

› STELLUNGNAHME

zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030

Berlin, 29. Mai 2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.460 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 260.000 Beschäftigten wurden 2016 Umsatzerlöse von knapp 114 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment große Marktanteile in zentralen Versorgungsbereichen (Strom 60 Prozent, Erdgas 65 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Wärmeversorgung 72 Prozent, Abwasserentsorgung 43 Prozent). Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 66 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Die kommunalen Unternehmen versorgen zudem über 6 Millionen Kunden mit Breitbandinfrastrukturen. Sie investieren in den kommenden Jahren mehr als 1 Milliarde Euro in digitale Infrastrukturen von Glasfaser bis Long Range Wide Area Networks (LoRaWAN) in den Kommunen und legen damit die Grundlagen für die Gigabitgesellschaft.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 4. Mai 2020 den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020 veröffentlicht. Am 14. Mai 2020 fand hierzu ein begleitender Workshop (online) statt.

Der VKU nimmt im Folgenden zu ausgewählten Aspekten des Entwurfs Stellung.

Zu 3.2.1 Verteilernetzbetreiber (als Eingangsgröße für die Modellierung)

- › Der gewählte Modellierungsansatz für den Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber (VNB) (als Startwert wird die interne Bestellung 2020 berücksichtigt, für die weitere Entwicklung die plausibilisierte Langfristprognose bis einschließlich 2025, für die folgenden fünf Jahre erfolgt eine konstante Fortschreibung) ist weiterhin angemessen.
- › Dass es eine Auslegungsvariante für Baden-Württemberg gibt, die keine Fortschreibung in den Jahren 2026-2030 vornimmt, sondern die Langfristprognose der VNB zugrunde legt, ist angemessen und wichtig (vgl. auch unten zu [7.2.3](#)).

Zu 3.4 Marktgebietszusammenlegung

- › Für die VNB ist die mit der Marktgebietszusammenlegung verbundene Kapazitätsfrage von zentraler Bedeutung. Die Marktgebietsintegration darf keinesfalls zusätzliche Kapazitätseinschränkungen auslösen. Dies würde ansonsten zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen und auch im Endkundenmarkt dem Letztverbraucher bei Neuanschlüssen Nachteile bringen. Die seit Bestehen der Kooperationsvereinbarung Gas enthaltene sogenannte Ewigkeitsklausel muss auch weiterhin ohne Einschränkung gelten.
- › Ebenso müssen die im NEP vorgesehenen Maßnahmen zum Engpassabbau weiterhin uneingeschränkt genutzt und nicht durch die Marktgebietszusammenlegung sich erst ergebenden zusätzlichen Engpässe verdrängt werden. Auf der Verteilnetzebene darf es zu keiner durch eine Marktgebietsintegration ausgelösten potenziellen Erhöhung von netzbezogenen Maßnahmen nach § 16 EnWG kommen.
- › Der parallel laufende Prozess der Marktraumumstellung (MRU) erhöht die Komplexität der Marktgebietszusammenlegung. Die Planung der MRU soll jedoch von der Marktgebietszusammenlegung unbeeinflusst sein.
- › Alle Maßnahmen, die durch die Marktgebietszusammenlegung verursacht werden, sollen im NEP Gas gesondert gekennzeichnet werden, so dass eine klare Zuordnung möglich ist.
- › Der VKU plädiert für Transparenz bei der Entwicklung des Kapazitätsmodells im Zuge der Marktgebietszusammenlegung. Mit Spannung erwarten wir die Ergebnisse der New-Cap-Alternativrechnung, die im Rahmen des aktualisierten NEP-Entwurfs am 1. Juli 2020 der Bundesnetzagentur vorgelegt werden sollen.

Zu 5 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – Versorgungssicherheitsszenario

- › Die Corona-Pandemie erschwert in einigen Netzgebieten die MRU. Die Mehrzahl der geplanten Schaltungen wird und wurde im Zeitplan durchgeführt – unter erheblichen Mühen aller Beteiligten. Einige Maßnahmen müssen jedoch auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden.
- › Die Darstellung der genauen Gründe im Entwurf des NEP (S. 73) ist stark vereinfacht. VNB wägen genau ab, wie schwer die Hemmnisse wiegen.

