

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Windpark Schenkelberg I GmbH & Co. KG

Betriebszeitraum 2013–2024

Analyse auf Basis öffentlich verfügbarer Jahresabschlüsse

1. Einleitung und Datengrundlage

Die vorliegende Analyse untersucht die wirtschaftliche Entwicklung der Windpark Schenkelberg I GmbH & Co. KG auf der Grundlage sämtlicher veröffentlichter Jahresabschlüsse für den Zeitraum 2013 bis 2024. Die Gesellschaft betreibt eine Windkraftanlage im Westerwaldkreis (Rheinland-Pfalz) auf dem Gemeindegebiet Schenkelberg/Herrschbach.

Anlage: ENERCON E92, Nabenhöhe 138 m, Rotordurchmesser 92 m, Nennleistung 2.350 kW

Inbetriebnahme: 22. Dezember 2014 (laut Marktstammdatenregister, MaStR-Nr.: SEE933051006243)

Standort: 50,604813° N / 7,777755° O, Westerwaldkreis, Rheinland-Pfalz

Betreiber: Windpark Schenkelberg I GmbH & Co. KG, Wesseling (Geschäftsführerin: KHW GmbH, Wesseling; pers. haftende Gesellschafterin)

1.1 Quellen

- Jahresabschlüsse 2013 bis 2024: Unternehmensregister / Bundesanzeiger (unternehmensregister.de)
- Anlagenstammdaten und Inbetriebnahmedatum: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (marktstammdatenregister.de)
- Standortgüte nach EEG (Verhältnis Standortertrag zu Referenzertrag nach 5 Jahren): Marktstammdatenregister

Hinweis: Da die Gesellschaft als Kleinstkapitalgesellschaft eingestuft ist, besteht keine gesetzliche Pflicht zur Veröffentlichung einer Gewinn- und Verlustrechnung (GuV). Die vorliegenden Abschlüsse enthalten ausschließlich Bilanzen. Umsatz, Betriebskosten und Jahresergebnis sind daher nicht direkt ausgewiesen. Die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsanalyse basiert auf der Rekonstruktion der relevanten Kennzahlen aus den Bilanzveränderungen.

2. Gründungs- und Bauphase (2013–2014)

Die Gesellschaft wurde am 21. Mai 2013 gegründet. Der Abschluss zum 31. Dezember 2013 zeigt eine typische Vorbereitungsphase: minimales Anlagevermögen (112.489 €, vorwiegend Planungskosten), nahezu ausschließlich kurzfristige Verbindlichkeiten von 126.108 € und ein nominelles Eigenkapital von lediglich 20 €.

Mit Inbetriebnahme der Anlage am 22. Dezember 2014 veränderte sich die Bilanzstruktur grundlegend:

| Kennzahl | 31.12.2013 | 31.12.2014 |
|------------------------------------|------------|------------------|
| Anlagevermögen (Sachanlagen) | 112.489 € | 8.599.847 € |
| Eigenkapital | 0 € | 2.353.195 € |
| Verbindlichkeiten gesamt | 126.108 € | 10.320.365 € |
| Verbindlichkeiten aus Bürgschaften | – | 974.560 € |
| Bilanzsumme | 126.728 € | 12.728.662 € |

Besonders bemerkenswert ist der Posten "Verbindlichkeiten aus Bürgschaften" in Höhe von 974.560 € (2014), der im Folgejahr auf 584.736 € sank und danach nicht mehr gesondert ausgewiesen wurde. Dabei handelt es sich typischerweise um Rückbaubürgschaften gegenüber Grundstückseigentümern (Gemeinde, Forstamt) oder Netzbetreibern. Diese Eventualverbindlichkeiten sind im Verlustfall sofort fällig.

Rekonstruierte Gesamtinvestition: Die ursprüngliche Gesamtfinanzierung lässt sich auf ca. 11,86 Mio. € rekonstruieren (Sachanlagen 9,16 Mio. € zuzüglich Nebenkosten, Erschließung, Netzanschluss und Projektentwicklung). Der Fremdkapitalanteil betrug rund 80,2 %.

