

Stellungnahme der Chemergie UG (haftungsbeschränkt) zum Entwurf des Szenariorahmen Gas 2020-2030

Die Chemergie UG (haftungsbeschränkt) ist ein Unternehmen, das in einem Geschäftsbereich den Gashandel in ausschließlich wasserstoffhaltigen Netzen der öffentlichen Gasversorgung betreiben soll. Die Aufnahme der Geschäftstätigkeit ist beabsichtigt, sobald die rechtlichen und technischen Voraussetzungen hierfür in Deutschland gegeben sind. Auch weil die Fernleitungsnetzbetreiber im vorliegenden Szenariorahmen auch zu Reinwasserstoff-Leitungssystemen Stellung beziehen und sich Planung, Bau und Betrieb derselben empfehlen, ist die Chemergie UG als (potentieller) Marktteilnehmer anzusehen.

Grundsätzliches zum Energieträger Erdgas/Methan und der Vereinbarkeit desselben mit den nationalen und globalen Klimaschutzzielen

Seit Beginn der Industrialisierung ist der Anteil des Treibhausgases Methan in der Atmosphäre prozentual stärker gestiegen als der Anteil von Kohlendioxid. Bei der Betrachtung der Klimaschädlichkeit von Methan ist angesichts der Halbwertszeit in der Atmosphäre zu beachten, dass Methan bei sehr kurzfristiger Betrachtung ein gewichtsbezogen um über 100fach stärkeres Treibhausgas ist als Kohlendioxid. Neben der Landwirtschaft und der allgemeinen Veränderung der Gasnutzung haben Produktion, Aufbereitung, Speicherung und Transport sowie auch die unvollständige Nutzung am Verbrauchsort erhebliche schädliche Auswirkungen auf das globale Klima. Lediglich über einen sehr langen Betrachtungszeitraum von 20 oder, wie derzeit in Deutschland üblich sogar von 100 Jahren verringert sich die Klimaschädlichkeit etwa auf den Faktor 30. Wenn, wie von verschiedenen (Interessens-)verbänden auch der fossilen Erdgaswirtschaft („Zukunft Erdgas“, DVGW) gefordert, kurzfristig massive und hochwirksame Klimaschutzmaßnahmen erforderlich sind, dann kann die Verringerung des Erdgasverbrauches, von Methan-Leckagen und die Fokussierung des Biomethan in der Sektorenkopplung in stromgeführten, hocheffizienten sogenannten „innovativen“ Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit elektrischer Wärmeerzeugungsoption sowie Wärmespeichern wesentliche Beiträge leisten. Im Rahmen eines ganzheitlichen und nachhaltigen Fossilausstiegs haben die Gasverbrauchsszenarien auch den zügigen Ausstieg aus dem fossilen Energieträger Erdgas zu berücksichtigen.

Stellungnahme zu Kap. 2.5. (Grüngas-Projekte): Forderung eines Szenarios mit dem Aufbau eines Wasserstoff-Verbundleitungssystems unter einheitlicher Führung und deutlichem Rückgang des Erdgas- und Biomethanverbrauchs im Verantwortungsbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Es ist sehr erfreulich, dass nun endlich im Entwurf des Szenariorahmens 2020 die von der Chemergie UG bereits in vorangegangenen Konsultationen zum NEP Gas geforderte Umfirmung von Fernleitungs-Netzbestandteilen auf Reinwasserstoff in einem – wenn auch nur geringfügig – konkreteren Rahmen angedacht wird. Dieser Transfer in ein physikalisch vom Fernleitungsbetrieb unabhängiges System muss zwingend auch in den Verbrauchsszenarien des NEP Gas als Nachfragerückgang berücksichtigt werden, da die Fernleitungsnetzbetreiber nach EnWG ausschließlich für den Gastransport von Gasen der 2. Gasfamilie zuständig sind. Es ist deshalb mindestens ein drittes Szenario für die Fernleitungs-Netzentwicklungsplanung zusätzlich aufzunehmen, das eine zügige und großräumige Umstellung von Gasverbrauchern auf den weitaus klimaschonenderen Energieträger und Energierohstoff Wasserstoff ohne Beimischung von Methan vorsieht. Beispielhaft ist hier der bisherige Erdgas-Großverbraucher „Stickstoffwerke Piesteritz“ zu nennen, die über 1% des gesamten deutschen Erdgasbedarfs zum überwiegenden Teil stofflich zur Herstellung von Wasserstoff nutzen, also sozusagen den im Erdgas enthaltenen Wasserstoff „demethanisieren“. Es ist unmittelbar ersichtlich dass Methanisierungsanlagen nicht nur aus Klimaschutzgründen, sondern auch aus energetischen und volkswirtschaftlichen Kostengründen

