersteigt.

6.15. SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Rückstellungen werden für sämtliche externe Verpflichtungen gebildet, soweit die Inanspruchnahme eher wahrscheinlich ist und die Höhe der Rückstellung zuverlässig geschätzt werden kann. Daneben werden Drohverlustrückstellungen für sog. „belastende Verträge“ entsprechend den Vorschriften von IAS 37 gebildet. Bei der Bewertung der Rückstellung wird der wahrscheinlichste Wert, bei einer Bandbreite unterschiedlicher Werte der Erwartungswert angesetzt. Die Ermittlung und Bewertung erfolgen, sofern möglich, anhand vertraglicher Vereinbarungen. Ansonsten basieren die Berechnungen auf Erfahrungen aus der Vergangenheit und Schätzungen des Vorstands.

Langfristige Rückstellungen werden mit dem Barwert angesetzt. Die Ab- bzw. Aufzinsung erfolgt mit Marktzinssätzen, die für den Zeitraum bis zur Erfüllung gelten. Die ergebniswirksame Anpassung wird innerhalb des Finanzierungsaufwands dargestellt.

6.16. LEASINGVERHÄLTNISSE

Siehe auch Anhangsziffer 6.9 Sachanlagen und 17.

Der Konzern wendet seit dem 1. Januar 2019 den Standard IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ nach dem modifiziert retrospektiven Ansatz an.

Im Einklang mit dem Standard IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ bilanziert der Konzern grundsätzlich die Rechte und Pflichten aus Leasingverhältnissen als Leasingnehmer. Dabei handelt es sich im Konzern v. a. um Nutzungsverträge (Miet-, Pacht oder Gestattungsverträge) bzgl. Dach- und Freiflächen sowie Kabeltrassen, die vom Konzern für den Betrieb von Solar-/Windparks langfristig geleast werden.

A. DER KONZERN ALS LEASINGNEHMER

Der Konzern beurteilt bei Vertragsbeginn, ob ein Vertrag ein Leasingverhältnis begründet oder beinhaltet. Dies ist der Fall, wenn der Vertrag dazu berechtigt, die Nutzung eines identifizierten Vermögenswertes gegen Zahlung eines Entgeltes für einen bestimmten Zeitraum zu kontrollieren. Um zu beurteilen, ob der Vertrag das Recht zur Kontrolle eines identifizierten Vermögenswerts beinhaltet, legt der Konzern die Definition eines Leasingverhältnisses nach IFRS 16 zugrunde.

Am Bereitstellungsdatum, also der Tag, an dem der Vermögenswert zur Nutzung durch den Konzern verfügbar ist, erfasst der Konzern einen Vermögenswert innerhalb der Sachanlagen für das Nutzungsrecht („die Nutzungsrechte“) sowie eine Leasingverbindlichkeit. Die Anschaffungskosten dieses Vermögenswertes beinhalten die vorgenannte Leasingverbindlichkeit zuzüglich aller entstandenen anfänglichen direkten Kosten, sowie aller bereits vor oder am Bereitstellungsdatum geleisteten Leasingzahlungen abzüglich etwaiger erhaltener Leasinganreize sowie aller geschätzten Kosten für Rückbau und vergleichbare Verpflichtungen. Der Konzern nimmt die Erleichterungen in Bezug auf den Ansatz von Leasingverhältnissen unterhalb von EUR 5.000,00 nicht in Anspruch.

Der Konzern rechnet dabei aber die Rückbaukosten für Wind- und Solaranlagen diesen Vermögenswerten (Solarparks und Windparks) zu. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Rückbauverpflichtung immanent an den Bau und Betrieb dieser Anlagen (Wind- und Solaranlagen) gebunden ist.

Anschließend werden die Nutzungsrechte vom Bereitstellungsdatum über den kürzeren Zeitraum der jeweiligen Nutzungsdauer der mit dem Nutzungsrecht verbundenen Wind- und Solaranlagen und der Laufzeit des Leasingvertrags (ggf. unter Ansetzung von Verlängerungsoptionen) abgeschrieben. Verfügt der Konzern über eine Kaufoption, was in der Regel nicht der Fall ist, und schätzt diese als hinreichend sicher ein, erfolgt die Abschreibung über die Nutzungsdauer des zugrundeliegenden Vermögenswertes, welche nach den Vorschriften für Sachanlagen ermittelt wird.

Die Folgebewertung erfolgt zu Anschaffungskosten abzüglich etwaiger linearer Abschreibungen und Wertminderungen und angepasst um Neubewertungen der Leasingverbindlichkeit.

Erstmalig wird die Leasingverbindlichkeit zum Barwert der am Bereitstellungsdatum noch nicht geleisteten Leasingzahlungen abgezinst mit dem Leasingverhältnis zugrunde liegenden Zinssatz, oder, wenn sich dieser nicht ohne Weiteres bestimmen lässt, mit dem Grenzfremdkapitalzinssatz des Konzerns. Da der dem Leasingverhältnis zugrundeliegende implizite Zinssatz im Regelfall nicht ohne Weiteres bestimmt werden kann, wendet der Konzern in der Regel den Grenzfremdkapitalzinssatz an. Der Grenzfremdkapitalzinssatz wird ermittelt als der Zinssatz, den ein Leasingnehmer zahlen müsste, wenn er für eine vergleichbare Laufzeit mit vergleichbarer Sicherheit die Mittel aufnehmen würde, die er in einem vergleichbaren wirtschaftlichen Umfeld für einen Vermögenswert mit einem dem Nutzungsrecht vergleichbaren Wert benötigen würde. Dazu ermittelt der Konzern Zinssätze aus verschiedenen Finanzquellen und macht bestimmte Anpassungen, um die Leasingbedingungen und die Art des Vermögenswertes zu berücksichtigen.

Sofern Leasingverhältnisse im Rahmen eines Erwerbs einer Gruppe von Vermögenswerten erworben werden, wendet der Konzern IFRS 3.28B analog an, sodass der Konzern die Leasingverbindlichkeit zum Barwert der verbleibenden Leasingzahlungen (im Sinne von IFRS 16) so berechnet, als handele es sich bei der erworbenen Leasingvereinbarung um eine zum Erwerbszeitpunkt neu geschlossene Vereinbarung. Der Konzern bewertet das Nutzungsrecht mit demselben Betrag wie die Leasingverbindlichkeit und passt diesen Betrag gegebenenfalls an,

je nachdem, ob die Bedingungen der Leasingvereinbarung verglichen mit den Marktbedingungen günstig oder ungünstig sind.

Die in die Bewertung der Leasingverbindlichkeit einbezogenen Leasingzahlungen umfassen:

- Feste Zahlungen, einschließlich de facto fester Zahlungen und Mindestzahlungen von variablen Leasingzahlungen;
- Variable Leasingzahlungen, die an einen Index gekoppelt sind, erstmalig bewertet anhand des am Bereitstellungsdatum gültigen Indexes bzw. (Zins-) Satzes;
- Beträge, die aufgrund einer Restwertgarantie voraussichtlich zu zahlen sind und
- den Ausübungspreis einer Kaufoption, wenn der Konzern hinreichend sicher ist, diese auszuüben;
- Leasingzahlungen für eine Verlängerungsoption, wenn der Konzern hinreichend sicher ist, diese auszuüben, sowie
- Strafzahlungen für eine vorzeitige Kündigung des Leasingverhältnisses, es sei denn, der Konzern ist hinreichend sicher, nicht vorzeitig zu kündigen.

Die Leasingverbindlichkeit wird zum fortgeführten Buchwert unter Nutzung der Effektivzinsmethode bewertet. Sie wird neu bewertet, wenn sich die künftigen Leasingzahlungen aufgrund einer Index- oder (Zins-)Satzänderung verändern, wenn der Konzern seine Schätzung zu den voraussichtlichen Zahlungen im Rahmen einer Restwertgarantie anpasst, wenn der Konzern seine Einschätzung über die Ausübung einer Kauf-, Verlängerungs- oder Kündigungsoption ändert oder sich eine de facto feste Leasingzahlung ändert.

Bei einer solchen Neubewertung der Leasingverbindlichkeit wird eine entsprechende Anpassung des Buchwertes des Nutzungsrechtes vorgenommen bzw. wird diese erfolgswirksam vorgenommen, wenn sich der Buchwert des Nutzungsrechtes auf null verringert hat.

Kurzfristige Leasingverhältnisse und Leasingverhältnisse, die ausschließlich produktionsabhängigen Leasingzahlungen zugrunde liegen:

Der Konzern hat beschlossen, Nutzungsrechte und Leasingverbindlichkeiten für Leasingverhältnisse kürzer als 12 Monate nicht anzusetzen. Der Konzern erfasst die mit diesen Leasingverhältnissen in Zusammenhang stehenden Leasingzahlungen über die Laufzeit des Leasingverhältnisses linear als Aufwand.

Darüber hinaus weist der Konzern keine Nutzungsrechte- und Leasingverbindlichkeiten aus für Leasingverhältnisse, die ausschließlich produktionsabhängigen Leasingzahlungen unterliegen. Diese vollkommen variablen Leasingzahlungen werden im Aufwand erfasst.

Weiterhin wird für Leasingverhältnisse, die einer von der Produktion abhängigen Leasingzahlung unter Ansetzung einer festen Mindestzahlung unterliegen, der über die Mindestzahlung hinausgehende Betrag im Aufwand erfasst.

B. DER KONZERN ALS LEASINGGEBER

Bei Vertragsbeginn oder bei Änderung eines Vertrags, der eine Leasingkomponente enthält, teilt der Konzern das vertraglich vereinbarte Entgelt auf Basis der relativen Einzelveräußerungspreise auf.

Wenn der Konzern als Leasinggeber auftritt, stuft er bei Vertragsbeginn jedes Leasingverhältnis entweder als Finanzierungsleasing oder als Operating-Leasingverhältnis ein.

Zur Einstufung jedes Leasingverhältnisses hat der Konzern eine Gesamteinschätzung vorgenommen, ob das Leasingverhältnis im Wesentlichen alle Risiken und Chancen, die mit dem Eigentum an dem zugrunde liegenden Vermögenswert verbunden sind, überträgt.

Wenn dies der Fall ist, wird das Leasingverhältnis als Finanzierungsleasing eingestuft; wenn nicht, ist es ein Operating-Leasingverhältnis. Im Rahmen dieser Beurteilung berücksichtigt der Konzern bestimmte Indikatoren, wie zum Beispiel, ob das Leasingverhältnis den überwiegenden Teil der wirtschaftlichen Nutzungsdauer des Vermögenswertes umfasst.

Der Konzern bilanziert das Hauptleasingverhältnis und das Unterleasingverhältnis separat, wenn er als zwischengeschalteter Leasinggeber auftritt. Er stuft das Unterleasingverhältnis auf Grundlage seines Nutzungsrechtes aus dem Hauptleasingverhältnis und nicht auf Grundlage des zugrunde liegenden Vermögenswertes ein. Wenn es sich bei dem Hauptleasingverhältnis um ein kurzfristiges Leasingverhältnis handelt, auf das der Konzern die oben beschriebene Ausnahme anwendet, stuft er das Unterleasingverhältnis als Operating-Leasingverhältnis ein.

Wenn eine Vereinbarung Leasing- und Nichtleasingkomponenten enthält, wendet der Konzern IFRS 15 zur Aufteilung des vertraglich vereinbarten Entgeltes an.

Der Konzern wendet die Ausbuchungs- und Wertminderungsvorschriften von IFRS 9 auf die Nettoinvestition in das Leasingverhältnis an. Die bei der Berechnung der Bruttoinvestition in das Leasingverhältnis angesetzten geschätzten, nicht garantierten Restwerte werden vom Konzern regelmäßig überprüft. Leasingzahlungen aus Operating-Leasingverhältnissen werden vom Konzern über die Laufzeit des Leasingverhältnisses linear als Ertrag in den sonstigen Umsatzerlösen erfasst.

7. ERWERB UND VERÄUSSERUNG VON TOCHTERUNTERNEHMEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.2

Üblicherweise erfolgt der Erwerb von Solaranlagen durch den Kauf von Unternehmen, welche die Anlagen als Vermögenswerte halten. Da es sich bei den erworbenen Unternehmen dabei i. d. R. nicht um Unternehmenszusammenschlüsse (siehe Anhangsziffer 6.2.C) handelt, werden solche Erwerbe als Erwerb einer Gruppe von Vermögenswerten und Schulden bilanziert. Diese Erwerbe werden in Anhangsziffer 7.1 dargestellt.

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

7.1. ERWERB VON TOCHTERUNTERNEHMEN IM GESCHÄFTSJAHR 2025

Im Geschäftsjahr 2025 fand der Erwerb von Tochterunternehmen statt, die nach Durchführung des Konzentrationstests als Erwerb von Vermögenswerten und Schulden zu bilanzieren waren.

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

- Immaterielle Vermögenswerte, z. B. erworbene Verträge oder Projektrechte für Solaranlagen, die errichtet sind oder deren Errichtung beabsichtigt wird (siehe Anhangsziffer 18);
- Solaranlagen sowie Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen (siehe Anhangsziffer 17);
- Gebäude und Grundstücke: hauptsächlich diejenigen, auf denen die Wind- und Solaranlagen errichtet wurden oder werden können (siehe Anhangsziffer 17);
- Fremdfinanzierung: hierbei handelt es sich meistens um Projektfinanzierungen mit längeren Laufzeiten sowie Leasingverbindlichkeiten (siehe Anhangsziffer 23);
- Verbindlichkeiten gegenüber dem Veräußerer: im Grundsatz bestehen solche Verbindlichkeiten aus Rechnungen für den Bau oder die Entwicklung der erworbenen Wind- und Solaranlagen;
- Rückbauverpflichtungen für die Wind- und Solaranlagen: diese werden gem. den Bewertungsmethoden (siehe Anhangsziffer 25) des Konzerns angesetzt sowie
- Steueransprüche oder Steuerschulden, die gemäß IAS 12 wie Ertragsteuern zu bewerten sind.

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

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

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

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

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

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

8. GESCHÄFTSBEREICHE

Der Konzern ist fokussiert auf den Verkauf von Strom, den dieser mit eigenen Wind- und Solaranlagen produziert, sodass über 98,8 % der Umsatzerlöse aus diesem Geschäft erzielt werden (i. VJ.: 98,9 %). Daneben gibt es einige Aktivitäten von untergeordneter Bedeutung (jeweils 1,1 % im Geschäftsjahr und 1,1 % im Vorjahr). Diese Nebenaktivitäten beziehen sich auf Verträge für technische und kaufmännische Dienstleistungen bzgl. bestimmter Fondsgesellschaften bzw. Solaranlagen konzernfremder Dritter im In- und Ausland sowie aus Mieteinnahmen von Dritten aus dem PV-Estate (siehe Anhangsziffer 9.1).

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

Die eigenen Solar- und Windkraftanlagen nebst den Nutzungsrechten, die alle damit in Verbindung stehen, stellen zum Ende des Berichtszeitraums 92 % (i. VJ.: 92 %) des langfristigen Vermögens (ohne latente Steuern) des Konzerns dar. Im Vergleich zum vorherigen Berichtszeitraum hat sich der Anteil der Solar- und Windkraftanlagen am langfristigen Vermögen nicht verändert.

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Solarparks	316.745	347.119
Windparks	7.571	8.217
Nutzungsrechte	39.934	42.539
Langfristige Vermögenswerte des Stromverkaufsbetriebs	364.249	397.875
Sämtliche langfristige Vermögenswerte (exkl. latente Steuern)	395.155	434.286
Anteil des Stromverkaufsbetriebs	92%	92%

Die Fokussierung des Konzerns auf den deutschen Markt spiegelt sich deutlich in den Umsatzanteilen nach geographischen Märkten wider. Im Geschäftsjahr 2025 wurde 91,3 % des Umsatzes in Deutschland erzielt (i. VJ.: 93,1 %). Die restlichen Umsatzerlöse erwirtschaftete der Konzern mit einem Anteil von 8,7 % in Belgien (i. VJ.: 6,9 %).

in TEUR	2025		2024	
	Umsatz-	%	Umsatz	%
Deutschland	59.938	91,3 %	58.886	93,1 %
Belgien	5.729	8,7 %	4.389	6,9 %
Gesamt	65.667		63.276	

Das langfristige Vermögen (ohne latente Steuern) wird in den untenstehenden Tabellen dargestellt. Vom gesamten langfristigen Vermögen auf Konzernebene waren 88 % zum Ende des Berichtszeitraums (im Vorjahr 89 %) geographisch Deutschland zuzuordnen.

31.12.2025

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	648	-	648
Immaterielle Vermögenswerte	1.450	-	1.450
Grundstücke und Gebäude	13.239	1.001	14.240
Solarparks	275.899	40.847	316.745
Windparks	7.571	-	7.571
Solarparks im Bau	10.303	350	10.653
Nutzungsrechte	35.328	4.606	39.934
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	277	125	402
Sonstige langfristige Vermögenswerte	2.953	559	3.512
Gesamt	347.666	47.488	395.155
	88%	12%	100%

31.12.2024

in TEUR	Deutschland	Belgien	Gesamt
Geschäfts- oder Firmenwert	1.199	-	1.199
Immaterielle Vermögenswerte	2.877	64	2.941
Grundstücke und Gebäude	13.317	1.012	14.329
Solarparks	304.776	42.343	347.119
Windparks	8.217	-	8.217
Solarparks im Bau	14.555	418	14.973
Nutzungsrechte	37.640	4.899	42.539
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	275	197	472
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.920	578	2.498
Gesamt	384.775	49.511	434.286
	89%	11%	100%

9. UMSATZERLÖSE UND SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.4.

9.1. UMSATZERLÖSE

in TEUR	2025	2024
Verkaufter Strom	64.939	62.562
<i>davon Einnahmen aus der Strompreisswap-Vereinbarung</i>	2.285	3.964
Erlöse aus Dienstleistungen	376	531
Sonstige	353	182
Gesamt	65.667	63.276

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

Die Zunahme der Umsatzerlöse durch Stromverkauf im Vergleich zum Vorjahr um +EUR 2,4 Mio. (+3,8%) ist begründet durch eine höhere Stromproduktion (+EUR 6,1 Mio.). Davon sind +EUR 4,8 Mio. durch bessere Witterungsbedingungen begründet und +EUR 1,3 Mio. durch neu erworbene Solarparks. Dem gegenüber steht eine Verringerung des durchschnittlich erzielten Einspeisepreises mit einem Effekt von -EUR 3,7 Mio.

Die Auswirkung der Swap-Vereinbarungen mit verschiedenen europäischen Energieversorgern auf den erzielten Preis des verkauften Stroms wird erlösmindernd oder -erhöhend in den Umsatzerlösen erfasst. Im Berichtszeitraum wurde aus den Swap-Vereinbarungen eine positive Auswirkung auf die Umsatzerlöse von +EUR 2,3 Mio. (i. VJ: +EUR 4,0 Mio.) verzeichnet, da die Strommarktpreise im Berichtsjahr niedriger waren als die durch die Swaps festgelegten Strompreise. Der fixierte Preis für die Vorjahresperiode waren entsprechend der dort vorherrschenden Marktsituation höher als im Berichtszeitraum.

Die Erträge aus der Erbringung von Dienstleistungen verringerte sich von EUR 0,5 Mio. auf EUR 0,4 Mio. im Vergleich zum Vorjahr. Ursächlich hierfür sind vor allem geringere Serviceleistungen an Fondsunternehmen, die sich im Portfolio befinden.

Der Konzern erwirtschaftete Umsatzerlöse i. H. v. rund EUR 20,5 Mio. mit zwei Kunden, die mehr als 10 % zum Umsatz beitrugen.

9.2. SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.4.

in TEUR	2025	2024
Schadenersatz	1.115	238
Erträge aus "Redispatch 2.0"	4.185	2.127
Ertrag aus der Auflösung von Strompreisswap-Vereinbarungen	-	1.680
Periodenfremde Erträge	216	293
Verkauf von Anlagevermögen	351	8
Auflösung von Rückstellungen	1.255	441
Erlass von Verbindlichkeiten	1.775	-
Zurücknahme von Wertminderungen auf Forderungen	369	-
Auflösung von Wertberichtigungen	22	55
Sonstige Erträge	322	405
Gesamt	9.611	5.248

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

Infolge des Netzstabilitätssteuerungssystems „Redispatch 2.0“ regeln die Netzbetreiber bei Netzüberlastungen im Netzgebiet die Wind- und Solarparks des Konzerns regelmäßig herunter. Der Konzern kann diese Abschaltungen nicht verhindern. Die Netzbetreiber sind dabei fallbezogen gesetzlich zur Zahlung eines Ausgleichs an den Konzern verpflichtet. Diese Ausgleichszahlungen stellen für den Konzern sonstige betriebliche Erträge dar. Bei der Ermittlung der Ausgleichszahlungen sowie bei deren Abrechnung und Auszahlung kann es zu erheblichen Verzögerungen kommen. Solche Ausgleichszahlungen wurden im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 4,2 Mio. (i.VJ.: EUR 2,1 Mio.) erfolgswirksam vereinnahmt. Im Vorjahr wurde eine Strompreisswap-Vereinbarung vorzeitig einvernehmlich aufgelöst. Der Ertrag i. H. v. EUR 1,7 Mio., welchen der Konzern durch die Auflösung vereinnahmen konnte, stellt einen sonstigen betrieblichen Ertrag dar.