3. Betriebsphase 2015–2024: Vollständige Bilanzentwicklung

Die EEG-Vergütung läuft ab dem Inbetriebnahmedatum 20 Jahre, also bis zum 22. Dezember 2034. Die nachfolgende Tabelle zeigt die vollständige Bilanzentwicklung für alle verfügbaren Geschäftsjahre (das Jahr 2016 war im Unternehmensregister nicht abrufbar):

| Jahr | Anlageverm. € | Verbindl. € | Verlustant. € | Abschr. € | Tilgung € |
|------|------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|
| 2015 | 8.040.519 | 9.511.489 | 1.417.608 | 559.328 | 808.876 |
| 2017 | 6.774.055 | 8.223.868 | 963.266 | – | – |
| 2018 | 6.110.610 | 7.595.999 | 1.334.010 | 663.445 | 627.869 |

| Jahr | Anlageverm. € | Verbindl. € | Verlustant. € | Abschr. € | Tilgung € |
|------|------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|
| 2019 | 5.597.830 | 6.985.305 | 1.226.956 | 512.780 | 610.694 |
| 2020 | 5.085.050 | 6.384.058 | 1.120.056 | 512.780 | 601.247 |
| 2021 | 4.572.270 | 5.816.705 | 1.056.237 | 512.780 | 567.353 |
| 2022 | 4.059.491 | 5.229.377 | 918.097 | 512.779 | 587.328 |
| 2023 | 3.546.712 | 4.566.834 | 850.056 | 512.779 | 662.543 |
| 2024 | 3.033.933 | 3.974.131 | 794.548 | 512.779 | 592.703 |

Hervorgehobene Jahre = außerordentlich hohe Verlustanteile oder Ausreißerwerte. Abschreibung = Differenz Anlagevermögen zum Vorjahr. Tilgung = Differenz Verbindlichkeiten zum Vorjahr. Für 2016 liegen keine Abschlussdaten vor.

4. Analyse der wesentlichen Kennzahlen

4.1 Verlustanteil der Kommanditisten

Der Posten "nicht durch Vermögenseinlagen gedeckter Verlustanteil der Kommanditisten" ist der aussagekräftigste Einzelindikator für die kumulierte wirtschaftliche Underperformance des Standorts. Er zeigt, dass die Gesellschafter im Laufe der Betriebsjahre mehr Kapital verloren haben als sie ursprünglich eingelegt haben.

Kritischer Befund 2015: Im ersten vollen Betriebsjahr 2015 entstand ein Verlustanteil von 1.417.608 €. Das Eigenkapital der Gesellschaft schmolz dabei von 2.353.195 € (Ende 2014) auf 389.824 € – ein Kapitalverzehr von 1.963.371 € in einem einzigen Betriebsjahr. Die Gesellschaft war bereits im ersten Betriebsjahr um das 3,6-fache ihres verbleibenden Eigenkapitals überschuldet. Dies ist kein normaler Anlaufverlust, sondern ein starkes Indiz für ein strukturelles Versagen des Windstandorts.

Ausreißer 2018: Nach einer zwischenzeitlichen Verbesserung stieg der Verlustanteil 2018 erneut auf 1.334.010 € – eine Verschlechterung von 370.744 € gegenüber 2017 (963.266 €). Das entspricht dem Siebenfachen des späteren Jahresdurchschnitts (ca. 55.000 €/Jahr 2019–2024). Die Ursache ist aus dem Anhang nicht vollständig rekonstruierbar, deutet jedoch auf außerordentliche Kosten oder besonders windarme Jahre hin.

Positiver Trend ab 2019: Ab 2019 sinkt der Verlustanteil kontinuierlich von 1.226.956 € auf 794.548 € (2024). Dies deutet darauf hin, dass die laufenden Einnahmen die Betriebskosten und Zinsen inzwischen knapp decken. Eine Rendite für die Gesellschafter wird jedoch zu keinem Zeitpunkt erzielt.