vorerst nicht gebaut werden sollten wenn man sich vorstellt, dass die CO₂-Emissionen der Stickstoffwerke Piesteritz dazu verwendet werden, am gleichen Standort im Chemiepark einen Großelektrolyseur mit einer Methanisierungsanlage zu ergänzen. Das Interesse der Fernleitungsnetzbetreiber, die Grüngasanlagen fernab von Wasserstoff-Verbrauchern errichten zu lassen und selbst den Betrieb derselben (mit) zu verantworten, ist aus betriebswirtschaftlichen Gründen nur allzu verständlich, die Bundesnetzagentur und andere staatliche Stellen sollte diesen Begehren jedoch nicht Folge leisten.

Deshalb ist den Fernleitungsnetzbetreibern nicht nur für eine Überarbeitung des Szenariorahmens aufzugeben, die Erzeugung von Wasserstoff aus Grüngasprojekten nicht nur im hier vorgeschlagenen dritten Szenario vollständig als verbrauchsmindernd im Erdgasbereich anzusetzen, sondern auch in den beiden anderen Szenarien die für das Jahr 2030 zu erwartenden Standorte an den derzeitigen Erdgas-Großverbrauchsstandorten zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas verbrauchsmindernd anzusetzen. In diesem dritten Szenario ist ebenfalls die Möglichkeit einer Reinwasserstoff-Importleitung von der Nordsee her vorzusehen, da das Projekt „Doggerbank“ bereits im 10-Jahres-Netzentwicklungsplan des ENTSO-E enthalten ist und sich die Gasunie an diesem Projekt mit dem Ziel beteiligt, dort anfallende und nicht im Stromnetz benötigte Windstrom-Überschüsse in Wasserstoff umzuwandeln und über eine Wasserstoff-Leitung an das europäische Festland zu befördern. Der Entwurf des folgenden Netzentwicklungsplans sollte dann nicht nur entsprechend des gesetzlichen Auftrages die zusätzlich zu bauenden Leitungen und Anlagen des Fernleitungsnetzes umfassen, sondern auch die für den Fernleitungstransport und die Gewährleistung der (n-1)-Versorgungssicherheit nicht mehr benötigten Leitungsabschnitte beinhalten, die einer noch zu gründenden Wasserstoff-Verbundleitungssystem-Betriebsgesellschaft unter einheitlicher Leitung zur Verfügung stehen könnten.

Stellungnahme zu den vorgeschlagenen Verbrauchsszenarien (Kapitel 3, Gasbedarfsentwicklung)

1. Selektive Auswahl von aus Sicht der Fernleitungs-Netzbetreiber umsatz- und ausbaugünstigen Szenarien (Kap. 3, Gasbedarfsentwicklung)

Die Auswahl der Szenarien scheint selektiv auf einen unnötig hohen Netzausbau hinzuweisen. Dies wäre aufgrund der – mittlerweile letztinstanzlich als zu hoch befundenen – Eigenkapitalrenditen der Fernleitungsnetzbetreiber betriebswirtschaftlich grundsätzlich ein nachvollziehbares Vorgehen, eignet sich jedoch nicht als Planungsgrundlage für eine volkswirtschaftliche Optimierung des Fernleitungs-Netzausbaus.

1. Von der EWI Research&Szenario gGmbH erarbeitetes Szenario „dena TM95“

Dieses Szenario, das zu ganz erheblichen Teilen auf der Methanisierung von Wasserstoff beruht, berücksichtigt nicht die sehr viel höhere kurzfristig klimaschädliche Wirkung von Methan. Die Treibhausgasziele von Deutschland können nicht damit erreicht werden, dass für Methan der 100jährige Treibhausgaskoeffizient angenommen wird und die Klimaschäden von im Jahr 2050 emittiertem Methan damit bis in das Jahr 2150 verteilt werden.

Kosten- und Energieeffizienzziele können mit diesem im Jahr 2019 bereits aufgrund der aktuellen Entwicklungen als veraltet anzusehenden Szenario ebenfalls nicht erreicht werden, da dieser ganz massive Zubau von Methanisierungsanlagen im In- und Ausland bei fraglichen

Erzeugungsüberschüssen erneuerbarer Stromerzeugung in ausreichender Höhe einen vollkommen ineffizienten zusätzlichen Wandlungsschritt vorsehen, anstelle Wasserstoff direkt vor allem in den Sektoren Verkehr und Industrie einzusetzen. Jedenfalls ist anzunehmen, dass das in diesem Szenario zu zusätzlich zu importierende synthetische Methan aus gänzlich anderen Importquellen kommen muss als derzeit vorhanden.

