

Kostenoptimierte dezentrale Wasserstoffproduktion und öffentliche Stromerzeugung an einem gemeinsam genutzten Netzanschlusspunkt

Zusammenfassung

Es wird gezeigt, dass im Netzverknüpfungspunkt von Wind- und PV-Anlagen sowohl eine lokale Wasserstoff-Elektrolyse als auch eine Stromeinspeisung in das öffentliche Netz vorgenommen werden können. Mit ausreichend hoher Begrenzung der Elektrolyse- bzw. Netzkapazität („Überbauung“) können sowohl die Elektrolyse als auch die Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz mit hoher Auslastung betrieben werden. Das drückt sowohl die Kosten der Wasserstoffherzeugung als auch die Kosten für das Stromnetz. Der Wasserstoff-Elektrolyse steht eine Stromnutzung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes für z.B. industrielle Zwecke gleich.

Entgegen häufig geäußerter Vorschläge, „Überschussstrom“ für die Wasserstoff-Elektrolyse zu nutzen, statt ihn abzuregeln, führt dies zu einer Maximierung der Kosten der Wasserstoffproduktion aus dem einfachen Grund, dass die dann sehr geringe Auslastung der Elektrolyse zu sehr hohen Kapitalkosten führt, die dann die Wasserstoffkosten determinieren. „Überschussstrom“ wird hier definiert als solcher, für den der Börsenpreis negativ bis Null ist. Wenn man hingegen die Auslastung der Elektrolyse maximiert und diese auch bei hohen Börsenstrompreisen durchführt, führt dies auch zu relativ hohen Wasserstoffkosten. Das Kostenoptimum liegt bei rund 80 bis 100 % des jährlichen Strom-Durchschnittspreises.

Eine lokale Wasserstoffherzeugung „kannibalisiert“ dabei nicht die Auslastung des Stromnetzes für den Teil der EE-Erzeugung, der nicht für die Elektrolyse verwendet wird. Eine vergleichsweise kostengünstige lokale Wasserstoffherzeugung findet also nicht auf Kosten eines dadurch unwirtschaftlicher werdenden Netzbetriebs statt. Damit ist auch in küstenfernen Gebieten und ohne kurzfristig verfügbaren Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz eine attraktive Möglichkeit für lokale Wasserstoffherzeugung gegeben.

Wie auch im Fall der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Quellen in einem Netzverknüpfungspunkt bei hoher Überbauung ohne Wasserstoffelektrolyse fallen auch bei einer lokalen Elektrolyse Abregelungsverluste an, die umso höher sind, je höher die Überbauung gewählt wird und je höher folglich die Auslastung der Elektrolyse bzw. die Netzauslastung sind. Diese müssen im Gesamtsystem finanziert werden. Die Kosten der Abregelung müssen geringer sein als z.B. die vermiedenen Kosten des Netzausbaus aufgrund einer besseren Netzauslastung. Auf die Möglichkeit, einen Teil der sonst abzuregelnden Erzeugungsmengen in Batteriespeichern aufzunehmen, sei hier ausdrücklich hingewiesen, dies ist aber nicht Gegenstand der hier vorgestellten Analyse.

Die Wasserstoffmengen, die mit dem hier vorgestellten Vorgehen kostengünstig im Binnenland erzeugt werden können, müssen in den Kontext des künftigen Bedarfs eingeordnet werden. In einem Erzeugungssystem mit beispielsweise 7,2 MW Wind und 3,6 MW PV an einem Netzverknüpfungspunkt können wirtschaftlich sinnvoll rund 100 bis 200 t Wasserstoff pro Jahr erzeugt werden (entsprechend mehr bei größeren Wind-/PV-Parks). Das ist vielfach für lokale industrielle Zwecke attraktiv, aber völlig unzureichend für den Kraftwerkseinsatz, um Dunkelflauten zu überbrücken. Dafür ist das geplante Wasserstoffnetz unabdingbar.

Dies ist der zweite Teil einer Systemanalyse, die mit Erzeugungsdaten an einem Windpark in Creglingen (Baden-Württemberg) und einer PV-Freiflächenanlage in Arenborn (Hessen) durchgeführt wurde. Im ersten Teil wurde beschrieben, dass eine starke Leistungsbegrenzung der Einspeisung von Strom aus Solar- und Windkraftwerken zu einer deutlich verbesserten Auslastung der Netzinfrastruktur führt. Dabei ist die Einspeisung von Strom sowohl aus Windkraftwerken als auch aus (vergleichbar großen) PV-Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt mit entsprechend hoher Leistungsbegrenzung des Netzes (und Abregelung der aufgrund des gewollten Netzengpasses nicht übertragenen Stromerzeugung) sinnvoll, um eine möglichst hohe Auslastung des Einspeisenetzes zu erreichen und damit Netzkosten zu senken. Der zweite Vorteil eines solchen Vorgehens ist es, die stark wachsende Zahl von Jahresstunden mit negativen Börsenstrompreisen zu senken, weil damit die Überproduktion von Strom zu Spitzenerzeugungszeiten wirksam begrenzt werden kann. Auf der anderen Seite stehen Abregelungsverluste, die in einem Gesamtsystem zu tragen sind. Die Optimierungsaufgabe besteht darin, das Kostenoptimum zwischen vermeidbarem Netzausbau durch bessere Auslastung der Netzbetriebsmittel und den Kosten der Abregelungsverluste zu finden. Die Verringerung der Markt-Dysfunktionalität durch Verringerung der Stunden mit negativen Börsenpreisen wäre dann ein willkommener Zusatznutzen.

Auch in einem kostenoptimierten System aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen und dem Stromnetz gibt es einen bleibenden Bedarf, Erzeugungslücken in Zeiten, in denen weder Wind weht noch die Sonne scheint, mit steuerbaren Erzeugungsanlagen zu decken. Ein Teil der Lösung werden mit Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke sein. Des Weiteren gibt es in der Industrie einen Bedarf, Wasserstoff zu nutzen, um die Dekarbonisierung auch für die Produktionsprozesse zu erreichen, die nicht elektrifiziert werden können. Der Wasserstoff muss hierfür entweder fernab des Kraftwerks oder der Industrieanlage erzeugt und über eine Wasserstoffpipeline transportiert werden (grüner, blauer, in Europa teilweise auch roter Wasserstoff), oder er wird ortsnah mittels Elektrolyse erzeugt – zum Beispiel am Netzverknüpfungspunkt aus dem Strom, der dort aus Wind- und Sonnenkraftwerken ankommt und nicht ins öffentliche Netz eingespeist werden soll oder kann. Das soll in diesem Beitrag unter dem Gesichtspunkt der Kostenoptimierung behandelt werden. Die wichtige Rolle von Energiespeichern oder von Laststeuerung sowie der Beitrag von Wasserkraft oder Biomasse zu einem klimaneutralen Energiesystem soll damit nicht geschmälert werden. Der Bedarf an Wasserstoff in einer klimaneutralen Welt ist jedoch unabweisbar, und deswegen ist es sinnvoll, die Frage nach der Minimierung von Systemkosten zu stellen.

