Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

Lagebericht
für das Geschäftsjahr
31.12.2025

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

1. Allgemein, Geschäftsbereich

Die WEB DGHS Wind GmbH & Co KG (kurz: DGHS KG) mit Sitz in 3834 Pfaffenschlag, Davidstraße 1, Niederösterreich, Firmenbuchgericht: Landesgericht Krems an der Donau (FN 525884i), ist Teil des Konzerns der WEB Windenergie AG, Pfaffenschlag/ Österreich – Teil der W.E.B-Gruppe. Die W.E.B-Gruppe beschäftigt sich mit der Projektentwicklung und dem Betrieb von Kraftwerken auf Basis Erneuerbarer Energien. Dazu zählen Projekte und Anlagen in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik. Insgesamt ist die W.E.B-Gruppe in acht Ländern in Europa und Nordamerika aktiv: in Österreich, Deutschland, Frankreich, Italien, der Tschechischen Republik und der Slowakei sowie in Kanada und den USA. In diesen Ländern hat die W.E.B-Gruppe lokale Teams installiert, die sich primär mit der Entwicklung neuer Projekte bzw. der Akquisition von Projekten in unterschiedlichen Entwicklungsstadien beschäftigen. Der Betrieb der Kraftwerke in allen Ländern wird zentral von Österreich aus koordiniert. Der Vertrieb des erzeugten Stroms erfolgt hauptsächlich indirekt (über Stromhändler, Stromversorger und - bei gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen für Grünstrom - über nationale Abwicklungsstellen), aber auch direkt an Business- und Privatkunden.

Die internationale Ausrichtung und die technologische Streuung unserer Projekte bilden die Basis, um die Herausforderungen einer nachhaltigen, dezentralen Versorgung mit Erneuerbarer Energie erfolgreich zu meistern.

1.2. Zweigniederlassungen

Die WEB DGHS Wind GmbH & Co KG verfügt über keine Zweigniederlassungen.

2. Politische und regulatorische Rahmenbedingungen

Mit einem Anstieg von 8 % gegenüber dem Vorjahr beliefen sich die weltweiten Investitionen im Kontext der Energiewende im Jahr 2025, das von geopolitischen Spannungen geprägt war, auf einen Rekordwert von 2,3 Billionen USD. Davon betrafen Investitionen in erneuerbare Energien knapp 700 Milliarden USD. Aufgrund von Änderungen der Vorschriften im chinesischen Strommarkt und den damit einhergehenden Unsicherheiten gingen die Investitionen in diesem Bereich um rund 10 % im Vergleich zum Vorjahr zurück. Die Investitionen in den USA stiegen trotz politischem Gegenwind um 3,5 % im Vergleich zum Vorjahr. Obwohl die weltweiten Investitionen einen historischen Höchststand erreicht haben, hat sich das Wachstum stetig verlangsamt - von 27 % im Jahr 2021 auf 8 % im Jahr 2025 (Quelle: BloombergNEF − Energy Transition Investment Trends).

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

2.3. Allgemeine regulatorische Rahmenbedingungen

Mit dem europäischen Grünen Deal (Green Deal, vorgestellt 2019) hat die EU-Kommission den strategischen Rahmen gesetzt, um Europa bis 2050 klimaneutral zu machen. Der Grüne Deal bündelt sektorübergreifende Initiativen in den Bereichen Klima, Energie, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft, Umwelt und nachhaltiges Finanzwesen.

Das Paket **„Fit for 55“** (vorgestellt 2021) überführt die Ziele des Grünen Deals in die Gesetzgebung und dient der Senkung der Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber 1990 und dem Ziel, bis 2050 klimaneutral zu sein. Das Paket besteht aus vielen einzelnen Initiativen und Rechtsakten, die hier nur beispielhaft angeführt werden.

Mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III (Richtlinie (EU) 2023/2413) hat die EU die Zielvorgabe für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen bis 2030 deutlich angehoben: das frühere EU-Ziel aus der RED II von mindestens 32 % wurde auf mindestens 42,5 % erhöht, zusätzlich ist ein indikatives Plus von 2,5 % vorgesehen. Die Umsetzung in nationales Recht war grundsätzlich bis 21. Mai 2025 vorgesehen. Die nationale Umsetzung in den Mitgliedstaaten befindet sich - je nach Land - in unterschiedlichen Stadien der Umsetzung.

Mit der überarbeiteten Energieeffizienz-Richtlinie EED (Richtlinie (EU) 2023/1791 (EEDIII), in Kraft seit Oktober 2023) wurde das EU-Energieeffizienzziel verbindlicher ausgestaltet: EU-weit ist bis 2030 eine zusätzliche Reduktion des Energieverbrauchs um 11,7 % gegenüber dem EU-Referenzszenario 2020 sicherzustellen. Die Umsetzung in nationales Recht war grundsätzlich bis 11. Oktober 2025 vorgesehen. Nach einer von der EU veröffentlichten Übersicht hatten 18 Mitgliedstaaten (unter anderem Österreich) bis November 2025 nationale Umsetzungsdokumente zumindest öffentlich zugänglich gemacht.

Der EU-CO2-Grenzausgleich - Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) - trat mit 1. Jänner 2026 in die definitive Phase ein. Die Übergangsphase bis 31. Dezember 2025 war im Wesentlichen auf Berichtspflichten beschränkt. Ab 2026 wird die Registrierung und Zulassung als „authorised CBAM declarant“ für betroffene Importe operativ relevant, und der Mechanismus entwickelt sich schrittweise vom Reporting zu finanziellen Verpflichtungen. In der praktischen Umsetzung hängen Prozesse und Lieferkettenanpassungen derzeit maßgeblich von Detailvorgaben und Sekundärrecht ab.

Als Teil des „Fit for 55“-Pakets verpflichtet die EU-Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) Österreich, seine Treibhausgasemissionen in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels (non-ETS) bis 2030 um bis zu 48 % gegenüber 2025 zu reduzieren. Davon sind hauptsächlich Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft betroffen.

