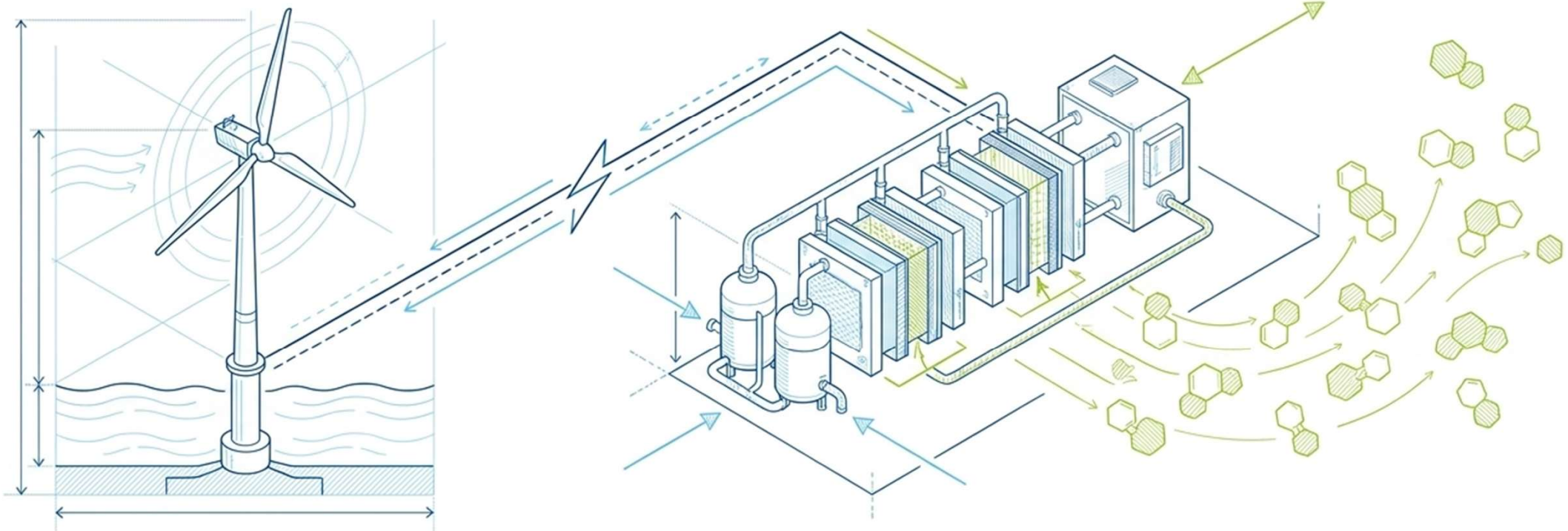


Grüner Wasserstoff & Strommärkte 2030

Vergleich der 1GW-Elektrolyse in der NTSZ
vs. Österreich und Dänemark



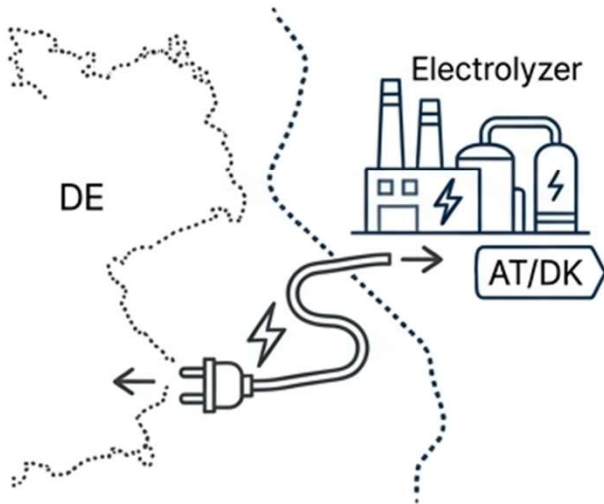
IHK Schleswig-Holstein
Flensburg · Kiel · Lübeck



Management Summary: Das Wertschöpfungs-Dilemma

Ausländischer Elektrolyse-Ausbau treibt deutsche Preise –
die NTSZ sichert lokale Wertschöpfung

Status Quo (Ausland)



Ausbau in AT/DK erhöht deutsche Strompreise und entzieht dem Markt günstigen Überschussstrom.
Keine Wertschöpfung in DE.