Interessant an einer Betrachtung der Wasserstoffelektrolyse an einem Netzverknüpfungspunkt ist, dass keinerlei Netzentgelte für den Stromtransport über das öffentliche Netz anfallen, sofern die Elektrolyse ausschließlich mit dem lokal erzeugten Strom aus dem Netzverknüpfungspunkt durchgeführt wird (ein Sonderfall, der hier nicht weiter behandelt werden soll, wäre der Stromtransport vom Netzverknüpfungspunkt zum geeigneten Standort einer Elektrolyseanlage über eine dezidierte Stromleitung, deren Kosten dann vollständig aus dem Wasserstoffherstellungssystem zu tragen wären). Ebenso wenig fallen Kosten für den Ferntransport von Wasserstoff an, noch muss man warten, bis die örtliche Anlage an eine Wasserstoffpipeline angeschlossen ist.

Wichtige Fragestellungen hier sind:

- Ist es sinnvoll, Wasserstoff nur mit „Überschussstrom“ (also bei sehr geringen oder gar negativen Börsenstrompreisen) zu erzeugen, oder sinkt die Produktionszeit dann so stark ab, dass die Investitionskosten der Elektrolyseanlage nicht erwirtschaftet werden können? Gibt es ein Kostenoptimum für den Einsatz von EE-Strom zu Marktbedingungen?
- Wie entwickeln sich die Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse und der Netznutzung bei unterschiedlichen Überbauungsgraden und Schwellenwerten des Börsenstrompreises für den Einsatz der Elektrolyse? Wie entwickeln sich die Kosten der Wasserstoffproduktion (betrachtet werden

sollen hier Investitionskosten (CAPEX) für Elektrolyse sowie Börsenstrompreis oder CAPEX für EE-Erzeugung)?

- Kannibalisiert eine kostengünstige lokale Elektrolyse die Bedingungen für eine kostengünstige öffentliche Stromerzeugung für diejenigen Erzeugungsmengen, die ins Netz eingespeist werden sollen, und wie sehen hier die Stellschrauben aus?

Methodik

Die Erzeugungsdaten stammen aus einem Windpark in Creglingen und einer PV-Freiflächenanlage in Arenborn mit Einspeisedaten über mehrere Jahre (2016 bis 2023)

Der Windpark in Creglingen (Main-Tauber-Kreis in Baden-Württemberg) besteht aus Anlagen mit jeweils 2,5 MW Leistung (120 m Rotordurchmesser, 139 m Turmhöhe) und wurde im Oktober 2015 in Betrieb genommen. Die Stromerzeugung wurde im 10 min – Zeitabstand am Trafo gemessen. Für 7 Anlagen liegt die Betriebsführung bei der KWA Contracting AG, Stuttgart, die auch die Daten bereitgestellt hat.

Die PV-Freiflächenanlage Arenborn im Landkreis Kassel (Hessen) weist eine installierte Leistung von 3.567 kW_p, auf, sie ist 30° geneigt und exakt nach Süden ausgerichtet. Sie wurde 2010 in Betrieb genommen. Auch hier liegt die Betriebsführung bei der KWA Contracting AG, Stuttgart, die die Erzeugungsdaten bereitgestellt hat. Hier lag die Netzeinspeisung im 15 min – Zeitabstand vor, die ich dann auf 10-min – Werte umgerechnet habe (mit einem gewissen Verlust an Erzeugungsdynamik), um sie mit den Winderzeugungsdaten im 10-min – Zeitabstand zu kombinieren .

Zu jedem Zeitfenster der Erzeugung wurden auch die zugehörigen Börsenstrompreise im stündlichen Day-Ahead – Handel herangezogen. Im Rechenmodell sind die Erzeugungsanlagen (Wind und PV) frei skalierbar, um unterschiedliche Größenverhältnisse zwischen den Anlagen betrachten zu können. Gleiches gilt auch für den skalierbaren Netzanschluss sowie die skalierbare Elektrolyseanlage.

Dennoch ist es real so, dass insbesondere Windkraft- und Elektrolyseanlagen nicht in beliebigen Größen industriell verfügbar sind. Moderne große Windkraftanlagen weisen eine installierte Leistung von z.B. 7,2 MW auf. Eine der modernen industriellen Elektrolyseanlagen mit PEM-Technologie (Protonenaustauschermembran) , die schnell regelbar und damit für fluktuierende Erzeugung aus Wind und Sonne sehr geeignet ist, hat eine Systemleistung von 17,5 MW. Daher werden hier diese Leistungsgrößen herangezogen und untersucht, wie viele Windräder zu je 7,2 MW an eine Elektrolyseanlagen von 17,5 MW „passen“ (berücksichtigt werden muss gleichwohl, dass die Erzeugungsdaten der Windkraftanlagen für 2,5 MW-Anlagen von 2015 vorliegen und heutige, größere Anlagen eine günstigere Erzeugungsstruktur haben). PV-Einspeiseleistung und Netzleistung werden hingegen grundsätzlich frei skalierbar behandelt. Aus Praktikabilitätsgründen wurde die Größe der PV-Anlage zu entweder 100 % oder 50 % der Windleistung bestimmt. Der Netzanschluss wurde für diese Untersuchung auf 100 % oder 200 % der Elektrolyseleistung begrenzt.

Im Rechenmodell wird die Stromerzeugung primär für die Elektrolyse verwendet, bis die Leistungsgrenze erreicht ist und sofern der jeweilige Börsenstrompreis im betrachteten Zeitfenster einen frei skalierbaren Wert unterschreitet (im folgenden „Schwellenwert“). Bei Überschreitung der Leistungsgrenze oder des Schwellenwerts wird die (verbleibende) Erzeugung in das öffentliche Netz eingespeist. Erst wenn auch die Netzkapazität erschöpft ist, wird die restliche Stromerzeugung im Rechenmodell abgeregelt. Da im Laufe der Jahre 2016 bis 2023 erhebliche Schwankungen des Börsenstrompreises zu beobachten waren , macht es keinen Sinn, mit fixen Schwellenwerten des Börsenstrompreises zu rechnen. Stattdessen wurde als Skalierungsmaßstab der frei wählbare Anteil des aktuellen stündlichen Börsenstrompreises am

Jahresdurchschnittswert herangezogen, damit werden auch die Verhältnisse in den verschiedenen Jahren vergleichbar. Ein eingestellter Grenzwert von „Null Prozent“ bedeutet, dass Elektrolyse nur bei Börsenstrompreisen von kleiner oder gleich Null stattfindet. Bei einem eingestellten Grenzwert von „100 Prozent“ findet Elektrolyse immer dann statt, wenn der aktuelle Börsenstrompreis kleiner oder gleich dem Jahresdurchschnitt des stündlichen Börsenstrompreises ist.

