

„Deutschland muss Tempo machen beim Wasserstoffhochlauf.“

Eine Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber ist es, die Netzinfrastruktur auf den Bedarf der Zukunft auszurichten. Der FNB Gas veröffentlicht dazu alle zwei Jahre den Netzentwicklungsplan (NEP Gas). In diesem Jahr hat der Verband zudem noch einen Wasserstoffbericht mit zwölf Empfehlungen herausgegeben, die den Wasserstoffhochlauf beschleunigen sollen. gwf Gas hat mit Barbara Fischer, Leiterin Politik, Kommunikation und Strategie, und Christoph Diehn, Referent Energiepolitik und Wasserstoff bei der terranets bw GmbH, über die Schwierigkeiten langfristiger Planung in Krisenzeiten sowie die regulatorischen Hürden der Netzplanung und -umstellung gesprochen.

gwf: Frau Fischer, ist es in der aktuellen Situation überhaupt möglich, einen NEP (Netzentwicklungsplan) zu erstellen?

Fischer: Ja, auch wenn die Herausforderungen gewachsen sind. Netzplanung ist ein langfristiges Unterfangen, aber wir leben zurzeit in einem extrem dynamischen Umfeld. Darauf müssen wir Antworten finden. Wir befanden uns Anfang des Jahres inmitten des Erstellungsprozesses für den aktuellen NEP und hatten gerade den Szenariorahmen von der Bundesnetzagentur bestätigt bekommen, als der russische Angriffskrieg auf die Ukraine ausbrach. Durch den Krieg haben sich die gaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen stark verändert. Glücklicherweise ist es auch in relativ festen Prozessen möglich, Anpassungen vorzunehmen. Das haben die FNB in

Absprache mit Behörden und Ministerien getan und den Szenariorahmen 2022 erweitert. Mit dem erweiterten Szenariorahmen zeigen wir also, dass sich langfristige Planung und die Berücksichtigung aktueller Entwicklungen vereinbaren lassen.

gwf: Welche Rolle spielt LNG im aktuellen NEP?

Fischer: Gerade dieses Thema mussten wir neu aufrollen. Wegen des Krieges hatte die Bundesnetzagentur uns aufgefordert, LNG stärker in den Fokus zu rücken und zu evaluieren, inwiefern damit ausbleibende russische Erdgasmengen ersetzt werden können. Dann gab es zwei Phasen. Im Zwischenstands-Dokument, das im Juli erschien, wurden in der



BARBARA FISCHER

ist Leiterin für Politik und Strategie beim FNB Gas und auch für die Themen Wasserstoff und Netzplanung zuständig



CHRISTOPH DIEHN

ist Referent im Bereich Energiepolitik und Wasserstoff bei der terranets bw GmbH. In dieser Funktion arbeitet er beim FNB Gas zusammen mit den anderen FNB am Wasserstoffbericht

Modellierung russische Lieferungen noch zu 50 % durch LNG ersetzt. Momentan läuft die Konsultation zu den „LNG-plus“-Varianten. Sie zielen auf einen 100 %igen Ersatz russischer Erdgasmengen durch drei Komponenten: überwiegend LNG, aber auch Wasserstoff und die Reduktion des Erdgasverbrauchs.

gwf: Inwiefern sind für das ankommende LNG bereits Transportleitungen vorhanden?

Fischer: Was jetzt gebaut werden muss, sind die Anbindungsleitungen. Dass sie entstehen sollen, ist im LNG-Gesetz verankert, wir brauchen also keinen langwierigen Planungsprozess. Ihr Bau läuft vielerorts schon auf Hochtouren: In Wilhelmshaven sollen die Leitungen beispielsweise schon Ende des Jahres angeschlossen werden. Eine andere Frage ist der Weitertransport im FNB-Netz. Ankommende Gas-mengen müssen natürlich weiterverteilt werden. Dazu brauchen wir eine entsprechende Anpassung des Fernleitungsnetzes. Die FNB haben im Rahmen ihrer Netzberechnungen im NEP Gas 2022-2032 die notwendigen kurzfristigen Infrastrukturmaßnahmen für die LNG-Anbindung und Weiterverteilung ermittelt. Dazu gehören Maßnahmen für deren Umsetzung bereits in den kommenden Tagen, Wochen und Monaten Investitionsentscheidungen getroffen und Materialbestellungen ausgelöst werden müssen, damit sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in den kommenden Wintern leisten können. Ohne eine Aufnahme dieser Maßnahmen in den Geltungsbereich des LNG-Gesetzes ist die Umsetzung dieser Maßnahmen erst mit erheblicher Zeitverzögerung möglich.

gwf: Welche Maßnahmen schlagen Sie konkret vor?

