

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Szenariorahmen

Konsultation



Fernleitungsnetzbetreiber

| bayernets GmbH

Poccistraße 7, 80336 München

www.bayernets.de

| Ferngas Netzgesellschaft mbH

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

www.ferngas.de

| Fluxys Deutschland GmbH

Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

| Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf

www.fluxys.com

| GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.gascade.de

| Gastransport Nord GmbH

Cloppener Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)

www.gtg-nord.de

| Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

www.gasunie.de

| GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56, 10117 Berlin

www.grtgaz-deutschland.de

| Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Hutropstraße 60, 45138 Essen

www.lbtg.de

| NEL Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

www.nel-gastransport.de

| Nowega GmbH

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

www.nowega.de

| ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

www.ontras.com

| OPAL Gastransport GmbH & Co. KG

Emmerichstraße 11, 34119 Kassel

www.opal-gastransport.de

| Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

www.open-grid-europe.com

| terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

www.terranets-bw.de

| Thyssengas GmbH

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

www.thyssengas.com



prognos

Szenariorahmen

Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

im Auftrag der deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Ansprechpartner:

Inga Posch, Vereinigung der
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
Georgenstraße 23, 10117 Berlin
www.fnb-gas.de

Stefan Mellahn, Prognos AG
Goethestraße 85, 10623 Berlin
www.prognos.com

Umsetzung:

CB.e AG, Agentur für Kommunikation

| Legal Disclaimer

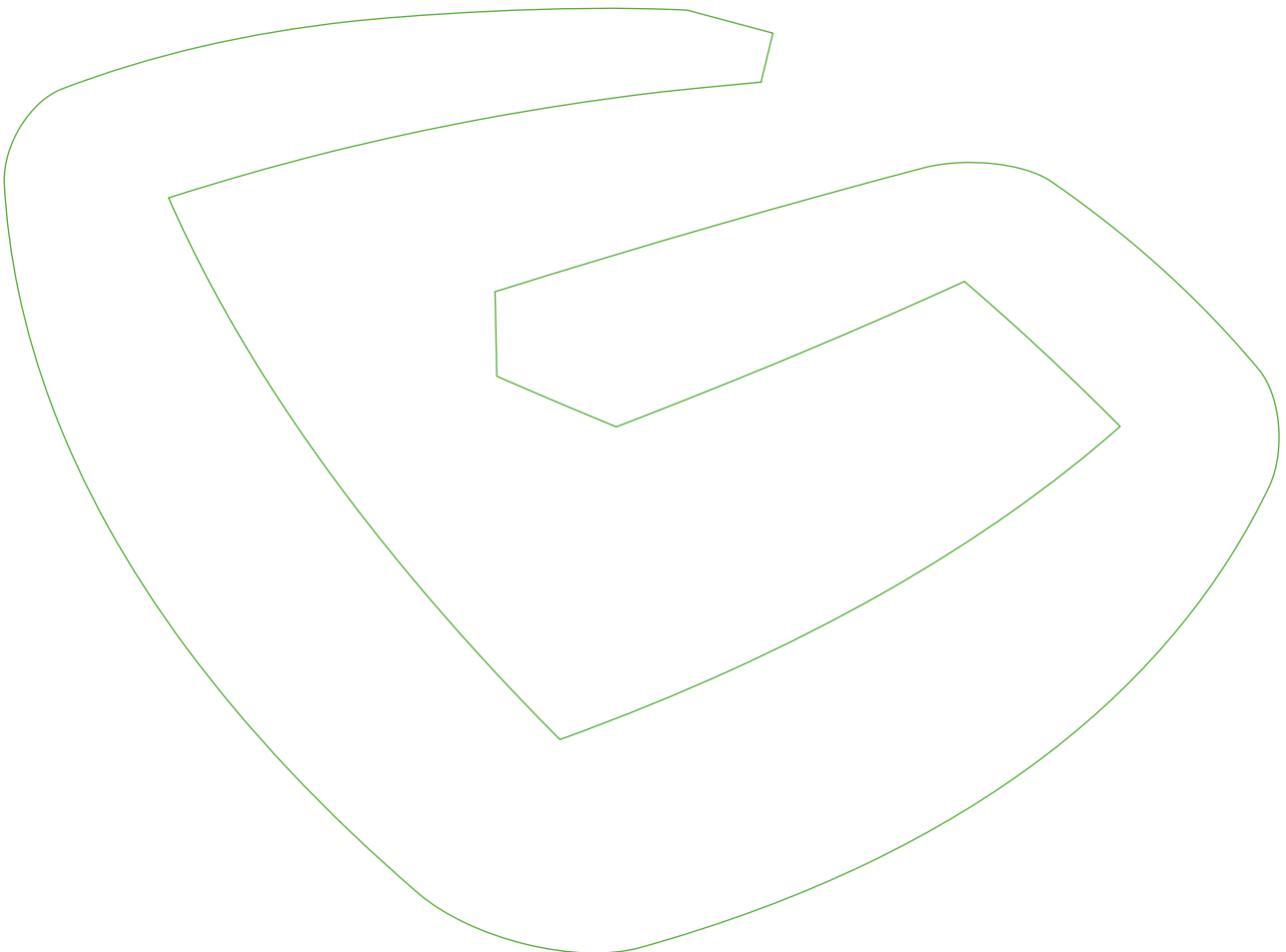
Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigene Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Executive Summary	7
1 Einleitung	9
2 Eingangsgrößen Gasbedarf und Gasaufkommen	12
2.1 Kriterien für Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV	12
2.2 Kraftwerke	14
2.3 Speicher	18
2.4 LNG-Anlagen	19
2.5 Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage	21
3 Gasbedarfsentwicklung	30
3.1 Ist-Analyse	30
3.2 Gasbedarfsszenarien	33
3.3 Endenergiebedarf Gas	35
3.4 Gaseinsatz in Kraftwerken	37
3.5 Bedarfsentwicklung von Wasserstoff	41
3.6 Entwicklung des Gesamtgasbedarfs und Regionalisierung	42
3.7 Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg	44
4 Gasaufkommen	46
4.1 Vorgehensweise	46
4.2 Erdgasförderung	46
4.3 Biomethaneinspeisung	49
4.4 Aufkommensentwicklung Grüne Gase	50
4.5 Gesamtgasaufkommen	55
5 Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland	57
6 Marktgebietszusammenlegung	59
6.1 Allgemeines	59
6.2 Kapazitätsgerüst für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	59
6.3 Neues Kapazitätsmodell – „NewCap“	60
6.4 Alternativen zu marktbasierenden Instrumenten	66
6.5 NewCap im Netzentwicklungsplan Gas	66
6.6 Behandlung von Kosten für marktbasierende Instrumente	66
6.7 Marktdialog – Stellungnahmen nach Marktinformation	66
7 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	69
7.1 Incremental Capacity	69
7.2 H-Gas-Quellenverteilung	69
7.3 Virtuelle Kopplungspunkte (VIP)	82
7.4 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz und Italien	83
7.5 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl in Richtung Niederlande	84
8 Versorgungssicherheit	86
8.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung	87
8.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung	89
8.3 Unterbrechungen	90
9 Modellierung und Modellierungsvarianten	92
9.1 Übersicht der Modellierungsvarianten	92
9.2 Erläuterung der Basisvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	93
9.3 Berücksichtigung von Wasserstoff und synthetischem Methan in der Modellierung	95
9.4 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030	96
Anlage	98
Anlage 1: NEP Gas-Datenbank	98
Anlage 2: Gaskraftwerksliste	99
Anlage 3: Analyse GÜP Wallbach	110
Glossar	116
Literatur	120