Kann man mit Überschussstrom kostengünstig Wasserstoff erzeugen?

Zur Beantwortung dieser Frage wird beispielhaft ein Windpark mit 7 Windkraftanlagen der 7,2 MW – Klasse (Windleistung 50,4 MW) sowie eine halb so große PV-Anlage (25,2 MW) an einer Elektrolyse mit 17,5 MW betrachtet. Die Berechnung der Elektrolyse erfolgte mit unterschiedlichen Schwellenwerten am jährlichen Durchschnitt des Börsenstrompreises von 0 % bis 140 %. Für die Kosten der Wasserstoffherstellung wurde hier mit Investitionskosten 770 Euro/kW installierter Elektrolyseleistung gerechnet – die Agora-Systemstudie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ ging für das Jahr 2025 von Kosten von 800 Euro/kW für die Elektrolyse aus. Hinzugerechnet wurden fixe Betriebskosten in Höhe von 4 % der Investitionskosten pro Jahr. Weiterhin wurde der Börsenstrompreis bis zum jeweiligen Schwellenwert berücksichtigt.

Für die dargestellten Wasserstoffkosten muss berücksichtigt werden, dass hier nur die wesentlichen Treiber, nämlich Kapitalkosten (CAPEX sowie fixe OPEX) für die Elektrolyse sowie der Börsenwert des genutzten Stroms berücksichtigt werden, nicht jedoch variable Betriebskosten, Wagniszuschläge oder kalkulatorische Gewinne, ganz zu schweigen von einem Preis, wie es sich am Markt einstellen könnte. Andere wesentliche Parameter sind die angenommene Lebensdauer der Elektrolyseanlage von 25 Jahren sowie ein Wirkungsgrad der Elektrolyse von knapp 70 %, was zu einem Strombedarf von 50 kWh/kg Wasserstoff führt.

Es zeigt sich: Nur „Überschussstrom“ zu verwenden, führt zu den höchsten spezifischen Wasserstoffkosten. Zu gering sind die Einsatzzeiten, in denen die Kapitalkosten der Elektrolyse wieder erwirtschaftet werden, als das der Vorteil eines sogar im Durchschnitt negativen Börsenstrompreises die hohen Kapitalkosten wettmachen könnte. Bei sehr hohen Schwellenwerten für den Börsenstrompreis schlägt hingegen der teurere Strom durch und treibt die Wasserstoffkosten nach oben. Im Bereich einer Schwelle von 80 % des Durchschnittswerts des stündlichen Börsenstrompreises liegt das Kostenoptimum für die lokale Wasserstoffproduktion – mit 3,28 Euro pro kg Wasserstoff unter den dargestellten Bedingungen durchaus attraktiv. Das Kostenoptimum ist sehr flach, d.h. die Wasserstoffkosten ändern sich nicht dramatisch, wenn man einen Bereich zwischen 60 % und 100 % des Jahresdurchschnitts-Börsenstrompreises als Schwelle nutzt, um unterschiedliche Bedarfe für Wasserstoffnachfrage oder Netzbetrieb zu adressieren.

Man könnte einwenden, dass in den früheren Jahren, die für die oben präsentierte Berechnung herangezogen wurden, nur wenige Jahresstunden negative Börsenstrompreise gezeigt haben und dass die Situation jetzt ganz anders ist. Tatsächlich gab es im Durchschnitt der Jahre 2016 bis 2022 lediglich 160 Jahresstunden mit Börsenstrompreisen kleiner oder gleich Null. Aber selbst im Jahr 2023, einem Jahr mit besonders viel „Überschussstrom“ gab es auch nur 325 „Überschussstunden“.

Das hat natürlich einen Einfluss auf das Ergebnis, der hier ebenfalls gezeigt werden soll. Nur das Jahr 2023 betrachtet, sind die spezifischen Wasserstoffkosten sowohl bei „Überschussstrom“ als auch im Kostenoptimum erwartbar nochmals geringer. Der grundsätzliche Zusammenhang zwischen spezifischen Kosten und Anteil des berücksichtigten Jahresdurchschnitts-Börsenstrompreises ändert sich jedoch nicht, nach wie vor liegt das Kostenoptimum bei rund 80 % des durchschnittlichen jährlichen Börsenstrompreises und ist sehr flach. Wenn auch bei höheren Schwellenwerten als 100 % Elektrolyse stattfinden soll,

liegen die Kosten im Jahr 2023 über denen im Durchschnitt der Jahre 2016 bis 2023, weil die Börsenstrompreise in diesem Jahr höher lagen als im betrachteten zeitlichen Durchschnitt.

Zu berücksichtigen ist auch, dass ein Energiesystem, das die Zahl der negativen Börsenstrompreise nicht begrenzt, volkswirtschaftlich fragwürdig ist. Bei einer wachsenden Zahl von Stunden mit negativen Börsenstrompreisen beruhen geringe Wasserstoffkosten auf „Trittbrettfahren“ – die Einspeiser von Strom erhalten eine negative Vergütung und zahlen die negativen Börsenstrompreise. Das kann kein zukunftsfähiges Modell sein. –es „lebt“ davon, dass es nicht gelingt, das Marktdesign und die Regulatorik so anzupassen, negative Börsenstrompreise zu verhindern.

