



Dreier Riedel Rechtsanwälte Partnerschaft mbB
Graf-Adolf-Platz 1-2 40213 Düsseldorf nach Steuern sachgericht ist

Landgericht Hamburg
- Kammer für Handelssachen -
Sievekingplatz 1
20355 Hamburg

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Aktenzeichen, Unsere Nachricht vom
TR 005-2/25

Datum
10.12.2025

Dreier Riedel Rechtsanwälte
Partnerschaft mbB

RA Dr. Peter Dreier
RA Toni Riedel

Graf-Adolf-Platz 1-2
40213 Düsseldorf
Fon +49 (0)211 – 917 446 0
Fax +49 (0)211 – 917 446 16

info@dreier-riedel.de
www.dreier-riedel.de

Bankverbindung
DB Privat- und Firmenkundenbank AG
IBAN DE16 3007 0024 0229 9113 00
RA-Anderkonto
IBAN DE81 3007 0024 0333 7011 00

Rechtsform: Partnerschaft mbB
Sitz: Düsseldorf
Registergericht: Essen
Registernummer: PR 1582

Antrag

des SdK Schutzgemeinschaft der Kapitalanleger e.V., Implerstr. 24,
81371 München, vertreten durch den Vorstand, bestehend aus den Herren Daniel Bauer, Markus Kienle und Dr. Marc Liebscher,

- Antragsteller -

Verfahrensbevollmächtigte:

Dreier Riedel Rechtsanwälte
Partnerschaft mbB
Graf-Adolf-Platz 1-2
40213 Düsseldorf

gegen

die Elbe BidCo GmbH, Wiesenbüttelstraße 11, 60329 Frankfurt am Main,
vertreten durch die Geschäftsführer Mario Schirru, ebenda,

- Antragsgegnerin -

auf gerichtliche Bestimmung einer angemessenen Barabfindung, § 62 Abs.
5 UmwG, §§ 327a ff AktG i.V.m. § 1 Nr. 3 SpruchG.

Namens und in Vollmacht des Antragstellers **beantragen** wir gemäß § 327 f Satz 2 AktG,

die Höhe einer angemessenen Barabfindung für die auf den Inhaber lautenden Stückaktien der ENCAVIS AG, ISIN: DE0006095003, gerichtlich zu bestimmen.

Begründung

A) Sachverhalt

Die Hauptversammlung („HV“) der ehemaligen ENCAVIS AG, Hamburg, eingetragen im Handelsregister AG Hamburg unter HRB 63197 (im Folgenden „Encavis“ oder „Gesellschaft“), hat am 16.07.2025 im Rahmen eines von der Rechtsvorgängerin der Antragsgegnerin („AG“), der beim AG München im Handelsregister unter HRB 262997 eingetragenen Elbe BidCo AG (im Folgenden zusammen mit der AG einheitlich bezeichnet als „AG“) verlangten verschmelzungsrechtlichen Squeeze Out die Übertragung der Aktien der Minderheitsaktionäre auf die Elbe BidCo AG gegen Zahlung einer Abfindung von 17,23 € je Aktie beschlossen.

Der Übertragungsbeschluss wurde am 09.09.2025 in das Handelsregister der Gesellschaft eingetragen. Der Verschmelzungsbeschluss mit der Rechtsvorgängern der AG als übernehmender Rechtsträgerin wurde am 10.09.2025 in das Handelsregister der Elbe BidCo AG eingetragen, wodurch der Squeeze Out wirksam wurde.

Die Gesellschafterversammlung der Elbe BidCo AG vom 05.09.2025 hat die formwechselnde Umwandlung dieser Gesellschaft in die Elbe BidCo GmbH mit dem Sitz in München (AG München, HRB 306809) beschlossen, welche am 03.11.2025 durch Eintragung in deren Handelsregister wirksam wurde.

Die AG ist eine durch Kohlberg Kravis Roberts & Co L.P. (KKR) beratene und verwaltete Investmentfonds, Vehikel und Accounts kontrollierte Holdinggesellschaft, welche nach einer Übernahme zu 17,50€ je Aktie ein Delisting der Aktien der Gesellschaft durchgeführt hat.

Die Encavis AG ist ein Produzent von Strom aus Erneuerbaren Energien. Als einer der führenden unabhängigen Stromerzeuger (IPP) erwirbt und betreibt Encavis (Onshore-)Wind- und Solarparks in zwölf Ländern Europas. Die Anlagen zur nachhaltigen Energieerzeugung erwirtschaften stabile Erträge durch garantierte Einspeisevergütungen (FIT) oder langfristige privatwirtschaftliche Stromabnahmeverträge (PPA), so die Eigendarstellung der Gesellschaft.

Innerhalb des Encavis-Konzerns ist die Encavis Asset Management AG auf den Bereich der institutionellen Investoren spezialisiert. Die auch zum Encavis-Konzern gehörende Stern Energy S.p.A. mit Hauptsitz in Parma, Italien, ist ein spezialisierter Anbieter technischer Dienstleistungen für die europaweite Errichtung, den Betrieb, die Wartung sowie das Revamping und Repowering von Photovoltaik-Anlagen. Die Tochtergesellschaften BESS Hettstedt Fünfte Energie GMBH sowie die GES 002 B.V. entwickeln Batteriespeicherlösungen. BESS steht als Abkürzung für Battery Energy Storage System.

B) Zulässigkeit

Der Antrag ist zulässig. Die Antragsfrist ist eingehalten, da seit dem maßgeblichen Tag der Bekanntmachung der zur Wirksamkeit des Übertragungsbeschlusses führenden Eintragung der Verschmelzung im Handelsregister der Antragsgegnerin noch nicht mehr als 3 Monate abgelaufen sind.

Der Antragsteller ist antragsberechtigt. Er war im Zeitpunkt der Eintragung des Übertragungsbeschlusses im Handelsregister der ehemaligen Encavis AG, wie auch im rechtlich relevanten Zeitpunkt der Eintragung der Verschmelzung der Gesellschaft auf die Antragsgegnerin am 10.09.2025 Aktiöner der Encavis AG und hat die von der Antragsgegnerin mit 17,23 € festgelegte Barabfindung gegen Ausbuchung seiner Encavis-AG - Aktien erhalten.

Beweis: Bankbestätigung der Consorsbank für den Antragsteller zu
im Falle des Bestreitens

C) Begründetheit

Die angebotene Barabfindung in Höhe von 17,23 € ist unangemessen niedrig und gerichtlich zu erhöhen. Der vom Gutachter errechnete Unternehmenswert ist unangemessen niedrig und wegen der nachfolgend dargestellten Gründe zu erhöhen. Der Börsenkurs ist vorliegend aus den nachfolgend dargestellten Gründen nicht als Bewertungsmethode zu verwenden.

Von dem durch die AG beauftragten Gutachter Alvarez & Marsal Deutschland GmbH (im Folgenden „Gutachter“ oder „A&M“) wurde für die Gesellschaft ein auf den Stichtag aufgezinster Unternehmenswert in Höhe von nur 2.221 Mio. €, entsprechend 13,73 € je Aktie (bei 161.722.524 Aktien) errechnet.

Die angebotenen Abfindung wurde vom Gutachter auf den umsatzgewichteten Dreimonats-Durchschnitts-Börsenkurs (im Folgenden abgekürzt auch „VWAP“) der Encavis Aktie gestützt. Dieser wurde mit 17,23 € angegeben.

Der gerichtlich bestellte Angemessenheitsprüfer RSM Ebner Stolz GmbH & Co. KG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft, (im Folgenden „RSM“, „ES“ oder „Prüfer“) hat im Rahmen seiner bloßen Vertretbarkeitsprüfung die Angemessenheit der Abfindung bescheinigt.

I. Befangenheit der Prüfer

Vorliegend ist der Prüfer nicht anzuhören. Der Prüferbericht ist nicht verwertbar und ersichtlich nicht auf wirkliche Wertkontrolle der Auftragsgutachterin A&M angelegt.

Die starken Wachstumsaussichten bei Speicherlösungen sowie im PV Bereich durch Leistungserhöhungen mittels Tracking werden nicht thematisiert. Überhaupt werden die nachhaltigen Wachstumstrends in Bezug auf erneuerbare Energien nicht ausreichend gewürdigt.

Die offensichtliche Risikoreduktion der Gesellschaft im Vergleich zur Vergangenheit wird nicht beim Beta analysiert, sondern nur technisch mittels Peer Group Analyse.

Auch die Abweichungen zu besseren von der AG bekanntgemachten Planungen (z.B. 7 GW Leistung schon bis 2027) werden nicht analysiert.

Die Abhängigkeit des Vorstands und die Einflussnahme von KKR auf die Planung wird nicht untersucht. KKR beteiligt und bindet üblicherweise das Management über Beteiligungsprogramme, welche zu entsprechenden Interessenkollisionen und Abhängigkeiten führen. Wird eine Planung nach der Übernahme erstellt, ist deshalb besonders kritisches zu prüfen und Planansätze oder fehlende Planungen kritisches zu hinterfragen, was nicht geschehen ist.

Auf der Hand liegende Synergien mit KKR und dessen anderen Beteiligungen im gleichen Bereich, etwa technisch bei BESS Speicherlösungen, bei der Finanzierung oder auf der Beschaffungsseite werden nicht analysiert.

Beim wesentlichen Bewertungsparameter Wachstumsabschlag wird pauschal mit der Rechtsprechung argumentiert, obwohl in Vergleichsfällen wie TION Renewable AG vom Gutachter als Prüfer 1,5% verwendet und konkret begründet wurden. Hier soll sich die Gesellschaft nach der Übernahme durch KKR ändern und viel stärker wachsen und so gerade von KKR profitieren. Insoweit ist der Standard-Wachstumsabschlag von 1,0% doch offensichtlich zu gering.

Die Vertretbarkeitskontrolle der Prüfer hinsichtlich Bewertungsparametern ist auf Beliebigkeit angelegt. Ein klares Beispiel ist hier die Marktrisikoprämie („MRP“). Dort hat die Prüferin in einer Vielzahl der Fälle konstant 5,75% nach Steuern angesetzt, obwohl sich das wirtschaftliche Umfeld, insbesondere die Basiszinsen wesentlich änderten und keine ungewöhnliche Kapitalmarktsituation mit 0% Basiszins mehr gegeben war, welche Anlass für die entsprechende Mittelwert-Empfehlung des IDW in Höhe von 5,75% war.

Im Prüferbericht anlässlich der Bewertung im Rahmen des BGAV Osram Licht AG, Stichtag 03.11.2020, wurde durch den hiesigen Prüfer bei einem Basiszins von 0% unter Verweis auf das OLG München, 31 Wx 361/18 Tz 72 (BeckRS) auf eine Berechnung der Nachsteuer-Gesamtrendite mit 6,42% verwiesen. Ausgehend von im Mittel 8% Vor-Steuer-Gesamtrenditeewartung wurde bei 50% Ausschüttungsquote ein Wert von 6,42% als Nachsteuer-Renditeerwartung dargestellt, woraus sich bei einem Basiszins von 0% rechnerisch eine MRP von 6,42% ergeben würde, so der Gutachter damals.

Beweis: Auszug Gutachten ES Osram, S.71-75,

Anlage ASt 6

Eine entsprechende Rechnung machte ES als Gutachter auch anlässlich des BGAV Schaltbau Holding AG, Stichtag 2022, und einem dortigem Basiszinssatz mit 0,07% auf und errechnete eine Nachsteuer-MRP mit 6,35%.

Beweis: Auszug aus dem Gutachten ES Schaltbau, S.76-79,

Anlage ASt 7

Die entsprechende Rechnung hat ES als Prüfer auch anlässlich des Squeeze Out bei der Allgemeinen Gold- und Silber-Anstalt AG, Stichtag 02.02.2021 und dortigem Basiszinssatz mit 0,22 % angestellt und eine Nachsteuer-MRP mit 6,20% errechnet.

Beweis: Auszug aus dem Prüferbericht ES AGOSI, S.85-89,

Anlage ASt 8

Ausgehend von diesem Nachsteuer-Rendite-Mittelwert von 6,42% würde sich rechnerisch bei einem Basiszins in Höhe von 3,0%, nach Steuern 2,21%, eine MRP in Höhe von 4,21% nach Steuern ergeben.

Ab 2022/23, als die Basiszinssätze wieder anstiegen, ließ ES seine MRP-Berechnungen auf Basis der Rendite-Herleitung des OLG München allerdings plötzlich entfallen.

So wurden die Ausführungen z.B. im Prüferbericht anlässlich des Squeeze Out bei der Studio Babelsberg AG, Landgericht Potsdam, Az. 51 O 63/23, Stichtag 31.03.2023, nicht mehr wiederholt.

Beweis: Auszug aus dem Prüferbericht ES Studio Babelsberg AG, S.80-82, **Anlage ASt 9**

Dort hätte bei einem Basiszinssatz von 2,0%, nach Steuern 1,47%, die MRP entsprechend der Renditenberechnung 4,95% nach Steuern betragen.

Auch in den aktuellen Fällen Squeeze Out home24 SE, BGAV Stemmer Imaging AG, BGAV Vectron Systems SE und BGAV Deutsche Wohnen SE, BGAV va-q-tec, BGAV Pfeiffer Vacuum Technology AG, Squeeze Out Areal Bank AG, Squeeze Out KROMI LOGISTIK AG, Squeeze Out SLM SOLUTIONS GROUP AG, hat ES bei Basiszinssätzen von 2,0% bis 2,75% seine MRP-Berechnungen auf Basis der Rendite-Herleitung des OLG München jeweils nicht mehr angewendet, weil sich auch dort niedrige MRPs von unter 5% ergeben hätten und in allen genannten Fällen pauschal 5,75% MRP angesetzt.

Beweis: Vorlage der Auszüge aus den entsprechenden Bewertungen
im Bestreitensfalle

Erstmals im aktuellen Fall Artnet (Stichtag 20.11.2025) hat ES als Gutachter bei einem Basiszinssatz von 3,25% eine reduzierte MRP von 5,0% angesetzt. Dies zeigt die Willkür des Prüfers, insbesondere im Vergleich zu anderen Gutachtern und Prüfern, welche bereits bei Basiszinsen ab 2,5% reduzierte MRPs angesetzt haben, wie Grant Thornton Warth & Klein beim Squeeze Out Kabel Deutschland Holding AG (Stichtag 08.09.2023, Basiszins 2,5%, MRP 5,5%), IVC Independent Valuation & Consulting AG („IVC“) beim Squeeze Out Polis Immobilien AG (2023, Basiszins 2,5%, MRP 5,5%) und beim Squeeze Out VOQUZ Labs AG (Basiszins 3,00%, 5,0%, Stichtag 12.08.2025).

Vorstehende Beispiele zeigen die fehlende Plausibilität und Beliebigkeit des Vorgehens des Prüfers, z.B. bei der MRP. Allein logisch ist nach dem starken Anstieg der Basiszinsen von 0% auf über 2,5% eine Absenkung der MRP. Eine Beibehaltung des gleichen Wertes der MRP bei 0% Basiszinsen bis 2,75% ist nicht plausibel, sondern widerspricht allen Begründungen der IDW für die seinerzeitigen Erhöhungen der MRP in 2012 und 2019.

Da hilft auch nicht, dass man in der (alten) IDW-Bandbreite bleibt, denn der Mittelwert kann nur angemessen sein, wenn die mittleren Zinsverhältnisse wie zur Einführung der neuen Bandbreite gegeben sind, also seinerzeit 0% Basiszinsen. Vorliegend wurde zwar die MRP halbherzig auf 5,5% reduziert, allerdings ohne konkrete Begründung und Herleitung des Wertes, obwohl die steuerlichen Überleitungen anhand der Steuersätze exakt durchgeführt werden können. Wie nachstehend zu zeigen ist, kann hier allein ein Wert von 5,0% nach Steuer bei der MRP sachgerecht sein.

Das mit diesem Antrag vorgelegte Gutachten der IVC, Anlage ASt 15, Rz 41 bestätigt dabei das unplausible Vorgehen des Prüfers bei der MRP im vorliegenden Fall. Dies reiht sich in die vorgenannten Fälle ein. Insoweit hat sich der Prüfer durch seine Fehlleistungen bei seinen Angemessenheitsprüfung disqualifiziert, so dass seine Anhörung im Verfahren ausscheiden muss.

II. Ungeeignetheit Börsenkursbewertung (VWAP)

Der Gutachter meint zu Unrecht, der Börsenkurs (VWAP) könne hier als Obergrenze der Abfindung angesehen werden, Gutachten Rz 428.

Infolge der Ankündigungen über das freiwillige öffentliche Übernahmeangebot sowie das anschließende Delisting-Angebot verharrte der Börsenkurs der Encavis-Aktie seit 14.03.2024 bis zur Ankündigung des Squeeze Out am 31.01.2025 in einem Korridor von 16,75€ und 17,46€ und war damit abgekoppelt durch Übernahmeangebot, Gutachten Rz 416. Wegen der Ankündigung des öffentlichen Übernahmeangebots war die effektive Informationsverarbeitung sowie Informationsbewertung der Aktie der Encavis AG als zwingende Voraussetzung einer marktorientierten Bewertung stark

eingeschränkt, vergl. Prüferbericht Rz 338. Aus diesem Grunde konnte im vorliegenden Fall auch kein belastbarer unternehmenseigener Betafaktor bestimmt werden.

Ohne Rücksicht auf Liquiditäts-Kriterien kann der VWAP hier daher entgegen dem Gutachter auch nicht als Obergrenze der Abfindung beurteilt werden. Hiergegen sprechen schon die fortbestehende Beteiligung von Altaktionären (Rollover bzw. **Rückbeteiligung** Abacon u.a.; Abschluss der "Pool and Friends"-Rahmenvereinbarung) mit 31% der Aktien der Gesellschaft im Rahmen der Übernahme („Rollover“, vergl. Rz 388 Gutachten), aber auch das **Stichtagsprinzip**, weil zwischen dem Referenzzeitraum und dem Stichtag eingetretene Sachverhalte wie die Körperschaftssteueränderung nicht berücksichtigt werden konnten.

Daneben ist der Börsenkurs als Bewertungsmethode ungeeignet, wenn der **Ertragswert wesentlich darüber** liegt (LG München I, 5 HK O 15162/20). Dies ist hier entgegen der Berechnungen des Gutachters der Fall, denn der mittels korrekter Parameter berechnete Ertragswert liegt in jedem Falle über 22 € je Aktie.

Dafür sprechen schon die meisten Analysten-Kursziele, die - laut Auskunft auf der streitgegenständlichen HV am 16.07.2025 - vor Bekanntwerden der Übernahme am 5. März 2024 abgegeben wurden, z.B.:

- Hauck Aufhäuser 24,00 €
- DZ Bank 20,00€
- Warburg Pincus Research 20,80 €
- Quirin 28,00 €.
- HSBC Global Research 18,00 €
- Pareto Securities 19,00 €
- Jefferies 19,00 €.

Gemäß Gutachten, Rz 407, wurden die Analystenberichte seit Juli 2024 wegen der Übernahme auch nicht mehr angepasst. Daher gab es auch keine effektive Marktdeckung durch Analysten im Referenzzeitraum.

Auch haben die rollenden Altaktionäre wie Abacon Aktien in der Vergangenheit vor der Übernahme Aktien der Gesellschaft zu über der Abfindung liegenden Preisen, auch zu über 20 € zugekauft, was gegen den hier ausgewiesenen Ertragswert spricht.

1. Rückbeteiligung („Rollover“) von Altaktionären der Encavis

Die Gründungs- und Altaktionäre der Encavis (die Familien Büll, Lietke, Heidecker (frühere Chorus Clean Energy AG) haben sich neben neuen Co-Investoren wie die Viessmann GmbH & Co. KG („Viessmann“) an der Bieterin bzw. der AG und deren Übernahmevehikeln beteiligt. Die Einbringenden "Pool and Friends"-Aktionäre, die mit der AG als Bieterin gemeinsam handelnde Personen waren, hielten direkt insgesamt 46.648.497 Encavis-Aktien (ca. 28,97 % des Grundkapitals der Encavis).

Dies ist ein eindeutiges Zeichen, dass das Übernahmeangebot wie auch der VWAP nicht den wahren Wert der Gesellschaft abbilden können, sondern dieser erst durch KKR und die Altaktionäre gehoben werden soll. Ein solcher Rollover von Altaktionären im Rahmen einer Übernahme spricht immer gegen eine Geeignetheit des Börsenkurses als Bewertungsmethode und für eine kritische Überprüfung der Unternehmensbewertung.

Im Rahmen der Rückbeteiligung, über welche sicher seit Monaten vor der Übernahmeverhandlung verhandelt wurde, insbesondere über die steuergünstigen gesellschaftsrechtlichen Beteiligungsstrukturen, wurden schon alle wesentlichen Gesellschaftsinformationen mit der Bieterin ausgetauscht, allein schon deshalb, um eine Bewertung und Planung der künftigen Beteiligung vereinbaren zu können. Daher ist die Transaktion nicht mit einer völlig unabhängigen öffentlichen Übernahme unter Dritten zu vergleichen, sondern insgesamt eine Insidertransaktion, mit umfangreichen Wissensaustausch schon vor der *due diligence* durch KKR.

Die Encavis AG ging aus der Capital Stage AG vor. Zwischenzeitlich wurde mit der Chorus Clean Energy AG fusioniert, bei welcher im Rahmen eines Squeeze Out die hiesigen Gutachter die Angemessenheitsprüfer waren. Insofern war man seitens der Altaktionäre mit diesen anscheinend zufrieden

und hat sie hier als Auftragsgutachter beauftragt, was ebenfalls kritisch bei der vorgelegten Bewertung zu berücksichtigen ist.

Gründungs- und Ankerinvestoren der Encavis sind die Hamburger Familie Büll über AMCO Service GmbH / ABACON CAPITAL (früher Capital Stage), die Familie Heidecker über die PELABA Vermögensverwaltungs-Gesellschaft (früher Chorus-Hauptaktionäre), die Dr. Liedtke Vermögens-verwaltung (früher Capital Stage).

Albert Büll, seit 2007 Aufsichtsratsmitglied von Encavis, ist über ABACON Eigentümer der AMCO Services GmbH. Seit der Erstnotierung von Encavis als Capital Stage AG im Jahr 2014 hält Albert Büll eine Beteiligung an dem Unternehmen und verfügte über 17 bis 25 % der Aktien. Im Jahr 2016 fusionierte Capital Stage mit der Chorus Clean Energy AG, und bis 2017 wurden alle verbleibenden Chorus-Minderheitsaktionäre ausgeschlossen. Im Februar 2018 wurde das Unternehmen nach der Fusion in Encavis AG umbenannt.

Die Die PELABA Vermögensverwaltungs GmbH & Co. KG ist verbunden mit der Familie Heidecker. Peter Heidecker ist Gründer der ursprünglichen CHORUS-Gruppe; er war Aufsichtsratsvorsitzender und größter Aktionär der CHORUS Clean Energy AG. Sie werden wie Abacon über den Rollover weiterhin in Encavis bzw. in der AG investiert bleiben (die Rollover-Aktien wurden gegen Gewährung neuer Aktien der Bieterin getauscht). Pelaba und Heidecker wurden durch die Fusion mit anschließendem Squeeze-out von Chorus Clean Energy durch Capital Stage AG im Jahr 2017 Anteilseigner der vormaligen Capital Stage AG.

In der gemeinsamen begründeten Stellungnahme zum Delisting-Erwerbsangebot wurde beschrieben, dass das Vermögen der AMCO Service GmbH (inkl. rund 15,94 % Encavis-Aktien, ca. 25,8 Mio. Aktien) per Verschmelzungsvertrag auf die ABACON CAPITAL GmbH übertragen wurde. Damit bündelt die Familie Büll ihre Encavis-Beteiligung vollständig unter ABACON. ABACON ist als Co-Investor an der AG beteiligt.