Abbildung 1: Übersicht Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	7
Abbildung 2: Entwicklung des Erdgasverbrauchs (Primärenergieverbrauch) in Deutschland in TWh (H _s)	30
Abbildung 3: Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren (Endenergie, sonstiger Verbrauch) in TWh (H _s)	31
Abbildung 4: Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs	34
Abbildung 5: Gasbedarfsentwicklung in den betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (Heizwert)	35
Abbildung 6: Entwicklung des deutschen Gasendenergieverbrauchs in den verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050 [Indexentwicklung]	36
Abbildung 7: Regionalisierter kombinierter Wasserstoffbedarf der Sektoren Industrie und Verkehr	41
Abbildung 8: Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2030 insgesamt (absolut in GWh, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert H _s) und Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2020 bis 2030 insgesamt; Indexentwicklung, Gasbedarf 2020 = 1,00	43
Abbildung 9: Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	48
Abbildung 10: Projektierte und bestehende Biomethanaufbereitungsanlagen in Deutschland	49
Abbildung 11: Stromerzeugende Biogasanlagen 2017 und 2030	50
Abbildung 12: Status Quo, regionalisierte installierte Leistung aus nachhaltigen Quellen 2017	52
Abbildung 13: Standorteignung von PtG-Anlagen bis zum Jahr 2050	53
Abbildung 14: Standorte von PtG-Projekten in Deutschland	54
Abbildung 15: Szenarien I und II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2030 und Veränderung gegenüber 2020 (absolut in GWh)	55
Abbildung 16: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (Darstellung als Brennwert)	57
Abbildung 17: Austauschleistung zwischen NCG und GASPOOL gemäß Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028	60
Abbildung 18: Kapazitätsmodell – NewCap in a Nutshell	61
Abbildung 19: Variation der Aufspeisung des deutschen Marktgebietes – Gruppierung der GÜP-Entrys und -Exits	62
Abbildung 20: Beispiel einer Umverteilung – Verringerung Importe aus Westeuropa (LNG), Kompensation durch höhere Importe aus Russland	63
Abbildung 21: Beispiel Wheeling	64
Abbildung 22: Beispiel Drittnetznutzung	65
Abbildung 23: Beispiel börsenbasiertes Spreadprodukt	65
Abbildung 24: Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum	70
Abbildung 25: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2030	74