Wichtige Gründe, die Netzbetreiber als Hindernisse nennen, die Marktraumstellung in ihren Netzgebieten „nach Plan“ durchzuführen:

- Enorm gestiegenes Risiko die Anpassungen der Gasgeräte um den Schalttermin nicht fristgerecht abarbeiten zu können.
- Erhöhtes Risiko von Nichtanpassbarkeit von kritischen Geräten.
 - Netzbetreiber stellen fest, dass die Anzahl der Zutrittsverweigerungen und Terminabsagen von Kunden aufgrund gesundheitlicher Vorbehalte, ebenso wie die Anzahl der Quarantänefälle bei Kunden signifikant ansteigt.
 - Absperrung von Stadtteilen/Ortschaften/Bezirken aufgrund Pandemie.
- Gesteigertes Risiko von (kurzfristigen) krankheitsbedingten Ausfällen der Techniker der Dienstleister (DL), für die keine ausreichenden alternativen Kapazitäten sichergestellt werden können.
- Kernprozesse des technischen Projektmanagements (Materialwirtschaft, Disposition, Helpline) können nicht vollumfänglich vor einem Ausfall geschützt werden.
- Zulieferer (Material) stellen auf Kurzarbeit um (verzögerte Lieferungen/Ausfall von Lieferungen).
- Die Durchführung der zu erwartenden höheren Anzahl an Sperrungen und Netztrennungen wird nach Einschätzung der Netz-DL ebenfalls schwierig, da die Arbeiten der Netz-DL bereits überwiegend eingestellt wurden. Die Verfügbarkeit weitere DL zur Durchführung von Sperrmaßnahmen ist nicht sichergestellt.
- Aktuelle/zukünftige politische Lage/Stimmung bzgl. der weiteren Entwicklung Corona unklar (Planungssicherheit).
- Keine Verfügbarkeit an Schutzkleidung und Desinfektionsmittel.
- Sicherstellung der Versorgungssicherheit nicht gewährleistet.

- › Der VKU begrüßt die Ankündigung der FNB, infolge der Verzögerungen eventuell resultierende Änderungen an der Umstellungsplanung im überarbeiteten Entwurfsdokument zum 1. Juli 2020 zu berücksichtigen und darzustellen.
- › Abb. 24 des NEP Entwurfs bildet die Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen ab. Dort zeigt sich ein deutlicher Einbruch in den Jahren 2028/29, und ein erneuter Anstieg ab 2030. Was ist der Hintergrund dieses Einbruchs? Es ist zu prüfen, ob nicht eine gleichmäßigere Verteilung oder sogar eine Zusammenfassung technisch möglich ist.

Zu 6.1.2 Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte und LNG-Anlagen (Einspeisung)

- › Es ist nicht transparent dargestellt, welchen Anteil die drei geplanten deutschen LNG-Anlagen bei der H-Gas-Leistungs- und Mengenbilanz haben und welche Alternativen es gäbe, um die deutsche sowie west- und mitteleuropäische H-Gas-Bereitstellung sicherzustellen. Zwar sind die drei LNG-Terminals in Tab. 28 ab dem GWJ 2022/23 berücksichtigt, jedoch widerspricht sich die volle geplante Einspeiseleistung von 32 GWh/h über alle drei Terminals mit den folgenden drei Aussagen:
 - Zunächst heißt es auf S. 101, dass aufgrund der durchschnittlichen Auslastung vorhandener europäischer LNG-Terminals abgeleitet wurde, dass eine Auslastung von 50 % der deutschen LNG-Terminals angenommen wird. Weiterhin wird angenommen, dass eine gleichzeitige Beschäftigung aller drei LNG-Anlagen und der konkurrierenden Einspeisepunkte in einer Spitzenlastsituation im Winter nicht eintritt.
 - Auf S. 104 wird ausgeführt, dass der planerische Bedarf zuerst durch Pipeline-Gas gedeckt wird und der verbleibende Bedarf durch LNG-Importe.
 - Auf S. 106 (Abschnitt 6.3) ist vermerkt, dass Fluxys Belgium SA am Grenzübergangspunkt Eynatten zukünftig Gasmengen bis zu 13 bcm/a mit Potenzial auf bis zu 20 bcm/a für den deutschen Markt bereitstellen kann (Pipeline-gas aus dt. Perspektive; LNG-Gas aus belgischer Perspektive).
- › Aufgrund des sehr hohen LNG-bedingten Investitionsvolumens in die FNB-Infrastruktur ist in Frage zu stellen, ob insbesondere die Netzausbaumaßnahmen 634-01, 636-01, 637-01 und 638-01 volks- bzw. gesamtwirtschaftlich sinnvoll erscheinen (Tab. 35). Der kapitalintensive Ausbau der FNB-Transportachsen (insbesondere Stade/Brunsbüttel-Achim-Rehden) muss im Kontext der vorhandenen Alternativen transparent dargestellt werden. Es wurde nicht abgegrenzt, welche jeweiligen Gesamtinvestitionen (LNG-Anbindungsleitung sowie inländische Netzausbaumaßnahmen) für jeden der drei LNG-Standorte erforderlich sind.