Der Hebel (RED III)



Zonen mit >90% Erneuerbaren Energien (EE) sind von stündlichen PPA-Pflichten befreit. Dies entscheidet über die Wirtschaftlichkeit.

Die Lösung (NTSZ)



Die NordicTwinSeaZone erfüllt das 90%-Kriterium, stabilisiert Preise und schafft massive **industrielle Wertschöpfung** im Norden.

Das NTSZ Konzept

Die geografische und konzeptionelle Vision



The Paradigm Shift

Status Quo: Erneuerbarer Strom als volatiles Endprodukt.

- Netzengpässe
- Abregelung
- Preisspitzen

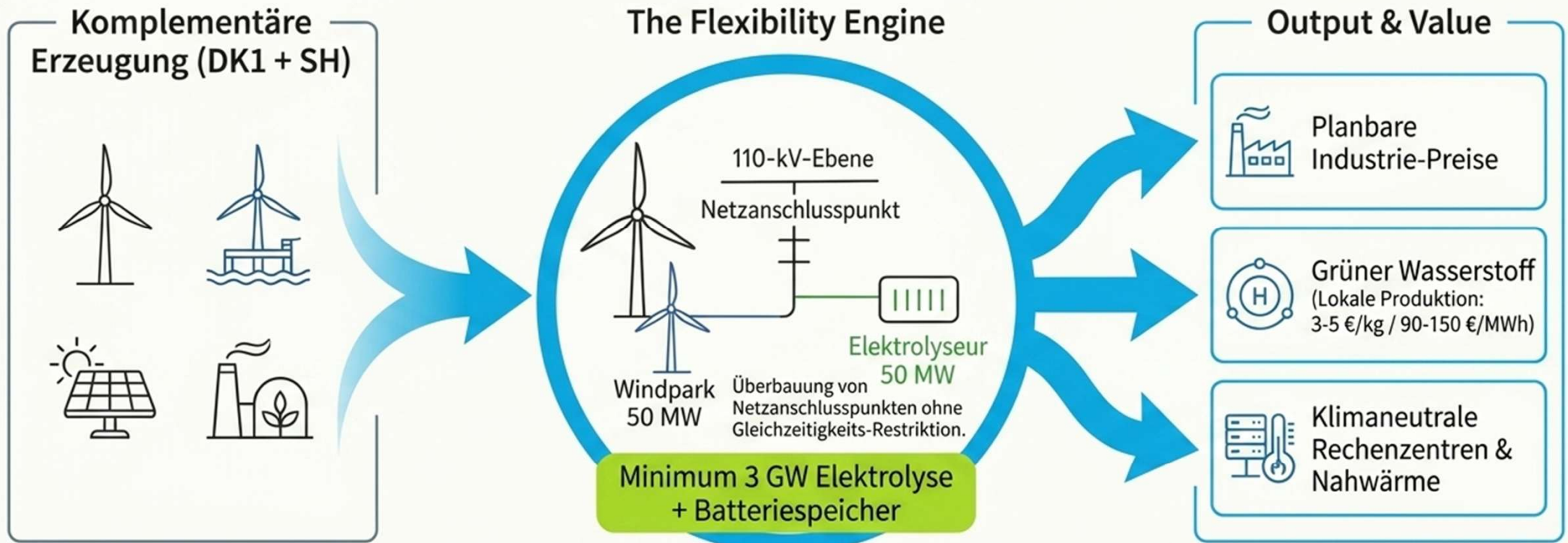
NTSZ Vision: Erneuerbarer Strom als Ausgangspunkt.

- Integrierte Wasserstoff-Wirtschaft
- Power-to-X & Wärme
- Stabile Industriepreise

Zielbild: Dauerhafte physische Erfüllung des RED-III-90%-Kriteriums für erneuerbare Erzeugung.