2. EUCO 30

Anteile dieses Szenarios ist das Szenario „EUCO+40“ auszuwählen, da dieses für ambitionierte Klimaschutzanstrengungen Deutschlands als deutlich realistischer anzusehen ist.

2. Fehlende bzw. unzureichende Berücksichtigung von Gasverbrauchs-senkenden PtX-Technologien in den vorgeschlagenen Szenarien

Diverse Publikationen der FfE weisen seit vielen Jahren auf die Bedeutung von sogenannten „funktionalen Energiespeichern“ dar, die einen erheblichen Einsatz von Strom in traditionell gasversorgten Verbrauchsbereichen als sinnvoll erscheinen lassen. Insbesondere diese Publikationen sind bei einer Überarbeitung aus den folgenden Gründen zusätzlich heranzuziehen.

1. Power to Heat

Beide gewählten Szenarien berücksichtigen den erheblichen Zubau von Power to Heat-Anlagen nur sehr unvollständig. Eine unterschiedliche rechtliche Behandlung von Power to Heat- und Power to Gas-Anlagen zugunsten der letzteren erscheint aus Sicht der Gaswirtschaft aufgrund des verbrauchssenkenden Effekts der ersteren und des imagefördernden Effekts der letzteren Technologieoption zwar doppelt wünschenswert, ist aufgrund der systemisch gleichen Wirkungsweise (Erhöhung des Stromverbrauchs bei gleichzeitiger Erhöhung des Bestands gasförmiger Brennstoffe) jedoch nicht sinnvoll und zielführend im Hinblick auf eine effiziente Energiepolitik.

Die Erwärmung von Brauchwasser in Haushalten auf die benötigten 30 bis max80°C mit 1.200° heißer Brennerflamme – zudem zunehmend in Zeiten und in Regionen mit abgeschalteten Erzeugungsanlagen der emissionsfreien erneuerbaren Stromerzeugung aufgrund von zeitlichen und regionalen Stromüberschüssen erscheint energetisch ineffizient. Es scheint neben den etablierten End- und Primärenergieeffizienzmaßen deshalb ein drittes Maß zur Bewertung der Energieeffizienz sinnvoll, die die systemischen Beziehungen über Sektorengrenzen bewertet und beispielsweise den geschilderten Brennstoff-Verbrauch in Brennwärmtankern trotz hoher Endenergie-Effizienz sehr kritisch erscheinen lässt. Der Verbrauch von gasförmigen Brennstoffen scheint perspektivisch vornehmlich in der Kopplung von Verbrauchssektoren zu liegen, sodass der Verbrauch von ungekoppeltem Erdgas beispielsweise im Haushaltsbereich noch stärker zurückgehen könnte als im vorliegenden Entwurf prognostiziert.

2. Power to Compression, Eigenbedarf des Fernleitungsnetzes

Die EU-Energieeffizienzrichtlinie schreibt einen Plan zur Steigerung der Energieeffizienz des Fernleitungssystems vor. Hierfür sind Power to Heat-Anlagen (auch in Form von Wärmepumpen) an Anlandestationen sowie die Umrüstung von Verdichtereinheiten auf elektrische Antriebstechnik volkswirtschaftlich höchst sinnvolle – jedoch verbrauchs- und damit auf Seiten der FNB umsatzsenkende – Maßnahmen. Es ist geradezu erstaunlich, dass im Jahr 2019 immer noch ausschließlich mit Gasantrieben versehene Verdichterstationen genehmigt werden, die rund um die Uhr und an 365 Tagen im Jahr trotz zwischenzeitlicher wissenschaftlicher Erkenntnisgewinne mehr als 2/3 des Erdgasverbrauchs als ungenutzte Abwärme im zeitweise dreistelligen Megawattbereich an die Umwelt abgegeben werden mit den entsprechenden negativen Auswirkungen nicht nur auf das lokale Klima, sondern auch auf die CO₂-Emissionen. Ein angemessener Effizienzplan wird den Eigenbedarf der Fernleitungsnetzbetreiber bis 2030 in erheblichem Umfang absenken und im Wesentlichen auf Zeiten mit hoher positiver Residuallast fokussieren.