Fischer: Wir brauchen Tempo bei den LNG-Anbindungsleitungen sowie bei Maßnahmen zur Weiterleitung von LNG-Mengen im deutschen Fernleitungsnetz. Da gibt es eine breite Palette von Maßnahmen wie neue Verdichterstationen sowie Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM) bzw. deren Erweiterungen. Insgesamt sind es ca. 20 Maßnahmen, mit denen diese LNG-Mengen schnell weitertransportiert werden könnten. Alle wurden im Rahmen des besagten Modellierungsprozesses im Sommer erarbeitet und liegen auf dem Tisch. Zur Umsetzung müssen sie nun im NEP bestätigt werden, aber die Bestätigung kommt vielleicht erst Mitte nächsten Jahres. Wir hätten uns da eine gesetzliche Lösung gewünscht. Momentan gibt es eine solche noch nicht, aber in diesen besonderen Zeiten können Gesetze ja sehr kurzfristig auf den Weg gebracht werden.

gwf: Was halten Sie von dem Vorschlag der dena, die Gas- und Stromnetze in einem vorgelagerten Systemplan zukünftig stärker aufeinander abzustimmen oder sogar gemeinsam zu verabschieden?

Diehn: Die integrierte Planung ist eine zentrale Forderung in unserem Wasserstoffbericht. Dort schlagen wir genau das vor.

FNB



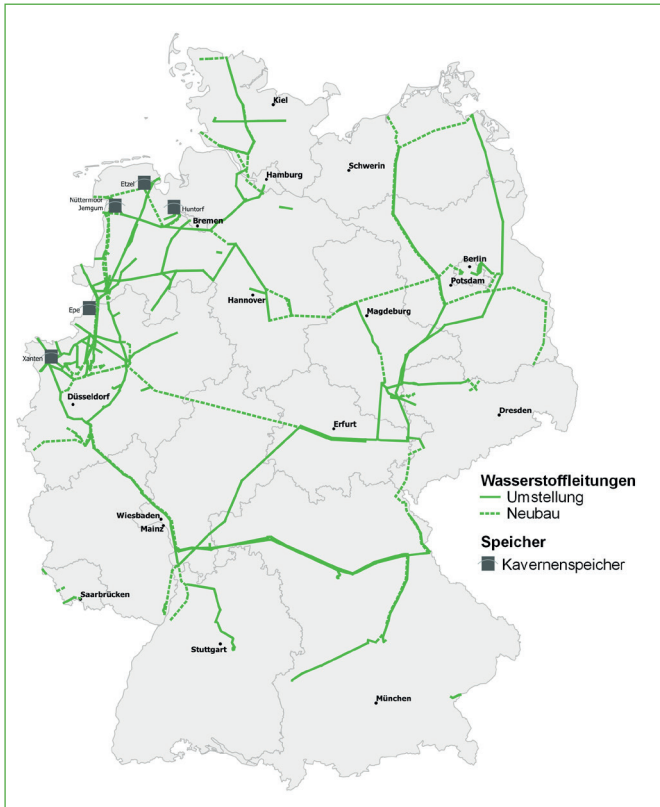
Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) koordiniert und bündelt über den Netzentwicklungsplan hinaus, den fachlichen Austausch der Fernleitungsnetzbetreiber und ist Ansprechpartner für Medien, Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Öffentlichkeit für alle Fragen der Transportinfrastruktur und seiner Weiterentwicklung im Rahmen der Energiewende. Die Mitgliedsunternehmen des FNB Gas betreiben für den überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransport ein rund 40.000 km langes Fernleitungsnetz.



Fischer: Wir sagen: Input-Parameter-Abstimmung ja, aber keine Zusammenlegung der eigentlichen Netzplanungsprozesse. Wir halten den Abstimmungsprozess für sehr sinnvoll und fordern ihn schon seit Längerem. Es macht aus unserer Sicht keinen Sinn, Infrastrukturen getrennt voneinander zu planen, wenn man ein Projekt wie die Energiewende bewältigen möchte. Insofern ist es richtig, dass man bestimmte Input-Parameter, einheitlich vorgibt. Das kann in einem vorgelagerten Prozess passieren, in den politische Ziele, Strategien und Szenarien einfließen. Danach übernehmen die Netzbetreiber die Netzmodellierung. Darin haben die Netzbetreiber über viele Jahre eine sehr hohe Expertise erworben. Aber es ist richtig, die Ankerpunkte vorab zu bestimmen, damit alle auf derselben Basis modellieren. Das gilt für Wärme, Wasserstoff, Methan, Strom – alles.

gwf: Zum Thema Wasserstoff - warum kommt der Hochlauf Ihrer Meinung nach nicht in die Gänge?