Der Bewertung des Rollover lag ein Bewertungsgutachten vom 27.11.2024 der Alvarez & Marsal Transaction Advisory Group B.V., einem Schwesterunternehmen der hiesigen Gutachterin zugrunde, vergl. Prüferbericht, S.3. Dies indizierte nach Auskünften der Hauptversammlung einen Wert von 12,98€ je Encavis-Aktie, wobei laut Übernahmeangebot alle im Rahmen der Transaktion von der Bieterin in die Bieterin eingebrachten Encavis-Aktien mit EUR 17,50 je Encavis-Aktie angesetzt wurden (gegebenenfalls zzgl. aktivierter Transaktionskosten).

Angesichts der Erklärungen zum langfristig höheren Wert der Gesellschaft ein offensichtlich unplausibel steuermotivierter Wert zur Abbildung der KKR Beteiligungsstrukturen. Jedenfalls muss in diesem Kontext auch eine Unternehmensplanung der Gesellschaft Gegenstand und Grundlage der Bewertung gewesen sein, was gerichtlich aufzuklären ist.

Insoweit liegt auch die Vermutung nahe, dass es eine abweichende Parallelplanung für die Gesellschaft gibt, in der die wirklichen Planungen unter Beteiligung von KKR abgebildet werden und welche derartige künftige Erträge ausweist, dass den Altaktionären eine fortgesetzte Beteiligung viel attraktiver erschien als die Annahme des Abfindungsangebots.

Im Rahmen der Übernahme wurde der höhere Wert der Gesellschaft auch anlässlich des Abschlusses der Investorenvereinbarung mit KKR eingräumt, indem am 14.03.2024 bekannt u.a. gemacht wurde:

- Encavis gewinnt zusätzliche operative und sektorspezifische Expertise sowie einen besseren Zugang zu Finanzierungskapazitäten, um seine **vielversprechenden Wachstumschancen besser nutzen** zu können,
- Abacon Capital und andere bestehende Aktionäre haben verbindliche Vereinbarungen zum Verkauf von ca. 31 Prozent und zum Rollover der Encavis-Aktien an die BidCo unterzeichnet und unterstützen das Übernahmeangebot volumnfänglich,
- Damit heben wird unser **Geschäft auf die nächste Stufe**, um mit den großen europäischen Akteuren im Markt zu konkurrieren.

- Encavis hat aus unserer Sicht **großes Potenzial**. Dazu sind starke Partner nötig – und die haben wir jetzt gefunden. Die von Abacon geführte Investorengruppe unterstützt daher das Angebot von KKR und begrüßt den Einstieg von KKR und Viessmann. Wir bleiben in Encavis investiert und freuen uns auf die künftige aktive Zusammenarbeit.
- „Um das Potenzial der erneuerbaren Energien voll auszuschöpfen, bedarf es sowohl **Know-how und erhebliches, langfristiges Kapital**. Wir freuen uns, dass KKR mit seiner strategischen Investition Encavis an einem für das Unternehmen entscheidenden Zeitpunkt mit der **notwendigen langfristigen Finanzierung ausstattet** und es so positioniert, zusätzliche Chancen zu nutzen und seine Stärke im Bereich der sauberen Energien zu festigen.
- Wie in der Investorenvereinbarung festgelegt, wird die strategische Partnerschaft mit der BidCo die Ambitionen von Encavis unterstützen. **Die Marktposition von Encavis als führende Onshore-Wind- und Solarplattform mit einem diversifizierten paneuropäischen Portfolio und attraktiven Wachstumsmöglichkeiten soll gestärkt werden**. Darüber hinaus **will die BidCo das Wachstum in allen Segmenten des Encavis-Konzerns beschleunigen und erhebliche finanzielle Unterstützung leisten, um die Projekt-pipeline zu stärken, den Kapazitätsausbau zu erhöhen und die Expansion in neue Märkte zu fördern**.
- **Die BidCo strebt an, bis Ende 2027 Erzeugungskapazitäten von 7 GW zu erreichen, was über dem derzeitigen Ziel von 5,8 GW liegt, und auch danach weiter zu wachsen. Die BidCo unterstützt anschließendes weiteres Wachstum zudem durch Zusage für Investitionen in eine schnelle technologische Diversifizierung.**

Damit wird deutlich, dass die Altaktionäre, die sich an der Bieterin bzw. der AG rückbeteiligt haben, den angebotenen Wert des Übernahmepreises gerade nicht für attraktiv und angemessen erachteten, sondern durch die Übernahme gerade ein stärkeres Wachstum erwarteten.

Dies ist ein eindeutiges Indiz gegen die Verwendbarkeit des Börsenkurses als Bewertungsmethode.

Rückbeteiligungen und *Irrevocable Undertakings* sind aber in Bezug auf den Börsenkurs auch deshalb sehr problematisch, weil so alle möglichen Konkurrenzangebote von vornherein ausgeschlossen werden, da sich der Bieter schon die ehemaligen Großaktionäre über steueroptimierte Re-Investitions-Struktur gesichert hat, so dass ein feindliches konkurrierendes Angebot durch Dritte keinen ökonomischen Sinn ergibt. Dies ist äußerst relevant mit Blick auf die 2024 – 2025 europäische Übernahmewelle im EE Bereich, bei welcher wegen des 2022/2023 nachlassenden Investoreninteresses stark unterbewertete europäische EE-Unternehmen, bei deutlich höheren Multiplikatoren aufgekauft wurden als das unterbewertete Encavis-Angebot impliziert.

Encavis hatte sich in der Investorenvereinbarung auch verpflichtet, kein konkurrierendes Angebot zu Gunsten aller Aktionäre aktiv einzuwerben. Dies bewirkt, dass der Übernahmepreis einen festen „Deckel“ für den Börsenkurs darstellt, welcher verhindert, dass sich – auch bei positiven Markt- und Gesellschaftsinformationen – ein höherer Kurs bilden könnte. Damit sind die Marktmechanismen ausgeschaltet. Der Börsenkurs ist definitiv abgekoppelt vom Marktgeschehen. Eine effektive Informationsverwertung im Kurs ist unmöglich. Dann kann dieser Börsenkurs der Gesellschaft aber auch nicht als Bewertungsgrundlage gelten.

2. Stichtagsprinzip spricht gegen VWAP vor dem 31.01.2025

Gemäß § 327b Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 2 AktG sind bei der Festlegung der Barabfindung die Verhältnisse im Zeitpunkt der Beschlussfassung zu berücksichtigen. Das sogenannte Stichtagsprinzip legt fest, welche Informationen bei der Bewertung und auch bei der gerichtlichen Überprüfung zugrunde zu legen sind. Maßgeblich sind die am Bewertungsstichtag bestehenden Verhältnisse.

Fast 1,5 Jahre war hier eine Abkopplung des Börsenkurses von der Entwicklung der Gesellschaft und der Branchenentwicklung festzustellen (02/2024 – 07/2025). Auch der Zeitraum zwischen 31.01.2025 und dem Stichtag am 16.07.2025 ist schon für eine marktorientierte Bewertung zu lang, da diese ja unterstellt, dass im Börsenkurs zeitnah alle Informationen verwertet werden. Dann kann aber nicht die allein für eine Mindestabfindung geltenden Börsenkursrechtsprechung des BGH zum Desinvestitionswert maßgeblich sein. Ein Börsenkurs im November 2024 kann angesichts sich ständig ändernder Börsenkurse kaum als Wertindiz für den 16.07.2025 gelten.

Hier kommt hinzu, dass durch das schon bei Übernahme angekündigte Delisting, viele institutionelle Aktionäre aus der Aktie aussteigen und das Übernahmeangebot, spätestens das Delisting-Angebot annehmen mussten (im Unterschied zu den Börsenfällen WCM und Kabel Deutschland). Dies lastete nochmals auf dem Börsenkurs, weshalb dieser hier generell als Bewertungsmethode und damit auch als Obergrenze der Bewertung ausscheidet.

Die vorgezogene **Neuwahl des Bundestages am 23. Februar 2025** fand nach dem Ende des Referenzzeitraums und vor dem Stichtag statt. Diese hatte Auswirkungen auf die politische Richtung und die entsprechende Unsicherheit über Richtungsentscheidungen im Bereich der erneuerbaren Energien.

Die im Juli 2025 beschlossenen **Körperschaftssteueränderungen**, die im Referenzzeitraum unbekannt waren und nicht im Börsenkurs abgebildet werden konnten, führen ebenso zur Ungeeignetheit des Börsenkurses.

Daher scheidet hier der Börsenkurs als Bewertungsmethode aus.

III. Zu niedrige Ertragswertberechnung

1. Unplausible Anlassplanung

Vorliegend liegt eine *unplausible*, voll und kritisch zu überprüfende, viel zu negative Anlassplanung vor. Auf OLG Karlsruhe, Beschluss v. 18.5.2016, 12a W 2/15 und OLG Düsseldorf, Beschluss vom 12. November 2015 – I-26 W 9/14 (AktE), 26 W 9/14 (AktE) –, juris); OLG Düsseldorf, Beschl. vom 22. März 2018 – I-26 W 18/14 (AktE), S.37f - juris Tz 60; wird verwiesen.

Nach der Übernahme wurden die Aufsichtsräte ausgetauscht und 5 neue Mitglieder im Anschluss an das Delisting am 31.01.2024 gerichtlich bestellt mit Beschluss 24.02.2024, 8 von 9 Mitgliedern hatten Mandat vorher niedergelegt. Die neuen Mitglieder waren allesamt Vertreter KKRs bzw. ihrer Co-Investoren und Roll-Over-Aktionäre.

Am 07.03.2025 fand ein Vorstandswchsel statt „um Encavis für die nächste Wachstumsphase zu positionieren“. Insoweit schied Dr. Husmann als langjähriger CEO aus, bekam aber noch einen Beraterposten. Vorstand Mario Schirru und jetziger Geschäftsführer der AG wurde als designierter CEO ernannt und wurde somit als KKR Stathalter erwählt.

Die der Bewertung zugrunde liegende Managementplanung wurde erst nach der Kontrollerlangung durch die AG bzw. KKR anlassbezogen erarbeitet (vergl. Gutachten Rz 210) und nach dem Übertragungsverlangen am 31.01.2025 am 14. April 2025 vom Vorstand verabschiedet und vom Aufsichtsrat genehmigt.

Seit dem 04.12.2024 wurde die Gesellschaft von der AG formalrechtlich kontrolliert. Bereits zuvor war durch das erfolgreiche Übernahmeangebot, dessen Genehmigung nur noch ausstand, der entsprechende Einfluss gegeben. Durch den Rollover der Altaktionäre um Abacon/Büll/Liedtke waren ein enger Kontakt und Einflussnahme gesichert.

Zudem hat der Gutachter hier entscheidende Teile der Planung selbst geplant, die so nicht der Vorstandsplanning entsprachen.

2. Interessenkollision bzw. Befangenheit des Vorstands

Die Auskünfte in der HV lassen stark vermuten, dass ein bei KKR (über die AG) bei allen Beteiligungsunternehmen eingeführtes Management Beteiligungs Programm bzw. ein entsprechendes Incentiv-System für den Vorstand der Gesellschaft vielleicht zum Bewertungsstichtag noch nicht fest abgeschlossen wurde, aber jedenfalls bereits seit Beginn der Übernahme 2023/Anfang 2024 und vor Erstellung der Planung mit dem davon betroffenen Vorstand der Gesellschaft, jetzt Geschäftsführer der AG, verhandelt wurde.

Es erfolgte auf Nachfrage in der HV keine Verneinung, dass darüber bereits gesprochen und damit darüber verhandelt wurde, es wurde lediglich durch den Vorstand verneint, dass eine Incentivierung des Vorstands bzw. ein entsprechend vorgesehenes Beteiligungsprogramm bereits final abgeschlossen wurde. Dies macht jedoch für die nachfolgenden Betrachtungen keinen Unterschied.

Üblicherweise werden durch Private Equity Firmen dem Management Co-Investments in Equity bzw. Gesellschaftsanteile angeboten, kreditfinanziert von der Private Equity Firma, um einen Gleichlauf der Interessen des Managements zu gewährleisten. Diesbezüglich führte der Vorstand in der HV aus, dass man auf Seiten der Gesellschaft wisse, dass im Private Equity Bereich über solche Management Incentivierungssysteme gearbeitet werde.

KKRs Management-Equity-Programme sind strategische Beteiligungsprogramme, bei denen das Management von Portfoliounternehmen am Verkaufserfolg des Unternehmens beteiligt werden. Diese Programme sind Teil der Strategie, den Unternehmenserfolg durch Mitarbeiterbeteiligung zu steigern und sollen die Interessen des Managements und der Belegschaft an das Wachstum des Unternehmens knüpfen.

Insbesondere für den Weiterverkauf der Firma oder für bestimmte Ergebnis-Ziele werden dabei außerordentlich hohe Vergütungen im Millionen-Euro-Bereich als Anreiz versprochen.

Damit geht bei einer Firma, die noch Minderheitsaktionäre hat, üblicherweise direkt eine massive Interessenkollision einher, dass der Vorstand schon bei Inaussichtstellung einer solchen hohen Vergütungschance auf die Seite der bietenden Private Equity Firma gezogen wird und in deren Interesse handelt. Dies ist verständlich und dem Vorstand auch nicht zu verübeln. Jedoch muss dies bei Beurteilung der dem Squeeze Out zu Grunde liegenden Planung berücksichtigt werden. Nach diesseitiger Ansicht ist in solchen Fällen, in denen das gesetzliche Leitbild des unabhängigen Vorstands nicht gegeben ist, eine neutrale sachverständige Überprüfung der Bewertung seitens des Gerichts stattfinden.

Der genaue Inhalt solcher Management-Beteiligungen ist naturgemäß für Außenstehende nicht ersichtlich und im Detail letztlich auch unerheblich. Jedoch bedingt allein die Üblichkeit solcher außerordentlichen Beteiligungschancen für das Management der übernommenen Firma im Kontext der Planerstellung für die Bewertung zum Squeeze Out eine besonders kritische, sachverständige Überprüfung der Planannahmen.

Wegen der mit einer Incentivierung einhergehenden massiven Interessenkonflikte ist der Vorstand insoweit befangen. Er verfolgt eigene und Interessen von KKR und den Co-Investoren und damit aus Sicht der Gesellschaft und ihrer Aktionäre sachfremde Interessen im Kontrast zu einem völlig unabhängigen Vorstand, der allein dem Interesse seiner Gesellschaft und deren Aktionären verpflichtet ist.

Diese Interessenkonflikte führen zum Ausschluss der *Business Judgement Rule* in Bezug auf die Planung. Insbesondere sind die entsprechenden finanziellen Interessen des Vorstands und dessen Abhängigkeit von der Hauptaktionärin wichtig und haben hohes Potential zur Beeinflussung aller folgenden unternehmerischen Entscheidungen des Vorstands, wie zu treffende Planannahmen- und -szenarien, etwa dem (Nicht-)Ansatz der Synergien mit KKR, der Zustimmung zu Planungen des von KKR bzw. der AG eingeschalteten Auftragsgutachters sowie der im Rahmen von Stichtagsklärungen abzugebenden Erklärungen über Wertveränderungen.

Üblicherweise führt auch eine Erhöhung des Übernahmeaufwands unter Einschluss der zu zahlenden Squeeze Out Abfindung zu einer Renditebelastung von KKR und deren Investoren, den rollenden Aktionären sowie des auf den finalen Werten der Gesamtakquisition (Übernahme und Squeeze Out) basierenden Eigenkapitalinvestments seitens der übernehmenden Gesellschaft, also der AG. Eine höhere Abfindung führt dann zu einem höheren Investment von Eigenkapital und damit zu einer geringeren künftigen Rendite der Investoren.

Dies betrifft dann naturgemäß auch das in gleicher Weise beteiligte Management der Zielgesellschaft, hier also den Vorstand. Dieser hat damit auch kein wirtschaftliches Interesse an einer erhöhten Abfindung und an einer dies begründenden positiven Planung unter Ausnutzung aller Chancen und Möglichkeiten, so dass wegen dieser Interessengegensätze nicht vom Idealbild des unabhängig planenden Vorstands ausgegangen werden kann.

Dergleichen kann im Rahmen eines Übernahme-Abwehrkampfes vorkommen, oder bei – in der Praxis nicht anzutreffenden – Verwendung einer *stand alone* Alt-Planung vor Bekanntwerden der Übernahmeabsichten möglich sein. Hier liegt jedoch das Gegenteil vor.

Die AG hat auch Einfluss auf die Planung nehmen wollen und genommen. Sie hat den Gutachter ausgewählt, der in jedem Falle die Planung des TV bzw. der Fortführungsperiode übernommen hat. Dies hat hier ersichtlich zu einer Verschiebung der Zielkapazität von 7 GW, zu höheren Investitionskosten (Capex), Nichtansatz von Synergien, überhöhten Finanzierungskosten und überhöhten Kapitalkosten geführt.

Nach Auskunft in der HV wurde hier eine von der Vergleichstransaktion Squeeze Out Tion Renewable AG und den eigenen Impairment Tests abweichende Peer Group durch KKR bestimmt. Gemäß Rz 129 des Gutachtens beruhten die verwendeten Vergleichsunternehmen auf einer KKR due diligence, welche KKR im Vorfeld der Übernahme im Zeitraum zwischen dem 06.11.2023 und dem 08.03.2024 durchgeführt hatte.

Der Vorstand führte in der HV auch aus, das man davon ausgehe, dass KKR vor der *due diligence* bereits auf Basis öffentlich zugänglicher Informationen mit der Due Diligence begonnen habe. Diesseits wird von einem anderen Ablauf ausgegangen. Wahrscheinlicher ist vielmehr, dass KKR zuerst mit den Großaktionären von Encavis und informell mit dem Vorstand gesprochen hat, insbesondere auch für die Bewertungen im Rahmen des Rollover der Altaktionäre.

3. Parallelplanung KKR / Vorstand

Bewertungstechnisch sind auch Ziele, Vorgaben und Planungen der Hauptaktionärin zu berücksichtigen. Diese sind Teil der „Verhältnisse der Gesellschaft“ i.S.d. § 327b Abs. 1 Satz 1 Hs. 2 AktG. Auch deren Planungen gehören zu den zum Bewertungsstichtag zu berücksichtigenden Verhältnissen der Gesellschaft und sind daher bei Anlass durch das Gericht aufzuklären.

Bei Private Equity Firmen sind sogenannte Wertschöpfungspläne bzw. VCP Value Creation Pläne für übernommenen Firmen üblich und Standard. Dies wird auch durch das Beispiel Areal Bank AG bei dortiger Beteiligung von Private Equity Investoren belegt. Dort wurde im Rahmen des Geschäftsberichts bzw. im Jahresabschluss auf das bestehende Wertschöpfungsprogramm (Value Creation Plan VCP) und die entsprechenden Planungen verwiesen.

Beweis: 1) GB 2023 Aareal Bank AG, S. 11, 22, 71, 73, dort Fn 1,

Anlage ASt 10

2) Auszug Gutachten ValueTrust zum Squeeze Out bei der
Aareal Bank AG, S.117,119, **Anlage ASt 11**

Diese werden in der Regel zusammen mit dem Management der übernommenen Firma, welches nach der Übernahme bleibt, erstellt und üblicherweise schon direkt nach der Übernahme initiiert. Dies beinhaltet auch die Einführung einer monatlichen Berichterstattung an KKR entsprechend dem Format für alle Beteiligungsfirmen, um direkt die operative Steuerung und Kontrolle einleiten zu können.

Auch wenn also eine solche Wertschöpfungsplanung oder VCP Value Creation Plan nicht angesprochen wird in Gutachten und Prüferbericht, ist diese üblich und das Standardvorgehen nach Erwerb und Kontrolle von Beteiligungen und deshalb auch hier wahrscheinlich. Auch hat hier KKR eigene Planungsannahmen schon veröffentlicht, so etwa die Beschleunigung des Kapazitätsausbaus auf 7 GW Leistung bis 2027, wofür dann auch eine Finanzplanung bestehen und dies auch gegenüber den eigenen Investoren zuvor als Planung dargestellt worden sein muss. Quelle: <https://www.encavis.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2723913-encavis-ag-abschluss-einer-investorenvereinbarung-mit-kkr-zur-beschleunigung-des-wachstums-von-encavis-ankündigung-eines-freiwilligen-öffentlichen-übernahmangebots-viessmann-beteiligt-sich>

Im Übernahmeangebot hieß es zudem, dass die Bieterin annimmt, dass die Geschäftsstrategie der Encavis in Zukunft möglicherweise vom Vorstand weiterentwickelt werden wird. Dies heißt nichts anderes, als dass erweiterte Planungen stattfinden, welche allerdings im Plan für die Squeeze Out Bewertung nicht erkennbar werden. Dort erfolgt vielmehr entgegen der KKR-Planung zur Zielkapazität eine Verschiebung auf 2034.

Der Gutachter setzt entgegen der allgemeinen Trends und Zielvorgaben der Politik für den Ausbau der erneuerbaren Energien („EE“) anschließend auch kein weiteres Wachstum der Kapazität an, was in der HV mit dem Mangel an verfügbaren Grundstücken begründet wurde. Weitere Kapazitätszuwächse bzw. Investitionen, so der Vorstand, könnten aus heutiger Sicht mangels verfügbarer Flächen bzw. Investitionsmöglichkeiten nicht gerechtfertigt werden. Dies ist unplausibel und widerspricht auch dem Sinn der Übernahme.

4. Unplausible Konvergenz- bzw. Übergangsphase sowie TV

Die vom Gutachter zu Lasten der Bewertung eingeführte zusätzliche Planungsphase dient allein der Herunterrechnung des Unternehmenswertes. Wäre – wie sachgerecht – bereits 2031 der Übergang in den TV modelliert worden, hätte sich automatisch ein höherer Unternehmenswert ergeben.

Beweis: Sachverständigengutachten

Gemäß Rz 259 hat der Gutachter die Unternehmensplanung des Vorstands um eine Übergangsphase 2031 bis 2066 ergänzt. Darin wurden insbesondere das ersatzlose Auslaufen der wichtigen langfristigen Strom einspeise- und Stromabnahmeverträge (PPA Power Purchase Agreement) angenommen, was sachwidrig und zu korrigieren ist. Weder entspricht dies der Unternehmensstrategie noch ist der ersatzlose Wegfall in der Zukunft plausibel.

Allein der Blick auf die jüngsten Marktentwicklungen im Zusammenhang mit Rechenzentren für KI hat die Wesentlichkeit von langfristigen Stromabnahmeverträgen für EE Unternehmen wie für die Stromkunden nochmals bestätigt. Für beide bieten diese Verträge langfristige Sicherheit und stellen sogar die Voraussetzung für die Finanzierbarkeit der jeweiligen Vorhaben dar. Gleichermaßen gilt für Grünen Stahl oder Grünen Wasserstoff und entsprechende Anlagen. Auch das zu erwartende wesentliche Wachstum von Stromspeicherlösungen wurde in keiner Weise berücksichtigt. Und das Asset Management berücksichtigt ebenfalls nicht die erhöhten Wachstumschancen im Verbund mit KKR.

Sachwidrig sollen ab 2035 Anlagen vom Netz gehen und ab diesem Zeitpunkt für Zielkapazität von 7 GW bis 2066 nur noch Ersatzinvestitionen stattfinden, vergl. Gutachten Rz 263. Dabei waren die / GW ein Zwischenziel für 2027 mit angekündigtem weiteren Wachstum.