Am 28. Februar 2025 wurde eine Dachanlage mit einer Kapazität von 750 kWp veräußert. Der Gewinn i. H. v. EUR 0,4 Mio. wurde in den sonstigen Betrieblichen Erträgen aufgenommen.

Im Geschäftsjahr 2025 gab es einen Erlass von Verbindlichkeiten von EUR 1,8 Mio. sowie eine Umkehr von Wertminderungen auf Forderungen i.H.v. EUR 0,4 Mio. (i.VJ. EUR 0,1 Mio.). Weiterhin konnten im Berichtszeitraum sowie in der Vorjahresperiode periodenfremde Erträge i. H. v. EUR 0,2 Mio. (i.VJ. EUR 0,3 Mio.), Erträge aus Schadenersatz i. H. v. EUR 1,1 Mio. (i. VJ.: EUR 0,2 Mio.) für Diebstähle und Brandereignisse in einzelnen Solaranlagen des Konzerns vereinnahmt werden. Schließlich konnten im Geschäftsjahr Rückstellungen i. H. v. EUR 1,3 Mio. (i.VJ.: EUR 0,4 Mio.) aufgelöst werden.

Es wurden im Berichtszeitraum Zuwendungen der öffentlichen Hand i. H. v. TEUR 49 (i.VJ.: TEUR 36) ertragswirksam vereinnahmt. Diese sind in den sonstigen Erträgen enthalten.

10. BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

10.1. PERSONALAUFWAND

in TEUR	2025	2024
Löhne und Gehälter	1.337	1.289
Vorstandsvergütung	794	576
Soziale Abgaben	197	199
Sonstiger Personalaufwand	143	103
Gesamt	2.471	2.167

Die Personalkosten sind bei einer Zunahme der durchschnittlichen Anzahl der Beschäftigten auf 25 Mitarbeiter (2024: 23) von TEUR 2.167 auf TEUR 2.471 im Berichtszeitraum leicht gestiegen. Die Anzahl der Vorstandsmitglieder ist von zwei im Vorjahreszeitraum auf drei Vorstandsmitglieder seit Februar 2025 angestiegen. Am Ende des Berichtszeitraums wurden im Konzern neben den drei Vorständen 27 Mitarbeiter (2024: 24) beschäftigt.

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

10.2. SONSTIGER BETRIEBSAUFWAND

in TEUR	2025	2024
Verwaltungskosten	1.023	1.644
Kosten Solarparks	8.035	8.039
Erhöhung der Rückstellungen	592	67
Materialaufwand	12	8
Rechts- Beratungs- und Prüfungskosten	1.184	1.354
KfZ- und Reisekosten	208	226
Versicherungen	784	698
Forderungsverluste und Wertminderungen auf Vorräte	825	6.293
Periodenfremde Aufwendungen	155	341
Verlust aus dem Verkauf Anlagevermögen	37	8
Verlust aus dem Verkauf von Tochterunternehmen	0	56
Sonstige	343	354
Gesamt	13.198	19.138

Der sonstige Betriebsaufwand wurde im Vorjahr von Forderungsverlusten und Wertminderungen auf Vorräte i. H. v. EUR 6,3 Mio. signifikant beeinflusst. Dies war fast ausschließlich auf einen Forderungsverlust i. H. v. EUR 5,4 Mio. i.V.m. der Konzerngesellschaft FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG zurückzuführen, welchen der Konzern aufwandswirksam bilanzieren musste. Ein vergleichbarer Geschäftsvorfall liegt im Berichtsjahr nicht vor.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind v.a. die Kosten für den Betrieb der Solarparks des Konzerns enthalten. Dies betrifft u. a. Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung sowie Direktvermarktungskosten und Kosten für die Rasen-/Grünpflege. Die Kosten für die Solarparks sind im Geschäftsjahr 2025 im Vergleich zu 2024 insgesamt unverändert geblieben.

Die Aufwendungen für Reparaturen und Instandhaltung erhöhten sich leicht (+ EUR 0,2 Mio.), im Bereich Greenkeeping kam es zu einer spürbaren Reduktion der Aufwendungen (- EUR 0,1 Mio.), insgesamt führten diese gegenläufigen Entwicklungen dazu, dass der Gesamtbetrag der sonstigen betrieblichen Aufwendungen, ohne Sondereffekte, im Wesentlichen stabil blieb.

Die Verwaltungskosten sind um EUR 0,6 Mio. im Vergleich zum Vorjahr gesunken, aufgrund einer Verschiebung vom Verwaltungsaufwand in die Personalkosten (EUR 0,2 Mio.), Wegfall vom Aufwand i.V.m. Nachhaltigkeitsberichtserstattung (EUR 0,1 Mio.) sowie von Gerichts- und Gerichtsvollzieherkosten i.V.m. Reuden-Süd im Vorjahr (EUR 0,2 Mio.).

Die Rechts-, Beratungs- und Prüfungskosten gingen von TEUR 1.354 in 2024 auf TEUR 1.184 in 2025 zurück. Ein wesentlicher Grund für diese Entwicklung ist der Wegfall der im Vorjahr angefallenen Aufwendungen im Zusammenhang mit der Abwicklung des Erwerbs von FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG (EUR 0,1 Mio.).

10.3. ANDERE LEISTUNGEN AN DIE BESCHÄFTIGTEN

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

11. BETEILIGUNGS- UND FINANZERGEBNIS

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.7.

in TEUR	2025	2024
Zinserträge aus:		
- Zahlungsmitteln & Zahlungsmitteläquivalenten	2	15
- Sonstigen finanziellen Vermögenswerten zu fortgeführten Anschaffungskosten	467	814
Gesamtzinserträge aus finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden	469	828
Dividenden	390	113
Sonstige Finanzerträge	336	221
Währungsumrechnungsdifferenzen	11	3
Ertrag aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	81	0
Sonstige Finanzerträge	818	326
Finanzerträge	1.287	1.166
Finanzielle Verbindlichkeiten bewertet zu fortgeführten Anschaffungskosten:		
Zinsaufwendungen	-5.053	-4.686
Aufzinsung der Rückstellungen	-1.011	-934
Bankkosten, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen	-545	-370
Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten	-769	-778
Ergebnis aus der Equity-Methode	-9	-11
Aufwand aus sonstigen finanziellen Vermögenswerten, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-314	-175
Finanzaufwendungen	-7.709	-6.954
Beteiligungs- und Finanzergebnis	-6.418	-5.788

Die Zinserträge stammen aus flüssigen Mitteln sowie aus Festgeldkonten, die als kurzfristige Finanzanlagen ausgewiesen werden, neben Zinserträgen aus Darlehen, die vom Konzern Dritten gewährt wurden. Die Festgeldkonten sowie die gewährten Darlehen werden zu fortgeführten Anschaffungskosten geführt.

Die Zinsaufwendungen i. H. v. TEUR 5.053 (i. VJ.: TEUR 4.686) betreffen fast hauptsächlich Projektfinanzierungen von Solar-, Windkraftanlagen und PV-Estate i. H. v. TEUR 4.736 (i. VJ.: TEUR 3.886), zuzüglich der Zinsen auf emittierte ungesicherte Anleihen i. H. v. TEUR 279 (i. VJ.: TEUR 755) sowie die Zinsaufwendungen von Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Solaranlagen i. H. v. TEUR 38 (i. VJ.: TEUR 45).

Im Posten Banken, Courtagen und sonstige Finanzaufwendungen ist insbesondere der Aufwand aus der Neubewertung von Projektfinanzierungen i. H. v. TEUR 76 (i. VJ.: TEUR 0) aufgrund der Anpassung des Zinssatzes nach Ablauf der Zinsbindungsfrist enthalten.

12. ERGEBNIS JE AKTIE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.13.

12.1. UNVERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

A. ZURECHNUNG DES GEWINNS AUF STAMMAKTIONÄRE (UNVERWÄSSERT)

in TEUR	2025	2024
Gewinn, den Eigentümern des Mutterunternehmens zurechenbar	-7.819	451
Gewinn, den Inhabern der Stammaktien zurechenbar	-7.819	451

B. GEWICHTETER DURCHSCHNITT DER STAMMAKTIE (UNVERWÄSSERT)

in Tausend Aktien	2025		2024	
Ausgegebene Stammaktien zum 1. Januar	83.034	100 %	82.853	100 %
Auswirkung der ausgeübten Aktienoptionen	0	0 %	181	100 %
Kauf eigener Anteile im Berichtszeitraum	-5.700	33 %	0	0 %
Auswirkung von eigenen Anteilen	-1.667	74 %	-1.667	88%
Kauf eigener Anteile in Vorjahresperiode(n) bis zur Einziehung	-1.667	26 %	0	0 %
Gewichteter Durchschnitt der Stammaktien zum Ende der Berichtsperiode	79.469		81.573	
in EUR	2025		2024	
Ergebnis je Aktie				
Unverwässertes Ergebnis je Aktie (gerundet)	-0,10		0,01	

Bzgl. stattgefundenener Kapitalmaßnahmen mit Stammaktien, die nach dem Bilanzstichtag zustande kamen, wird auf die Anhangsziffer 21.A verwiesen.

12.2. VERWÄSSERTES ERGEBNIS JE AKTIE

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

12.3. OPTIONEN UND BEDINGTES KAPITAL

A. BEDINGTES KAPITAL 2022

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

13. ERTRAGSTEUERN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.8.

13.1. IM GEWINN UND VERLUST ERFASSTE STEUERN

Die Ertragsteuern setzen sich wie folgt zusammen:

in TEUR	2025	2024
Tatsächlicher Steueraufwand		
Laufendes Jahr	4.160	2.904
Ertragsteuern Vorjahr	147	336
Latenter Steuerertrag/-aufwand		
davon aus Entstehung bzw. Auflösung temporärer Differenzen	-4.500	-2.672
davon aus Verlustvorträgen	-273	-379
Ansatz von bisher nicht berücksichtigten steuerlichen Verlusten	0	-792
Änderung der erfassten abzugsfähigen temporären Differenzen	1.806	0
Steuerertrag (-) / Steueraufwand (+)	1.338	-604

Der latente Steueraufwand betrifft im Wesentlichen temporäre Unterschiede bei der Erfassung und Bewertung von Aktiva und Passiva nach den IFRS sowie aus erfolgswirksamen Konsolidierungsvorgängen und Änderungen im Bestand der Verlustvorträge, die sich nicht durch Änderungen des Konsolidierungskreises ergeben.

Sie werden auf Basis der Steuersätze ermittelt, die nach der derzeitigen Rechtslage in den einzelnen Ländern zum Realisationszeitpunkt gelten bzw. erwartet werden.

Der tatsächliche Steueraufwand bestand aus dem Steueraufwand des laufenden Jahres i. H. v. TEUR 4.160 (i. VJ.: TEUR 2.904) zuzüglich dem Aufwand aus Anpassungen des Vorjahres i. H. v. TEUR 147 (i. VJ.: TEUR 336). Tatsächlich wurden im Berichtszeitraum TEUR 4.190 an Ertragsteuern gezahlt (i. VJ.: TEUR 2.816).

13.2. IM SONSTIGEN ERGEBNIS ERFASSTE STEUER

Die im sonstigen Ergebnis erfasste Steuer setzt sich wie folgt zusammen:

in TEUR	2025			2024		
	Vor Steuern	Steuerertrag/ -aufwand	Nach Steuern	Vor Steuern	Steuerertrag/ aufwand	Nach Steuern
Absicherung von Zahlungsströmen	188	-55	132	-3.833	1.127	-2.706
Ausländische Geschäftsbetriebe – Währungsumrechnungsdifferenzen	-14	-	-14	-2	-	-2

13.3. ÜBERLEITUNG DES EFFEKTIVEN STEUERSATZES

Der Konzernsteuersatz ist der in Bayreuth anwendbare deutsche Steuersatz und beträgt für das Geschäftsjahr 29,48 % (i. VJ.: 29,48 %).

Die Überleitungsrechnung vom erwarteten zum ausgewiesenen Steuerergebnis ist nachfolgend dargestellt:

in TEUR	%	2025	%	2024
Ergebnis vor Ertragsteuern	29,48%	-5.180	29,48%	353
Steuern auf der Grundlage des inländischen Steuersatzes		-1.527		104
Steuersatzeffekte ausländischer Steuerrechtskreise	0,08%	-4	41,21%	145
Nicht abziehbare Aufwendungen/ nicht steuerbare Erträge	-0,46%	24	43,63%	154
Temporäre Differenzen und Verluste, für die keine latenten Steuern erfasst wurden	-29,31%	1.519	33,48%	118
Ertragsteuern Vorjahr	-2,83%	147	95,12%	336
Minderung auf Grund bisher nicht berücksichtigter steuerlicher Verluste sowie bisher nicht berücksichtigter temporäre Unterschiede einer früheren Periode	11,76%	-609	-404,84%	-1.428
Änderung der erfassten latenten Steuern	-34,85%	1.806	-	-
Sonstige Steuereffekte	0,30%	-16	-9,32%	-33
Effektiver Steuersatz	-25,83%	1.338	-171,25%	-604

Die Änderung des effektiven Steuersatzes im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr ist im Wesentlichen auf dem Wegfall von temporären Differenzen auf Sachanlagen, für die keine passiven latenten Steuer gebildet waren, aufgrund deren Wertminderung (siehe Anhangangabe 17) zurückzuführen. Dieser Effekt hat den Steuerertrag um EUR 1,5 Mio. verringert. Darüber hinaus sind die erfassten aktiven latenten Steuer aus Steuerverlustvorträgen um EUR 1,8 Mio. angepasst worden. Gegenläufig haben sich die Veränderung bei den nicht berücksichtigten aktiven latenten Steuern (EUR 0,6 Mio.) ausgewirkt.

13.4. NICHT ERFASSTE LATENTE STEUERANSPRÜCHE

Der Konzern hat für eine deutsche Konzerngesellschaft im Geschäftsjahr aktive latenten Steuern i. H. v. EUR 0,4 Mio. auf körperschaftsteuerliche Verlustvorträge sowie aktive latenten Steuern i. H. v. EUR 0,3 Mio. auf gewerbesteuerliche Verlustvorträge nicht angesetzt, da der Konzern für die Beurteilung der Nutzbarkeit einen Planungszeitraum von 6 Jahren zugrunde legt und diese Verluste auf Basis der Steuerplanung zugrunde liegenden Prämissen innerhalb dieses Zeitraumes nicht genutzt werden können. Darüber hinaus wurden aus dem gleichen Grund für eine belgische Konzerngesellschaft aktive latente Steuern i. H. v. EUR 0,4 Mio. auf Verlustvorträgen nicht angesetzt.

Auf temporäre Unterschiede i. H. v. TEUR 401 (i. VJ.: TEUR 495), die im Zusammenhang mit Anteilen an Tochtergesellschaften stehen, wurden keine latenten Steuerschulden angesetzt, da es nicht wahrscheinlich ist, dass sich diese temporären Differenzen in absehbarer Zeit umkehren werden.

13.5 VERÄNDERUNG DER LATENTEN STEUERN IN DER BILANZ

Die aktiven und passiven latenten Steuern zeigen die folgende Entwicklung:

Aktive latente Steuern (in TEUR)	2025	2024	Änderung
Immaterielle Vermögenswerte	207	212	-3%
Sachanlagen	3.122	3.162	-1%
Finanzielle Verbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten	8.774	8.952	-2%
Sonstige langfristige Rückstellungen	4.604	4.243	9%
Steuerliche Verlustvorträge	12.873	13.146	-2%
Andere Posten	999	2.531	-61%
Gesamt	30.578	32.245	-5%
Saldierung der aktiven und passiven latenten Steuern	-20.591	-23.797	-13%
Aktive latente Steuern nach Saldierung	9.987	8.447	18%

Passive latente Steuern (in TEUR)	2025	2024	Änderung
Immaterielle Vermögenswerte	-409	-432	-5%
Sachanlagen (inkl. Nutzungsrechte)	-38.912	-43.567	-11%
Finanzielle Verbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten	-1.207	-1.135	6%
Sonstige langfristige Rückstellungen	-104	-53	96%
Andere Posten	-205	-201	2%
Gesamt	-40.837	-45.388	-10%
Saldierung der aktiven und passiven latenten Steuern	20.591	23.797	-9%
Passive latente Steuern nach Saldierung	-20.247	-21.591	-11%

Eine Aktivierung latenter Steuern aus der Nutzung steuerlicher Verlustvorträge ist insoweit vorzunehmen, als die Wahrscheinlichkeit gegeben ist, dass zukünftige Erträge erwirtschaftet werden und mit bestehenden Verlustvorträgen verrechnet werden können.

Der Konzern hat in mehreren Unternehmen in der laufenden Periode oder der Vorperiode Verluste erlitten. Bei diesen Unternehmen werden, nach Verrechnung mit passiven latenten Steuern, latente Steueransprüche i. H. v. TEUR 6.894 angesetzt. Der Konzern geht davon aus, dass die zukünftigen zu versteuernden Ergebnisse wahrscheinlich ausreichen, um diese latenten Steueransprüche realisieren zu können.

Am Ende des Berichtszeitraums ergab sich somit ein Nettobetrag der passiven latenten Steuern i. H. v. TEUR 10.260 (i. VJ.: TEUR 13.144). Die Veränderung des Nettobetrags der passiven latenten Steuern wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

in TEUR	2025	2024
Nettobetrag der passiven (+) bzw. aktiven (-) latenten Steuern zum 1. Januar	13.144	19.229
Korrektur des Nettobetrags der passiven latenten Steuern zum 1. Januar (vgl. Anhangsziffer 17)	-	-1.158
Latenter Steueraufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung	-2.968	-3.843
im sonstigen Ergebnis erfasste latente Steuern	55	-1.087
Nettozugang passiver latenter Steuern aus Unternehmenserwerben	-	0
Nettoabgang passiver latenter Steuern durch Unternehmensliquidation	-	0
Sonstige Veränderung	29	4
Nettobetrag der passiven (aktiven) latenten Steuern (+/-) zum 31. Dezember	10.260	13.144

14. VORRÄTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.9

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Rohstoffe und Verbrauchsgüter	199	189
Module	1.037	1.140
Gesamt	1.236	1.329

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

Wertmindernd wirkte sich zudem die Bewertung zum Jahresende aus. Entsprechend den Bewertungsgrundsätzen und der Preisentwicklung am Markt wurden die Module zum Jahresende zum Nettoveräußerungserlös bewertet, der unter den Anschaffungskosten lag. Die erforderliche Wertminderung i. H. v. TEUR 8 (i. VJ.: TEUR 651) wurde im sonstigen Betriebsaufwand erfasst.

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

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.1, 6.12 sowie auch Anhangsziffer 26.

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Geleistete Anzahlungen	29	56
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2.998	4.588
Sonstige langfristige Vermögenswerte	1.716	348
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	3.173	3.821
Gesamt	7.915	8.814
Davon Langfristige Vermögenswerte	1.716	348
Davon Kurzfristige Vermögenswerte	6.200	8.465
Gesamt	7.915	8.814

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

Die langfristigen Vermögenswerte sind zum 31. Dezember 2025 im Vergleich zum Vorjahr deutlich von TEUR 348 auf TEUR 1.716 angestiegen. Der Anstieg um rund TEUR 1.368 ist im Wesentlichen auf die erstmalige Erfassung einer langfristigen Forderung gegenüber der Terra-Werk Lerchenberg GmbH zurückzuführen. Dabei handelt es sich um eine Beteiligungsgesellschaft, an der der Konzern einen Anteil von 20 % hält. Weiterhin ist der Anstieg auf die Veränderung des beizulegenden Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung in Höhe von rund EUR 0,1 Mio. zurückzuführen.

Die Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Vergleich zum Vorjahr (- EUR 1,6 Mio.) ist hauptsächlich auf die Abrechnung und Zahlung einer Umsatzabgrenzung aus dem Jahr 2022 i. H. v. 1,0 Mio., die im Zuge eines Rechtsstreits des Konzerns gegen einem Netzbetreiber erfolgte, zurückzuführen.

Die kurzfristigen sonstigen Vermögenswerte belaufen sich zum 31. Dezember 2025 auf TEUR 3.173 gegenüber TEUR 3.821 im Vorjahr. Die Struktur der kurzfristigen sonstigen Vermögenswerte entspricht weitgehend dem Vorjahresniveau. Die Bewegung resultiert vielmehr aus gewöhnlichen periodischen Schwankungen im Rahmen des operativen Geschäfts, insbesondere im Bereich der zeitlichen Abgrenzungen. Außergewöhnliche oder strukturelle Effekte waren im Berichtsjahr nicht zu verzeichnen.

