



energie | wasser-praxis

Wie kommen wir über den nahen Winter? Erläuterungen und Prognosen zu Speicherreichweiten und zur Versorgungssicherheit in Deutschland

von: Prof. Dr. Gerald Linke (DVGW e. V.)



**Versorgungssicherheit &
Speicherreichweite**

Wie kommen wir über den nahen Winter? Erläuterungen und Prognosen zu Speicherreichweiten und zur Versorgungssicherheit in Deutschland

Erdgas ist für die Energieversorgung unseres Landes enorm wichtig. Dieser Beitrag wirft einen ausführlichen Blick auf das deutsche Energieportfolio und behandelt Methoden, die Versorgungssituation des kommenden Winters auf Basis aktueller Speicherstände einzuschätzen. Außerdem kommen mathematisch-bilanzielle Reichweitenabschätzungen für das Winterhalbjahr und damit einhergehende Unsicherheiten zur Sprache. Abschließend werden die Ergebnisse und deren Übertragbarkeit auf lokale Netze und Bilanzkreise diskutiert.

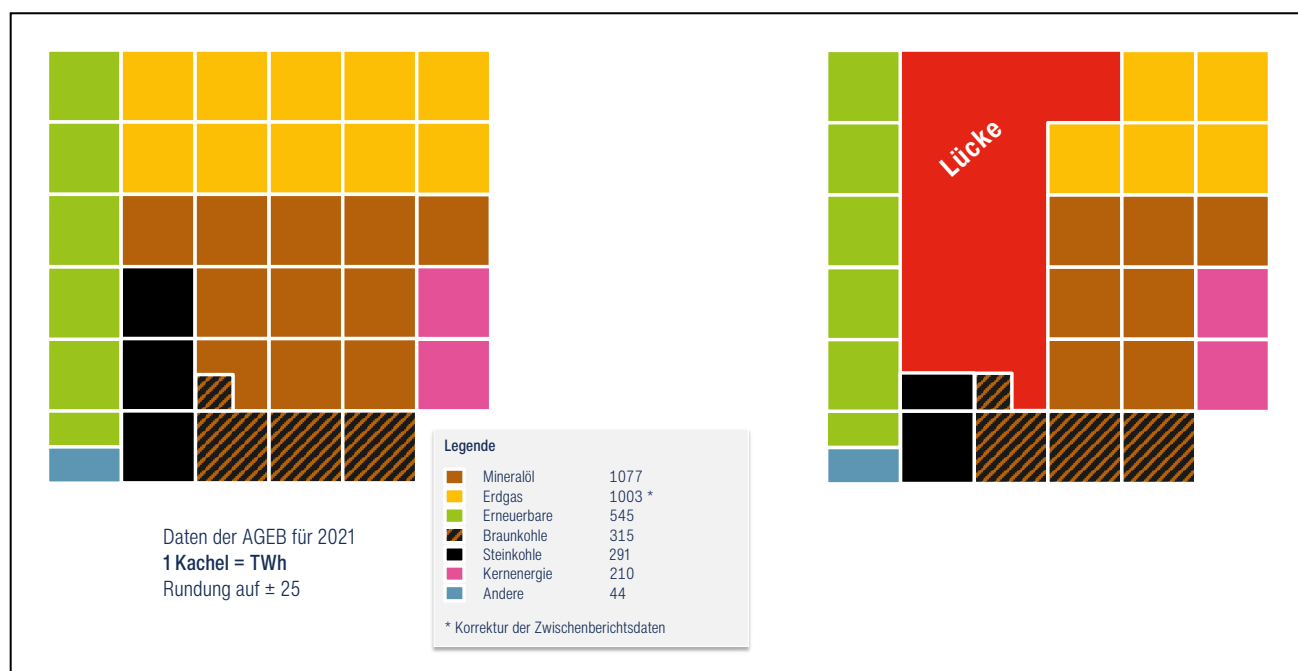
von: Prof. Dr. Gerald Linke (DVGW e. V.)

Abb. 1: links: Zusammensetzung des deutschen Primärenergieportfolios für 2021. rechts: Von der Substitution russischer Import-Energie-träger betroffene Energiemenge. Sie ist hier als „Lücke“ ausgewiesen.

Der Begriff der Versorgungssicherheit erlebt in diesen Tagen eine bis dato nicht für möglich gehaltene Renaissance. In den letzten Jahren, in denen die Bewältigung des Klimawandels im Fokus stand und Energie über Grenzen hinweg uneingeschränkt nach Deutschland floss, schien er als Selbstverständlichkeit eingestuft worden zu sein. Doch mit der Invasion Russlands in der Ukraine, mit dem solidarischen Verzicht auf russische Kohle- oder

Ölimporte, spätestens aber mit dem Versiegen der Gasströme über die Ostseepipeline Nord Stream 1 seit Anfang August dieses Jahrs ist der energiewirtschaftliche Alltag ein anderer, und zuvor verlässliche Handelsbeziehungen sind aufgekündigt.

Wie elementar wichtig gerade Erdgas für die Energieversorgung unseres Landes ist, wird einer breiten Öffentlichkeit derzeit bewusst. Sind es



Quelle: DVGW

nicht die durch Verknappungssignale und erhöhte Beschaffungskosten steigenden Endverbraucherpreise, so ist es die Sorge um den Verlauf der beiden bevorstehenden Winter und um die Verfügbarkeit des Energieträgers, die in der breiten Bevölkerung Unruhe und Verunsicherung erzeugen. Mit diesem Artikel möchte der Autor daher dazu beitragen, bisherige unterjährige Tendenzen unserer Versorgungsentwicklung faktenbezogen aufzuarbeiten und eine bessere Abschätzung möglichst zu machen, unter welchen Randbedingungen die Winterversorgung 2022/2023 abgesichert ist bzw. Hinweise zu geben, welche Vorkehrungen schon in Bezug auf den kommenden Winter 2023/2024 anzuraten sind.

Dazu beginnen wir mit einem Blick auf unser Energieportfolio, treffen Aussagen zur Versorgungssicherheit vor dem Krieg in Europa, behandeln Methoden, das Versorgungsrisiko messbar zu machen, und schauen auf das gegenwärtige Beschaffungsportfolio von Erdgas. Wir gehen auf die aktuellen Speicherstände ein und dokumentieren, wie mathematisch-bilanzielle Reichweitenabschätzungen für das Winterhalbjahr vorgenommen werden können und mit welchen Unsicherheiten diese behaftet sind. Zum Schluss diskutieren wir die Ergebnisse und deren Übertragbarkeit auf lokale Netze und Bilanzkreise.

Energieportfolio, Energieautarkie und der Beitrag der Erneuerbaren

Oft sagt ein Bild mehr als tausend Worte. So auch der Blick auf die Primärenergiezusammensetzung Deutschlands im Jahr 2021 (Abb. 1, linker Teil). Daraus entnimmt man nicht nur die absoluten Energiezahlen wie etwa den Gesamtbedarf von 3.500 Terawattstunden (TWh) oder den Anteil der Erneuerbaren von ca. 500 TWh, man erkennt auch die relativen Größenordnungen, nach denen alle Erneuerbaren in Summe etwa zu 16 Prozent zur Primärenergie beitragen. Bedenkt man, dass nur ca. die Hälfte der Erneuerbaren aus Wind und Solar stammen und die andere Hälfte ihren Ursprung in der Bioenergie hat, so gelangt man auf etwa 250 TWh erneuerbaren Primärstrom. Davon stammen wiederum ca. 100 TWh aus deutschen Windparks. Dies entspricht nur ca. 3 Prozent der Primärenergie. Mit Blick auf den Ausbaufortschritt ist damit weder eine Vollversorgung mit EE-Strom noch eine Energieautarkie aus heimischen Ressourcen ein realistisches Energieentwicklungsszenario für die nächsten Dekaden.

Unsere Abhängigkeit von molekular bereitgestellter Energie bleibt groß. Denn mit einem 80-prozentigen Anteil am Primärenergieaufkommen haben die Moleküle den Löwenanteil: Sie sind aber auch wiederum die Grundlage unserer Versorgungssicherheit und stellen die Energie dar, die zwar überwiegend fossil, jedoch abrufbar und nicht volatil ist.

Doch dieses Bild hat mit der Zäsur des Russland-Angriffs auf die Ukraine einen Riss erfahren: Was als dauerhaft beständig und zuverlässig galt, fiel nach einer nie zuvor erahnten Ody-

see über von der russischen Regierung fadenscheinig begründete Liefermengeneinschränkungen auf Nord Stream 1 bis hin zur bislang ungeklärten, aber zweifellosen Sabotage der Unterseepipeline vor der dänisch-schwedischen Küste zu großen Anteilen aus; eine beständige Belieferung Deutschlands mit wettbewerbsfähigem Pipelinegas aus Russland gehört der Geschichte an. Auch bisher nie unternommene Versuche, Deutschland über andere Importrouten wie Yamal oder Brotherhood/Transgas mit Gas zu beliefern, lassen keinen Zweifel daran, dass der russische Präsident eine großflächige Gasmangelsituation und damit volkswirtschaftliche Schäden provozieren möchte. Die Erdgassubstitutionsaufgabe, die vor uns liegt – wenn auch in kleinen Teilen schon gelöst – und die Notwendigkeit, auch Kohle- und Ölimporte aus Russland zu ersetzen, stellt einen nie dagewesenen Stresstest der deutschen Energiewirtschaft dar. Es geht hierbei um nicht weniger als um den Austausch von über 1.000 TWh – dies kommt einer Operation am energiewirtschaftlichen offenen Herzen gleich. (Abb. 1, rechter Teil).