3. Power to Mobility

Die mehrfach verlängerte, mittlerweile etwa ein Vierteljahrhundert andauernde Subventionierung von Erdgas im Verkehrssektor hat trotzdem nur zu geringen Verbrauchsentwicklungen weit unterhalb jedweder Verbrauchsprognosen geführt. Die massiven Kostensenkungen im Bereich der Elektromobilität und die hohen lokalen Vorteile (Reduzierung der Lärmemissionen, lokal keine verbrennungsbedingte Schadstoffemissionen sowie Verringerung der Feinstaub-Emissionen aus dem Bremsabrieb durch Energie-Rückgewinnung) werden im lokalen und regionalen Straßenverkehr den verbrennungsmotorischen Gasantrieb zunehmend in Frage stellen. Das vorgeschlagene dena-Szenario sieht einen „verstärkten Einsatz von Gasen in den Sektoren Industrie und Verkehr“ (S. 35) vor. Hierbei ist jedoch die Verwendung von LNG im Verkehr nicht für den Szenariorahmen der FNB relevant, da LNG-Tankstellen aus energetischen und

Kostengründen nicht von lokalen Erdgas-Verflüssigungsanlagen sondern von LNG-Terminals mit bereits tiefgekühlt importiertem Erdgas nicht leitungsgebunden versorgt werden. Zu CNG ist zu sagen, dass die derzeit verfügbaren Fahrzeuge insbesondere im Regional- und Kommunalverkehr aufgrund ihres Mehrgewichts, des thermodynamischen Verbrauchs nachteils im Leerlauf und Teillastbereich und den Methanemissionen bei Betankung, Reparatur&Instandhaltung sowie im Betrieb nicht mit den Energieeffizienz- und Klimaschutzzielen der Bundesregierung vereinbar sind. Hier sind von Flottenbetreibern Kraftstoff-Mehrverbräuche von CNG-Fahrzeugen gegenüber EuroVI-Dieselfahrzeugen von mehr als einem Drittel festgestellt worden. Das in Deutschland verfügbare Biomethan wird zudem für einen möglichst fossilfreien Kohle- und Atomausstieg im Umwandlungssektor benötigt, wo das Biomethan sehr viel effizienter ausgenutzt und in den Erzeugungslücken erneuerbarer Stromerzeugung für eine umfassende Sektorenkopplung zur Verwendung in allen Energieverbrauchsbereichen fokussiert werden kann. So kann beispielsweise mit dem jährlichen Biomethan-Verbrauch eines Müllfahrzeuges der Berliner Stadtreinigung rechnerisch in einem modernen Heizkraftwerk der Strombedarf für zwei vollelektrische Müllfahrzeuge erzeugt werden, und mit der Abwärme noch mehrere durchschnittliche Mietwohnungen fossilfrei mit Wärme versorgt werden.

Eine ganz wesentliche Technologieentwicklung an der Sektorengrenze zwischen Stromerzeugung und Mobilität ist mit der Brennstoffzelle als Range Extender bereits für das Jahr 2030 absehbar: In Zeiten hoher Residuallast und damit einhergehenden hohen Strompreisen können Flottenbetreiber, aber auch Privatpersonen mit Hilfe der Brennstoffzelle Vehicle to Grid-Stromerzeugungskapazitäten bereitstellen, die den Bedarf an stationären Gaskraftwerken reduzieren. Zum Vergleich der Größenordnungen: Sämtliche in Deutschland zugelassene Kraftfahrzeuge des Straßenverkehrs haben zusammengenommen eine installierte Kraftwerksleistung ihrer Antriebsmotoren von deutlich über 4.000 Gigawatt. Neben dem bereits verfügbaren Mercedes-Benz GLC f-cell und serienmäßig verfügbaren Nachrüstungen von batterieelektrischen Fahrzeugen mit einer Brennstoffzelle sind bereits z.B. von Streetscooter ein Transporter, von Mercedes-Benz ein Stadtbus und von einem Aufbauhersteller Müllfahrzeuge angekündigt, die grundsätzlich diese Doppelfunktion übernehmen können. Auch diese nicht leitungsgebundene Brennstoffversorgung von kleinen Gaskraftwerken ist im Szenariorahmen grundsätzlich als kapazitätsbedarfsmindernde Entwicklungsmöglichkeit auch für den Gasverbrauch im Umwandlungsbereich zu berücksichtigen, die ausgewählten Szenarien tun dies nicht.