Die System-Mechanik

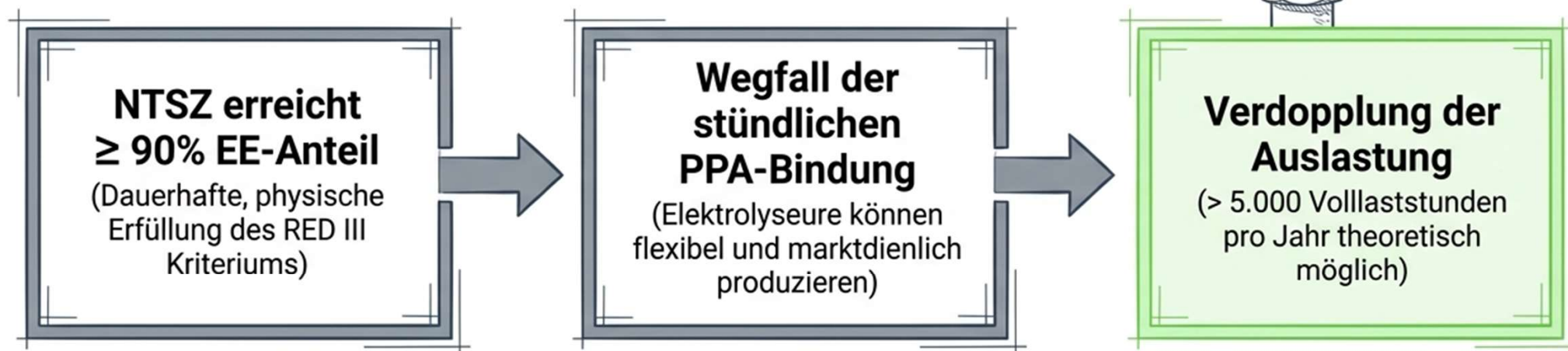
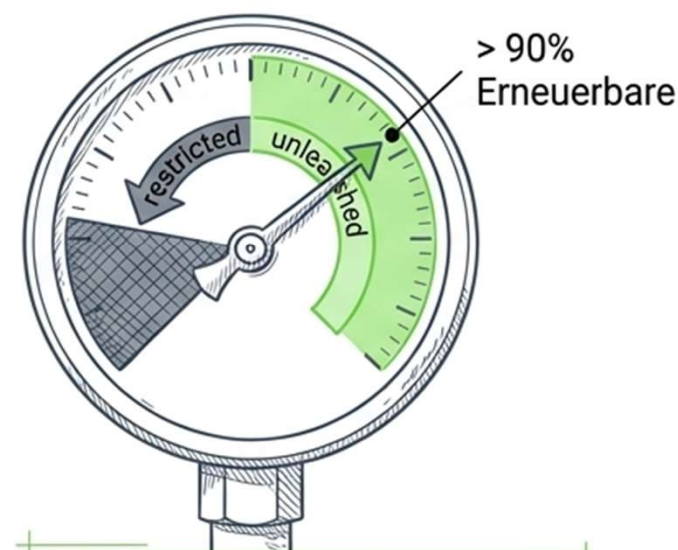
Von volatilen Elektronen zu grundlastfähigen Molekülen



Die NTSZ ersetzt Redispatch durch Marktmechanik und direkte Wertschöpfung.

Der RED III-Hebel: Regulatorische Fesseln lösen

Warum die NTSZ wirtschaftlich überlegen ist.



Heimischer Wasserstoff wird durch hohe Auslastung wettbewerbsfähig, ohne auf teure Auslandssubventionen angewiesen zu sein.

Der Status Quo: Die 1,3-Mrd.-Euro-Entscheidung

Wie europäische Regulierung (RED III) Investitionen ins Ausland zieht.



Dänemark /
Österreich

>90 % Erneuerbare

- Das 90%-Kriterium im Strommix ist erreicht.
- Elektrolyseure können flexibel bei günstigen Preisen Netzstrom nutzen (RFNBO-konform).
- Gestehungskosten (LCOH): ca. 4,1 - 4,4 €/kg.



Deutschland

<90 % Erneuerbare

- Strenge PPA-Bindung (zeitliche/örtliche Korrelation).
- Keine Flexibilisierung am Strommarkt möglich.
- Gestehungskosten (LCOH): ca. 6,5 - 7,5 €/kg.