Kaum war die Vulnerabilität unserer Versorgung sichtbar geworden, gab es auch schon erste reflexartige Reaktionen mit dem Tenor, dass durch ein früheres und schnelleres Hochfahren der erneuerbaren Energien eine derartige Verwundbarkeit und Abhängigkeit hätte vermieden werden können. Fakt ist: Bei einer Wachstumsrate von unter 10 TWh Arbeit aus erneuerbarer Energie pro Jahr hätten wir mit der Energiewende vor mehr als 250 Jahren anfangen müssen, um unseren Endenergiebedarf von 2.500 TWh zu decken.

So groß der Wunsch nach schneller Klimaneutralität in der Energieversorgung sein mag: Die Umstellung gelingt nur, wenn wir eine Reihe von Tatsachen ernsthaft einplanen. Dazu heißt es, Wachstumsratenbegrenzungen (z. B. aufgrund des verfügbaren Materials und Kapitals oder von Arbeitskräften oder Limitierungen aufgrund der Dauer von Genehmigungsprozessen) mit in die Kalkulationen aufzunehmen. Tatsächlich können unsere Klimaschutzbemühungen nur dann Fahrt aufnehmen, wenn wir nicht nur auf den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor schauen, sondern die Herausforderung der Dekarbonisierung der Moleküle angehen – also genau der Energieform, die heute überwiegend aus Importen stammt. Durch diese „Parallelisierung“ unserer Klimaschutzbemühungen können wir viel Zeit gewinnen.

Anders gesagt: Wir brauchen einen Pfad der molekularen Kontinuität. Neue Erdgasbezugsverträge im Rahmen einer neu ausgerichteten Beschaffungsstrategie, wie sie Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck vorantreibt, sind das Gebot der Stunde. Die derzeitigen Bedarfslücken müssen kurzfristig geschlossen werden. Das ist nicht nur sozialpolitisch wichtig, sondern industriepolitisch überlebenswichtig! Gleichzeitig muss die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff in den neuen Vertragsbeziehungen ebenfalls angelegt sein. Da die Anzahl der potenziellen Lieferländer entlang des Sonnengürtels der Erde oder über die windreichen Offshore-

Regionen verteilt wesentlich größer ist als die der Erdgas-exportierenden Länder, zählt eine derartige Strategie sowohl auf den Klimaschutz als auch auf die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Zunahme unseres Diversifizierungsgrades ein.

Trends der Versorgungssicherheit

Dass eine steigende Diversifizierung der Energiebezüge eines Landes die Versorgungssicherheit erhöht, erscheint ad hoc plausibel. Aber lässt sich dieser Anstieg auch messbar machen? Dieser Herausforderung zur Quantifizierung der Versorgungssicherheit eines Landes und damit auch der Option einer Gegenüberstellung unterschiedlicher nationaler Strategien haben sich kürzlich die Wissenschaftler Manuel Frondel und Christoph M. Schmidt gestellt und ihre Ergebnisse dazu in [1] veröffentlicht. Dabei greifen die Autoren auf den Herfindahl-Index zurück, der üblicherweise bei der Beurteilung von Marktkonzentrationen verwendet wird. Sie berechnen dabei in einer Abwandlung des Herfindahl-Modells in einem ersten Schritt das Ausfallrisiko eines Rohstoffes, der aus verschiedenen Ländern nach Deutschland importiert wird oder auch zu bestimmten Anteilen in Deutschland selbst verfügbar ist. In diese Formeln geht für den i -ten Rohstoff der relative Mengenanteil x_{ij} und das länderspezifische Ausfallrisiko r_j des j -ten Landes ein. Der heimische Anteil wird dabei immer mit dem Index Null angegeben. In Summe ist dann $Risiko_i$ gemäß Gleichung (1) das Risiko eines Ausfalles des i -ten Rohstoffes.

$$Risiko_i := x_{i0}^2 \cdot r_0 + x_{i1}^2 \cdot r_1 + \dots + x_{in}^2 \cdot r_n \quad (1)$$

Die relativen Mengenanteile x_{ij} bilden eine konvexe Linearkombination, d. h. es gilt stets die Formel

$$\sum_{j=0}^n x_{ij} = 1$$

für alle Rohstoffe i . Frondel und Schmidt begründen die von ihnen gewählte nichtlineare Abhängigkeit des Ausfallrisikos von den relativen Mengenanteilen und legen außerdem fest,

dass Formel (1) aufgrund der wahrscheinlichen Annahme, dass ein heimischer Rohstoff als ausfallsicher betrachtet werden kann, der Faktor r_0 gleich Null ist. Damit reduziert sich der rechte Teil von (1) auf die ausländischen Summanden n .

Hat man nun die Rohstoffzusammensetzung, die für eine Energieversorgung erforderlich ist, also im Wesentlichen die Anteile von Kohle, Öl, Erdgas, erneuerbare Energie oder Uran, so lässt sich ein Gesamtrisiko nach Formel (2) berechnen.

$$Risiko_{gesamt} = \sum_{i=1}^k Risiko_i \quad (2)$$

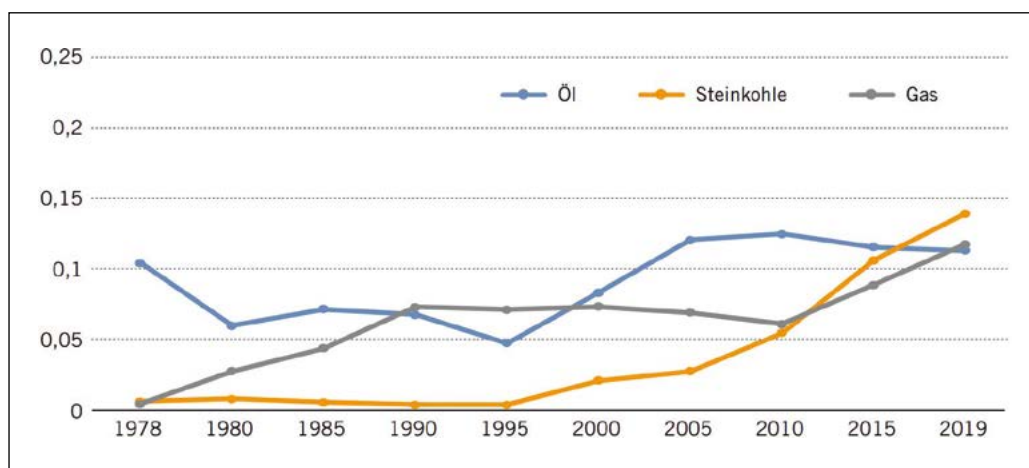
Der Laufindex i geht in diesem Fall über die Rohstoffe k .

Wendet man diese Vorgehensweise auf Deutschland an, so zeigt sich nach Berechnungen der Autoren ein seit den frühen 1980er-Jahren einsetzender stetiger Anstieg der rohstoff-spezifischen Risiken (Abb. 2) und damit auch des Gesamt-versorgungsrisiko – umgekehrt betrachtet also eine Reduktion unserer Versorgungssicherheit.

Der DVGW hat eigene Studien angestoßen, um etwa die Auswirkungen neuer Importflüsse beim raschen Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff besser quantitativ beurteilen zu können. Auch wenn die Resultate derzeit noch nicht vorliegen, ist generell zu erwarten, dass eine global organisierte Wasserstoffimportstrategie die Versorgungssicherheit stärkt. Die Anzahl der Erzeugungsländer und der potenziellen Handelspartner etwa für grünen Wasserstoff, die sich entlang des Sonnengürtels der Erde aufspannen, aber auch die immens großen Regionen mit hohen On- und Offshore-Windausbeutequoten, übersteigt die der kohle-, erdöl- oder erdgasproduzierenden Länder deutlich. Damit lässt sich durch ein breites Länderportfolio, aus dem Deutschland Wasserstoff

¹ Beispielsweise benötigt der deutsche Strommarkt im Mittel eine Leistungsvorhaltung von 70 GW. Dagegen beträgt die in 2021 installierte Windanlagenkapazität etwa 57 GW und die von PV über 59 GW. Wir haben hier ein System mit einer einfachen Überdeckung aus Erneuerbaren.

Abb. 2: Rohstoffspezifische Risiken bei der Versorgung Deutschlands mit Erdöl, Erdgas und Steinkohle nach dem Konzept von Frondel und Schmidt, 2007



Quelle: DVGW

beziehen wird, das Ausfallrisiko eines einzigen Landes abfangen. Das heißt: Die Versorgungssicherheit erhöht sich gegenüber unserem heutigen, dominant fossilen Portfolio.