4. Industrielle Nutzung von Wasserstoff und anderen PtX-Technologien

Industrielle Gasverbraucher beispielsweise aus der Zucker- und Papierindustrie sind mit ihrem kontinuierlichen Wärmebedarf prädestiniert für den Einsatz von Power to Heat. An anderer Stelle kann der bisher aus Erdgas erzeugte Wasserstoff auch zukünftig elektrolytisch bereitgestellt werden. Es erscheint energiesystemisch und volkswirtschaftlich überaus unvernünftig, Wasserstoff zu methanisieren und ihn in das Fernleitungsnetz einzuspeisen und dann aus dem selben Leitungssystem gegebenenfalls sogar in räumlicher Nähe Gas zu entnehmen, um daraus Wasserstoff herzustellen.

3. Kappung von Bedarfsspitzen in den Verteilnetzen

1. lokale Speicher im Verteilnetz

Lokale Speicher im Gasnetz, die den Ausbau des Fernleitungsnetzes verringern können, sind in den Eingangsgrößen des Szenariorahmens unbedingt zu berücksichtigen, auch wenn sie vorübergehend außer Betrieb genommen sind. Nur so können im folgenden Netzentwicklungsplan die Optionen der (Wieder)Inbetriebnahme von lokalen Speicheranlagen mit dem Ausbau von Fernleitungen sorgfältig und nachweisbar gegeneinander abgewogen werden.

2. Linepack in Verteilnetzen zur zusätzlichen Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur Sicherstellung der Einhaltung der (n-1)-Regel

Bei der im Szenariorahmen regionalisierten Ausspeisebedarf der Verteilnetze sind die Potentiale der Verteilnetze insbesondere in Regionen mit hohem Zubau an Gaskraftwerken mathematisch zu quantifizieren, um den Ausbau des Fernleitungsnetzes wirklich auf den objektiv nachweislich notwendigen Bedarf zu beschränken.

4. Nicht (fern-)leitungsgebundener Verbrauch von Gaskraftwerken und anderen Verbrauchern durch potentielle LNG-Einspeisepunkte im Binnenland zur Vermeidung des Fernleitungs-Netzausbaus

Im Szenariorahmen ist in mindestens einem Szenario zu prüfen, inwieweit Gaskraftwerke mit lokalem Schiffs- und/oder Gleisanschluss auch die Option einer mindestens teilweise netzunabhängigen Versorgungsoption per lokalem LNG-Speicher bekommen könnten. Dadurch könnte sich der für den Netzentwicklungsplan Gas anzulegende Gasverbrauch deutlich verringern. Deshalb sollten auch sämtliche vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen der anderen Szenarien im folgenden Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2020-2030 auf jeden Fall daraufhin überprüft werden, ob eine Errichtung eines LNG-Einspeisepunktes mit lokaler LNG-Speicherung und Belieferung per Schiff und/oder auf der Schiene eine volkswirtschaftlich sinnvollere Option im Vergleich mit dem Leitungsausbau ist. Dieser Leitungsausbau hat gegenüber Einspeiseanlagen einen Abschreibungszeitraum von 50 Jahren, was eine wesentlich längere Kapitalbindung und deutlich höhere von den Verbrauchern zu tragende Kosten zur Folge hat. Als Beispiel sei hier der Rheinhafen in Karlsruhe genannt, wo ein größeres LNG-Zwischenterminal regelmäßig mit Binnenschiffen von Rotterdam aus beliefert werden kann, jedoch auch mit Güterzügen. Auch vorhandene LNG-Hubs zur Versorgung der LNG-Tankstellen sind daraufhin zu überprüfen, ob diese einen möglichen Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz darstellen und damit den Leitungsausbau verringern können. Solche LNG-Speicher- und Einspeiseanlagen könnten den Status von „besonderen netztechnischen Betriebsmitteln“ bzw. Netzstabilitätsanlagen im Methan-Fernleitungsnetz bekommen analog zu den in Kap. 2.2.3. behandelten Gaskraftwerken als besondere netztechnische Betriebsmittel im Stromnetz. Speziell für die in Kapitel 3.7 behandelte Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg ist diese Option intensiv zu prüfen und zu bewerten. Ebenfalls ist zu bewerten, ob nicht der Weiterbetrieb lokaler Speicheranlagen sowie deren zielgerichteter lokaler Ausbau nicht nur in Baden-Württemberg die sinnvollere Option gegenüber dem Ausbau des Fernleitungsnetzes darstellt, da diese lokalen Speicheranlagen bei dem absehbaren und aus Klimaschutzgründen zwingend notwendigen Rückgang des Erdgasbedarfs nach 2030 weiterhin sinnvoll genutzt werden können und nicht zu einem dann überdimensionierten Fernleitungssystem führen.