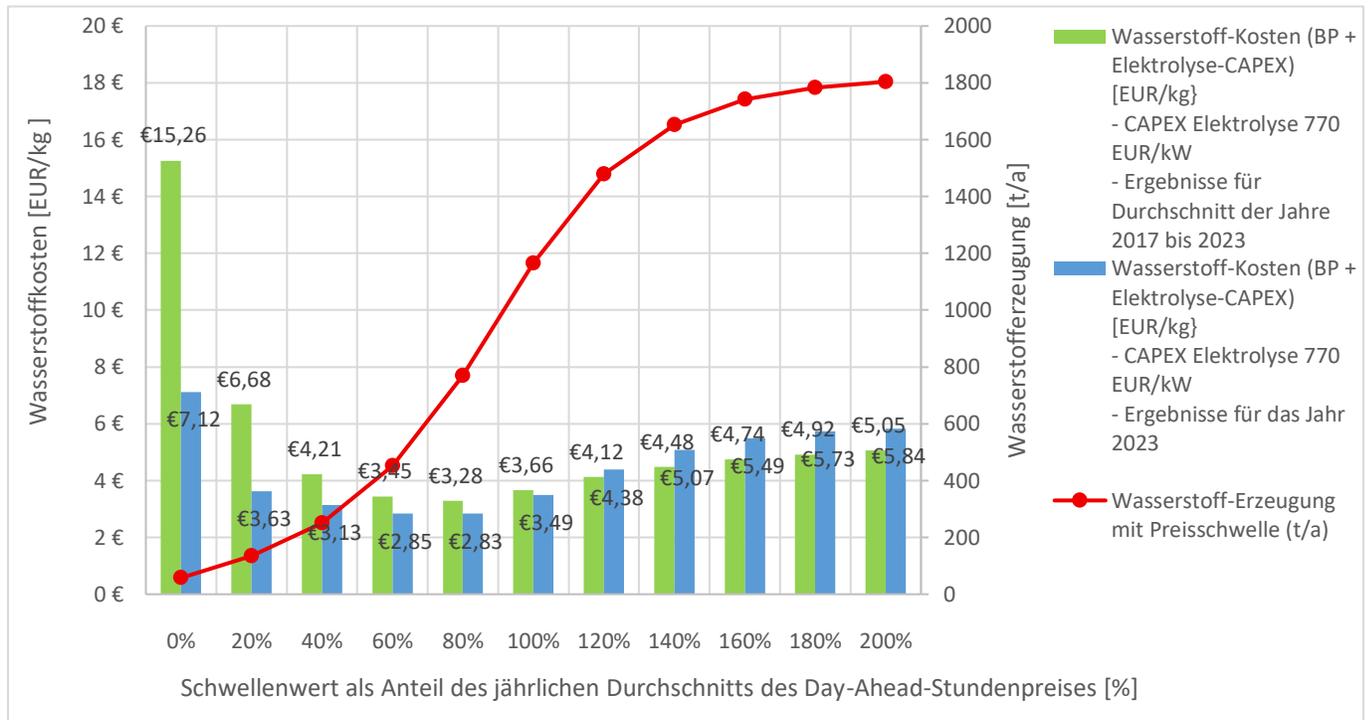


Abb. 1 Wasserstoffkosten als Funktion des Schwellenwertes des Börsenstrompreises für den Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2023 sowie für nur das Jahr 2023. Windpark mit 50,4 MW, PV-Park mit 25,2 MW an einem Netzverknüpfungspunkt mit Elektrolyse 17,5 MW. Ferner ist die produzierbare Wasserstoffmenge für den Durchschnitt der Jahres 2017 bis 2023 angegeben.

Ein zweiter Einwand könnte lauten, dass die hier herangezogenen Kapitalkosten für die Elektrolyse unrealistisch niedrig liegen und in der heutigen Situation von deutlich höheren Kapitalaufwendungen auszugehen ist. Daher wird im Folgenden gezeigt, wie sich die Wasserstoffkosten entwickeln, wenn anstelle von 770 EUR/kW installierter Elektrolyseleistung von 2400 EUR/kW Investitionskosten ausgegangen wird (für die 3 x 17,5 MW-Elektrolyseanlage in Ludwigshafen hat BASF 25 Mio. Euro investiert, die Bundes- und Landesförderung betrug 124,3 Mio. Euro, was für dieses Modellprojekt zu Investitionskosten von gut 2.800 EUR/kW installierter Elektrolyseleistung führt).

Es zeigt sich, dass die Erzeugungskosten für Wasserstoff merklich anwachsen, insbesondere gilt dies, wie zu erwarten, für den Fall der Nutzung von „Überschussstrom“ aufgrund der sehr geringer Auslastung. Das Kostenoptimum verschiebt sich leicht auf einen Börsenstrompreis von 100 % des jährlichen Durchschnitts des Day-Ahead-Stundenpreises. Aber auch hier liegen die Wasserstoffkosten bei den genannten Randbedingungen bei 5,09 EUR/kg und damit knapp 2 EUR/kg über denjenigen mit den Standard-Kosten

für die Elektrolyseanlage. Damit wird sichtbar, wie wichtig es ist, Skaleneffekte und technischen Fortschritt zu nutzen, um möglichst niedrige Investitionskosten für die Elektrolyse zu erreichen.

Auch hier wurde mit den Durchschnittswerten der Erzeugung und der Börsenstrompreise für die Jahre 2017 bis 2023 gerechnet.

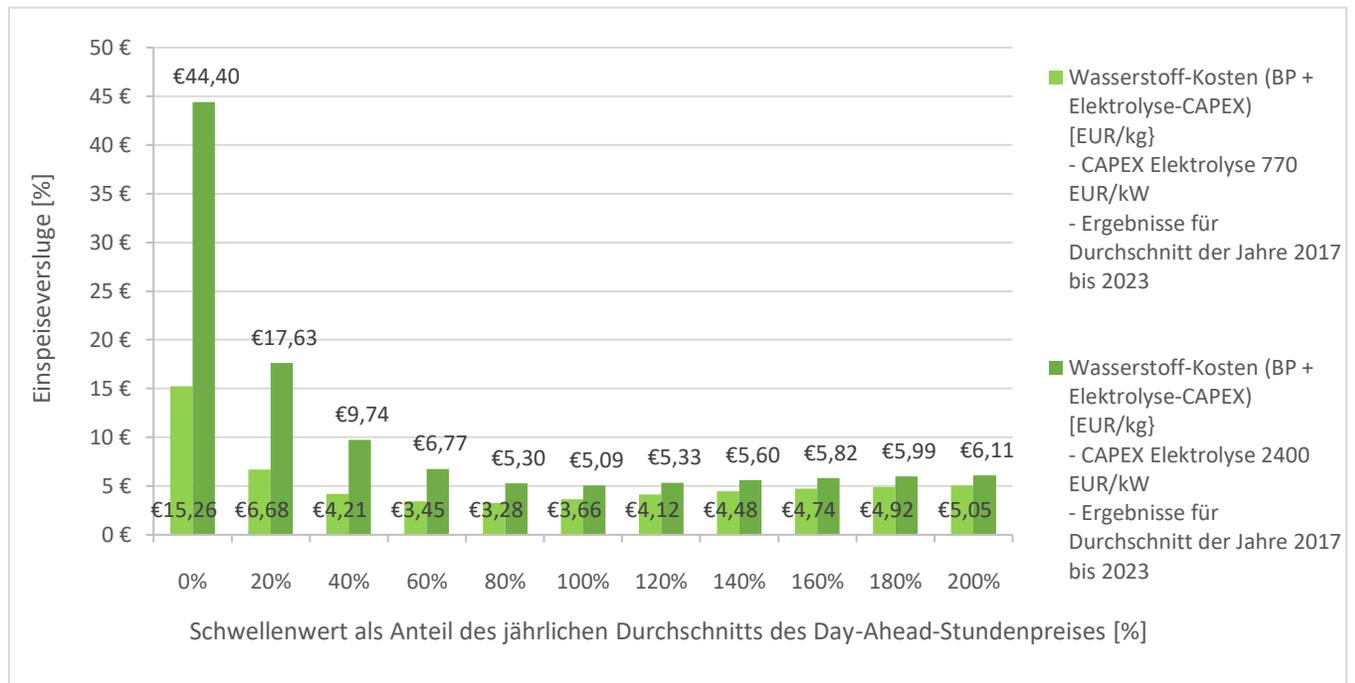


Abb. 2: Wasserstoffkosten als Funktion des Schwellenwertes des Börsenstrompreises für den Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2023 für Standard-CAPEX der Elektrolyse (770 EUR/kW) sowie für erhöhte CAPEX (2400 EUR/kW). Windpark mit 50,4 MW, PV-Park mit 25,2 MW an einem Netzverknüpfungspunkt mit Elektrolyse 17,5 MW.