Die angesetzten Erhaltungsinvestitionen berücksichtigen auch nicht den technischen Fortschritt, dass nämlich durch Neuinvestitionen bei neuer Technik automatisch auch die Effizienz (inklusive Rückgang der Flächennutzung) und damit die Ausbeute an Strom steigt. Auch nicht berücksichtigt werden Repowering und Revamping, in dessen Rahmen für komplett Erneuerungen im Gegensatz zur Erstinvestition in neue Anlagen nur noch 60-80% der gesamten Investitionskosten benötigt werden.

In der HV hat der Vorstand ausdrücklich ausgeführt, dass durch Einsparung von Entwicklungskosten und einer möglichen Nutzung vorhandener Infrastruktur sich derartige Erhaltungsinvestitionen günstiger darstellen als komplett Neuinvestitionen.

Insoweit müsste bei gleichbleibenden Ersatzinvestitionen für ab 2035 vom Netz gehende Anlagen durch den technischen Fortschritt auch höhere Strommengen und höhere Strompreise erreicht werden oder die Ersatzinvestitionen müssten wesentlich geringer sein. Zumindest muss dies Auswirkungen auf den Wachstumsabschlag haben.

Es ist davon auszugehen, dass künftig bei PV Anlagen überwiegend so genannte Tracking Module mit höherer Effizienz und Ausbeute verwendet sowie in großem Umfang Speicherlösungen mit positiven Effekt auf die zu erzielenden Strompreise realisiert werden.

Die ab 2034 in der Fortführungsperiode angesetzte technische Degradierung, die zu einem Rückgang der produzierten Strommenge führen soll (Gutachten, Rz 266) ist deshalb ebenfalls nicht plausibel.

Auch das komplette Auslaufen aller PPA in 2056 ist unplausibel. Ebenso wie der Fortbestand der 7 GW Zielkapazität ab 2034 dem weiteren langfristigen Marktwachstum widerspricht.

Der Vorstand hat in der HV ausgeführt, dass sich durch den technischen Fortschritt auch die notwendige Fläche bei PV Modulen reduziert. Insoweit bekommt man auf gleichen Flächen – neben Umstellung auf Tracking – mehr Module unter und damit im Zeitverlauf – durch das so genannte Revamping und Repowering – höhere Stromerträge. Dies wurde in der Planung nicht ansatzweise berücksichtigt, entweder durch weitere Kostenrückgänge bei der Erhaltungs- und Ersatzinvestitionen, beim Wachstumsabschlag oder bei der Kapazität und damit der Stromausbeute.

Die Anfang 2024 veröffentlichte Klimafolgenabschätzung (IA) der EU-Kommission für 2040 (EU Commission's 2040 Climate Impact Assessment) schlug eine 90-prozentige Netto-Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand von 1990 als verbindliches Ziel für 2040 vor, aufbauend auf dem Ziel für 2030. Dieses Assessment zielt darauf ab, Investitions sicherheit zu schaffen und die Dekarbonisierung voranzutreiben, was erhebliche Veränderungen in Industrie, Energie und Verkehr erfordert, unterstützt durch Maßnahmen wie Kohlenstoffabscheidung, erneuerbare Energien und Fonds für einen gerechten Übergang.

Wie schon am Namen des Programms zu erkennen ist, wird dabei ein deutliches Wachstum der EE-Kapazitäten auch nach 2030 bis 2040 unterstellt. Die Annahme, dass Encavis an diesem Wachstum nach Erreichung des 7 GW Zielkapazität überhaupt nicht teilnehmen wird, ist realitätsfremd und unterstellt negative, kapitalvernichtende unternehmerischen Entscheidungen in Form der Hinnahme von Marktanteilverlust durch Untätigkeit des Management und bewirkt eine Unterschätzung des Unternehmenswertes der Gesellschaft.

5. Nicht nachvollziehbare Grundstückswerte

Nicht nachvollziehbar ist die Planung in Bezug auf die eigenen Grundstücke und deren Wertentwicklung im Planverlauf sowie die Auswirkung bei der Thesaurierung für Wachstum. Der Anteil eigener Grundstücke am Gesamtflächenbestand soll auskunftsgemäß bei etwa 5 Prozent liegen, wobei dies nicht nachvollzogen werden kann.

Gemäß Jahresabschluss 2024 verfügt die Gesellschaft über eigen Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte inkl. Bauten auf fremden Grundstücken (ohne Energieerzeugungsanlagen) von 333,92 Mio. € Buchwert. Es gibt zusätzlich Leasingverträge für Grundstücke (255 Mio. € Nutzungsrechte zu 31.12.2024), die insbesondere auch Leasingzahlungen in Abhängigkeit von der vereinnahmten Strommenge beinhalten.

Nach Auskunft in der HV verfügt man aktuell über in- und ausländischen Grundbesitz in einem Umfang von 2.595.000 qm. Der Grundbesitz verteilt sich dabei auf Deutschland mit 2,2 Millionen, Niederland 113.000 qm, Italien 244.000 qm, Großbritannien 233.000 qm, Dänemark 24.000 qm.

Gemäß Rz 295 des Gutachtens wurde eine Wachstumsthesaurierung angesetzt, welche das ausschüttbare Ergebnis mindert. Diese beträgt im Planjahr 2030 107 Mio. €, im TV ab 2031 26 Mio. €. In Rz 299 wird dargestellt, dass der Betrag entsprechend der angesetzten Wachstumsrate von 1% auf das Wachstum der GuV Positionen und des Netto-Vermögens angesetzt wurde. Grundlage der 26 Mio. € sind mithin 2.600 Mio. € Wert, wobei keine Planbilanz offengelegt wurde.

In der Bilanz zum 31.12.24 wurden bei Sachanlagen 2,685 Mio. € ausgewiesen. Eine Planbilanz mit Angaben zum Sachanlagevermögen je Planjahr fehlt.

Insoweit ist nicht erkennbar, ob auch auf Grundstücke eine Wachstumsthesaurierung angesetzt wurde, was unzulässig und zu korrigieren wäre. Daher wird vorsorglich gerügt, dass unzulässigerweise entsprechende Wachstumsthesaurierungen angesetzt wurden.

6. Zu geringes Wachstum der Leistung/ Kapazitäten

In der Investmentvereinbarung der Bieterin mit der Gesellschaft vom 14.03.2024 hat die Bieterin ihre Unterstützung für die strategischen Vorhaben der ENCAVIS erklärt, ihre Position als führende Solar- und Onshore-Windplattform mit einem diversifizierten paneuropäischen Portfolio hochwertiger Anlagen und attraktiver Wachstumsmöglichkeiten zu stärken und das Wachstum in allen Segmenten des ENCAVIS-Konzerns zu beschleunigen, **um bis 2027 eine installierte Leistung im gesamten Portfolio (exklusive Asset Management) von 7 GW zu erreichen** (was über dem derzeitigen Ziel von 5,8 GW liegt) **und danach weiter zu wachsen**. Daher soll ENCAVIS in die Lage versetzt werden, ohne Beschränkung auf den mit dem operativen Portfolio erwirtschafteten Cashflow zu wachsen und die öffentlich kommunizierten Kapazitätsziele zu übertreffen.

Beweis: Stellungnahme der Organe der Gesellschaft zum Übernahmangebot, S. 35, **Vorlage im Bestreitensfalle**

Nach dem Gutachten, Rz 263, soll nun aber die langfristige Zielkapazität erst im Jahr 2034 erreicht werden und anschließend nicht weiter wachsen, was unplausibel ist. Auch steht das im Gutachten dargestellte Wachstum im Widerspruch zur Planung der Gesellschaft angegeben im Geschäftsbericht 2023. Das dort als Basisszenario dargestellte Bild erwartete bereits höhere Umsätze und Ergebnisse in 2027, als jetzt, insbesondere mit finanzieller Unterstützung von KKR für beschleunigten Wachstum, in der Planung gezeigt werden.

Dies impliziert zum einen, dass die Planung zu pessimistisch ist, zum anderen, dass es nach der Übernahme und Kontrollübernahme durch die AG vor Erstellung der hiesigen Anlassplanung für die Bewertung eine Parallelplanung neben der Unternehmensplanung gibt, in welcher die tatsächlichen höheren Umsatz- und Ergebnisziele und -planungen bestimmt werden.

7. Veraltete Quellen für Strompreis- und Capex Prognosen

Bei Ableitung der Planung haben sich die Gesellschaft und der Gutachten auf Daten des Anbieters Aurora Energy Research GmbH (im Folgenden „Aurora“) gestützt, insbesondere für die Fortführungsphase und dort die Strompreisprognosen sowie Prognose von Investitionskosten (Capex). Die Planung beruht dabei auskunftsgemäß auf Daten von Aurora aus Dezember 2024. Für neue Projekte und die Strompreisprognosen habe sich die Gesellschaft auf Daten aus April 2025 gestützt, vergl. Gutachten Rz 125 unter Verweis auf Aurora-Studie April 2025 zu Strompreisentwicklung 2020 bis 2030.

Auf der Squeeze-out - HV der Encavis AG wurde vom Vorstand auf Nachfrage eingeräumt, dass es aktuellere Prognosen von Aurora vom 02.07.2025 gibt, die jedoch nicht verwendet wurden, auch nicht im Rahmen der Stichtagserklärung.

Dies ist wegen des Stichtagsprinzips durch einen gerichtlich zu bestellenden Sachverständigen zu prüfen und nachzuholen.

8. Unplausibel hohe Investitionskosten (Capex)

Die in der Planung angesetzten Investitionskosten (Capex) werden als überhöht gerügt. Gemäß der Planung der Gesellschaft zum Bewertungsstichtag ist ein erheblicher Kapazitätsaufbau bis zum Jahr 2028 geplant, das sog. Wachstums-Portfolio, vergl. Gutachten, Rz 229.

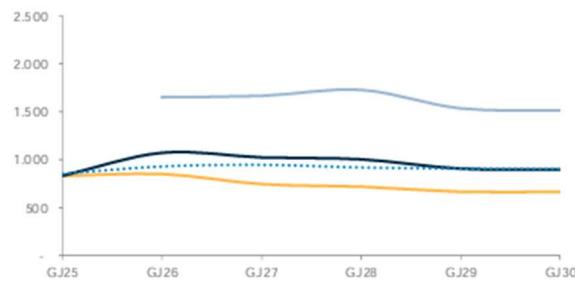
Für diesen Kapazitätsaufbau hat die Gesellschaft ganz erhebliche Investitionen in der Planungsrechnung angesetzt. Die Investitionen steigen stark von 253 Mio.€ in 2025 auf 1,77 Mrd. in 2027, bis 2030 auf insgesamt 4,867 Mrd.€. Gemäß Gutachten Rz 254 soll dieser Betrag in den Ausbau der Kapazität von 2,4 GW auf 6,8 GW, also um 4,4 GW, investiert werden.

Dies erscheint unplausibel hoch. Die Kosten dieser Investitionen übersteigen weit das, was externe Analysten oder auch Aurora schätzen.

Dies lässt sich anhand aktueller Analystendaten zum Bewertungsstichtag belegen. Im Gutachten, Rz 257, wird dargestellt:

257 Nachfolgende Abbildung zeigt die den Investitionen zugrundeliegenden Investitionskosten (CapEx/MW) im Planungszeitraum.³⁶

Abbildung 24: Investitionskosten (CapEx/MW)



Quelle: Aurora (Apr25); A&M Analyse. (*) Durchschnitt aus fest installierten und nachgeführten PV-Anlagen.

Aktuelle Analysten-Schätzungen indizieren aber, dass deutlich niedrigere CAPEX-Kosten anzunehmen sind:

Analysten-Schätzungen von CAPEX-Kosten nach Bloomberg (Barclays)

			GJ25	GJ26	GJ27	GJ28	GJ29	GJ30
Capex (EUR/MW)	France	PV fixed-axis	0,47	0,44	0,43	0,41	0,40	0,39
Capex (EUR/MW)	France	Wind offshore	5,57	5,51	5,46	5,39	5,32	5,25
Capex (EUR/MW)	France	Wind onshore	1,85	1,83	1,72	1,61	1,50	1,39
Capex (EUR/MW)	Germany	PV fixed-axis	0,47	0,44	0,43	0,41	0,40	0,39
Capex (EUR/MW)	Germany	Wind offshore	3,82	3,84	3,69	3,49	3,44	3,30
Capex (EUR/MW)	Germany	Wind onshore	1,94	1,92	1,81	1,71	1,60	1,49
Capex (EUR/MW)	Italy	PV fixed-axis	0,47	0,44	0,43	0,41	0,40	0,39
Capex (EUR/MW)	Italy	Wind onshore	1,87	1,85	1,74	1,64	1,53	1,42
Capex (EUR/MW)	Spain	PV fixed-axis	0,47	0,44	0,43	0,41	0,40	0,39
Capex (EUR/MW)	Spain	PV tracking	0,50	0,48	0,46	0,44	0,43	0,42
Capex (EUR/MW)	Spain	Wind onshore	1,70	1,68	1,55	1,41	1,27	1,14
Capex (EUR/MW)	United Kingdom	PV fixed-axis	0,45	0,44	0,43	0,42	0,42	0,41
Capex (EUR/MW)	United Kingdom	Wind offshore	3,65	3,65	3,92	3,85	3,79	3,72
Capex (EUR/MW)	United Kingdom	Wind onshore	1,86	1,84	1,73	1,62	1,51	1,39

Quelle der Daten: Durchschnitt der Analystenschätzungen bis 7. Juli 2025, Barclays basierend auf Bloomberg.

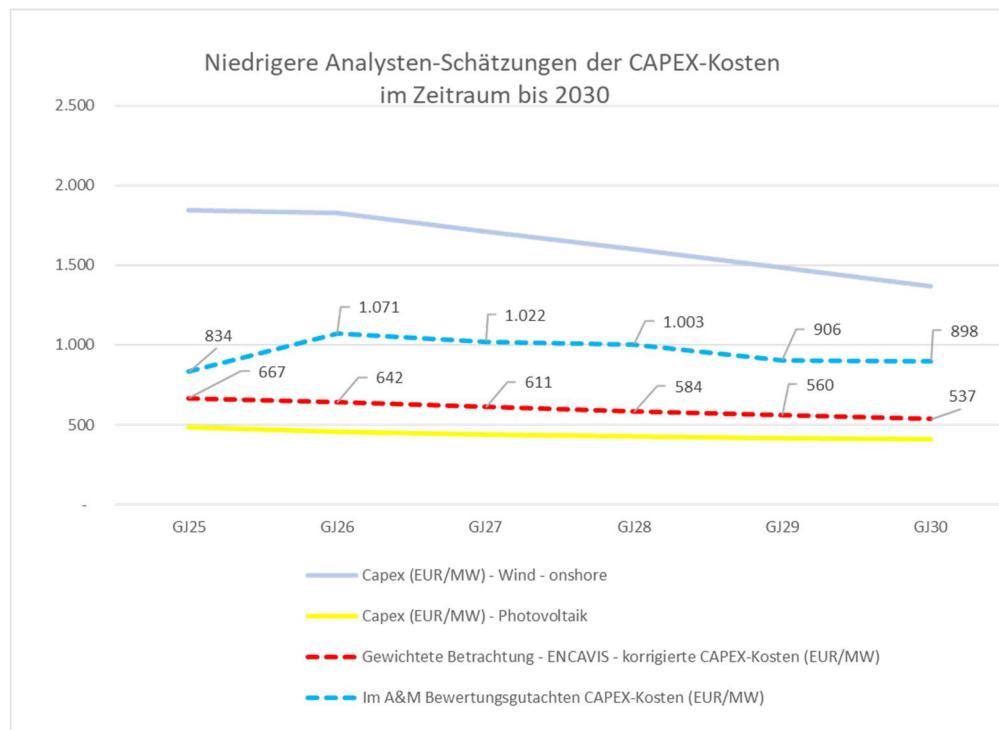
Durchschnitte Analysten-Schätzungen

Capex (EUR/MW)	Capex (EUR/MW) - Wind - onshore	1.845	1.827	1.711	1.598	1.483	1.367
Capex (EUR/MW)	Photovoltaik - fixed-axis	467	443	426	414	405	397
Capex (EUR/MW)	Photovoltaik - tracking	504	476	457	442	431	421
Capex (EUR/MW)	Capex (EUR/MW) - Photovoltaik	486	459	442	428	418	409
Gewichtete Betrachtung - ENCAVIS - korrigierte CAPEX-Kosten (EUR/MW)		667	642	611	584	560	537
Im A&M Bewertungsgutachten CAPEX-Kosten (EUR/MW)		834	1.071	1.022	1.003	906	898
Differenz = Überschätzung der CAPEX-Kosten		-167	-429	-411	-419	-346	-361

Quelle der Daten: Durchschnitt der Analystenschätzungen bis 7. Juli 2025, Barclays basierend auf Bloomberg, eigene Analyse der Antragsstellerin.

Die vorstehenden Zahlen zum A&M Gutachten sowie nachstehende Grafik basieren auf den vorstehenden Analysten-Schätzungen und den nach Jahren aufgeschlüsselten Angaben der Gesellschaft in der maßgeblichen HV entsprechend der Darstellung im Gutachten, Rz 257, Abbildung 24.

Bis zum Jahr 2030 ist von deutlich niedrigeren CAPEX-Kosten auszugehen:



Nachberechnungen zeigen allerdings, dass die im Bewertungsmodell angesetzten Capex noch höher sein müssen, als auf Basis der HV-Auskünfte in der Grafik dargestellten Planzahlen der Gesellschaft.

Es wird deutlich, dass die in der Bewertung angesetzten CAPEX-Kosten (blau-gestrichelte Linie) deutlich überschätzt wurden. Es ist von deutlich niedrigeren CAPEX-Kosten (rot-gestrichelte Linie) auszugehen.

Vor dem Hintergrund der 4,8 Mrd.€ geplanter Investitionen führt eine korrigierte Neubewertung hier zu einer deutlichen Werterhöhung, die diesseits - mangels transparenter Informationen im Gutachten - mit mindestens 12€ je Aktie geschätzt wird.

Mangels Darstellung der in der Planung angesetzten Entwicklung des Verhältnisses von Fixed und Tracking-Modulen muss der Capex Ansatz in der Planung insgesamt als nicht plausibel gerügt werden. Soweit man sachgerecht einen steigenden Anteil von Tracking-Modulen ansetzt und diese derzeit noch einen geringfügig höheren Kostenanteil verursachen, ist für die Zukunft von einem starken Abschmelzen dieses Kosten auszugehen, da diese stärker fallen werden als die Kosten für Fixed PV Module.

In der HV wurden auf Nachfrage die Investitionskosten pro CapEx/Megawatt für den Zeitraum zwischen 2025 und 2030, wie in Abbildung 24 des Gutachtens angegeben. Die CapEx in 1000€ pro Megawatt bei **Solar** sollen bei der Gesellschaft zwar fallen, jedoch sind diese insgesamt völlig überhöht. So wurden in der HV genannt: 834 in 2025, 854 in 2026, 746 in 2027, 719 in 2028, 663 in 2029, 664 in 2030.

Der Anstieg in 2030 ist ebenfalls unplausibel und widerspricht eindeutig den dargestellten Analysten-Schätzungen.

Für das Segment **Wind** wurden in der HV Investitionskosten in 1.000 Euro pro Megawatt von 1.540 für 2029 und 1.516 in 2030 genannt. Diese liegen über den Analystenschätzungen für onshore Windanlagen und werden als unplausibel gerügt.

9. Unplausibel niedrige Strompreis- und Umsatzprognosen (Falsche Gewichtung Fix und Tracking bei PV)

Im Rahmen der Strompreisprognosen ist zu unterscheiden in Wind (Onshore und Offshore) sowie Solar (Fixed und Tracking). Der Einbau von Tracking-Solar-Modulen stellt einen wesentlichen technologischen Fortschritt im Solar-Bereich dar, der zunehmend bei neuen Anlagen, also insbesondere dem geplanten Kapazitätsausbau in den folgenden Jahren, als auch bei Erneuerungen von Solarparks (sog. Revamping und Repowering) eingesetzt wird.

Es gibt auch so genannte Bifaziale PV-Module: Neue Zelldesigns ermöglichen es dabei, dass das Licht von der Rückseite die Zelle erreicht, mit Effizienzen von 60% bis über 90% im Vergleich zur Vorderseite.

Fixed (feste) Solarmodule sind starr montiert und verändern ihre Position nicht (sog. „Fixed“), während Tracking-Solarmodule mechanisch der Sonnenposition folgen und so den Einstrahlungswinkel im Tagesverlauf optimieren (sog. „Tracker“). Dabei gibt es einachsige und zweiachsige Systeme:

- Einachsige Tracker bewegen sich meist von Ost nach West und passen sich so der täglichen Sonnenbahn an.
- Zweiachsige Tracker können zusätzlich auch den Höhenwinkel zur Sonne verändern und so zu jeder Tageszeit und Jahreszeit einen optimalen Einstrahlungswinkel erreichen.

Die Kombination von bifazialen Modulen mit einachsigen Trackern produziert den günstigsten Strom, indem die Energieproduktion erheblich gesteigert wird (35% mehr als bei herkömmlichen Systemen). Bifaziale Trackingsysteme haben für über 90% der Welt die niedrigsten Stromgestehungskosten (LCOE: Levelized Cost of Electricity). Die LCOE sind 16% niedriger als bei herkömmlichen Systemen. Eine Nachrüstung bestehender Fixed Module mit Solartracking-Funktionalität ist generell möglich und liegt kostenseitig im niedrigen zweistelligen Prozentbereich der gesamten Modulkosten.

Anpassungen an Wetterbedingungen erfolgen über Tracker-Controller, welche dabei Signale von Wind- (oder manchmal Hagel-) Sensoren erhalten, die im Feldverteilt sind.

Die Sonnenstands-Ermittlung erfolgt bei modernen Systemen über astronomische Algorithmen oder Lichtsensoren. Die Ausrichtung wird mit Motoren verstellt, sodass die Solarmodule stets möglichst senkrecht zur Sonneneinstrahlung stehen.

Dadurch wird der Energieertrag gegenüber festen Modulen um mindestens 20-40 % (bei Zweiachssystemen sogar noch mehr) gesteigert, insbesondere bei direkter Sonneneinstrahlung und auf Freiflächenanlagen, wie sie überwiegend von Encavis geplant werden.

Im Geschäftsbericht für das Jahr 2024, S.46, führte Encavis nur kurz aus:

„Die Branche der Erneuerbaren Energien profitiert von anhaltenden Innovationen. Sie führen zum einem dazu, dass sich die Effizienz von stehenden Technologien erhöht, und zum anderen dazu, dass neue Technologien zur Marktreife gebracht werden, die die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Projekte erhöhen und verlängern (zum Beispiel bifaziale PV-Module, die auf sogenannten Trackern dem Sonnenstand folgen und die Reflektion vom Untergrund energetisch verwerten).“

Das eine entsprechende Umrüstung bzw. Anwendung eine wesentliche Strategie der Gesellschaft darstellt, wird auch auf ihrer Homepage angegeben. Dort wird in einem auf Youtube verlinkten Video die Funktionsweise gezeigt am Beispiel des Projekts Parma 1. Dieses ist eine gemeinsam von Encavis und ihrer 80%igen Tochter Stern Energy in Italien betriebe Solaranlage, die gemäß der Angaben von Encavis durch die Umstellung von Fixed auf Tracking ihren Energieertrag um den Faktor 1,5 erhöhen konnte. Es heiß dazu:

„We moved from a 6 MWp fixed plant to 9 MWp monoaxial tracking system. This means we have increased by 50% the nominal power and more than 30% the efficiency of the plant. [...] Prior to the intervention, this plant was producing roughly 8 million kilowatt hour per year. Now, after the revamping and repowering we are about 13 kilowatt hours per year.“

Quelle: Homepage der Encavis: Solarenergie | Encavis, Abruf vom 22.11.2025.