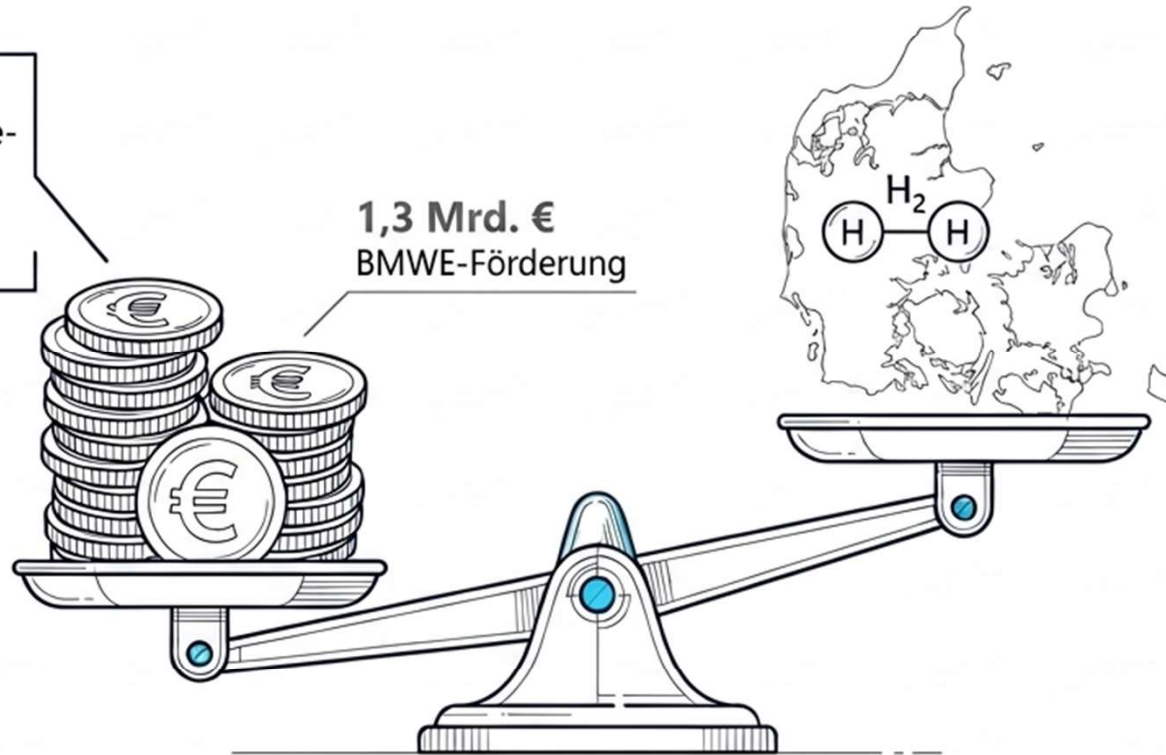
Das BMWF fördert diese ausländische Flexibilität nun mit 1,3 Milliarden Euro – mit massiven Folgen für den deutschen Strommarkt.

Der aktuelle Weg: Ein teures Paradoxon

Milliarden-Subventionen fließen ins Ausland, während heimische Potenziale ungenutzt bleiben.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) fördert ein 1-GW-Elektrolyse-Projekt sowie Pipelinenetze in Dänemark mit 1,3 Milliarden Euro an Steuergeldern.

1,3 Mrd. €
BMWE-Förderung



Die zentrale Frage: Hilft diese ausländische Elektrolyse dem deutschen Strommarkt – oder schadet sie ihm?

Der Auslöser: Das 90%-Kriterium der RED III

Regulatorische Vorgaben bestimmen die Wasserstoff-Produktionskosten

Österreich & Dänemark (>90% EE)

- Keine stündliche PPA-Pflicht.
- Flexibler Stromeinkauf bei Überschuss.
- **H₂-Gestehungskosten: 4,0 - 4,5 €/kg**