Die sonstigen kurzfristigen Vermögenswerte beinhalten die derivativen Vermögenswerte i. H. v. TEUR 595 (i. VJ.: TEUR 614), die aus dem beilegeten positiven Zeitwert von abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen mit europäischen Nutzunternehmen resultiert, sowie Forderungen aus Umsatzsteuervorauszahlungen i. H. v. TEUR 958 (i. VJ.: TEUR 1.121) sowie Rechnungsabgrenzungen i. H. v. TEUR 434 (i. VJ.: TEUR 426) und sonstige kurzfristige Forderungen i. H. v. TEUR 805 (i. VJ.: TEUR 408).

Die Kredit- und Marktrisiken des Konzerns, die Wertminderungen von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen werden in Anhangsziffer 26 erläutert.

16. KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN SOWIE ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.12.

16.1. KURZFRISTIGE

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Kurzfristige Finanzanlagen	2.405	11.592
Kurzfristige Finanzanlagen	2.405	11.592

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

Zum Bilanzstichtag betragen die kurzfristigen Finanzanlagen insgesamt EUR 2,4 Mio., davon hatten EUR 1,4 Mio. noch eine Laufzeit von länger als drei Monate am Bilanzstichtag.

16.2 ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	15.945	15.196
Sofort abrufbare Sichteinlagen	63.916	66.881
In der Kapitalflussrechnung dargestellte Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	79.862	82.077

Von den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten entfällt ein Betrag von TEUR 7.326 (im Vorjahr: TEUR 4.345) auf die nicht beherrschenden Anteile.

Bei den Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung handelt es sich um Projektreservekonten i. H. v. TEUR 15.490 (i. VJ.: TEUR 14.585), Bausparkonten i. H. v. TEUR 317 (i. VJ.: TEUR 264) sowie sonstige Konten i. H. v. TEUR 139 (i. VJ.: TEUR 347). Diese Konten sind für die jeweilige zugehörige Finanzierung einer Solaranlage an die Bank oder Leasinggesellschaft als Sicherheit hinterlegt, damit die vereinbarten regelmäßigen Kapitaldienstzahlungen (insbesondere in den Monaten Dezember bis Februar) geleistet werden können. Diese gewährten Sicherheiten sind geschäftsartimmanent und dienen damit der Aufrechterhaltung der Zahlungsverpflichtungen im Rahmen der alltäglichen Geschäftsabläufe. Aufgrund der sehr guten Liquiditätssituation wurden diese im Berichtsjahr nicht im Rahmen der gewöhnlichen Kapitaldienstzahlungen in Anspruch genommen.

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

Ausschüttungen betreffen können. Die Beschränkungen gehen jedoch nicht so weit, dass die Gelder nicht für den operativen Betrieb der betreffenden Gesellschaften verwendet werden könnten.

Im Geschäftsjahr wurden durch Konsolidierungskreiserweiterungen (siehe Anhangsziffer 7) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. insgesamt TEUR 285 (i. VJ.: TEUR 950) miterworben.

Die Zahlungsmittel, die eingeschränkt und uneingeschränkt Verfügungsberechtigt sind, werden separat in Anhangsziffer 26 dargestellt.

17. SACHANLAGEN

17.1. SACHANLAGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.10 und 6.14.

2025

in TEUR	Anhangs- ziffer	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Wind- parks	Nutzungs- rechte	BGA*	Solar- parks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2025		15.258	600.762	12.376	53.414	1.487	14.997	698.293
Umgliederung							-25	-25
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7.1		1.208					1.208
Zugänge durch Investitionen		28	6.173		20	53	8.787	15.060
Sonstige Zugänge	25		1.906					1.906
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen			-573		-74	-25		-673
Umgliederung			13.107				-13.107	0
Umgliederung von Immateriellen Anlagevermögen	18		1.468					1.468
Neubewertung					-13			-13
Stand zum 31. Dezember 2025		15.286	624.051	12.376	53.345	1.514	10.653	717.226
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2025		-929	-253.643	-4.157	-10.871	-1.015	-25	-270.646
Umgliederung							25	25
Abschreibungen		-118	-33.669	-646	-2.539	-97		-37.068
Wertminderungen			-20.179					-20.179
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen			186					186
Stand zum 31. Dezember 2025		-1.047	-307.305	-4.803	-13.412	-1.112	0	-327.678
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2025		14.329	347.119	8.217	42.539	472	14.974	427.649
Stand zum 31. Dezember 2025		14.240	316.745	7.571	39.934	402	10.653	389.544

2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	Grund- stücke und Gebäude	Solarparks	Windparks	Nutzung rechte	BGA*	Solar- parks im Bau	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten								
Stand zum 1. Januar 2024		15.253	583.374	12.366	50.955	1.405	16.073	679.425
Abgänge durch Korrektur von Anschaffungskosten am 1. Januar 2024	13.5		-1.158					-1.158
Zugänge durch Konsolidierungskreisänderungen	7				786		2.988	3.775
Zugänge durch Investitionen		5	2.563	10	1.686	102	10.819	15.185
Sonstige Zugänge	25		1.015					1.015
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen						-20		-20
Umgliederung			14.884				-14.884	-
Umgliederung von Immateriellen Anlagevermögen	18		86					86
Neubewertung					-13			-13
Stand zum 31. Dezember 2024		15.258	600.762	12.376	53.414	1.487	14.997	698.293
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen								
Stand zum 1. Januar 2024		-815	-217.101	-3.055	-8.416	-951	-25	-230.366
Abschreibungen		-114	-33.248	-673	-2.459	-83		-36.577
Wertminderungen			-3.294	-429				-3.723
Abgänge aus Verkauf von Anlagevermögen		4				20		20
Stand zum 31. Dezember 2024		-929	-253.643	-4.157	-10.871	-1.015	-25	-270.646
Buchwerte								
Stand zum 1. Januar 2024		14.437	366.271	9.308	42.541	454	16.050	449.060
Stand zum 31. Dezember 2024		14.329	347.119	8.217	42.539	472	14.974	427.649

Es wurden im Berichtsjahr Wertminderungen von Solar- und Windanlagen i. H. v. EUR 20,2 Mio. (i. VJ.: EUR 3,7 Mio.) vorgenommen aufgrund von marktbedingten Faktoren, die erstens auf die Entwicklungen im Strommarkt zurückzuführen sind, wobei die allgemeinen Preissenkungen auf den Energierohstoffmärkten von der Zunahme des Anteils von Solarstrom in der gesamten Stromerzeugung verstärkt werden und zu geringeren erwarteten Solarstrompreisen führen. Dies wirkt sich insbesondere auch auf den Wert einer Solaranlage in der Periode nach dem Einspeisevergütungszeitraum aus. Daneben haben sich die zu verwendenden Vorsteuer-Diskontierungszinssätze, aufgrund der Änderungen auf dem Kapitalmarkt, erhöht.

Wir haben zum Bilanzstichtag einen Werthaltigkeitstest für unsere Solar- und Windkraftanlagen durchgeführt sofern es hierfür Anhaltspunkte gab.

Für Zwecke des Werthaltigkeitstests wurden die Vermögenswerte in zahlungsmittelgenerierende Einheiten (ZGE) zusammengefasst, die den niedrigsten Ebenen entsprechen, auf denen weitgehend unabhängige Cashflows identifizierbar sind. Die Ermittlung des erzielbaren Betrags erfolgte auf Basis des Nutzungswerts. Dabei wurden die erwarteten künftigen Cashflows auf Basis der aktuellen Planungen des Managements abgeleitet und mit einem Abzinsungssatz (WACC) vor Steuern von 5,87% diskontiert.

Die Planannahmen umfassen im Wesentlichen den jeweiligen Einspeisevergütungssatz, die erwarteten Strompreise, den Abschluss von künftigen Strompreisswap-Vereinbarungen, die Produktionsmengen, die

Betriebskosten sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen. Wesentliche Parameter wie die erwartete Anlagenverfügbarkeit und Instandhaltungskosten wurden ebenfalls berücksichtigt.

Auf Grundlage der durchgeführten Werthaltigkeitstests ergab sich eine Wertminderung in Höhe von EUR 20,2 Mio.

Sensitivitätsanalysen wurden durchgeführt, um die Auswirkungen möglicher Änderungen wesentlicher Parameter auf den erzielbaren Betrag zu bewerten. Eine Erhöhung des Abzinsungssatzes (WACC) um +1 Prozentpunkt würde zu einem zusätzlichen Wertminderungsbedarf in Höhe von EUR 6,6 Mio. führen. Eine Abnahme des EPEX Spot Solar Strompreises um 10 EUR würde zu einem zusätzlichen Wertminderungsbedarf in Höhe von EUR 10,3 Mio. führen. Eine Zunahme der operativen Kosten um 10% würde zu einem zusätzlichen Wertminderungsbedarf in Höhe von EUR 3,7 Mio. führen.

Solarparks, Windkraftanlagen sowie Gebäude und Grundstücke mit einem Buchwert i. H. v. EUR 247 Mio. dienen zur Sicherung der in Anhangsziffer 23.1 erläuterten Finanzverbindlichkeiten.

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

17.2. DETAILS DER NUTZUNGSVERTRÄGE

2025

ANSCHAFFUNGSWERTE						
Nutzungsverträge i. V. m.	Grund- stücke	Solar- parks	Gestattungs- verträge Solarparks	Gestattungs- verträge Windparks	Sonstigem Anlage- vermögen	Summe
in TEUR						
Stand zum 1. Januar 2025	91		51.445	1.589	291	53.412
Zugänge durch Abschluss neuer Nutzungsverträge			20			20
Abgänge			-74			-74
Neubewertung			-13			-13
Stand zum 31. Dezember 2025	91		51.378	1.589	291	53.344
KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN						
Stand zum 1. Januar 2025			-10.284	-376	-215	-10.873
Zugänge durch Abschreibungen			-2.450	-68	-21	-2.539
Stand zum 31. Dezember 2025			-12.734	-444	-236	-13.322
BUCHWERTE						
Stand zum 1. Januar 2025	91		41.161	1.213	76	42.539
Stand zum 31. Dezember 2025	91		38.644	1.145	55	39.934

2024

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

Der Konzern least mehrere Vermögenswerte, darunter ein Grundstück, eine Solaranlage sowie Gebäudedächer, Freiflächen, Kabeltrassen für Solar- und Windparks und im geringen Umfang Büroräume. Die durchschnittliche Laufzeit der Nutzungsrechte i. V. m. Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks beträgt zum Bilanzstichtag 19,3 Jahre.

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

Es sind keine Nutzungsverträge im Geschäftsjahr (außer-)planmäßig ausgelaufen.

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

18. GESCHÄFTS- ODER FIRMENWERT SOWIE IMMATERIELLE VERMÖGENSWERTE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.11 und 6.14.B.

18.1. ÜBERLEITUNG DES BUCHWERTES

2025

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2025		5.688	1.722	3.540	113	11.063
Erwerbe				547		547
Umgliederung in die Sachanlagen	17			-1.468		-1.468
Stand zum 31. Dezember 2025		5.688	1.722	2.619	113	10.142
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2025		-4.489	-642	-1.682	-109	-6.922
Abschreibungen			-89		-3	-92
Wertminderungen		-551		-480		-1.031
Stand zum 31. Dezember 2025		-5.041	-732	-2.162	-112	-8.046
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2025		1.199	1.080	1.859	4	4.140
Stand zum 31. Dezember 2025		648	991	457	1	2.096

2024

in TEUR	Anhangs- ziffer	Geschäfts- oder Firmenwert	Erworbene Verträge	Projekt rechte	Sonstige	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten						
Stand zum 1. Januar 2024		5.688	1.786	1.932	113	9.519
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			-64			-64
Erwerbe				1.694		1.694
Umgliederung in die Sachanlagen	17			-86		-86
Stand zum 31. Dezember 2024		5.688	1.722	3.540	113	11.063
Kumulierte Abschreibungen und Wertminderungsaufwendungen						
Stand zum 1. Januar 2024		-4.489	-606	-1.005	-109	-6.209
Abschreibungen			-89			-89
Wertminderungen				-677		-677
Abgänge aus sonstigen Konsolidierungskreisänderungen			53			53
Stand zum 31. Dezember 2024		-4.489	-642	-1.682	-109	-6.922
Buchwerte						
Stand zum 1. Januar 2024		1.199	1.180	927	4	3.309
Stand zum 31. Dezember 2024		1.199	1.080	1.859	4	4.140

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

Der Konzern erwarb im Geschäftsjahr neuen Projektrechte für die Entwicklung von Solarparks i. H. v. EUR 0,5 Mio. (i. VJ.: EUR 1,7 Mio.). Eine Umgliederung von TEUR 1.468 in die Sachanlagen erfolgte im Zusammenhang mit Projekten bei denen die Solaranlagen ans Netz angeschlossen wurden.

18.2. ABSCHREIBUNGEN

Da die erworbenen Verträge zeitlich befristet sind, unterlagen sie im Geschäftsjahr planmäßigen Abschreibungen i. H. v. TEUR 89 (i. VJ.: TEUR 89).

18.3. WERTMINDERUNGEN

Zum Jahresende wies der Konzern Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von TEUR 648 (i. Vj.: TEUR 1.199) aus. Diese Abnahme ist auf die im Geschäftsjahr vorgenommene Wertminderung des dem „Sun-X-PV-Portfolio (inkl. Säritz Solar)“ zugeordneten Geschäfts- oder Firmenwertes, zurückzuführen. Der verbleibende Geschäfts- oder Firmenwert besteht ausschließlich aus dem Goodwill des Betriebsführungsgeschäfts.

Die weiteren Annahmen, die der Konzern dabei getroffen hat, sind wie folgt:

A. SUN-X-PV PORTFOLIO

Die Sachanlagen der zahlungsmittelgenerierenden Einheit (ZGE) „Sun-X“ wurden zum Ende des Geschäftsjahrs auf Werthaltigkeit getestet. Aus diesem Test gab sich, dass aufgrund der in Anhangangabe 17.1 beschriebenen Gründe ein Wertminderungsbedarf bestand. Diese Wertminderung wurde entsprechend IAS 36.104 zuerst dem Goodwill dieser ZGE zugeordnet, sodass der Geschäfts- oder Firmenwert im Berichtsjahr mit einem Betrag i.H.v. TEUR 551 wertgemindert wurde.

B. BETRIEBSFÜHRUNGSGESCHÄFT

Annahmen zur Ertragskraft der verwalteten Solaranlagen, basiert insbesondere auf Annahmen bzgl. Einstrahlung, Performance Ratio und Einspeisevergütung. Die Detailplanungsphase beträgt dabei 7 Jahre, was der erwarteten Restlaufzeit des Betriebsführungsgeschäft entspricht. Dieses wiederum leitet sich aus der erwarteten Restnutzungsdauer der verwalteten Solaranlagen ab. Eine ewige Rente wurde nicht angenommen. Die angesetzten Kosten basieren auf bestehenden Verträgen und auf erwarteten Kosten auf Basis von Erfahrungswerten der Vergangenheit.

C. PROJEKTRECHTE

Die Projektrechte umfassen im Wesentlichen entgeltlich erworbene Entwicklungsrechte für Solarparkprojekte in unterschiedlichen Planungsstadien. Im Geschäftsjahr 2025 erwarb der Konzern neue Projektrechte in Höhe von TEUR 547, die dem Aufbau des zukünftigen Projektportfolios dienen. Im Rahmen der Projektfortschritte wurden zudem Projektrechte in Höhe von TEUR 1.468 in die Sachanlagen umgegliedert, da die betreffenden Projekte in die Phase übergingen, in der die Solaranlagen an das Netz angeschlossen wurden. Im Geschäftsjahr 2025 musste der Konzern ein Projektrecht i.H.v. TEUR 480 abwerten auf einer deutsche Solaranlage, die sich in Entwicklung bezieht. Der Konzern hat dem Projekt einem Werthaltigkeitstest unterzogen woraus hervorging, dass der ermittelte Nutzungswert unter dem Buchwert lag, sodass eine Wertminderung i.H.v. TEUR 480 verzeichnet werden musste.

19. NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETE FINANZANLAGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.12, 6.14.

19.1. AUFSTELLUNG DER NACH DER EQUITY-METHODE BEWERTETEN FINANZANLAGEN

in TEUR	2025	2024
Viriflux BV	531	538
Infrastrukturgesellschaft Bischheim GmbH & Co. KG	8	8
Terra-Werk Clean Lerchenberg GmbH	3	4
Solarpark Zerre Infrastruktur GbR	4	-
Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	-	-
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	546	548

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

19.2. ASSOZIIERTE UNTERNEHMEN

A. VIRIFLUX BV

in TEUR	2025	2024
Eigentumsanteil	50 %	50 %
Langfristige Vermögenswerte	1.131	1.173
Kurzfristige Vermögenswerte (einschließlich Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten – 2025: 268 TEUR/2024: 175 TEUR)	292	265
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich langfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2025: 352 TEUR/2024: 359 TEUR)	-352	-359
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich kurzfristiger finanzieller Schulden mit Ausnahme von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Verbindlichkeiten sowie Rückstellungen – 2025: -6 TEUR/2024: -0 TEUR)	-10	-2
Nettovermögen (100%)	1.062	1.077
Anteil des Konzerns am Nettovermögen (50 %)	531	539
Buchwert des Anteils		
Umsatzerlöse	56	51
Zinsaufwendungen	-8	-12
Gewinn und Gesamtergebnis (100 %)	-15	-19
Gesamtergebnis (50 %)	-7	-10

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

20. ANDERE FINANZANLAGEN

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

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Genossenschaftsanteile	85	85
Aktien- und Anteilbestand	907	1.256
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps	261	260
Andere Finanzanlagen	1.253	1.602

Die anderen Finanzanlagen bestehen einerseits, wie im Vorjahr, aus Genossenschaftsanteilen an Finanzinstituten, die der Konzern in Rahmen von Geschäftsverbindungen mit den jeweiligen Banken hält. Hauptsächlich bestehen diese Finanzanlagen jedoch aus Geschäftsanteilen an Fondsgesellschaften, die vom Konzern verwaltet werden. Die Anschaffungskosten der am Bilanzstichtag ausgewiesenen anderen Finanzanlagen betragen TEUR 907 (i. VJ.: TEUR 1.256). Schließlich enthält diese Bilanzposition auch Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps (EUR 0,3 Mio.), die der Konzern zur Abdeckung von Zinsrisiken abgeschlossen hat. Informationen darüber, inwieweit der Konzern Zinsänderungs-, Währungs- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt ist, sind in der Anhangsziffer 26 dargestellt.

21. EIGENKAPITAL

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.13.

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

21.1. GEZEICHNETES KAPITAL UND KAPITALRÜCKLAGE

A. AUSGABE VON STAMMAKTIEN

Im Berichtszeitraum wurden keine neuen Stammaktien der Gesellschaft ausgegeben.

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

Zum Ende der Berichtsperiode hat der Konzern 5.700.000 (i. VJ.: 449.176) eigen Aktien gehalten.

B. ENTWICKLUNG DER ANZAHL DER IM UMLAUF BEFINDLICHEN AKTIEN

	Tsd. Aktien
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2024	82.853
Ausgabe von Stammaktien im Jahr 2024	181
Im Umlauf befindliche Aktien zum 1. Januar 2025	83.034
Einziehung eigener Aktien im Jahr 2025	-1.666
Im Umlauf befindliche Aktien zum 31. Dezember 2025	81.368
<i>davon durch den Konzern gehaltene eigene Aktien</i>	<i>5.700</i>

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

C. BEDINGTES KAPITAL 2022

Die ordentliche Hauptversammlung vom 21. Juli 2022 hat beschlossen, dass das Grundkapital um bis zu EUR 38.181.236,00 durch Ausgabe von bis zu 38.181.236 neuen, auf den Inhaber lautenden Stückaktien mit Gewinnberechtigung ab Beginn des letzten Geschäftsjahres, für das noch kein Gewinnverwendungsbeschluss gefasst wurde, bedingt erhöht wird (Bedingtes Kapital 2022). Das bedingte Kapital 2022 beträgt nach teilweiser Ausnutzung durch die Ausgabe von 186.450 Aktien aus ausgeübten Optionen im Zusammenhang mit der am 23. Mai 2023 begebenen Optionsanleihe (siehe Anhangsziffer 12) im Berichtsjahr noch EUR 37.994.786.

D. GENEHMIGTES KAPITAL 2023

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

21.2. ART UND ZWECK DER RÜCKLAGEN

A. KAPITALRÜCKLAGE

in TEUR	2025	2024
Stand zu Beginn des Jahres	103.833	103.356
Einziehung von eigenen Aktien	-3.983	-
Ausgeübte Optionen von Optionsanleihe	-	476
Transaktionskosten direkt im Eigenkapital erfasst	-71	-1
Stand zum Ende des Jahres	99.779	103.833

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

Die Transaktionskosten i. H. v. TEUR 71 (i. VJ.: TEUR 1) wurden direkt im Eigenkapital erfasst. Ein latenter Steueraufwand wurde auf solche Transaktionskosten nicht angesetzt.