Ein weiterer Untersuchungspunkt: wie stellen sich die Ergebnisse dar, wenn nicht der Börsenstrompreis für den Elektrolyse-Strom, sondern die Erzeugungskosten der Stromerzeugung herangezogen werden, also Investitionskosten (CAPEX) sowie die fixen Betriebskosten (OPEX), wie auch bei der Nutzung der Elektrolyse-Anlage selbst. Zum einen ist die Frage, ob der (historische) Börsenstrompreis auskömmlich war, um damit wirtschaftlich Elektrolyse betreiben zu können, oder ob die bisher vorgestellten Ergebnisse lediglich aufgrund der EEG-Förderung relativ günstig sind. Zum anderen orientiert sich nur der Wasserstoffproduzent, der der Strom am Markt einkauft, am Börsenstrompreis. Ein Wasserstoffproduzent, der auch die notwendigen Windkraft- und PV-Anlagen betreibt (oder ein Industriebetrieb, der Wasserstoff und den dazu nötigen Strom selbst erzeugen will), hat ein anderes Kalkül und betrachtet die Gesamtkosten.

Der Schwellenwert als Anteil des jährlichen Durchschnitts des Day-Ahead Stundenpreises an der Strombörse bestimmt hier natürlich nicht die Kosten der Stromnutzung für die Elektrolyse, sondern entscheidet darüber, ob der erzeugte Strom für die Elektrolyse verwendet oder ins Netz eingespeist wird. Hohe Börsenstrompreise sind ein Indikator für eine Knappheit im Stromangebot, und Elektrolyse als „steuerbarer Last“ sollte in einem solchen Fall nachrangig eingesetzt werden.

Für die Betrachtung der Erzeugungskosten der Stromerzeugung wurden für den Standardfall auf die Kostenangaben aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der Agora Energiewende mit den

Kostenprognosen für das Jahr 2020 zurückgegriffen (PV: 600 EUR/kW Investitionskosten, fixe Betriebskosten 12 EUR/kW und Jahr, Lebensdauer 25 Jahre; Wind onshore: 1200 EUR/kW Investitionskosten, fixe Betriebskosten 28 EUR/kW und Jahr, Lebensdauer 25 Jahre).

Ebenso wie bei der Elektrolyse wurde hierbei ebenfalls ein Lastfall mit erhöhten CAPEX gerechnet: 900 EUR/kW für PV und 1600 EUR/kW für Wind onshore, bei gleichen fixen Betriebskosten und Lebensdauern wie für den Standardfall).

Während die Wasserstoff-Kosten als Funktion des Schwellenwertes des Börsenstrompreises für den Fall der Verwendung von Strom aus dem Markt zum Börsenstrompreis bereits vorgestellt wurden und in der folgenden Abbildung nur noch einmal zum Vergleich dargestellt werden, zeigen die Wasserstoff-Kosten bei Berücksichtigung der CAPEX und der fixen OPEX der Stromerzeugung ein gänzlich anderes Verhalten bei steigenden Schwellenwerten für den Einsatz der Elektrolyse: sie steigen bei steigenden Schwellenwerten nicht an, sondern bleiben nahezu konstant (bzw. verringern sich geringfügig). Das ist auch nicht anders zu erwarten, weil der steigende Börsenstrompreis bei steigendem Schwellenwert bei einer reinen Kostenbetrachtung der Stromerzeugung keine Rolle mehr spielt.

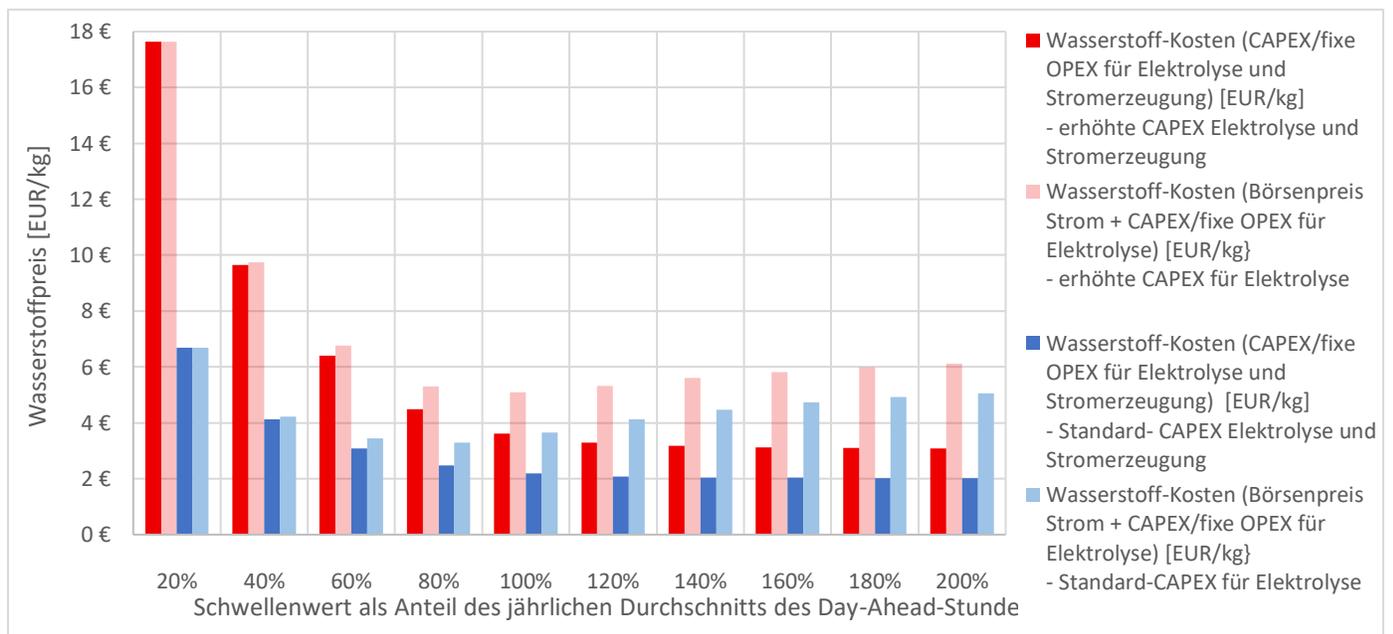


Abb. 3: Wasserstoffkosten als Funktion des Schwellenwertes des Börsenstrompreises für den Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2023 für Standard-CAPEX der Elektrolyse und für erhöhte CAPEX, jeweils mit Börsenstrompreis (helle Säulen) sowie für Standard-CAPEX und für erhöhte CAPEX, jeweils für Elektrolyse und Stromerzeugung (dunkle Säulen).

