

Offshore-Wind und grüner Wasserstoff: Erfolgsstory oder teure Illusion? - Teil 1

25. März 2026

Offshore-Wind und grüner Wasserstoff gelten als zentrale Säulen der Energiewende. In Vorträgen und Strategiepapieren dominieren Kurven mit sinkenden Gestehungskosten, steigenden Ausbauzielen und beeindruckenden Klimabilanzen. Gleichzeitig schreiben zentrale Akteure der Branche Milliardenverluste und ziehen Projekte zurück.

Das ist kein Widerspruch, den man mit „Anlaufschwierigkeiten“ abtun kann. Er zeigt, dass wir uns zu lange auf günstige Entstehungskosten an der Turbine und am Elektrolyseur konzentriert haben – und zu wenig auf die Kosten, Risiken und physikalischen Grenzen im Gesamtsystem.

Milliardenverluste trotz „billigem“ Wind

Die Liste der negativen Schlagzeilen ist leider auch lang:

- Siemens Energy / Siemens Gamesa muss wegen Kostenexplosionen Milliarden abschreiben.
- Ørsted beendete große US-Offshore-Projekte und verbuchte allein 2023 einen Nettoverlust von rund 20,2 Mrd. DKK – obwohl das bestehende Offshore-Portfolio operativ durchaus Geld verdient.
- EnBW steigt aus den UK-Projekten Mona und Morgan (zusammen ca. 3 GW) aus und nimmt rund 1,2 Mrd. an. € Wertberichtigung im Kauf, weil die Projekte unter heutigen Kosten und ohne CfD nicht mehr wirtschaftlich sind.

Das Problem sind nicht „schlechte Windstandorte“. Es sind Rahmenbedingungen, bei denen Projekte zwar technisch funktionieren, aber ökonomisch auf dünnem Eis stehen: zu aggressive Auktionen, zu optimistische Kostenannahmen, fehlende Flexibilität bei Verträgen und ein System, das Variabilität von Wind und Sonne lange ausblendet.

Auktionen als Einnahmequelle – und Kostenfalle

Deutschland hat 2023 mit einer Offshore-Auktion Schlagzeilen gemacht: 7 GW wurden vergeben, der Staat nimmt 12,6 Mrd. € ein – im Schnitt etwa 1,8–2 Mrd. € pro Gigawatt, bevor die erste Kilowattstunde erzeugt wird.

Politisch wirkt das attraktiv: Die Energiewende „finanziert sich selbst“, die Einnahmen sollen Netzkosten senken und Umweltprojekte unterstützen. Für die Projekte bedeutet es aber:

- 20–25 % der Gesamtinvestition fließen allein in das Nutzungsrecht der Fläche und des Netzanschlusspunktes.
- Diese Gebühr erhöht den Kapitalbedarf und das Risiko, ohne die Erzeugung auch nur um 1 kWh zu verbessern.
- Die Kosten werden am Ende über Strompreise, Netzentgelte oder versteckte Umlagen zu einem guten Teil bei Verbrauchern und Industrie landen.

Gleichzeitig verkünden Nordsee-Staaten Ausbauziele von 150–300 GW Offshore bis 2050. Man will auch mehr und günstigeren Offshore-Strom – und verteuert die Projekte im selben Atemzug durch hohe Auktionsgebühren. Das ist kein konsistentes Infrastrukturdiesign, sondern ein Zielkonflikt.

Variabler Wind, aber lineare Planung

Physikalisch ist die Lage seit Jahrzehnten klar:

- Wind und Sonne sind variable Quellen.
- Kohle, Gas, Öl und Kernenergie liefert primäre Regelenergie und auch steuerbare Leistung, wenn sie gebraucht wurde.

Der erste große Ausbau von Wind und Photovoltaik wurde politisch und wirtschaftlich lange so behandelt, als sei es dennoch ausreichend, **möglichst viele Megawatt mit möglichst niedrigen Gesteungskosten** zu installieren.

Fragen wie:

- Wer übernimmt die Rolle der Regelenergie in einem System mit sehr viel Wind und Sonne?
- Wie werden Speicher, Flexibilität und Backup in die Projekte integriert?
- Wie sehen die Systemkosten pro zuverlässig verfügbarer Kilowattstunde aus – nicht nur die Erzeugungskosten an der Turbine?

wurden häufig nach hinten geschoben oder nur abstrakt behandelt. Heute erleben wir die Folgen: Netze stoßen an Grenzen, Abschaltungen und Redispatch nehmen zu, Offshore-Parks können nicht immer einspeisen, wenn Wind da ist und es fehlen Angebote, Energie dann bereitzustellen, wenn sie wirklich gebraucht wird.

Wake-Effekte und Ökosysteme: Die Nordsee ist nicht unendlich

Hinzu kommt eine physikalische Grenze, die lange unterschätzt wurde: Windschatten (Wakes) und kumulative Effekte in dicht bebauten Offshore-Gebieten.

Aktuelle Studien zeigen:

- In großen Parks verlieren nachgelagerte Turbinen im Binnenfeld teils 20–35 % Ertrag gegenüber frei angeströmten Anlagen.
- Wakes großer Parks sind noch 20–55 km stromabwärts messbar; in nachfolgenden Flächen sinken langfristige Kapazitätsfaktoren im Mittel um 10–15 %, lokal bis zu 25 %.
- Analysen für die Nordsee warnen, dass bis 2030 etwa jedes fünfte Projekt spürbare „schwere Nachlaufverluste“ erleben könnte, wenn in gleicher Dichte weitergebaut wird.