Im Rahmen der Hauptversammlung wurden seitens der Encavis die bis zum Jahr 2030 die Strompreisprognosen genannt bzw. vorlegt. Diese stellen sich nach einzelnen Ländern wie folgt dar:

Die folgenden Preise beziehen sich auf die prognostizierten Strompreise für Solar in EUR/MWh:

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Deutschland	60,0	55,4	48,8	46,6	50,7	53,8
Dänemark	65,4	63,8	58,8	57,1	58,2	58,7
Spanien	56,5	37,8	27,6	28,0	33,0	41,1
Frankreich	63,0	49,2	38,0	35,7	41,2	46,2
Großbritannien	92,4	78,4	70,7	74,4	75,8	76,7
Italien	96,4	82,0	70,5	71,3	72,5	70,1
Niederlande	58,2	55,6	52,8	53,5	56,8	58,8
Schweden	29,5	30,1	34,8	40,6	43,4	44,7

Beweis: Unterlage Encavis Hauptversammlung, 16.07.2025,

Anlage ASt 12

Diesseits wurden die Zahlen für die Region Deutschland und Spanien nachvollzogen und mit der AURORA-Prognose aus April 2025 verglichen. Dabei wird deutlich, dass in der Bewertung implizit bestenfalls von einer gleichbleibenden Gewichtung von Trackern zu Fixed in Höhe von 50% zu 50% bis zum Jahr 2030 - zu mindestens für Deutschland und Spanien - ausgegangen wurde, statt von einem zu erwarteten Anstieg der Nutzung von Trackern. Das würde bedeuten, dass der aktuelle Encavis-Bestand in Deutschland und Spanien zu 50 % aus fixen Solarpanels besteht und sich plangemäß in der Zukunft in keiner Weise ändern soll. Dies wäre nicht plausibel.

Da für die weiteren Länder keine Prognosen vorliegen, kann dies nicht insgesamt nachvollzogen werden. Es ist aber eindeutig, dass ein zu geringer Anteil an Tracking-Modulen in der Planung angesetzt wurde. Da jedoch diesseits anhand des Gutachtens und Prüferbericht die entsprechenden Planungen des Verhältnisses der verschiedenen Modul-Arten nicht nachvollzogen werden können, ist dies gerichtlich aufzuklären.

Tracking-Module haben zum einen eine höhere Effizienz und damit eine höhere Stromausbeute. Daher ist davon auszugehen, dass neue Projekte bis zu 100% mit Tracking Modulen bestückt werden. Bei anstehenden Modernisierungen gilt das gleiche. Wenn insoweit bei der Gesellschaft, wovon ohne detaillierte Darstellung ausgegangen wird, während der gesamten Detailplanungsphase sowie in der Fortführungsphase von einen gleichbleibenden

Verhältnis Fix und Tracking von 50:50 ausgegangen wurde, wären die zu erwartende Strommenge und damit der Umsatz wesentlich unterschätzt. Dies wird gerügt.

Aber zum anderen sind auch die Strompreise unterschiedlich. Für Tracking werden höhere Strompreise als für fixe Module erzielt und auch in den Analystenprognosen ausgewiesen, auch bei Aurora. Entsprechende Preise sind nach sog. Curtailment-Kosten, d.h. nach den Kosten der Einspeisung zu verstehen. Strom fällt bei Sonnenbestrahlung der PV Module an. Fixed Solar-panels werden Strom liefern, wenn die Sonne am höchsten steht und haben keine Flexibilität, daher sind die Einspeisepreise für Tracking insgesamt höher. Es ist also nicht nur die Strommenge höher, sondern sie ist auch höher zu Zeiten am Tag, wo die Curtailment-Kosten geringer sind. In der Summe führt das zu besseren Preisen, so dass bei einem zu geringen prozentualen Ansatz von Tracking-Modulen zu geringe Preise und ein zu geringer Umsatz in der Planung angesetzt sind. Dies ist vorliegend zu rügen.

Eine sukzessive Anpassung der – geschätzt - 50%-50%-Gewichtung von Trackern zu Fixed auf z.B. 75%-25% bis zum Jahr 2030 wie auch langfristig würde wesentlich bessere Strompreis-Prognosen und damit wesentlich höhere Erträge der Gesellschaft bedeuten.

Mangels Transparenz im Gutachten und der in der Hauptversammlung gegebenen Antworten ist die in der Planung angesetzte Aufteilung in Fixed und Tracking PV Module daher für alle Länder sachverständig zu überprüfen.

10. Unplausible Annahmen zum Auslaufen der PPAs

Gemäß Rz 117 des Gutachtens soll sich die steigende PPA Nachfrage positiv für den Kapazitätsausbau auswirken. Getrieben von sinkenden Subventionen, der weiter steigenden Nachfrage nach grünem Strom und dem Bedürfnis nach einer stabilen und sicheren Energieversorgung nimmt die Bedeutung von PPAs laut Gutachter zu. Produzenten von erneuerbaren Strom wie die Gesellschaft profitieren von der weiteren Elektrifizierung industrieller Prozesse (etwa grünem Stahl und Wasserstoff) sowie der wachsenden Elektromobilität.

Zusätzliche Chancen ergeben sich aus dem technologischen Fortschritt, Rz 119, steigender Leistungsfähigkeit von Solarmodulen und Windanlagen, neuen Flächennutzungsmodellen bei gleichzeitiger Nutzung von Acker und Weideflächen für die Stromproduktion („Agri-Photovoltaik“) und gemäß HV auch aus der geringeren Flächennutzung verbesserter Module.

Dem Vorstehenden und der Gesellschaftsplanung widersprechend nimmt das Gutachten aber ein Auslaufen der PPA – Verträge bis 2056 auf 0 an und unterstellt anschließend nur noch Strompreise am Spotmarkt. Eine Konvergenz der PPA-Preise und der Spotpreise soll angeblich aufgrund der zunehmenden Wettbewerbskräfte stattfinden. Diese negative Bewertungsannahme des Gutachters ist unplausibel, zu korrigieren und belegt einmal mehr, dass die Konvergenzphase hier als negativer Hebel für eine Unterbewertung eingesetzt wurde. Plausibel ist vielmehr, dass im eingeschwungenen Zustand bei der Gesellschaft auch in größerem Umfang PPA fortbestehen und diese im Vergleich zu Spotpreisen längerfristig im Durchschnitt höhere Preise bedingen.

Beweis: Sachverständigungsgutachten

Die Annahme des Gutachters ist auch deshalb nicht plausibel, weil bei großen Abnehmern zum einen weiterhin der Bedarf nach EE zwecks Dekarbonisierung besteht, zum anderen langfristige Versorgungssicherheit für die eigenen Rendite-Kalkulationen angestrebt wird, etwa bei Großinvestitionen in Rechenzentren oder Elektrolyse (grüner Stahl).

Gleiches gilt für die Projektfinanzierung bei der Gesellschaft, wo eine langfristige Planbarkeit seitens der Kreditgeber verlangt wird, auch bei einer Erneuerung oder dem kompletten Ersatz von Anlagen.

Im Geschäftsbericht der Gesellschaft 2023, heißt es zu PPAs auf S.65:

Privatwirtschaftliche Stromabnahmeverträge bleiben auf dem Vormarsch

Die zunehmende Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien im Vergleich zu konventionellen Formen der Energieerzeugung sowie das klare Bekenntnis zu einer klimafreundlichen Energiebilanz von Unternehmen, wie es beispielsweise in der RE100-Initiative zum Ausdruck kommt, sorgen für eine zunehmende Dynamik auf dem Markt für privatwirtschaftliche Stromabnahmeverträge. Angetrieben von sinkenden Subventionen und der weiter steigenden Nachfrage nach erneuerbaren Energiequellen nimmt die Bedeutung von PPAs zu. Industrieunternehmen kaufen Anteile an großen Projekten für Erneuerbare Energien und unterzeichnen PPAs, um ihre Betriebe langfristig mit Strom zu versorgen. Technologieunternehmen zählen nach wie vor zu den wichtigsten Stromabnehmern dieser Vertragsgestaltungen. PPAs leisten damit einen stetig bedeutsamer werdenden Beitrag zur Energiewende.]

Die in der HV gegebene Auskunft, dass aktuell eine vollständige vertragliche Absicherung der Stromproduktion aufgrund der damit verbundenen Preisabschlüsse oftmals nicht profitabel für Encavis sei, kann als Ausrede des Gutachters für die negative Plananpassung angesehen werden und steht eindeutig im Widerspruch zur Relevanz und steigenden Nachfrage nach PPA sowie der sonstigen Berichterstattung, auch von Wettbewerbern. Letztlich geht es auch um das komplette Auslaufen der PPAs und nicht um einen angemessenen Mix bei den Abnehmern und den vereinbarten Preisen.

Als Annahme der Planung wurde angegeben, dass erstens, die bereits vorhandenen PPA-Verträge weiter bis Ende des Vertrages laufen und zweitens, für neue Parks ohne PPA eine Standard-PPA für eine Laufzeit bis zehn Jahre eingeplant ist, was wichtig sei, um eine Projektfinanzierung zu erhalten.

Auch wenn nach Ablauf der Verträge konkret kein weiterer PPA-Vertrag geplant ist, so muss im eingeschwungenen Zustand jedoch von einem Fortbestehen ausgegangen werden, zumal die Gesellschaft selbst annimmt, die Verträge zu erneuern. Andernfalls steht dies im Widerspruch zur Planung und zu den angegebenen langfristigen Trends.

Werden die Erzeugungskapazitäten erneuert oder modernisiert (Revamping, Repowering), wird wieder neu investiert, was nach Auskunft in der HV bei vollständiger Erneuerung 60% bis 80% der Kosten der Neuerstellung eines Parks erfordern soll. Diese in der Planung zu unterstellende Finanzierung erfordert dann aber ebenso wie bei einem komplett neuen Park wieder langfristige Abnahmeverträge.

Daher ist kein Auslaufen der PPA zu unterstellen. Nach Auskunft in der HV wird auch angestrebt, nach dem Auslaufen der PPA, neue PPA-Verträge abzuschließen, jedenfalls dort, wo es wirtschaftlich Sinn macht.

Die Höhe und Dauer der Verträge lässt sich zwar nicht vorab konkret planen. Jedoch stehen diese in der HV getätigten Angaben des Vorstands den negativen Planannahmen des Gutachters komplett entgegen. Dies ist im Rahmen einer sachverständigen Neubegutachtung zu korrigieren. Folge sind höhere stabile Strompreisannahmen für die Konvergenzphase und den TV. Was am Anfang der PPA Verträge als Abschläge auf Marktpreise angeboten wird, bewirkt langfristig bei angenommen sinkenden Strompreisen, ein über Markt liegendes Niveau. PPAs reduzieren daher die Abhängigkeit von den Marktpreisen, was zu stabileren, risikoärmeren und besser planbaren Erträgen führt.

11. Unplausibel geringe Planung bei Speicherlösung BESS

Speicherlösungen für EE sind ein entscheidender Baustein für stabilere Preise, Optimierung der Netze sowie die Flexibilisierung des eigenen Erneuerbaren-Portfolios.

Das Geschäft mit Batteriespeicherlösungen befindet sich nach Auskunft des Vorstands auf der HV im Aufbau. Der geplante Umsatzbeitrag soll 2030 54 Mio. € betragen und wurde lediglich mit der nachhaltigen Wachstumsrate von 1% fortgeschrieben, obwohl für diesen Markt ein signifikantes langfristiges Wachstum prognostiziert wird und der Speichermarkt gerade auch von KKR als Top-Wachstumsfeld identifiziert wurde, wodurch auch erhebliche Synergien mit KKR einzuplanen sind.

Das geplante Wachstum in der Detailplanungsphase und in der Konferenzphase wird deshalb als zu gering gerügt. Das erwartete Marktwachstum in dem Bereich spricht auch für einen höheren Wachstumsabschlag. Eine entsprechende sachverständige Überprüfung ist angezeigt.

Zu dem von der Gesellschaft realisierten Batteriespeicher in Hettstedt (Sachsen-Anhalt) wurde ausgeführt, dass Encavis damit ein neues Kapitel in der Flexibilisierung ihres Erneuerbaren-Portfolios startet. Die 12 MW/24 MWh starke Anlage wird künftig durch Entrix, Spezialist für KI-gestützte Multi-marktoptimierung von Batteriespeichern, über alle relevanten Strommärkte hinweg optimiert. Dabei werden Echtzeit-Marktdaten, der Speicherzustand und technische Rahmenbedingungen intelligent verknüpft mit dem Ziel, die wirtschaftliche Performance sowohl im kurzfristigen Handel als auch im Hinblick auf das Erzeugungsportfolio aus Wind- und Solarkraftanlagen von Encavis zu maximieren.

Technologisch flankiert wird das Projekt durch TokWise – einem auf KI-basiertes Portfoliomangement spezialisierten Softwareanbieter. Gemeinsam arbeiten Encavis, TokWise und Entrix an einer integrierten Lösung zur Vermarktungs- und Portfoliooptimierung, mit dem Ziel, Stromerzeugung, -verbrauch und -speicherung noch präziser an volatile Marktentwicklungen anzupassen. Die Batterie wird dabei nicht nur zur Vermarktung am Energiemarkt eingesetzt, sondern gezielt als aktiver Bestandteil des Portfolios genutzt – zur Maximierung des Gesamtertrags und zur Flexibilisierung des Energieeinsatzes. Entrix ergänzt dieses digitale Ökosystem als operativer Partner mit führender Handels- und Integrationsexpertise im Batteriesektor. Quelle: <https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/encavis-setzt-bei-ihrem-ersten-24-mwh-batteriespeicher-in-deutschland-auf-ki-gestuetzte-optimierung-durch-entrax/>

Die Nutzung von Strompreisdifferenzen finanziert letztlich die Batterien. Viele der bereits installierten großen Batteriespeicher nutzen insoweit vorwiegend Arbitrage- und Regelenergiemärkte zur Refinanzierung.

Laut Auskunft in der HV zum Aufbau der Batteriekapazität soll damit auch eine Vermeidung negativer Strompreise erfolgen. Bedingt durch eine geringe Stromnachfrage in den Mittagsstunden bei gleichzeitig hoher Stromproduktion führt dies teilweise zu negativen Strompreisen. Damit dient der Aufbau der Batteriekapazität der Verminderung negativer Strompreise und damit insgesamt höheren Strompreisen.

Europa fördert Batteriespeicher (BESS) durch eine Mischung aus nationalen Programmen (z.B. in Spanien), EU-weiten Initiativen (z.B. EIB-Finanzierung), spezifischen EEG-Regelungen in Deutschland (wie die "Aus schließlichkeitsoption" für grünen Strom) und marktbasierteren Anreizen, angetrieben durch sinkende Kosten und steigenden Bedarf für Netzstabilität. Wichtige Förderbereiche sind zinsgünstige Kredite (KfW), regionale Zu schüsse und die Integration in erneuerbare Energieprojekte.

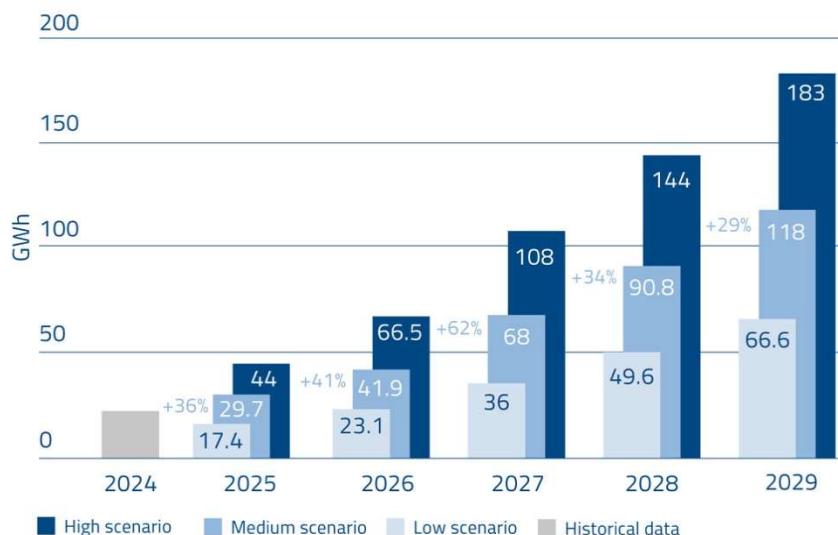
Für das Jahr 2025 wird ein signifikanter Ausbau der Batteriespeicherkapazitäten in Europa erwartet: Die neu installierte Kapazität soll auf 29,7 GWh steigen – ein Zuwachs von 36 Prozent gegenüber 2024. Großspeicher werden im Jahr 2025 voraussichtlich zur treibenden Kraft des europäischen Marktes und könnten ein jährliches Wachstum von rund 40 Prozent auslösen.

Bis 2029 wird mit einer weiteren Beschleunigung des Marktwachstums ge rechnet. In Abhängigkeit vom Szenario könnten die jährlichen Neuinstallati onen folgende Kapazitäten erreichen:

- Mindestszenario: 66,6 GWh
- Mittleres Szenario: 118 GWh
- Best-Case-Szenario: bis zu 183 GWh

European Battery Growth to Intensify Reaching Almost 120 GWh by 2029, Five Times Larger Than in 2024

Europe annual BESS market scenarios 2025-2029



©Solar Promotion GmbH

Source: SolarPower Europe (2025)

European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029

<https://www.ees-europe.com/neuigkeiten/european-market-outlook-for-battery-storage-2025-2029#:~:text=Dieses%20Preisniveau%20machte%20Batteriespeicher%20wirtschaftlich,als%20Wachstums treiber%20des%20europ%C3%A4ischen%20Batteriespeichermarkts.>

Allein das mittlere Szenario entspräche einer Verfünffachung der installierten Gesamtkapazität im Vergleich zu 2024. Für das Jahr 2029 rechnet Solar-Power Europe mit einer installierten Gesamtbatteriekapazität von bis zu 400 GWh in Europa. Die jährliche Wachstumsrate neu installierter Batteriespeicher wird auf 40 bis 50 Prozent geschätzt.

Im gesamteuropäischen Überblick wird erwartet, dass der Großspeichermarkt bis 2029 deutlich an Bedeutung gewinnt und mit einem Marktanteil von 69 Prozent dominieren wird. Der C&I-Sektor soll auf 17 Prozent anwachsen, während der Heimspeichermarkt voraussichtlich auf 14 Prozent zurückgeht.

Daher ist davon auszugehen, dass entsprechende Speicherlösungen im großen Umfang Einsatz finden und sich dadurch insgesamt die Abnahmepreise für den Strom verbessern werden, gegebenenfalls unter separater Abrechnung entsprechender Speicherleistungen. Dies wurde in der Planung nicht ausreichend berücksichtigt.

Im Interview mit KKR-Manager Charlie Gaillot im Handelsblatt vom 06.04.2024 – wies dieser im Zusammenhang mit Encavis konkret auch auf das KKR-Investment in die Firma Zenobe hin. Dieses Unternehmen zählt zu den Marktführern in Großbritannien, Australien und Neuseeland und ist auch im Geschäftsbereich der Energiespeicherung tätig, für welchen es erhebliche Wachstumsmöglichkeiten gibt. Insoweit ist von entsprechenden Synergien bei Encavis auszugehen.

Anders als im Energieerzeugungsbereich liegen der Batteriespeicherplanung keine expliziten Capex pro MW zugrunde. Die BESS-Systeme, also Batteriesysteme, sollen laut Auskunft in der HV ausschließlich intern eingesetzt werden, um in Zukunft bessere Strompreise zu erzielen. Dies ist nicht plausibel. Andere Wettbewerber wie Solaria bauen wegen des dargestellten Wachstums in diesem Bereich das Geschäftsfeld intensiv aus.

In der Planung wird aber schon nicht der Einfluss dieser angestrebten besseren Preise mit Speicherung dargestellt. Daher ist zu rügen, dass auch dies zu Lasten der Minderheit unterschlagen wurde, was gerichtlich aufzuklären ist.

Der übliche Businessplan sieht meist ein sogenanntes Revenue Stacking vor, also eine Kombination aus Erlösen durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und sogenannten Arbitrage-Geschäft. Letzteres kann auch die realisierte Capture Rate einer Erzeugungsanlage erhöhen. Die Gesellschaft baut wie gezeigt bereits erste eigene Speicher und „sondert“ nach eigenen Angaben den Markt in Punkt exakter Speicherkapazität, die gegen eine Zahlung zur Verfügung gestellt wird, um die situativ attraktivste Lösung umsetzen und anbieten zu können. Dies zeigt, dass in diesem Bereich Planungen bestehen, welche vermutlich in der Squeeze Out Planung nicht in ausreichendem Maße aufgenommen wurden, was zu prüfen ist.

Das KKR Investmentvehikel ContourGlobal hat BESS-Projekte in Italien mit einer Gesamtleistung von 1,6 GW und einer Kapazität von bis zu 9,5 GWh erworben, mit Blick auf die MACSE-Auktionen im September 2025. Die Akquisitionen der Batterie-Energiespeichersysteme (BESS) fanden laut Angaben des Unternehmens in den letzten sechs Monaten vor Juli 2025 statt und verteilen sich über das gesamte Land. Diese Pipeline umfasst eine „fortgeschrittene“ Tranche von drei Projekten in Südalitalien mit einer Leistung von 750 MW, die sich in der fortgeschrittenen Genehmigungsphase befinden und für die erste MACSE-Auktion in Frage kommen, sowie eine separate Tranche derselben Größe, die sich noch in einem frühen Stadium befindet. Ein separates 98-MW-Projekt in Südalitalien wurde von einem internationalen Entwickler erworben. Alle Projekte sollen 2028 in Betrieb gehen und haben eine geplante Laufzeit zwischen 4 und 8 Stunden. Sie werden auf dem bestehenden 100-MW-Portfolio des Unternehmens an in Italien betriebenen PV-Anlagen aufbauen.

MACSE steht für „Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stocaggio Elettrico“ (Mechanismus zur Beschaffung von Stromspeicherkapazitäten) und ist ein einzigartiges Beschaffungsprogramm für Energiespeicherkapazitäten.

Es ermöglicht Energiespeicherressourcen, ihre flexible Kapazität an eine von Terna betriebene zentrale Plattform zu verkaufen, die diese Kapazität den Betreibern erneuerbarer Energien zur Verfügung stellt. Es bietet 15-Jahres-Verträge, wodurch die Projekte sehr bankfähig sind. Es wird hauptsächlich in Südalitalien eingesetzt werden, wo sich der Großteil der Solar-PV-Kapazitäten des Landes befindet. In Kombination mit dem Kapazitätsmarkt (CM) im Norden scheint Italien einer der potenziell bankfähigsten Speichermärkte in Europa zu sein. Quelle: <https://www.energy-storage.news/kkrs-contourglobal-buys-1-6gw-italy-bess-projects-with-first-tranche-macse-ready/>

ContourGlobal ist auch Eigentümer der ersten drei Phasen eines der größten Solar-plus-Speicher-Projekte der Welt, des Oasis de Atamacama-Projekts in Chile, mit einem Anteil von insgesamt 451 MW Solarenergie und 2,5 GWh BESS. KKR hat unterdessen auch in Energie-Speicherprojekte in Indien über andere Vehikel investiert.