B. GEWINNRÜCKLAGE

in TEUR	2025	2024
Stand zu Beginn des Jahres	37.871	42.303
Transaktionen mit nicht beherrschenden Anteilen	122	-
Auf Aktionäre der 7C Solarparken AG entfallendes Periodenergebnis	-7.819	451
Dividenden	-	-4.882
Stand zum Ende des Jahres	30.175	37.781

Im Vorjahr wurden EUR 0,06 je Aktie an die Aktionäre der 7C Solarparken AG ausgeschüttet. Dies entspricht einer Gesamtausschüttung von TEUR 4.882.

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat beschlossen, auf der nächsten Hauptversammlung 2026 keine Dividendenausschüttung vorzuschlagen.

C. RÜCKLAGE FÜR EIGENE ANTEILE

Am Ende des Berichtszeitraums hatte die Gesellschaft 5.700.000 Aktien zu einem durchschnittlichen Kurs von EUR 1,83 je Aktie zurückgekauft und dafür TEUR 10.424.716 aufgewendet. In Höhe dieses Betrags wurde eine Rücklage für eigene Anteile gebildet.

in TEUR

Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2024	-1.573
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2024	-4.076
Rücklage für eigene Anteile zum 1. Januar 2025	-5.649
Einziehung eigener Aktien im Jahr 2025	5.649
Erwerb von eigenen Anteilen im Jahr 2025	-10.425
Rücklage für eigene Anteile zum 31. Dezember 2025	-10.425

C.1. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2023

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

C.2. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM 2025

Der Vorstand der Gesellschaft hat am 3. April 2025 mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, einen Rückkauf von bis zu 4.545.454 Aktien der Gesellschaft zu einem Gesamtkaufpreis (ohne Erwerbsnebenkosten) von bis zu EUR 10,0 Mio. über die Börse durchzuführen. Der Aktienrückkauf erfolgt auf der Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung der Gesellschaft vom 6. Juni 2024.

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).

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 19. November 2025 auf Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 zum Erwerb eigener Aktien gemäß § 71 Abs. 1 Nr. 8 AktG mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, die Anzahl der eigenen Aktien, die im Rahmen des am 3. April 2025 beschlossenen und am 11. August 2025 abgeänderten Aktienrückkaufprogramms über die Börse zurückgekauft werden sollen, zu erhöhen. Die Anzahl der eigenen Aktien, welche zurückgekauft werden sollen, wurde auf bis zu 2.500.000 Aktien erhöht. Der Maximalpreis blieb unverändert auf höchstens EUR 1,85 je Aktie.

Die 7C Solarparken AG hat am 2. Dezember 2025 aufgrund des Erreichens des maximalen Volumens von zurückzukaufenden Aktien erfolgreich abgeschlossen. Im Gesamtzeitraum des Aktienrückkaufs vom 3. April 2025 bis einschließlich 2. Dezember 2025 wurden insgesamt 2.500.000 eigene Aktien (ISIN DE000A11QW68) erworben. Dies entspricht rd. 3,1 % des Grundkapitals. Der gerundete an der Börse gezahlte Kaufpreis betrug durchschnittlich EUR 1,74 je Aktie. Insgesamt wurden Aktien zu einem Gesamtkaufpreis von EUR 4.344.705,10 zurückgekauft (ohne Erwerbsnebenkosten).

C.3. AKTIENRÜCKKAUFPROGRAMM II 2025

Der Vorstand der 7C Solarparken AG hat am 17. Juli 2025 auf Grundlage der Ermächtigung der Hauptversammlung vom 4. Juni 2025 zum Erwerb eigener Aktien gemäß § 71 Abs. 1 Nr. 8 AktG mit Zustimmung des Aufsichtsrats der Gesellschaft beschlossen, bis zu 1.600.000 Aktien der 7C Solarparken AG (ca. 2 % des Grundkapitals) im Rahmen eines an alle Aktionäre gerichteten freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots an einem Angebotspreis von EUR 1,90 je Aktie zu erwerben. Die Annahmefrist endete am 11. August 2025 24:00 Uhr (MEZ).

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

Im Rahmen des freiwilligen öffentlichen Aktienrückkaufangebots wurden insgesamt 3.200.000 eigene Aktien (ISIN DE000A11QW68) erworben. Dies entspricht rd. 3,9 % des Grundkapitals. Der Angebotspreis betrug EUR 1,90 je Aktie. Insgesamt wurden somit Aktien zu einem Gesamtkaufpreis von EUR 6.080.000,00 zurückgekauft (ohne Erwerbsnebenkosten).

D. WÄHRUNGSUMRECHNUNGSRÜCKLAGE

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

in TEUR

Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2024	-7
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2024	-3
Währungsumrechnungsrücklage zum 1. Januar 2025	-10
Sonstiges Ergebnis aus Währungsumrechnung im Jahr 2025	-14
Währungsumrechnungsrücklage zum 31. Dezember 2025	-24

E. SONSTIGES ERGEBNIS AUS HEDGING

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

in TEUR

Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2024	3.353
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2024 inkl. latenten Steuern	-2.706

Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 1. Januar 2025	647
Änderungen des sonstigen Ergebnisses durch Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente im Jahr 2025 inkl. latenten Steuern	132
Sonstiges Ergebnis aus Hedging zum 31. Dezember 2025	779

Die Änderungen des sonstigen Ergebnisses resultieren aus Marktänderungen der als Hedge-Accounting designierten Finanzinstrumente i. H. v. EUR 0,1 Mio.

Es handelt sich um das sonstige Ergebnis aus dem verbleibenden Strompreisswap-Vereinbarung mit einem großen europäischen Stromversorger für die kommenden zwei Geschäftsjahre i. H. v. EUR 0,7 Mio. (vgl. Anhangsziffer 15). Gegenläufig hat sich das positive sonstige Ergebnis nach Steuern aus dem effektiven Teil der Zinsswaps, die bereits in vergangenen Berichtsperioden bestanden, i. H. v. EUR 0,1 Mio. ausgewirkt.

Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023:

in TEUR

Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023 zum 31. Dezember 2023	3.752
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-6.523
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	2.771
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023 zum 31. Dezember 2024	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	-
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023 zum 31. Dezember 2025	0

Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023:

in TEUR

Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2023	646
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-1.147
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	946
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2024	445
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	-1.446
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	1.001
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023 zum 31. Dezember 2025	0

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2023	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-235
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	193
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2024	-42
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	-390
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	432
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2025	0

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-55
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	55
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2024	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	-
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2025	0

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-66
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2024	-66
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	66
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2025	0

Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Mai 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	170
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2024	170
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	-1.103
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	933
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024 zum 31. Dezember 2025	0

Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024:

in TEUR

Erfassung der Strompreisswap-Vereinbarung im Oktober 2024 zum Zeitwert	0
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2024	-1
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2024	-
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024 zum 31. Dezember 2024	-1
Änderungen des Zeitwerts der Strompreisswap-Vereinbarung im Geschäftsjahr 2025	775
Änderung des sonstigen Ergebnisses aufgrund der Reklassifizierung in die Gewinn- und Verlustrechnung im Geschäftsjahr 2025	-81
Zeitwert der Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024 zum 31. Dezember 2025	693

22. KAPITALMANAGEMENT

Siehe Anhangsziffern 16 und 23 sowie den Eigenkapitalspiegel.

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

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

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

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

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Kurzfristige und langfristige Finanzverbindlichkeiten	176.134	204.491
Kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten	39.727	42.232
Finanzvermögenswerte aus Zinsswaps, die erfolgswirksam zum Zeitwert bewertet werden	-261	-260
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente*	-79.862	-82.077
Abzüglich kurzfristige Finanzanlagen	-2.405	-11.592
Abzüglich kurzfristige und langfristige Leasingverbindlichkeiten gem. IFRS 16 i. V. m. Nutzungsrechten aus Gestattungsverträgen von Solar- und Windparks	-37.043	-38.942
Nettoverschuldung	96.290	113.852
Eigenkapital ohne Hedging Reserve	218.315	238.020
Bilanzsumme	496.335	547.076
Eigenkapitalquote (in %)	44,0	43,5

* davon TEUR 15.945 (i. VJ.: TEUR 15.196) mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung.

23. FINANZVERBINDLICHKEITEN

23.1. KONDITIONEN- UND VERBINDLICHKEITENSPIEGEL

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Langfristige Schulden		
Gesicherte Bankdarlehen	142.353	141.593
Ungesicherte Anleihen	6.728	6.750
Langfristige Leasingverbindlichkeiten	38.064	38.895
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	2	5
Gesamt	187.148	187.243
Kurzfristige Schulden		
Kurzfristig fälliger Teil gesicherter Bankdarlehen sowie Zinsabgrenzungen	26.921	34.039
Kurzfristiger fälliger Teil ungesicherter Anleihen sowie Zinsabgrenzungen	130	22.104
Kurzfristig fälliger Teil der Leasingverbindlichkeiten	1.663	3.337
Gesamt	28.713	59.480

Informationen darüber, inwieweit der Konzern Zinsänderungs-, Währungs- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt ist, sind in der Anhangsziffer 26 dargestellt.

23.2. BANKDARLEHEN

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

in TEUR	Zins- bindung	Zinssatz	Fälligkeits- jahr	31. Dezember 2025		31. Dezember 2024	
				Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
7C Solarparken NV	k.A.	EURIBOR3M +1,75 %	2025-27	262	267	437	450
7C Solarparken AG	05.05.26	1,76 %	2017-26	557	557	653	653
	31.07.27	1,51 %	2017-31	593	593	679	679
	31.12.32	1,55 %	2017-32	1.188	1.177	1.358	1.345
	31.12.32	2,10 %	2017-32	262	259	229	296
	30.12.26	1,68 %	2019-36	3.674	3.646	4.602	4.571
	30.09.29	1,13 %	2019-37	338	338	366	366
	k.A.	EURIBOR 3M +1,50 %	2023-29	9.750	9.730	9.750	9.725
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,20 %	2023-33	8.000	7.971	9.000	8.967
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,50 %	2025-30	18.000	17.936	-	-
	k.A.	EURIBOR 3M +1,45 %	2025-30	5.250	5.230	-	-
Tannhäuser Solar UG	30.12.34	1,90 %	2017-25	-	-	373	373
Soldardach Gutenberg GmbH & Co.	30.03.25	2,04 %	2019-28	363	363	495	496
Sabrina Solar BV	16.08.29	1,69 %	2017-29	202	202	257	257
Solar4Future Diest NV	31.12.26	5,70 %	2017-26	480	466	933	957
Solarpark Green GmbH	30.06.25	4,75 %	2017-25	-	-	62	62
Solarpark Heretsried GmbH	30.12.25	2,13 %	2017-25	-	-	730	728
	30.03.25	3,49 %	2017-25	-	-	255	256
	30.03.25	2,16 %	2017-29	1.483	1.483	1.854	1.854
Solarpark Longuich GmbH	30.12.25	2,13 %	2017-25	-	-	760	757
Solarpark Oberhörbach GmbH	30.12.25	2,13 %	2017-25	-	-	515	511
Solarpark Neudorf GmbH	31.05.28	1,35 %	2020-27	122	122	171	171
	30.06.27	1,95 %	2017-27	296	296	497	497
	30.03.25	3,99 %	2019-26	62	62	156	159
Melkor UG	30.11.27	2,75 %	2017-27	95	95	145	144
	31.01.27	3,07 %	2017-28	50	50	99	99
	30.06.26	1,96 %	2017-26	84	84	251	251
Soldardach Wandersleben GmbH & Co. KG	31.03.26	2,59 %	2017-26	63	63	315	315
	30.12.25	2,53 %	2018-25	-	-	9	9
Soldardach LLG GmbH	31.12.32	1,65 %	2017-32	415	411	475	470
	30.12.34	2,10 %	2017-34	591	585	657	650
	30.12.31	2,30 %	2018-36	374	374	410	410
	30.12.28	1,80 %	2019-37	275	275	299	299
Soldardach Stieten GmbH & Co. KG	31.12.26	2,26 %	2017-26	207	206	414	414
Soldardach Steinburg GmbH	30.03.27	1,45 %	2017-35	411	410	452	451
Soldardach Neubukow GmbH & Co. KG	31.12.26	2,07 %	2017-26	186	187	373	373
ProVireo Solarpark 3 Schönebeck GmbH & Co. KG	30.09.30	1,54 %	2017-30	1.154	1.158	1.397	1.402
	30.09.30	1,99 %	2017-26	164	166	198	202
Lohengrin Solar UG	31.12.34	2,10 %	2017-34	429	425	477	472
	30.09.28	1,83 %	2019-36	391	389	427	424
Sonnendach K19 GmbH & Co. KG	30.06.26	2,79 %	2017-26	128	128	383	383
	30.06.26	1,74 %	2017-26	42	42	126	126
Erste Solarpark Xanten GmbH & Co. KG	30.09.26	1,00 %	2017-26	113	113	228	228
Erste Solarpark Wulfen GmbH & Co. KG	30.06.27	1,48 %	2017-27	105	105	176	176
	30.06.27	1,59 %	2017-27	36	36	60	60
	k.A.	EURIBOR 3M + 1,59%	2017-26	30	30	55	55
Säugling Solar GmbH & Co. KG	30.06.26	1,99 %	2019-26	533	531	1.600	1.592
Solarpark Taurus GmbH & Co. KG	30.06.29	1,10 %	2017-29	343	339	441	435
Solarpark Bitterfeld II GmbH & Co. KG	30.12.35	2,10 %	2018-35	1.694	1.688	1.864	1.856
Sonnendach M55 GmbH & Co. KG	30.03.25	3,49 %	2017-25	644	664	796	823
	31.12.29	1,95 %	2018-29	658	651	822	814
Solarpark Carport Wolnzach GmbH & Co. KG	30.09.29	2,40 %	2017-29	410	428	512	525
	31.12.29	2,40 %	2017-29	351	345	437	427
Solarpark Gemini GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,66%	2017-31	2.009	2062	2.345	2.416

Sphinx Solar GmbH & Co. KG	31.07.25	2,40 %	2017-25	-	-	38	38
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG	30.06.27	3,50 %	2017-27	1.158	1.154	1.857	1.858
Solarpark Zschornowitz GmbH & Co. KG	30.06.28	1,90 %	2019-37	965	953	1.053	1.040
Solarpark Pflugdorf GmbH & Co. KG	30.06.30	1,15 %	2020-38	3.697	3.682	3.993	3.976
Siebente Solarpark Zerre GmbH & Co. KG	30.06.26	3,40 %	2017-26	103	103	309	309
	30.06.25	4,60 %	2017-25	-	-	2	2
	30.01.29	2,35 %	2017-29	142	141	188	186
	k.A.	0,00 %	2017-31	226	194	235	197
Solarpark Zerre IV GmbH & Co. KG	30.06.26	1,05 %	2017-26	70	70	209	209
	30.01.29	3,60 %	2017-29	112	112	140	140
Vardar UG	31.08.25	2,37 %	2017-25	154	154	187	187
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	31.03.30	3,60 %	2017-30	2.048	1.968	2.530	2.410
Dritte Solarpark Glauchau GmbH & Co. KG	31.12.27	3,10 %	2017-27	149	149	223	224
	31.12.27	3,18 %	2017-27	417	418	625	627
Pinta Solarparks GmbH & Co. KG	30.06.27	1,80 %	2018-27	1.042	1.044	1.146	1.147
	30.12.29	1,40 %	2020-37	343	343	371	371
Solarpark Meyenkrebs GmbH & Co. KG	31.12.28	4,50 %	2018-28	126	131	164	173
	31.12.28	2,25 %	2018-28	95	96	127	128
Solarpark Tangerhütte GmbH & Co. KG	30.03.35	2,65 %	2018-35	2.066	2.132	2.289	2.369
	30.03.36	3,15 %	2018-36	349	370	383	408
Solarpark Brandholz GmbH & Co. KG	31.12.27	1,85 %	2019-34	768	759	853	844
Windpark Medard 2 GmbH & Co. KG	30.06.26	1,90 %	2019-33	2.467	2.479	2.796	2.811
Windpark Stetten II GmbH & Co. KG	30.06.31	2,10 %	2019-31	1.874	1.903	2.214	2.255
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.06.26	2,15 %	2017-26	1.379	1.379	2.769	2.769
	30.12.25	1,79 %	2017-25	-	-	1.727	1.710
	31.12.31	1,15 %	2022-39	1.774	1.764	1.910	1.899
Renewagy 11. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	31.12.26	2,20 %	2017-26	352	352	709	707
Renewagy 21. Solarprojektgesellschaft mbH	k.A.	EURIBOR 3M + 1,3 %	2017-23	-	-	1.083	1.051
	31.12.25	2,30 %	2017-25	-	-	9	9
Renewagy 22. Solarprojektgesellschaft mbH	31.12.25	2,50 %	2017-25	-	-	564	557
	30.09.26	1,35 %	2017-34	360	360	401	401
Tristan Solar GmbH & Co. KG	30.12.29	2,16 %	2018-29	1.424	1.424	1.679	1.679
Amatec PV 20 GmbH & Co. KG	30.03.28	1,82 %	2019-35	324	322	353	351
	31.12.28	1,78 %	2019-36	528	527	576	574
	30.03.28	1,82 %	2018-36	351	350	383	381
	31.12.28	1,78 %	2019-36	264	263	288	287
	30.06.28	1,82 %	2018-36	324	320	353	349
	31.12.28	1,78 %	2019-36	264	263	288	287
	30.06.28	2,45 %	2018-37	406	406	441	441
Solarpark Bernsdorf GmbH & Co. KG	31.07.28	1,95 %	2018-36	446	446	482	482
Soldach Derching GmbH & Co. KG	23.02.28	2,13 %	2018-29	691	693	902	904
Amatec PV 31 GmbH & Co. KG	30.09.44	3,65 %	2024-44	5.844	5.844	6.000	6.000
Amatec PV 32 GmbH & Co. KG	30.06.34	3,98 %	2024-42	2.806	2.798	2.972	2.964
Amatec PV Chemnitz GmbH & Co.	28.02.25	2,15 %	2018-33	1.225	1.265	1.369	1.420
Solarpark Rötzig GmbH & Co. KG	30.10.27	1,25 %	2020-27	190	191	238	238
	30.12.27	1,40 %	2020-27	193	197	240	245
	30.12.27	1,03 %	2020-27	256	255	300	299
	30.06.34	3,90 %	2024-47	2.970	2.970	3.050	3.050
Trüstedt I Solar GmbH & Co. KG	28.02.31	3,65 %	2018-31	470	491	562	576
	30.06.26	1,40 %	2018-34	86	84	96	94
	28.02.31	3,65 %	2018-31	228	238	272	279
	28.02.31	3,65 %	2018-31	437	456	522	535
	30.06.26	1,40 %	2018-34	86	84	96	94
	28.02.31	3,65 %	2018-31	442	461	527	541
	30.06.26	1,40 %	2018-34	86	84	96	94
	30.09.26	2,00 %	2018-31	98	98	115	115
	30.09.26	2,00 %	2018-31	20	20	23	23
	28.02.31	3,65 %	2018-31	230	240	275	282
	30.03.31	3,65 %	2018-31	417	436	497	510
	30.03.31	3,65 %	2018-31	410	428	489	501
	31.12.27	3,70 %	2017-27	437	437	656	656
Erste Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG	30.06.30	1,15 %	2020-37	328	328	357	357
Solarpark Draisdorf-Eggenbach	30.12.31	1,01 %	2022-41	7.680	7.661	8.160	8.140
	30.12.31	0,86 %	2022-31	868	868	1.007	1.007
PV Görke GmbH & Co. KG	30.06.28	2,25 %	2019-37	1.964	2.042	2.135	2.227
Solarpark Gorgast GmbH & Co. KG	30.12.29	1,40 %	2020-38	183	181	196	194