- › Weiterhin ist für das LNG-Terminal FSRU Wilhelmshaven (geplant: 10 Mrd. m³ Erdgas p. a.) eine landseitige Ausbaureserve von 30 Mrd. m³ Erdgas p. a. genannt.¹ Vorhandene FNB-Infrastruktur in geringerer Entfernung sowie der Speicherstandort Etzel (mit Anbindung an die niederländische Gasinfrastruktur) sind weitere Aspekte, die zu einer volkswirtschaftlich kostengünstigeren LNG-Anbindung führen könnten.
- › Ebenfalls ist unklar, ob und wie sich die höheren belgischen LNG-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Eynatten entlastend auswirken könnten.

Zu 7.2.3 Ergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg und Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber zum weiteren Vorgehen

- › Es ist richtig und wichtig die signifikanten Veränderungen des lokalen Kapazitätsbedarfs in Baden-Württemberg gesondert zu betrachten. Dort ist die Kapazitätssituation, auch in den nachgelagerten Verteilnetzen, aufgrund verschiedener Faktoren besonders angespannt:
 - erhöhter Kapazitätsbedarf aufgrund des Atom- und Kohleausstiegs
 - wegfallende Speicherleistung
 - hohe Gasnachfrage durch florierende Industrie und demografische Entwicklungen
 - knappe Ausgangslage durch vergangene Zusammenlegungen von Marktgebieten
- › Die Modellierungsergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg berücksichtigt die steigende Kapazitätsentwicklung in Baden-Württemberg. Diese ist von teranets bw im Austausch mit den Verteilnetzbetreibern in Baden-Württemberg erarbeitet worden und stellt die Versorgungsanforderungen deren Netzkunden, insbesondere auch der neuen Kraftwerke dar. Gerade Letztere stehen in engem Zusammenhang mit der Energiewende und dem Kohleausstieg.
- › Mit der Herleitung, Erläuterung und Dokumentation der Modellierungsergebnisse der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg im Konsultationsdokument des NEP Gas 2020 - 2030 liegt ein nachvollziehbares, begründetes und belastbares Netzausbaukonzept vor. Von daher ist es aus Sicht des VKU gerechtfertigt, dass die Ergebnisse der Auslegungsvariante der standardisierten Basisvariante im konkreten Fall vorzuziehen sind.
- › Sollte sich zukünftig in anderen Regionen Deutschlands ebenfalls eine derartige atypische Kapazitätsentwicklung ergeben, müssten dann ebenso eine stringente Plausibilisierung und transparente Darstellung vorgenommen werden (eine solche, weitere Situation ist aus heutiger Sicht jedoch nicht erkennbar).

¹ <https://lng-wilhelmshaven.com>

- › Um keine Zeit zu verlieren und Planungssicherheit für alle beteiligten Akteure in Baden-Württemberg zu erhalten, sollte die Auslegungsvariante vollumfänglich in die Netzausbauprojekte im nationalen NEP Gas integriert und von terranets bw umgesetzt werden können.

Zu 8 Grüngasvariante

- › Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, ist der Einsatz von fossilem und erneuerbarem Gas und damit die gut ausgebaute Gasinfrastruktur unersetzlich. Die Aufnahme einer Grüngasvariante in den NEP ist wesentlich, um die zukünftigen Gegebenheiten angemessen zu berücksichtigen.
- › Wir fordern einen ganzheitlichen, gesellschafts- und gasnetzebenen-übergreifenden Austausch zur Wasserstoffinfrastruktur, der die Dekarbonisierung des Wärmesektors stärker in den Fokus stellt und damit den Beitrag der VNB stärkt. Die hier veröffentlichten Konzepte lenken den Blick auf reine Wasserstoffnetze, die Erzeugungsanlagen mit großen Industriestandorten verbinden. Diese Forderung kann auch als erweiterter Begriff der integrierten Netzplanung ([s. Abschnitt 10.2](#)) festgehalten werden. Eine integrierte Netzplanung schließt neben den FNB und ÜNB auch die VNB ein.