Fischer: Das Kernproblem ist mangelnde Planungs- und Investitionssicherheit. Das betrifft nicht nur Netzbetreiber, sondern die gesamte Wertschöpfungskette. Wenn in Deutschland ein Wasserstoffmarkt entstehen soll, brauchen wir perspektivisch ein Verbundnetz, und nicht nur Einzelprojekte. Was aus unserer Sicht fehlt, sind ein Regulierungs- und Finanzierungsrahmen, der es den Netzbetreibern ermöglicht, langfristig zu investieren. Die Übergangsregulierung des letzten Jahres war ein erster Schritt. Sie reicht aber nicht aus. Es bleibt ein



Die Wasserstoffnetzplanung bis 2032

Finanzierungsrisiko für die Netzbetreiber und Netznutzer bestehen. Unser Vorschlag war, das Finanzierungsproblem über gemeinsame Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff zu lösen. Damit hätte man die Anfangsinvestitionen, die beim Wasserstoff sehr hoch sein werden, auf viele Schultern verteilt. Das ist politisch offensichtlich nicht umsetzbar; insofern ist eine Blockade entstanden. Die muss jetzt dringend gelöst werden.

gwf: Haben Sie - oder der politische Entscheider - schon eine Alternative entwickelt?

Fischer: Tatsächlich hat die dena kürzlich ein Konzept veröffentlicht. Der Grundgedanke ist, dass die Netzentgelte auf ein bezahlbares Maß gedeckelt werden und die Netzbetreiber in Vorleistung gehen. Der Staat sichert diese im Gegenzug durch eine Art Versicherung oder Fonds langfristig ab. Das wäre für die Netzbetreiber ein gangbarer Weg. Mit der Absicherung können sie die Infrastruktur aufbauen und die Netzkunden, für die das Problem der hohen Netzentgelte am Anfang besteht, sind in der Lage, sie zu bezahlen. Das Problem für die Netzbetreiber wäre ja nicht die hohe Investition, sondern, dass der Netzkunde sich die Nutzung hinterher nicht leisten kann. Das Fazit ist also: entweder man verteilt die Kosten auf viele Schultern – das war politisch nicht gewollt - oder man sichert sie ab und kann so in der ersten Zeit verhindern, dass prohibitiv hohe Netzentgelte entstehen. Wenn der Markt dann hochläuft, nivelliert sich das.

Diehn: Dass wir das Wasserstoffnetz aus dem jetzigen Erdgasnetz heraus entwickeln und planen müssen, ist volkswirtschaftlich gesehen ein großer Vorteil. Völlig klar ist: Die Energiewende wird ohne eine substanzielle Transformation im Bereich der Moleküle nicht funktionieren können. Politisch ist das nicht einfach, aber wenn wir die bestehenden Unsicherheiten jetzt nicht an den entscheidenden Stellen zügig - bestenfalls noch in diesem Jahr - ausräumen, werden daraus ganz andere Probleme erwachsen.

Fischer: Es gibt leider immer noch Ampeln, die nicht auf grün stehen. In Brüssel wird aktuell das neue Gasmärktepaket diskutiert. Das enthält Regelungen zum Thema Unbundling, die nicht beschleunigend wirken, sondern im Gegenteil gerade in Deutschland einen richtigen Full Stop setzen würden. Das Problem ist: sie würden bestehende Eigentumsverhältnisse geradezu erschüttern. Erdgasnetzbetreiber dürften ab 2030 keine Wasserstoffnetze betreiben. Ein Netzbetreiber, der weiß, dass er in acht Jahren seine Wasserstoffnetze verkaufen muss, wird heute keine Investition in diese Netze tätigen.

gwf: Können Sie konkretisieren, was bei dem Unbundling vorgesehen ist?

Fischer: Grundsätzlich ist das Prinzip des Unbundlings, also der Entflechtung, richtig. Es muss ein Unbundling zwischen Vertrieb, Erzeugung und Netz geben – das stellt keiner infrage. Bei den in Brüssel vorgeschlagenen Regeln zur Entflechtung und zur Netzplanung im Rahmen des sogenannten EU-Gasmärktepaketes geht es aber um die Trennung von Methan- und Wasserstoffnetzen. Dadurch würden aus unserer Sicht erhebliche Hürden für den Aufbau des Wasserstoffnetzes entstehen. Es wäre z. B. so, dass das in Deutschland umgesetzte Entflechtungsmodell des ITO (Independent Transmission Operator) – die meisten FNB sind ITOs – im Jahre 2030 auslaufen würde. Diese FNB wären dann verpflichtet, ihre Wasserstoffnetze zu veräußern. Es gäbe dann nur noch das ISO-Modell oder das reine Ownership-Unbundling. Insofern wäre das Auslaufen des ITO-Modells für viele deutsche FNB das Aus für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur. Das Problem ist ferner, dass viele ITOs im Eigentum von international tätigen Versicherungsgesellschaften oder Finanzinvestoren sind. Diese gelten in der Regel als vertikal, da sie aufgrund ihrer diversifizierten Investitionsstrukturen weltweit auch an Unternehmen beteiligt sind, die Aktivitäten der Energiegewinnung und -versorgung ausführen. Diese privat organisierten Investoren würden vom Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland ausgeschlossen. Es liefe wahrscheinlich darauf hinaus, dass andere europäische Netzbetreiber die Wasserstoffnetze in Deutschland aufbauen. Der Staat selbst könnte das theoretisch auch tun, aber das wäre sicher keine vorzugswürdige und schon gar keine beschleunigende Lösung. Die FNB müssten ihre Wasserstoffaktivitäten aber in jedem Falle veräußern, was eine Reihe eigentumsrechtlicher Fragen aufwerfen und ebenfalls zu einer drastischen Verzögerung

rung des Infrastrukturaufbaus, zumindest in Deutschland führen würde. Daher plädieren die FNB ganz klar für die Beibehaltung des ITO-Modells auch für Wasserstoffnetzbetreiber.

gwf: Wie schätzen Sie das auf EU-Ebene ein - wann wird es eine Entscheidung geben?