Windpark mit 50,4 MW, PV-Park mit 25,2 MW an einem Netzverknüpfungspunkt mit Elektrolyse 17,5 MW.

Bei einer Kostenbetrachtung des Stromeinsatzes statt der Börsenpreisbetrachtung ist es gut möglich, ohne wirtschaftliche Nachteile auch bei höheren Börsenstrompreisen Elektrolyse zu betreiben und damit deutlich mehr Wasserstoff zu erzeugen. Aus Abb. 1 ist ersichtlich, dass bei einer Steigerung des Schwellenwertes des Börsenstrompreises für die Elektrolyse von 80 % auf 140 % sich die Wasserstoffproduktion von 769 t/a auf 1652 t/a steigert, zu sogar etwas geringeren Kosten.

Betrachtung des Netzbetriebs bei einer vorrangigen Elektrolyse

Bislang wurde nur untersucht, wie sich die Wasserstoffelektrolyse an einem Netzverknüpfungspunkt aus Wind- und PV-Erzeugung darstellt, ohne die Einspeisung des nicht für Elektrolyse genutzten Stroms in das öffentliche Netz zu betrachten. Das soll im Folgenden untersucht werden.

Hier wird wieder das System mit 7 Windkraftanlagen zu je 7,2 MW (also 50,4 MW Wind) sowie einer halb so großen PV-Anlage (25,2 MW) an einer Elektrolyseanlage mit 17,5 MW betrachtet. Es wird jetzt der Einsatz der Elektrolyse bei Börsenstrompreisen von 0 % bis 200 % des jeweiligen Jahresdurchschnittswertes variiert. Als Netzkapazität wird mit 17,5 MW gerechnet, die Netzkapazität ist ebenfalls auf 17,5 MW begrenzt.

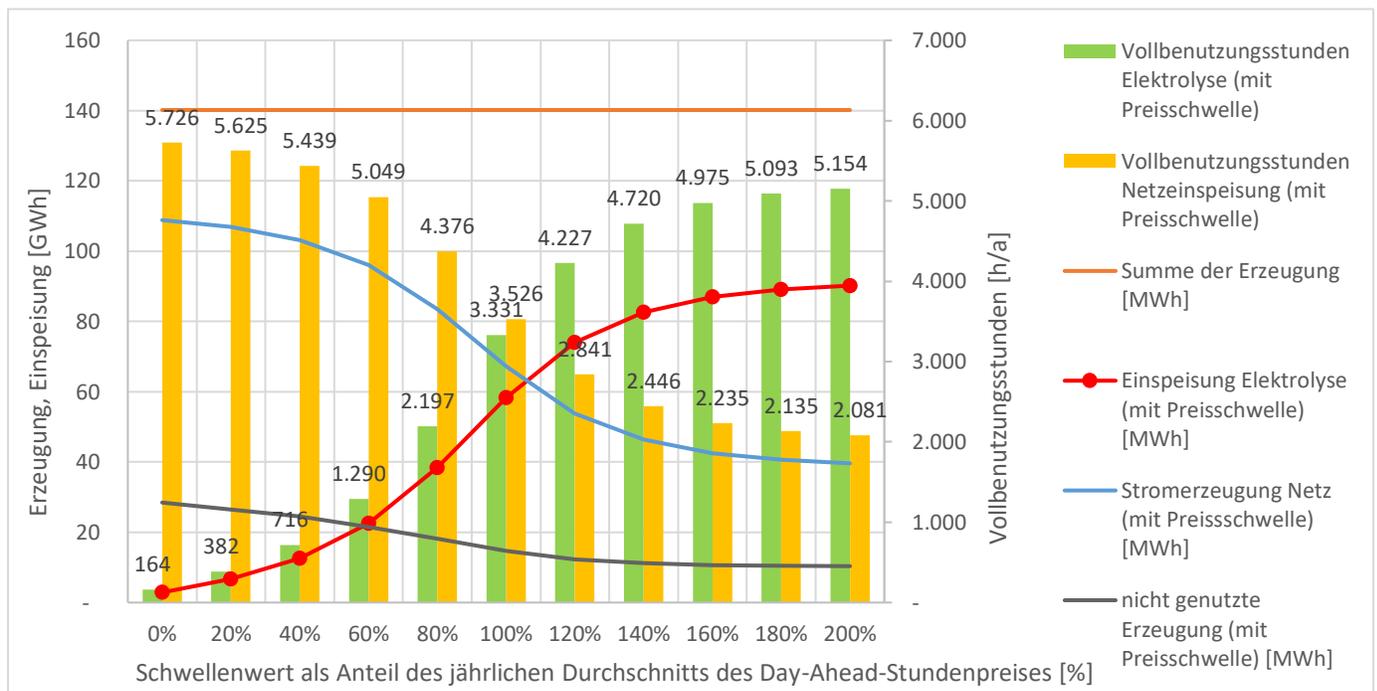


Abb. 4: Vollbenutzungsstunden für Elektrolyse und Netzbetrieb bei steigenden Preisschwellen für die Elektrolyse. Windpark mit 7 Anlagen zu je 7,2 MW (50,4 MW), PV-Park mit 25,2 MW an einem Netzverknüpfungspunkt mit Elektrolyse 17,5 MW sowie Netzanschluss mit 17,5 MW.

Bei einem Schwellenwert von 80 % als Anteil des jährlichen Durchschnitts des Day-Ahead-Stundenpreises an der Strombörse, der ja das (flache) Kostenoptimum darstellt, ergeben sich zwar „nur“ knapp 2200 Vollbenutzungsstunden für die Elektrolyse. Aber die Vollbenutzungsstunden des Netzes sind mit knapp 4400 Stunden sehr hoch und würden zu einer sehr günstigen Kostenstruktur für die Netznutzung führen. Allerdings wird das Bild dadurch etwas getrübt, dass die Abregelungsverluste, wie der Berechnung zu entnehmen ist, mit 18,2 GWh der gesamten Stromerzeugung von 140,2 GWh (entsprechend 12,6 %), nicht unbeträchtlich ist und aus dem System getragen werden müsste. Hervorzuheben ist aber auch, dass bei steigendem Schwellenwert und steigender Wasserstoffproduktion die Abregelungsverluste sinken – bei einem Schwellenwert von 140 % auf 11,2 GWh, entsprechend 7,8 %. Auf der anderen Seite, bei „Überschussstrom“ und dem Schwellenwert 0 betragen die Abregelungsverluste 28,5 GWh, entsprechend 20,0 % der Erzeugung. Damit kann gezeigt werden, dass die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusspunktes für Elektrolyse und Netzbetrieb bei hoher Überbauung die Abregelungsverluste erheblich vermindert und damit zur Systemeffizienz beiträgt.