Im März 2025 wurde ein weiteres Projekt von KKR in diesem Bereich durch einen dies finanzierenden Kooperationspartner vermeldet. Mizuho hat danach eine Finanzierung für das 400-MW-Batteriespeichersystem (BESS) von KKR und Infracapital in Großbritannien abgeschlossen (Eccles Battery Energy Storage System (BESS)-Projekt) Dabei handelt es sich um eine 400 MW / 800 MWh-Anlage, die von der von KKR und Infracapital unterstützten Zenobe Energy Ltd entwickelt wurde, einem internationalen Anbieter von End-to-End-Lösungen für die Elektrifizierung von Flotten und Batteriespeicherlösungen. Das Eccles BESS-Projekt ist Teil des 750 Millionen Pfund schweren Portfolios von Zenobe an Batteriespeicherprojekten in Schottland.

Die vorstehend dargestellten KKR-Aktivitäten belegen nicht nur das erwartete starke Marktwachstum in diesem Bereich, sondern auch die dort mit KKR zu erzielenden Synergien. Diese sind sachverständig aufzuklären, denn ein entsprechender Ansatz in der Planung erfolgte nicht.

12. Zu geringes Wachstum Asset Management

Für externe Investoren bietet Encavis Vermögensverwaltungs- und Fonds-dienstleistungen an. Das Unternehmen hat Fonds für erneuerbare Energien für institutionelle Anleger aufgelegt und betreut diese.

Laut Übernahmeangebot hat sich KKR in der Investorenvereinbarung auch verpflichtet, die Ziele einer deutlich höhere Rotation von Vermögenswerten als Mittel zur Steigerung der Rentabilität der Gesellschaft und zur Senkung des Finanzierungsbedarfs sowie die Optimierung des Portfolios der Encavis durch langfristige Investitionen zu unterstützen.

Auf Nachfrage in der HV auch zu Rz 7 des Gutachtens zur Einflussnahme der AG auf die Planung im Zusammenhang mit dem Verkauf von Minderheitsanteilen wurde ausgeführt, dass zwar bereits vor der Übernahme von KKR substanzielle Geschäfte mit Minderheitsgesellschaften im Plan des Asset Management Bereichs enthalten waren, die auf dafür bereits geschaffene Investitionslösungen mit Kunden des Assetmanagements beruhten. Im Dialog mit KKR wurden diese Lösungen jedoch weitergedacht und erweitert. Daraus ergibt sich laut Vorstand die Chance, die künftige geschäftliche Entwicklung zu verstetigen und auszuweiten. Dies findet allerdings in der Planung keine Resonanz und ist im Zusammenhang mit dem Thema Synergien und Einflussnahme von KKR auf die Planung aufzuklären.

Die Minderheitsbeteiligungen erschließen nicht nur lediglich Finanzierungsquellen, sondern führen zu zusätzlichen Erträgen über Dienstleistungen und Vertriebsmargen. Auch wird das Ertragsrisiko teilweise auf die Anleger abgewälzt. Dies wird in der Planung unterschlagen. Nach Auskunft in der HV soll dies lediglich bei der Finanzierung berücksichtigt worden sein. Aber auch wenn dies zur Freisetzung finanzieller Mittel im Bereich des Kapazitätsaufbaus genutzt wird, um das freiwerdende Kapital in neue Anlagen zu reinvestieren, ist dies ein Grund für einen höheren Wachstumsabschlag.

In der HV auf Nachfrage ausgeführt, dass im Detailplanungszeitraum aus dem Verkauf von Minderheitsbeteiligung ein Mittelzufluss in Höhe von 950 Millionen Euro geplant wird. Dies wird als zu gering erachtet, ebenso wie schon die Kapazitätsplanungen der Gesellschaft unterschätzt wurden. Durch

die intensiven Bemühungen, Projekte frühzeitiger zu akquirieren, wird auch die Rendite gesteigert beim Verkauf der Minderheitsbeteiligungen. Hierzu gibt es jedoch keine nachvollziehbaren Angaben im Gutachten.

Die Minderheitsanteile werden künftig grundsätzlich auch international vertrieben werden. Die Platzierungsstrategie sei, so die Auskunft in der HV, intern aktuell noch in Abstimmung. Dies spricht dafür, dass hier viel höhere Planannahmen seitens KKR und der Gesellschaft bestehen, man diese aber nicht in die Planung integriert hat, was aufzuklären ist.

13. Längere Laufzeiten der Anlagen/ höhere Erträge - Revamping - Repowering

Encavis ist Deutschlands größter unabhängiger Betreiber von Parks für erneuerbare Energien (IPP). Neben dem IPP-Geschäft bietet Encavis auch interne PV-Dienstleistungen für eigene und fremde Parks an. Seit 2022 hält Encavis dazu eine Mehrheitsbeteiligung an Stern Energy SpA. Das Geschäft des operativen Betriebs und der technischen Wartung (O&M) von Solaranlagen wird als stark wachsend beschrieben, vergl. Geschäftsbericht 2023, S.15.

Um die technischen Dienstleistungen des Konzerns weiter zu stärken und das O&M-Geschäft zu einer **führenden Plattform für Solarservices für Dritt Kunden in Europa** auszubauen, hat das in Parma (Italien) ansässige Unternehmen bereits Niederlassungen in Deutschland, den Niederlanden, Großbritannien und Frankreich aufgebaut und wird zukünftig auch in Dänemark und Spanien expandieren. Das Projekt Parma 1 wurde bereits an anderer Stelle angesprochen.

Nach Auskunft in der HV sind in der eigenen Planung jedoch keine Laufzeitverlängerung bei Erneuerungsinvestments unterstellt wegen der vertraglichen Laufzeit der Projekte. Dies ist nicht plausibel. Denn im Rahmen der Prüfung solcher Projekte wird selbstverständlich auch die Laufzeitverlängerung einbezogen. Bei Neuprojekten wird neue Technik eingesetzt, was ebenfalls zu längeren Laufzeiten führt. In den letzten Jahren haben sich regelmäßig die Laufzeiten verlängert.

Die Gesamtaufzeiten seien maßgebend abhängig von den Pachtlaufzeiten, so die Gesellschaft. Im Bestandsportfolio wurde mit 30 Jahren ab Inbetriebnahme gerechnet und im Rahmen der Pipeline und des Wachstumsportfolios rechnet die Gesellschaft mit Laufzeiten von 25 bis 40 Jahren für PV und von 25 bis 35 Jahren für Wind, jeweils in Abhängigkeit der individuellen Genehmigungs- und Landsicherungslage sowie der Netzinfrastruktur.

Bei Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen, so die Gesellschaft in der HV auf Nachfrage, würden aber keine verlängerten Laufzeiten eingeplant, wegen der individuellen Genehmigungs- und Landsicherungslage. Dies kann nicht sachgerecht sein.

Durch Ersatzinvestitionen mit neuer Technik ergeben sich höhere Ausbeuten an Strom, da durch die Entwicklung der Technik höhere Effizienzen erzielt werden, siehe Tracking im PV Bereich. Daneben ergibt sich aber auch eine nicht berücksichtigte Laufzeitverlängerung durch die neue Technik. Es ist unabhängig von der Laufzeit der Pachtverträge von deren Verlängerung auszugehen und unabhängig von den Laufzeiten der Genehmigungen von deren Verlängerung an den genehmigten Standorten.

Beweis: Sachverständigungsgutachten

Im Zusammenhang mit dem Repowering wurde diesseits in der HV nach der typischen Laufzeitverlängerung bei Solar- und Windkraftanlagen sowie den durch das Repowering verursachten Kosten im Vergleich zur Kompletterneuerung gefragt. Auskunft war, dass die Wirtschaftlichkeit eines Repowering auf Basis einer projektspezifischen Renditeberechnung beurteilt wird. Dabei fließen unter anderem die Investitionskosten, die erwartete Ertragssteigerung sowie die Restlaufzeit bestehender Verträge mit ein. Ein Repowering sei dann rentabel, wenn eine signifikante Leistungssteigerung durch effizientere Flächennutzung im Zusammenhang mit neuer Technologie und Revamping erzielt werden kann. Dies schließt allerdings eine Verlängerung von Laufzeiten nicht aus.

In der HV wurde auf Nachfrage weiter ausgeführt, dass fortlaufend in Abhängigkeit von spezifischen Strompreisen, Projektkosten, technologischen Fortschritte sowie den verbliebenen Vertragslaufzeiten eine Erneuerung geprüft wird. In der initialen Bewertung und Investitionsentscheidung sei in der Regel noch keine Laufzeitverlängerung oder Repowering berücksichtigt. Dies legt den Verdacht nahe, dass dies auch nicht in der Planung, insbesondere der Fortführungsphase in ausreichendem Maße berücksichtigt wurde.

Beim Kompletaustausch der wesentlichen Komponenten machen Erhaltungs- und Erweiterungsinvestitionen im Segment Solar in der Regel 60 bis 80 % von Neuinvestitionen aus. Ist also eine Verlängerung möglich, ist diese zu viel geringeren Kosten zu planen. Da nicht davon auszugehen ist, dass alle Projekte am Ende ihrer vertraglichen Laufzeit beendet werden und Folgeprojekte an einem anderen Standort gänzlich neu realisiert werden sollen, muss mindestens ein großer Teil der Anlagen auch nach Vertragslaufzeit an gleicher Stelle und dann mit geringeren Kosten fortgeführt werden. Insoweit ist die Planung nicht plausibel, weil sie dies erklärungsgemäß ausschließen soll.

Ein Beispiel sind die Anfang Juli 2025 vermeldeten Projekte Onshore-Windparks in Zeven, Raßlitz und Bad Gandersheim. Letzteres ist Teil eines Repowering-Vorhabens: Vier ältere Windräder aus dem Jahr 2000 wurden zurückgebaut und durch die neue leistungsstarke Anlage ersetzt – mit einer Effizienzsteigerung von rund 530 Prozent.

14. Nichtberücksichtigung von Synergien mit KKR

Vorliegend wurden keine Synergien mit KKR berücksichtigt. Dies ist unplausibel und schon deshalb ungewöhnlich, weil die Übernahme lange dauerte, KKR auch schon die Finanzierung der Gesellschaft in der Investorenvereinbarung zusagte und gewährte sowie ein fusionskontrollrechtlichen Genehmigungen notwendig war. Insbesondere hat KKR auch bereits umfangreiche Beteiligungen in den Geschäftsbereichen der Gesellschaft, zu nennen sind hier z.B. in UK die Firma Zenobe, in den USA die Firma Avantus, beide im Bereich BESS tätig. KKR hat bei Übernahme gerade auch auf die technologische Kompetenzen eigener Beteiligungsgesellschaften verwiesen.

In Italien hat KKR über sein Investmentvehikel ContourGlobal in zahlreiche BESS-Projekte investiert, und anlässlich der Übernahme mit seiner technologischen Kompetenz, seiner finanziellen Unterstützung für die Gesellschaft und einer solchen im Bereich Asset Management geworben.

Auch das Utility-Scale-Geschäft (Wind/Solar/Storage) von der im Jahre 2024 gekauften portugiesische Greenvolt (EV: 2,6 Mrd.€) hat deutliche Überlappungen mit Encavis: Projektpipeline, Bau & Betrieb von großen Anlagen, häufig mit PPAs/CFDs usw.. Die größere, sektor-spezifische Beteiligung von KKR an der europäischen Energiewende durch die strategische Beteiligung an Enilive in 2024 (EV 11,75 Mrd. / 25% Anteil) kann durch die geografische Überlappung mit Encavis (z. B. Italien, teils auch DACH/andere EU-Länder) die Wertschöpfungskette der Unternehmen weiter vertiefen.

KKR ist ein Milliarden-Konzern. Zum 31. Dezember 2023 verwaltete KKR laut Übernahmeangebot, S.21, Anlagen im Wert von etwa USD 552,8 Mrd. (entspricht etwa EUR 511,3 Mrd. bei einem Wechselkurs von USD 1,0811 =EUR 1,00 zum 28. März 2024 2024 (Quelle: Europäische Zentralbank)). KKR & Co. Inc. ist an der New York Stock Exchange (NYSE: KKR) börsennotiert.

KKR hat weltweite Rahmenverträge für Dienstleistungen, Technik und Hardware, Software, Fahrzeuge und sonstige Beschaffung, von denen alle Beteiligungsunternehmen profitieren. Da solche Einkaufsvorteile in jedem Fall anfallen, müssten diese auch bei der Planung Berücksichtigung finden, was erkennbar nicht erfolgte. Daher sich die Synergien und deren Verteilung sachverständig aufzuklären.

Anlässlich des Abschlusses der Investorenvereinbarung wurde seitens Encavis selbst die Marktposition als führende Onshore-Wind- und Solarplattform mit einem diversifizierten paneuropäischen Portfolio und attraktiven Wachstumsmöglichkeiten herausgestellt, welche durch die Verbindung mit KKR gestärkt werden sollte. Zu Fragen zum Asset Management und Vertrieb von Minderheitsanteilen der Gesellschaft hieß es in der HV, dass im Dialog mit KKR die vorhandenen Lösungen nun jedoch „weitergedacht und erweitert“ wurden.

Dies spricht eindeutig für Synergien in diesem Bereich, da KKR beim Vertrieb von Beteiligungen wegen des unvergleichlichen weltweiten Zugangs zu Investoren geradezu prädestiniert ist. Dies findet allerdings in der Planung wie auch im Gutachten keine Berücksichtigung.

Die Darstellungen in der HV belegen auch, dass ebenso wie bei der Ermittlung von Synergie-Potentialen KKR auch schon mit an der Planung arbeitet hat, was ja normal und zu erwarten ist bei einer Milliardeninvestition, bei welcher auch auf der Zeitschiene Wettbewerbsvorteile und Marktchancen, etwa bei der Akquise von Investoren, Kunden für PPAs, neuen IPP Projekten und sonstigen neuen Geschäftschancen, etwa bei Speichern, genutzt werden müssen.

Auf der HV wurde auf Nachfrage zu Synergien, auch über Rahmenvereinbarungen durch KKR, wovon erfahrungsgemäß auch Portfolio-Gesellschaften von KKR partizipieren könnten, ausgeführt, dass aktuell Arbeitsgruppen von KKR und Mitarbeitern der Encavis zur Ermittlung der Synergien tagen (Arbeitsgruppen für Integration und Synergien). Antworten speziell zu Synergien durch Rahmenverträge von KKR wurden unter Verweis auf Vertraulichkeitsvereinbarungen von KKR mit entsprechenden Dienstleistern und Lieferanten verweigert. Insoweit sind diese von einem gerichtlichen Sachverständigen zu prüfen.

Nach dem neuen IDW ES 1 n.F. vom 07.11.2024, Rz 78 bis 81, sind nunmehr sämtliche Synergien zu berücksichtigen und aufzuteilen, ohne Rücksicht, wo sie entstehen. Eine Unterscheidung zwischen echten und unechten Synergien wurde zurecht aufgegeben. Dies wurde vorliegend missachtet, indem anscheinend alle Synergien einseitig KKR zugeschrieben oder nach Beurteilung der Gutachter als echte Synergien beurteilt wurden.

Im IDW ES 1 n.F., Tz 78 ff wird ausgeführt:

„Das wirtschaftliche Zusammenwirken zweier oder mehrerer Unternehmen (wirtschaftlicher Verbund) kann zu positiven oder negativen Veränderungen der Zukunftserfolge führen, so dass die im Verbund erwarteten Zukunftserfolge von der Summe der jeweiligen isolierten (stand alone) Zukunftserfolge

abweichen. Soweit zum Bewertungsstichtag ein wirtschaftlicher Verbund bereits verwirklicht ist, sind die zu erwartenden Zukunftserfolge aus diesem Verbund vom neutralen Gutachter bzw. Sachverständigen im Rahmen der Zukunftserfolgsplanung und ihrer Plausibilitätsbeurteilung zu berücksichtigen [...].

Soweit zum Bewertungsstichtag die konkrete Möglichkeit und Erwartung besteht, einen solchen wirtschaftlichen Verbund neu einzugehen, zu intensivieren oder zu erweitern, ist vom neutralen Gutachter bzw. Sachverständigen unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu entscheiden, ob und in welcher Höhe zusätzliche positive oder negative Auswirkungen auf die Zukunftserfolge (Synergien aus einer Verbundgründung, -intensivierung oder -erweiterung, im Folgenden vereinfachend „Synergien“) zu berücksichtigen sind. Dabei ist darauf abzustellen, ob eine solche Maßnahme aus der Perspektive umfassend informierter Eigenkapitalgeber mit ausschließlich finanzieller Zielsetzung ohne Einfluss auf die Geschäftspolitik zu erwarten wäre. Die Maßnahme und die aus ihr erwarteten Zukunftserfolge müssen ferner plausibel sein. Es ist hingegen nicht Aufgabe des Wirtschaftsprüfers, alle denkbaren künftigen synergiestiftenden Maßnahmen zu beurteilen.

Da Synergien nur gemeinsam realisiert werden können, ist nicht darauf abzustellen, wo im wirtschaftlichen Verbund die Synergien tatsächlich anfallen. Vielmehr sind die Synergien angemessen aufzuteilen. Die Aufteilung der Synergien hat der neutrale Gutachter bzw. Sachverständige einzelfallabhängig anhand nachvollziehbarer Kriterien und unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen vorzunehmen. Dabei sind interne Faktoren (u.a. Managementplanung und deren Dokumentation) sowie externe Faktoren (z.B. Kapitalmarkt, Übernahmeprämien, Verhandlungslösungen) zu berücksichtigen. In Abhängigkeit vom jeweiligen Einzelfall können sachgerechte Typisierungen

erforderlich sein. Ferner ist zu untersuchen, ob diese Synergien zeitlich begrenzt oder nachhaltig zu erwarten sind.

Legt der Wirtschaftsprüfer im konkreten Bewertungsfall aufgrund von rechtlichen Rahmenbedingungen des Bewertungsanlasses von den obigen Grundsätzen abweichende Annahmen zugrunde, hat er diese Abweichungen in seinem Gutachten oder seiner Stellungnahme offenzulegen und zu begründen.“

Nach dem IDW ES 1 n.F. ist es ökonomisch unerheblich, wo diese Synergien im Verbund entstehen. Diese Feststellung galt bereits auch in Bezug auf die alte Kategorisierung des IDW S 1 i.d.F. 2008. „Unechte“ Synergien waren auch nach IDW S 1 i.d.F. 2008 bereits dann einzubeziehen, wenn diese nicht beim Bewertungsobjekt, sondern etwa bei der Hauptaktionärin realisiert werden können; z.B. sind Vorteile aus einem Einkaufsverbund in Form von niedrigeren Kosten pro Stück, die bei der Muttergesellschaft oder deren anderen Beteiligungsgesellschaften anfallen, auch in die Bewertung des Tochterunternehmens einzubeziehen, was hier auf die erwarteten Vorteile aus Rahmenverträgen zur Beschaffung zutrifft.

Die neuen Regelungen im IDW S 1 zu Synergien heben die in der Literatur häufig kritisierte Differenzierung zwischen echten, also solchen Synergien, die sich nur mittels Durchführung der dem Bewertungsanlass zugrundeliegenden Maßnahme realisieren lassen, und unechten Synergien, als Synergien, die sich auch ohne Durchführung der dem Bewertungsanlass zugrunde liegenden Maßnahme realisieren lassen, auf.

Dies beinhaltet auch eine Angleichung an internationale Gepflogenheiten, wo in Bewertungs-Standards nicht zwischen echten und unechten Synergien unterschieden, sondern vielmehr darauf abgestellt wird, mit wem diese Synergien realisiert werden können.

Auch wenn sich der FAUB in der Vorbemerkung zum Entwurf des neuen IDW S 1 gegen eine verpflichtende vorzeitige Anwendung der Änderungen ausgesprochen hat, spiegelt bereits der Entwurf des neuen Standards den aktuellen Stand der Betriebswirtschaftslehre wider.

In Bezug auf die Berücksichtigung von Synergien entspricht der neue IDW S 1 daher den Fortschritten in der betriebswirtschaftlichen Erkenntnis. Dies ergibt sich bereits aus dem Vergleich mit den internationalen Bewertungsstandards.

Es gibt auch keine breite Diskussion in der Bewertungsliteratur, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht, die auf Synergien bezogenen Neuerungen im IDW ES 1 n.F. anzweifeln. Insoweit sind diese besseren Erkenntnisse sogar in laufenden Bewertungen und Verfahren zu berücksichtigen (vergl. BGH, AG 2016, S. 185-199, „Stinnes“, insbesondere S. 196: „Das Bewertungsziel einer dem wahren Wert möglichst nahekommenden Schätzung spricht für die Anwendung einer neuen Berechnungsmethode, wenn sie besser geeignet ist, also eine größere Annäherung an den ‚wahren‘ Unternehmenswert verspricht.“)

Im Interview mit KKR-Manager Charlie Gailliot von der Beteiligungsgesellschaft KKR im Handelsblatt vom 06.04.2024 führte dieser im Hinblick auf Encavis aus, dass man seitens KKR in den USA gerade in die Firma Avantus investiert habe, einen Projektentwickler im Bereich Solar- und Energiespeicherung. Die Nachfrage nach erneuerbaren Energien werde angesichts des Bedarfs für die Elektrifizierung des Verkehrs und die Dekarbonisierung der Industrie weiter steigen. Und um diese Nachfrage zu decken, muss Europa die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen verdoppeln oder gar verdreifachen, so der KKR Vertreter.

Die Anfang 2024 gesehenen Rückschläge an den Börsen im Bereich der erneuerbaren Energien hielt der KKR Manager nur für einen vorübergehenden Trend. Wenn man wie KKR einen Zeithorizont von 20 bis 30 Jahren hat, dann bieten sich im Bereich erneuerbarer Energien nach wie vor viele Chancen für Investoren. Und auch die makroökonomischen Faktoren sprechen klar für den Sektor, womit der KKR-Vertreter bezogen auf KKR auch die Wertrelevanz des Börsenkurses verneint hat.

Wenn wir über unsere Strategie nachdenken, so der KKR-Vertreter, geht sie von einer „Infrastruktur-Denke“ aus, bei der wir uns auf Risikominimierung und die Absicherung gegen Verluste stützen.

Wir tun dies, indem wir in Plattformen investieren, die reale Vermögenswerte aufbauen und skalieren, die Verträge abschließen und Technologierisiken oder Rohstoffsensitivitäten vermeiden. Das ist unserer Meinung nach der richtige Blickwinkel, um in die Energiewende zu investieren. Dies muss für Encavis beim Beta (geringes Risiko) und beim Wachstumsabschlag (hohes Wachstum) berücksichtigt werden.

Weiterhin hat der KKR-Manager konkret auf das Investment in Zenobe hingewiesen. Das Unternehmen zählt zu den Marktführern in Großbritannien, Australien und Neuseeland und ist in zwei Geschäftsbereichen tätig: der Elektrifizierung von Bussen sowie der Energiespeicherung. Für beide Bereiche gibt es erhebliche Wachstumsmöglichkeiten.

Insoweit ergeben sich gerade auch im Bereich Speicherlösungen erhebliche Synergie- und Wachstumspotentiale mit KKR und deren Beteiligungsgesellschaften, die in der vorliegenden Bewertung nicht berücksichtigt wurden, unabhängig davon, dass das eigene Speichergeschäft und dessen Auswirkungen auf die künftigen Strompreise viel zu pessimistisch geplant wurden. Auch wenn dieses in der Anfängen steckt, so bieten gerade Speicherlösungen bei erneuerbaren Energien riesiges Potential, etwa bei Wind die Flauten und bei PV die Dunkelheit zu kompensieren und höhere Strompreises zu erzielen, jedenfalls stabilere, weniger schwankungsanfällige Stromerzeugung zu gewährleisten.

Gleichzeitig besteht aus Netzsicht und Gründen der Energiesicherheit ein riesiger Bedarf für Speicherlösungen, was durch die vielen nationalen und EU Förderprogramme belegt wird, von welchen man im Gutachten nichts liest. Hier hat die Gesellschaft zusammen mit KKR ganz sicher viel bessere Planungen, als in der Unternehmensbewertung gezeigt wurde.