Fischer: Das Paket liegt seit Ende letzten Jahres auf dem Tisch. In der Regel dauern die Gesetzgebungsprozesse in Brüssel etwa zwei Jahre. Die erste Lesung im Europaparlament findet im November statt, parallel sortiert sich der Rat. Dann gibt es weitere Lesungen. Vor Mitte nächsten Jahres rechne ich nicht mit einer Entscheidung.

gwf: Sind also alle Entscheidungen der FNB derzeit auf Eis gelegt?

Diehn: Naja, nicht unbedingt. Erstmals ist es bei jedem FNB

bone, wo sich europäische FNB zusammengetan haben, um zu prüfen, welche Leitungen sich aus dem Bestandsnetz herauslösen und für den künftigen Transport mit Wasserstoff umstellen lassen. Ziel ist jetzt, ein europäisches Verbundnetz so aufzubauen, dass leistungsfähige Trassen zwischen den sich abzeichnenden Wasserstoff-Quellen und den Senken entstehen. Deshalb ist es besonders für Deutschland, wo es erhebliche Wasserstoffsenken gibt – das hat die Marktabfrage WEB 2021 deutlich gezeigt – wichtig, im europäischen Verbund schnell voranzukommen, um hinreichend eingebunden und angeschlossen zu sein.

Fischer: Die WEB ist die Abfrage, die wir unter den Marktpartnern im Rahmen des NEP Gas gemacht haben. WEB steht für „Wasserstoffherzeugung und -bedarf“. Die WEB ist in der Modellierung unser Grundgerüst für das Wasserstoffnetz.

Diehn: Ja, zudem brauchen wir eine maximale Diversifizie-

„Sektorenkoppelnd, klimaneutral und speicherfähig muss der Energieträger Wasserstoff einen wesentlichen Beitrag im künftigen Energiesystem leisten.“

etwas unterschiedlich, zum anderen sind wir als terranets davon überzeugt, dass man in Brüssel zu gangbaren Ergebnissen kommen wird. Auch auf europäischer Ebene – Stichwort: European Green Deal – gibt es eine hohe Motivation, auch regulatorisch einen schnellen und kostengünstigen Ausbau zu ermöglichen. Ansonsten muss man bedenken, dass das jetzige Regulierungsregime ein Erdgasregulierungsregime mit begrenzten Möglichkeiten ist. In Deutschland sind die FNB sehr stark in Vorleistung gegangen, gerade in Sachen Wasserstoffnetzplanung. Die Herausforderung besteht darin, dass wir ein Wasserstoffnetz aus möglichst viel umgestellten Erdgasleitungen planen, bei gleichzeitiger Sicherstellung der zunächst weiterhin notwendigen Erdgasversorgung. Auch deswegen halten wir es für sinnvoll, das ITO-Modell beizubehalten und diese Aufgabe integriert bei den Netzbetreibern zu lassen. Es gibt schließlich keine Akteure, die unsere Netze so gut kennen wie wir. Vor diesem Hintergrund ist es zwar problematisch, wenn sich die EU-Entscheidung noch um einige Monate verschiebt, aber wenn anschließend etwas Gutes dabei herauskommt, ist es die Wartezeit sicherlich wert.

gwf: Thema Europa - wie soll eigentlich die europäische Infrastruktur für den Wasserstofftransport gestaltet werden?

Diehn: Das steht noch nicht fest. In Deutschland betrachtet man auf europäischer Ebene den European Hydrogen Back-

grund der Bezugsquellen. Beim Erdgas haben wir in diesem Jahr erlebt, wie wichtig Diversifizierung ist; auch beim Wasserstoff wird das entscheidend sein. Übrigens auch mit Blick auf die Produktionskosten, gerade beim grünen Wasserstoff.

gwf: Sind andere europäische Länder hinsichtlich ihrer Wasserstoffinfrastruktur weiter als Deutschland?

Diehn: Das ist unterschiedlich. Alle Länder sind an EU-Recht gebunden, insofern warten alle auf endgültige Vorgaben. In Deutschland passiert seitens der Industrie und der Netzbetreiber sehr viel, gleichwohl gibt es durchaus Länder, die noch ambitionierter sind – zum Beispiel die Niederlande.

gwf: Wie lange wird es dauern, ein Wasserstoffnetz umzusetzen?