Stellungnahme zu Kapitel 4.4 „Grüne Gase“

1. Einspeisung von Wasserstoff in Fernleitungsnetze

Die zitierten Forschungsarbeiten des DVGW berücksichtigen lediglich die prozentuale Verträglichkeit der Beimischung von Wasserstoff im statischen Netzbetrieb. Unabhängig von der prozentualen Höhe ist die Einspeisung von Wasserstoff in Gase der 2. Gasfamilie auf jeden Fall auch aus anderen Gründen limitiert. Es liegt an den Standorten von Wasserstoff-Einspeiseanlagen ein Einspeisekontingent vor, das zum einen von der zulässigen prozentualen Höhe, aber auch vom Umfang des Gasflusses und von einer möglicherweise bereits im zufließenden Gas vorhandenen Wasserstoffanteil abhängig ist. Der dynamische Betrieb des Fernleitungsnetzes hat aber wesentliche Eigenschaften, die in den bisherigen Diskussionen nicht hinreichend gewürdigt wurden:

(1) Wechselnde Gasflussrichtungen am Einspeisepunkt

Abhängig von stündlich schwankenden Ein- und Ausspeisungen kann es wie z.B. in der Leitung durch Schleswig-Holstein nach Dänemark zu wechselnden Gasflussrichtungen kommen. Ein

Betreiber einer Einspeiseanlage müsste bei einem Wechsel der Gasflussrichtungen und bereits vollständig ausgeschöpftem Einspeisekontingent den Elektrolyseurbetrieb vorübergehend einstellen oder einen kostenintensiven Wasserstoff-Zwischenspeicher bauen, der die energetische Effizienz des Gesamtsystems darüber hinaus verschlechtern würde.

(2) Stillstand des Gasflusses am Einspeisepunkt

Die regional verteilten Einspeisungen in ein zunehmend vernetztes Fernleitungssystem haben an verschiedenen, heute für das Jahr 2030 nicht einmal ansatzweise realistisch zu prognostizierenden und ständig wechselnden Stillstandspunkten im Fernleitungssystem zur Folge, an denen vorübergehend gar kein Erdgas fließt. Zu diesen Zeitpunkten ist ebenfalls ganz unabhängig von der prozentualen Höhe der Beimischung von Wasserstoff keinerlei Einspeisung von Wasserstoff möglich

(3) Vorrang-Rechte für die Einspeisung

Im gesamten Fernleitungs- wie in den nachgelagerten Verteilnetzen entstehen in Abhängigkeit von den einleitend genannten drei Faktoren ständig schwankende Wasserstoff-Einspeisekontingente. Sämtliche Einspeiser von Wasserstoff müssten ihren Betrieb also ständig aufeinander abstimmen. Investoren von vorhandenen Einspeiseanlagen müssten gegebenenfalls entschädigt werden, wenn aufgrund von ausgeschöpften Einspeisekontingenten durch vorgelagerte Betreiber von Wasserstoff-Einspeiseanlagen oder durch einen geringer als angekündigten Gasfluss ein Betrieb der Elektrolyseure nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Ein solches System der gegenseitigen Rücksichtnahme und Abstimmung ist nicht einmal ansatzweise vorstellbar, zumindest nicht in einem volkswirtschaftlich sinnvoll zu betreibendem Aufwand und erst recht nicht bei 16 rechtlich selbständigen Fernleitungsnetzbetreibern.

(4) Rückgang des Gasbedarfs und damit zurückgehende regionale Aufnahmepotentiale für Wasserstoff

Durch strukturell bedingte Veränderung des regionalen Gasbedarfes, z.B. durch Bevölkerungsrückgang, Stilllegung oder Umstellung von industriellen Gasverbrauchern auf Nutzung von Reinwasserstoff aus einem lokalen Elektrolyseur oder Stilllegung von Gaskraftwerken kann das Einspeisepotential an einem Leitungsabschnitt auch grundlegend sinken. Dies führt ebenso wie die anderen genannten Gründe zu einem erhöhten Investitionsrisiko, somit zu unnötig hohen Renditeerwartungen der Kapitalgeber und zu unnötig hohem Subventionsaufwand für Bau und Betrieb dieser Einspeiseanlagen.