	30.12.29	1,40 %	2020-38	176	175	190	188
PV Gumtow GmbH & Co. KG	30.09.29	1,03 %	2020-39	1.939	1.939	2.081	2.081
	30.09.29	1,03 %	2020-39	376	376	404	404
Photovoltaik-Park Dessau-Süd GmbH & Co. KG	30.03.30	3,25 %	2021-33	721	780	820	896
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG	30.03.45	EURIBOR 3M + 1,00%	2024-45	3.531	3.513	3.714	3.696
Solarpark Schwerin GmbH & Co. KG	31.12.33	2,23 %	2015-33	3.200	3.098	3.600	3.472
7C Groeni BV	31.07.29	2,86 %	2021-29	118	122	151	158
	31.01.30	2,91 %	2021-30	76	79	94	99
	31.12.29	2,81 %	2021-29	229	237	286	299
	31.12.27	2,23 %	2021-27	98	100	146	149
Solar Park Blankenberg GmbH & Co. KG	05.01.26	4,60 %	2019-28	79	82	114	119
	31.03.28	3,25 %	2019-28	257	255	371	367
Solarpark Glasewitz GmbH & Co. KG	30.07.25	3,25 %	2019-28	479	495	653	682
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	k.A.	293	294	440	442
Solarpark WO GmbH & Co. KG	30.06.29	1,40 %	2020-37	350	347	379	376
PWA Solarparks GmbH & Co. KG	30.12.26	1,18 %	2021-37	880	879	957	954
REG PVA zwei GmbH & Co. KG	01.07.31	2,10 %	2020-35	1.126	1.160	1.239	1.279
	01.09.34	2,10 %	2020-37	139	145	151	157
	01.04.33	1,99 %	2020-35	442	453	486	499
	01.09.34	2,10 %	2020-37	245	254	267	276
	01.09.34	2,10 %	2020-37	348	359	378	391
MES Solar XX GmbH & Co. KG	31.03.31	0,99 %	2022-32	3.380	3.369	3.729	3.716
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.08.31	1,03 %	2021-38	4.996	4.987	5.371	5.360
Renewagy 5. Solarprojektgesellschaft mbH & Co. KG	30.03.31	1,14 %	2021-39	2.220	2.212	2.386	2.376
Solarpark Floating GmbH & Co. KG	30.12.39	1,50 %	2020-39	262	261	262	261
	30.06.30	1,10 %	2020-30	120	118	147	145
FPM Solar Epsilon GmbH & Co. KG	31.03.32	1,31 %	2025	-	-	15.624	3.156
Soldach Walternierburg GmbH & Co. KG	k.A.	EURIBOR 3M + 1,15%	k.A.	252	249	316	311
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	30.12.38	1,20 %	2021-44	666	677	666	677
	30.06.41	1,57 %	2021-41	4.272	4.401	4.548	4.695
Solarpark am Schaugraben GmbH & Co. KG	30.12.38	1,21 %	2021-29	1.317	1.322	1.418	1.424
Solarpark Zerle IV GmbH & Co. KG	30.09.38	1,33 %	2021-39	2.833	2.874	3.111	3.159
Erste Solarpark Sandersdorf GmbH & Co. KG	30.09.35	1,42 %	2021-35	1.321	1.342	1.496	1.481
	30.09.39	1,16 %	2021-39	504	506	541	543
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	30.12.40	1,34 %	2021-40	3.503	3.590	3.736	3.835
	k.A.	1,20 % bis 30.06.2030 dann EURIBOR 3M + 0,95 %	2021-43	663	690	663	692
Solarpark Pirk-Hochdorf GmbH & Co. KG	30.12.34	3,49 %	2024-41	1.463	1.463	1.953	1.953
Solarpark Kohlberg GmbH & Co. KG	30.11.34	3,50 %	2024-37	2.038	2.038	1.953	1.953
Solarpark Reuth-Premenreuth GmbH & Co. KG	30.06.34	3,90 %	2024-44	2.676	2.676	2.560	2.560
Photovoltaikkraftwerk Brodswinden GmbH & Co. KG	30.09.30	2,15 %	2023-30	1.137	1.176	1.377	1.433
HCI Solarpark Neuhaus-Stetten GmbH & Co. KG	30.09.25	1,25 %	2020-25	-	-	245	245
HCI Solarpark Oberstendorf GmbH & Co. KG	30.03.25	3,85 %	2020-27	674	693	1.059	1.103
HCI Solarpark Dettenhofen GmbH & Co. KG	30.03.25	3,85 %	2020-27	1.003	1.034	1.504	1.572
Kontokorrent	k.A.	k.A.		-	-	83	83
Gesamt				168.480	168.957	187.218	175.352

Die Bankdarlehen sind mit den Photovoltaikanlagen, Grundstücken und Gebäuden (siehe Anhangsziffer 17) sowie mit heutigen und zukünftigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Stromverkauf oder

Mieteinzahlungen (siehe Anhangsziffer 15) branchenüblich besichert. Zudem wurden Sichteinlagen mit einem Buchwert von TEUR 15.490 (i. VJ.: TEUR 14.585) (siehe Anhangsziffer 16) für bestimmte Bankdarlehen verpfändet. Dies sind die Schuldendienstreservekonten bzw. Bausparkonten, auf die im Zuge von planmäßigen Kapitaldiensten zugegriffen werden kann.

Zum Bilanzstichtag gab es Zinsabgrenzungen auf die oben dargestellten Darlehen i. H. v. TEUR 238 (i. VJ.: TEUR 122), die in den kurzfristigen Teil gesicherter Bankdarlehen und Zinsabgrenzungen dargestellt wurden.

Am 31. Dezember 2025 wurden für ein Bankdarlehen im Zusammenhang mit Solarparks über einen Betrag von EUR 0,2 Mio. nicht vollständig ausgezahlt.

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

Die Entwicklung der Bankdarlehen lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	175.352	180.888
Konsolidierungskreisänderungen	204	2.900
Neue Bankdarlehen	25.068	20.406
Rückzahlung von Bankdarlehen	-31.562	-28.795
Neubewertung von Bankdarlehen	-105	-47
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	168.957	175.352

23.3. LEASINGVERBINDLICHKEITEN

Die ausstehenden Leasingverbindlichkeiten weisen zum Bilanzstichtag folgende Konditionen aus:

Leasingverbindlichkeiten in Verbindung mit				31.12.2025		31.12.2024	
in TEUR	Währung	Zinssatz *	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
einem Grundstück	EUR	2,0 %	2032	10	9	10	9
Solarparks Belgien	EUR		2029-2031	2.700	2.669	3.297	3.153
Gestattungsverträgen i. V. m. Solarparks	EUR	2,1 %	2020-2052	43.370	35.774	46.797	37.598
Gestattungsverträgen i. V. m. Windparks	EUR	1,6 %	2020-2043	1.403	1.229	1.067	1.290
Gestattungsverträgen i. V. m. sonstigen Vermögenswerten	EUR	2,2 %	2020-2027	47	46	71	68
Gesamt				47.530	39.727	51.242	42.232

* Es handelt sich um den Grenzfremdkapitalzinssatz

Im Geschäftsjahr 2025 wurden nur in unwesentlichem Umfang neue Leasingverträge i. V. m. Solarparks abgeschlossen, die zu einer Erhöhung der Leasingverbindlichkeiten um EUR 0,0 Mio. (i. VJ.: EUR 1,7 Mio.) geführt haben. Die Leasingverbindlichkeiten wurden um EUR 0,8 Mio. (i. VJ.: EUR 0,8 Mio.) aufgezinnt. Gegenläufig haben sich Tilgungen im Berichtszeitraum i. H. v. EUR 3,3 Mio. (i. VJ.: EUR 3,4 Mio.) ausgewirkt.

Es lagen zum Bilanzstichtag keine Verstöße gegen Leasingverbindlichkeiten vor. Bedingte Mietzahlungen gab es im Berichtszeitraum wie auch im Vorjahrszeitraum nicht.

Die Entwicklung der Leasingverbindlichkeiten lässt sich folgender Tabelle entnehmen:

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Stand zum Anfang des Berichtszeitraums	42.232	42.364
Konsolidierungskreisänderungen	-	788
Neue Leasingverhältnisse	39	1.684
Rückzahlung von Leasingverhältnissen	-3.283	-3.361
Neubewertung der Gestattungsverträge i. V. m. Solarparks	-21	-21
Aufzinsung von Leasingverhältnissen	769	778
Abgänge	-9	-
Stand zum Ende des Berichtszeitraums	39.727	42.232

23.4. UNGESICHERTE ANLEIHEN

Der Konzern bilanziert zum Bilanzstichtag eine Optionsanleihe sowie auch einige Crowdfunding-Darlehen, die als ungesicherte Anleihen ausgewiesen werden. Die Schuldscheindarlehen wurden im Berichtszeitraum planmäßig getilgt.

A. Optionsanleihe 2023

Am 30. Mai 2023 hat die 7C Solarparken AG eine Optionsanleihe bei ihren Aktionären platziert.

in TEUR

Optionsanleihe 2023	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2025		2024	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Optionsanleihe 2023	2,50 %	2023-28	6.917	6.453	6.917	6.326
Gesamt			6.917	6.453	6.917	6.326

Die Optionsanleihe wurde zu einem festen Zinssatz von 2,5 % mit einer Endfälligkeit zum 30. Mai 2028 emittiert und hat ein Kreditvolumen i. H. v. EUR 6.916.800.

B. Schuldschein 2018

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

in TEUR

Schuldschein 2018	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2025		2024	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche C	3,29 %	2025	-	-	10.000	9.980
Gesamt			-	-	10.000	9.980

Der Schuldschein 2018 wurde am 28. Februar 2025 zurückgezahlt.

C. Schuldschein 2020

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

in TEUR

Schuldschein 2020	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	2025		2024	
			Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	1,80 %	2025	-	-	11.500	11.492
Gesamt			-	-	11.500	11.492

Der Schuldschein 2020 wurde am 31. März 2025 zurückgezahlt.

D. Crowdfunding-Anleihen

Mit dem Erwerb des Tochterunternehmens 7C Groeni BV im Januar 2021 wurden projektbezogene Crowdfunding-Anleihen mit einem Buchwert vom EUR 1,3 Mio., die von individuellen Investoren gezeichnet wurden, übernommen. Die Projektanleihen dienen zur Finanzierung der Eigenmittel der Projekte der 7C Groeni BV. Am Bilanzstichtag stellen sich diese Anleihen wie folgt zusammen:

in TEUR				2025		2024	
Projektanleihen	Fälligkeit	Nominalzinssatz	Fälligkeitsjahr	Nennbetrag	Buchwert	Nennbetrag	Buchwert
Tranche A	Annuität	4,50 % 0-5,00 %	31.12.2028	334	360	432	473
Tranche B	Annuität	2,00 %	30.11.2025	-	-	17	20
Tranche C	Annuität	2,00 %	31.12.2025	-	-	7	7
Tranche D	Endfällig	2,00 %	31.12.2025	-	-	58	58
Tranche E	Annuität	1,75 %	28.11.2031	50	50	50	50
Gesamt				384	410	564	608

Der kurzfristige Teil dieser Anleihen betrug am 31. Dezember 2025 TEUR 116 (i. VJ.: TEUR 175).

24. VERBINDLICHKEITEN AUS LIEFERUNGEN UND LEISTUNGEN UND SONSTIGE VERBINDLICHKEITEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffern 6.1, 6.6, 6.12 A.

in TEUR	31.12.2025	31.12.2024
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.772	4.962
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	146	105
Lang- und Kurzfristige Zuwendungen der öffentlichen Hand	1.047	934
Sonstige kurzfristige Verbindlichkeiten	1.580	3.343
Gesamt	7.545	9.344

Zu den Währungs- und Liquiditätsrisiken des Konzerns hinsichtlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und den sonstigen Verbindlichkeiten siehe Anhangsziffer 26.

Die kurzfristigen sonstigen Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Beträgen i.V.m. Vergleichsvereinbarungen mit Stakeholdern der Konzerngesellschaft FPM Solar Epsilon GmbH & Co KG bzw. der Solaranlage Reuden-Süd (TEUR 649). Daneben sind auch Personalverbindlichkeiten (TEUR 221) sowie Verbindlichkeiten aus der Umsatzsteuer (TEUR 235) und sowie aufgelaufenen Abgrenzungsposten (TEUR 475) in diesem Posten enthalten.

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sind im Berichtsjahr leicht von EUR 5,0 Mio. auf EUR 4,8 Mio. zurückgegangen. Diese Verbindlichkeiten bestehen im Wesentlichen aus unbezahlten Rechnungen an Generalunternehmer für Solaranlagen in Deutschland und Belgien, die sich noch im Bau befinden, sowie ausstehende Betriebs- und Wartungsrechnungen.

Der Konzern hat im Rahmen der belgischen Investitionszuschussausschreibungsverfahren mehrere Investitionszuschüsse erhalten. Diese Zuwendungen der öffentlichen Hand werden entsprechend den Rechnungslegungsmethoden 6.6 bilanziert. Zum Jahresende wies der Konzern solche Investitionszuschüsse i. H. v. TEUR 1.047 (i. VJ.: TEUR 934) bilanziell aus.

25. LANGFRISTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.15.

2025

	Rückbau- verpfl.	Gewähr- leistung	Projekt- geschäft	Einzel- risiken	Grundbesitz & Leasing- verhältnisse	Sonstige	Gesamt
Stand zum 1. Januar 2025	24.711	581	444	674	1.742	66	28.217
Neue Rückstellungen	1.906						1.906
Erhöhung der Rückstellungen		109	100	8	300		517
In Anspruch genommene Rückstellungen		-1			-101		-102
Auflösung von Rückstellungen	-445	-504	-292	-14			-1.255
Aufzinsung bzw. Abzinsung	1.008	3					1.011
Stand zum 31. Dezember 2025	27.180	189	251	668	1.940	66	30.294

2024

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

A. RÜCKBAUVERPFLICHTUNGEN

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

B. GEWÄHRLEISTUNGEN

Die Rückstellung für Gewährleistungen bezieht sich hauptsächlich auf Anlagen, die in der Vergangenheit von der COLEXON gebaut wurden und für die es Gewährleistungsrisiken gibt. Die Risiken in Bezug auf die Wahrscheinlichkeit als auch auf den Umfang wurden im Rahmen der Kaufpreisallokation geschätzt und seit dem Erstantritt kontinuierlich überprüft. Für alle angesetzten Rückstellungen sind Beweissicherungsverfahren bzw. Rechtstreite eingeleitet.

Die Gewährleistungsrückstellungen betreffen Rechtstreite, welche sich in den meisten Fällen in der Berufungsinstanz, in einzelnen Fällen noch in der ersten Instanz befinden. Die Inanspruchnahmen dieser Garantien bzw. Urteile in erster oder zweiter Instanz werden nach größter Wahrscheinlichkeit in einem Zeitraum zwischen ein und zwei Jahren stattfinden. Die Schätzungen der Höhe und des Umfangs der Inanspruchnahme beruhen auf langjähriger Erfahrung mit Altkunden der COLEXON, die jedoch einer gewissen Unsicherheit unterliegen. Der Umfang und die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme ist als sehr hoch einzustufen, obwohl der Ausgang der Verfahren zum Bilanzstichtag äußerst schwer einzuschätzen ist. Bzgl. der Höhe der Inanspruchnahme bestehen abhängig von den Verfahrensausgängen naturgemäß erhebliche Unsicherheiten. Die Ressourcenabflüsse können daher deutlich niedriger oder signifikant höher ausfallen.

C. EINZELRISIKEN

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

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

D. GRUNDBESITZ UND LEASINGVERHÄLTNISSE

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

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

E. RÜCKSTELLUNGEN I. V. M. DEM PROJEKTGESCHÄFT

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

Der Konzern hat außerdem Rückstellungen i. H. v. EUR 0,3 Mio. gebildet für Beträge, die u. U gezahlt werden müssen, wenn Unterlagen i. V. m. Solarparks, die die Vergangenheit, im vorliegende Fall häufig den Vorerwerbszeitraum, betreffen, nach Aufforderung nicht, nicht vollständig oder nicht in angemessener Zeit vorgelegt werden können.

26. FINANZINSTRUMENTE – BEIZULEGENDE ZEITWERTE UND RISIKOMANAGEMENT

26.1. EINSTUFUNGEN UND BEIZULEGENDE ZEITWERTE

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Buchwerte und beizulegenden Zeitwerte von finanziellen Vermögenswerten und Finanzverbindlichkeiten, einschließlich ihrer Stufen in der Fair Value-Hierarchie. Sie enthält keine Informationen zum beizulegenden Zeitwert für finanzielle Vermögenswerte, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet wurden, wenn der Buchwert einen angemessenen Näherungswert für den beizulegenden Zeitwert darstellt.

31. Dezember 2025

in TEUR	Buchwert				Gesamt
	Anhangs- angabe	Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC)	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Eigenkapitalinvestments	20		992		992
Strompreisswap-Vereinbarung		693			693
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	20	261			261
Gesamt		954	992		1.946
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen	15			2.998	2.998
Kurzfristige Finanzanlagen	16			2.405	2.405
Sofort abrufbare Sichteinlagen	16			63.917	63.917
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	16			15.945	15.945
Sonstige langfristige Vermögenswerte	15			1.382	1.382
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15			2.814	2.814
Gesamt				89.461	89.461

31. Dezember 2025

Beizulegender Zeitwert

in TEUR	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Eigenkapitalinvestments	1.341			1.341
Strompreisswap-Vereinbarung werden			615	615
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		260		260
Gesamt	1.341	260	615	2.216
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen				
Kurzfristige Finanzanlagen				
Sofort abrufbare Sichteinlagen				
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung				
Sonstige langfristige Vermögenswerte				
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte				
Gesamt				

31. Dezember 2025

in TEUR	Anhangs- angabe	Buchwert			Gesamt
		Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	23, 26.3		-2		-2
Strompreisswap-Vereinbarung	26.E.3				
Gesamt			-2		-2
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Bankdarlehen	23			-169.274	-169.274
Ungesicherte Anleihen	23			-405	-405
Optionsanleihe	23.4			-6.453	-6.453
Leasingverbindlichkeiten	23			-39.727	-39.727
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24			-4.772	-4.772
Sonstige Verbindlichkeiten	24			-1.580	-1.580
Gesamt				-222.211	-222.211

31. Dezember 2025

in TEUR	Beizulegender Zeitwert			Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		-2		-2
Strompreisswap-Vereinbarung				
Gesamt		-2		-2
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Bankdarlehen			-156.090	-156.090
Ungesicherte Anleihen			-363	-363
Optionsanleihe			-6.249	-6.249
Leasingverbindlichkeiten			-35.984	-35.984
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen				
Sonstige Verbindlichkeiten				
Gesamt			-198.686	-198.686

31. Dezember 2024

in TEUR	Buchwert				Gesamt
	Anhangs- angabe	Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten (AC)	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Eigenkapitalinvestments	20		1.341		1.341
Strompreisswap-Vereinbarung		615			615
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	20	260			260
Gesamt		875	1.341		2.216
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen	15			4.588	4.588
Kurzfristige Finanzanlagen	16			10.693	10.693
Sofort abrufbare Sichteinlagen	16			67.779	67.779
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung	16			15.196	15.196
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte	15			3.206	3.206
Gesamt				101.462	101.462

31. Dezember 2024

Beizulegender Zeitwert

in TEUR	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Eigenkapitalinvestments	1.341			1.341
Strompreisswap-Vereinbarung werden			615	615
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		260		260
Gesamt	1.341	260	615	2.216
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Forderungen				
Kurzfristige Finanzanlagen				
Sofort abrufbare Sichteinlagen				
Bankkonten mit eingeschränkter Verfügungsberechtigung				
Sonstige langfristige Vermögenswerte				
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte				
Gesamt				

31. Dezember 2024

in TEUR	Anhangs- angabe	Buchwert			Gesamt
		Beizulegender Zeitwert Sicherungs- instrumente	Zwingend zu FVTPL - sonstige	Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden	23, 26.3		-5		-5
Strompreisswap-Vereinbarung	26.E.3	-214			-214
Gesamt		-214	-5		-219
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden					
Bankdarlehen	23			-175.633	-175.633
Ungesicherte Anleihen	23			-28.854	-28.854
Optionsanleihe	23.4			-6.569	-6.569
Leasingverbindlichkeiten	23			-42.232	-42.232
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24			-4.962	-4.962
Sonstige Verbindlichkeiten	24			-3.343	-3.343
Gesamt				-261.593	-261.593

31. Dezember 2024

in TEUR	Beizulegender Zeitwert			Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	
Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Zinsswaps, die für Sicherungsgeschäfte genutzt werden		-5		-5
Strompreisswap-Vereinbarung			-214	-214
Gesamt		-5	-214	-219
Nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Schulden				
Bankdarlehen			-148.067	-148.067
Ungesicherte Anleihen			-21.851	-21.851
Optionsanleihe			-6.569	-6.569
Leasingverbindlichkeiten			-39.679	-39.679
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen				
Sonstige Verbindlichkeiten				
Gesamt			-216.167	-216.167

26.2. BESTIMMUNG DER BEIZULEGENDEN ZEITWERTE

BEWERTUNGSTECHNIKEN UND WESENTLICHE, NICHT BEOBACHTBARE INPUTFAKTOREN

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Bewertungstechniken, die bei der Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte der Stufe 2 und Stufe 3 verwendet wurden, sowie die verwendeten wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren:

ZUM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTETE FINANZINSTRUMENTE

Art	Bewertungstechnik	Wesentliche, nicht beobachtbare Inputfaktoren	Zusammenhang zwischen wesentlichen, nicht beobachtbaren Inputfaktoren und der Bewertung zum beizulegenden Zeitwert
Strompreisswap-Vereinbarung**	DCF-Verfahren: die Differenz zwischen den Terminstrompreisen und dem Festpreis der Swap-Vereinbarung werden unter Ansatz der erwarteten Produktionsmengen für die von der Swap-Vereinbarung betroffen Solaranlagen zum Zeitwert abgezinst.	Die Produktionsmengen sind keine Inputfaktoren die von einem konzernfremden Dritten beobachtet werden können.	Den Produktionsmengen liegen die Berechnungen der erwarteten Zahlungsströmen zugrunde.
Zinsswaps	Marktvergleichsverfahren: Die beizulegenden Zeitwerte basieren auf standardisierten Berechnungen unter Anwendung der Dollar-Offset Methode, eines angesehenen deutschen Kreditinstituts, wobei nur auf den Markt beobachtbare Inputfaktoren angesetzt werden.	Nicht anwendbar	Nicht anwendbar

NICHT ZUM BEIZULEGENDEN ZEITWERT BEWERTETE FINANZINSTRUMENTE

Art	Bewertungstechnik	Wesentliche, nicht beobachtbare Inputfaktoren
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten *	Abgezinste Cashflows in einem DCF-Verfahren unter Ansatz der Marktzinsen und der Laufzeit des Darlehens	Nicht anwendbar
Optionsanleihe	Abgezinste Cashflows in einem DCF-Verfahren unter Ansatz der Marktzinsen und der Laufzeit des Darlehens	Nicht anwendbar
Leasingverbindlichkeiten	Abgezinste Cashflows aus Leasingverhältnissen in einem DCF Verfahren unter Ansatz von marktgerechten Grenzfremdkapitalzinssätzen	Nicht anwendbar

* Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten enthalten gesicherte und ungesicherte Bankdarlehen sowie ungesicherte Anleihen.