Diehn: Das kommt darauf an, über welches Netz wir uns unterhalten. Seitens der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber wurden beispielsweise die Zielnetze 2030 und 2050 vorgestellt. Jüngst ist die Wasserstoffvariante 2032 aus dem aktuellen NEP Gas dazugekommen. Wenn wir über das Zielnetz 2050 sprechen, soll es bis 2050 stehen. Unterhalten wir uns über die Wasserstoffvariante aus dem aktuellen NEP 2032, ist der Plan, es bis 2032 aufzustellen. Denn wir brauchen es – das ist die wichtige Botschaft. Deshalb auch der dringende Appell und die Empfehlungen aus dem Wasserstoffbericht,

schnellstmöglich in die Gänge zu kommen. Wenn wir auf allen Netzebenen nicht rechtzeitig von der Planung in die Umsetzung kommen, läuft uns die Zeit davon. Das kann Deutschland sich nicht leisten.

Fischer: Wir betrachten das Netz zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Um das Jahr 2025 soll es bereits erste Leitungen geben. Wir warten mit dem Leitungsbau nicht bis 2030 oder 2032. Das ist ein sukzessiver Prozess der Planung, der Umstellung und ggf. des Neubaus. Unsere Planungen sind bedarfsorientiert, die 2050er Netze basieren zudem auf Szenarien. Es fließt die WEB ein, aber bei 2050 blicken wir so weit in die Zukunft, dass keine konkrete Bedarfsprognosen vorliegen können. Wir brauchen für die Wasserstoffnetzplanung im Gegensatz zur Methanetzplanung, die rein bedarfsorientiert ist, auch diesen Blick in die Zukunft, weil sich sonst kein Markt aufbauen lässt. So können politische Strategien und Zielsetzungen mit einfließen. Das ist bei einer rein bedarfsbasierten Planung nicht der Fall.

gwf: Wie funktioniert die Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern?

Diehn: Die funktioniert gut. Das ist auch entscheidend, denn während der Transformation von Methan zu Wasserstoff sind die VNB unmittelbar an unsere Netze angeschlossen. Deswegen haben wir uns im Wasserstoffbericht auch mit der Frage auseinandergesetzt, wie der Umstellungsprozess auf VNB-Ebene organisiert werden soll. Man darf nicht außer Acht lassen, dass die Industrie überwiegend nicht an das Fernleitungs-, sondern an das Verteilernetz angeschlossen ist. In diesem Jahr waren der Wasserstoffbericht, aber natürlich auch der GTP (Gasnetzgebietstransformationsplan) wichtige Bausteine zur intensiven Abstimmung. Die Wasserstofftransformation ist eine Aufgabe, bei der alle Akteure involviert sein müssen. Weder wir noch die VNB können von heute auf morgen auf Wasserstoff umstellen, denn auch die angeschlossenen Abnehmer müssen bereit sein. Timing und technische Voraussetzungen müssen so koordiniert werden, dass es zu den anvisierten Stichtagen übereinander passt.

Fischer: Die Erfahrung zeigt, dass wir die Koordination solcher komplizierter Prozesse übernehmen können. Es gibt viele Parallelen zur L/H-Gas-Umstellung, die auch in Abstimmung zwischen FNB und VNB vollzogen wurde und wird. Die Herausforderung ist beim Wasserstoff vielleicht etwas größer, aber ich glaube, wir sind gut aufgestellt.

gwf: Herr Diehn, terranets bw hat die Initiative Wasserstoff für Baden-Württemberg ins Leben gerufen. Wie kam es dazu?

Diehn: Unsere Wasserstoff-Planungen haben wir bereits sehr frühzeitig stark vorangetrieben. Allerdings gab es bei vielen Akteuren eine große Unsicherheit. Wir wollten daher Transparenz herstellen, unseren aktuellen Planungsstand öffentlich machen und ein Netzwerk für Baden-Württemberg aufbauen, in dem wir Akteure aus verschiedenen Bereichen zusammenbringen. Zur Herstellung von Transparenz haben wir bei-

spielsweise veröffentlicht, welche Bedarfe in unserem Netzgebiet gemeldet wurden.

gwf: Und wie hoch ist der Bedarf?

Diehn: Immens hoch. Nur für Baden-Württemberg geht er bis 2050 auf knapp 20 GW hoch. Bis 2030 ist er relativ moderat, vermutlich auch, weil es nach aktuellem Stand der Dinge bis dahin in Baden-Württemberg noch keine Anbindung an die nationale und europäische H₂-Infrastruktur geben wird. Aber ab 2030 ziehen die Bedarfe in Baden-Württemberg enorm an. Auch deswegen pochen wir so auf das Tempo. Kundenseitig sehen wir die Bedarfe. Man muss dekarbonisieren, man will diversifizieren, und in vielen Anwendungen führt dabei schlicht kein Weg an Wasserstoff vorbei.