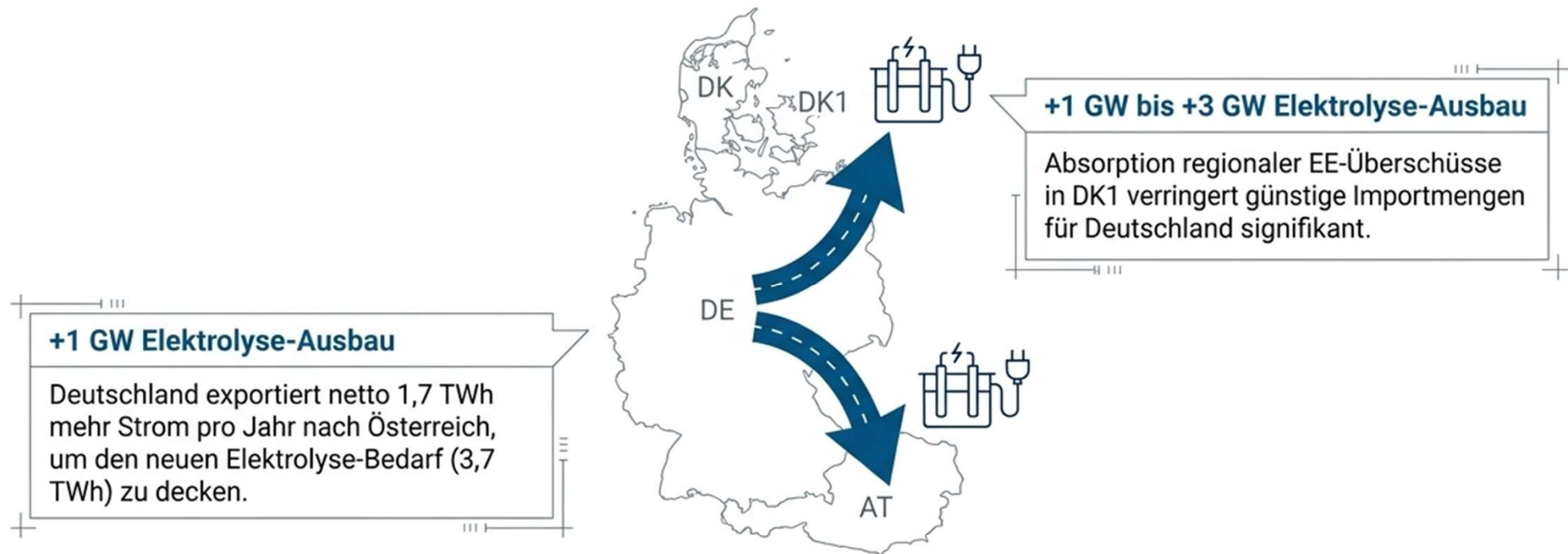


Deutschland (<90% EE)

- Strenge stündliche PPA-Zuordnung (Matching).
- Keine flexible Marktkopplung.
- **H₂-Gestehungskosten: 6,5 - 7,5 €/kg**

Szenario Ausland: Elektrolyse in Österreich & Dänemark

Die Sogwirkung auf günstigen deutschen Überschussstrom



Kern-Erkenntnis: Flexible Nachfrage im Ausland nimmt genau den Strom auf, der andernfalls preisdämpfend in Deutschland wirken würde.

Die dreifache Belastung der Auslandsstrategie

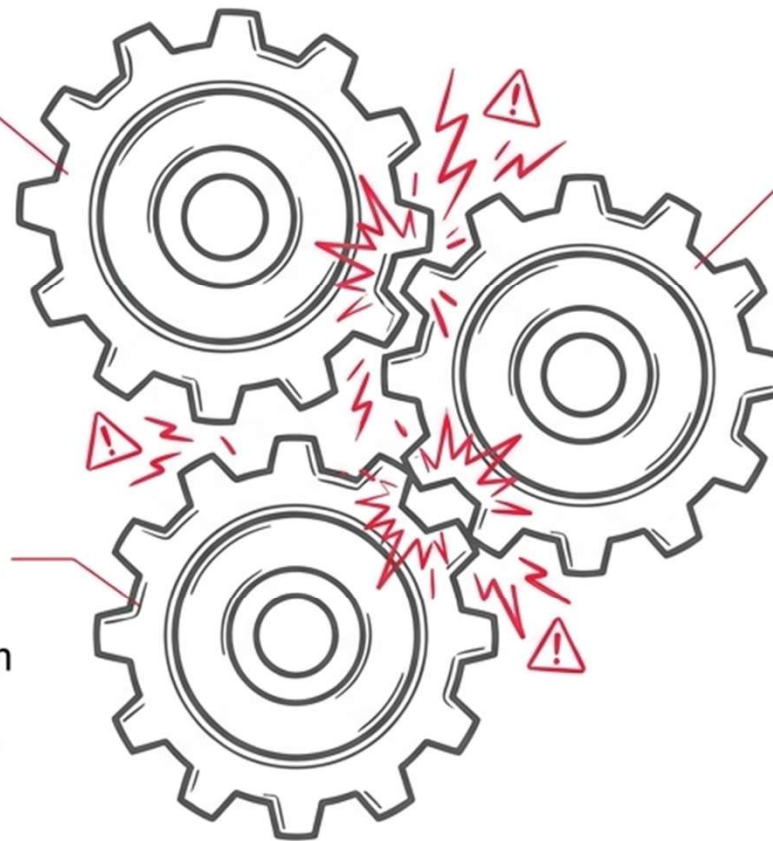
Zusammenfassung der Nachteile bei Subventionierung von Wasserstoff im Ausland.