(5) Zunehmend stromgeführter Gasbedarf und resultierende negative Korrelation von Gasflüssen mit Zeiten des Stromüberschusses und des dadurch bedingten Elektrolyseurbetriebs

Insbesondere an Leitungen mit hoher Ausspeisung zu Gaskraftwerken sowie Heizkraftwerken mit Power to Heat-Anlagen wird der Gasfluss durch eine hohe Residuallast für konventionelle Brennstoff-betriebene Kraftwerke und damit einhergehende hohe Strompreise bedingt. Daraus resultiert eine hohe, im Extremfall vollständig negativ korrelierende Beziehung aus Gasfluss und Elektrolyseurbetrieb. Ein Betrieb des Elektrolyseurs ist ohne Zwischenspeicherung von Wasserstoff zu keinen Zeiten möglich, ohne das aktuell vorliegende Einspeisekontingent zu überschreiten.

(6) stark schwankende Gasqualitäten

Schwankende Gasqualitäten aus unterschiedlichen Erdgasquellen führen, wie verschiedentlich berichtet wird, bereits heute zu instabilen industriellen Produktionsprozessen und Produktqualitäten. Die vorstehend genannten Gründe verstärken diese Probleme in verschiedenen für die volkswirtschaftliche Leistungsfähigkeit Deutschlands überaus wichtigen Industriebranchen.

Aus den genannten Gründen ergeben sich zusammenfassend wesentliche Probleme bzw. Kostentreiber, die die lokale Verwendung von Reinwasserstoff bzw. die Einspeisung von Wasserstoff in ein Reinwasserstoff-(Verbund-)leitungssystem als grundlegend sinnvoller erscheinen lassen. Wasserstoff-Einspeiseanlagen sind ausschließlich an Standorten zu genehmigen bzw. zu subventionieren und somit auch nur dort zu berücksichtigen, wo bereits heute eine Einspeisung in vorhandenen Wasserstoffleitungen möglich wäre und darüber hinausgehend nur

dort, wo ein zu erarbeitender Netzentwicklungsplan Wasserstoff die vollständige Umstellung der an einem Einspeisepunkt anliegenden, bis zur Inbetriebnahme des Elektrolyseurs nicht mehr für den Methantransport benötigten Leitung eines Fernleitungsnetzbetreibers auf Reinwasserstoff verbindlich vorsieht.

2. Methanisierung

Auch die Methanisierung von Wasserstoff ist aus den oben genannten kurzfristig außerordentlich hohen Treibhausgaspotentialen von Methan, aber auch den hohen Gesteungskosten im In- und Ausland bei fraglicher Verfügbarkeit aus Überschüssen von fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung sehr kritisch zu sehen. Der Betrieb von methanhaltigen Leitungsanlagen ist aufgrund der nur unzureichend von unabhängigen staatlichen Forschungseinrichtungen, der Bundesnetzagentur und dem Umweltbundesamt untersuchten Methanleckagen bei Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Gasen der 2. Gasfamilie auf ein absolut notwendiges Minimum zu reduzieren und auf dem Wege eines weitestgehenden Fossilausstiegs perspektivisch bis nach dem Jahr 2050 auf Biomethan-Netze und Speicheranlagen zu beschränken.

Investition und Betrieb von Methanisierungsanlagen in räumlicher Nähe zu Haber-Bosch-Anlagen sollten ebenso wenig subventioniert werden wie Investition und Betrieb in Elektrolyseanlagen in räumlicher Nähe zu nicht stromgeführten (Block-)Heizkraftwerken, um gaswirtschaftliche Subventionskreisläufe aus Investition und zeitgleichem Betrieb im von Gas-to-Power und Power-to-Gas-Anlagen zu verhindern.

3. „Greening of Natural Gas“

Das im Rahmen eines niederländischen Gasforschungsprojektes so genannte „Greening of Natural Gas“ mit Hilfe der Beimischung von Wasserstoff und daraus produziertem synthetischem Methan drückt den vertriebs- und absatzseitig sehr verständlichen Wunsch der fossilen Erdgaswirtschaft, des Hauptkunden der Fernleitungsnetzbetreiber aus das klimaschädliche fossile Erdgas ökologisch aufzuwerten. Derartige betriebswirtschaftlich motivierte Gründe können jedoch im Rahmen einer Netzentwicklung nur eine sehr untergeordnete Rolle gegenüber höheren volkswirtschaftlichen Interessen spielen. Diese institutionenökonomisch gut erklärbaren betriebswirtschaftlichen Partialinteressen sind bei der Bewertung des vorliegenden Entwurfes durch die Bundesnetzagentur jedoch besonders zu berücksichtigen.