Tabelle 1: Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	14
Tabelle 2: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2019)	15
Tabelle 3: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, die im Entwurfsdokument noch berücksichtigt werden könnten (Stichtag 31. März 2019)	16
Tabelle 4: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, die auch im Entwurfsdokument nicht berücksichtigt werden (Stichtag 31. März 2019)	17
Tabelle 5: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 nicht berücksichtigte Speicherneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, die im Entwurfsdokument noch berücksichtigt werden könnten (Stichtag 31. März 2019)	19
Tabelle 6: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 berücksichtigte LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2019)	21
Tabelle 7: Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage, welche bis zum 15. Mai 2019 gemeldet wurden	22
Tabelle 8: Daten zum Projekt „hybridge“ (Planungsstand 05/2019)	24
Tabelle 9: Projektplanung/Ausbaupfad ELEMENT EINS	26
Tabelle 10: Marktanteile der Energieträger im Neubau	32
Tabelle 11: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	32
Tabelle 12: Betrachtete Studien und Szenarien	33
Tabelle 13: Entwicklung des Gasendenergieverbrauchs (EEV) nach Sektoren in den Szenarien dena-TM95 und EUCCO30	37
Tabelle 14: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ in den Szenarien	38
Tabelle 15: Szenarien zur Stromerzeugung	39
Tabelle 16: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	39
Tabelle 17: Ergebnisse des Gaseinsatzes im Umwandlungssektor	40
Tabelle 18: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H _s)	42
Tabelle 19: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H _s)	42
Tabelle 20: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	47
Tabelle 21: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	47
Tabelle 22: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (Darstellung als Brennwert)	57
Tabelle 23: Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung	71
Tabelle 24: Übersicht der VIP für Deutschland	82
Tabelle 25: Kapazitätsprognose gemäß BVEG	88
Tabelle 26: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030	93

Executive Summary

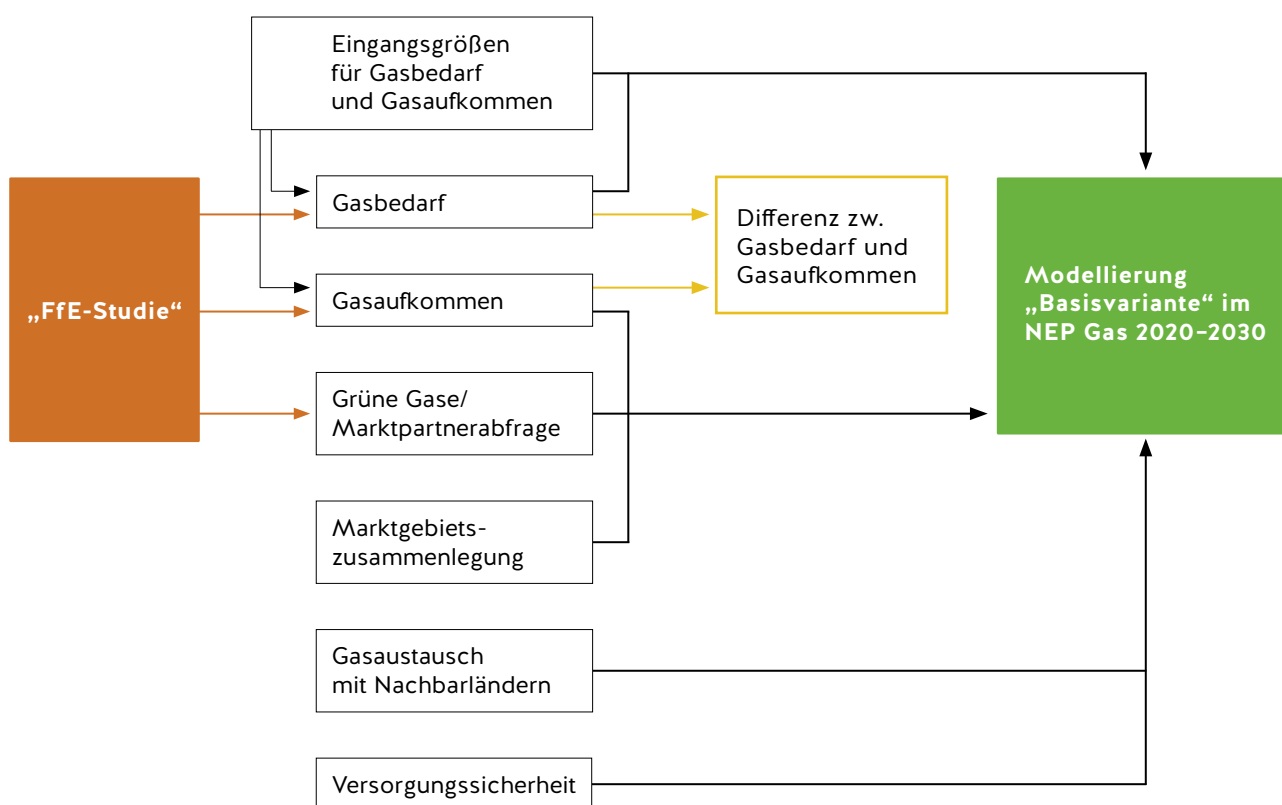


Executive Summary

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen im aktuellen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zwei Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden vor. Erstmals erfolgt die Betrachtung des Gasbedarfs in einem Szenario bis zum Jahr 2050. Das Thema Grüne Gase spielt eine zentrale Rolle. Es gilt, die Gasinfrastruktur fit für die Zukunft zu machen. Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft erarbeiten lassen („FfE-Studie“) und die Marktpartner zu Grüngas-Projekten befragt. Neu ist außerdem, dass im Szenariorahmen die Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung zum 01. Oktober 2021 dargestellt werden.