Aktuell sehen wir allerdings auch Grenzen der Anwendbarkeit des Versorgungsrisikomodells nach Frondel und Schmidt. Es folgt einem reinen bilanziellen Ansatz und basiert ausschließlich auf dem Jahresprimärenergiebedarf. Stabilität und Zuverlässigkeit eines Versorgungssystems hängen aber auch davon ab, ob die zu einem spezifischen Zeitpunkt theoretisch erforderliche und abrufbare Leistung auch jederzeit sicher dargeboten werden kann. Neben der Jahresarbeit ist damit auch immer die Leistung (etwa die Tagesspitzenleistung) eine kritische Größe. Dies machen zwei einfache, simplifizierende Beispiele klar:

- Im Beispiel Nr. 1 stellen wir uns ein gänzlich aus Wind- und Solarenergie versorgtes Energiesystem mit einer einfachen oder sogar mehrfachen Überdeckung der mittleren Tagesleistung vor¹. Selbst wenn dann aufgrund einer enorm hohen Leistungsvorhaltung das Produkt aus installierter Leistung und Jahresgesamstundenzahl mathematisch die benötigte Jahresarbeit (oder die mittlere Leistung) überschreitet, so garantiert dies wegen der starken Volatilität von Wind- und Solareinspeisung keine Verfügbarkeit der erforderlichen mittleren Leistung zu jeder der 8.760 Jahresstunden (Stichwort: Dunkelflaute). Mit anderen Worten: Mit der Methode nach Frondel und Schmidt schließt man nicht den systematischen Fehler aus, bei großen Mengen heimischer erneuerbarer Energien das Versorgungsrisiko mit Null zu bewerten. Es hilft auch nicht, den Bilanzkreis größer zu ziehen und damit zu argumentieren, dass die fehlende Leistung bei einer Windflaute in der Nordsee z. B. durch spanische Fotovoltaik-Panels vorgehalten werden kann, da es dazu einer netztechnischen Verknüpfung und einer weitläufigen Interoperabilität bedürfte, die man idealisierend mit der Wortkreation „Stromkupferplatte Europas“ bezeichnet. Wir wissen aber, dass diese Durchlässigkeit nicht gegeben ist und dass dem Stromsystem technische Grenzen gesetzt sind, z. B. durch zu erwartende Transportverluste oder durch benötigte Zeithorizonte für Genehmigung und Bau von großen Stromtrassen.
- Beispiel Nr. 2 ist ein System, das zwar auf risikobehaftete Importe angewiesen ist, jedoch im Vergleich zu einem komponentenärmeren Referenzsystem über einen Systemspeicher – etwa einen Öl-, Gas- oder Wasserstoffspeicher – verfügt. Offensichtlich ist es genau dieses Infrastrukturelement Speicher, das die Versorgungssicherheit und unterjährige

Verfügbarkeit direkt erhöht. Auch dieses Beispiel belegt, dass es sinnvoll ist, die Versorgungssicherheit eines Landes nicht nur mittels seines Energiebeschaffungsportfolios (Bezugsbilanz), sondern auch mittels eines Leistungsparameters zu bewerten. Hierzu wird der DVGW in Kürze einen Vorschlag unterbreiten, um damit auch Lenkungswirkung in Bezug auf eine resiliente Transformation unseres Energiesystems entfalten zu können. Denn eines dürfte auf Basis der jüngsten Turbulenzen im Energiesektors klar sein: Wir dürfen uns keine weiteren Fehlritte durch das Einschlagen falscher oder einengender Entwicklungspfade erlauben; dann werden die Klimazielvorgaben der nächsten drei Dekaden unerreichbar und Industrieabwanderungstendenzen unaufhaltsam².

Common cause failures

Das sogenannte n-1-Prinzip besagt, „dass das Stromnetz (n) jederzeit den Ausfall einer Leitung (minus 1) verkraften können muss, ohne dass es zu größeren Stromausfällen kommt. Das heißt konkret: Ist eine Leitung defekt, muss eine andere Leitung einspringen können. Sie verhindert, dass die Stromversorgung unterbrochen wird. Dieses Prinzip müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Planung und beim Betrieb von Stromnetzen berücksichtigen.“ [2] Sinngemäß ist dieses Prinzip natürlich auch auf Gas- oder andere Versorgungsnetze anwendbar. Diesem Prinzip folgend, hat das deutsche Gasnetz eine hohe Ausfallsicherheit, ist es doch „die Spinne im Netz“ im Europäischen Gasverbund mit etlichen Entry- und Exit-Punkten.

Gemäß Anhang II 2 der europäischen SoS-Versorgung ergibt sich für den Versorgungsstandard Gas folgender Zusammenhang, der zu erfüllen ist (siehe Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland [3]):

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_m - D_{eff}} \cdot 100$$

$$N - 1 [\%] \geq 100 \%$$

Dabei sind die Eingangsgrößen wie folgt definiert:

- EP_m : Summe tech. Kapazitäten aller Importpunkte
- P_m : Summe max. techn. Produktionskapazitäten
- S_m : Summe max. techn. Ausspeicherkapazitäten
- LNG_m : Summe maximal-technischer LNG-Kapazitäten
- I_m : technische Kapazität der größten Infrastruktur
- D_m : höchste Nachfragekapazität einmal in 20 Jahren
- D_{eff} : marktbasierter Absatzreduktion

² Anmerkung: Das Beispiel Nr. 2 mit bzw. ohne Systemspeicher verdeutlicht, dass im Zuge der stetig fortschreitenden Marktliberalisierung von Erdgas, dem exponentiellen Ausbau der Gasinfrastruktur und der Erhöhung der Europäischen Interkonnektivität das klassische Speichergeschäft ad absurdum geführt wurde. Denn wenn jederzeit und allorts Gas am Spotmarkt zu erschwinglichen Preisen bezogen werden kann, braucht es rein marktlich keine Energievorhaltung in Speichern, allenfalls nur noch aus systemischen Gründen (Stichwort: Netzengpassmanagement oder Reallokation). Diesen Trend haben die deutschen Speicherbetreiber mindestens in den letzten zehn Jahren schmerzhaft zu spüren bekommen. Eine Debatte, aus Gründen der nationalen Versorgungssicherheit eine feste Gasreserve einzuführen oder eine anteilige Mengenbevorratung für Händler mandatorisch zu machen, endete damit, dass die Bundesregierung – anders als beim Öl – dennoch keine Gasreserve einführt. Mit dem Krieg in der Ukraine hat sich diese Bewertung grundlegend geändert und die Vorsorge für den vor uns liegenden Winter 2022/2023 ist vor allem der nun erfolgten Einsicht zu verdanken, dass Speicher – insbesondere nach klaren Benchmark-Vorgaben gefüllte Speicher – essenziell für die Versorgungssicherheit eines Landes sind.

Im Präventionsplan wurden für Importkapazitäten, Inlandsproduktionen, LNG-Mengen (bislang lagen diese bei Null) und Speicherverfügbarkeiten (die österreichischen Speicher „Haidach“ und „7fields“ wurden zu 50 Prozent miteingerechnet) Annahmen getroffen. Die Gasnachfrage muss sich gesetzlich an eine außergewöhnlich hohe Nachfrage, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt, richten.

Der Infrastrukturstandard lag mit Veröffentlichung des Präventionsplanes im Jahr 2019 bei $N - 1$ [%] ~ 200 Prozent. Wie wir alle in diesem Sommer schmerzlich erfahren mussten, ist dieses Prinzip fehlerhaft, wenn es um die Beurteilung der Versorgungssicherheit geht, und beide Größen – Netzausfallsicherheit und Versorgungssicherheit – dürfen eben nicht miteinander verwechselt werden.

Unter common cause failures versteht man in der Zuverlässigkeitstheorie oder der Risikoanalyse „Ausfälle von mehreren Komponenten oder Systemen [...], die als Folge einer einzelnen Fehlerursache oder eines einzelnen Ereignisses auftreten. Ihr Ausfallverhalten ist damit statistisch voneinander abhängig“ [4].

Auf die Versorgungssituation bzw. den Gasbezug aus Russland übertragend, heißt das nichts anderes, als dass mit staatlich verordnetem Lieferstopp russischen Gases nach Deutschland gleich drei Routen ausfallen: Nord Stream 1, Yamal und Brotherhood (via Ukraine). Auch wenn diese Erkenntnis – insbesondere weil sie nun auch faktisch eingetreten ist – nunmehr trivial erscheint, so hat sie doch nicht verhindert, dass sich Deutschland in Gefahr gebracht hat, weil schlimmstenfalls zwar regionale Konflikte oder Dissensen entlang einer der drei Routen antizipiert wurden, nicht jedoch überregionale und verkettete Ereignisse. Die auf Empirie basierende und repetitiv vorgetragene Weisheit „Die Russen haben immer – auch in Zeiten des kalten Krieges – geliefert“ hat den Blick auf solche Szenarien verstellt. „Lessons learned“ für eine

zukünftige Ausrichtung kann damit nur sein, einem einzigen Land oder einer sich gegebenenfalls wechselseitig destabilisierenden Ländergemeinschaft nie einen Energieliefermengenanteil für Deutschland zuzugestehen, der über einem festzulegenden Grenzwert – etwa 20 Prozent des Primärenergiebedarfes – liegt.

Aufholjagd und der Rückgang der Gasbezüge aus Russland

Mit dem 24. Februar 2022 entwickelte sich eine Diskussion um eine mögliche Kompensation der von Europa – allen voran Deutschland – bezogenen Gasmengen. Das, was einige Stimmen unter dem Motto „Frieren für den Frieden“ provozieren wollten und andere eher befürchteten – den freiwilligen oder unfreiwilligen Rückgang der Gasmengen – ist nun eingetreten. Eingeleitet wurde dies durch eine Serie schrittweiser Liefermengenreduktion und flankiert mit fadenscheinigen Begründungen³. Spätestens mit den im September dieses Jahres durchgeführten Sabotageakten ist das Schicksal der Pipelines Nord Stream 1 und Nord Stream 2 besiegelt und Spekulatives wurde durch Fakten ersetzt. Der nicht mehr existente Gasstrom aus Russland ist damit eine Planungsgröße für den kommenden und die nächsten Winter, denn die theoretisch alternativ nutzbaren zwei anderen Routen wurden und werden nicht mehr aktiviert.

Abbildung 3 zeigt das nun aktuelle Erdgas-Bezugsportfolio. Norwegen ist zum Hauptversorger für Deutschland geworden, aber auch Belgien und die Niederlande schultern beträchtliche Mengen und können von ihrer Seeanbindung – also den LNG-Terminals in Rotterdam und Zeebrügge – profitieren,

³ Auf russischem Territorium in der Verdichterstation Portovaya werden basierend auf einer redundanten Planung 8 Antriebsmaschinen mit einer Gesamtleistung von 366 MW vorgehalten. Dennoch wurde eine fehlende und in der Wartung befindliche Turbine sowie deren Auslieferung über eine Lieferkette von Kanada nach Deutschland und schließlich Russland Gegenstand aktueller Tagesmeldungen und Talkshow-Runden.