Die **Batterieverordnung (EU) 2023/1542** etabliert einen umfassenden Rechtsrahmen für Batterien und verschärft Anforderungen an deren Nachhaltigkeit, Sicherheit, Kennzeichnung und Recycling über den gesamten Lebenszyklus - von der Rohstoffgewinnung und Herstellung über die Nutzung bis zur Rücknahme und Verwertung. Ziel ist es, die Umweltauswirkungen zu reduzieren, Transparenz in der Lieferkette zu erhöhen und eine Kreislaufwirtschaft für Batterien zu stärken.

REPowerEU (Energieunabhängigkeit & Beschleunigung der Energiewende) wurde 2022 ins Leben gerufen und dient der Stärkung der Energieunabhängigkeit (u. a. Energieeinsparungen, Diversifizierung der Versorgung und beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien). Die

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

praktische Finanzierung und Umsetzung erfolgt, indem Mitgliedstaaten eigene „REPowerEU-Kapitel“ als Ergänzung zu ihren nationalen Aufbau- und Resilienzplänen (Recovery and Resilience Plans) im Rahmen der Aufbau- und Resilienzfazilität (RRF) erreichen. Diese Kapitel bündeln zusätzliche Reformen und Investitionen entlang der in der REPowerEU-Regelung definierten Ziele.

Sowohl die **Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie** als auch die **Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung** wurden im Jahr 2024 reformiert. Die Richtlinie stärkt insbesondere Verbraucherschutz und Transparenz und war grundsätzlich bis 17. Jänner 2025 national umzusetzen (einzelne Punkte bis 17. Juli 2026). Die Verordnung ist unmittelbar anwendbar und fokussiert auf die Weiterentwicklung der Marktregeln zur Stabilisierung von Preisen und Investitionen, u. a. durch Förderung langfristiger Verträge (sogenannter Power Purchase Agreements, PPAs) oder der Stärkung von Versorgungssicherheit und Flexibilität (z. B. Kapazitätsmechanismen).

Am 16. Juli 2024 trat eine Verordnung zur **Reform des EU-Strommarktdesigns** in Kraft, mit der bereits bestehende Verordnungen im Hinblick auf die Verbesserung des Strommarktdesigns der EU geändert wurden.

Die Verordnung legt die Leitlinien für das Strommarktdesign der Union fest, um dessen Schwankungen zu verringern und die Verbraucher vor Preisschwankungen zu schützen, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleistet und der Ausbau Erneuerbarer Energien beschleunigt wird. Ziel ist die Schaffung erschwinglicher und wettbewerbsfähiger Strompreise sowie die Stabilisierung der Märkte und der langfristigen Preise, unter anderem durch Förderung von Stromabnahmeverträgen (PPAs), Förderung von Finanzinvestitionen in kohlenstoffarme Stromerzeugungsanlagen durch direkte Unterstützungsprogramme mittels zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference, CFDs) oder gleichwertige Programme.

Mit der **Ökodesign-Verordnung (EU) 2024/1781** vom 13. Juni 2024 hat die EU einen verbindlichen Rahmen geschaffen, um Ökodesign-Anforderungen für Produkte festzulegen. Grundprinzip ist, dass Produkte nur dann in der EU in Verkehr gebracht oder in Betrieb genommen werden dürfen, wenn sie die jeweils anwendbaren Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen („Ökodesign als Marktzugangsvoraussetzung“). Der Anwendungsbereich erfasst - mit wenigen Ausnahmen - nahezu alle physischen Waren einschließlich Bauteilen und Zwischenprodukten.

Für die Unternehmenspraxis ist wesentlich, dass konkrete Anforderungen je Produktgruppe erst schrittweise durch die EU-Kommission mittels delegierter Rechtsakte festgelegt werden. Solange diese produktspezifischen Rechtsakte noch nicht vorliegen, bestehen für viele betroffene Wirtschaftsteilnehmer noch keine detaillierten, verbindlichen Vorgaben über den allgemeinen Rahmen hinaus.

Weitere Elemente greifen ab Juli 2026, darunter u. a. das Verbot der Vernichtung bestimmter unverkaufter Konsumprodukte (ab 19. Juli 2026, mit Ausnahmen für Kleinst- und Kleinunternehmen).

Im Juni 2024 wurde die Verordnung zur Schaffung eines Rahmens für Maßnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologieprodukten („Netto-Null-Industrie-Verordnung“) veröffentlicht. Durch diese neuen Vorschriften werden die Voraussetzungen für Investitionen in grüne Technologien erleichtert (z.B. durch die

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

Vereinfachung von Genehmigungsverfahren). Ziel ist es, 40 % des Bedarfs der EU an strategischen Technologieprodukten (u. a. Photovoltaikmodule, Windkraftanlagen, Batterien und Wärmepumpen) zu decken.

2.4. Regulatorische Rahmenbedingungen zur Preisbildung

Seit 1. Juli 2014 sind die Leitlinien der EU für Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich in Kraft. Ziel dieser Regelungen ist es, die Erneuerbaren Energien in den Strommarkt zu integrieren und die staatliche Unterstützung auf das Notwendigste zu begrenzen. Gestützte Einspeisetarife sollen in diesem Sinn schrittweise durch Ausschreibungsverfahren ersetzt und die Förderung grundsätzlich in Form einer Marktprämie gewährt werden.

Die Förderregelungen sind so zu gestalten, dass die Integration Erneuerbarer Energien in den Elektrizitätsmarkt marktorientiert erfolgt.

Forciert durch den deutschen Energieregulator, die Bundesnetzagentur, und die europäische Regulierungsagentur ACER wurde der gemeinsame Strommarkt zwischen Österreich und Deutschland mit Oktober 2018 getrennt. Diese Maßnahme zielte auf das Entstehen eines Engpasses ab, der sich an der physikalischen Leitungskapazität orientiert. Damit sollte der Handel von primär deutschem Windstrom nach Süden eingeschränkt werden, der vorwiegend über Tschechien und Polen geflossen war und dort die Netze massiv belastet hatte.

Nachdem der Strompreis bereits Ende des Jahres 2021 aufgrund unterschiedlicher Marktentwicklungen massiv angestiegen war, begann auch 2022 mit einem unverändert hohen Strompreis-Niveau. Als Folge wurde u. a. die Abschöpfung von außerordentlichen Erlösen von über 180,00 EUR/MWh durch die Verordnung über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise der EU (Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates) geregelt.