Fischer: Um das noch einmal mit einer Zahl zu unterstreichen: Wir haben von der WEB-Abfrage aus dem NEP 2030 zu der WEB-Abfrage aus dem NEP 2032 eine Verzehnfachung des deutschlandweiten Transportbedarfs für Wasserstoff gehabt.

gwf: Aus welchen Bereichen kommt die Nachfrage?

Diehn: In Baden-Württemberg kommt die Nachfrage sektorenübergreifend aus allen Bereichen. Es gibt einen hohen Industriebedarf aufgrund von Anwendungen, die nicht anders zu dekarbonisieren sind, aber auch darüber hinaus. Daneben gibt es Kraftwerke, den Verkehrssektor und den Wärmebereich, aus dem landesweit erhebliche Anforderungen kommen.

gwf: Wer wird dann zuerst angeschlossen?

Diehn: Zuerst angeschlossen wird, wer eine Leitung in Reichweite hat. In Baden-Württemberg planen wir, im Jahr 2030 die Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) als erste Pipeline von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen. In dieser Region gibt es eine hohe Nachfrage aus der Industrie, von den VNB und von Kraftwerken, die zunächst von Kohle auf Erdgas wechseln und im zweiten Fuel Switch von Erdgas auf Wasserstoff. Doch überall, wo wir nicht rechtzeitig mit einer transformierten Erdgasleitung hinkommen, gibt es keinen Wasserstoff. Das ist leider vielen Akteuren aus Industrie und Politik nicht hinreichend bewusst. Der Wasserstoff wird nicht ohne Weiteres aus einer Erdgasleitung sprudeln. Kern der Transformation ist, möglichst volkswirtschaftlich einzelne Netzgebiete weiterhin mit Erdgas zu versorgen und parallel eine Wasserstoffinfrastruktur hochzufahren, ohne großflächig neu zu bauen. Das ist nicht einfach und in unterschiedlichen Netzbereichen unterschiedlich kompliziert. Aber machbar.

Fischer: Und volkswirtschaftlich absolut sinnvoll und kostendämpfend. Natürlich könnten wir eine komplett neue Infrastruktur für Wasserstoff konstruieren, aber das wäre sehr teuer und langwierig. Ein Vorteil im Westen der Republik ist, dass Leitungen, die durch die L/H-Gas-Umstellung frei werden, nun für den Wasserstofftransport nutzbar sind. Das ist ein Vorteil, den Deutschland gegenüber anderen Ländern hat und den wir gerade in Gebieten mit viel Industrie nutzen sollten.