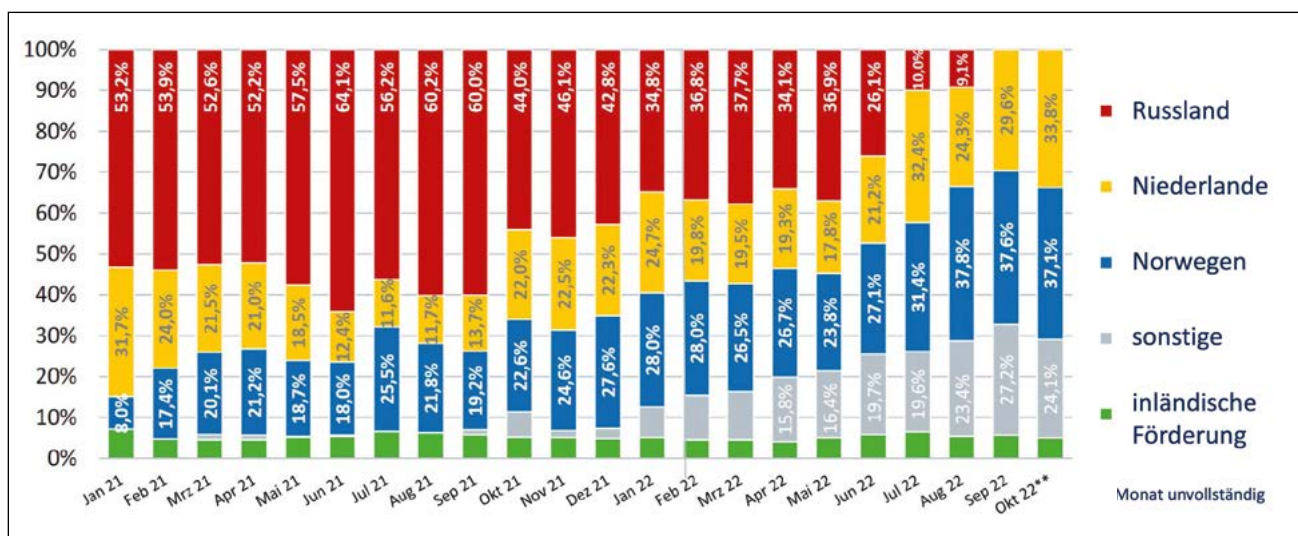


Abb. 3: Herkunft des in Deutschland verbrauchten Gases nach ENTSOG, FNB und BDEW (Okt. 2022)

Quelle: DVGW

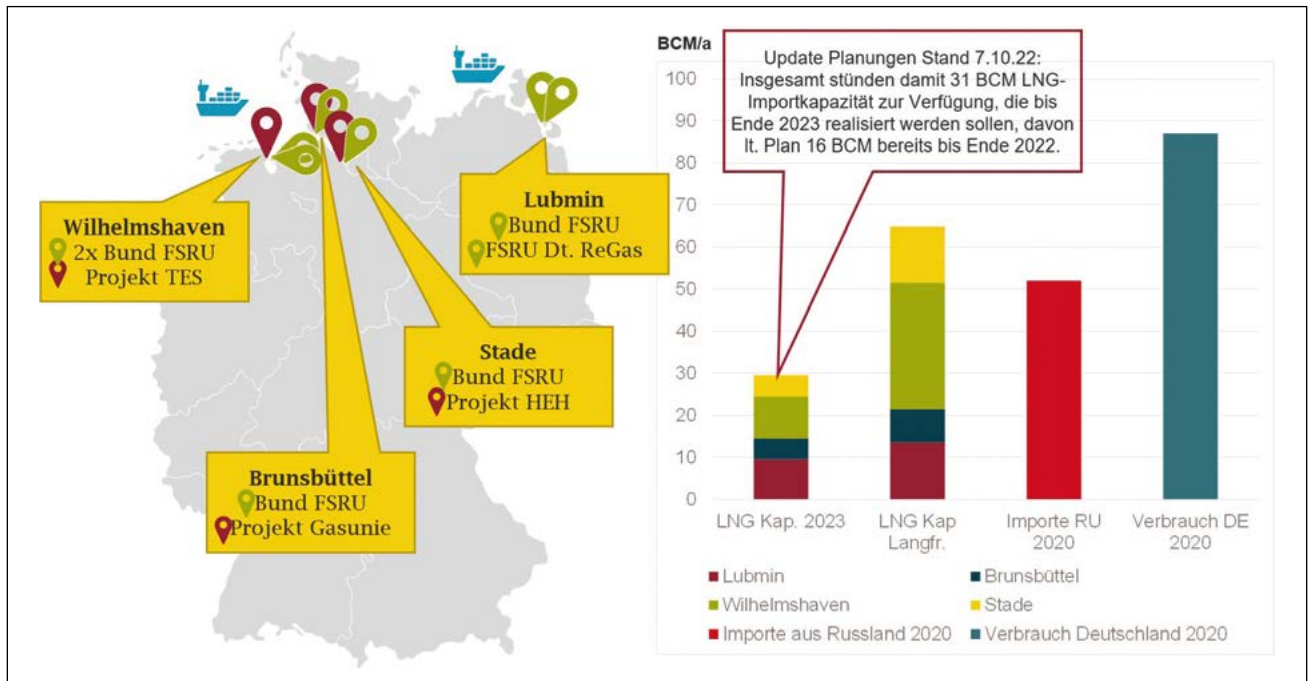


Abb. 4: Ein Blick auf die geplanten LNG-Terminals/FSRU und wie schnell Infrastruktur aufgebaut werden kann, wenn alle an einem Strang ziehen.
Quelle: Frontier Economics, gat|wat, 18.10.2022

die ihrerseits mit dem Export von Mengen nach Deutschland mehr ausgelastet werden. Damit wird der enorme Nutzen der Einbindung einer Landesversorgung in ein europäisches Netz deutlich. Und dabei gilt es zwei Dinge zu würdigen: Die Handelsverbindungen und flexiblen Lieferabkommen einerseits, aber auch die Assets wie Leitungen oder Terminals andererseits. Diese und weitere neu zuzubauenden Infrastrukturen sind ebenfalls Grundfesten unserer Versorgungssicherheit und unseres Wohlstandes. Umgekehrt sind akademische Diskussionen zu einem Rückbau von Assets – und seien es die Verteilnetze – verantwortungslos, wenn dabei Versorgungs- und Zukunftsoptionen mit Wasserstoff genommen werden, ohne dass Alternativen errichtet sind [5].

Wir werden in dem weiter unten folgenden Abschnitt Speicherreichweitenberechnung und Unsicherheiten vom gegenwärtigen Versorgungsportfolio – genauer vom tagesaktuellen Nettoimportstrom – ausgehen und uns der Frage zuwenden, was wir für diesen Winter erwarten dürfen. Doch zunächst werfen wir noch einen Blick auf die enormen Bemühungen der Bundesregierung und der Gaswirtschaft (Händler und Netzbetreiber), trotz des Ausfalls der Mengen aus Russland eine landesweite Gasversorgung sicherzustellen.

Netzauslastung, FSRU und Kraftwerke

Der Ausfall der Gasmengen aus Russland zeigt, dass es in einem großen Versorgungsgebiet keinesfalls egal ist, an welchem Entry-Punkt eine Bezugsmenge fehlt. Klassisch wird das deutsche Gasnetz einerseits in Nord-Süd-Richtung gefahren, da im Süden vermehrt industrielle Großabnehmer (Senken) angesiedelt sind, während die Quellen mit den Importkapazitäten entlang der Küstenlinie dominant im Nor-

den liegen. Mit der Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 und deren Fortsetzungen NEL und OPAL wurde darüber hinaus der ohnehin mit dem Russlandgeschäft einhergehende Ost-West-Transport ausgeweitet. Verdichterstationen, die die Gasmoleküle in den Transportleitungen alle hunderte von Kilometern durch Druckerhöhung weitertransportieren, wurden daher vor allem für solche Nord-Süd- und Ost-West-Transporte ausgelegt. Zwar haben europäisch initiierte Programme zur Verbesserung der Interkonnektivität auch dazu geführt, einzelne Verdichterstationen für den sog. Reversierbetrieb (also den Betrieb in Umkehrrichtung) zu konzipieren, aber derartigen Optionen sind nicht durchgängig vorgesehen, weil sich dies nur unter der Annahme einer komplett anderen großflächigen Netzfahrweise oder Absatzsituation rechtfertigen ließe. Eben diese ist nun aber eingetreten, so dass es eine der anspruchsvollsten Aufgaben der Transportnetzbetreiber darstellt, Mengen gegen die klassische Transportrichtung von West nach Ost zu schaffen, und dies auch über deutsche Grenzen hinweg. Um die für einen Transport erforderlichen Druckregime vorzuhalten – Gas fließt bekanntlich vom höheren zum niedrigeren Druckniveau – laufen aktuell in etlichen Verdichterstationen die Haupt- und Reserve-Verdichterantriebe simultan und helfen, Transportkapazitäten bis zum Anschlag auszureizen.