**Eigenkapitalkomponente und Derivat stimmen zum Bilanzstichtag überein, da die zugrundeliegenden Verträge erst ab dem 1. Januar 2025 cashflowwirksam werden.

26.3. FINANZIELLES RISIKOMANAGEMENT

Der Konzern ist den folgenden Risiken aus dem Einsatz von Finanzinstrumenten ausgesetzt:

- Ausfallrisiko (siehe B);
- Liquiditätsrisiko (siehe C);
- Marktrisiko (siehe D),
- Strompreisrisiko (siehe E).

A. GRUNDSÄTZE DES RISIKOMANAGEMENTS

Der Vorstand trägt die Verantwortung für den Aufbau und die Kontrolle des Konzernrisikomanagements. Der Vorstand hat dazu einen Risikomanagementausschuss eingesetzt, der für die Überwachung und Weiterentwicklung der Risikomanagementrichtlinien des Konzerns zuständig ist. Der Ausschuss berichtet dem Vorstand regelmäßig über seine Tätigkeit. Die Grundsätze des Risikomanagementsystems lassen sich auf die finanziellen Risiken übertragen, diesbezüglich wird auf den Risikobericht im zusammengefassten Lagebericht Seite 68 verwiesen.

Die Risikomanagementrichtlinien des Konzerns wurden zur Identifizierung und Analyse der Risiken des Konzerns entwickelt, um geeignete Risikolimits und Kontrollen einzuführen und die Entwicklung der Risiken und die Einhaltung der Limits zu überwachen. Die Risikomanagementrichtlinien und das Risikomanagementsystem werden regelmäßig überprüft, um Veränderungen der Marktbedingungen und der Aktivitäten des Konzerns aufgreifen zu können.

Durch die bestehenden Ausbildungs- und Managementstandards sowie die zugehörigen Prozesse soll ein zielführendes Kontrollumfeld sichergestellt werden, in dem alle Mitarbeiter ihre jeweiligen Aufgaben und Verantwortlichkeiten verstehen.

Der Aufsichtsrat überwacht die Einhaltung der Richtlinien und Prozesse des Konzernrisikomanagements durch den Vorstand und die Wirksamkeit des Risikomanagementsystems im Hinblick auf die Risiken, denen der Konzern ausgesetzt ist.

B. AUSFALLRISIKO

Das Ausfallrisiko ist das Risiko von finanziellen Verlusten, falls ein Kunde oder die Vertragspartei eines Finanzinstruments seinen vertraglichen Verpflichtungen nicht nachkommt. Das Ausfallrisiko entsteht grundsätzlich aus den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie den Schuldinstrumenten in Form von Darlehen, die der Konzern Dritten gewährt hat. Bei den Forderungen der Solarparks handelt es sich im Wesentlichen um Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf der generierten Kilowattstunden. Die Abnahme des produzierten Stroms, die auf vertraglichen Vergütungssätzen basiert, ist in allen Märkten, auf denen der Konzern aktiv ist, gesetzlich geregelt und sichergestellt. Es handelt sich dabei ausschließlich um kurzfristige Forderungen, die in der Regel innerhalb von zwei Monaten ausgeglichen werden.

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte entsprechen dem maximalen Ausfallrisiko.

Das Ausfallrisiko des Konzerns wird hauptsächlich durch die individuellen Merkmale der Kunden beeinflusst. Allerdings berücksichtigt der Vorstand auch die Merkmale der gesamten Kundenbasis, einschließlich des Ausfallrisikos der Branche und der Länder, in denen die Kunden tätig sind, da diese Faktoren das Ausfallrisiko ebenfalls beeinflussen können. Gleichwohl kann der Vorstand nur beschränkt Einfluss nehmen auf die Kundenbasis, da diese oftmals gesetzlich verpflichtet ist, Strommengen abzunehmen bzw. der Konzern verpflichtet ist, den erzeugten Strom zu liefern.

Ein überwiegender Teil der Kunden des Konzerns sind semi-öffentliche Netzunternehmen. Bisher sind alle Forderungen gegen diese Kunden im vollen Umfang eingegangen, sodass auch künftig kein Forderungsausfall erwartet wird. Daneben wird im Rahmen der Direktvermarktung auch im wesentlichen Umfang Strom an Energiehandelsunternehmen verkauft. Diese Unternehmen weisen üblicherweise ein höheres Ausfallrisiko als semi-öffentliche Netzunternehmen auf. Zur Überwachung des Ausfallrisikos wird v. a. auf die zeitliche Abrechnung, die üblicherweise von Seiten des Kunden erfolgt, und die zeitliche Zahlung der Abrechnung geachtet.

WERTMINDERUNGEN FORDERUNGEN AUS LIEFERUNG & LEISTUNGEN

Der Konzern wendet für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Einklang mit dem Standard IFRS 9 den vereinfachten Ansatz des Wertminderungsmodells an. Dieses basiert auf den erwarteten künftigen noch nicht eingetretenen Kreditausfällen (Expected Credit Losses oder ECL).

Der Konzern kategorisiert dazu die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus dem Verkauf von Strom in weitestgehend homogene Gruppen, die ähnliche Charakteristika aufweisen hinsichtlich ihrer geschätzten Ausfallrisiken. Dabei ist von besonderer Bedeutung, ob die Rechte des Konzerns sich unmittelbar aus dem Gesetz ergeben, ob der Kunde die dem Konzern zu zahlende Forderung an eigene Stromkunden weiterberechnen kann (EEG-Umlage) oder ob der Kunde ein staatliches oder semi-öffentliches Unternehmen ist.

Darüber hinaus wird differenziert, ob eine Sicherheit für die Forderungen gestellt wurde und ob diese Sicherheit aus einer Bankbürgschaft oder aus einer Patronatserklärung besteht.

Das Risiko auf Kreditausfall für sonstige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, die also nicht aus dem Verkauf von Strom stammen, wird auf Einzelbasis der Charakteristika der betreffenden Kunden sowie etwaigen gestellten Sicherheiten vom Konzern eingeschätzt.

Der Konzern führt ein Wertminderungskonto. Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen waren zum 31. Dezember 2025 im Nennwert von TEUR 2.001 (i. VJ.: TEUR 1.932) wertgemindert. In der laufenden Periode ergab sich somit eine Zunahme von TEUR 69 (i. VJ.: TEUR 154), die erfolgswirksam im sonstigen Betriebsaufwand erfasst wird.

in TEUR	2025	2024
Wertminderungskonto zum 1.1.	1.932	1.778
Zunahme	94	163
Zurücknahme	-25	-9
Wertminderungskonto zum 31.12.	2.001	1.932

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind nicht verzinslich und weisen aufgrund des branchenüblichen Gutschriftverfahrens eine Fälligkeit von 15-30 Tagen aus.

Zum 31. Dezember stellt sich die Altersstruktur der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wie folgt dar:

in TEUR	Summe	weder überfällig noch wertgemindert	überfällig, aber nicht wertgemindert			>90 Tage
			< 30 Tage	30-60 Tage	60-90 Tage	
2025	2.998	2.527	4	120	-	348
2024	4.588	4.193	143	8	25	219

Für die hier aufgeführten Forderungen > 90 Tagen wurde eine individuell Bonitätsprüfung durchgeführt, die keinen Wertminderungsbedarf erforderlich machte.

WERTMINDERUNGEN SONSTIGER FINANZIELLER VERMÖGENSWERTE, DIE ZU FORTGEFÜHRTEN ANSCHAFFUNGSKOSTEN BEWERTET WERDEN

Sonstige finanzielle Vermögenswerte, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, betreffen v. a. Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, Kurzfristige Finanzanlagen, sowie auch Schuldinstrumente in der Form von Darlehen, die der Konzern an Dritte ausgereicht hat.

Wie in der Anhangsziffer 6.14 beschrieben, führt der Konzern für diese finanziellen Vermögenswerte eine individuelle Einschätzung über den Zeitpunkt und die Höhe der Wertminderung durch, basierend darauf, ob eine angemessene Erwartung an die Einziehung vorliegt. Insgesamt wies das für diese Vermögenswerte geführte Wertminderungskonto einen Betrag i. H. v. TEUR 817 (i. VJ.: TEUR 5.642) zum Jahresende aus.

KURZFRISTIGE FINANZANLAGEN

Der Konzern hatte am 31. Dezember 2025 Kurzfristige Finanzanlagen von TEUR 2.405 (i. VJ.: TEUR 11.592) im Bestand. Es handelt sich dabei, um Festgeldkonten bei Banken aus der europäischen Union, die im Eröffnungszeitpunkt eine Laufzeit von mehr als drei Monaten auswiesen. Diese Summe stellt somit das maximale Ausfallrisiko im Hinblick auf diese Vermögenswerte dar. Der Konzern hat bzgl. dieser Finanzvermögenswerte keine Wertminderungen gebildet. Der Konzern nimmt an, dass Kurzfristige Finanzanlagen unter der Form von Festgeldkonten ein unwesentliches Ausfallrisiko aufweisen.

ZAHLUNGSMITTEL UND ZAHLUNGSMITTELÄQUIVALENTE

Der Konzern hatte am 31. Dezember 2025 Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente von TEUR 79.862 (i. VJ.: TEUR 82.077) im Bestand. Diese Summe stellt somit das maximale Ausfallrisiko im Hinblick auf diese Vermögenswerte dar. Der Konzern hat bzgl. dieser Finanzvermögenswerte keine Wertminderungen gebildet. Der Konzern nimmt an, dass seine Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente ein unwesentliches Ausfallrisiko aufweisen.

Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden bei unterschiedlichen Banken oder Finanzinstituten in ganz Deutschland, aber auch im beschränkten Ausmaß in anderen Ländern, wie z. B. Belgien, unterhalten.

ERHALTENE SICHERHEITEN

Der Konzern hat für den Verkauf von Strom durch Händler auf den Strombörsen (siehe Anhangsziffer 6.1 A, 6.4) Sicherheiten erhalten. Diese Sicherheiten sind meistens Bürgschaften. Am Ende des Berichtszeitraums betragen diese Sicherheiten EUR 0,0 Mio. (i. VJ.: EUR 0,2 Mio.).

C. LIQUIDITÄTSRISIKO

Das Liquiditätsrisiko beschreibt das Risiko, dass der Konzern nicht in der Lage ist, seine Verpflichtungen pünktlich bei Fälligkeit zu erfüllen. Liquiditätsrisiken aus den finanziellen Verbindlichkeiten ergeben sich nicht, da der Konzern zum Bilanzstichtag über Zahlungsmittel bzw. Zahlungsmitteläquivalente i. H. v. TEUR 79.862 (i. VJ.: TEUR 82.077) sowie über Kurzfristige Finanzanlagen (in Form von Festgeldkonten i. H. v. TEUR 2.405 (i. VJ.: TEUR 11.592) verfügt. Darüber hinaus werden mit hoher Sicherheit aus den operativen Solarparks Zahlungsströme erwartet, die die Zins- und Tilgungszahlungen und die finanziellen Verbindlichkeiten hieraus laufzeitäquivalent bedienen können. In letzter Instanz liegt die Verantwortung für das Liquiditätsrisikomanagement beim Vorstand, der ein angemessenes Konzept zur Steuerung der kurz-, mittel- und langfristigen Finanzierungs- und Liquiditätsanforderungen aufgebaut hat. Der Konzern steuert Liquiditätsrisiken durch das Halten von angemessenen Rücklagen und durch ständiges Überwachen der prognostizierten und tatsächlichen Zahlungsströme und der Abstimmung der Fälligkeitsprofile von finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten.

IFRS 7 fordert weiterhin eine Fälligkeitsanalyse sowohl für derivative als auch originäre finanzielle Verbindlichkeiten. Die nachfolgende Fälligkeitsanalyse zeigt, inwieweit die undiskontierten Cashflows im Zusammenhang mit den Verbindlichkeiten per 31. Dezember 2025 (31. Dezember 2024) die zukünftige Liquiditätssituation des Konzerns beeinflussen.

BEDEUTUNG DES LIQUIDITÄTSRISIKOS

Im Folgenden werden die vertraglichen Restlaufzeiten der finanziellen Verbindlichkeiten am Abschlussstichtag einschließlich geschätzter Zinszahlungen dargestellt. Es handelt sich um undiskontierte Bruttobeträge inklusive geschätzter Zinszahlungen, jedoch ohne Darstellung der Auswirkung von Verrechnungen.

31. Dezember 2025

in TEUR	Buchwert	Nominalbetrag	Vertragliche Zahlungsströme			
			Gesamt	< 1 Jahr	< 5 Jahre	> 5 Jahre
Gesicherte Bankdarlehen inkl. Zinsswaps	168.957	168.480	182.986	26.351	105.527	51.109
Ungesicherte Anleihen	6.853	7.301	7.758	290	7.468	-
Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Gestattungsverträgen	38.470	38.618	49.266	3.142	14.561	31.563
Sonstige Leasingverbindlichkeiten	9	10	10	-	-	10
Gesamt	214.289	214.409	240.020	29.783	127.556	82.682

31. Dezember 2024

in TEUR	Buchwert	Nominalbetrag	Vertragliche Zahlungsströme			
			Gesamt	< 1 Jahr	< 5 Jahre	> 5 Jahre
Gesicherte Bankdarlehen inkl. Zinsswaps	175.392	174.594	190.358	34.414	82.178	73.766
Ungesicherte Anleihen	28.992	28.975	30.167	22.409	7.707	51
Leasingverbindlichkeiten i. V. m. Gestattungsverträgen	41.261	50.383	60.830	3.914	16.012	40.905
Sonstige Leasingverbindlichkeiten	9	10	11	1	-	10
Gesamt	245.654	253.962	281.366	60.738	105.897	114.732

Die Bruttozuflüsse/-abflüsse, die in der vorhergehenden Tabelle angegeben werden, stellen die undiskontierten Zahlungsströme von Finanzverbindlichkeiten und Leasingverbindlichkeiten im Zusammenhang mit Zinsswaps, die zu Risikomanagementzwecken gehalten und normalerweise nicht vor ihrer vertraglichen Fälligkeit ausgeglichen werden, dar.

Wie in der Anhangsziffer 23 angegeben, verfügt der Konzern hauptsächlich über Bankdarlehen, die Auflagen enthalten. Ein künftiger Verstoß gegen die Auflagen kann dazu führen, dass das Darlehen früher als in der obigen Tabelle angegeben, zurückzuzahlen ist. Es handelt sich dabei ausschließlich um Projektfinanzierungen und es gibt prinzipiell keinen Rückgriff (non-recourse) auf andere Konzerngesellschaften.

Die Zinszahlungen für variabel verzinsliche Darlehen und Anleihen in der obigen Tabelle wurden, sofern sie durch Swaps eingedeckt sind, mit einem festen Zinssatz angesetzt. Sie spiegeln die Marktverhältnisse für Terminzinssätze am Ende des Geschäftsjahres wider. Diese können sich mit der Veränderung der Marktzinssätze wandeln.

D. MARKTRISIKO

Das Marktrisiko ist das Risiko, dass sich die Marktpreise, beispielsweise Wechselkurse, Zinssätze oder Aktienkurse ändern und dadurch die Erträge des Konzerns oder der Wert der gehaltenen Finanzinstrumente beeinflusst werden. Ziel des Marktrisikomanagements ist es, das Marktrisiko innerhalb akzeptabler Bandbreiten zu steuern und zu kontrollieren und gleichzeitig die Rendite zu optimieren.

Zur Steuerung der Marktrisiken erwirbt und veräußert der Konzern Derivate bzw. geht finanzielle Verbindlichkeiten ein. Sämtliche Transaktionen erfolgen innerhalb der Richtlinien des Risikomanagementausschusses. Zur Steuerung von Ergebnisvolatilitäten soll, soweit möglich, das Hedge-Accounting eingesetzt werden. Für den Konzern werden zum Ende des Berichtszeitraums keine Risikokonzentrationen für dessen Gesellschaften gesehen.

WÄHRUNGSRISIKO

Die Gesellschaft war Währungsrisiken nur im unwesentlichen Umfang ausgesetzt, da der Konzern lediglich über eine dänische Tochtergesellschaft verfügt, die keine eigenständige operative Tätigkeit ausübt, sondern vielmehr als Holdinggesellschaft einzuordnen ist. Die dänische Konzerntochter hat keine finanziellen Verbindlichkeiten und das Liquiditätsrisiko ist auf kurzfristige Vermögenswerte begrenzt, mit Ausnahme der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, da diese in Euro lauten. Es gab darüber hinaus in der dänischen Tochtergesellschaft keine wesentlichen Forderungen an Dritte, für die der Konzern das Währungsrisiko von dänischen Kronen zu Euro tragen müsste.

ZINSÄNDERUNGSRISIKO

Der Konzern ist im Wesentlichen einem Zinsänderungsrisiko im Rahmen der Finanzierung von Solaranlagen ausgesetzt. Aus Bankdarlehen mit variabler Verzinsung, die in der Anhangsziffer 20 und 23.2 aufgeführt sind, resultiert ein zinsbedingtes Cashflow-Risiko. Diese Verbindlichkeiten werden grundsätzlich mit Zinsswaps abgesichert.

Diese Zinsswaps stellen sich wie folgt zusammen:

in TEUR	Währung	Zinssatz	Fälligkeitsjahr	31.12.2025 Buchwert	31.12.2024 Buchwert
7C Solarparken NV	EUR	3,35 % gg. EURIBOR (3M)	2017-27	2	5
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	EUR	1,30 % gg. EURIBOR (3M)	2021-43	-126	-85
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	EUR	1,50 % gg. EURIBOR (3M)	2021-44	-116	-73
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	EUR	2,74% gg. EURIBOR (3M)	2021-27	-2	-4
Solarpark Walternienburg GmbH & Co. KG	EUR	1,95% gg. EURIBOR (3M)	2021-29	1	2
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG	EUR	2,78% gg EURIBOR (3M)	2024-34	-18	-101
Gesamt				-259	-256

Bzgl. des Nominalvolumens der Bankdarlehen, worauf sich die Zinsswaps beziehen, wird auf Anhangsziffer 20 und 23.2 verwiesen.

Die Überleitung der Zinsswaps während des Geschäftsjahres 2025 lässt sich wie folgt herleiten:

in TEUR	Währung	Zeitwert 31.12.2025	Zeitwert 31.12.2024	Differenz Perioden- ergebnis	Differenz im sonstigen Ergebnis
7C Solarparken NV	EUR	-2	-5	-	-3
Solarpark Höttingen GmbH & Co. KG	EUR	126	85	-	41
Energiepark SP Theilenhofen GmbH & Co. KG	EUR	116	73	-	43
BBS Solarpark Alpha GmbH & Co. KG	EUR	2	4	-	-2
Solarpark Walternienburg GmbH & Co. KG	EUR	-1	-2	-	1
Solarpark Wölbattendorf GmbH & Co. KG	EUR	18	101	-	-83
Gesamt		259	256	-	3

Es gab am Bilanzstichtag keine Bankdarlehen mit variablem Zinssatz, für die keine Zinsswaps abgeschlossen wurden. Die 7C Solarparken NV (als Rechtsnachfolgerin der Swan Energy NV) verfügt über ein Darlehen i. H. v. TEUR 267 (i. VJ.: TEUR 450) mit einem variablen Zinssatz, für den ein anteiliger Zinsswap von 75 % des Kreditvolumens abgeschlossen wurde. Demzufolge besteht ein Zinsänderungsrisiko auf dem verbleibenden Darlehensbetrag von TEUR 67 (i. VJ.: TEUR 113).

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer angenommenen Zinssatzänderung um +/-100 Basispunkte mit der Laufzeit von einem Jahr mit einer variablen verzinslichen Bankenfinanzierung, die nicht mit Zinsswaps abgesichert ist.

in TEUR	31.12.2025		31.12.2024	
	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte
Zinsniveau				
Var. verzinsliche Bankfinanzierungen	202	-202	239	-239
Ergebniseffekte nicht-effektive derivative Finanzinstrumente	4	-4	6	-6
Gesamt	206	-206	245	-245

Zur Absicherung des Zinsrisikos ist die 7C Solarparken Zinssicherungsgeschäfte („Swaps“) eingegangen. Zinsänderungsrisiken werden gemäß IFRS 7 mittels Sensitivitätsanalysen dargestellt. Diese stellen die Effekte von Änderungen der Marktzinssätze auf Zinszahlungen, Zinserträge und -aufwendungen, andere Ergebnisteile sowie ggf. auf das Eigenkapital dar. Den Zinssensitivitätsanalysen liegen die folgenden Annahmen zugrunde.