12 FORDERUNGEN AUS DEM WASSERSTOFFBERICHT

1. Einführung eines verbindlichen und integrierten Netzentwicklungsplanungsprozesses für Gas (Wasserstoff und Methan), wie er sowohl im Gas als auch Strombereich seit vielen Jahren erfolgreich durchgeführt wird. Der Netzentwicklungsplanungsprozess ersetzt das derzeit in § 28p Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorgesehene System der Bedarfsgerechtigkeitsprüfung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bezogen auf einzelne Wasserstoffnetzinfrastrukturen. Die Notwendigkeit für einen Wasserstoffbericht gem. § 28q EnWG wird durch die Einführung der integrierten Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan) hinfällig. Die Verpflichtung der Erstellung dazu sollte daher gestrichen werden.
2. Bestätigung eines Startnetzes, abgeleitet aus strategischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten ohne weitere Verzögerung noch vor der Einführung des beschriebenen Regelprozesses.
3. Schaffung eines Ordnungsrahmens, der eine einheitliche und für alle Wasserstoffnetzbetreiber, die ein Wasserstoffnetz der öffentlichen Versorgung betreiben, verpflichtende Regulierung vorsieht, um die Zusammenarbeit im Rahmen der Wasserstoffnetzplanung und den dafür notwendigen Informationsaustausch praktisch überhaupt zu ermöglichen. Dieser Ordnungsrahmen muss Rechte und Pflichten abbilden, die mit denen vergleichbar sind, die für Fernleitungsnetzbetreiber im Erdgasbereich gelten. Dazu gehört:
 - a. die umfassende Zusammenarbeitspflicht der betreffenden Netzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) einschließlich des Austauschs aller dafür erforderlichen Informationen,
 - b. die Verpflichtung aller betreffenden Netzbetreiber, sich in einem gemeinsamen NEP auf eine abgestimmte Netzplanung zu verständigen, und
 - c. die Sicherstellung der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen – nach Bestätigung durch die BNetzA, wodurch zugleich die Bedarfsgerechtigkeit bestätigt wird – durch entsprechende Investitionsverpflichtungen der Netzbetreiber.
4. Schaffung eines Ordnungsrahmens, der einerseits die Refinanzierung der durch die Netzbetreiber getätigten Investitionen ermöglicht und andererseits zu wirtschaftlich tragbaren Netzentgelten insbesondere in der Markthochlaufphase führt. Wichtig ist es, Risiken angemessen zu adressieren und das Vertrauen sowohl der Investoren als auch der Transport- und Wasserstoffkunden in den Wasserstoffhochlauf zu stärken.
5. Ablehnung einer Entflechtung zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetrieb in der europäischen Regulierung und Beibehaltung der bewährten Entflechtung zwischen den wettbewerblichen Aktivitäten der Gewinnung und der Versorgung auf der einen Seite sowie den nicht-wettbewerblichen Aktivitäten des Transports auf der anderen Seite.
6. Weiterhin eigenständige Netzentwicklungspläne und Szenariorahmen für Strom und Gas (Wasserstoff und Methan) bei einer engeren Verzahnung beider Prozesse, um den Herausforderungen der Transformation des Energiesystems gerecht zu werden.
7. Zeitliche Harmonisierung zwischen NEP Strom und NEP Gas (Wasserstoff und Methan) zur Berücksichtigung der Wechselwirkungen, so dass im Prozess eine Abstimmung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern auf der einen und den Fernleitungs- und Wasserstoffnetzbetreibern auf der anderen Seite möglich ist und die Bestätigungen der BNetzA inhaltlich konsistent und koordiniert erfolgen können.
8. Einführung eines vorgelagerten Energieszenarienprozesses, der eine gemeinsame Szenariengrundlage in Form einheitlicher Annahmen (z. B. zu Bedarfsprognosen) und Zielvorgaben und damit konsistente Inputparameter für die Netzplanungen Strom und Gas (Wasserstoff und Methan) bereitstellt. Aus diesen Energieszenarien ist dann der jeweilige Szenariorahmen für den NEP Strom und NEP Gas (Wasserstoff und Methan) abzuleiten. In diesen Prozess müssen die Netzbetreiber eng eingebunden werden.
9. Einführung von Instrumentarien für die Optimierung der Standorte für Power-to-Gas-Anlagen (PtG) sowie von Gaskraftwerken, z. B. in Form von Anreizen (u. a. innerhalb der Netzentgeltsystematiken, der Genehmigungsprozesse oder von Förderungsmaßnahmen).
10. Herstellen der gesetzlichen und regulatorischen Voraussetzungen zur Umstellung auf Wasserstoff im Bereich der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber, insbesondere durch Einführung einer rechtlichen Handhabe zur Umstellung von Netzgebieten inklusive der dort angeschlossenen Netzkunden.
11. Berücksichtigung von geplanten Umstellungsbereichen der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber durch die Netzentwicklungsplanung Gas (Wasserstoff und Methan). Die Bestätigung der grundsätzlichen Umstellung von Bereichen erfolgt über den NEP Gas (Wasserstoff und Methan). Dies sollte möglichst früh erfolgen um damit für alle beteiligten Abnehmer einen hohen Grad an Verbindlichkeit mit einer angemessenen Vorlaufzeit bieten.
12. Einführung einer gesetzlichen Verpflichtung, bei Tausch oder Neueinbau einer Gasheizung wasserstoff- bzw. umstellungsfähige Geräte zu verwenden, sobald diese flächendeckend verfügbar sind, um künftige Umstellungsprozesse schon frühzeitig bestmöglich zu vereinfachen.

Weitere Informationen unter:
www.fnb-gas.de

gwf: Das Asset ist vorhanden.

Fischer: Genau, und in dem Sinne auch verfügbar. Insbesondere dort, wo die L-Gasleitungen durch die Umstellung schon frei sind, können diese freien L-Leitungen natürlich für Wasserstoff genutzt werden. Natürlich ist die Transformation in Gebieten, in denen nicht so viele Leitungen liegen, komplizierter. Doch wo Leitungen frei sind, hat man einen großen Vorteil.

gwf: Sie beschäftigen sich mit Leitungen und Nachfrage. Woher der Wasserstoff kommt, ist für Sie kein Thema?

Diehn: Als FNB liegt unser Hauptaugenmerk natürlich auf dem Transport von Gas, nicht auf dessen Erzeugung. Gleichwohl drängt sich die Frage auf. Wir haben unsere erste Leitungsumstellung auch deshalb optimistisch von 2035 auf 2030 vorverlegt, weil wir viele Erzeugungsprojekte wahrnehmen. Neben inländischer Erzeugung gibt es natürlich die Option internationaler Energiepartnerschaften. Wir beobachten, wo innerhalb und außerhalb Europas in den Aufbau künftiger Kapazitäten investiert wird. Über das European Hydrogen Backbone (EHB) könnten diese Mengen in unsere Senken transportiert werden. Darüber hinaus wird sich ein internationaler Markt entwickeln, davon bin ich tief überzeugt. Ich würde nicht sagen, dass Wasserstoff das Erdöl von morgen wird, aber er wird ziemlich sicher das Erdöl von übermorgen.

gwf: Von welchem inländischen Produktionspotenzial gehen Sie in Ihrem Modell für 2032 aus?