Zu 8.1 Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage

Die FNB haben eine Marktpartnerabfrage in 2019 durchgeführt, die ein wesentlicher Parameter für die Modellierung ist.

- › Die Laufzeit der Abfrage musste dem Vernehmen nach aufgrund mangelnder Rückmeldung verlängert werden. Es ist fraglich, inwiefern diese jedoch ein vollständiges Bild der geplanten Projekte abgibt.
- › Tabelle 37 des NEP-Entwurfs enthält eine Übersicht der Grüngasprojekte aus der Marktpartnerabfrage. Hier wird auch gekennzeichnet, ob das Projekt ans Verteilnetz oder ans Fernleitungsnetz angeschlossen werden soll. In vier Projekten scheint es, als sollen sie an beide Netzebenen angeschlossen werden. Dieser Umstand sollte näher erläutert werden.

Zu 8.4 Erdgasmodellierung

Die FNB haben für die Modellierung der Grüngasvariante eine maximale Beimischungskonzentration in Höhe von 2 Volumenprozent zu Grunde gelegt. Gerne kommen wir der Bitte um eine Einschätzung dazu nach:

- › Wir halten höhere Beimischungskonzentrationen für sehr realistisch. Der nach DVGW-Regelwerk implizit zulässige Anteil von Wasserstoff liegt – je nach Herkunft und Zusammensetzung des eingesetzten Erd- oder Biogases – bei bis zu 15 Volumenprozent,

wobei eine generelle Toleranzerhöhung auf zehn Volumenprozent anvisiert wird.² Die u. a. durch den DVGW und weiteren Partner intensiv verfolgten Forschungsarbeiten zur H2-readiness sollten daher in regelmäßigen Abständen Eingang in die dem NEP-Gas zugrunde liegenden Annahmen respektive Szenarien finden.

- › Auch Marcogaz, der technische Verband der europäischen Gasindustrie, kommt zu folgenden Ergebnissen:

„Es wird erwartet, dass wichtige Elemente der vorhandenen Gasinfrastruktur und der Gasgeräte für Privathaushalte

- ohne größere Änderungen 10 Volumenprozent Wasserstoff aufnehmen können.
- mit Änderungen 20 Volumenprozent Wasserstoff aufnehmen können.
- höhere Konzentrationen > 20 Volumenprozent Wasserstoff könnten durch Forschung und Entwicklung und durch weitere Maßnahmen oder Ersatz erreicht werden.

Es wird erwartet, dass viele industrielle Prozesse (außer Ausgangsmaterial) 5 Volumenprozent Wasserstoff ohne Änderungen aufnehmen können.

- Kraftwerksgasturbinen³ im Bestand, Industrien, die Erdgas als Ausgangsmaterial verwenden, und CNG-Stahl tanks werden als empfindlich gegenüber selbst geringen Mengen Wasserstoff eingestuft. Dies erfordert weitere Forschungs-/Minderungsmaßnahmen, um höheren Wasserstoffkonzentrationen Rechnung zu tragen.

Es wird erwartet, dass Thermoverarbeitungsgeräte (wie Öfen und Brenner) nach Anpassung 15 Volumenprozent Wasserstoff aufnehmen können. Höhere Konzentrationen > 15 Volumenprozent Wasserstoff könnten durch F&E, weitere Maßnahmen oder Ersatz toleriert werden.“⁴

Zu 8.6 Eingangsgrößen für die Wasserstoffmodellierung

Es fanden von den im Rahmen der Marktpartnerabfrage 31 gemeldeten Grüngasprojekten 21 Grüngasprojekte Berücksichtigung in der Wasserstoffmodellierung, da nur diese die Kriterien erfüllen.

- › Es ist offen, wie mit den weiteren zehn Grüngasprojekten verfahren wird. Wir bitten um eine Information dazu.

² „Abschlussbericht – Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“ S. 43 DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfach; abgerufen am 02.05.2020

³ Hinweis VKU: Dasselbe gilt für -gasmotoren.

⁴ „Hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use“; Folie 5; Gerald Linke, Jos Dehaeseleer; 24.10.2019; abgerufen am 20.05.2020

Zu 8.7 Regionale Betrachtung der Wasserstoffmodellierung

Die FNB haben für die Grüngasprojekte eine regionale Betrachtung durchgeführt und Projektmeldungen in räumlicher Nähe zusammengefasst.