Die EU-Kommission hat im Kontext des europäischen Grünen Deals und zur Umsetzung des Legislativpakets „Fit für 55" eine Überarbeitung des europäischen Beihilfenrechts vorgenommen. Mit den am 18. Februar 2022 beschlossenen „Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01)" sollen Investitionen zur Förderung der Klima- und Umweltziele vereinfacht und beschleunigt werden.

2.5. Landesspezifische Rahmenbedingungen

In **Österreich** sind weiterhin ambitionierte Klimaziele politisch verankert: Der Stromverbrauch soll bis 2030 zu 100 % national bilanziell aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, und Österreich strebt Klimaneutralität bis 2040 an. Die Umsetzung erfolgt über die zuständigen Bundesressorts. Die Energieagenden sind dabei auf Bundesebene dem Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) zugeordnet. Seit dem Regierungswechsel Anfang des Jahres 2025 bestehen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien geänderte Rahmenbedingungen, deren weitere Ausgestaltung noch zu klären ist.

Als Reaktion auf den Ukraine-Krieg wurden auch in Österreich eine Vielzahl von Regelungen erlassen, die im Bereich Energie bzw. Strom auf mehr Effizienz und Einsparung, Umstieg auf Erneuerbare Energie und Ausbau derselben sowie Reduktion und Unabhängigkeit von fossilen

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

Energieträgern abzielen und auch die Bevölkerung und Industrie bei den gestiegenen Energiekosten unterstützen sollen. Dabei kam es zu einer Neuausrichtung einzelner Entlastungsinstrumente: Die Stromkostenbremse ist mit 31. Dezember 2024 ausgelaufen. Der Klimabonus wurde abgeschafft. Förderprogramme für den Ausstieg aus fossilen Heizsystemen und für Sanierungen werden hingegen - wenn auch in reduzierter Form - weitergeführt bzw. in eine mehrjährige Sanierungsoffensive übergeführt. Parallel dazu bleiben die Ökologisierung des Steuerungssystems, der Abbau klimaschädlicher Förderung sowie die Arbeiten an einem Klimagesetz zentrale Punkte der politischen Agenda.

Mit dem Erlass des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) liegt seit dem Jahr 2021 eine strukturelle Änderung der Förderung für Strom aus erneuerbaren Quellen vor.

Das EAG ist die zentrale Vorschrift für die Förderung der Erzeugung und Einspeisung von Erneuerbaren Energien in Österreich. Insbesondere finden sich im EAG die umwelt- und energiebezogenen Zielsetzungen (100 % Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2030), die neuen Förderregelungen für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbarer Energie, die Grundlage zur Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel sowie die Regelungen zur neu geschaffenen EAG-Förderabwicklungsstelle.

Erreicht werden soll ein Zubau bei Windenergie von 400 MW pro Jahr, somit eine Verdopplung des bisherigen Ausbauvolumens; im Bereich Photovoltaik sollen jedes Jahr 1.000 MW neu ans Netz gehen.

Das im EAG vorgesehene Marktprämienmodell legt − vergleichbar mit Regelungen in anderen Ländern Europas − fest, dass Windkraftanlagen sowie Photovoltaikanlagen an einem Ausschreibungsverfahren teilnehmen können. Damit soll ein Preiswettbewerb zwischen den Projektwerbern sichergestellt werden. Durch eine Standortdifferenzierung - also die Rücksichtnahme auf unterschiedliche Winderträge in unterschiedlichen Regionen durch einen Korrekturfaktor - soll ein breitflächiger Ausbau der Windkraft ermöglicht werden.

Mit der EAG-Novelle (BGBl. I Nr. 123/2024) und der EAG-Investitionszuschüsse-Verordnung-Strom-Novelle 2025 (BGBl. II Nr. 76/2025) wurde unter anderem ein „Made-in-Europe“-Bonus geschaffen: Bei Investitionszuschüssen können Zuschläge (bis zu 20 %) für bestimmte Photovoltaikkomponenten bzw. Speicher mit europäischer Wertschöpfung beantragt werden. Der Anwendungsbereich wurde später auf den Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) und die Schweiz erweitert.

Alternativ zur Marktprämie enthält das EAG für kleinere Anlagen eine Förderung in Form eines Investitionszuschusses, welcher einmalig nach Inbetriebnahme der Anlage ausbezahlt wird.

Seit 1. Dezember 2022 gilt in Österreich das Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom (EKBSG). Dieses wurde als Reaktion auf die hohen Energiepreise und auf die Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates verabschiedet. Das EKBSG bezieht sich auf Stromerzeuger und den von ihnen im Inland erzeugten Strom. Der Erlös pro MWh für den Zeitraum 1. Dezember 2022 bis 31. Dezember 2023, der die Obergrenze von 140,00 EUR bzw. 180,00 EUR bei Nachweis von klimafreundlichen Investitionen übersteigt, wurde zu 90 % abgeschöpft. Seit Juni 2023 liegen die nationalen Verordnungen zur Umsetzung des Energiekostenbeitrags vor. Diese normieren die Details der Umsetzung sowie zur Anrechenbarkeit begünstigter Investitionen.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

Die Anwendung des EKBSG wurde zunächst auf das Jahr 2024 erstreckt und schließlich mit der letzten Novelle auf weitere Erhebungszeiträume ausgedehnt (1. April 2025 bis 31. März 2030). Ab 1. April 2025 gelten deutlich niedrigere Obergrenzen von 90,00 EUR pro MWh (für Anlagen, die vor dem 1. April 2025 in Betrieb genommen wurden) bzw. 100,00 EUR (für Anlagen, die nach dem 1. April 2025 in Betrieb genommen wurden/werden). Zugleich steigt der Abschöpfungssatz für diese Erhebungszeiträume auf 95 %. Im Berichtsjahr kam es zu keiner Abschöpfung von Erlösen (Vorjahr 87 TEUR).