Gleichzeitig schreiten die Arbeiten zur Anbindung neuer schwimmender LNG-Speicher- und Verdichterplattformen, sog. FSRU, gut voran. Der DVGW berichtete hierzu ausführlich in seiner Onlineveranstaltung „Status der deutschen LNG-Projekte“ am 25. August 2022. Dabei erweisen sich die beschleunigten, aber nicht weniger gründlich durchgeführten Genehmigungsverfahren als Schlüssel zum Erfolg. Die **Abbildung 4** verdeutlicht, mit welchen zusätzlichen Einspeise-

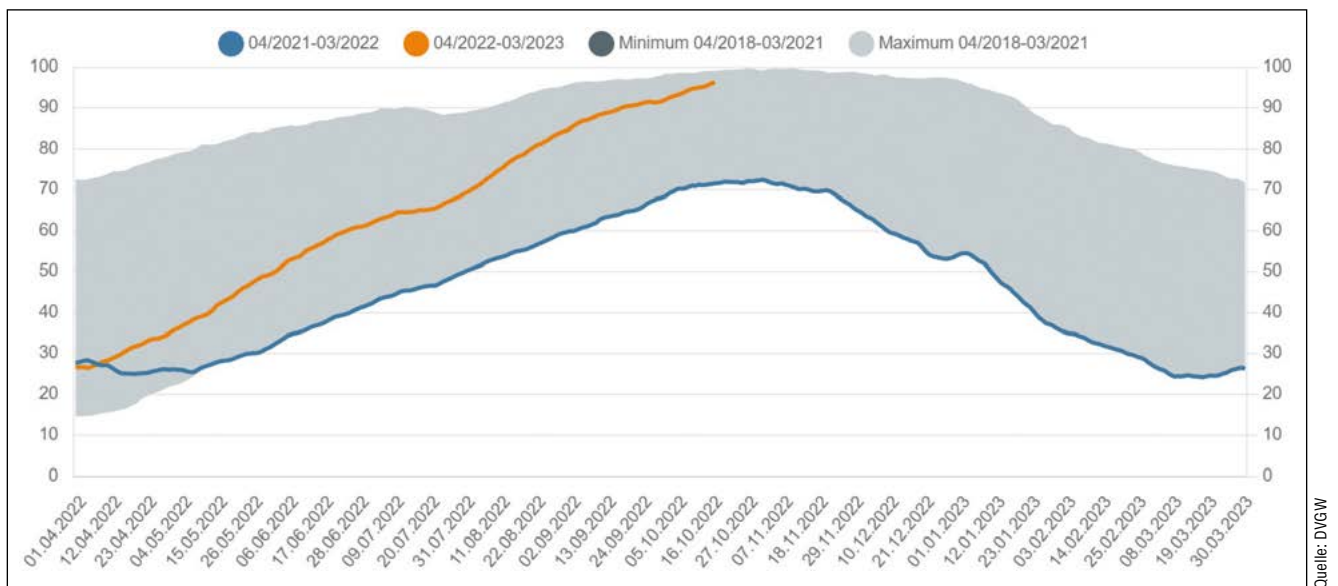


Abb. 5: Verlauf der Speicherfüllstände in Prozent gemäß BNetzA [5], Stand: 21.10.2022

kapazitäten über diese LNG-Terminals bereits im kommenden Winter bzw. im Winter 2023/2024 gerechnet werden darf.

Ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit werden wir weiter unten qualitativ miteinbeziehen. Dass Deutschland aber nach mehreren nicht bis zur Realisierung durchgeführten und damit vergeblichen Anläufen zum Bau von LNG-Terminals nun in Rekordzeit Zugang zum LNG-Markt erhält, darf keineswegs als selbstverständlich abgetan werden. Dies ist richtigen, beherzten und schnellen politischen Entscheidungen zu verdanken. Es hängt aber auch mit dem glücklichen Umstand zusammen, dass im Zuge des international an Bedeutung gewinnenden LNG-Geschäfts einige FSRU auf Spekulationen gebaut wurden und kurzfristig gechartert werden konnten.⁴ Dagegen dauert der reguläre Prozess der Planung, Genehmigung und Inbetriebnahme versorgungstechnischer Anlagen dieser Größenordnung mehrere Jahre.⁵

Speicherfüllstände

Unbestritten sind volle Speicher ein wesentlicher Grundpfeiler für eine sichere Winterver-

⁴ Fünf von weltweit 42 verfügbaren FSRU.

⁵ Dies gilt übrigen auch im besonderen Maße für hochmoderne H₂-ready Gaskraftwerke, die Deutschland nicht nur gemäß Koalitionsvertrag zu bauen beabsichtigt, sondern die auch gleichermaßen bedeutend sind für die Stärkung der Stromversorgungssicherheit und für das Erreichen der Klimaziele beim Ausphasen der Kohle und Kernenergie. Es ist daher zu begrüßen, dass vor wenigen Tagen Kanzler Olaf Scholz dieses Thema wieder auf die politische Agenda gesetzt und sich eindeutig für den raschen Bau dieser später mit Wasserstoff zu betreibenden Anlagen ausgesprochen hat.

sorgung. Auch deswegen sind die Vorgaben des Bundeswirtschaftsministeriums zu den Zielmarken der Mindestfüllstände gemäß der Orientierungszeitpunkte (1. September 2022, 1. Oktober 2022, 1. November 2022, 1. Februar 2023) sinnvoll. Auf den Informationsseiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) kann man sich ein Bild zum systemischen Speicherfüllstand machen [6]. Dort ist auch die zurückliegende Zeitreihe in der in **Abbildung 5** vorliegenden Form hinterlegt.

Der DVGW ergänzt diese Darstellung auf einer neu eingerichteten Informationsseite [7]. Dort findet man mit einem geographischen Bezug – also in eine Deutschlandkarte eingebettet – eine Darstellung des Füllstandes jedes einzelnen Speichers. Dazu wurde auf die öffentlich zugängliche AGSI+-Datenbank der „gas infrastructure operators of Europe“ (GIE) zurückgegriffen [8]. Auch das Speichergeschehen kann auf der DVGW-Webseite abgerufen werden, da bei der Anwahl eines spezifischen Speichers in der interaktiven Karte angezeigt wird, ob und in welcher Höhe Gas am Vortag ein- oder ausgespeist wurde. Die DVGW-Karte schießt auch hälftig die von deutschen Unternehmen kontrahierten Mengen der österreichischen Speicher Haidach und 7Fields mit ein (**Abb. 6**).

Doch so transparent eine solche Visualisierung auch den Status quo widerspiegelt, sie lässt den Betrachter bei der Einschätzung, ob der Speicher über den Winter reicht, allein. Daher wird die Grafik in den nächsten Tagen noch um eine Reichweitenberechnung ergänzt, deren Metho-

dik und Ergebnisse zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses für diesen Beitrag nun erläutert werden sollen.

Speicherreichweitenberechnung und Unsicherheiten

Jeder einzelne Speicher wird durch eine füllstandsabhängige Ein- und Ausspeicherrate charakterisiert. Diese Raten sind auf der GIE-Seite abrufbar [8]. So wie der Flaschenhals eines Behälters die Flussrate und damit die Entleerzeit des Behälters begrenzt, so sind es für die Untertagespeicher neben den Steigrohren, die zum Speichervolumen in ca. 1.000 m Tiefe führen, auch die Druckverhältnisse im Speicher selbst sowie die in jenem Netz, in das ausgespeichert werden soll. Aus der Ausspeicherrate ließe sich also eine theoretische Reichweite berechnen, aber diese Größe ist nicht geeignet, um abzuschätzen, über wie viele Tage hinweg der Speicherinhalt in einem kalten Winter helfen wird. Grund dafür ist, dass diese theoretische Reichweite ja nur dann einen echten Anhalt böte, wenn alle anderen Gasbereitstellungen – insbesondere die Nettoimportströme – ausblieben.

Wir beginnen daher die Speicherreichweitenberechnung mit der Frage und mit Modellan-

nahmen, wieviel Gas netto voraussichtlich nach Deutschland geliefert wird. Diese und alle weiteren Betrachtungen nehmen dafür als kleinste Zeiteinheit eine Woche an. Damit werden (stochastische) Tagesschwankungen geglättet.

Der bereits oben zitierten BNetzA-Seite kann man eine wochenscharfe Auflösung der Gasimporte und Exporte entnehmen, aus der sich durch Differenzbildung der Nettoimportstrom errechnen lässt. Man erkennt in der mit der 1. KW 2022 beginnenden Zeitreihe nicht nur die mit den Liefer einschränkungen der Pipeline Nord Stream 1 einhergehenden Turbulenzen, sondern auch die extremen Bemühungen Deutschlands, über den Sommer möglichst viel Gas ins Land zu importieren, um die Speicher zu füllen.

Für eine Einschätzung, was mit den Speicherfüllständen bis Ende April 2023 geschehen wird, ist es unablässig, den bis dahin zu erwartenden Nettoimportstrom abzuschätzen. Wir machen dies, indem der gleitende Mittelwert der letzten 14 Tage als Prognosewert für den zukünftigen Verlauf gewählt wird. Variationen dieser Annahme werden weiter unten diskutiert, um Modellsensitivitäten besser zu verstehen und unsere Annahmen bzw. daraus abgeleiteten Aussagen auf Robustheit zu überprüfen.