- › Es ist unklar, auf Basis welcher Parameter die Regionen bzw. deren Ausdehnung festgelegt worden sind. Welche Kriterien wurden über die räumliche Nähe hinaus zugrunde gelegt? Erfolgte eine Abstimmung mit dem Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom)? Es sollte transparenter dargestellt werden, wie die Regionen erstellt worden sind.

Zu 8.8.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

- › Die Bundesregierung arbeitet an einer Nationalen Wasserstoffstrategie. Es ist anzunehmen, dass hier oder in nachgelagerten Festlegungen und Verordnungen wichtige Fragen zur Zukunft des Wasserstoffs in Deutschland beantwortet werden. Zum Beispiel:
 - Welche Größenordnung wird die heimische Produktion haben (Aufbau von Elektrolyseleistung von 3-5 GW und bis zu 10 GW stehen im Raum)?
 - Welche „Farbe“ soll der Wasserstoff haben?
 - Wie/Mit welchen Instrumenten wird der Markthochlauf unterstützt?Es ist zudem wichtig, den Rechtsrahmen für Netzbetreiber von Gasnetzen (fossil/Grüngas) zu prüfen, um ihnen Planungs- und Rechtssicherheit für die Zukunft und einen Abstimmungsprozess bzgl. einer erhöhten Beimischung zu bieten.

Zu 8.9.1 Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

Dieser Abschnitt enthält zahlreiche Leitungssysteme, die derzeit Erdgas transportieren, und für einen potenziellen zukünftigen Wasserstofftransport umgestellt werden können.

- › Ohne Zweifel wird zukünftig, neben dem Transport, aber auch der Verteilung von Wasserstoff, der Transport und die Verteilung von Erdgas notwendig bleiben.
- › Es ist jedoch unklar, wie dies in den Gebieten passieren soll, in denen Leitungssysteme von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden. Handelt es sich um parallel verlaufende Leitungsstränge?
- › In Abb. 43 und 45 sowie in Abschnitt 8.9.1 sind Maßnahmen zur Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff dargestellt. Gleichzeitig geht aus der Gänze der Netzausbauvorschläge hervor, dass sich der H-Gas-Transport von Ost nach West in Richtung Niederlande sowie westdeutsche L-Gas-Gebiete einstellen wird. Daher ist nicht nachvollziehbar, warum die FNB Erdgasleitungen für ein Wasserstoffnetz ausweisen, die (mit Blick auf die Übersichtskarten) H-Gas-Transportkapazitäten in Ost-West-Richtung bieten könnten. Dieses gilt insbesondere für die Achse Hamburg-Achim-Rehden (-Emsbüren).

Zu 10.1.1 Kriterien Grüngasprojekte für zukünftige Netzentwicklungspläne

Die FNB haben mögliche Kriterien für die Berücksichtigung und Aufnahme der Grüngas- und vergleichbaren Projekte für zukünftige Netzentwicklungsplanprozesse entwickelt und diese zur Konsultation gestellt. Dort heißt es u. a., dass ein Projektvorhaben im Szenario-rahmen berücksichtigt wird, wenn ein Anschluss an das Fernleitungsnetz vorgesehen ist.

- › Was passiert mit Vorhaben, die ans Verteilnetz angeschlossen werden? Sind diese dann bei den Angaben der VNB zu berücksichtigen? Hierzu sind weitere Informationen erforderlich.
- › Des Weiteren ist die Elektrolyseleistung der Anlage (MWel) anzugeben. Hier wäre es sicher sinnvoll, eine technologieoffene Formulierung zu wählen, da Grüngas nicht nur per Elektrolyse, sondern auch in anderen Verfahren erzeugt wird.

Zu 10.2 Integrierte Netzplanung

- › Eine Koordination des weiteren Ausbaus der Infrastrukturen (Strom, Gas, Wärme und Mobilität) im Rahmen eines Systementwicklungsplans ist zwingend geboten, um die verschiedenen Sektoren zu verzahnen, Synergien zu heben und letztendlich den Weg von einer reinen Stromwende hin zu einer tatsächlichen Energiewende konsequent beschreiten zu können.
- › Die bisher getrennte Planung der Infrastrukturen ist in eine integrierte Netzplanung zu überführen, die die Kundenbedarfe und damit die Energietransformation in allen Sektoren im Einklang zu netzseitigen Ausbaupfaden aufzeigt.
- › Wichtig ist, dass bereits jetzt die politischen Ziele und ordnungspolitischen Rahmen für alle Marktakteure überarbeitet werden, um die genannten Infrastrukturen vernetzt zu planen und vor allem auch zu betreiben.