Seit 23. März 2023 ist die Novelle zum Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP-G Novelle) in Kraft. Schwerpunkte der Novelle sind Bestimmungen zur Verfahrenseffizienz und Erleichterungen für Vorhaben der Energiewende. Vorhaben der Energiewende sind Projekte, die der Errichtung, Speicherung oder Leitung Erneuerbarer Energien dienen, sowie Projekte des Eisenbahnausbaus. Wesentliche Neuerung in diesem Zusammenhang ist, dass Vorhaben der Energiewende als „in einem hohen öffentlichen Interesse“ gelten. Weiters soll sichergestellt werden, dass die Errichtung von Windenergieanlagen nicht mehr an einer fehlenden Raumplanung scheitert und daher insbesondere bei Vorliegen von landesweiten Zonierungen auch ohne örtliche Flächenwidmung zur Genehmigung eingereicht werden können.

Im März 2024 wurde eine Novelle des Luftfahrtgesetzes (LFG) beschlossen und damit die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen rechtlich ermöglicht. Die Novelle schafft die rechtliche Grundlage, dass Windenergieanlagen die Nachtkennzeichnung nur mehr bei Bedarf, also wenn sich ein Flugzeug nähert, aktivieren müssen.

Mit dem Günstiger-Strom-Gesetz (BGBl. I Nr. 91/2025, kundgemacht am 23. Dezember 2025) wurde ein neuer rechtlicher Rahmen für den österreichischen Strommarkt geschaffen. Kernstück ist das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG). Damit wird für die Energiewirtschaft ein neuer, modernisierter Rechtsrahmen geschaffen, und es werden zentrale Voraussetzungen für den Ausbau und die Systemintegration Erneuerbarer Energien gestärkt - unter anderem durch Regelungen zu Netzen und systemdienlichem Betrieb, Marktrollen und Prozessen, Verbraucherschutz sowie zur Weiterentwicklung von Energiegemeinschaften.

3. Energiewirtschaftliches und wirtschaftliches Umfeld

3.3. Klimatische Einflüsse auf Erzeugungsbedingungen

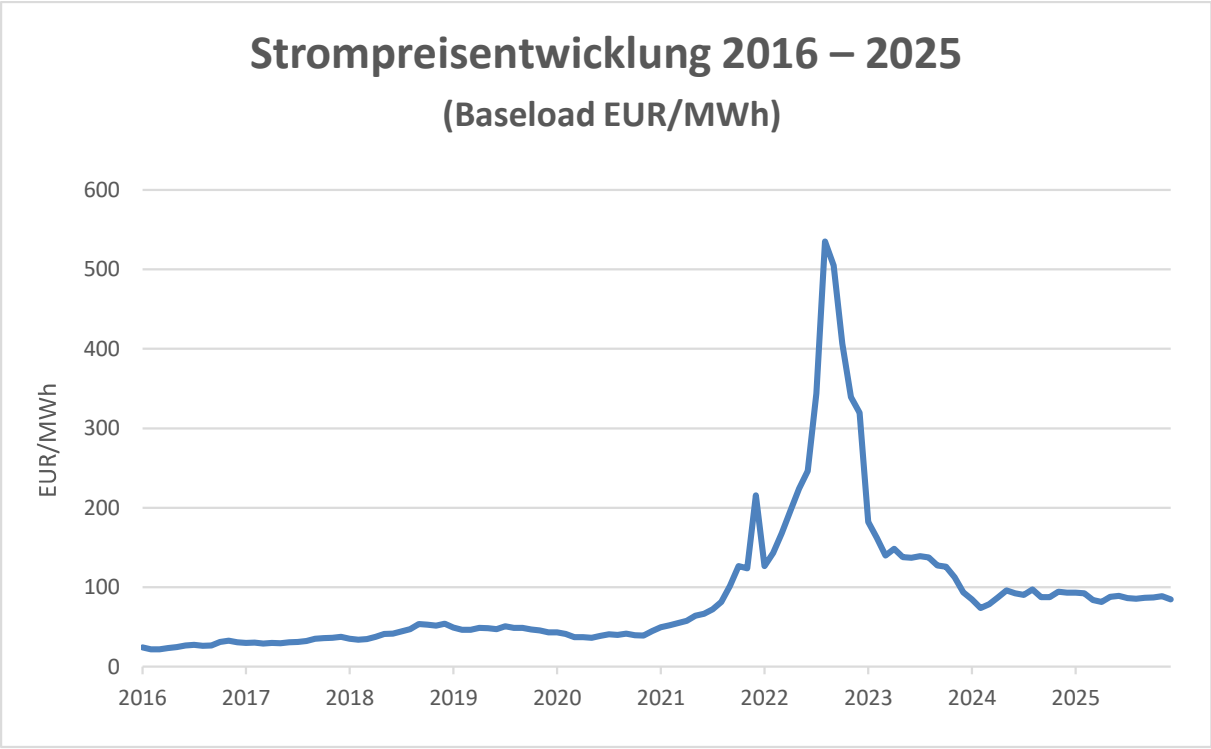
Nach zwei rekordverdächtig warmen Jahren in Folge waren die Temperaturen 2025 weniger extrem, im Vergleich zum langjährigen Mittel aber immer noch weit überdurchschnittlich. So gehörte 2025 zu den acht wärmsten Jahren seit Beginn der Aufzeichnungen 1767. Die globale Durchschnittstemperatur lag nahe an der 1,5-Grad-Grenze, was erneut die Auswirkungen des Klimawandels mit zahlreichen extremen Wetterereignissen wie Hitze, Trockenheit und Überschwemmungen unterstreicht.

Insgesamt spiegelten die Wetterlagen eine Verstärkung typischer Sommer-Extremphänomene wider (mehr Hitze, Trockenheit, Feuergefahr) verglichen mit früheren Jahrzehnten. Aufgrund des dadurch dominierenden Hochdruckeinflusses kam es beim Gesamtportfolio der W.E.B-Gruppe in nur zwei von zwölf Monaten zu einer Produktion über Planwerten. Schlussendlich blieb die erzielte Jahresproduktion von 1.579 GWh mit -8,1 % (-139 GWh) weit unter den Erwartungen.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

3.4. Strompreisentwicklung

Im Vergleich zu den Höchstständen im Jahr 2022 und Anfang des Jahres 2023 reduzierten sich die Strompreise in den Folgejahren 2024 und 2025 deutlich und stabilisierten sich im deutschen Markt auf einem Niveau von knapp 90 EUR/MWh. Damit lag der Strompreis weiterhin über den Durchschnittspreisen der Jahre 2016 bis 2021, aber deutlich unter dem Preisniveau der Jahre 2022 und 2023.