4.2 Eigenkapital und Überschuldung

| Kennzahl (per 31.12.2024) | Betrag |
|---|-------------------|
| Formelles Eigenkapital (Rücklagen) | 389.824 € |
| Kumulierter Verlustanteil Kommanditisten | 794.548 € |
| Netto-Eigenkapital (tatsächlich) | -404.724 € |
| Anlagevermögen (Restwert) | 3.033.933 € |
| Verbindlichkeiten | 3.974.131 € |
| Bilanzieller Überhang Schulden über AV | -940.198 € |
| Eigenkapitalquote (formell) | 8,5 % |
| Fremdkapitalquote | 87,1 % |

Das tatsächliche Netto-Eigenkapital ist mit -404.724 € negativ. Die Verbindlichkeiten übersteigen den Restwert des Anlagevermögens um 940.198 €. Die Anlage ist bilanziell überschuldet.

4.3 Standortgüte nach EEG

Standortgüte nach 5 Betriebsjahren (laut Marktstammdatenregister): 51,5 %

Die Standortgüte beschreibt das Verhältnis des tatsächlichen Standortertrags zum typspezifischen Referenzertrag der Anlage. Sie ist die zentrale EEG-Kennzahl für die Wirtschaftlichkeitsbewertung:

- ≥ 80 %: Wirtschaftlichkeit grundsätzlich gegeben (EEG-Investorenschwelle)
- ≤ 60 %: Eigenkapital verzinst sich nach allgemeiner Fachmeinung nicht
- 51,5 %: Schenkelberg I liegt knapp 10 Prozentpunkte unter der unteren Verzinsungsschwelle

Die Standortgüte von 51,5 % bestätigt die Bilanzanalyse: Der Standort erbringt dauerhaft rund die Hälfte des Ertrags, den eine vergleichbare Anlage an einem Referenzstandort erzielen würde. Dies erklärt die Verlusthistorie und die ausbleibende Eigenkapitalrendite.

4.4 Vergütungssystem: Festpreissystem ohne Ausschreibung

Marktstammdatenregister-Angabe: "Wurde für die EEG-Anlage ein Zuschlag in einer Ausschreibung nach dem EEG erlangt?: nein"

Die Anlage Schenkelberg I wurde am 22. Dezember 2014 in Betrieb genommen – und damit noch vor Einführung des verpflichtenden EEG-Ausschreibungsverfahrens. Das

wettbewerbliche Ausschreibungssystem wurde erst mit dem EEG 2017 für alle Anlagen über 750 kW Nennleistung verbindlich eingeführt.

Schenkelberg I profitiert daher vom alten Festpreissystem (EEG 2012/2014): Der Betreiber erhält eine gesetzlich garantierte Einspeisevergütung, die bei Schwachwindstandorten mit EEG-Korrekturfaktor ca. 9–10 Cent/kWh beträgt – unabhängig vom Marktpreis und ohne wirtschaftlichen Wettbewerb mit anderen Projekten.

Kritischer Befund: Selbst unter diesen günstigeren Bedingungen des alten Festpreis-Vergütungssystems – mit höherem garantiertem Vergütungssatz als im heutigen Ausschreibungsmarkt erzielbar – ist die Anlage Schenkelberg I in zehn Betriebsjahren nicht in die Gewinnzone gelangt. Das Eigenkapital ist rechnerisch negativ. Ein Jahresüberschuss wurde nie ausgewiesen.

Konsequenz für Neuanlagen wie "Drei Eichen": Die von der EVM geplanten sieben Anlagen im Gebiet "Drei Eichen" würden als Neuanlagen über 750 kW zwingend dem heutigen Ausschreibungssystem unterliegen. Im bundesweiten Wettbewerb der EEG-Ausschreibungsrunden der Bundesnetzagentur werden Zuschläge typischerweise zu niedrigeren Vergütungssätzen erteilt als die alten Festpreise. Das bedeutet: Die geplanten Anlagen bei "Drei Eichen" müssten ihre Wirtschaftlichkeit bei einer voraussichtlich niedrigeren Einspeisevergütung als Schenkelberg I nachweisen – an einem Standort mit vergleichbaren oder schlechteren Windverhältnissen und mit einem Investitionsvolumen, das die Kosten von Schenkelberg I um ein Vielfaches übersteigt.