1. Preissteigerung

Höhere Durchschnittspreise (+1,7 €/MWh) für deutsche Industrie und Verbraucher durch den Entzug günstiger Überschussmengen.

3. Netzengpässe & Redispatch

Fehlende inländische Flexibilität bedeutet, dass Windstrom im Norden (Schleswig-Holstein) weiterhin abgeregelt werden muss (Kosten für DE-Verbraucher).



2. Wertschöpfungsverlust

Die lukrative Wasserstoff- und PtX-Produktion siedelt sich im Ausland an; Deutschland bleibt reiner Importeur.

4 Einordnung der Ergebnisse zur ersten Studie

Effekte der Installation zusätzlicher Elektrolyse in Österreich und Dänemark

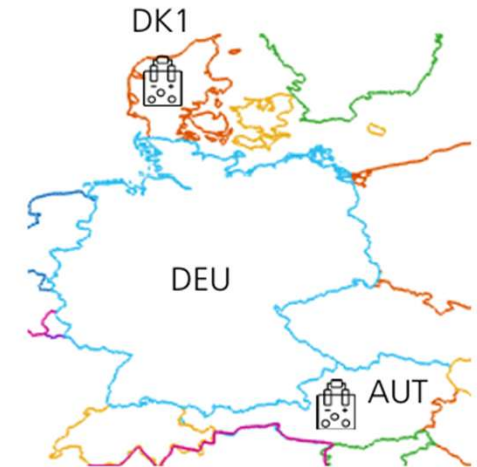
NTSZ: Preiszonenteilung und zusätzliche Elektrolyse

- Zonenteilung erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU (hier DE2) um **1,5 EUR/MWh**.
- +1 GW Elektrolyse in NTSZ erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU (hier DE2) zusätzlich um **0,2 EUR/MWh** (in Summe um 1,8 EUR/MWh).
- + 3 GW Elektrolyse in NTSZ erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU (hier DE2) zusätzlich um **1,2 EUR/MWh** (in Summe um 2,7 EUR/MWh).