15. Unplausible überhöhte Finanzierungskonditionen

Der Gutachter unterstellt im Rahmen der Fortführungsphase Finanzierungskosten in Höhe von ca. 7 % ab dem GJ 2056 (vgl. Gutachten, Rz 283 Net Debt von 3.638 Mio. € und Finanzergebnis).

Diese Annahme erscheint jedoch nicht realistisch, insbesondere wenn man die tatsächlichen Refinanzierungsmöglichkeiten der Encavis AG im Kontext der aktuellen KKR-Konzernzugehörigkeit betrachtet.

Seit der Übernahme ist Encavis eine direkte Tochtergesellschaft von KKR. KKR verfügte über ein A-Rating, was bedeutet, dass der Konzern langfristige Finanzierungen zu Konditionen von rund 3,5 % aufnehmen kann (Basiszins von etwa 3,0 % + Kredit-Spread ‚A‘ von rund 50 Basispunkten).

Bei einer realistischen Betrachtung der Zinsstrukturkurve von Emittenten mit A-Rating sowie der marktüblichen Credit Spreads ergibt sich, dass die tatsächlichen Finanzierungsmöglichkeiten des KKR-Konzerns deutlich günstiger sind als die durch den Gutachter unterstellten 5% (GJ 2031/32) und 7 % (GJ56ff). Folglich ist das in der Bewertung ausgewiesene Finanzergebnis im Geschäftsplan – insbesondere in den späteren Planjahren – aus diesseitiger Sicht nahezu doppelt so hoch angesetzt, wie es unter Berücksichtigung der Konzernfinanzierungsmöglichkeiten und entsprechender Synergien angemessen wäre.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass KKR bereits im Zuge des Übernahmeangebots Refinanzierungsmaßnahmen für Encavis unternommen hat, sodass die Bewertung nicht auf isolierten Finanzierungskosten eines unabhängigen Unternehmens basieren kann, sondern auf den realistisch verfügbaren Konditionen innerhalb des KKR-Konzerns. Diese Sicht wird auch von den Rating-Agenturen vertreten, da die Übernahme eines Mehrheitsanteils aus Credit Rating Perspektive zu einer automatischen Konzernbetrachtung führt.

Im Dezember 2024 gewährte KKR der Encavis ein Gesellschafterdarlehen (5 Jahre, Kreditlinie 1,268 Mrd.€, 322 Mio.€ Ende 12/2024 gezogen) als Refinanzierungskredit. Daneben hatte der Aufsichtsrat der Gesellschaft zugestimmt, einen weitere Kreditlinie bei KKR aufzunehmen (so im Geschäftsbericht 2024, S.3). Die Verzinsung im Detailplanungszeitraum soll auskunftsgemäß durchschnittlich 4,1%, die gegenüber Projektfinanzierung nachrangige Konzernfinanzierung 4,5% betragen, vergl. Gutachten Rz 286.

Die angesetzten Planannahmen für die Finanzierungskosten sind daher als überhöht zu rügen und sachverständlich zu untersuchen.

16. Unplausible Steuerplanung

Die Steuerplanung der Gesellschaft ist zu korrigieren, insbesondere wurden zu hohe Körperschaftssteuersätze angesetzt.

Aufgrund des am 11. Juli 2025 vom Bundesrat verabschiedeten „Gesetz für ein steuerliches Investitionsfortprogramm zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts Deutschland“, sog. „Wachstumsboostergesetzes“, welches eine schrittweise Senkung der Körperschaftssteuer von 2028 bis 2030 vorsieht, mussten zum Bewertungsstichtag am 16.07.2025 entsprechend niedrigere Körperschaftssteuersätze berücksichtigt werden.

Der Gesetzentwurf der Koalitionsfraktionen wurde bereits am 03.06.2025 in den Bundestag eingebracht. Erste Beratung war dort am 05.06.2025. Am 18.06.2025 gab es eine Einigung zwischen dem Kanzleramt und der Ministerpräsidentenkonferenz zur Verteilung der Lasten der Mindereinnahmen aus der Steuersenkung. Damit war die Zustimmung des Bundesrates bereits sicher. Die Beschlussfassung im Bundestag erfolgte dann am 26.06.2025. Nach Zustimmung des Bundesrates am 11.07.2025 erfolgte die Gesetzesausfertigung am 14.07.2025 sowie die Verkündung am 18.07.2025. Auch wenn das Gesetz am 19. Juli 2025 in Kraft trat, so war es trotzdem bereits zum Stichtag zu berücksichtigen, da mit der Bundesratszustimmung die Neuregelung feststand.

Das Gesetz ist für alle Stichtage, die nach dem 10.07.2025 liegen, verbindlich anzuwenden. Ab dem Veranlagungszeitraum 2028 wird der aktuell geltende Steuersatz von 15% jährlich um einen Prozentpunkt verringert, bis er ab 2032 nur noch 10% beträgt (§ 23 Abs. 1 KStG n.F.). Eine Reduktion der Steuersätze führt zu einem höheren Ertragswert.

17. GW-Multiplikator

Bei der nicht lange vor dem hiesigen Stichtage durchgeföhrten Bewertung der Tion Renewables AG („Tion“) hat der Prüfer als Gutachter einen GW – Multiplikator zur Plausibilisierungszwecken verwendet auf Basis dortiger Vergleichstransaktionen (vgl. Tion-Prüfungsbericht von A&M, S. 105).

- 559 Die Liste der Transaktionen von vergleichbaren Unternehmen beinhaltet zehn Windparkbetreiber bzw. Windparkportfolios und vier Solarparkbetreiber bzw. Solarparkportfolios. Wie in Tabelle 48 ersichtlich unterscheidet sich der Median der EV/MW-Multiplikatoren zwischen Wind- und Solarparks. Daher wurden die Multiplikatoren anhand des relativen Anteils von Wind- und Solarkapazitäten an der Gesamtkapazität der Tion Renewables gewichtet. Der resultierende gewichtete Median beläuft sich somit auf 1,5x.
- 560 Analog zu unserer Vorgehensweise bei der Bewertung durch Börsenmultiplikatoren haben wir eine Wertbandbreite abgeleitet, den Wert der clearvise Beteiligung hinzugaddiert sowie die Netto-Finanzverbindlichkeiten zum Abzug gebracht.



Beweis: Auszug Tion Prüferbericht, S.105, Vorlage im Bestreitensfalle

Vorliegend hat der Gutachter solche Überlegungen nicht angestellt. Auf S. 71, Tabelle 23 hat er andere Transaktionsmultiplikatoren unter Einschluss von Tion dargestellt. Angesichts des fest geplanten massiven Kapazitätsausbaus des sog. Erzeugungsportfolios von Encavis auf eine Gesamtkapazität von 6,8 GW bis 2028, 6,9 bis Ende 2030 bzw. 7,0 GW in 2034 (Gutachten Rz 431, 263) führt eine Plausibilisierung mit den Vergleichstransaktionen die diesen Transaktionen und den dort zugrundeliegenden Kapazitäten zu folgendem:

	EV(EURm)	Installierte Kapazität in MW	Unternehmenswert EV zu MW
Terna energy	3.231	1.204	2,68
Necen	9.826	6.560	1,50
Opdenergy	1.576	904	1,74
Tion Renewables	294	167	1,76
Slitevind	129	155	0,83
Falck Renewables	3.381	1.320	2,56
Median			1,75
Mittelwert			1,85

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Transaktionen A&M-Bericht, S. 71.

Das GW-Multiple der betrachteten Vergleichstransaktionen liegt demnach im Mittelwert bei 1,85x, im Median bei 1,75x.

Würde man den von ENCAVIS konkret mit Investitionen geplanten GW-Bestand mit diesem ermittelten GW-Multiple von 1.75x bewerten, ergebe sich ein Unternehmenswert von 11,9 Mrd.€ (GW 6,8 bis 2028 * 1,75).

Von diesem Wert wären die bestehende Fremdfinanzierung (2,25 Mrd.€), Minderheitenanteile (45 Mio.€) und die erforderlichen Kosten der konkret geplanten Investitionen (CAPEX 4,81 Mrd.€) abzuziehen, um die geplante Zielkapazität 2028 zu erreichen.

Wie oben gezeigt, sind die CAPEX in der Planung überhöht angesetzt. Jedoch basierend auf diesen wäre ein Unternehmenswert von 24,53 € je Aktie abgezinst auf den Bewertungsstichtag plausibel wie folgt:

Übertragung des GW-Multiples auf die Bewertung der Encavis		2028
Encavis-Kapazität		6.800
Multiplikator		1,75
Unternehmenswert (EURmillion)		11.913
(-) Net Financial Liabilities (EURmillion)		-2.206
(-) Minority interests (EURmillion)		-45
CAPEX (geplante in Investitionen, EURmillion)		-4.810
Equity Value (EURmillion)		4.852
Sahres outstanding		162
Value per share (Wert je Aktie in EUR)		30,00
Abzinsung auf den Bewertungstichtag mit Kapitalkosten (CoE, A&M)		6%
Value per share (Wert je Aktie in EUR) am 16. Juli 2025		24,53
Werterhöhung		78,6%

Quelle: eigene Berechnung basierend auf Transaktionen A&M-Bericht, S. 71.

18. Überhöhter Basiszins mit 3,0% statt 2,97%

Vorliegend wurde in der Bewertung ein Basiszinssatz in Höhe von 3,0% vor Steuern verwendet. Zum Bewertungsstichtag betrug der Basiszins nach der Auskunft in der Hauptversammlung allerdings 2,97%. Allein dieser ist vorliegend anzusetzen. Eine entsprechende Anpassung würde – ohne zusätzliche Änderungen – laut Auskunft in der HV zu einem Unternehmenswert in Höhe von **13,94€** statt 13,73 € führen. Zusammen mit einer zusätzlichen Anpassung der MRP auf 5,00% würde sich auskunftsgemäß bereits ein entsprechender Wert von **15,88€** je Aktie ergeben.

Die Rundungsregelung des IDW, auf 0,25% zu runden, ist mangels nachvollziehbarer Begründung und einer nicht gerechtfertigten Benachteiligung der Minderheitsaktionäre durch eine Aufrundung abzulehnen. Das OLG Frankfurt setzt hier zu Recht regelmäßig den Stichtagswert an und widerspricht jeder Aufrundung zu Lasten der Antragsteller (vergl. OLG Frankfurt 21 W 34/12; 21 W 7/11, 5 W 39/09; 21 W 70/15; siehe auch LG Berlin, Az 102 O 46/14.SpruchG).

Insbesondere handelt es sich bei dem Stichtagswert des Svensson Basiszinssatzes schon um einen Dreimonatsdurchschnittskurs. Jede weitere Rundung zu Lasten der Minderheit ist daher willkürlich. Auch angesichts der Nachsteuerbetrachtung erscheint die Rundungsregelung absurd. Dort wird jede Dezimalstelle ungerundet übernommen, was hier laut Gutachter auf Basis 3,0% zu einem Nachsteuerwert in Höhe von 2,21% führt, siehe Gutachten Rz 315. Insoweit ist der exakte Vorsteuerwert anzusetzen, welcher in der Praxis regelmäßig auch zum Stichtag im Rahmen der Stichtagsklärungen ermittelt wird.

Die notwendige Reduzierung des Basiszinssatzes führt entsprechend zu einem höheren Ertragswert je Aktie.

19. Überhöhte Marktrisikoprämie („MRP“) mit 5,00% statt 5,5%

Vorliegend wurde basierend auf der IDW/FAUB-Bandbreiten-Empfehlung vom 22./29.10.2019 ein Wert in der (alten) Nachsteuer-Bandbreite in Höhe mit 5,5%, leicht unter dem Mittelwert von 5,75% liegend, angesetzt. Dieser ist überhöht und mit höchstens 5,0% nach Steuern anzusetzen, was zu einem höheren Ertragswert führt.

Der in der Bewertung zum Stichtag angesetzte Basiszins in Höhe von 3,0% liegt im Vergleich zum Zeitpunkt der vorgenannten IDW-Empfehlung nicht mehr im negativen Bereich bzw. bei ca. 0% (Oktober 2019). Es ist also seit den infolge der starke Zinsanstiege konstant über 2,5% angestiegenen Basiszinssatzes keine „ungewöhnliche Kapitalmarktsituation“ mehr gegeben, welche wegen der historisch niedrigen Basiszinsen zur erhöhten MRP-Empfehlung des IDW von 2019 geführt hatte.

Die neue Kapitalkostenempfehlung des IDW vom 16.09.2025, veröffentlicht am 22.09.2025, empfiehlt auf Basis von Kapitalmarktdaten einschließlich Juli 2025 und damit auch des hiesigen Stichtages, die Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern auf 5,25 % bis 6,75 % anzupassen. Dies führt zu einer entsprechenden Anpassung für die Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern auf eine Bandbreite von nunmehr 4,5 % bis 5,75 %.

Dabei führte das IDW aus, dass die Zinsstrukturkurve unter Verwendung der Svensson-Methode entsprechend der Methodik der Bundesbank – mittelbar abgeleitet aus den Kupon-Renditen deutscher Staatsanleihen – vor wenigen Jahren auch unter Berücksichtigung längerfristiger Laufzeiten einen barwertäquivalenten Basiszinssatz von nahezu Null ergab. Seit dem Jahr 2022 ist ein deutlicher Anstieg des barwertäquivalenten Basiszinssatzes bei einer teilweise inversen Zinsstruktur zu beobachten. Im Jahr 2025 hat sich das Zinsniveau nochmals erhöht – verbunden mit einer Normalisierung der Zinsstrukturkurve. Zudem haben sich insb. die impliziten Renditeerwartungen am Aktienmarkt im laufenden Jahr deutlich verringert, was ceteris paribus ebenfalls eine Reduktion der Marktrisikoprämie nahelegt.

Eine unveränderte Anwendung der bisherigen Empfehlung vom 25.10.2019 für die Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern von 6 % bis 8 % würde daher im aktuellen Zinsumfeld bedeuten, dass im Bewertungskalkül rechnerisch von einer Gesamtrendite oberhalb der vom FAUB erwarteten Bandbreite ausgegangen wird. Ferner hat sich das Zinsniveau tendenziell wieder an historische Zinsniveaus angenähert, was auch eine Annäherung an historische durchschnittliche Marktrisikoprämien nahelegt.

Diese Erkenntnisse des IDW sind auch eindeutig zum Stichtag zu berücksichtigen, da die entsprechenden Tatsachen auch an diesem vorlagen, wie der vom Gutachter verwendete Basiszins mit 3% eindeutig zeigt. In anderen Bewertungsverfahren wurden auch schon vor der Veröffentlichung der Änderung der Empfehlung des IDW aus gleichen Gründen niedrigere Werte der Nachsteuer-MRP angesetzt.

Hierzu wird ein Gutachten der IVC Wirtschaftsprüfungsgesellschaft vom 09.12.2025 vorgelegt, welches bestätigt, dass im Fall Encavis der Ansatz einer MRP in Höhe von 5,00% nach Steuern entsprechend der neuen IDW Empfehlung sachgerecht ist.

Beweis: Gutachten IVC vom 09.12.2025, siehe Rz 72-75,

Anlage ASt 13

Die neue FAUB-Empfehlung enthält kein konkretes Anwendungsdatum und schließt damit eine rückwirkende Anwendung nicht aus. Tatsächlich bezieht sich die FAUB-Empfehlung auf Analysen zur Erhöhung des Zinsniveaus im Jahr 2025 bzw. einen Rückgang der impliziten Renditen im laufenden Jahr. Insofern stellt die FAUB-Empfehlung keinen Reflex auf seit dem 16. Juli 2025 geänderte Verhältnisse bzw. eines geänderten realen Umfelds dar, sondern umfasst auch die Verhältnisse des Bewertungstichtags.

Beweis: wie vor, Rz 74

a) Ausführungen des Gutachters

Der Gutachter stützt sich für die Ableitung der Marktrisikoprämie allein auf implizite Aktienrenditen (Gutachten, S. 61) und verweist auf einen Beitrag in der Fachzeitschrift „Die Wirtschaftsprüfung – WpG“. vgl. Castedello/Jonas/Schiesl/Lenkner, Die Marktrisikoprämie im Niedrigzinsumfeld. Hintergrund und Erläuterung der Empfehlung des FAUB, WPg Heft 13/2018, S. 811, 819.

Im Bewertungsfall, des durch Encavis selbst verlangten Squeeze Out bei der Chorus Clean Energy AG, hatte die hiesige Gutachterin, dort als Prüferin, bei einem Basiszinssatz von 1,25% vor Steuern ebenfalls eine MRP in Höhe von 5,5% nach Steuern von der hiesigen Gutachterin angesetzt, was das gesamten Vorgehen bei 1,25% ebenso wie bei einem mehr als doppelt so hohem Wert des Basiszinssatzes von 3,00% die gleiche MRP anzusetzen, völlig willkürlich erscheinen lässt.

Beweis: Auszug Prüferbericht Chorus Clean Energy AG, S.31,
Anlage ASt 14

Nach den Analysen von IVC geht der Gutachter im Zeitverlauf nicht konsistent vor. Im Zeitablauf seit 2022 werden zwar deutlich zurückgehende Marktrisikoprämien vor persönlichen Steuern gezeigt, gleichwohl aber für Bewertungstichtage von 28. März 2023 bis 30. Juni 2025 durchgehend die gleiche MRP nach persönlichen Steuern mit 5,75% angesetzt, obwohl die Analysen ein Sinken der Marktrisikoprämie vor Steuern (und nach Steuern) implizieren. Zudem weist der Gutachter laut IVC bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie vor Steuern zwischen den Bewertungstichtagen vom 16.07.2025 (Encavis) und 16.05.2025 (Squeeze Out bei Synlab AG) unterschiedliche Werte aus, ohne die Abweichung zu begründen. Vor diesem Hintergrund ist die angewendete Methodik des Gutachters zur Ermittlung impliziter Marktrisikoprämie nicht konsistent und einheitlich. Die bewusste Darstellung einer höheren Marktrisikoprämie ist zumindest willkürlich, wenn nicht sogar eine bewusste Täuschung der Adressaten des Berichts, da die Verwendung der impliziten Marktrisikoprämie als objektive Möglichkeit dargestellt wird, aus dem Kapitalmarkt einen sachgerechten Wert abzuleiten, während tatsächlich eine Kalibrierung des Modells stattfindet, um einen gewünschten Wert abzuleiten, so IVC. Bei Verwendung der Prämissen aus dem Prüfungsbericht Synlab ergäbe sich aus den Analysen des Gutachters voraussichtlich eine niedrigere Marktrisikoprämie vor Steuern, die eine Marktrisikoprämie nach Steuern von 4,75% bis 5,00% impliziert.

Beweis: Gutachten IVC vom 09.12.2025, Rz 35, Anlage ASt 13

Der Gutachter berücksichtigt in seinen Analysen der eigenen Daten nicht, dass die Marktrisikoprämien verbunden mit dem aktuellen Basiszinssatz zum Teil zu Gesamtrenditen führen, die über der entsprechenden Bandbreite der FAUB-Empfehlung vom 25.10.2019 liegen; der FAUB hat dabei insbesondere eine plausible Bandbreite der Gesamtrendite von 7,00 bis 9,00% genannt; die in Abbildung 30 (Gutachten Rz 321) gezeigte Gesamtrendite liegt erkennbar dauerhaft über dieser Bandbreite.

Der Gutachter hat dies auch nicht zum Anlass genommen die eigenen Analyseergebnisse zu hinterfragen. Insbesondere diese Überlegung war auch der Anlass, dass der FAUB seine Kapitalkostenempfehlung überarbeitet hat und eine entsprechende neue Verlautbarung zum 22. September 2025 veröffentlicht hat.

Beweis: wie vor, Rz 21

Wieso für die Festlegung der Marktrisikoprämie zum aktuellen Bewertungsstichtag derweil implizite Marktrisikoprämien seit März 2023 heranzuziehen sind, erläutert der Gutachter nicht und setzt sich zu den eigenen Ausführungen in Widerspruch, dass der Vorteil der impliziten Risikoprämien in der Stichtagsbezogenheit liegt (vgl. Gutachten, S. 61),

Beweis: wie vor, Rz 22.

Der Gutachter weist bei der Ermittlung der Marktrisikoprämien vor Steuern bei Encavis und im Bewertungsfall Squeeze Out Synlab AG, Stichtag 16.05.2025, unterschiedliche Werte aus. Dieser Unterschied wird nicht erläutert bzw. werden nicht die Annahmen deutlich gemacht. Vielmehr stellt der Gutachter die Verwendung von impliziten Marktrisikoprämien als überlegenen objektiven Ansatz dar, was offensichtlich falsch ist.

Beweis: wie vor, Rz 24 ff

Auf Basis der Daten des Gutachters wäre höchstens eine (gerundete) Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern i.H.v. 5,25% anzusetzen.

Beweis: wie vor, Rz 28-30

b) Ausführungen des Prüfers

Der Prüfer verweist für die Festlegung der Marktrisikoprämie auf die Rechtsprechung und Bandbreitenempfehlung des FAUB wie folgt (Prüfungsbericht, S. 81 f.): Präsentiert wird nur eine historische Abhandlung der Auffassungen des IDW zur Bandbreite der Marktrisikoprämie und deren Anerkennung in der Rechtsprechung. Eine konkrete Analyse, wie die Marktrisikoprämie innerhalb der Bandbreite im jeweiligen Einzelfall festzulegen ist, fehlt aber. Ausführungen zur Festlegung am oberen Ende der Bandbreite beziehen sich auf das Jahr 2012 bzw. die Ausführungen zur Festlegung am unteren Ende der Bandbreite beziehen sich auf ein nicht-betriebswirtschaftliches Buch aus dem Jahr 2020. Das Kapitalmarktfeld stellte sich zu diesen Zeitpunkten völlig anders als heute; insofern fehlt eine konkrete Erläuterung, wie die Marktrisikoprämie im konkreten Einzelfall festzulegen ist.

Beweis: wie vor, Rz 37

Der Prüfer führt zur Plausibilität der durch die Gutachterin angesetzten MRP nach Steuern aus (vgl. Prüfungsbericht, S. 82):

„Auf Basis unserer ergänzenden Analysen halten wir die von der Bewertungsgutachterin festgesetzte Marktrisikoprämie nach Steuern von 5,50 % für vertretbar. Die verwendete Marktrisikoprämie liegt zwar leicht unterhalb des Mittelwerts, aber innerhalb der vom IDW empfohlenen Bandbreite und entspricht einer anerkannten Expertenauffassung.“

Die Schlussfolgerung des Prüfers ist nach den Feststellungen von IVC nicht nachvollziehbar. IVC führt insoweit aus:

„Im Rahmen der Würdigung der Analysen der Bewertungsgutachterin im Bewertungsgutachten hätte die Angemessenheitsprüferin bei kritischer Würdigung zu dem Ergebnis kommen müssen, dass die Analysen der Bewertungsgutachterin eine naheliegende Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern von 5,25% implizieren. Es ist unverständlich, wie die Angemessenheitsprüferin die „... die von der Bewertungsgutachterin im Hinblick auf die Ableitung impliziter

Marktrisikoprämien erstellten Analysen nachvollzogen...“ haben will, ohne die Diskrepanz zwischen ermittelter und festgelegter Marktrisikoprämie zu identifizieren und die inkonsistente Festlegung als solche zu erkennen.