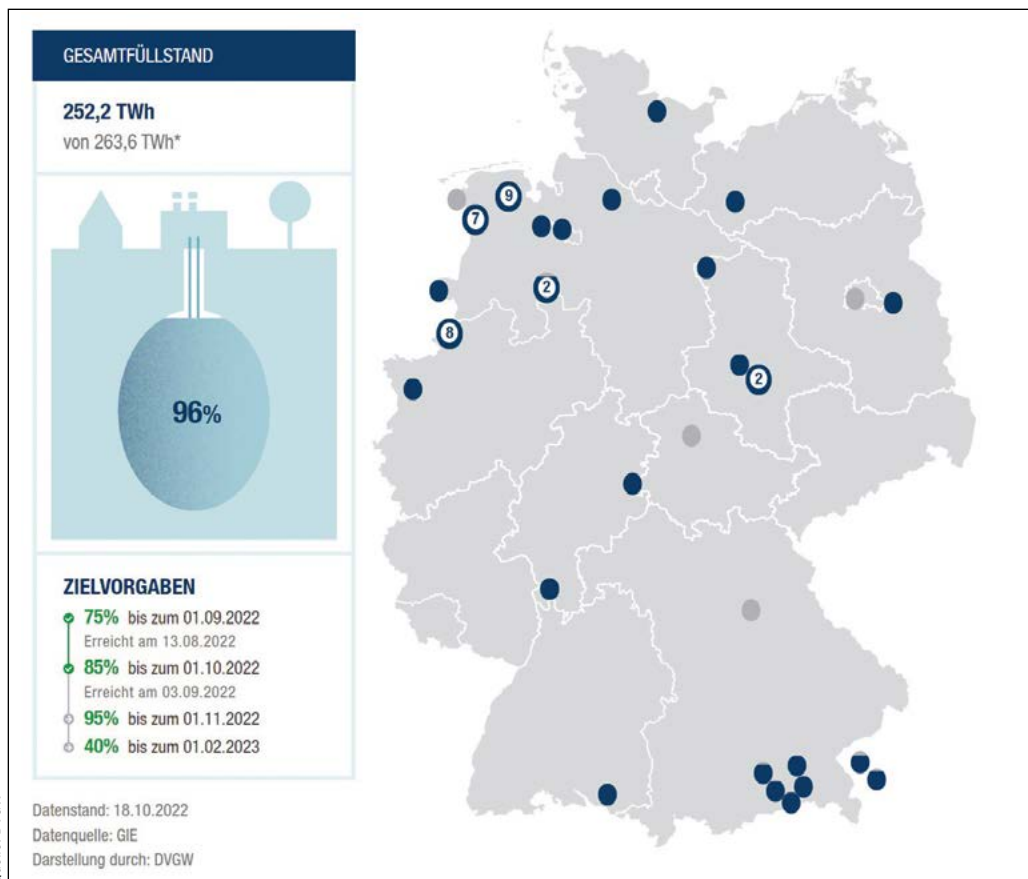
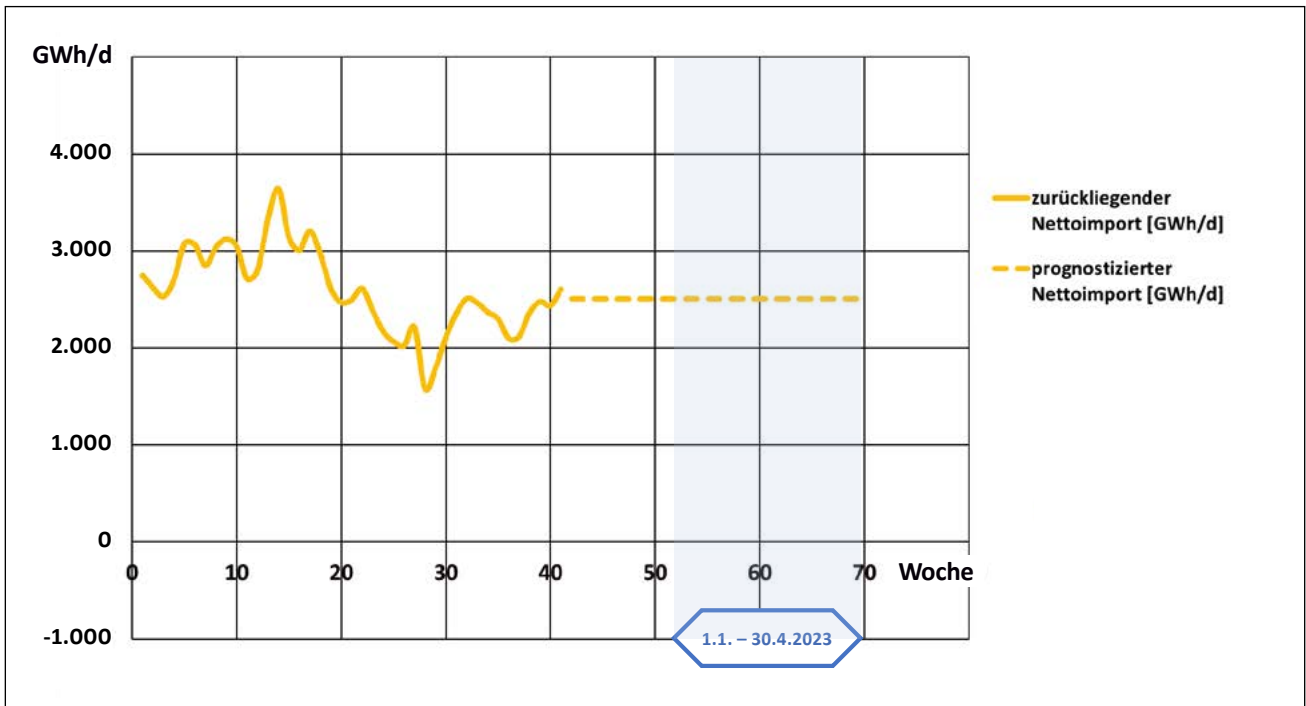


Abb. 6: Interaktive, web-basierte DVGW-Karte zur Visualisierung der Speicherfüllstände inklusive der beiden österreichischen Speicher 7Fields und Haidach, deren Füllstände und Kapazitäten zu 50 Prozent den deutschen Speichern zugerechnet werden. Quelle: DVGW, Stand: 22.10.2022



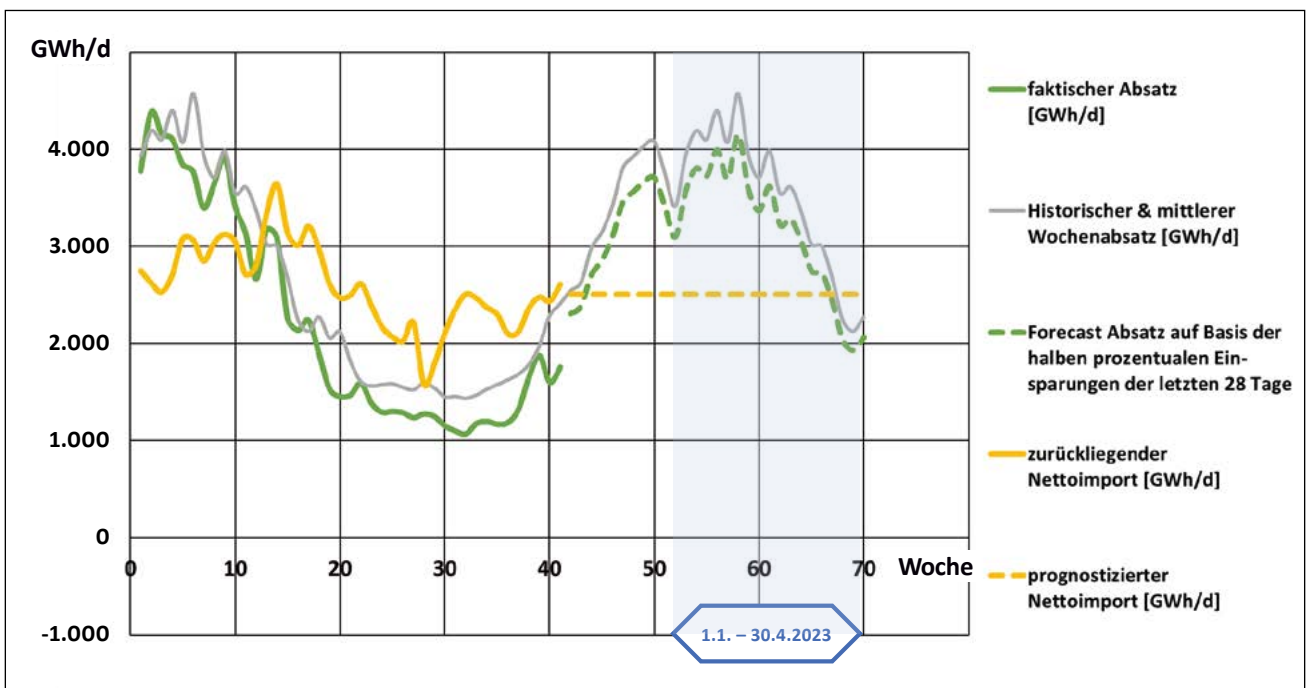
Quelle: DVGW

Abb. 7: Erdgas-Nettoimportstrom über eine Zeitspanne von 70 Wochen, darunter 52 Wochen im Jahr 2022 und 18 weitere Wochen bis Ende April 2023. Die durchgezogene Linie steht für den historischen, die gestrichelte Linie für den einfach linear fortgeschriebenen (prognostizierten) Import.

Abbildung 7 zeigt den so ermittelten Nettoimportstrom in Gigawattstunden/Tag (GWh/d) in einer wochenscharfen Auflösung. Dabei steht die durchgezogene Linie für die historischen Daten und deren gestrichelte Fortsetzung für den Prognosewert. Stand 23. Oktober 2022 liegt der Nettoimportstrom Erdgas bei ca. 2.500 GWh/d. Den Übergangspunkt zwischen Historie und Prognose bildet die KW 42. Natürlich wird dieser Umschlagpunkt in der Web-Applikation von Woche zu

Woche aktualisiert. Aus Gründen der Einfachheit werden die 18 ersten Wochen des Jahres 2023 bis Ende April 2023 fortlaufend aufsetzend auf die 52 Wochen des Jahres 2022 inkrementiert. So ergeben sich in Summe 70 Kalenderwochen – also die Zeitspanne vom 1. Januar 2022 bis zum 30. April 2023.

Von dieser Basisversorgung über den Nettoimportstrom ist der Absatz, also die Gasmenge, die von allen bundesdeut-



Quelle: DVGW

Abb. 8: Zum Erdgas-Nettoimportstrom ist hier zusätzlich die Absatzkurve hinterlegt, die ebenf. "s in der durchgezogenen Linie den faktischen und in der gestrichelten Linie den prognostizierten Absatz illustriert. Die dünne graue Linie steht für den 4-Jahresmittelwert des Absatzes.