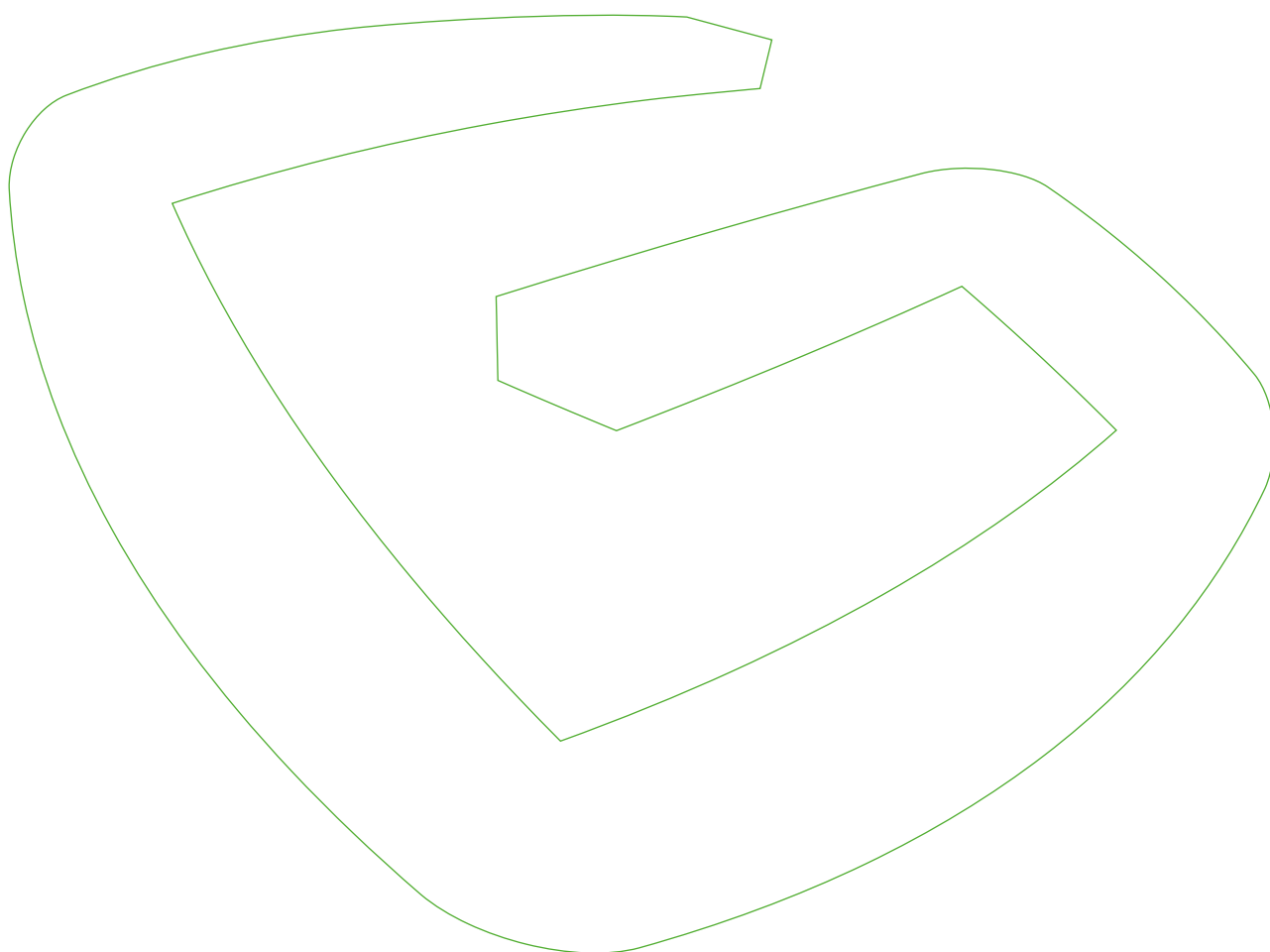
Im Szenariorahmen werden die verschiedenen Einflussfaktoren für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 diskutiert (vgl. Abbildung 1). Die vorgeschlagene „Basisvariante“ beruht aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber auf geeigneten Annahmen für die Modellierung eines bedarfsgerechten und zukunftsorientierten Netzausbaus.

Abbildung 1: Übersicht Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030



Quelle: Prognos AG, Fernleitungsnetzbetreiber

Einleitung 1



1 Einleitung

„Wer sich nicht nach dem Markt richtet, wird vom Markt bestraft.“

(Wilhelm Röpke, 1899–1966, deutscher Nationalökonom und Soziologe)

„Abwarten und Tee trinken“ – das funktioniert nicht, dafür wandelt sich die Energiewelt zu schnell. Zu Beginn der Gasversorgung wurde Stadtgas transportiert. Weiter ging es mit Beginn der Erdgasförderung in den Niederlanden in den 1960er und dem Import von Erdgas aus Russland Anfang der 1970er Jahre. Von da an floss Erdgas – in zwei Qualitäten – durch die Infrastruktur. Aktuell befindet sich das ehrgeizige Projekt der L-H-Gas-Umstellung in der Umsetzung. Eine weitere große Transformation hat gerade begonnen: Andere gasförmige Medien, wie Grüne Gase, sei es Wasserstoff oder synthetisches Methan, nehmen an Bedeutung zu und werden einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten.

Die deutschen Fernleitungsnetze bilden mit einer Länge von ca. 40.000 km das Rückgrat des gesamten Gastransportsystems in Deutschland. Das durch das Fernleitungsnetz aufgespeiste Verteilernetz für Erdgas besitzt eine Länge von mehr als 470.000 km. Damit leisten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber mit ihrer bedarfsgerecht ausgebauten Gasinfrastruktur einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Energieversorgung der Sektoren Haushalte, Industrie, Kraftwerke, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen und Mobilität.