Parallel dazu deuten ozeanographische Studien darauf hin, dass große Parkcluster Strömungen, Durchmischung und Primärproduktion messbar verändern – mit potenziellen Folgen für Kohlenstoffkreisläufe, Sauerstoffhaushalt und marine Nahrungsketten. Gleichzeitig zeigen verschiedene Untersuchungen, dass Offshore-Windparks lokal auch **positive Effekte für die Biodiversität** haben können: Fundamente und Schutzzonen wirken teilweise wie künstliche Riffe, bieten neuen Hartsubstrat-Lebensraum und entlasten Meeresböden vom Druck der Grundschieppnetz-Fischerei.

Die Nordsee ist eben kein unendliches, neutrales Spielfeld, auf dem man viele Turbinen stellen kann. Jenseits einer bestimmten Dichte sinken zusätzlicher Ertrag pro weitere Anlage und die ökologische Tragfähigkeit – genau das sehen wir jetzt.

BESS als Allheilmittel – und der stille Rückfall in Abhängigkeiten

Auf der Suche nach Flexibilität und Regelenergie geraten Batteriespeicher (BESS) zunehmend in den Fokus. Sie sind zweifellos ein wichtiger Baustein: schnell regelbar, gut skalierbar, ideal kurzfristig für die Netzstabilisierung.

Doch die Kehrseite wird selten klar ausgesprochen:

- Lithium-Ionen-Technologien basieren auf Rohstoffen und Raffinerieketten, die in weiten Teilen Chinas dominiert werden (Lithium, Nickel, Kobalt, Graphit).
- Ein großer Teil der Zellproduktion und Schlüsselkomponenten wird ebenfalls aus China oder eng angebundenen Regionen importiert.

Mehrere Analysen warnen bereits, dass Europa dabei ist, sich nach Öl und Gas in die nächste einseitige Abhängigkeit zu manövrieren – diesmal in einer Schlüsseltechnologie der Energiewende. Offiziell lautet das Ziel, geopolitische Risiken zu reduzieren; Faktisch verlagern wir sie von fossilen Brennstoffen auf kritische Materialien und Fertigungskapazitäten.

Batteriespeicher sind damit nicht der Fehler – aber sie sind auch nicht die alleinige Antwort, wenn man strategische Resilienz und Versorgungssicherheit ernst nimmt.

Offshore-H₂: schöne Modellwelten, harte Realität

Ähnlich ambivalent ist der Blick auf Offshore-basierten grünen Wasserstoff. Viele Studien beziffern die Kosten für 2030+ mit 3–4 €/kg – bei Strom aus Offshore-Wind. Diese Zahlen sind möglich, aber nur unter Annahmen, die mit der aktuellen Realität wenig zu tun haben:

- moderate Offshore-Stromkosten ohne extreme Auktionsgebühren,
- sinkende CAPEX,
- stabile Lieferketten,
- bezahlbare Netzanbindung,
- hohe Vollaststunden der Elektrolyse.

Wer aktuelle deutsche Auktionspreise, höhere Zinsen, reale Projektverzögerungen und Logistikkosten ehrlich einpreist, landet schnell deutlich über diesen Werten – es sei denn, man denkt Systemintegration und Speicher von Anfang an mit.

Warum wir jetzt einen Perspektivwechsel brauchen

Die rote Linie durch all diese Punkte ist nicht, dass Offshore-Wind oder grüner Wasserstoff „falsch“ wären. Das Problem ist, **wie** wir sie bisher angelegt haben:

- Fokus auf Erzeugungskapazität statt auf Systemeffizienz.
- Auktionen als Fiskalinstrument statt als Werkzeug für stabile, kalkulierbare Investitionen.
- Modellrechnungen, die ideale Welten abbilden, während Projekte in der Realität an Auktionsgebühren, Netzen, Wake-Effekten und Lieferketten scheitern.

Die Milliardenverluste der letzten Jahre sind kein Grund, die Energiewende in Frage zu stellen. Sie sind ein deutlicher Hinweis, dass wir vom „MW-Fetisch“ und dem reinen Blick auf Gestehungskosten wegkommen müssen – hin zu einem ehrlichen Verständnis der gesamten Wertschöpfungskette und ihrer Risiken.

Wie geht es weiter? (Ausblick auf Artikel 2)

Im zweiten Teil möchte ich genau darüber sprechen, wie ein robusteres Systemdesign aussehen kann:

- Wie Auktionen und CfDs so gestaltet werden können, dass sie Systemdienlichkeit, Speicher und Flexibilität belohnen – statt sie zu bestrafen.
- Welche Rolle integrierte Offshore-Knoten und Energieinseln spielen können, die Wind, Speicher und H₂-Produktion verbinden.
- Warum wir neben Batterien bewusst auch auf mechanische Speicher- und H₂-Konzepte setzen sollten – zum Beispiel auf mechanische Floating-Offshore-Speicher (MFO) – um Systemkosten zu senken und Abhängigkeiten zu reduzieren.

Es geht nicht darum zu sagen, „alles war falsch“, sondern darum, die teuer bezahlten Erfahrungen ernst zu nehmen – und die zweite Offshore- und H₂-Welle stabiler, ehrlicher und unabhängiger aufzusetzen als die erste.

MFO Energy Systems UG



· info@mfoes.de · +49 173 9074234

· www.mfoes.com