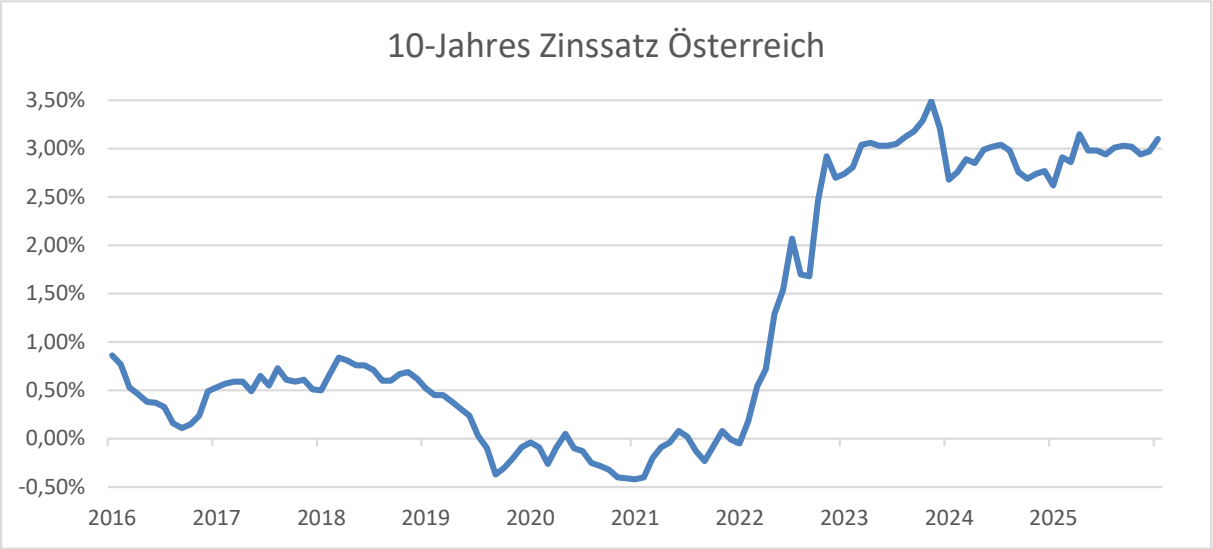


Entwicklung des Großhandelspreises für Strom in EUR/MWh nach Monatsdurchschnittswerten – Phelix Base Year Future 2016–2025; Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der EEX (www.eex.com)

3.5. Finanzmärkte – Zinsniveau

Da die Finanzierungen der W.E.B mit langfristigen Zinssicherungen abgeschlossen wurden, haben Zinsänderungen nur geringe Auswirklungen auf das finanzielle Ergebnis der W.E.B. Für die Errichtung von neuen Kraftwerken ist die Höhe des Zinssatzes ein Faktor, der die Rentabilität des Kraftwerks wesentlich beeinflusst.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A



Entwicklung 10-Jahres-Zinssatz (IRS) Österreich; Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der europäischen Zentralbank (ECB, www.data.ecb.europa.eu)

Ein für unsere Finanzierungen relevanter Zinssatz - der Zinssatz für 10-Jahres Finanzierungen in Österreich - blieb im Jahr 2025 ziemlich konstant und auf einem mit den Jahren 2023 und 2024 vergleichbaren Niveau. Damit blieben auch die Kosten von Finanzierungen auf dem Niveau der Vorjahre.

4. Geschäftsverlauf

4.3. Stromerzeugung

Die installierte Leistung zum Jahresende und die Produktionswerte der Stromerzeugung stellen sich wie folgt dar:

Jahr	*Installierte Leistung in MW*	*Erzeugte Strommenge in MWh*
2025	50,9	117.075
2024	50,9	134.639

4.4. Erzeugungsbedingungen Verfügbarkeit/Wartung

Die Kraftwerke der WEB DGHS GmbH & Co. KG realisierten im Jahr 2025 eine Zielerreichung von 93,3 % bzw. unterschritten das Plansoll um 6,7 %. Die monatlichen Ergebnisse zeigten zum Teil große alternierende Schwankungen um das Plansoll. Die windstärksten Monate mit positiven Resultaten waren April, Juli sowie Oktober. Negative Abweichungen waren von Jänner bis März sowie im Mai, Juni, August, September, November und Dezember zu verzeichnen.

Der Betrieb der Windkraftanlagen verlief im Jahr 2025 technisch sehr stabil. Mit 98,5 % zeitbasierter technischer Verfügbarkeit waren die Anlagen fast jederzeit betriebsbereit.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

4.5. Stromabsatz

Der Verkauf des von der W.E.B-Gruppe erzeugten Stroms erfolgt über Stromhändler, Stromversorger, Strombörsen, Abwicklungsstellen für Erneuerbare Energien oder aber auch an Business- und Privatkund:innen.

Die Kraftwerke der W.E.B-Gruppe werden auf Grundlage langfristiger Stromabnahme- beziehungsweise Marktprämien- oder Förderverträge errichtet. Für einen Teil der Anlagen sind diese Vertragsformen beziehungsweise Tarife bereits ausgelaufen. Neben der Vermarktung mit fixierten Fördertarifen ist vor allem die Direktvermarktung an Stromhändler beziehungsweise Stromversorger unter Marktprämien-Fördersystemen eine der wesentlichen Vermarktungsformen für die W.E.B-Kraftwerke. Aufgrund der Strompreisentwicklungen der vorangegangenen Jahre wurden die produzierten Strommengen einiger Kraftwerke, für die ein Fördertarif zur Anwendung kommt, direkt vermarktet.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

4.6. Ertragslage

Der Überschuss des Jahres 2025 lag um 5.849 TEUR unter dem des Vorjahres, was vor allem auf die geringeren Umsatzerlöse im Vergleich zur Vorjahresperiode zurückzuführen ist.

Wert (in TEUR)	*2025*	*2024*	*Delta in %*
Umsatzerlöse	10.063	15.902	-36,7%
Betriebserfolg	5.209	10.320	-49,5%
Ergebnis vor Steuern	5.850	11.058	-47,1%
Jahresüberschuss	5.849	11.047	-47,0%

4.6.1. Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse des Jahres 2025 (10.063 TEUR) lagen um rund 37 % unter jenen von 2024 (15.902 TEUR). Zurückzuführen ist dies auf geringere Produktion im Berichtsjahr.