4. Wunsch der Fernleitungsnetzbetreiber auf Ausweitung des Geschäftsbetriebs auf Planung, Bau und Betrieb von Wasserstoff-Leitungssystemen (Exkurs in Kapitel 4.4)

Dieses Interesse seitens der mittlerweile 16 (!) in Deutschland tätigen Fernleitungsnetzbetreiber ist nur allzu verständlich.

Es zeigt sich jedoch in anderen Ländern, z.B. Großbritannien, dass der Aufbau eines solchen Netzes der stark von volkswirtschaftlichen Interessen zu Zielen geprägt ist, nicht ausschließlich privatwirtschaftlichen Interessen unterliegen sollte. In der Einleitung behaupten die FNB den Anspruch, für die „Planung, Vorbereitung und Durchführung einer Umstellung von aktuell mit Erdgas betriebenen Netzgebieten auf Wasserstoff“ zuständig zu sein. Dies ist jedoch anders als bei der Umstellung von L- auf H-Gas nicht der Fall. Ein Szenariorahmen sowie Netzentwicklungsplan Wasserstoff hat außerhalb des Verantwortungsbereiches der Fernleitungsnetzbetreiber zu erfolgen, um gegenläufige Geschäftsbesorgungsinteressen der Betreiber des deutschen Fernleitungssystems (2. DVGW-Gasfamilie) sowie deren Transportkunden bzw. im Falle einiger FNB auch deren fossiles Erdgas produzierende Teileigentümer und eines zu entwickelnden Wasserstoff-Verbundleitungssystems zu vermeiden. Die vorliegende Gesetzeslage gibt dieses auch nicht her. Zudem ist das Abstimmungsverfahren mit 16 parallelen Organisationsstrukturen unnötig kostenträchtig und abstimmungsaufwändig. Weiterhin erfolgen, wie auch die Auftragsvergabe von Studienleistungen an externe Institute im vorliegenden Entwurf sehr gut zeigt, Planung und Bau ohnehin in erheblichem Umfang nicht durch einzelne Fernleitungsnetzbetreiber sondern durch beauftragte externe Dienstleister. Bei staatlichen Stellen und im Bundesbesitz befindlichen Gesellschaften wie der BAM, dena, der NOW, dem Umweltbundesamt und in den

Genehmigungsbehörden der Länder sowie der BNetzA selbst liegt erhebliche Kompetenz in diesem Bereich vor, die von einer zu gründenden Wasserstoff-Verbundleitungsnetzgesellschaft unter zumindest mittelbarer staatlicher Mehrheits-Eigentümerschaft genutzt werden kann. Den Fernleitungsnetzbetreibern sollte deshalb keinesfalls gestattet werden, den Aufbau des deutschen Wasserstoff-Verbundleitungssystems verantwortlich zu gestalten. Hier wird deshalb der Vorschlag gemacht, dass die staatliche Kreditanstalt für Wiederaufbau ein Unternehmen zum Aufbau eines deutschen Wasserstoff-Verbundleitungssystems gründet und sich das erforderliche Kapital über Anleihen z.B. bei deutschen und europäischen Lebensversicherern beschafft. Eigentümer von bestehenden Wasserstoffpipelines von und nicht mehr benötigten Leitungsabschnitten des deutschen Fernleitungsnetzes kann es im Rahmen von Sacheinlagen erlaubt sein, sich bis zu 49% an dieser Gesellschaft – jedoch nur als stille Gesellschafter - zu beteiligen. Selbstverständlich ist es den Fernleitungsnetzbetreibern freigestellt, sich bei der Entwicklung von Wasserstoff-Szenariorahmen sowie Netzentwicklungsplänen im Rahmen der Konsultationsverfahren in Analogie zum bestehenden Verfahren zur Entwicklung des deutschen Fernleitungsnetzes zu beteiligen. Den Fernleitungsnetzbetreibern ist im Rahmen der Erstellung eines Netzentwicklungsplans Wasserstoff aufzugeben, die Leitungsabschnitte des Fernleitungsnetzes zu bestimmen, die bereits heute oder im zeitlichen Rahmen dieses Netzentwicklungsplans Gas für den Transport von Gas der 2. Gasfamilie nach DVGW und für die Versorgungssicherheit desselben nicht mehr benötigt, und die somit grundsätzlich für die Umstellung auf Wasserstoff in diese Gesellschaft eingebracht werden können.

Kontakt für Rückfragen: holger.derlien@chemergie.de