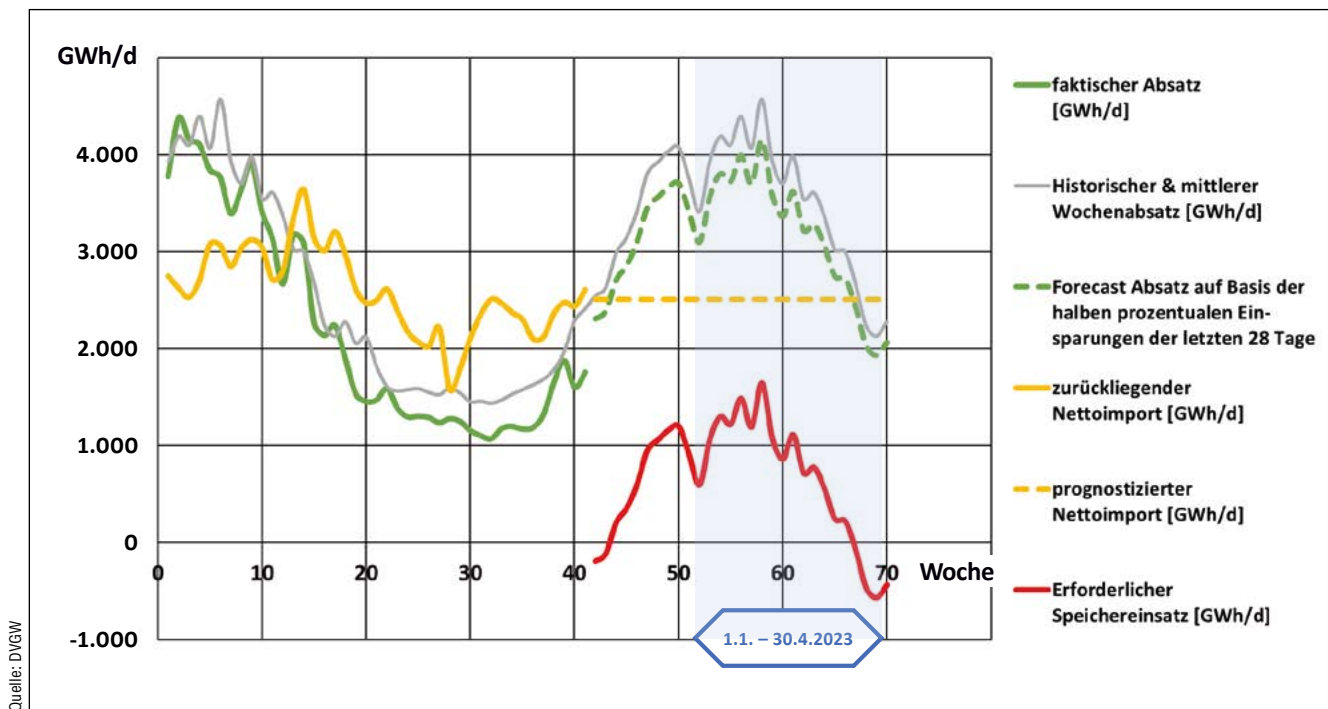


Abb. 9: Aus der Differenzbildung von Nettoimport und Absatz folgt die Speicherganglinie. Dabei stellen positive Werte Speicherentnahmen und negative Werte Einspeicherungen dar.

schon Kunden voraussichtlich benötigt wird, abzuziehen. Da im Winter dieser Absatz den Import erfahrungsgemäß übertreffen wird, muss die so entstehende Unterdeckung durch die Speicher gedeckt werden.

Sukzessive gehen wir aber zunächst auf die Darstellung des Absatzes ein und kommen dann zu den Speichereinsätzen. Analog zum Vorgehen bei den Importströmen unterscheiden wir zwischen dem zeitlich zurückliegenden und schon faktisch gewordenen Absatz einerseits und einem prognostizierten Teil andererseits. Als zeitlich profilierte Absatzkurve von heute bis Ende April 2023 – also als Prognosekurve – nehmen wir den korrigierten und über vier Jahre gemittelten Verlauf der Jahre 2018 bis 2021 an. Dieser 4-Jahres-Mittelwertverlauf kann erneut der BNetzA-Datenquelle [6] entnommen werden. Als Korrektur nehmen wir hier allerdings noch ein Absenken der Kurve um die Hälfte der kürzlich erzielten Einsparungen vor. Dazu schauen wir auf die letzten vier Wochen vor dem 23. Oktober 2022 zurück: Dort lag die Einsparung bei leicht über 18 Prozent. Das erscheint uns für die vor uns liegenden kälteren Tage unrealistisch hoch, weshalb wir nur den halben Wert ansetzen. Wir werden weiter unten diesen Sparanteil variieren und die Konsequenzen diskutieren. Auch in der DVGW-Anwendung zur Speicherreichweitenberechnung selbst wird die Größe parametrisierbar sein. Dennoch ist das Vorgehen plausibel, weil viele Industriekunden und private Haushalte Einsparoptionen für den Winter weitsichtig vorbereitet haben. Andererseits kann man argumentieren, dass der kommende Winter doch deutlich kälter als der 4-Jahres-Mittelwert ausfallen könnte. Auch darauf gehen wir in der anschließenden Diskussion ein, indem wir ihn durch den Maximalwert der letzten vier Jahre ersetzen.

Die **Abbildung 8** zeigt nun beides: Die Nettoimportmengen (alt und prognostiziert) und die Absatzmengen (alt und prognostiziert).

Der erforderliche Speichermengenbedarf ergibt sich nun in Form einer Ganglinie aus der Differenz beider Kurven. Dabei stellen positive Werte Speicherentnahmen und negative Werte Einspeicherungen dar. In **Abbildung 9** ist dies die hinzugefügte rote Kurve.

Für eine Reichweitenberechnung sind – basierend auf dem aktuellen Speicherfüllstand – diese prognostizierten wöchentlichen Entnahmen abzuziehen bzw. die Einspeicherungen zu addieren. Darauf basierend erhält man den Kurvenverlauf der **Abbildung 10**.

Diskussion der Ergebnisse

Aus dem Verlauf von **Abbildung 10** kann man entnehmen, dass unter den hier getroffenen Modellannahmen die Erdgasspeicher bis Ende April 2023 ausreichen. Sie haben dann noch einen Füllstand von 123 TWh oder, bezogen auf den Maximalwert von 263,5 TWh, ca. 46 Prozent Inhalt. Folgende Annahmen liegen diesen Ergebnissen zugrunde:

- Der Nettoimportbezug fällt nicht unter den Wert der letzten 14 Tage (bezogen auf KW 42) von ca. 2.500 GWh/d.
- Der Temperatur- bzw. Absatzverlauf folgt dem 4-Jahres-Mittelwert, fällt aber tendenziell um 9 Prozent niedriger aus. Dieser Prozentsatz ist der halbe empirische Wert der letzten vier Wochen.

- Die Bedarfsunterdeckung wird den Speichern entnommen, die in Summe die so geforderte Ausspeicherleistung pro Tag darstellen können.
- Zusätzliche Importe über LNG-Terminals werden nicht berücksichtigt.

Nun kann man einzelne Parameter als zu optimistisch oder zu pessimistisch ansehen. Wir betrachten dazu verschiedene abweichende Fälle:

Fall 1: Der Nettoimport kann über den Betrachtungszeitraum nicht gehalten werden und fällt um 20 Prozent auf 2.000 GWh/d zurück. Dann kommt Deutschland mit den höheren (harten) Einsparungen von 20 Prozent gut über den Winter. Ende April befinden sich allerdings nur noch 55 TWh (oder 21 Prozent) Gas im Systemspeicher.⁶

Fall 2: Der Nettoimport bleibt stabil bei 2.500 GWh/d. Dann wäre die Versorgung auch ohne Gaseinsparungen bis Ende April sicher. Allerdings reduziert sich der Systemspeicherstand ohne Einsparmaßnahmen auf 58 TWh Ende April, entsprechend 22 Prozent. Da wir Gas aus Norwegen und über Belgien und die Niederlande, d. h. über LNG-Anlandungen, beziehen, kann ein vergleichbar hoher Nettoimport wie im Herbst durchaus als wahrscheinlich angenommen werden. Denn Norwegen selbst konsumiert kaum eigen produziertes Gas, und am LNG-Weltmarkt sind Mengen zwar teuer, aber nicht short.

⁶ Eine fast gleiche Annahme hat übrigens die BNetzA in [9] getroffen und analysiert.

Fall 3: Der Winter fällt deutlich härter aus als der 4-Jahres-Mittelwert. Wir wählen dazu die Maximalkurve aus allen zurückliegenden vier Jahren, so wie es das Datenfile der BNetzA in [6] ausweist. Bei Einsparungen durch Verbraucherverhalten von 15 Prozent und Nettoimportströmen von weiterhin 2.500 GWh/d kommen wir auch dann durch den Winter. Allerdings sind die Speicher dann mit 11 TWh (5 Prozent Füllstand) nahezu leer.

Die **Abbildung 11** zeigt den Speicherfüllstandsverlauf des Basisfalls und jenen der drei beschriebenen zusätzlichen Fälle.

Kritik

Man könnte trotz der behandelten Fälle die Resultate als zu optimistisch kritisieren. Dem sei aber entgegen, dass wir uns hier bewusst gegen die Inklusion weiterer Gasmengen über LNG-Lieferungen entschieden haben. Immerhin könnten dies Nennjahreskapazitäten von 16 bcm in diesem Winter und mehr als 30 bcm bis Ende 2023 sein (vgl. Abb. 4), die den Nettoimportstrom deutlich stärken würden. Unsere Berechnungen basieren zumindest in diesem Punkt auf konservativen Annahmen. Natürlich sind auch andere Kombinationen aus Temperatur- und Absatzverlauf, Nettoimport und Effekten aus Gaseinsparungen denkbar. Diese werden sich aber im Online-Tools einregeln lassen, so dass der User sein präferiertes Szenario selbst designen kann.