4.6.2. Sonstige betriebliche Erträge

Diese Position, die im Berichtsjahr aus der Auflösung von Investitionszuschüssen besteht, hat sich gegenüber dem Vorjahr um 1 TEUR auf 265 TEUR verringert, was auf die im Vorjahr enthaltenen Erträgen aus dem Abgang von Anlagevermögen zurückzuführen ist.

4.6.3. Materialaufwand und bezogene Leistungen

Die Aufwendungen für Material und bezogene Leistungen verringerten sich gegenüber dem Vorjahr um 561 TEUR auf 1.807 TEUR. Diese Veränderung ist vor allem auf den Rückgang beim Mietaufwand und Netzverlustentgelten zurückzuführen.

4.6.4. Abschreibungen

Die planmäßigen Abschreibungen erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um 127 TEUR auf 2.883 TEUR aufgrund des ersten vollen Betriebsjahres der Photovoltaikanlage.

4.6.5. Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich gegenüber dem Vorjahr um 293 TEUR auf 430 TEUR. Dies ist vor allem auf den geringeren Verwaltungsaufwand, der an der Produktion hängt, zurückzuführen.

4.6.6. Zinsen

Die Zinserträge als auch die Zinsaufwendungen lagen unter dem Vorjahresniveau.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

4.7. Vermögenslage

in TEUR	*31.12.2025 in TEUR*	*in %*	*31.12.2024 in TEUR*
Anlagevermögen	59.879	71,1%	62.561
Umlaufvermögen (inkl. Abgrenzungen)	24.291	28,9%	31.498
Summe	84.170	100,0%	94.059
Eigenkapital	31.795	37,8%	36.445
Sonderposten für Investitionszuschüsse	5.587	6,6%	5.852
Rückstellungen	187	0,2%	314
Verbindlichkeiten	46.602	55,4%	51.447
Summe	84.170	100,0%	94.059

Der Rückgang des Umlaufvermögens ist auf die Verringerung der Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen zurückzuführen.

4.7.1. Investitionen

in TEUR	**2025**	**2024**
Investitionen immaterielle Vermögenswerte	0,0	0,0
Investitionen Sachanlagen	200,4	1.802,6
Summe	**200,4**	**1.802,6**

Die wesentlichen Investitionen des Geschäftsjahres 2025 betreffen in Bau befindliche Kraftwerke.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

4.8. Finanzlage

4.8.1. Geldfluss-Rechnung

Die Geldfluss-Rechnung der Gesellschaft stellt sich im Geschäftsjahr 2025 im Detail wie folgt dar:

TEUR

Bezeichnung	**2025**	**2024**
Jahresüberschuss	5.849,3	11.046,6
Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	2.882,6	2.755,7
Auflösung von Investitionszuschüssen	-265,2	-265,2
Ergebnis aus Abgang von Anlagen (ohne Finanzanlagen)	0,0	-1,1
Veränderung der Leistungsforderungen	683,0	3.141,9
Veränderung der sonstigen Forderungen und Vermögensgegenstände sowie sonstigen Aktiva	156,2	224,6
Veränderung der langfristigen Rückstellungen	22,4	42,2
Veränderung der kurzfristigen Rückstellungen	-149,8	-15,4
Veränderung der Leistungsverbindlichkeiten	-98,3	205,3
Veränderung der Konzernverrechnungen aus Leistungsverbindlichkeiten	113,1	10,9
Veränderung der sonstigen Verbindlichkeiten sowie sonstigen Passiva	-16,9	-7.954,1
Netto-Geldfluss aus operativer Tätigkeit	9.176,4	**9.191,3**
Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-200,4	-1.802,6
Erlöse aus dem Abgang von immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	0,0	29,0
Veränderung der Konzernverrechnungen (Umlaufvermögen/kurzfristige Darlehen)	6.430,0	-7.972,6
Netto-Geldfluss aus Investitionstätigkeit	6.229,6	**-9.746,2**
Dividendenausschüttung	-10.500,0	0,0
Aufnahme von Darlehen und langfristigen Krediten	0,0	1.300,0
Tilgung von Darlehen und langfristigen Krediten	-4.856,8	-4.856,8
Netto-Geldfluss aus Finanzierungstätigkeit	**-15.356,8**	**-3.556,8**
Veränderung Kassenbestand und liquide Mittel	**49,2**	**-4.111,7**
Kassenbestand und liquide Mittel per Periodenbeginn	**961,3**	**5.073,0**
Kassenbestand und liquide Mittel per Periodenende	**1.010,0**	**961,3**

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

4.8.2. Kennzahlen

	2025	2024
EM Quote	**40,46%**	**41,32%**
in TEUR		
Eigenkapital	31.794,8	36.445,5
Eigenmittel gem. § 23 URG	**31.794,8**	**36.445,5**
Gesamtkapital	84.170,1	94.058,7
- vom Anlagevermögen absetzbare Investitionszuschüsse	-5.586,7	-5.851,9
Nettobilanzsumme gem. § 23 URG	**78.583,4**	**88.206,7**

Fiktive Schuldentilgungsdauer	**5,39 Jahre**	**3,74 Jahre**
in TEUR		
Rückstellungen (§ 224 Abs. 3 D UGB)	186,9	314,3
+ Verbindlichkeiten (§ 224 Abs. 3 E UGB)	46.587,5	51.446,9
- sonst. Wertpapiere und Anteile (§ 224 Abs. 2 UGB)	0,0	0,0
- Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Banken	-1.010,0	-961,3
Nettoschulden gem. § 24 URG	**45.764,4**	**50.800,0**
Jahresüberschuss	5.850,0	11.057,9
Auflösung Subventionen/Investitionszuschüsse	-265,2	-265,2
- Steuern von Einkommen	-0,7	-11,4
+ Abschreibungen Anlagevermögen	2.882,6	2.755,7
+/- Verluste/Gewinne aus Abgang AV	0,0	-1,1
+/- Veränderung der lgfr. Rückstellungen	22,4	42,2
Mittelüberschuss § 24 URG	**8.489,1**	**13.578,1**

EK Rentabilität	**17,14%**	**35,72%**
in TEUR		
Ergebnis nach Steuern	5.849,3	11.046,6
durchschnittliches Eigenkapital	34.120,1	30.922,2

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

4.9. Finanzierung

Im Geschäftsjahr 2025 wurden keine weiteren Finanzierungen aufgenommen.