Die eigenen Analysen der Angemessenheitsprüferin im Prüfungsbericht lassen nicht erkennen, wie eine Marktrisikoprämie sachgerechter Weise innerhalb der FAUB-Bandbreite festzulegen ist. Folgerichtig führt die Angemessenheitsprüferin auch nicht aus, welche Marktrisikoprämie sie als sachgerecht, naheliegend oder angemessen erachtet. Eine eigene Einschätzung der Angemessenheitsprüferin bezüglich der Marktrisikoprämie fehlt völlig, das Ergebnis der Angemessenheitsprüferin lautet nur, dass die angesetzte Marktrisikoprämie vertretbar sei.“

Beweis: wie vor, RZ 41

Ergänzend ist zum Prüfer und seinem Verweis auf den Aufsatz Castedello/Jonas/Schieszl/Lenckner, WpG 2018, S.806-825, mit welchem das IDW 6 Jahre nach der Empfehlung vom 19.09.2012 die der Empfehlung zu Grunde liegenden „Analysen und Berechnungen“ offenlegt und erläutert wurden, auszuführen, dass die dort als Grundlage angeführte ungewöhnliche Kapitalmarktsituation heute nicht mehr gegeben ist.

Der Einleitungssatz des vorgenannten IDW-Erklärungs-Aufsatzes lautet:

„Die derzeit ungewöhnliche Kapitalmarktsituation ist geprägt von sehr niedrigen, teils sogar negativen Zinsen für Staatsanleihen. Zugleich sind attraktive Renditen am Aktienmarkt zu beobachten.“

Im ersten Satz des dortigen Fazit, S.826, wird wiederholt:

„Wir befinden uns im historischen Vergleich in einer ungewöhnlichen Kapitalmarktsituation. Diese ist geprägt durch sehr niedrige, zum Teil sogar negative Zinsen für Staatsanleihen, bei gleichzeitig zu beobachtenden attraktiven Renditen am Aktienmarkt.“

Dass sich die „ungewöhnliche Kapitalmarktsituation“ mit negativen Basiszinssätzen nunmehr nach wenigen Jahren wieder normalisiert hat, ignorieren jetzt Gutachter und Prüfer bewusst.

c) Stellungnahme

Die oben dargestellten Erkenntnisse des FAUB, die zu einer Anpassung der Kapitalkostenempfehlung im September 2025 geführt haben, decken sich im Wesentlichen mit den Analyseergebnissen von IVC. Die von IVC als sachgerecht angesehene Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern i.H.v. 6,0% liegt in der Mitte der neuen FAUB-Bandbreite. Aus der von IVC vorgenommenen Überleitung der Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern in eine Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern entsprechend dem Vorgehen des FAUB ergibt eine Marktrisikoprämie von 5,0%; diese liegt in der Mitte der neuen Bandbreitenempfehlung des FAUB für die Marktrisikoprämie nach persönlichen Steuern.

Beweis: wie vor, RZ 68

Die von der Gutachterin angesetzte Marktrisikoprämie von 5,50% ist nicht sachgerecht, da diese entsprechend den Überlegungen des FAUB mit einer Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern von 6,75% korrespondiert, die zwar noch am oberen Ende der Bandbreite der neuen FAUB-Empfehlung liegt, aber von den durch IVC festgestellten empirischen Daten und den Daten der Gutachterin selbst nicht abgedeckt wird.

Beweis: wie vor, RZ 70

In der Gesamtschau ist eine langfristige nominale Aktienrendite von 9% und bei einem Basiszinssatz von rd. 3,0% eine Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern von 6,0% sachgerecht; mindestens ist eine Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern von 5,75% und höchstens von 6,25% anzusetzen; die naheliegende Marktrisikoprämie vor persönlichen Steuern beträgt zum Bewertungsstichtag daher 6,0%.

Beweis: wie vor, RZ 62-64, 66

d) Ergebnis

Mangels Plausibilität der hier verwendeten MRP in Höhe von 5,5% ist diese auf Basis der FAUB-MRP-Systematik auf 5,00% nach Steuern festzusetzen, wodurch sich der IDW S1 Ertragswert erhöht.

Nach Auskunft in der Hauptversammlung ergibt sich bei einem Basiszinssatz von 3,0% durch eine entsprechende Anpassung eine Wertveränderung von 13,73€ auf **15,77 €**, bei Anpassung auf den Basiszinssatz am Stichtag von 2,97% ein Ertragswert von **15,88 €**.

20. Überhöhter Betafaktor von 0,40 auf 0,30 zu korrigieren

Der vom Gutachter angesetzte und vom Prüfer bestätigte, aufgrund einer Peer Group Betrachtung ermittelte Betafaktor in Höhe von unverschuldet 0,40 ist überhöht und auf 0,30 zu reduzieren.

Dies würde nach Auskunft in der HV bei sonst gleichen Parametern zu einem Unternehmenswert in Höhe von **20,01€** führen. Für eine geringere Anpassung auf 0,35 wurde – bei sonst unveränderten Parametern - ein entsprechender Wert in Höhe von 16,60€ genannt.

Auf Basis des im Gutachten verwendeten (überhöhten) Basiszinssatzes von 3,00%, einer auf 5,00% nach Steuern reduzierten MRP sowie dem auf 0,30 zu reduzierenden Betafaktor würde sich - bei sonst unveränderten Parametern - ein Wert je Aktie mit **22,15€** ergeben, bei einem Beta von 0,35 ein Wert je Aktie mit 18,70€.

Der originäre Betafaktor ist vorliegend ungeeignet, vergl. Prüfer S.86. Der Gutachter hat Betrachtungszeiträume von 5 und 2 Jahren im Rahmen seiner Peer Group Beta-Berechnung betrachtet und dabei gegen (im Gutachten ungenannte) lokale Indizes sowie gegen einen europäischen Index (Stoxx Europe 600) regressiert, vergl. auch Prüfer S.90.

Auf Basis des Mittelwerts der Mediane der europäischen und lokalen Betas auf 5- und 2-Jahresbasis ergab sich ein Betafaktor in Höhe von 0,46. Angesetzt hat der Gutachter letztlich einen Wert von 0,40. Dieser angeblich zum Vorteil der Minderheit verwendete Wert wurde aber nicht näher begründet.

Dabei sind allerdings insbesondere 3 wesentliche Fehler zu rügen: (a) die Liquidität wurde bei den Peers als nicht betriebsnotwendig von der Verschuldung abgezogen, (b) statt des üblichen MSCI World wurde ein unüblicher europäischer Index verwendet und (c) 5 Jahres-Betafaktoren sind vorliegend nicht als Schätzer des künftigen Risikos der Gesellschaft verwendbar.

a) Fehlerhafte Liquiditäts-Annahme bei Peer Group Unternehmen

Nach Auskunft in der HV wurde die nicht betriebsnotwendige Liquidität beim Unlevern des Beta-Faktors im Verschuldungsgrad des Vergleichsunternehmens berücksichtigt, wobei der Kassenbestand insgesamt als nicht betriebsnotwendig eingestuft wurde. Dies führt zu überhöhten unlevered Betafaktoren, denn diese Vorgehensweise mindert die Nettoverschuldung und damit beim Unlevern den Abzug vom Raw-Beta.

Im Rahmen des Unleverns (und Releverns) ist betriebsnotwendige Liquidität dagegen nicht zu berücksichtigen. Diese muss im Unternehmen vorgehalten werden und steht für die Rückzahlung verzinslichen Fremdkapitals nicht zur Verfügung. Bei der Ableitung der Nettofinanzverbindlichkeiten ist diese also nicht in Abzug zu bringen. Dies führt dann zu einer höheren Verschuldung und mithin zu niedrigeren unverschuldeten Betafaktoren im Rahmen des Unleverns.

Es kann aber nicht davon ausgegangen werden, dass die Peer Group Unternehmen keine betriebsnotwendige Liquidität benötigen. Bei Unsicherheiten hinsichtlich der Aufteilung hätte somit vorsichtig die gesamte Liquidität als betriebsnotwendig eingestuft werden müssen.

Das Vergleichsunternehmen **Voltalia** z.B. hatte zum 31.12.2024 bei 2,243 Mrd. € Finanzverbindlichkeiten 374 Mio. € Liquidität, **ERG** bei 2,865 Mrd. € Verbindlichkeiten, 1,046 Mrd. € Liquidität, **EDP** bei 9,51 Mrd. € Verbindlichkeiten, 1,2 Mrd. € Liquidität. **Solaria** hatte 2022 150,65 Mio. € cash (bei 897 Mio. € Verbindlichkeiten), 2023 77,29 Mio. € und 2024 60,8 Mio. € bei 1,05 Mrd. €, vergl. Gutachten, S.103.

Bei der Gesellschaft wurde eine Liquidität in Höhe von 169 Mio. €, Rz 153 des Gutachtens, dagegen als betriebsnotwendig angesehen, 207 Mio. € als überschüssiger Kassenbestand beurteilt. Dies führt dann beim Relevieren wegen der höheren Verschuldung der Gesellschaft zu einem höheren verschuldeten Betafaktor. So werden die Minderheitsaktionäre doppelt benachteiligt: Einmal bei Ableitung des unverschuldeten Peer Group Betas, zum anderen beim Ansatz einer zu hohen Verschuldung bei der Gesellschaft. Dieses Vorgehen ist sachverständlich zu prüfen und zu korrigieren.

b) Als globaler Index ist allein der MSCI ACWI sachgerecht

Der vom Gutachter verwendete europäische Index ist als internationaler, globaler Index unüblich und aus Sicht des CAPM ungeeignet und weicht auch von in anderen Bewertungsverfahren durch den Gutachter verwendeten Indizes ab. Nach den Grundsätzen des CAPM ist vielmehr auf einen großen globalen Index abzustellen, zumal hier zahlreiche Peers auch außereuropäische Geschäftsaktivitäten aufweisen (EDP - 50% außereuropäisch, Acciona – 21% Amerika, Voltalia - 64% Lateinamerika).

Das CAPM setzt theoretisch auf einem, sämtliche weltweit existierende, risikobehaftete Vermögenswerte umfassenden Marktportfolio (Referenzindex) auf, in das sämtliche global agierenden Anleger einheitlich investieren. In der Praxis lassen sich diese Überlegungen hinsichtlich des Marktportfolios nicht unmittelbar umsetzen, sodass vereinfachend auf ein engeres (weltweites) Marktportfolio, dessen Renditen beobachtet werden können, abgestellt wird. Einen breiten weltweiten Aktienindex stellt der MSCI All Country World-Index (MSCI ACWI) dar.

Dieser wird in der Bewertungspraxis überwiegend verwendet (vergl. Studie zur Bewertungspraxis bei gesellschaftsrechtlichen Anlässen, S.21, 10. Aufgabe, I-Advice, Quelle: <https://www.i-advise.de/wp-content/uploads/2024/04/Studie-Bewertungspraxis-2023.pdf>).

Im Bewertungsfall, des durch Encavis selbst verlangten Squeeze Out bei der Chorus Clean Energy, hatte die hiesige Gutachterin als Prüferin den MSCI selbst auch noch als gebräuchlichsten internationalen Index verwendet, wobei dort Encavis, noch unter dem Namen Capital Stage AG mit einem unlevered Betafaktor von 0,33 (2 Jahre wöchentlich, MSCI ACWI) und 0,30 (5 Jahre wöchentlich) enthalten war.

Beweis: Prüferbericht Chorus Clean Energy AG, Auszug S. 32, 33,
Anlage ASt 14

Interessant ist auch, dass dort bei einem Basiszinssatz von 1,25% vor Steuern eine MRP in Höhe von 5,5% nach Steuern von der hiesigen Gutachterin angesetzt wurde. Im Rahmen der allgemeinen Ausführungen zur MRP führte sie unter RZ 145 aus:

*„Die Marktrisikoprämie ist die marktdurchschnittliche, von Investoren geforderte Überrendite von Aktienanlagen gegenüber der Rendite risikofreier Wertpapiere. Der Aktienmarkt kann dabei durch einen breiten Aktienindex wie beispielsweise den CDAX oder dem **MSCI ACWI** Index abgebildet werden.“*

Beweis: wie vor, S. 31

Für den Betrachtungszeitraum 2 Jahre gegen lokale Indizes regressiert weist der Gutachter im vorrangig zu berücksichtigenden Median seiner Peer Group einen Beta-Wert in Höhe von 0,37 (geschätzt 0,35 ohne debt Beta) aus. Der Prüfer gelangt ebenfalls zu einem Beta von 0,37 im Median bei 2 Jahren lokaler Index, Prüferbericht, S.90.

Nimmt man den üblichen, in den meisten Bewertungsverfahren verwendeten globalen Index MSCI ACWI zur Regression, gelangt man zu 2 Jahreswerten des Medians der Gutachter Peer Group zwischen **0,30** (Median) und 0,32 (arithmetisches Mittel).

Beweis: Sachverständigengutachten

Im zeitlich nicht weit zurückliegenden Vergleichsfall Squeeze Out Tion Renewable AG, Bewertungsstichtag 22.02.2024 (siehe Gutachten, S.106 zur Übernahme durch EQT; Rz 366 Transaktionsmultiplikatoren), hat der hiesige Gutachter als dortiger Prüfer einen Betafaktor von 0,34 als angemessen bestätigt und andere Peers und andere Vergleichsindizes verwendet (S&P 1200 Global und S&P Europe 350).

Um Verzerrungen der Betafaktoren durch die COVID-19-Pandemie, die Niedrigzinsphase sowie durch den Krieg in der Ukraine entgegenzuwirken und eventuelle Ausreißer zu eliminieren, hat er die in die Regression einfließenden Aktien- und Indexrenditen winsorisiert (was zu niedrigeren Betafaktoren führt) und aufgrund von möglichen Verzerrungen der unverschuldeten Betafaktoren in einzelnen Jahren die Jahresscheiben der letzten fünf Jahre untersucht. Dabei war auch ENCAVIS in der Peer Group enthalten. Der unverschuldete Betafaktor von 0,34 wurde in dem genannten Fall letztlich vom Gutachter allein auf Basis lokaler Betafaktoren geschätzt, die sich aus dem Median der durchschnittlichen Jahresscheiben der Vergleichsunternehmen ergeben haben.

Beweis: Auszug Prüferbericht Tion Renewable AG, S.87- 91,

Anlage ASt 15

Beim „Winsorisieren“ oder Winsorizing werden die Renditen unterhalb des 2,5-Perzentils auf das 2,5-Perzentil und Renditen oberhalb des 97,5-Perzentils auf das 97,5-Perzentil gesetzt.

Schreibt man die dortige Tion Peer Group zum hiesigen Stichtag fort (unter Ausschluss von Encavis) ergibt sich ein niedrigerer Betafaktor als 0,34 unverschuldet, nämlich ca. 0,30 (bei gleichen Regressions- und Kapitalstrukturannahmen).

Beweis: Sachverständigengutachten

Da Tion gegenüber Encavis ein viel kleineres, weniger diversifiziertes Unternehmen ist, muss der Betafaktor für Encavis vergleichsweise niedriger sein.

Beweis: Sachverständigengutachten

Nimmt man den beim Squeeze Out Tion verwendeten – exotischen - S&P 1200 Global als globalen Index, ergeben sich auf Basis der hier verwendeten Gutachter-Peer Group 2 Jahreswerte für das unlevered Beta in Höhe von 0,34 (arithmetisches Mittel) und 0,31 (Median).

Beweis: Sachverständigengutachten

Bei Encavis hat der Gutachter laut Rz 341 zur Überführung der verschuldeten in die unverschuldeten Betafaktoren die sog. Harris-Pringle-Anpassung herangezogen. Bei Tion hatte der Gutachter als Prüfer aber die sog. Modigliani-Miller-Anpassung herangezogen, dort Rz 474 im Prüferbericht, welche grundsätzlich von einem Debt-Beta von 0 ausgeht.

Beweis: Auszug Prüferbericht Tion, S.88, Anlage ASt 15

Dieses abweichende Vorgehen zeigt, wie das Verwenden eines anderen internationalen Index und das Weglassen der Winsorisierung, dass hier interessensorientiert negativ bewertet wurde, um höhere Betafaktoren darstellen zu können. Dies ist sachverständlich aufzuklären und zu korrigieren.

c) 5-jährige Betafaktoren hier ungeeignet

Ein Betrachtungszeitraum von 5 Jahren ist vorliegend deshalb zu lang und nicht für die Schätzung des künftigen Betafaktors geeignet, weil sich das wirtschaftliche Marktumfeld sowie die Gesellschaft selbst wesentlich geändert haben, so dass ältere Betafaktoren nicht mehr das künftige Risiko angemessen abbilden. Da aber das zukünftige Risiko zu schätzen ist, müssen deshalb vorliegend lang zurückliegende Betafaktoren der Peer Group Unternehmen als nicht repräsentativ ausscheiden.

Gegen den 5 jährigen Betrachtungszeitraum bzw. ältere Betafaktoren sprechen hier folgende Argumente:

- Verwiesen wird auf Rz 259 des Gutachtens, wonach die im Detailplanungszeitraum abgebildeten vertraglichen Verhältnisse aufgrund der in der Vergangenheit vorherrschenden und nicht mehr fortgeführten Fördermodelle nicht repräsentativ für die Unternehmensentwicklung in den Folgejahren ist (sinkende bzw. auslaufende Subventionen). Dann kann aber kaum ein Betafaktor 5 Jahre vor dem Stichtag, mit völlig anderen Förder- und Subventionsbedingungen, für das zukünftige Risiko der Gesellschaft relevant sein,
- Die Verzerrungen durch die COVID-19-Pandemie, die Niedrigzinsphase sowie durch den Beginn des Krieges in der Ukraine haben bei Betafaktor-Analysen schon zum Ausschluss dieser Zeiträume geführt bzw. hat der Gutachter selbst in anderen Fällen winsorisiert, um solche Verzerrungen auszuschließen. In jedem Falle sind diese außerordentlichen Ereignisse nicht repräsentativ für die Zukunft, so dass die sonst übliche Verwendung einer 5 Jahres-Beta hier nicht sachgerecht ist, sondern statt komplizierter Anpassungsverfahren allein auf die 2-Jährigen Betafaktoren abzustellen ist,
- Wesentlich veränderte (im historischen Vergleich normalisierte) Marktzinsen bzw. Finanzierungskosten seit 2022 machen ältere Betafaktoren ungeeignet als Schätzer für die Zukunft; insoweit gab eine „tektonische Verschiebung“ des Zinsumfelds.

Vor fünf Jahren befanden sich Europa und UK noch in einem Nullzinsumfeld, teilweise mit negativen Zinsen. Seit 2022 stiegen die Zinsen jedoch und stabilisierten sich auf einem höheren, historisch normalem Niveau. Es gab nach der Corona-Krise und den entsprechenden Zinssenkungen einen Anlagenotstand, der auch die Rentiten verzerrte. Angesichts der Kapitalintensität aller Vergleichsunternehmen kann dies zu Verzerrungen beim Beta geführt haben,

- Im Winter 2022 kam es zu einer europäischen Gas- und Stromkrise. Dies führte zu einer Reihe von Notfallmaßnahmen, die zuvor nicht existierten. So wurde beispielsweise eine EU-weite Notfallverordnung eingeführt, welche die Erlöse sogenannter inframarginaler Erzeuger begrenzte (technisch gesehen Anlagen mit sehr niedrigen Grenzkosten wie Wind, Solar und teilweise Wasserkraft) – eine Art Übergewinnsteuer. Diese Begrenzung lief im Juni 2023 aus und ist daher nur für einen kurzen Zeitraum im 2-Jahres-Beta enthalten (1,5 Monate),
- Die veränderte neue Regulatorik und nationalen Ernergieausbaupläne, siehe Gutachten Rz 436 – 884, z.B. Rz 477 UK Energy Act 2023 und Clean Power 2030 Action Plan, sind nicht mit der Lage vor 5 Jahren vergleichbar; vergl. auch GB 2024, S.13: neue regulatorische Initiativen 2023 und 2024 zu höheren und schnelleren Ausbauzielen für EE, etwa in Deutschland die Novelle des EEG oder Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie der EU zu EE (REDIII) mit der Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für Wind- und PV-Anlagen einschließlich Energiespeicher, aber auch in anderen europäischen Ländern wie UK, Italien und Spanien,
- Auch der REPowerEU wurde in diesem Zeitraum eingeführt (18.05.2022), mit dem Ziel, den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen, um die Abhängigkeit von russischem Gas zu reduzieren. Dies stellte eine bedeutende Änderung der EU-Ziele dar, die ursprünglich 2019 angekündigt und 2021 eingeführt wurden. Das neue Ziel lautet 45 % erneuerbarer Anteil bis 2030, zuvor waren es 40 %. Der Plan fokussiert stärker auf Photovoltaik. Außerdem sollen Bürokratie abgebaut und Genehmigungen beschleunigt werden.

- Die zunehmende internationale Diversifizierung der Gesellschaft verringert das Risiko im Vergleich zur Vergangenheit, vergl. Gutachten RZ 103,
- Erst seit 2022 hält Encavis die Beteiligung an dem PV Dienstleister Stern Energy SpA, welche das stark wachsende Geschäft des operativen Betriebs und der technischen Wartung (O&M) von Solaranlagen betreibt. Um die technischen Dienstleistungen des Konzerns weiter zu stärken und das O&M-Geschäft zu einer führenden Plattform für Solar-Services für Dritt Kunden in Europa auszubauen, hat das in Parma (Italien) ansässige Unternehmen bereits Niederlassungen in Deutschland, den Niederlanden, Großbritannien und Frankreich aufgebaut und wird zukünftig auch in Dänemark und Spanien expandieren, vergl. GB 2023, S.15,
- Das Geschäft mit Batteriespeicherlösungen ist seit 2024 neu bei Encavis, soll künftig massiv ausgebaut werden und führt zu besseren Strompreisen, wobei auch Synergien mit KKR zu erwarten sind, Auch für die Peers war dies vor mehr als 2 Jahren noch kein großes Thema, weil erst seit kurzem die entsprechenden technischen Möglichkeiten in der Praxis bestehen.
- Erst seit 2023 hat Encavis eine Beteiligung (18%) an TokWise erworben zur gemeinsamen Entwicklung von KI-gesteuerter Software-as-a-Service (SaaS) zur Optimierung der Stromvermarktung, vergl. GB 2023, S.28. Die TokWise-Plattform ermöglicht es Stromerzeugern wie der Encavis AG, aber auch industriellen Stromverbrauchern, ihre Assets direkt mit den Strombörsen zu verbinden und dadurch die Kontrolle über Stromeinkauf und -verkauf zu übernehmen. Darüber hinaus hat das Unternehmen ein einzigartiges Data-Science-Team und Expertise aufgebaut, die sich auf Energiemärkte konzentrieren und Algorithmen entwickeln, die eine vollständige Automatisierung von Stromhandelsentscheidungen ermöglichen. Somit erlaubt die KI von TokWise, den Wert jeder Kilowattstunde zu maximieren.

Dergleichen neue, für die Zukunft wesentliche Entwicklungen gab es auch bei den Peers vor mehreren Jahren noch nicht, so dass entsprechende Entwicklungen erst in den 2-jährigen Betafaktoren enthalten sind.