Natürlich hat die hohe Auslastung des Netzbetriebs und damit korrespondierend der durchaus bedeutsame Abregelungsverlust damit zu tun, dass hier die Begrenzung der Netzkapazität auf den gleichen Wert wie die Elektrolysekapazität gesetzt wurde. Deswegen soll im folgenden untersucht werden, was sich für die Abregelungsverluste ergibt, wenn man die Netzkapazität gegenüber der Elektrolysekapazität verdoppelt. Hierfür wurde die Größe der Überbauung variiert – es wurden 6 bis 12 Windkraftanlagen zu je 7,2 MW mit jeweils halb so großer installierter PV-Kapazität gewählt, was zu Wind-Überbauungsfaktoren, bezogen auf die Elektrolysekapazität, zwischen 264,9 % und 493,7 % führt. Der obenstehend behandelte Fall mit 7 Windkraftanlagen korrespondiert hierbei mit einer Wind-Überbauung von 288,0 %.

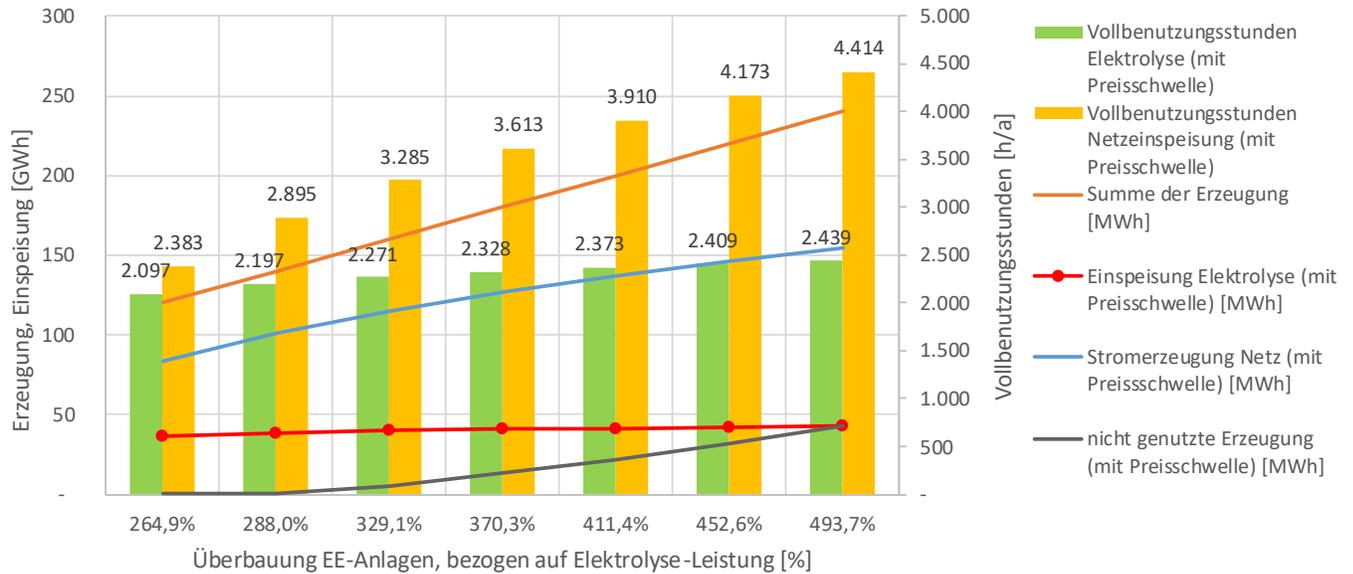


Abb. 5: Vollbenutzungsstunden für Elektrolyse und Netzbetrieb bei steigender Überbauung Wind (bezogen auf Elektrolyseleistung 17,5 MW) und verdoppeltem Netzanschluss (35 MW) bei jeweils 80 % Schwellenwert als Anteil des Börsenstrom-Durchschnittspreises (Kostenoptimum Elektrolyse). Eine Überbauung von 288,0 % ergibt sich bei einem Windpark mit 7 Anlagen zu je 7,2 MW (50,4 MW). Dazu kommt ein PV-Park mit 25,2 MW, ein Netzverknüpfungspunkt mit Elektrolyse 17,5 MW sowie ein Netzanschluss mit 35 MW.

Bei Überbauung von 288 % Windleistung, gemessen an der Elektrolyseleistung, sind die Elektrolyse-Vollbenutzungsstunden bei verdoppelter Netzanschlusskapazität gleich (wie zu erwarten), die Vollbenutzungsstunden Netznutzung sinken von knapp 4400 h auf knapp 2900 h, die Verluste von 12,6 % auf sogar nur 0,3 %. Mit einer stärkeren Überbauung steigen sowohl Netznutzung als auch Abschaltverluste wieder weiter an.

Daraus kann eine Systemoptimierung erfolgen: Wenn die Netzkosten für eine Auslastung von rund 2900 Vollbenutzungsstunden deutlich höher sind als die Kostenersparnis aufgrund vermiedener Abschaltverluste, könnte auch mit einer höheren Überbauung gearbeitet werden. Mit 11 Windrädern zu je 7,2 MW (Wind-Überbauung 452,6 %, gemessen an der Elektrolyseleistung), einer halb so großen PV-Leistung und einer Netzbegrenzung von 200 % der Elektrolysekapazität steigt die Netzauslastung auf 4173 Vollbenutzungsstunden deutlich an, die Auslastung der Elektrolyse geringfügig auf 2409 Vollbenutzungsstunden, während von der Gesamterzeugung dieser Konstellation von 220,3 GWh insgesamt 43,1 GWh abgeregelt werden müssen, was zu Abregelungsverlusten von 14,6 % führt.

Dezentrale Wasserstoffproduktion auf Kosten des Netzbetriebs?

Abschließend soll verglichen werden, wie sich hohe Überbauung bei kombinierter Wasserstoffproduktion und Netznutzung im Vergleich zu reiner Netznutzung verhält. Es geht also um die Frage, ob eine günstige lokale Wasserstoffproduktion auf Kosten der Netznutzung geht.

Dazu greifen wir auf ein Setting mit 8 Windkraftanlagen zu je 7,2 MW (zusammen also 57,6 MW) mit halb so großer PV-Anlage (28,8 MW), einer Elektrolysekapazität von 17,5 MW sowie einer Netzkapazität von 35 MW zurück.

Daraus resultiert eine Nutzung der Elektrolyse mit 2271 Vollbenutzungsstunden. Bei einem Wirkungsgrad von rund 70 %, also dem Einsatz von 50 kWh Strom für die Erzeugung von einem Kilogramm Wasserstoff ist darauf eine Jahresproduktion von 795 t/a zu erwarten, bei Wasserstoff-Kernkosten von 3,25 EUR/kg (unter Berücksichtigung des Börsenstrompreis für die Elektrolyse und von CAPEX für die Elektrolyse von 770 EUR/kW)

Gleichzeitig wird in das Stromnetz mit 3285 Vollbenutzungsstunden eingespeist, die Abschaltverluste betragen 3,3% der gesamten Stromerzeugung des Wind-/PV-Parks.