Marktzinssatzänderungen von originären Finanzinstrumenten mit fester Verzinsung wirken sich nur dann auf das Ergebnis aus, wenn diese zum beizulegenden Zeitwert bewertet wurden. Demnach unterliegen alle zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Finanzinstrumente mit fester Verzinsung keinen Zinsänderungsrisiken im Sinne des IFRS 7.

Marktzinsänderungen von Finanzinstrumenten, die als Sicherungsinstrumente im Rahmen („Swaps“) eines Cashflow Hedges zur Absicherung zinsbedingter Zahlungsschwankungen designiert wurden, haben Auswirkungen auf die Sicherungsrücklage im Eigenkapital und werden daher bei den eigenkapitalbezogenen Sensitivitätsrechnungen berücksichtigt.

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer angenommenen Zinssatzänderung um +/-100 Basispunkte bei Konstanz aller übrigen Variablen für den effektiven Teil derivativer Finanzinstrumente auf das Eigenkapital:

in TEUR	31.12.2025		31.12.2024	
	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte	+100 Basispunkte	-100 Basispunkte
Eigenkapitaländerungen effektive derivative Finanzinstrumente	350	47	320	43

Die durchgeführten Effektivitätstests per 31. Dezember 2025 lieferten für sämtliche Sicherungsbeziehungen eine Effektivität in einer Bandbreite von 98 % bis 100 % und liegen damit innerhalb einer Bandbreite von 80 % bis 120 %.

E. STROMPREISRISIKO

Der Konzern vereinnahmt in Deutschland im Regelfall Erträge aus Stromverkauf gem. den Einspeisevergütungssätzen für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Seit 2012 bemüht sich die deutsche Regierung, die Solaranlagen mittels der Direktvermarktung in den Markt zu integrieren. Dabei haben Anlagenbetreiber für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis 2016 die Wahl, ihren Strom auch an der EEX-Strompreisbörse anzubieten, wohingegen für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 das Angebot an der EEX-Strompreisbörse verpflichtend ist.

Die Betreiber erhalten in der Direktvermarktung zusätzlich zum aktuellen Preis an der EEX-Strombörse eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen der gesetzlich bzw. vertraglich zugesicherten Einspeisevergütung und dem aktuellen Preis an der EEX-Strompreisbörse zuzüglich 4 EUR/MWh für diejenigen, die freiwillig teilnehmen. Nach dem derzeit geltenden Recht kann die Marktprämie nicht negativ werden, das bedeutet, dass bei höheren Strompreisen, v. a. bei Anlagen, die einen geringen Einspeisevergütungssatz als den Strompreis haben, ein Potenzial besteht, Mehrerlöse zu erzielen, wohingegen der Einspeisevergütungssatz das Minimum darstellt. Dabei ergibt sich insbesondere für Anlagen mit einem geringen Einspeisevergütungssatz eine hohe Volatilität.

Gleichwohl sind die Erneuerbare-Energieanlagen, die seit dem 1. Januar 2016 in Betrieb gegangen sind jedoch auch ein größeres Preisrisiko nach unten ausgesetzt. Dafür gibt es unterschiedliche anwendbare gesetzliche Regelungen je nach dem wann die Erneuerbare Energieanlage nach dem EEG in Betrieb genommen wurde. Im § 24 EEG 2014 wurde für diese Anlagen die sogenannte Sechs-Stunden-Regel festgelegt, während im § 51 Absatz 1 EEG 2021 die Vier-Stunden-Regel manifestiert wurde. Das EEG 2023 führte die prospektive Verringerung der Stunden-Regel bis auf eine Stunde ab dem Inbetriebnahmejahr 2027 ein (§ 51 EEG 2023). Solaranlagen, die ab dem 25. Februar 2025 in Betrieb gehen, unterliegen dem Solarspitzengesetz 2025, welches eine 1 Stunde Regel ab Inbetriebnahme festlegt. Durch die Anwendung dieser unterschiedlichen Regeln sinkt die Marktprämie (bzw. die Entschädigungszahlung gem. Redispatch 2.0) auf null, sobald der Strompreis während mindestens sechs, vier bzw. prospektiv bis eine oder einer (aufeinanderfolgenden) Stunde(n) negativ ist. Dies bedeutet, dass an Tagen, an denen der Strompreis für längere Zeit negativ ist, die Förderung der Anlagen gekürzt wird und der Konzern somit an Umsatzerlösen einbüßt.

Der Konzern managet das Strompreisrisiko im deutschen Markt einerseits durch den Abschluss von Strompreisswap-Vereinbarungen sowie auch durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen durch die An- bzw. Abschaltung einzelner Solaranlagen. Im Vorjahr hat der Konzern auch erstmalig einen Optionsvertrag zum Strompreis abgeschlossen. Diese Vereinbarungen werden unten weiter erläutert.

Der Konzern vereinnahmt in Belgien im Regelfall Erträge aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten, aber auch Erträge aus der Stromerzeugung durch den Verkauf des erzeugten Stroms an die Gebäudenutzer, welcher vor Ort verbraucht wird; zu vertraglich festgelegten Preisen sowie durch den Verkauf des Reststroms ins öffentliche Netz. Diese Einspeisung erfolgt zu den vorherrschenden Strompreisen. Die Veräußerung des Reststroms wird meist über dem Day-Ahead-Markt einen Tag vor der tatsächlichen Einspeisung abgewickelt. Der Konzern muss daher Einschätzungen über die erwartete Einspeisung am Folgetag machen. Diese sind nicht nur abhängig von der Produktion der Solaranlage; sondern auch vom Vorortverbrauch des Gebäudenutzers. Wenn die am Day-Ahead Markt verkauften Einspeisemengen von den tatsächlichen eingespeisten Mengen abweichen, so muss der Konzern die Minder/Mehreinspeisung über dem Onbalance-Markt ausgleichen. Wenn auf dem Onbalance-Markt positive Strompreise vorherrschen, so entsteht bei einer geringer als eingeschätzten Einspeisung einen Aufwand, während bei negativen Strompreisen ein Ertrag erwirtschaftet worden wäre.

Der Konzern managet das Strompreisswap-Risiko im belgischen Markt einerseits durch die aktive Steuerung der Produktionsmengen der belgischen Solaranlagen durch die An- bzw. Abschaltung einzelner Solaranlagen. Darüber hinaus schließt der Konzern gelegentlich Strompreisswap-Vereinbarungen ab. Dies wird unten weiter erläutert.

Gelegentlich schließt der Konzern jedoch zur Absicherung des Strompreisswap-Risikos Strompreisswap-Vereinbarungen, diese haben zum Zweck einen Strompreis oberhalb dem Einspeisevergütungssatz festzulegen.

Die Bedingungen der abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen, die das Geschäftsjahr oder das Vorjahr betreffen, wurden in die unterstehende Tabelle dargestellt.

	Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2023	Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024	Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*	Europäisches Nutzunternehmen*	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	110 MWp Bis April 2024 60 MWp Ab Mai 2024	10 MWp	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung	EUR 57,30 / MWh	k.A.	EUR 58,70 / MWh
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung		
Zeitraum	Januar 2024 bis Dezember 2024	Juni 2024 bis Dezember 2024	Januar 2023 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	106,00 EUR / MWh	61,70 EUR / MWh	89,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)	EPEX-Spot Solar	EPEX-Spot Solar

**Strompreisswap-
Vereinbarung vom
Mai 2024**

Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	EUR 50,00 / MWh
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung
Zeitraum	Juni 2024 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	65,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot

Die Bedingungen der abgeschlossen Strompreisswap-Vereinbarungen, die ausschließlich künftige Geschäftsjahre wurden in die unterstehende Tabelle dargestellt.

	Strompreisswap- Vereinbarung vom Mai 2024	Strompreisswap- Vereinbarung vom Oktober 2024	Strompreisswap- Vereinbarung vom Oktober 2024
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*	Deutscher Direktvermarkter	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	41 MWp	7 MWp	23 MWp
Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	EUR 57,6 / MWh	EUR 49,0 / MWh	EUR 50,8 / MWh
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlagenportfolios im Zeitraum der Swap-Vereinbarung		
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025	Januar 2025 bis Dezember 2025	Januar 2025 bis Dezember 2027
Fester Strompreis	72,00 EUR / MWh	58,00 EUR / MWh	56,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX-Spot Solar	EPEX-Spot Solar	Höchstpreis zwischen dem EEX Marktwert Solar und dem anzulegenden Wert (Einspeisevergütungssatz)

* nicht unbedingt derselbe Vertragspartner **gewichtet nach Leistung

Im Rahmen einer Swap-Vereinbarung erhält der Konzern vom Vertragspartner für den Zeitraum entweder anstelle des Strompreises an der EEX-Strombörse einen Festpreis abzüglich der etwaigen positiven Differenz zwischen dem Einspeisevergütungssatz und dem PV-Strompreis an der EEX-Strombörse oder den Festpreis anstelle des EPEX Spot Preis Solar. Die Swap-Vereinbarung deckt die realen Produktionsvolumina der Solaranlagen ab.

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

Grundsätzlich werden Derivate beim erstmaligen Ansatz sowie im Rahmen der Folgebewertung zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewertet (siehe Anhangsziffer 6.12 E). Sich daraus ergebende Änderungen werden grundsätzlich im Gewinn oder Verlust erfasst.

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

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

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

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

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

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

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

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

Strompreisswap- Vereinbarung vom November 2024	
Vertragspartner	Europäisches Nutzunternehmen*
Leistung	22 MWp

Durchschnittlicher Einspeisevergütungssatz der vertraglich vereinbarten Leistung**	Marktwert
Volumen	Tatsächliche Produktion des betroffenen Anlageportfolios zum Zeitraum der Swap-Vereinbarung
Zeitraum	Januar 2025 bis Dezember 2025
Fester Strompreis	75,00 EUR / MWh
Variabler (Strom-)preis	EPEX Spot

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

Optionsverträge werden als derivative Verbindlichkeiten erfasst und erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVTPL). Zwischenzeitliche Änderungen im Wert der Option werden als Gewinn oder Verlust in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Bei Ausübung wird die Option aus der Bilanz entfernt, und alle finanziellen Auswirkungen einer Lieferung unter dem Marktwert werden in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Wenn die Option ohne Ausübung verfällt, wird die zuvor erhaltene Prämie als Gewinn verbucht.

Zum Bilanzstichtag wurde folgende derivative Forderungen (+)/Verbindlichkeiten (-) aus der Swap-Vereinbarungen bilanziell erfasst:

in TEUR	Währung	Tauschgeschäft	Fälligkeitsjahr	31.12.2025 Buchwert	31.12.2024 Buchwert
Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2023	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX-Strombörse	2023-2025	-	445
Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX-Strombörse	2024-2025	-	-43
Strompreisswap-Vereinbarung vom Mai 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX-Strombörse	2025	-	170
Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX-Strombörse	2025	-	-66
Strompreisswap-Vereinbarung vom Oktober 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX-Strombörse	2025-2027	693	-1
Strompreisswap-Vereinbarung vom November 2024	EUR	Festpreis gg. EPEX Spot PV an der EEX-Strombörse	2025	-	-62
Gesamt				693	443

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

Für die Bilanzierung des beizulegenden Zeitwertes der Swap-Vereinbarung wurden zum Bilanzstichtag folgende Annahmen getroffen bzw. erfolgten folgende Schätzungen:

Die Terminstrompreise für den Zeitraum vom 1. Januar 2026 bis zum 31. Dezember 2026 i. H. v. durchschnittlich 47,13 EUR/MWh sowie eine geschätzte spezifische Produktion 936 kWh/kWp für ein einzelnes Geschäftsjahr, welches auf Grundlage von Erfahrungswerten über den abgesicherten Monaten verteilt wird.

Die folgende Tabelle zeigt die Auswirkung einer Änderung der Terminstrompreise um +/-10 EUR/MWh bezüglich der Restlaufzeit der Strompreisswap-Vereinbarungen, welche zum Bilanzstichtag abgeschlossen waren, auf das sonstige Ergebnis:

in TEUR Änderung des sonstigen Ergebnisses bei einer Änderung der Terminstrompreise um:	31.12.2025	
	+10 EUR/MWh	-10 EUR/MWh
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Strompreisswap-Vereinbarungen vor Steuern	-327	+327
Latente Steuern auf das sonstige Ergebnis aus der als Hedge- Accounting designierten Strompreisswap-Vereinbarungen	96	-96
Sonstiges Ergebnis aus der als Hedge-Accounting designierten Strompreisswap-Vereinbarungen nach Steuern	-231	+231

27. LEASINGVERHÄLTNISSE

Zu den Rechnungslegungsmethoden siehe Anhangsziffer 6.16.

27.1. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGNEHMER

Der Konzern hat kurzfristige Leasingverträge und solche die ausschließlich variable Zahlungen beinhalten, welche nicht aktiviert werden. Dies betrifft einen angemieteten Büroraum mit einer Laufzeit von weniger als drei Monaten sowie verschiedene Gestattungsverträge, von welchen die Leasingzahlungen von den erwirtschafteten Umsätzen bzw. der Produktion der auf den Flächen betriebenen Anlagen abhängen. Eine Mindestleasingzahlung gibt es bei diesen Gestattungsverträgen nicht. Die variablen Leasingzahlungen aus diesen Gestattungsverträgen werden erfolgswirksam im sonstigen Betriebsaufwand erfasst. Die Variabilität resultiert daraus, dass bei diesen Verträgen eine Komponente inkludiert ist, wonach ein Teil der Leasingzahlungen von den Umsatzerlösen der auf dem Grundstück befindlichen Solaranlage abhängt.

Die gesamten Zahlungsmittelabflüsse aus bilanzierten Leasingverhältnissen betragen TEUR 3.283 im Geschäftsjahr (i. VJ.: TEUR 3.361). Zahlungsmittelabflüsse aus nicht-bilanzierten Leasingverhältnissen betragen TEUR 176 im Geschäftsjahr (i.VJ. TEUR 153).

27.2. LEASINGVERHÄLTNISSE ALS LEASINGGEBER

Der Konzern hat ebenfalls einige Grundstücke und Gebäude im Eigentum, die neben der Eigennutzung auch teilweise langfristig vermietet werden. Dies betrifft meistens Operating-Leasingverhältnisse mit einer Laufzeit von über 20 Jahren für die Vermietung von Freiflächen für den Betrieb von Photovoltaikanlagen sowie kurz- bis mittelfristig vermietete Büroräume (bis zu fünf Jahre).

A. KÜNFTIGE MINDESTLEASINGZAHLUNGEN

Zum 31. Dezember 2025 stehen die folgenden künftigen Mindestleasingzahlungen im Rahmen von unkündbaren Leasingverhältnissen aus:

in TEUR	2025
2026	114
2027	114
2028	114
2029	114
2030	89
Länger als fünf Jahre	37
Gesamt	583

Zum 31. Dezember 2024 stehen die folgenden künftigen Mindestleasingzahlungen im Rahmen von unkündbaren Leasingverhältnissen aus:

in TEUR	2024
2025	96
2026	96
2027	96
2028	96
2029	96
Länger als fünf Jahre	140
Gesamt	620

B. IM GEWINN ODER VERLUST ERFASSTE BETRÄGE

Im Jahr 2025 wurden Mieteinnahmen aus Immobilien von TEUR 249 (i. VJ.: TEUR 230) in den Umsatzerlösen erfasst:

in TEUR	2025	2024
Immobilien, mit denen Mieteinnahmen erzielt werden	249	230
Gesamt	249	230

28. EVENTUALVERBINDLICHKEITEN

Es existieren kein Bauverpflichtungen aus Investitionszuschussverfahren mehr. Im Vorjahr war für einen Betrag i. H. v. TEUR 15 als Bankbürgschaft hinterlegt worden.

29. NAHESTEHENDE UNTERNEHMEN UND PERSONEN

29.1. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

A. VERGÜTUNG DER MITGLIEDER DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vergütung der Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen umfasst:

in TEUR	2025	2024
Kurzfristig fällige Leistungen	795	576
Gesamt	795	576

Die Vergütung für die bestehenden Mitglieder des Managements betrug für das Jahr 2025 TEUR 795 (i. VJ.: TEUR 576) für ihre Funktionen im Konzern (mittelbar und unmittelbar).

B. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES MANAGEMENTS IN SCHLÜSSELPOSITIONEN

Die Vorstandsmitglieder verfügen über 2,9 % der Stimmrechtsanteile des Unternehmens am Tag der Veröffentlichung.

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

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 31. Dezember	
	2025	2024	2025	2024
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung (*)	1	1	-	-
Fremdleistung (**)	81	79		8

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

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

C. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT MITGLIEDERN DES AUFSICHTSRATS

Im Geschäftsjahr 2024 und 2025 war Frau Bridget Woods, mittelbar über ein Beratungsunternehmen, in einer beratenden Funktion außerhalb Ihres Aufsichtsratsmandat für den Konzern tätig. Frau Woods hat den Aufsichtsrat am 4. Juni 2025 verlassen.

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 31. Dezember	
	2025	2024	2025	2024
Geschäftsvorfall				
Dienstleistung	52	35	-	-

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

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

in TEUR	Viriflux BV	Zweite Solarpark Nowgorod GmbH & Co. KG
	Verkauf von Strom	12
Verkauf von Dienstleistungen	1	3
Sonstiger betrieblicher Ertrag	-	-

E. GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT SONSTIGEN NAHESTEHENDEN PERSONEN

Es gab im Berichtszeitraum keine Geschäftsvorfälle mit sonstigen nahestehenden Personen.

in TEUR	Werte der Geschäftsvorfälle		Salden ausstehend zum 31. Dezember	
	2025	2024	2025	2024
Geschäftsvorfall	-	1	-	-
Personalaufwand	-	1	-	-

30. EREIGNISSE NACH DEM ABSCHLUSSSTICHTAG

30.1. AKTIENRÜCKKAUF 2026

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.

30.2. STROMPREISABSICHERUNG Q2 UND Q3 2026

Die 7C Solarparken AG (die "Gesellschaft") hat im März 2026 für das zweite und dritte Quartal 2026 (Q2/26 und Q3/26) einen Vertrag abgeschlossen, der den Strompreis des Direktvermarktungsvertrages für ein Portfolio mit insgesamt 100 MWp fixiert hat. Die Transaktion dient der Absicherung der Marktpreise für 15 bestehende Photovoltaikanlagen, die unter dem Direktvermarktungsmodell betrieben werden.

Durch den Abschluss dieser Vereinbarung wird 7C Solarparken statt dem Marktwert-Solar für die betroffenen Anlagen im Durchschnitt von Q2 und Q3 2026 einen Festpreis i.H.v. 40 EUR/MWh erhalten. Insgesamt könnte auf Jahresbasis der realisierte Strompreis für diese Anlagen damit erneut die Marke von 50 EUR/MWh überschreiten – vorbehaltlich der normalen Preisentwicklung des Marktwert-Solars in den übrigen Quartalen.

Außerdem ermittelt der Vertrag die vergütete Strommenge anhand eines Indexes, sodass unter dem Vertrag nicht nur die tatsächliche Produktion, sondern auch Abschaltungsvolumina, die infolge negativer Strompreise sowie durch ReDispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers entstehen können, vergütet werden. Damit reduziert die Gesellschaft die Ergebnisvolatilität des Portfolios und verbessert die Planbarkeit der Erlöse in einem Marktumfeld, das weiterhin von hoher Preisdynamik und zunehmenden Eingriffen in die Produktion der Solaranlagen geprägt ist.

Da es sich um eine Absicherung des Marktwert-Solars handelt, wird der Anspruch auf Erhalt der Marktprämie, die der Netzbetreiber im Rahmen der jeweiligen Fördermechanik auszahlt, durch den Vertrag nicht geändert.

31. ANGABEN NACH § 315A HGB

31.1. HONORAR DES ABSCHLUSSPRÜFERS

in TEUR	2025	2024
Abschlussprüfungsleistungen	280	184
Andere Bestätigungsleistungen	-	8
Sonstige Leistungen	-	22
Gesamt	280	213

Das vom Abschlussprüfer für das Geschäftsjahr berechnete Honorar für Abschlussprüfungsleistungen zum 31. Dezember 2025 betragen insgesamt TEUR 280 (i. VJ.: TEUR 213). Neben den vorgenannten Abschlussprüfungsleistungen sind weitere Aufwendungen i. H. v. TEUR 5 (i. VJ.: TEUR 8) für andere Bestätigungsleistungen des Abschlussprüfers berücksichtigt.

31.2. CORPORATE GOVERNANCE

Die Entsprechungserklärung zum Corporate Governance Kodex gemäß § 161 AktG wurde abgegeben und den Aktionären auf der Website der Gesellschaft (<https://www.solarparken.com/entsprechenserklaerung.php>) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht. Für genauere Angaben wird auf den Corporate Governance Bericht des Geschäftsberichtes verwiesen.