- Neue Entwicklungen wie die Kombination von Wind- und Solarenergie (Hybridkraftwerke; Neuerwerb in Nord-Spanien 2025 von BayWa r.e.), waren vor Jahren noch nicht üblich; man nutzt Flächen effizienter durch Doppelnutzung, z.B. als Agri-Photovoltaik (Solar über Acker) oder durch Ergänzung bestehender Windparks mit PV-Freiflächenanlagen (Floating-PV auf Gewässern). Sie erhöht die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit durch sich ergänzende Erzeugungsprofile (Wind oft nachts/im Winter, Sonne tagsüber/im Sommer), ermöglicht Synergien (gemeinsame Netzanbindung, Speicher) und schafft sogenannte Flächenkraftwerke. Ende Juli hat die Gesellschaft den Erwerb eines Wind- und Solarportfolio von BayWa r.e. in Spanien verkündet. Das Portfolio umfasst drei Windparks mit einer Gesamtleistung von etwa 142 MW sowie zwei Photovoltaikanlagen (PV) mit insgesamt 57 MW. Diese Kombination aus zwei Technologien maximiert die Effizienz und optimiert die Flächennutzung, während die gemeinsame Netzinfrastruktur die Anschlusskosten erheblich senkt.
- Die Effizienzen bei PV und Windanlagen sind viel höher als noch vor 5 Jahren, so dass die Ausbeute an Strom wie auch die Investments insgesamt mit mehr mit der Lage vor 5 Jahren vergleichbar erscheinen, (*Quelle: Pressemitteilung zu Windpark Bad Gandersheim (Niedersachsen) über Repowering mit einer Effizienzsteigerung von rund 530 Prozent*);
- Höhere Moduleffizienzen bei PV bedeuten, dass pro installiertem Megawattpeak weniger Fläche benötigt wird. Dadurch lässt sich die Flächennutzung in künftigen Solarparks deutlich optimieren. Es können mehr Megawatt pro Hektar installiert werden, was die Wirtschaftlichkeit und Flächeneffizienz der Projekte weiter verbessert, aber eine fehlende Vergleichbarkeit mit länger zurückliegenden Perioden erkennen lässt.

- z.B. Revamping und Repowering führen zur Verlängerung der Anlagenlaufzeiten und Erhöhung der Effizienzen (z.B. +50% Quelle: Parma 1 Video „*Mit Stern Energy haben wir bei Parma 1 in nur 5 Monaten von 6 MWp auf 9 MWp erweitert – für mehr Solarstrom und eine nachhaltige Zukunft.*“), wodurch im Vergleich zur länger zurückliegenden Vergangenheit längere Laufzeiten der Anlagen, wie auch höhere Effizienzen und damit höherer Stromerträge möglich sind,
- "neue" Technik wie Tracking bei PV Modulen führt im Vergleich zur Vergangenheit ebenfalls zu wesentlich höhere Effizienzen und mehr Leistung auf weniger Fläche, sowie insgesamt zu höheren erzielbaren Strompreisen,
- Die Preise für Solarmodule sind nach Auskunft in der HV seit 2021 um ca. 60% zurückgegangen, bei Windturbinen ebenfalls signifikant, was das Preis/Leistungsverhältnis heute zur längeren Vergangenheit als nicht vergleichbar erscheinen lässt.
- Um den Zugang zu neuen Projekten sicherzustellen, hat Encavis seit 2022 verstärkt zahlreiche Kooperationsvereinbarungen mit Projektentwicklern geschlossen; Das Unternehmen hat sich von einem opportunistischen Modell des Erwerbs einzelner Vermögenswerte verabschiedet und die Entwicklung seines Portfolios selbst in die Hand genommen; nunmehr kommt es vermehrt auf Skalierbarkeit der eigenen Plattform ein, was letztlich auch der Grund für die KKR Übernahme war. Dies betrifft alle Peers, da sich der Markt wegen der eingangs genannten Änderung der Förderbedingungen wandelt.
- Nach neuerer Planung wird ein erweitertes Asset Management mit Platzierung von bis zu 49% Minderheitenanteilen an neuen Parks umgesetzt, was es in der Vergangenheit so auch nicht in größerem Ausmaß bei den Peers gab. Dabei wird nicht nur die Finanzierung verbessert, sondern auch zusätzlicher Ertrag im Rahmen der Platzierung der Beteiligungen sowie bei deren Verwaltung erzielt,

Es ist somit vorrangig auf 2jährige wöchentliche Betafaktoren abzustellen, da mittels Betafaktor das zukünftige Risiko geschätzt werden soll und die Werte vor 3 bis 5 Jahren nicht mehr für die Abbildung des künftigen Risikos geeignet erscheinen.

d) Fehlende Vergleichbarkeit von Voltalia, Solaria, Acciona

Das Vergleichsunternehmen **Voltalia** war in den Letzten Jahren ein Restrukturierungsfall und relativ hoch verschuldet (2,24 Mrd. €, 374,5 Mio. € Liquidität, bei 1 Mrd. € Marktkapitalisierung bzw. 547 Mio. € Umsatz und -21 Mio. € Ergebnis, Gutachten, S.104 Anhang) und hat ein schlechtes implizites Rating und einen hohen Credit Spread.

In 2025 erarbeitete Voltalia einen vollständigen Umstrukturierungsplan namens „SPRING“, mit dem expliziten Ziel der Wiederkehr eines positiven Nettoergebnisses (Nettогewinn) bis zum Jahr 2026. Der SPRING-Transformationsplan begann Anfang 2025, nachdem Robert Klein am 01.01.2025 zum neuen CEO ernannt worden war. Nach seiner Ernennung leitete Herr Klein eine umfassende strategische Überprüfung aller Aktivitäten des Unternehmens ein. Die Vorarbeiten und die Diagnosephase, die von der Beratungsfirma Kearney unterstützt wurde, dauerte in der ersten Hälfte des Jahres 2025 an. Die Ergebnisse dieser Überprüfung und der detaillierte Fahrplan für den „SPRING“-Plans wurden dann anlässlich der Präsentation der Halbjahresergebnisse des Unternehmens am 04.09.2025 öffentlich gemacht. Insoweit ist bei der Gesellschaft ein Strukturbruch gegeben und das Beta nicht verwendbar.

Ohne dass dies genau angegeben wurde, wird diesseits davon ausgegangen, dass bei Voltalia ein höheres Debt Beta angesetzt wurde, was auch das unlevered Beta erhöht (0,51 2 Jahre, 0,56 5 Jahre, jeweils lokal), Gutachten Rz 341. Auch die gegen den Stoxx Europe 600 berechneten Betas sind sehr hoch (0,85 und 0,79). Berücksichtigt man noch, dass die Liquidität (374,5 Mio. €) als nicht betriebsnotwendig eingestuft wurde, erscheint dieser Betafaktor nicht geeignet, das Risiko von Encavis zu bemessen.

Schaut man sich die Zahlen von **Solaria Energia** an, Gutachten, S.103, verdient man dort in 2024 bei 210 Mio.€ Umsatz 190,6 Mio.€ EBITDA, einen Jahresüberschuss von 88,6 Mio.€. Die EBITDA-Marge betrug 90,6%. Insoweit scheint das Unternehmen nicht vergleichbar. Es gab hier im Mai 2024 einen Sondersachverhalt, wie einen Teilverkauf bei einer wesentlichen Tochtergesellschaft, welche in Land investiert (Generia Land, S.L. ("Generia"), mit Kapitalerhöhung zu 250 Mio. € in bar. Für 2025 erwartet die Gesellschaft ebenfalls einen außerordentlichen Sonderertrag mit 250 Mio. € (<https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/solaria-wird-in-den-naechsten-vier-jahren-dank-der-diversifizierung-ihres-geschaefts-eine-milliarde-euro-cashflow-generieren/>)

Deren Tochtergesellschaft Generia widmet sich der Beschaffung, dem Erwerb und der Verpachtung von Grundstücken in Europa für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien, einschließlich Solar-, Wind- und Batteriespeicher. Das Unternehmen verfolgt eine Multi-Tenant-Strategie, bei der es Grundstücke für Projekte beschafft und erwirbt, die sowohl von Solaria als auch von Drittentwicklern entwickelt werden. Generia verfügt über Tausende von Hektar Land, vor allem in Spanien und Italien, und will weiteres Land erwerben. Entsprechendes Geschäft betreibt Encavis nicht.

Diese Sondersachverhalte stellen aus diesseitiger Sicht Strukturbrüche dar, die eine Verwendung des Peers verhindern.

Ohne die beiden Vergleichsunternehmen ergibt sich ein unverschuldetes 2 Jahresbeta, wöchentlich, gegen den MSCI World von 0,26 im Median und 0,29 im arithmetischen Mittel.

Beweis: Sachverständigengutachten

Das Vergleichsunternehmen **Acciona Energias Renova** wird vom Mehrheitsaktionär Acciona, S.A. mit 91,5% Anteil beherrscht und hat bei einer Marktkapitalisierung von 5,4 Mrd. € nach Abzug der als nicht betriebsnotwendig angenommenen Liquidität von 541 Min.€ Nettofinanzverbindlichkeiten von 4,27 Mrd.€. Insoweit ist der Streubesitzanteil mit ca. 5,57% (nach anderen institutionellen Anlegern) sehr gering. Insoweit wird die Verzerrung des Betafaktors gerügt. Dieser ist sachverständlich zu prüfen.

e) Abstellen auf den Median

Nach diesseitiger Ansicht ist der auch vom Gutachter verwendete Median als geeignete Mittelung vorzugswürdig. Dies sieht auch die Bewertungspraxis so. Der Median spiegelt die Mitte der beobachtbaren und zu Grunde gelegten Betas. Er ist darüber hinaus gegenüber dem Mittelwert robuster gegen Ausreißer (so explizit z.B. Wollny, Der objektivierte Unternehmenswert, S. 634).

So verweist beispielsweise auch PwC im Rahmen des im Internet abrufbaren Tools „PwC eValuation Data Deutschland“ für die Beta-Ableitung ausschließlich auf den Median und nicht auf den Mittelwert. Wörtlich heißt es:

„2.1.3. Betafaktor

*Für die Berechnung der Betafaktoren wird der **Median** aus den verschuldeten, am Markt abgeleiteten Beta-Faktoren (raw) der einzelnen Unternehmen der jeweiligen Branchen-Gruppe herangezogen.“* (Hervorhebung durch den Unterzeichner)

Quelle: <https://pwc-tools.de/kapitalkosten/dokumentation/>

Auch beim Internettool der TRIANON GMBH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft wird beim Beta ausschließlich auf den Median als Methode verwiesen und explizit begründet, weshalb der Median gegenüber dem Mittelwert (arithmetisches Mittel) vorzugswürdig ist. Wörtlich heißt es dort:

„Betafaktor

*Bei der Ableitung des Betafaktors zur Bestimmung der Eigenkapitalkosten empfiehlt es sich grundsätzlich, eine geeignete Vergleichsgruppe mit identischen operativen Unternehmens- und Risikoprofilen zusammenzustellen und den Betafaktor als **Median** über diese Vergleichsgruppe hinweg zu ermitteln. Die Ermittlung des Betafaktors über den Median birgt gegenüber der Durchschnittsbildung den Vorteil, dass zufällige und signifikante Schwankungen einzelner Aktienrenditen ausgeblendet werden können.“* (Hervorhebung durch den Unterzeichner)

Quelle: <https://trianon-wpg.de/ableitung-der-kapitalkosten/>

Auch die übrige Bewertungspraxis weist darauf hin, dass der Median den Vorzug hat, dass der (durchschnittliche) Betafaktor der Peer Group um die Auswirkungen von Ausreißern „bereinigt“ wird (so explizit Dörschell/Franken/Schulte, Der Kapitalisierungszins in der Unternehmensbewertung, 2. Auflage, S. 269).

f) Risikoreduzierung durch Konzernierung/ qualitative Argumente

Bei Ermittlung des Peer Group Betas wurde nicht berücksichtigt, dass die Vergleichsunternehmen nicht von finanzstarken Hauptaktionären beherrscht werden. Auch deshalb muss bei der Gesellschaft ein wesentlicher Abschlag auf einen Peer Group Betafaktor vorgenommen werden. Die Konzernneinbindung senkt hier das Risiko für die Gesellschaft und ihr finanzielles Geschäft massiv, begründet Finanzierungsvorteile im Verbund mit KKR und führt zu einer größeren Einkaufs- und Marktmacht bei der Beschaffung. Entsprechende langfristige Finanzierungszusagen wurden durch KKR auch in der Investorenvereinbarung gemacht. KKR hat ein A Rating, wovon die Gesellschaft im Konzernverbund bei Finanzierungen durch niedrigere Zinssätze ebenso profitieren kann.

Gerade beim Finanzierungsrisiko wird bei – wie hier – einer beherrschten, durch den Hauptaktionär delisteten Gesellschaft unterstellt, dass der Kapitalmarktzugang zur Finanzierung nicht mehr notwendig ist und die Finanzierung allein durch den Hauptaktionär gewährleistet wird, anderenfalls man kein Delisting durchgeführt hätte.

Auch KKRs technologische Kompetenz führt zu einer Risikoreduktion, da im Vergleich zu allein agierenden Unternehmen Know How und Skaleneffekte im Konzern viel stärker genutzt werden können, bei Marketing oder Werbung und Verkauf (etwa beim Asset Management) gegenüber den eher mittelständischen Wettbewerbern zu einer vorteilhaften asymmetrischen Situation führt, dass allein wegen der Konzernzugehörigkeit wesentliche Wettbewerbsvorteile einschließlich einer höheren Skalierbarkeit des Geschäftsbestehen.

Entsprechende Risikoreduktion werden auch im Geschäftsbericht 2024 der Gesellschaft dargestellt. Vorher wurden in den Finanzierungen vereinbarte Covenants als mittleres Risiko eingestuft, vergl. GB 2024, S.37/38. Nach der KKR Übernahme war die Finanzierung durch die neue Hauptaktionärin langfristige gesichert, auch indem in der Investorenvereinbarung geregelt wurde, dass KKR das geplante starke weitere Wachstum der Gesellschaft zu finanzieren. Insoweit hat sich das Finanzrisiko wesentlich reduziert, da über den Zugang zu entsprechenden Gesellschafterfinanzierungen über KKR (ohne beschränkende Covenants) sicherer und kostengünstiger Zugang zu allen notwendigen Finanzierungen besteht. Damit ergibt sich eine wesentliche Risikoreduktion in Bezug auf Zins- und Investitionsrisiken, vergl. Risikobericht GB 2024, S.38.

Dies ist qualitativ im Vergleich zu den Peers mit höheren Finanzierungs- und Zinsrisiken durch einen wesentlichen Abschlag beim Betafaktor zu berücksichtigen, da die Finanzierungskosten einen großen Teil des Risiko und Aufwands in der GuV ausmachen.

Auch die politischen und regulatorischen Risiken sind im Vergleich zu den Vorjahren laut GB 2024 zurückgegangen und wurden von „mittel“ auf „niedrig“ herabgestuft, vergl. Risikobericht im GB 2024, S.38.

Die Diversifikation der Gesellschaft, auch bei langfristigen Stromabnahme PPA Verträgen, weist dabei ein niedriges Risiko auf, vergl. GB 2024, S.38. Durch die zunehmende geographische Diversifikation ist man abhängig von Sonnen und Windverhältnissen breiter und flexibler aufgestellt, Konzentrationsrisiken werden vermieden.

Insgesamt erscheint daher ein Betafaktor in Höhe von unverschuldet 0,30 für Encavis sachgerecht und angemessen.

21. Zu geringer Wachstumsabschlag mit 1,0%

Der Wachstumsabschlag ist von 1,0% auf mindestens 1,5% zu erhöhen. Eine entsprechende Erhöhung würde – ohne Änderung weiterer Parameter, laut Auskunft in der HV zu einer Werterhöhung auf **14,00€** führen. Auf Basis eines Basiszinssatzes mit 3,00%, einer MRP mit 5,25% sowie einem Betafaktor von 0,30 würde sich bei einem Wachstumsabschlag in Höhe von 1,5% ein Unternehmenswert mit **23,12€** je Aktie ergeben.

Der Gutachter hat den Wachstumsabschlag pauschal mit 1,0% bemessen. Dabei verwies er lediglich auf die Rechtsprechung, die üblicherweise 1% ansetzen würde, Gutachten, Rz 348. Die unternehmensspezifische Inflationsrate von 1,3% wurde angeblich auf Basis der (veralteten) Aurora Prognosen 2031 bis 2060 und des dort prognostizierten Capex Wachstums ermittelt. In der HV wurde die durchschnittliche Strompreisinflation ab 2030 mit 1,4% basierend auf den Annahmen von Aurora angegeben. Allerdings sind dies keine plausiblen Begründungen für 1,0% Wachstumsabschlag.

Unter pauschalen Verweis darauf, dass üblicherweise 50% der unternehmensspezifische Inflationsrate Ansatz fänden, wurde der Rechtsprechungswert implizit als positiv für die Minderheit dargestellt, Rz 349. Dies missachtet völlig die Wettbewerbsstellung der Gesellschaft und deren Chancen im Wandel der stark wachsenden Industrie der EE.

Bewerten heißt vergleichen. Und im Vergleichsfall Tion wurden stattdessen vom Gutachter, dort als Prüfer, 1,5% Wachstumsabschlag für angemessen erachtet.

Beweis: Auszug Prüferbericht Tion, S. 90, 91, Anlage ASt 15

Encavis als wesentlich größere Gesellschaft hat eine viel stärkere Wettbewerbsstellung und ist durch ihre noch zunehmende internationale Diversifikation (Gutachten, Rz 103) und durch ihr breites Dienstleistungsangebot (Service-Bereich, Stern Energy, Batteriespeicher, Asset Management Plattform etc.) ein viel stärkeres Unternehmen und wird am noch

lange andauernden hohen Marktwachstum der Erneuerbaren Energien entscheidend partizipieren, insbesondere im Konzernverbund mit KKR. Letztere hat gerade deshalb Encavis erworben, weil deren Geschäftsmodell wenig Risiken birgt und als Plattform stark skalierbar ist.

Im Geschäftsbericht der Gesellschaft 2024, S.40, heißt es, dass durch die Umstellung von der bisherigen fossilen auf eine nachhaltige Energieversorgung die erneuerbaren Energien **weiterhin zu den stark wachsenden Sektoren** gehören. Angesichts der Wachstumsprognosen in diesem Bereich, der guten, internationalen Aufstellung der Gesellschaft und der Finanzstärke von KKR und deren Zusagen zur Finanzierung des starken Wachstums ist der angesetzte Wachstumsabschlag völlig unplausibel. Dass in der Rechtsprechung ein durchschnittlicher Wert von 1,0% oft Ansatz findet, ist gerade kein Grund bei einer Gesellschaft in stark wachsenden Märkten diesen Standard-Durchschnittswert anzusetzen.

Encavis hat Wettbewerbsvorteile durch seine Größe und die vielen Kooperationen mit Entwicklern. Im Rahmen seiner Wachstumsstrategie befasste sich Encavis frühzeitig mit dem Wandel der Branche, um sich Wettbewerbsvorteile bei langfristigen Stromabnahmeverträgen und Projektbeschaffung zu sichern. Durch die Kombination von Stromerzeugung, PV-Dienstleistungen und Vermögensverwaltung ist Encavis in der Lage, Kosten und Fachwissen zu skalieren. Die starke Finanzbasis, nochmals wesentlich verstärkt durch KKR, ermöglicht entscheidende Wettbewerbsvorteile. Gerade bei langfristigen PPAs ist auch die Solvenz und eigene Größe des Stromanbieters für Kunden bedeutend.

Die Erneuerbaren Energien (EE) sollen die Lücke der Energiekapazität Europas schließen, wobei die Lücke primär durch die steigende Stromnachfrage, vor allem durch die Trends Elektrifizierung und Digitalisierung sowie ein abnehmendes Angebot von konventionellen Energiequellen (Wegfall billigen russischen Erdgases) aufgrund der beschlossenen Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft entsteht.

Insbesondere wird der Trend zu Erneuerbaren Energien und deren Anstieg im Gesamtenergiemix durch den niedrigen Wachstumsabschlag missachtet. Die entsprechende langfristige Wachstumserwartung und die künftig zunehmende größere Preisakzeptanz einschließlich der Vorteile bei der CO₂ Bilanz ermöglichen einen leichteren Weitergabe von Kostensteigerungen.

Auch bei Encavis, Gutachten Rz 109 wird die gleiche Tabelle wie im Prüferbericht Tion zum Anteil der EE Energiequellen an der Stromproduktion bis 2050 vom Gutachter gezeigt (Anteil EE 80%) und auf beschleunigte Genehmigungsverfahren für neue Projekte verwiesen. Letzteres gilt insbesondere für Deutschland, wo so genannte Beschleunigungsgebiete für Windanlagen, Solar und Speicher ausgewiesen wurden, Gutachten Rz 112. Die installierte Solarkapazität soll bis 2030 mit einer CAGR von 10% wachsen, Windkapazitäten um 5,9%, Gutachten Rz 114, 116.

Positiv wirken sich auch der Anstieg der Produktivität der Anlagen und der gesunkenen Betriebskosten-Quoten (Opex/MW) aus. Bei Encavis soll gemäß Gutachten, Rz 249, die gewichtete Betriebskostenquote von 41€ je MW auf 33€ MW zurückgehen.

Der Aufbau des BESS-Geschäfts im Service Bereich und eine Erholung im Asset Management wirken sich positiv auf die Margenentwicklung aus und sollen künftig wesentlich ausgebaut werden.

Der Verkauf von Minderheitenanteilen im Rahmen des Asset Management, im Fachjargon häufig Farmdown genannt, ist ein übliches Instrument zur Freisetzung finanzieller Mittel im Bereich der erneuerbaren Energien, um Kapital in neue Anlagen zu reinvestieren, **insbesondere bei stark wachsenden Unternehmen**.

Für eine höhere Wachstumsrate sprechen auch der Ausbau beim Asset Management, im Geschäftsfeld Service bei BESS (Battery Energy Storage System) Speicherlösungen sowie bei Stern Energy, wo im Rahmen des Umsatzanstiegs im Service für Dritte leichtere Kostenweitergaben möglich sind.

Zudem wird durch das verstärkte Asset Management im Vergleich zur Vergangenheit in größerem Umfang (bis 49% der Parks) das Risiko von Kostenanstiegen teilweise auf Dritte verlagert.

Seit der Tion Bewertung hat sich das Thema Aufbau von Rechenzentren für KI Anwendungen und auch insgesamt der erwartete Strombedarf nochmals wesentlich verstärkt. Die dort erwarteten Stromverbrauche sind riesig. Die Chancen für langlaufende PPAs sind groß.

Der Prüfer, S.95, stellt fehlerhaft maßgeblich auf eine unterstellte Kostenentwicklung bei den Beschaffungskosten ab. Letztere sinken aber wie die Betriebskosten tendenziell weiter. Zudem werden sich dort erhebliche Skalenvorteile in der Zukunft ergeben.

Durch die Tatsache, dass Projekte im Vergleich zu früher, wo diese in spätem Entwicklungsstadium oder fertige Anlage erworben wurden, nunmehr in Kooperationen mit zahlreichen Projektentwicklern frühzeitig gesichert werden, sind auch höhere Margen im Zusammenhang mit dem verstärkten Vertrieb von Minderheitsbeteiligungen im Asset-Management möglich, bei welchem inflationsbedingte Kostensteigerungen leichter weitergegeben werden können.

Um den Zugang zu neuen Projekten sicherzustellen, hat Encavis zahlreiche Kooperationsvereinbarungen mit Projektentwicklern geschlossen. Das Unternehmen hat sich von einem opportunistischen Modell des Erwerbs einzelner Vermögenswerte verabschiedet und die Entwicklung seines Portfolios selbst in die Hand genommen, um die Grundlage für sein Wachstum zu schaffen. Dies wurde auf Nachfrage in der HV bestätigt, wo zur Frage zum Eintritt in Projekte im Entwicklungsstadien bestätigt wurde, dass die Gesellschaft als Investor versucht, bei Projekten in früheren Entwicklungsstadien einzusteigen. Vor allem im PV-Bereich hat die Gesellschaft daher bereits in verschiedenen europäischen Märkten strategische Projekt-Entwicklungspartnerschaften aufgebaut, deren weiterer Ausbau auch Teil der Planung ist.

Daher ist der hier angesetzte Wachstumsabschlag offensichtlich unplausibel zu gering und entsprechend dem TION-Fall auf mindestens 1,5% zu erhöhen.



Toni Riedel

Rechtsanwalt