Bei einem gleich großen Wind-PV-Park, der ausschließlich ins Stromnetz einspeist, und der eine Netzauslastung von 46,1 MW aufweist (80 % der installierten Windleistung), erreicht man eine Netzauslastung von 3300 Vollbenutzungsstunden und muss Abschaltverluste von 4,1 % hinnehmen – was sehr gut mit der Netzauslastung und den Abschaltverlusten des vorstehenden Falls der kombinierten Wasserstoff-/Netznutzung korrespondiert. Daraus lässt sich folgern, dass eine „Kannibalisierung“ der Netznutzung durch eine lokale Wasserstoffproduktion nicht vorliegt.

Vergleichbare Ergebnis erhält man auch bei einem Vergleich mit sehr viel höherer Überbauung. Das zeigt, das auch dann eine „Kannibalisierung“ der Netznutzung nicht stattfindet.

Man hat damit sehr große Freiheitsgrade, eine geeignete Kombination von kostenoptimaler lokaler Wasserstofferzeugung und Netznutzung mit hoher Auslastung zu finden, je nach den konkreten Bedürfnissen und den Ergebnissen einer Netzmodellierung, die Auskunft über die Kosten eines stärkeren Netzausbaus (bei weniger Abschaltverlusten) gibt und zur ökonomischen Systemoptimierung herangezogen werden kann.

Fazit

Wenn im Einspeisepunkt der EE-Anlagen in das öffentliche Netz primär eine Wasserstoff-Elektrolyse betrieben wird (oder gleichwertig: industrielle Nutzung der EE-Erzeugung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes), kann mit weiter steigender Überbauung auch die Einspeisung von EE-Strom in das öffentliche Netz mit hoher Auslastung betrieben werden

Eine lokale Wasserstofferzeugung „kannibalisiert“ dabei nicht die Auslastung des Stromnetzes für den Teil der EE-Erzeugung, der nicht für die Elektrolyse verwendet wird. Eine vergleichsweise kostengünstige lokale Wasserstofferzeugung findet also nicht auf Kosten eines dadurch unwirtschaftlicher werdenden Netzbetriebs statt.

Damit ist auch in küstenfernen Gebieten und ohne kurzfristig verfügbaren Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz eine attraktive Möglichkeit für lokale Wasserstofferzeugung gegeben. Genauso ist es möglich, eine dezidierte Stromnutzung aus lokalen erneuerbaren Quellen z.B. durch ein stromverbrauchendes Unternehmen ohne Nutzung des öffentlichen Netzes und damit ohne Netzentgelte vorzusehen. „Ohne Netzentgelte“ trifft allerdings nur dann zu, wenn der Strombedarf des so versorgten Unternehmens

ausschließlich aus den EE-Anlagen gedeckt wird. Wenn ergänzend ein Strombezug aus dem Netz erfolgen soll, werden natürlich Netzentgelte fällig, die pro Kilowattstunde auch höher ausfallen können, wenn aufgrund einer atypischen Netznutzung höhere Kosten der Netznutzung zu verzeichnen sind.

Wie auch im Fall der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Quellen in einem Netzverknüpfungspunkt bei hoher Überbauung ohne Wasserstoffelektrolyse fallen auch bei einer lokalen Elektrolyse Abregelungsverluste an, die umso höher sind, je höher die Überbauung gewählt wird und je höher folglich die Netzauslastung ist. Diese müssen im Gesamtsystem finanziert werden und auch hier gilt, dass die Kosten der Abregelung geringer sein müssen als die vermiedenen Kosten des Netzausbaus, weil das aufnehmende Netz besser ausgelastet wird.

Es gibt weitere Systemgrenzen, die auf die hier hinzuweisen ist. Die gesetzlich normierte Ausweisung von 2 % der Landflächen in Deutschland für den Ausbau der Windenergie ist vor dem Hintergrund erfolgt, die erforderliche Stromerzeugung aus Windenergie für stromspezifische Zwecke sicherzustellen. Dazu gehört die bisherige Stromnutzung von Haushalten, Industrie und Gewerbe, aber auch künftiger Strombedarf bei einer Ausweitung der Nutzung von Wärmepumpen oder Elektroautos oder bei einem steigenden Strombedarf durch die weitere Digitalisierung und die Nutzung von künstlicher Intelligenz. Nicht dazu gehört eine ausgedehnte Erzeugung von Wasserstoff im Inland. Sollte dies geplant werden, müssten weitere Flächen für den Ausbau der Windenergie erschlossen werden – und auch weitere Flächen für PV-Anlagen, die in den Netzverknüpfungspunkt der Windstromerzeugung einspeisen. Das ist aber durchaus vorstellbar, denn die Kommunen sind jederzeit frei, über eine kommunale Flächennutzungsplanung weitere Flächen für den Ausbau der Windenergie zu sichern, die über die jeweils landesspezifischen Planungen hinausgehen.

Die Wasserstoffmengen, die mit dem hier vorgestellten Vorgehen kostengünstig im Binnenland erzeugt werden können, müssen in den Kontext der künftigen Bedarfs eingeordnet werden. In dem oben dargestellten Fall mit 7 großen Windkraftanlagen, die 50,4 MW leisten, und einer PV-Anlage mit einer Leistung von 25,2 MW können kostengünstig rund 770 t Wasserstoff pro Jahr erzeugt werden, also pro Windkraftanlage der 7,2 MW-Klasse mit einer PV-Anlage von 3,6 MW gut 100 t pro Jahr. Der Energiegehalt von 100 t Wasserstoff entspricht 3340 MWh. Eine Gasturbine, die als Spitzenlastkraftwerk mit 1000 Vollbenutzungsstunden eingesetzt werden soll (Wirkungsgrad 30 %), kann mit der Energie, die in 100 t Wasserstoff steckt, lediglich eine Leistung von 1 MW aufweisen. Das heißt: eine EE-Anlage mit 7,2 MW Wind- und 3,6 MW PV-Leistung kann mit kostengünstig erzeugtem Wasserstoff lediglich 1 MW Spitzenlast-Stromerzeugung für 1000 Stunden pro Jahr abdecken.

Sinn macht die lokale Erzeugung von Wasserstoff vor allem dann, wenn es einen begrenzten lokalen, industriellen Wasserstoffbedarf gibt und der Anschluss an ein Wasserstoffnetz unabsehbar lange dauert. Für die Rückverstromung sind die dezentral erzeugbaren Wasserstoffmengen deutlich zu gering. Dafür ist das geplante Wasserstoffnetz unabdingbar.