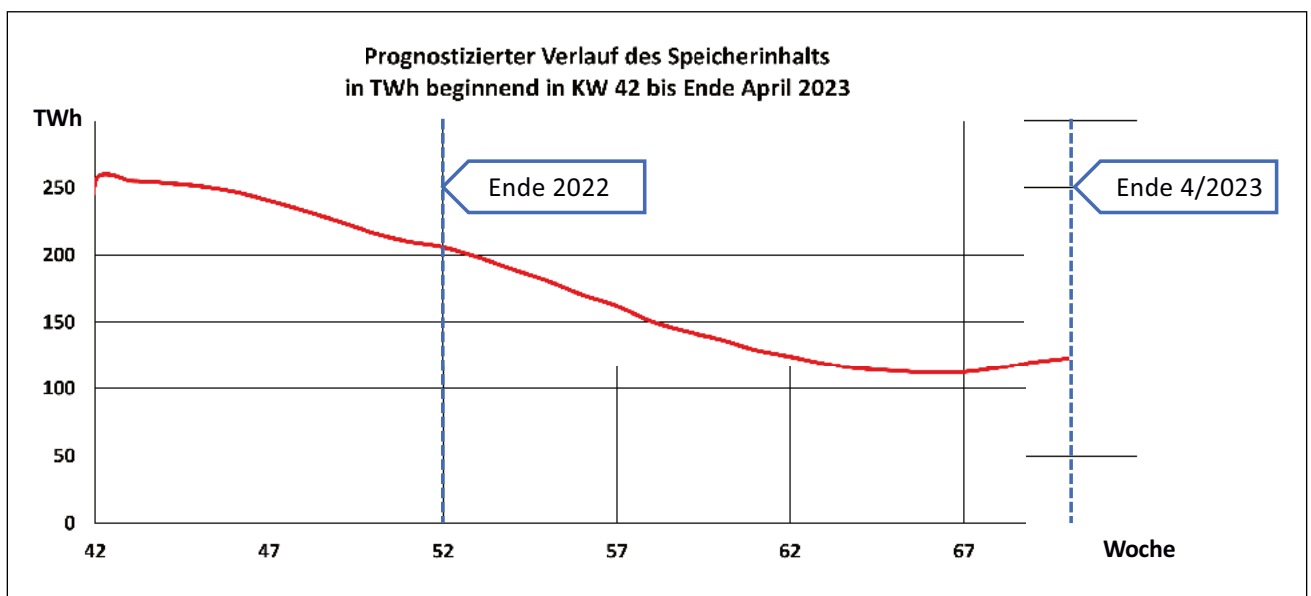


Abb. 10: Prognostizierter zeitlicher Verlauf des Systemspeicherfüllstandes. Zum Vergleich mit den anderen Abbildungen wurde die gleiche x-Achsenskallierung gewählt, so dass ein Zeitraum von 70 Wochen bis Ende April entsteht. Der Füllstandsverlauf (y-Achse) setzt aber erst ab „heute“ (KW 42) ein. Zeitlich frühere Werte werden unterdrückt. Sie spielen für die Reichweitenabschätzung keine Rolle. In der Online-Anwendung entspricht der Zeitpunkt „heute“ der aktuellen Kalenderwoche. Der Simulationsstartpunkt wandert also immer weiter entlang der x-Achse nach rechts.

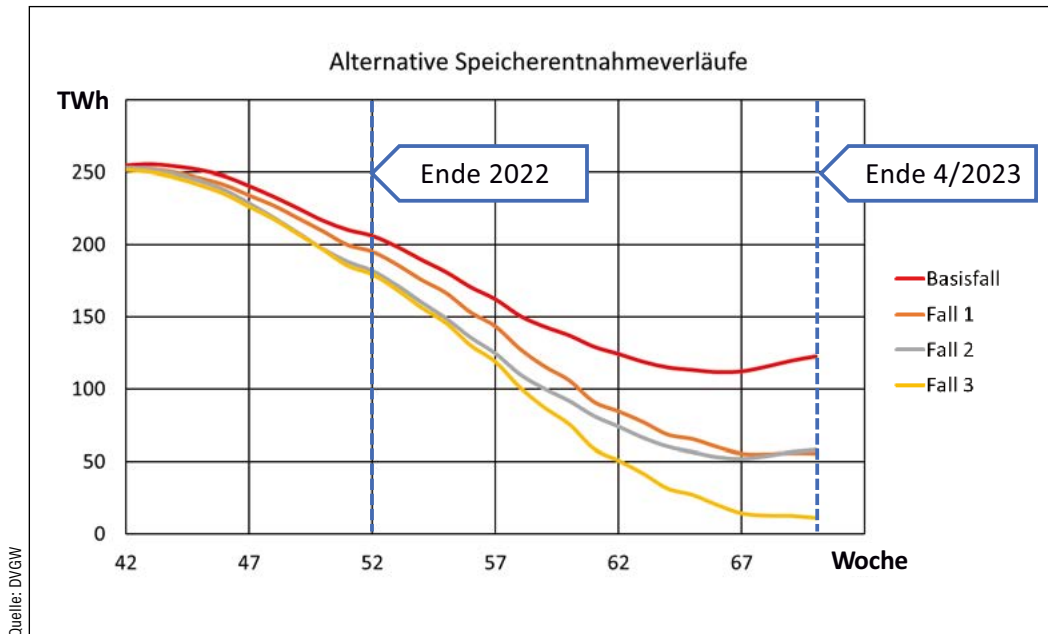


Abb. 11: Neben dem Basisfall des Speicherfüllstandsverlaufs werden drei weitere Fälle illustriert. Fall 1 geht von drastischen Liefereinschränkungen von 20 Prozent im Vergleich zum Basisfall aus, die und durch drastische Einsparungen (20 Prozent gegenüber dem mehrjährigen Mittel) abgefangen werden. Fall 2 rechnet ohne jegliche Gaseinsparungen aber mit stabilen Nettoimporten von 2.500 GWh pro Tag. Fall 3 unterstellt einen der härtesten Winterverläufe und zeigt, dass Einsparungen von ca. 15 Prozent noch eine verschwindend geringe Menge Gas Ende April im Speicher belassen. Alle vier Fälle wurden konservativ ohne LNG-Mengen-Bezüge gerechnet.

Fakt ist jedoch: Ein Modell bleibt ein Modell und kommt der Wirklichkeit nur bedingt nahe.

Größtes Handikap des hier beschriebenen Ansatzes ist es, dass er die Netztopologie und die Netzkapazität außer Acht lässt. Es sind aber gerade diese beiden Aspekte, also die Verschaltung der Pipelines und die betriebsregime-abhängigen Leitungskapazitäten, die Ausspeicheraten aus dem Netz heraus limitieren. Unser Ansatz ist demnach ein ausschließlich bilanzieller, der solche möglichen Leistungsreduktionen nicht berücksichtigt. Dieser Punkt ist ähnlich gelagert wie die zuvor geäußerte Kritik am Ansatz von Frondel und Schmidt bei ihrer Berechnung des Versorgungsrisikos, der sich dort nur auf Bilanzen und eben nicht auf Leistungen stützt. Für Regionen in Deutschland, die netzhydraulisch nicht optimal erschlossen sind, kann dies bedeuten, dass Gas, obwohl in ausreichenden Mengen in den Speichern und im Netz vorhanden, nicht in der gewünschten vollständigen Höhe an einem Tag oder unter bestimmten Netzfahrweisen, die sich aus einem großräumigen Zwang ableiten, geliefert werden kann. Um solche Versorgungspunkte identifizieren zu können, wäre eine vollständige Netzberechnung bzw. eine netzbasierte Wintersimulation erforderlich.

Zum Schluss sei auch noch einmal darauf hingewiesen, dass dem Winter 2022/2023 ein weiterer folgen wird und unsere Vorbereitung auf diesen auch maßgeblich durch die dafür im Frühjahr 2023 vorzufindenden Startbedingungen erleichtert oder erschwert wird. Leichter wird es in jedem Fall, wenn es dann noch signifikante Restmengen

in unseren Erdgasspeichern gibt. Daher ist es auch weiterhin angebracht, zum Sparen bzw. an einen energiebewussten und effizienten Einsatz des Energieträgers Gas zu appellieren. ■

Literatur

- [1] Frondel, M., Schmidt, C. M.: Deutschlands Energieversorgungssicherheit im Kontext aktueller geopolitischer Entwicklungen“ in: Energie für Deutschland – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext | 2022
- [2] www.tennet.eu/de/blog/was-bedeutet-n-1-sicherheit
- [3] BMWK: Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland (bmkw.de)
- [4] https://de.wikipedia.org/wiki/Ausf%C3%A4lle_aufgrund_gemeinsamer_Ursache
- [5] Wetzel, D.: Nur noch Ökostrom – Das bringt der Gasnetzausbau, in: Die Welt vom 25. Mai 2022.
- [6] www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/start.html
- [7] www.dvgw.de/gasspeicher
- [8] <https://agsi.gie.eu/#/>
- [9] BNetzA: Neuberechnung: Wie lange reichen die Speicher? Stand 20. Oktober 2022; 221020_gas_szenarien_neu.pdf (bundesnetzagentur.de)

Der Autor

Prof. Dr. Gerald Linke ist Vorstandsvorsitzender des DVGW.

Kontakt:

Prof. Dr. Gerald Linke
 DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
 Josef-Wirmer-Str. 1-3
 53123 Bonn
 Tel.: 0228 9188-701
 E-Mail: gerald.linke@dvgw.de
 Internet: www.dvgw.de