4.9.1. Finanzierungsstrategie

Wir treffen Investitionsentscheidungen stets unter Berücksichtigung der aktuellen Liquiditätslage und der weiteren Liquiditätsplanung. Wir finanzieren unsere Investitionen mittels langfristiger Kredite mit fixer Verzinsung. Zum 31. Dezember 2025 sind rund 100 % (Vorjahr: 100 %) der Kreditverbindlichkeiten mit Fixzinssatz abgesichert.

4.9.2. Tilgungsstruktur

Im Geschäftsjahr 2025 haben wir 4,9 MEUR an langfristigen Finanzierungen getilgt. Für 2026 bestehen geplante Fälligkeiten im Ausmaß von 4,9 MEUR. In den Jahren 2027 bis 2030 werden geplante Tilgungen in Höhe von 19,4 MEUR anfallen.

5. Nicht finanzielle Leistungsindikatoren

5.1. Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

Die DGHS KG hat im Geschäftsjahr 2025 keine Dienstnehmer beschäftigt.

5.2. Gesellschaftliche Verantwortung – Förderung Regionen

Die W.E.B-Gruppe hat sich in ihrer Firmengeschichte aus einer Bürger:innenbeteiligungs-Initiative zu einem internationalen Unternehmen mit breiter Bürger:innenbeteiligung entwickelt, das den Standort seiner Zentrale bewusst im Waldviertel belässt. Auch unsere Kraftwerksstandorte befinden sich überwiegend in ländlichen Regionen. Deshalb sehen wir uns in besonderer Weise mitverantwortlich für die Entwicklung unserer Standortregionen und für das Bewusstsein einer breiten Öffentlichkeit zur Rolle der Erneuerbaren Energien in der Gesellschaft.

In allen W.E.B-Märkten unterstützen wir in unseren Standortregionen deshalb vor allem Initiativen und Aktivitäten, die Beiträge zu einem gedeihlichen Miteinander und zur Lebensqualität in den Gemeinden leisten. In diesem Sinn engagiert sich die W.E.B verstärkt im Sponsoring lokaler Vereine in den Bereichen Sport und Kultur.

Gäste haben die Möglichkeit, bei der W.E.B im Zuge angemeldeter Führungen das große Potenzial und die wegweisende Bedeutung von Wind- und Sonnenenergie kennenzulernen (Leuchtturm Österreich 2040). Besonders Schulklassen aus der Region nutzen dieses Angebot.

In mehrjährigen Abständen veranstalten wir in unserer Firmenzentrale zudem einen „Tag der offenen Tür“, zuletzt war dies im Berichtsjahr der Fall.

6. Innovation, Forschung und Entwicklung

Die DGHS KG selbst betreibt, da sie auch keine Mitarbeiter:innen beschäftigt, keine Forschung und Entwicklung, sie profitiert als Teil der W.E.B-Gruppe von den Innovationen und Entwicklung dieser.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

7. Chancen- und Risikomanagement

7.3. Einleitung

Das Chancen- und Risikomanagement wird in der W.E.B-Gruppe als wesentliches Instrument der Unternehmensführung verstanden. Ziel des Chancen- und Risikomanagements ist es, die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gruppe sowie bestehende und zukünftige Erfolgs- und Wachstumspotenziale zu sichern und zeitnah auf Veränderungen der Rahmenbedingungen einzugehen.

Im Rahmen eines formalisierten Risikomanagementprozesses diskutieren Entscheidungsträger:innen der Gruppe jährlich wesentliche Risikofaktoren und nehmen eine Einschätzung von deren Eintrittswahrscheinlichkeit und möglichen Auswirkungen auf das Gruppenergebnis vor.

Für die festgestellten Risiken, welche in Kategorien zusammengefasst sind, werden Maßnahmen zur Bewältigung erarbeitet und umgesetzt. Diese Maßnahmen zielen sowohl auf die Reduktion der möglichen Schadenshöhe als auch auf die Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit ab. Risikoinformationen und -maßnahmen werden zentral erfasst und regelmäßig aktualisiert.

7.4. Chancen- und Risikoprofil

Die Erzeugung von Strom durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist stark von den Wetterbedingungen abhängig. Das Windaufkommen unterliegt starken jahreszeitlichen und jährlichen Schwankungen. Dieses Risiko berücksichtigt das W.E.B-Management bereits bei der Auswahl von Projektstandorten. Die Geschäftstätigkeit bindet aufgrund der Investitionsstruktur hohe Finanzmittel. Die Anlagenverfügbarkeit im Netz stellt einen wesentlichen Faktor für den wirtschaftlichen Erfolg dar. Die zeitbasierte technische Verfügbarkeit der Kraftwerke lag im Jahr 2025 bei 98,5 %. Eine erfolgreiche Projektrealisierung ist nur auf Basis einer frühzeitigen Einbindung aller Stakeholder, der Einhaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie eines effektiven Projektmanagements möglich. Der Betrieb und die Erhaltung dieser über viele Jahre genutzten Vermögenswerte erfordern hochqualifizierte Mitarbeiter:innen. Geprägt wird das Risikoprofil neben den branchenüblichen Risiken und Ungewissheiten vor allem durch politische, rechtliche und regulatorische Herausforderungen sowie durch Veränderungen im Wettbewerbsumfeld.

Zu den bestehenden originären Finanzinstrumenten zählen im Wesentlichen Ausleihungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, Kapitalreservekonten, Guthaben bei Kreditinstituten, Finanzverbindlichkeiten und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen.

Per 31. Dezember 2025 bestehen keine Eventualverbindlichkeiten.

Die auf der Aktivseite ausgewiesenen Beträge stellen gleichzeitig das maximale Bonitäts- und Ausfallrisiko zum Bilanzstichtag dar.