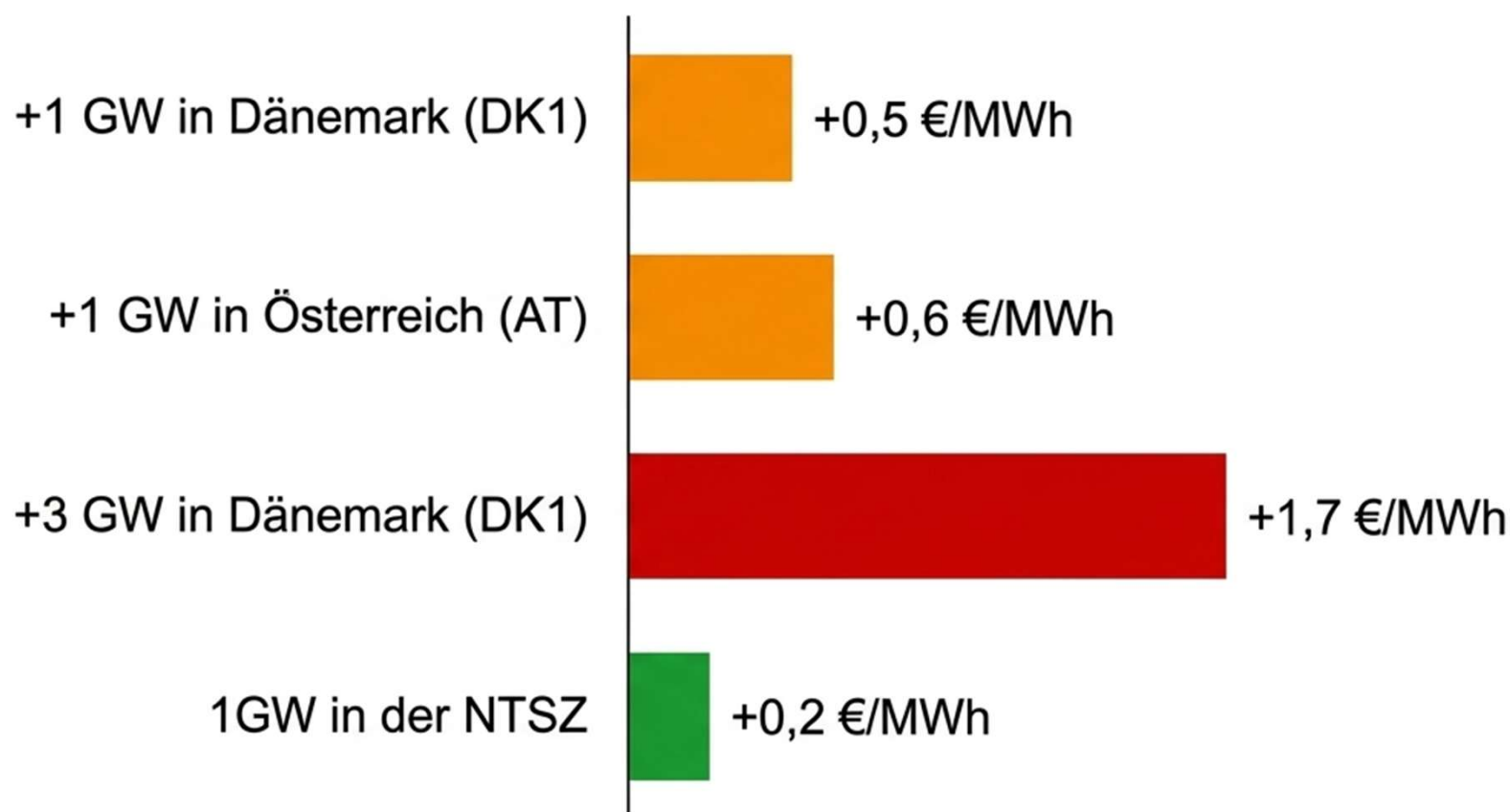
Einheitszone und zusätzlicher Elektrolyse in AUT & DK1

- +1 GW Elektrolyse in AUT erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU um **0,6 EUR/MWh**.
- +1 GW Elektrolyse in DKW erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU um **0,5 EUR/MWh**.
- +3 GW Elektrolyse in DKW erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU um **1,7 EUR/MWh**.



Die Preisauswirkungen auf Deutschland

Ausländische Wasserstoffproduktion treibt den deutschen Strompreis



Der Preiseffekt entsteht vor allem in Stunden mit Stromüberschüssen.

Niedrige und negative Preise in Deutschland werden seltener.

In Knappheitsstunden gibt es kaum Entlastung.

4 Zusammenfassung

Effekte der Installation zusätzlicher Elektrolyse in Österreich und Dänemark

Zentrale Ergebnisse

-
- Eine Erhöhung der Elektrolyseleistung im Ausland führt in Deutschland zu höheren Strompreisen.
- Der Stromhandel zwischen Deutschland und den Nachbarländern ändert sich durch zusätzliche flexible Nachfrage, die auf den Preis reagiert.
- Die Wasserstoffproduktion in Strompreiszonen, die das 90% Kriterium erfüllen, kann zu deutlich niedrigen Wasserstoffgestehungskosten führen.
- Diese Flexibilität und die daraus resultierende Preiskonvergenz über die Marktkopplung ist der Untersuchungsgegenstand.

Politische Einordnung

- ...
- RFNBO als zentrale Größe für Wasserstoffherzeugung
- Zusätzliche Elektrolyse in Dänemark erhöht die Strompreise in DEU (Gerade öffentliche Förderung der Elektrolyse in DK durch DEU)
- Erfüllung des 90% Kriteriums* ist in allen Fällen gegeben, da der Bruttoenergieverbrauch an EE-Strom größer ist als die Bruttostromerzeugung aller Energiequellen zusammen abzüglich des Nettostrom-Exportes

[*Delegated regulation - 2023/1184 - EN - EUR-Lex](#)

Die Vergleichs-Matrix: Strategische Handlungsoptionen

Nur die NTSZ vereint Systemdienlichkeit mit inländischer Wertschöpfung

	1 GW Österreich	1 GW Dänemark (DK1)	3 GW NTSZ (Inland/Nord)
Einfluss auf deutsche Strompreise	 treibt Preise	 treibt Preise	 dämpft Spitzen, stabilisiert
Lokale Wertschöpfung in DE	 Keine	 Keine	 Massiv: H2, P2X, RZ
H2-Produktionskosten	 4-4,5 €	 4-4,5 €	 3-5 € durch >90% EE
Reduktion Abregelung & Redispatch (DE)	 Kein Effekt	 Geringer Effekt	 -75% Abregelung, -1 TWh Redispatch

Fazit: Investitionen im Ausland lösen deutsche Infrastrukturprobleme nicht. Die NTSZ verlagert die Vorteile in die heimische Wirtschaft.