4.5 Abschreibung, Tilgung und Liquidität

Die planmäßige Abschreibung beträgt ab 2019 konstant 512.779–512.780 € pro Jahr, entsprechend einer Gesamtnutzungsdauer von ca. 20 Jahren. Die jährliche Schuldentilgung liegt im Durchschnitt bei 635.534 € – und damit 122.754 € über der Abschreibung. Dies bedeutet, dass die Liquiditätsbindung für die Schuldentilgung die buchhalterische Abnutzung dauerhaft übersteigt.

Der Kassenbestand bleibt über die gesamte Betriebszeit auf einem komfortablen Niveau (486.690 € bis 597.217 €), was auf stabile laufende Zahlungseingänge (EEG-Vergütung) schließen lässt. Die Anlage ist betrieblich funktionsfähig – jedoch nicht wirtschaftlich rentabel.

4.6 Hochrechnung bis zum EEG-Ende 2034

Bei konstantem Abschreibungstempo (512.780 €/Jahr) und konstanter Tilgung (635.534 €/Jahr) ergibt sich folgende Projektion:

- Schuldenfreiheit voraussichtlich: ca. 2030 (6 Jahre vor EEG-Ende)

- Anlagewert bei EEG-Ende 2034: ca. 0 € (vollständig abgeschrieben)
- Rendite für Gesellschafter in der gesamten EEG-Laufzeit: 0 €
- Verbleibende EEG-Vergütungszeit (ab 2024): 10 Jahre

Nach Ablauf der EEG-Vergütung 2034 müsste die Anlage entweder repowert, verkauft oder rückgebaut werden. Die Rückbaukosten sind durch die ursprünglichen Bürgschaften (bis zu 974.560 €, 2014) teilweise abgesichert – wobei die aktuelle Rückstellung dafür im Abschluss nicht transparent ausgewiesen ist.

5. Fazit und Bedeutung für den geplanten Windpark "Drei Eichen"

Die vollständige Analyse der Jahresabschlüsse 2013 bis 2024 der Windpark Schenkelberg I GmbH & Co. KG ergibt ein eindeutiges Bild:

| Befund (Gesamtlaufzeit 2014–2024) | Ergebnis |
|--|----------------------------------|
| Jahresüberschuss ausgewiesen (in 10 Jahren) | 0 € (kein einziges Jahr) |
| Netto-Eigenkapital per 31.12.2024 | -404.724 € |
| Kapitalverzehr der Gesellschafter (2014–2024) | -1.963.371 € |
| Standortgüte (nach 5 Jahren, EEG-Kennzahl) | 51,5 % (Schwelle: ≥ 80 %) |
| Bilanzieller Überhang Schulden über Anlagewert | -940.198 € |
| EEG-Rendite für Gesellschafter prognostiziert | 0 € |

Relevanz für den geplanten Windpark "Drei Eichen" (VG Wirges/Selters, Westerwaldkreis):

Der Windpark Schenkelberg I ist der geographisch nächstgelegene vergleichbare Windenergiestandort im Westerwaldkreis. Standort, Topographie (bewaldeter Höhenrücken, südlicher Westerwald, ca. 395 m ü. NN) und naturräumliche Einordnung sind mit dem geplanten Standort "Drei Eichen" (Gemarkungen Vielbach, Leuterod, Helferskirchen, Quirnbach) vergleichbar.

Die Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald hat das Gebiet "Drei Eichen" in ihrer Ausweisung von Vorrangflächen für Windenergie nicht berücksichtigt – obwohl sie unter gesetzlichem Druck steht, bis 2026/2027 mindestens 1,4 % der Regionsfläche auszuweisen. Dies legt nahe, dass der Standort nach den verwendeten Bewertungsparametern (Windhöflichkeit, Restriktionsflächen, Abstandskriterien) nicht als prioritär eingestuft wurde.