Diehn: Wir sind natürlich auf Importe angewiesen. Man muss sich vor Augen führen, dass unsere Möglichkeiten, Wasserstoff national zu erzeugen, begrenzt sind. Manche Akteure sind gedanklich gerne in einer „Energieautarkiewelt“ unterwegs, aber das ist bei dem industriellen Standard, den wir in Deutschland haben, schlichtweg nicht möglich. 80 % unseres Endenergieverbrauchs funktioniert molekülbasiert. Davon importieren wir schon heute den überwiegenden Teil. Dies wird sich auch künftig nicht komplett anders darstellen lassen.

Fischer: Um eine Zahl zu nennen: Im NEP 2022 gehen wir auf der Basis der Marktabfrage des WEBS sowie konkreter MoUs von 22,7 GW Elektrolysekapazität in Deutschland aus. Bestätigt hat die Bundesnetzagentur davon 20,5 GW.

Diehn: Das ist für sich genommen nicht wenig. Doch wie gesagt: wir brauchen beides. Auch hier gilt es, maximale Diversifikation zu erzielen. Die optimale Bezugsroute für grünen Wasserstoff besitzt von vornherein eine Importquelle und führt an vielen günstigen Produktionsstandorten vorbei – Nordafrika, Südeuropa, Offshore-Kapazitäten und dergleichen. Zentral ist, dass Sie den Elektrolyseur mit möglichst niedrigen Stromkosten betreiben. Es gibt Gebiete auf der Welt, die Solargrenzkosten von 1 Cent pro Kilowattstunde haben. Diese wettbewerblichen Vorteile werden starke Anreize bieten, um Investitionsentscheidungen vor Ort zu treffen. Sofern sie nicht schon getroffen sind.

gwf: Wie hoch schätzen Sie die Kosten für den Netzbau?

Fischer: Es ist schwierig, die Kosten für einen Netzbau bis 2050 zu evaluieren. Wir gehen von folgendem Szenario aus: wenn das Wasserstoffnetz 2050 13.300 km lang ist und davon 11.000 km umgestellte Leitungen sind, kommen Sie auf ungefähr 18 Mrd. €. Vergleicht man diese Kosten mit dem Investitionsbedarf der Stromnetzbetreiber, der allein bis 2035 für den Leitungsneubau 72 bis 76 Mrd. € beträgt, sind sie überschaubar. Es handelt sich ohnehin um eine Investition in die Zukunft, um die wir nicht umhinkommen.

Diehn: „Zukunftsinvestition“ ist das richtige Wort. Nicht „Kosten“, denn das Geld ist ja nicht weg. Der Vorteil ist, dass wir das Netz zu einem großen Teil aus einer Transformation heraus entwickeln, dass wir es also nicht neu bauen müssen. Das erzeugt ein signifikantes Delta.

gwf: Die FNB arbeiten seit einem Jahr im Stresstest. Eine maßgebliche Gasquelle ist ausgefallen, trotzdem mussten die Gasspeicher gefüllt werden. Wie fühlt man sich nach einem solchen Jahr?

Diehn: Trotz dieser schwierigen Rahmenbedingungen haben wir, glaube ich, einen guten Job gemacht, vor allem die Kolleginnen und Kollegen aus den Bereichen der Netzsteuerung und Krisenvorsorge. Gleichzeitig arbeiten alle FNB – auch eingebettet in europäische Strukturen – weiter konzentriert und mit aller Kraft daran, dass wir gut durch den Winter kommen. Und durch das nächste Jahr. Es ist ja nicht so, dass wir plötzlich frei von angespannten Zeiten sein werden. Ich denke, jeder macht seinen Job, und bisher ist uns das gut gelungen.

gwf: Unsere Abschlussfrage: Was wünschen Sie sich politisch?

Fischer: Ich würde mir wünschen, dass wir die Blockade bei der Finanzierung des Wasserstoffnetzes lösen. Man hat sich da im letzten Jahr auf eine Übergangsregulierung geeinigt und ist auf halbem Weg stehengeblieben. Lösungsvorschläge wie von der dena liegen auf dem Tisch, man muss sie einfach nur umsetzen. Das wäre ein großer Schritt nach vorne, denn dann könnte es endlich losgehen. Die FNB stehen in den Startlöchern – es wäre gut, wenn es vorwärts geht.

Diehn: Da die Finanzierung jetzt schon vergeben ist, wünsche ich mir die integrierte Netzplanung für Methan und Wasserstoff. Anders funktioniert es einfach nicht, aus Kostengründen, aus Zeitgründen, und, weil wir als FNB es faktisch schon so machen. Nichts anderes ist ja die Wasserstoffvariante, die Eingang in den NEP Gas gefunden hat. Wir müssen Gas geben – im wahrsten Sinne des Wortes.

gwf: Frau Fischer, Herr Diehn, vielen Dank für das Gespräch.



Langlebige Sicherheit ist alles.

100 Jahre Innovationskraft. Für die Sicherheit Ihrer Pipeline.
Für den Schutz von Mensch und Natur. denso-group.com

100 Jahre DENSO. Advanced in Sealing.