Im zukünftigen Energiesystem kann die bestehende Gasinfrastruktur einen bedeutenden und ökonomisch wertvollen Beitrag leisten. Gas selbst ist ein klimaschonender Energieträger und kann vollständig klimaneutral werden. Die Gasinfrastruktur eröffnet dabei die Chance, sehr große regenerative Energiemengen sowohl zu transportieren als auch langfristig zu speichern. Durch die Integration Grüner Gase in die bestehende Infrastruktur kann zügig und kosteneffizient ein signifikanter Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen geleistet werden. Grüne Gase stellen eine flexible, speicherbare und kosteneffiziente Technologie zur Integration von erneuerbarem Strom in alle Verbrauchssektoren dar. Insbesondere das Verfahren „Power-to-Gas“ (PtG, Herstellung von Wasserstoff oder synthetischem Methan aus erneuerbarem Strom) bietet ein großes, bislang noch nicht genutztes Potenzial für die als Sektorkopplung bezeichnete intelligente Verbindung von Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsinfrastrukturen. Die Sektorkopplung ist eine der entscheidenden Stellschrauben für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Neben der Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan mit regenerativem Strom mittels PtG kann Wasserstoff auch aus Erdgas nahezu emissionsfrei erzeugt werden. Dieser aus Erdgas gewonnene Wasserstoff bietet sowohl die Möglichkeit eines zügigen und kosteneffizienten Hochlaufens einer Wasserstoffwirtschaft als auch der langfristigen Bereitstellung von großen Wasserstoffmengen, zum Teil auch über Importe.

Die Beimischung von Wasserstoff in den Erdgasstrom bietet eine Möglichkeit, erneuerbare Energien in den deutschen Energiemix zu integrieren. Dafür sind mit steigendem Beimischungsanteil die Bedürfnisse der angeschlossenen Kunden zu berücksichtigen. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) hat dazu am 09. April 2019 u. a. wie folgt Stellung genommen: „Das künftige Regelwerk soll zunächst eine Zielgröße von etwa 20 Volumenprozent Wasserstoffeinspeisung anpeilen. Das bestehende DVGW-Regelwerk ermöglicht bereits heute überall dort, wo es keine Einschränkungen durch spezifische Anwendungen gibt, Beimischungen von knapp zehn Prozent in das vorhandene Gasnetz. Bis zum Jahr 2030 soll dieser Wert von zehn Prozent ohne Einschränkungen regelwerksseitig verbindlich gelten [DVGW 2019].“

Die Integration Grüner Gase in die bestehende Gasinfrastruktur gewinnt bis zum Jahr 2030 zunehmend an Bedeutung. Um dieses Ziel im gegebenen Zeitrahmen effizient erreichen zu können, ist neben der Ertüchtigung der bestehenden Gasinfrastruktur auf steigende Wasserstoffanteile die Umwidmung bestehender Gas- und Speicherinfrastrukturen von Erdgas auf Wasserstoff von hoher Bedeutung. Im Rahmen einer weiteren Verstärkung ist auch der Neubau dezidierter Wasserstofftransportleitungen denkbar.

Weiter bietet der Einsatz von Grünen Gasen die Möglichkeit, die existierende Erdgasspeicherinfrastruktur teilweise umzustellen und nicht bedarfsgerecht erzeugten regenerativen Strom effizient und über längere Zeiträume zu speichern. Durch dieses Vorgehen können saisonale oder kurzfristige Produktions- und Bedarfsspitzen sicher abgedeckt werden.

Die Integration Grüner Gase und der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur als Teil des Energieversorgungsnetzes ist im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zu berücksichtigen, um rechtzeitig die Weichen für die Anforderungen an die Energieversorgung von morgen zu stellen.

„FfE-Studie“ [FfE 2019]:

FNB Gas hat eine „Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030“ bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) beauftragt [FfE 2019]. Diese Studie analysiert insbesondere geeignete Standorte für PtG-Anlagen sowie Aufkommensquellen und Abnahmeregionen für Grüne Gase [FfE 2019]. Informationen zur Studie finden sich in den Kapiteln 3.5, 4.3 und 4.4.

Die Umstellung bestehender heutiger Gasinfrastruktur auf Grüne Gase allgemein und Wasserstoff im Speziellen hat aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber unter enger Einbeziehung der Marktteilnehmer zu erfolgen. Nur so kann sichergestellt werden, dass die zukünftigen Produktionspotenziale klimaneutraler Grüner Gase mit den heutigen und zukünftigen Verwendungsmöglichkeiten optimal kombiniert werden.

Deshalb führen die Fernleitungsnetzbetreiber eine Marktabfrage für Grüngas-Projekte vom 21. März 2019 bis zum 12. Juli 2019 durch. Dies ist der Beginn zur systematischen und transparenten Ermittlung von Wasserstofftransportbedarfen; dieser Konsultationsprozess wird in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen mit den Marktteilnehmern fortgeführt. Auf Basis der Wasserstofftransportbedarfe soll ermittelt werden, welche Leitungen zu welchem Zeitpunkt für den Transport von reinem Wasserstoff umgerüstet werden können. Wenn die Umrüstprozesse und -zeitpunkte von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigt werden, bestünde für die Fernleitungsnetzbetreiber eine verbindliche Verpflichtung, zum Umstellungszeitpunkt Gasinfrastruktur für Wasserstoff verfügbar zu machen. Dieses geplante Vorgehen schafft eine gesicherte Planungsgrundlage für Marktteilnehmer und eröffnet zukünftige Verwendungsperspektiven für Wasserstoff. Nur über diesen unter enger Einbindung der Marktteilnehmer und der BNetzA erfolgenden Umstellungsprozess ist es möglich, die zukünftigen Verwendungspotenziale für Wasserstoff optimal zu bedienen.