Die EVM (Energieversorgung Mittelrhein AG) plant für "Drei Eichen" sieben Windkraftanlagen mit einer Gesamthöhe von rund 242 m und einer Nennleistung von je ca. 5–6 MW. Die Gesamtinvestition dürfte bei 56–70 Mio. € liegen. Auf der Grundlage der vorliegenden Vergleichsdaten ergibt sich folgende kritische Fragestellung:

- Wenn der nächstgelegene Vergleichsstandort im selben Naturraum nach 10 Betriebsjahren keinen einzigen Euro Jahresüberschuss ausgewiesen hat und eine Standortgüte von 51,5 % erreicht (Wirtschaftlichkeitsschwelle: $\geq 80\%$):
- Und wenn dieser Vergleichsstandort bereits unter dem günstigeren alten EEG-Festpreissystem (ca. 9–10 ct/kWh garantiert, ohne Ausschreibungswettbewerb) nicht in die Gewinnzone gelangt ist:
- Auf welcher Datengrundlage geht die EVM davon aus, dass der Standort "Drei Eichen" – mit Anlagen, die sechsmal so teuer sind und im heutigen Ausschreibungssystem mit niedrigeren Vergütungssätzen auskommen müssen – wirtschaftlich tragfähig ist?
- Liegen der Verwaltung der Verbandsgemeinden Wirges und Selters Windhöflichkeitsmessungen oder Ertragsgutachten für den Standort "Drei Eichen" vor – und wenn ja, warum wurden diese der Öffentlichkeit nicht zugänglich gemacht?
- Wer trägt das Rückbaurisiko (Bürgschaften), wenn der Betreiber in wirtschaftliche Schwierigkeiten gerät?

Die Analyse des Windparks Schenkelberg I liefert keinen Beweis dafür, dass "Drei Eichen" unwirtschaftlich wäre – die Windverhältnisse können im Einzelfall abweichen. Sie begründet jedoch einen konkreten, durch öffentlich zugängliche Daten belegten Zweifel an der wirtschaftlichen Tragfähigkeit des Projekts. Dieser Zweifel rechtfertigt die Forderung nach vollständiger Offenlegung der Windhöflichkeitsdaten und Wirtschaftlichkeitsprognosen durch die EVM, bevor politische Beschlüsse zur Bauleitplanung gefasst werden.

6. Quellenverzeichnis

Jahresabschlüsse 2013–2024:

Windpark Schenkelberg I GmbH & Co. KG, Wesseling. Jahresabschlüsse zum 31.12.2013 bis 31.12.2024. Abrufbar im Unternehmensregister / Bundesanzeiger: www.unternehmensregister.de (Suche: "Windpark Schenkelberg I GmbH & Co. KG", Amtsgericht Köln HRA 29878).

Marktstammdatenregister (MaStR):

Bundesnetzagentur. Anlagenstammdaten Windpark Schenkelberg I, MaStR-Nr.: SEE933051006243. Inbetriebnahmedatum: 22.12.2014. Standortgüte nach 5 Jahren: 51,5 %. Vergütungssystem: EEG-Festpreis ohne Ausschreibungszuschlag. Abrufbar unter: www.marktstammdatenregister.de

Windatlas Rheinland-Pfalz:

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz. Windatlas Rheinland-Pfalz (TÜV SÜD, 2013). Abrufbar über die Transparenz- und OpenData-Plattform RLP: tpp.rlp.de

Regionaler Raumordnungsplan Mittelrhein-Westerwald:

Planungsgemeinschaft Mittelrhein-Westerwald. Teilfortschreibung Erneuerbare Energien (Entwurf zur Offenlage, Juni 2024). Abrufbar unter: mittelrhein-westerwald.de

EEG-Referenzertragsmodell:

Wikipedia: Referenzertrag (Windenergie). FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie: Referenzertragsverfahren. Fachagentur Wind und Solar: Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land.

Erstellt: Juni 2026 – Datengrundlage: Öffentlich verfügbare Jahresabschlüsse und Registerdaten

Erstellt von der Bürgerinitiative "Wir für Höhr-Grenzhausen"