Das Defizit: Fehlende Wertschöpfung in Deutschland

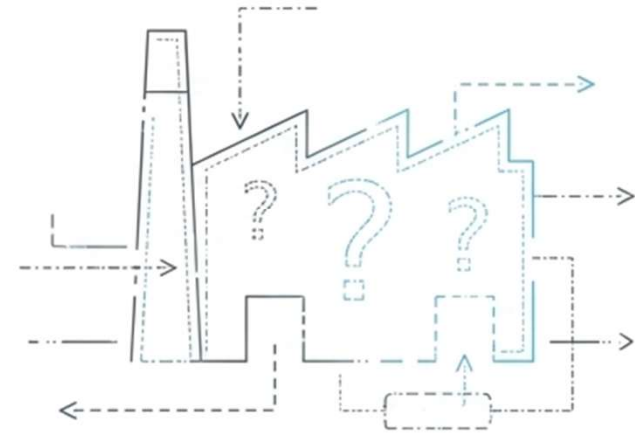
Warum der reine Stromexport ein volkswirtschaftliches Verlustgeschäft ist

Was Deutschland zahlt



- Höhere durchschnittliche Großhandelsstrompreise.
- Verlust von günstigen Importmengen aus Dänemark.
- Anstieg der Stromexporte zur Subventionierung ausländischer H2-Werke.

Was Deutschland verpasst



- Keine Ansiedlung von Power-to-X (P2X) Industrie.
- Keine neuen Arbeitsplätze in Zukunftsbranchen.
- Keine Reduktion der massiven inländischen Redispatch-Kosten.
- Weiterhin hohe Abregelung (Verschwendung) von norddeutschem Windstrom.



Das Paradoxon

Deutschland subventioniert Elektrolyse im Ausland (z.B. 1,3 Mrd. € für Dänemark). Die Folge: Deutscher Überschussstrom fließt ab, unsere Strompreise steigen und wir importieren den Wasserstoff teuer zurück.



Die Ursache

Die EU-Richtlinie RED-III bevorteilt Zonen mit >90% Erneuerbaren Energien (z.B. Dänemark-West). Die deutsche Einheitszone verfehlt diesen Wert, was den Wasserstoff künstlich verteuert.



Die Lösung

Die NordicTwinSeaZone (NTSZ). Eine grenzüberschreitende Preiszone erfüllt sofort das 90%-Kriterium, senkt die Produktionskosten auf 3–5 €/kg und hält die industrielle Wertschöpfung im Land.

Fazit & Handlungsempfehlung

Den Export der Energiewende stoppen.

1. Umdenken

Die Förderung ausländischer Wasserstoffprojekte geht nachweislich zu Lasten des deutschen Strommarktes und der deutschen Verbraucher.

2. Integrieren

Erneuerbarer Strom darf nicht länger nur als Endprodukt, sondern muss als Ausgangspunkt inländischer Wertschöpfungsketten (H₂, PtX) betrachtet werden.

3. Umsetzen

Die NordicTwinSeaZone (NTSZ) muss als europäische Modellregion ab 2030 politisch forciert werden, um Industrie, Resilienz und wettbewerbsfähige Preise im Inland zu sichern.

Die NordicTwinSeaZone ist kein rein regulatorisches Projekt, sondern ein marktbasiertes industriepolitisches Zielbild. Sie stoppt den Export von Wert schöpfung, transformiert abgeregelten Strom in wettbewerbsfähigen Wasserstoff und macht den Norden zum Green Energy Hub Europas.

Fraunhofer IEE Simulations-Berechnungen bestätigen: Das 3-GW-Elektrolyse-Szenario in der NTSZ ist der systemische und wirtschaftliche Optimumspfad für Deutschland.