Die Planung, Vorbereitung und Durchführung einer Umstellung von aktuell mit Erdgas betriebenen Netzgebieten auf Wasserstoff ist Aufgabe von Fernleitungsnetzbetreibern. Hierfür sind verschiedene Gründe anzuführen:

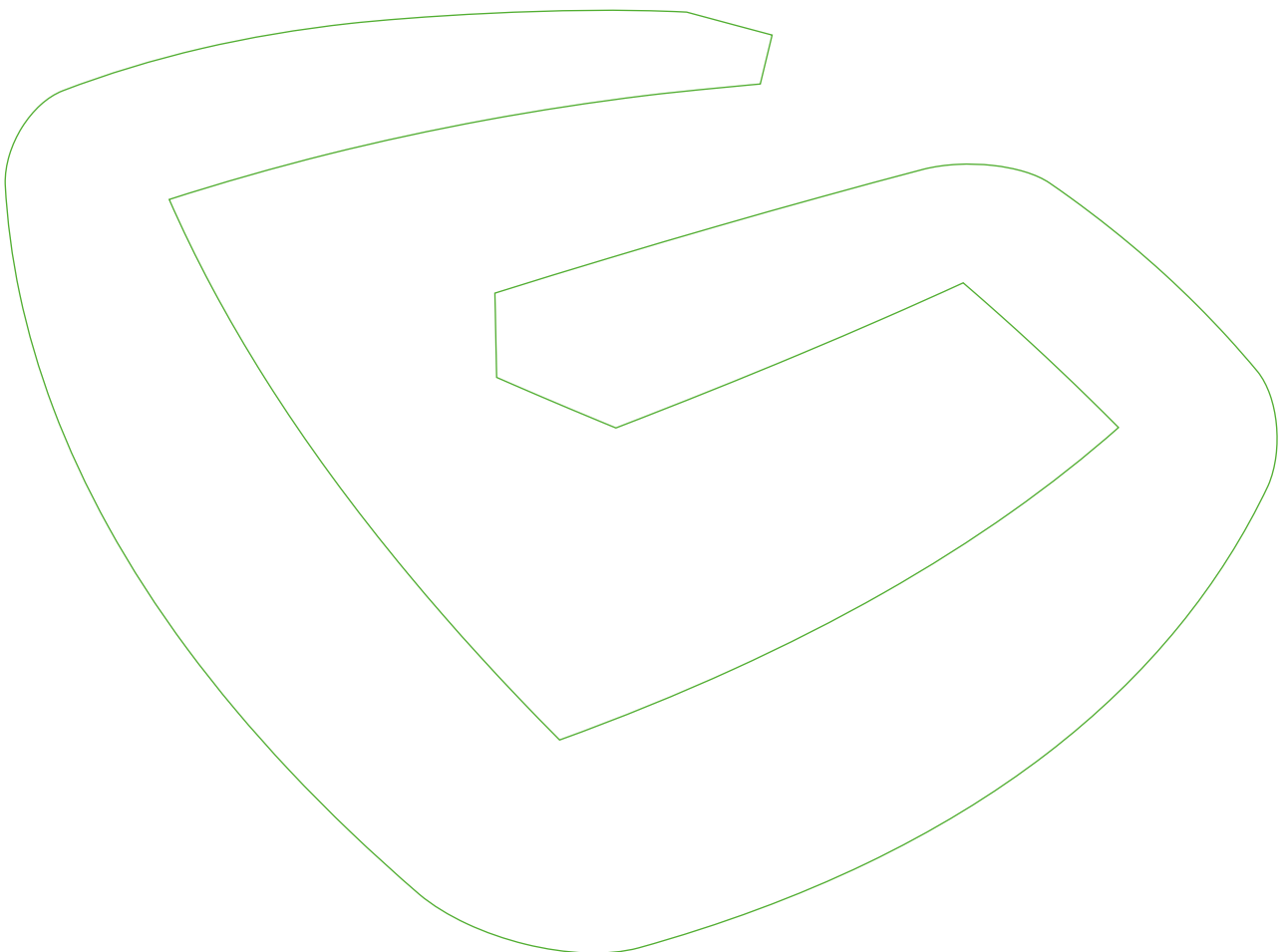
- Die Verbindung von Quellen und Senken durch leitungsgebundene Infrastruktur betrifft die klassische Rolle von Fernleitungsnetzbetreibern.
- Die Standortwahl für PtG-Anlagen ist von den Marktteilnehmern in Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern zu treffen. So können Anlagen mit einer netzdienlichen Funktion sowohl innerhalb des Strom- als auch des Gasnetzes positioniert und Kosten für den Ausbau der Netzinfrastrukturen verringert werden.