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

7.5. Wesentliche Chancen und Risiken sowie Maßnahmen

Kategorie	Beschreibung	Maßnahmen	Ergebnis-auswirkung Chance	Ergebnis-auswirkung Risiko
Liquidität, Wechselkurse und Zinsen				
Kapitalbeschaffung, Liquiditätsrisiko	Erforderliche Liquidität oder Finanzmittel bei Bedarf nicht zu den erwarteten Konditionen beschaffbar	Zentral gesteuerte Liquiditätsplanung; laufende Information an Banken; Minimierung des Liquiditätsrisikos durch Verkauf erzeugter Energie an teilverstaatlichte, private Stromhändler mit höchster Bonität; frühzeitiger Abschluss langfristiger Kredite für Kraftwerke; Einhaltung vereinbarter Finanzkennzahlen		X
Zinsrisiko	Veränderungen der Marktzinsen	Fixzinssatzfinanzierungen; Zinsabsicherungen	X	X
Technische Risiken				
Datenverlust durch Entwendung von Notebooks; Datenverlust durch Löschen von Daten; langfristiger Serverausfall; Viren- oder Malwarebefall; Entwendung von User Credentials	Datenverlust; Lesbarkeit für Externe möglich; kein Datenzugriff; Datenzerstörung	Aktive Verschlüsselung; tägliche Sicherung auf dem Server; Lagerung an verschiedenen Orten; Awareness bei Mitarbeiter:innen; Antivirensoftware; 2-Faktor-Authentifizierung für MS Online; regelmäßiger Passwortwechsel		X
Mangelhafte Technik; Verarbeitungsfehler bei Anlagen	Schäden an Anlagen	Sehr gut ausgebildete W.E.B-Serviceteams für rasche und hochwertige Reparatur; Risikominimierung durch langjährige Erfahrung im Betrieb von Windkraftanlagen		X
Rechtliche & steuerliche Risiken				
Bescheideinhaltung und Gerichtsverfahren	Informationsverlust; Nicht-Aufgreifen etwaiger relevanter Themen	Geordnete Übergabe von der Projektierung an die Betriebsführung		X
Änderungen länderspezifischer Rahmenbedingungen	Neue gesetzliche Anforderungen für bestehende Parks; Eingriffe in bestehende Gesetze	Monitoring der Märkte; frühzeitiges Reagieren auf Anpassungen; internationale Diversifizierung		X
Allgemeine Vertragsrisiken	Risiken durch Vertragsabschluss	Vertragsgestaltung; Auswahl der Vertragspartner		X
Nichtanerkennung von Ausgaben oder von Vorsteuerabzug	Ausgaben werden in Betriebsprüfung steuerlich nicht anerkannt oder Vorsteuerabzug wird aberkannt	laufende Anpassung an steuerliche Veränderungen in den jeweiligen Ländern sowie laufende steuerliche Updates		X
Regulatorische IT Vorgaben können nicht eingehalten werden	Vorgaben werden nicht erfüllt	Schrittweise Verbesserung der Prozesse und technische Umsetzung		X
Wetter und Wind				
Windgutachten	Abweichung zwischen erwarteter und tatsächlicher Produktion	Analyse meteorologischer Statistiken; Vergleich von Projekten mit bestehenden Parks; strategische Verteilung der Produktionskapazitäten	X	X
Projektrisiko				
Projektabschreib-ungen: Dropout Rate	Projektrisiko	Schulung internationale W.E.B Projektmanagementstandards; Einführung Project Governance (Project Organization, Meeting Structure); Einführung von Qualtitätssicherungsmaßnahmen		X

Docusign Envelope ID: C42CE222-94AB-4C06-9AFB-682FF523115A

Kategorie	Beschreibung	Maßnahmen	Ergebnis-auswirkung Chance	Risiko
Ausfall von Beteiligungsgewinnen	Geplante Beteiligungsgewinne treten nicht ein	Definition von betrieblichen Kennzahlen für das laufende Monitoring		X
Kontrahentenrisiko – Lieferanten				
Abhängigkeit von Anlagenherstellern	Betrieb von Windkraftanlagen von zwei Hauptlieferanten; sollte einer dieser Hersteller in finanzielle Schwierigkeiten geraten, könnte dies negative Auswirkungen auf die Ansprüche haben	Aufbau von Know-how in der Störungs- und Mängelbehebung; Begehungen; beide Unternehmen sind international agierende Hersteller mit wesentlichen Anteilen am Weltmarkt; für neue Anlagen Leistung von Anzahlungen; für bestehende Anlagen teilweise Garantie- bzw. Gewährleistungsansprüche und Verfügbarkeitsgarantien aus Wartungsverträgen		X
Stromvermarktung				
Stromvertrieb - Spotvermarktung	Abweichung zwischen erwarteten und realisierten Verkaufspreisen	Einpreisungsstrategie, laufende Überwachung der Entwicklung, monatliche Beschaffung von Sollmengen	X	X
Marktpreisrisiko	Schwankungen am Strommarkt	Vertragsgestaltung mit Fixpreisen	X	X
Unwahrscheinlich/ Folgenschwer				
Risiko eines Personenschadens durch Eisabfall	Notwendiger Schutz nicht gegeben	Arbeitsanweisung zur Eissteuerung, Eiskonzept (Eiswarntafel, Gefahrenbereiche, Eissensoren)		X
Bankenausfall	Eine Bank bricht weg	kritische Auswahl der Partner, Monitoring Bankenrating		X
Havarie/Totalschaden	Totalverlust der Anlagen	Vollwartungsverträge, Versicherung		X

8. Ausblick

Die Entwicklung des Ergebnisses der DGHS KG hängt maßgeblich von der Stromerzeugung durch ihre Kraftwerke und dem Strompreis ab. Die Stromerzeugung wird vorrangig vom Windaufkommen in den Standortregionen bestimmt. Diese Schwankungen werden sich auch im Ergebnis der DGHS KG widerspiegeln.

Pfaffenschlag bei Waidhofen an der Thaya, am 23. März 2026



Mag. C



Die mit dem Dokument verknüpften elektronischen Signaturen decken den Jahresabschluss und Lagebericht ab und können über die Bildmarke im Dokument überprüft werden. Die Rechtswirkung ist durch die eIDAS-VO (Art 25 eIDAS-VO) sowie das österreichische Signatur- und Vertrauensdienstegesetz (SVG) geregelt.