31.3. MITARBEITER

Im Jahr 2025 beschäftigte der Konzern durchschnittlich 25 Mitarbeiter (i. VJ.: 23), zum 31. Dezember 2025 waren 27 Mitarbeiter (i. VJ.: 24) im Konzern tätig.

32. NEUE STANDARDS UND INTERPRETATIONEN, DIE NOCH NICHT ANGEWENDET WURDEN

7C Solarparken wendet die Grundsätze des Framework sowie alle zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2025 durch die EU im Rahmen des Endorsements übernommenen und verpflichtend anzuwendenden IFRS des International Accounting Standards Board (IASB) sowie die verpflichtend anzuwendenden Auslegungsregeln des International Financial Reporting Interpretations Committee des IASB (IFRIC) an.

32.1. ERSTMALIG IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET

Die folgenden neuen Standards und Interpretationen bzw. Änderungen von bestehenden Standards und Interpretationen waren für das Geschäftsjahr 2025 erstmalig anzuwenden:

Standard (veröffentlicht am)	Anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach beginnen	Inhalt und Bedeutung	Auswirkung
IAS 1	1. Januar 2025	Mangelnde Umtauschbarkeit – änderungen an IAS 21	unwesentlich

Die Änderungen hatten keinen wesentlichen Einfluss auf die Darstellung der Vermögens- Finanz- und Ertragslage des vorliegenden Konzernabschlusses.

32.2. NOCH NICHT IM GESCHÄFTSJAHR ANGEWENDET

Das IASB hat folgende, aus heutiger Sicht grundsätzlich relevante, neue beziehungsweise geänderte Standards verabschiedet. Da diese Standards jedoch noch nicht verpflichtend anzuwenden sind beziehungsweise eine Übernahme durch die EU zum Teil noch aussteht, hat 7C Solarparken diese Standards im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 nicht angewendet. Die neuen Standards beziehungsweise Änderungen von bestehenden Standards sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem jeweiligen Zeitpunkt des Inkrafttretens beginnen. Eine vorzeitige Anwendung erfolgt für gewöhnlich nicht, auch wenn einzelne Standards dies zulassen.

Standard (veröffentlicht am)	Anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach beginnen	Inhalt und Bedeutung
IFRS 9 & 7	1. Januar 2026	Einstufung und Bewertung von Finanzinstrumenten
IFRS 9 & 7	1. Januar 2026	Verträge, die sich auf naturabhängigen Strom beziehen
IFRS Standards – Band 11	1. Januar 2026	Jährliche Verbesserungen an den IFRS Accounting Standards
IFRS 18	1. Januar 2027	Darstellung und Angaben im Abschluss
IFRS 19	1. Januar 2027	Tochterunternehmen die keiner öffentlichen Rechenschaftspflicht unterliegen - Angabe
IAS 21	1. Januar 2027	Umrechnung in eine hochinflationäre Berichtswährung

Die zukünftigen Änderungen der IFRS-Standards werden fortlaufend untersucht. .

A. IFRS 18 Darstellung und Angaben im Abschluss

IFRS 18 wird IAS 1 *Darstellung des Abschlusses* ersetzen und ist in Geschäftsjahren anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2027 beginnen. Der neue Standard führt die folgenden wesentlichen neuen Anforderungen ein.

Unternehmen werden verpflichtet, alle Erträge und Aufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung in fünf Kategorien einzuteilen: die betriebliche Kategorie, die Investitions-Kategorie, die Finanzierungs-Kategorie, die Ertragsteuern-Kategorie und die Aufgegebene-Geschäftsbereiche-Kategorie. Unternehmen werden auch verpflichtet, eine neu definierte Zwischensumme „Betriebsergebnis“ darzustellen. Das Periodenergebnis der Unternehmen wird sich nicht ändern.

Bestimmte unternehmensindividuelle Leistungskennzahlen (sogenannte Management-defined Performance Measures, MPMs) werden in einer gesonderten Anhangangabe im Abschluss angegeben.

Es werden verbesserte Leitlinien zur Gruppierung von Informationen innerhalb des Abschlusses eingeführt.

Darüber hinaus werden alle Unternehmen verpflichtet, das Betriebsergebnis als Startpunkt für die Kapitalflussrechnung zu verwenden, wenn sie den Cashflow aus der betrieblichen Tätigkeit nach der indirekten Methode darstellen.

Zurzeit bewertet der Konzern die möglichen Auswirkungen des neuen Standards, insbesondere im Hinblick auf die Struktur der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, die Kapitalflussrechnung und die zusätzlichen Angabepflichten für MPMs. Der Konzern prüft auch die Auswirkungen auf die Art und Weise, wie Informationen in den Abschlüssen gruppiert werden, einschließlich der Posten, die derzeit als „Sonstige“ bezeichnet werden.

B. Verträge, die sich auf naturabhängigen Strom beziehen (Änderungen an IFRS 9 und IFRS 7)

Die IASB-Änderungen zu IFRS 9 und IFRS 7 im Zusammenhang mit „Verträgen über naturabhängige Stromversorgung“ wurden im Mai 2024 veröffentlicht und sind für Berichtsperioden ab 1. Januar 2026 verpflichtend

anzuwenden. Die Änderungen zielen darauf ab, die Klassifizierung und Bewertung von Finanzinstrumenten, deren Zahlungsströme an naturabhängige Strommengen gekoppelt sind, zu präzisieren und inkonsistente Auslegungen in der Praxis zu reduzieren.

Solche Verträge beziehen sich typischerweise auf Stromliefer- oder Abnahmevereinbarungen, deren variable Komponenten von naturbedingten Faktoren wie Sonneneinstrahlung, Windaufkommen oder wetterabhängiger Erzeugungsleistung bestimmt werden. Die Änderungen stellen klar, wie diese Merkmale bei der Beurteilung der vertraglichen Zahlungsstromcharakteristika zu berücksichtigen sind und erweitern die Berichtspflichten im Hinblick auf contingent features sowie die damit verbundenen Risiken.

Der Konzern ist im erheblichen Umfang in der stromerzeugenden Photovoltaik tätig. Der Konzern verfügt über verschiedene langfristige Stromlieferverträge, deren variable Vergütungskomponenten von witterungsabhängiger Stromproduktion beeinflusst werden.

Basierend auf einer vorläufigen Analyse geht der Konzern davon aus dass es keine wesentliche Änderung in der Klassifizierung bestehender Verträge und keinen wesentlicher Einfluss auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage geben wird. Wir rechnen mit erhöhten Offenlegungspflichten für naturabhängige Bestandteile.

C. Sonstige

Die andere neuen und geänderten Standards haben voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

33. ABKÜRZUNGS- UND BEGRIFFSVERZEICHNIS

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

34. ORGANE DER GESELLSCHAFT

A. MITGLIEDER DES VORSTANDS

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

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

Philippe Cornelis	
CTO	Seit 17.02.2025
Wohnort	Belsele, Belgien
Ausbildung	Bachelor Elektromechnik

B. MITGLIEDER DES AUFSICHTSRATS

Joris De Meester	
Mitglied	Seit 15. Februar 2013
Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Stellvertretender Vorsitzender	Bis 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer OakInvest BV, Antwerpen, Belgien
Aufsichtsratsmandate und Mitgliedschaften in vergleichbaren Kontrollgremien nach § 285 Nr.10 HGB:	
<ul style="list-style-type: none">- Verwalter, HeatConvert U.A., Goor, Niederlande- Verwalter, PE Event Logistics Invest NV, Leuven, Belgien- Verwalter, Family Backed Real Estate NV, Antwerpen, Belgien- Verwalter, Sebiog-Invest BV, Brecht, Antwerpen, Belgien- Verwalter, JPJ Invest NV, Sint-Martens-Latem, Belgien- Verwalter, NPG Bocholt NV, Bocholt, Belgien- Verwalter, Biopower Tongeren NV, Tongeren, Belgien- Verwalter, Sebiog Group NV, Bocholt, Belgien- Verwalter, Agrogas BV, Geel, Belgien- Verwalter, Caloritum NV, Antwerpen, Belgien- Verwalter, ExCausa BV, Geel, Belgien	

Bridget Woods	
Mitglied	Seit 17. Dezember 2015 bis 4. Juni 2025
Stellvertretender Vorsitzender	Seit 15. Juli 2016
Berufliche Tätigkeit	Unternehmensberaterin
-	

Paul Decraemer	
Mitglied	Seit 14. Juli 2017
Berufliche Tätigkeit	Geschäftsführer Paul Decraemer BV, Lochristi, Belgien CFO Inbiose NV
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 8. 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

Bayreuth, 1. April 2026

Steven De Proost
Vorstandsvorsitzender (CEO)

Koen Boriau
Finanzvorstand (CFO)

Philippe Cornelis
Vorstand (CTO)

WEITERE INFORMATIONEN

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 sowie die Lage der Gesellschaft bzw. des Konzerns so dargestellt werden, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird und die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung 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 Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der 7C Solarparken AG, Bayreuth, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2025, der Konzern-Gesamtergebnisrechnung, der Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 sowie dem Konzernanhang, einschließlich wesentlicher Informationen zu den Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den zusammengefassten Lagebericht 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, sowie 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 Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den vom International Accounting Standards Board (IASB) herausgegebenen IFRS Accounting Standards (im Folgenden „IFRS Accounting Standards“), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2025 sowie seiner 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 des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, 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 Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses 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 Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen 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 Konzernabschluss 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 Konzernabschluss,
 - nicht die inhaltlich geprüften Angaben im zusammengefassten Lagebericht und nicht unseren dazugehörigen Bestätigungsvermerk und
- die Versicherung nach § 297 Abs. 2 Satz 4 HGB zum Konzernabschluss und die Versicherung nach § 289 Abs. 1 Satz 5 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, 315d 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 Konzernabschluss 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 Konzernabschlussprüfung haben wir die Verantwortung, die oben genannten sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, 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 wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Konzernabschlusses

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

Nachfolgend stellen wir die aus unserer Sicht besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

- 1) Erfassung und periodengerechte Realisierung der Umsatzerlöse
- 2) Werthaltigkeit der Solar- und Windparks

Zu 1) Erfassung und periodengerechte Realisierung der Umsatzerlöse aus dem Betrieb von Wind- und Solarparks und den damit verbundenen Stromverkäufen

a) Das Risiko für den Konzernabschluss

Im Konzernabschluss werden Umsatzerlöse in Höhe von EUR 65,7 Mio. (i. V. EUR 63,3Mio.) ausgewiesen, davon entfallen EUR 64,9 Mio. (i. V. EUR 62,6 Mio.) auf den Betrieb von Wind- und Solarparks und den damit verbundenen Stromverkäufen in Deutschland und Belgien. Die Umsatzerlöse aus Stromverkäufen aus den betriebenen Wind- und Solarparks stellen eine für die Finanz- und Ertragslage der 7C Solarparks AG, Bayreuth, wesentliche Bedeutung dar und werden insbesondere aus dem Verkauf des erzeugten Stroms an verschiedene Marktteilnehmer erzielt. Die zentrale Bedeutung dieser Position ergibt sich aus der oftmals komplexen Gesetzgebung und Vertragsgestaltung, wie beispielsweise Einspeisevergütung, Direktvermarktung, oder Grünstromzertifikate, und der Notwendigkeit, die korrekten Mengen- und Preisdaten zugrunde zu legen. Die Erfassung erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Stromlieferung bzw. erbrachten Leistung. Zur periodengerechten Erlösrealisation werden Umsätze aus erbrachten Stromlieferungen und Leistungen wie z. B. aus Grünstromzertifikaten monatlich auf Basis des eigenen Anlagenmonitorings abgegrenzt. Die tatsächliche Fakturierung erfolgt meist im Folgemonat per Gutschriftverfahren. Die Gesellschaft hat hierzu Prozesse implementiert, so dass die abgrenzungsrelevanten Umsätze systemseitig periodengerecht erfasst werden.

Die Angaben der Gesellschaft zu den Besonderheiten der leistungs- und periodengerechten Erfassung der Umsatzerlöse im Konzernabschluss sind in den Erläuterungen in den Abschnitten „6.4 Umsatzerlöse: Erlöse aus Verträge mit Kunden“ und „9.1 Umsatzerlöse“ sowie in Abschnitten „Grundlagen des Konzerns“ sowie „Wirtschaftliche Entwicklung“, Unterabschnitt „Ertragslage“ des zusammengefassten Lageberichts enthalten.

Aufgrund der bestehenden Gesetzgebung und der fortlaufenden regulatorischen Anpassungen, der unterschiedlichen Vertragsarten, der Komplexität bei der Zählerablesung, der Datenübertragung und -verarbeitung, sowie des monatlichen Abgrenzungsvolumens besteht ein erhöhtes Risiko hinsichtlich der Erfassung und der unzutreffenden Periodisierung von Umsatzerlösen.

Vor diesem Hintergrund erachten wir dies für einen besonders wichtigen Prüfungssachverhalt im Geschäftsjahr.

b) Prüferisches Vorgehen und Schlussfolgerungen

Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zunächst die Angemessenheit und die Wirksamkeit der von der Gesellschaft eingerichteten rechnungslegungsbezogenen Prozesse und Kontrollen zur Erfassung und Periodenabgrenzung der Umsatzerlöse beurteilt. Darauf aufbauend haben wir verstärkt aussagebezogene Prüfungshandlungen hinsichtlich der unterjährigen Erfassung sowie der Periodenabgrenzung zum Bilanzstichtag vorgenommen. Dabei haben wir neben analytischen Beurteilungen der Abgrenzungsbeträge im Zeitverlauf auch insbesondere anhand von Verträgen, erhaltenen Gutschriften und Zahlungseingängen in bewusster Auswahl beurteilt, ob die Umsatzerlöse leistungs- und periodengerecht in der Rechnungslegung erfasst wurden. Wir konnten uns anhand der durchgeführten aussagebezogenen Prüfungshandlungen davon überzeugen, dass die von den gesetzlichen Vertretern vorgenommenen Umsatzrealisierungen sowie zum Bilanzstichtag erfolgten Umsatzabgrenzungen hinreichend dokumentiert und begründet sind, um die sachgerechte Erfassung der Umsatzerlöse zu gewährleisten.

Zu 2) Werthaltigkeit der Solar- und Windparks

a) Das Risiko für den Konzernabschluss

Im Konzernabschluss werden bei einer Bilanzsumme in Höhe von EUR 496,3 Mio. (i. V. EUR 547,0 Mio.) Solar- und Windparks in Höhe von EUR 335,0 Mio. (i. V. EUR 370,3 Mio.) unter den langfristigen Vermögenswerten ausgewiesen. Im Geschäftsjahr wurden planmäßige Abschreibungen in Höhe von EUR 34,3 Mio. (i. V. EUR 33,9 Mio.) und außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von EUR 20,2 Mio. (i. V. EUR 3,7 Mio.) vorgenommen.

Die Angaben der Gesellschaft zu dem Wertminderungstest sind in den Abschnitten „17.1 Sachanlagen“ des Konzernanhangs und „Wirtschaftsbericht - Wirtschaftliche Entwicklung des Konzerns - Ertragslage“ des zusammengefassten Lageberichts enthalten.

Gemäß IAS 36.9 i. V. m. IAS 36.12 (a) ist eine außerplanmäßige Abschreibung dann durchzuführen, wenn der Buchwert der einzelnen Solar- und Windparks des Unternehmens höher ist als ihr erzielbarer Betrag, d.h. dem höheren der beiden Beträge aus dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten und dem Nutzungswert. Die Solar- und Windparks unterliegen nach IAS 36.9 i. V. m. IAS 36.10 einem anlassbezogenen Werthaltigkeitstest.

Im Rahmen des Werthaltigkeitstest werden komplexe Bewertungsmodelle verwendet, welche auf den Erwartungen über die zukünftige Entwicklung des jeweiligen Solar- und Windparks sowie der daraus resultierenden Zahlungsströme basieren. Die Prognosen künftiger Zahlungsströme des jeweiligen Wind- und Solarparks sind ihrerseits von zahlreichen Schätzparametern, u. a. Lebensdauer, Marktpreisentwicklung, Kosten für Wartung und Rückbau sowie regulatorische Annahmen, abhängig. Des Weiteren ist die Bewertung wesentlich von den verwendeten Diskontierungssätzen abhängig. Das Ergebnis der Wertminderungsprüfung unterliegt daher maßgeblich dem Einfluss ermessensbehafteter Werte und ist mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet.

Die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts ist vor dem Hintergrund der materiellen Bedeutung, der Komplexität der Bewertungsmodelle sowie der ermessenbehafteten Annahmen der gesetzlichen Vertreter unseres Erachtens ein besonders wichtiger Prüfungssachverhalt.

b) Prüferisches Vorgehen und Schlussfolgerungen

Im Rahmen unserer Prüfung haben wir den von den gesetzlichen Vertretern der 7C Solarparks AG, Bayreuth, implementierten Prozess sowie die Bilanzierungs- und Bewertungsvorgaben zur Beurteilung der Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts der Solar- und Windparks analysiert und uns ein Verständnis über die Prozessschritte verschafft. Zur Prüfung der Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts der Solar- und Windparks haben wir die Anwendbarkeit des herangezogenen Bewertungsmodells beurteilt, angewandte Methode der Durchführung des Werthaltigkeitstests mit den Erfordernissen des IAS 36 abgestimmt und die der Ergebnisplanung zu Grunde liegenden ermessenbehafteten Annahmen plausibilisiert. Hierbei haben wir auch die Planungstreue der Vergangenheit überprüft. Bei unserer Prüfung haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Durchführung des Werthaltigkeitstests nachvollzogen und die Ermittlung der für die Diskontierung angesetzten gewichteten Kapitalkosten beurteilt. Zur Sicherstellung der rechnerischen Richtigkeit der Bewertungen haben wir diese in Stichproben nachvollzogen. Die Berechnungsergebnisse des Mandanten haben wir anhand ergänzender Analysen, zu denen auch Sensitivitätsanalysen gehören, validiert.

Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Annahmen bei der Überprüfung der Werthaltigkeit der Solar- und Windparks sind unter Berücksichtigung der verfügbaren Informationen nach dem Ergebnis unserer Prüfung angemessen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht

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

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des zusammengefassten Lageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines zusammengefassten 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 des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss 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 des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum 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 Konzernabschlusses 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 Konzernabschluss 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 Konzernabschlusses 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 des Konzerns 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 bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und 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 der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS Accounting Standards, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- planen wir die Konzernabschlussprüfung und führen sie durch, um ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftsbereiche innerhalb des Konzerns einzuholen als Grundlage für die Bildung der Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Beaufsichtigung und Durchsicht der für Zwecke der Konzernabschlussprüfung durchgeführten Prüfungstätigkeiten. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des zusammengefassten Lageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.

- 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 bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger 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 Konzernabschlusses 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 Konzernabschlusses 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 „ESEF-Unterlagen SEVEN_C solarparken-2025-12-31-1-de.xbri“ enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses 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 Konzernabschlusses 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 Konzernabschlusses 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 Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ enthaltenen Prüfungsurteile zum beigefügten Konzernabschluss 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 Konzernabschlusses 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.

Rechtsunsicherheit über die Konformität der Auslegung der einschlägigen europäischen Vorschriften

Der in das ESEF-Format überführte Konzernabschluss ist aufgrund des von der Gesellschaft gewählten Konvertierungsprozesses hinsichtlich der Anhanginformationen im iXBRL-Format („Blocktagging“) nicht vollumfänglich sinnvoll maschinell auswertbar. Die Rechtskonformität der Auslegung der gesetzlichen Vertreter, dass eine sinnvolle maschinelle Auswertbarkeit der strukturierten Anhanginformationen von der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 beim Blocktagging des Anhangs nicht explizit gefordert wird, unterliegt einer bedeutsamen Rechtsunsicherheit, die damit auch eine inhärente Unsicherheit unserer Prüfung darstellt.

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 Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 HGB und für die Auszeichnung des Konzernabschlusses nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 2 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 Konzernabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts ermöglichen.
- beurteilen wir, ob die Auszeichnung der ESEF-Unterlagen mit Inline XBRL-Technologie (iXBRL) nach Maßgabe der Artikel 4 und 6 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der am Abschlussstichtag geltenden Fassung eine angemessene und vollständige maschinenlesbare XBRL-Kopie der XHTML-Wiedergabe ermöglicht.

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 5. Juni 2025 als Abschlussprüfer gewählt. Gemäß § 318 Abs. 2 HGB gelten wir als Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, da kein anderer Prüfer bestellt wurde. Wir wurden am 14. Juli 2025 vom Aufsichtsrat beauftragt.

Wir sind seit dem Geschäftsjahr 2025 als Abschlussprüfer des Konzernabschlusses 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 Konzernabschluss und dem geprüften zusammengefassten Lagebericht sowie den geprüften ESEF-Unterlagen zu lesen. Der in das ESEF-Format überführte Konzernabschluss und zusammengefasste Lagebericht – auch die in das Unternehmensregister einzustellenden Fassungen – sind lediglich elektronische Wiedergaben des geprüften Konzernabschlusses 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.