Für die L-H-Gas-Umstellung hat sich der Netzentwicklungsplan Gas als zentrales Steuerungsinstrument, insbesondere für die langfristige Planung der Umstellung bewährt. Durch verschiedene öffentliche Konsultationsverfahren wird die Einbeziehung der relevanten Marktteilnehmer sichergestellt. Ferner wird durch die Abbildung der L-H-Gas-Umstellung im Netzentwicklungsplan Gas dem engen Zusammenhang zwischen L-H-Gas-Umstellung und Netzausbau Rechnung getragen. Die für die L-H-Gas-Umstellung zutreffenden Aspekte lassen sich analog auch für eine Umstellung auf Wasserstoff anwenden.

Mit dem vorliegenden Dokument kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihrer gesetzlichen Pflicht zur Erstellung und Konsultation des Szenariorahmens gemäß § 15a EnWG nach. Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen zwei Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden vor, wobei aktuelle politische Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Erstmals wird dabei die Gasbedarfsentwicklung in einem Szenario bis zum Jahr 2050 betrachtet.

Darauf aufbauend haben die Fernleitungsnetzbetreiber den im Jahr 2017 für den Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 erstellten Szenariorahmen überprüft, dessen Datenbasis entsprechend aktualisiert sowie derzeitige Entwicklungen aus dem politischen Umfeld berücksichtigt. Die geplante Marktgebietszusammenlegung, wahrscheinlich zum 01. Oktober 2021, spielt in diesem Zusammenhang eine wesentliche Rolle. Mit diesem Szenariorahmen schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen und die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen.

Eingangsgrößen 2



2 Eingangsgrößen Gasbedarf und Gasaufkommen

In diesem Kapitel werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern gegenüber dem Szenariorahmen 2018 überarbeiteten Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/ 39 GasNZV dargestellt (vgl. Kapitel 2.1). Anschließend wird die Berücksichtigung der Kraftwerke (vgl. Kapitel 2.2), Speicher (vgl. Kapitel 2.3) und LNG-Anlagen (vgl. Kapitel 2.4) erläutert. Dabei wird insbesondere auf neue Projekte entsprechend der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüchen nach den §§ 38/ 39 GasNZV eingegangen. Kapitel 2.5 zeigt die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage für Grüngas-Projekte zum Stand 15. Mai 2019.

2.1 Kriterien für Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV

Die Berücksichtigung von Speichern, Produktions- und LNG-Anlagen sowie Kraftwerken erfolgt anhand der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/ 39 GasNZV. Für die Berücksichtigung von neuen Projekten im Szenariorahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 28. Februar 2019 eine Abfrage auf der Website des FNB Gas gestartet. Der Stichtag für die Betrachtungen in diesem Konsultationsdokument ist dementsprechend der 31. März 2019. Anträge auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV, die bis zum 31. März 2019 noch nicht beschieden wurden, werden im Konsultationsdokument aufgrund der Bearbeitungsfristen vorerst berücksichtigt. Die Entscheidung über die Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 werden die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurfsdokument des Szenariorahmens anhand von Kriterien vornehmen. Folgende Kriterien werden für die Aufnahme von Projekten mit Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/ 39 GasNZV in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 verwendet:

- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 17. Juni 2018 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2019 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten (§ 38 (3) Satz 6 i. V. m. § 38 (4) Satz 2 GasNZV).
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht berücksichtigt, wenn der Antragsteller von der Möglichkeit zur Reservierung keinen Gebrauch gemacht hat.
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 17. Juni 2018 negativ beschieden wurde, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nicht berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2019 kein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht wurde.
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zwischen dem 17. Juni 2018 und dem 31. März 2019 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt, sofern bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 12. Juli 2019 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten (§ 38 (3) Satz 6 i. V. m. § 38 (4) Satz 2 GasNZV).
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zwischen dem 31. März 2019 und dem 12. Juli 2019 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt, sofern zum 01. August 2019 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten (§ 38 (3) Satz 6 i. V. m. § 38 (4) Satz 2 GasNZV).
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 12. Juli 2019 aufgrund der Bearbeitungsfristen gemäß § 38 nicht beschieden wurde, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 enthalten war, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt, wenn bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 12. Juli 2019 der verbindliche Realisierungsfahrplan nach § 39 (2) GasNZV abgeschlossen wurde oder die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 (3) GasNZV durch den Anschlusspetenten erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 noch nicht enthalten war, wird im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt, wenn bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 12. Juli 2019 der Realisierungsfahrplan nach § 39 (2) GasNZV abgeschlossen wurde oder die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 (3) GasNZV durch den Anschlusspetenten erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Eine Berücksichtigung im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erfolgt auch, wenn zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber konkrete Verhandlungen über den Realisierungsfahrplan und den Netzanschluss führen und der Anschlusspetent einen konkreten Planungsfortschritt seines Projektes nachgewiesen hat.
- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der zwischen dem 31. März 2019 und dem 12. Juli 2019 (Ende der Konsultation des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030) gestellt wurde, wird berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

Für die Definition der Kriterien zur Berücksichtigung von Projekten mit Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/ 39 GasNZV mussten die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Stichtage festlegen. Die Beweggründe hierfür sind im Folgenden beschrieben:

- Für die Erarbeitung des Konsultationsdokuments des Szenariorahmens 2020 wurde der Stichtag 31. März 2019 gewählt, um die notwendigen Informationen für die Veröffentlichung aufbereiten zu können. Dieser Stichtag wurde Ende Februar auf der Website des FNB Gas veröffentlicht.
- Für die Definition der Kriterien wurde u. a. der Stichtag 17. Juni 2018 gewählt, um „alte“ Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV zu ermitteln. Dieser Stichtag liegt genau ein Jahr vor dem Konsultationsbeginn für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber notwendig, um Anfragen, bei denen es keinen Projektfortschritt gegeben hat, entsprechend zu bewerten.
- Für die Definition der Kriterien wurde u. a. der Stichtag 12. Juli 2019 gewählt. An diesem Tag endet der Konsultationszeitraum für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Bis zu diesem Stichtag können einerseits noch Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV gestellt werden, andererseits müssen spätestens bis zu diesem Stichtag je nach Kriterium bestimmte Aktivitäten erfolgt sein, damit ein Projekt Berücksichtigung im Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2020 findet.
- Für die Definition der Kriterien wurde u. a. der Stichtag 01. August 2019 gewählt. Dieser Stichtag gilt für aktuelle Anträge auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV, die zwischen dem 31. März 2019 und dem 12. Juli 2019 positiv beschieden wurden. Hierbei handelt es sich um den letztmöglichen Zeitpunkt, bis zu dem die Fernleitungsnetzbetreiber noch aktuelle Entwicklungen in das Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2020 einarbeiten können.

In den folgenden Kapiteln 2.2 bis 2.4 sind die aktuell berücksichtigten und nicht berücksichtigten Projekte zum Stichtag 31. März 2019 aufgeführt. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Berücksichtigung einiger aktuell vorliegender Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV im Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2020 auf Basis der formulierten Kriterien noch offen ist. Dies wird in den Tabellen der folgenden Kapitel entsprechend gekennzeichnet. Zudem besteht die Möglichkeit, dass bis zum Ende des Konsultationszeitraums des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 weitere Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingehen können.

2.2 Kraftwerke

In Kapitel 2.2.1 werden zunächst die systemrelevanten Gaskraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt. Anschließend wird gezeigt, welche neuen Gaskraftwerke anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 berücksichtigt werden und welche aktuell keine Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 2.2.2). Abschließend wird die geplante Vorgehensweise zum Clusteransatz für neue Gaskraftwerke in Süddeutschland (vgl. Kapitel 2.2.3), welcher erstmals im Prozess des Netzentwicklungsplans Gas 2016 angewendet wurde, skizziert.

2.2.1 Systemrelevante Kraftwerke

Tabelle 1 zeigt die systemrelevanten Gaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Diese sind gegenüber dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 unverändert. Die detaillierte Kraftwerksliste mit sämtlichen systemrelevanten Kraftwerken findet sich in Anlage 2.

Tabelle 1: Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Ausspeisekapazität in MWh/h	Fernleitungsnetzbetreiber	Zuordnungspunkt	2025	2030
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH – O1	710	bayernets	---	BZK	BZK
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	---	FZK	FZK
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	Wallbach	fDZK	fDZK
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	---*	GASCADE	---	FZK	FZK
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	---*	GASCADE	---	FZK	FZK
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	1.500	OGE	---	FZK	FZK
7	BNA0744	Franken 11, Nürnberg	0**	OGE	---	---	---
8	BNA0745	Franken 12, Nürnberg	0**	OGE	---	---	---
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	---	FZK	FZK
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	---	FZK	FZK
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Haiming 2 7F, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	fDZK	fDZK
12	BNA1078	HKW Wörth	---	GASCADE	---	FZK	FZK
13	BNA1248a	UPM Schongau	75	bayernets	---	FZK	FZK
			155	bayernets	Überackern/ABG, Überackern 2, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg, Inzenham	fDZK	fDZK
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets	---	FZK	FZK

* Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

** Bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken der BNetzA, BNetzA 2019a, BNetzA 2019b

Die am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossenen systemrelevanten Kraftwerke werden für die Zieljahre 2025 und 2030 durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 modelliert, es sei denn, sie stehen ausdrücklich in der Rückbauliste der BNetzA. In der aktuell veröffentlichten Kraftwerksrückbauliste findet sich keines der in Tabelle 1 dargestellten Kraftwerke.

2.2.2 Berücksichtigung von neuen Gaskraftwerken im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Entsprechend den in Kapitel 2.1 beschriebenen Kriterien finden folgende Kraftwerksanfragen nach §§ 38/ 39 GasNZV Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020.

Tabelle 2: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 berücksichtigte Gaskraftwerksneubau-planungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2019)

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlussskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2020 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2020 (ja/nein/offen)	Zuordnungspunkt	Begründung/ geltendes Kriterium (Stand 31. März 2019)
bayernets	BNAP114	GuD Leipzig I	H-Gas	1.900	§ 39 GasNZV	ja	ja	Überackern 2, Überackern/ ABG, Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> – Projekt im NEP Gas 2018–2028 enthalten – Realisierungsfahrplan abgeschlossen – Planungspauschale gezahlt – Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE		Kraftwerk Scholven	H-Gas / L-Gas	167	§ 38 GasNZV	ja	ja	Eynatten/ Raeren	<ul style="list-style-type: none"> – Antrag bis zum 17. Juni 2018 positiv beschieden – Kapazitätsreservierung erfolgt – Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr erfolgt – Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE		Kraftwerk Scholven	H-Gas / L-Gas	168	§ 38 GasNZV	ja	ja	Eynatten/ Raeren	<ul style="list-style-type: none"> – Antrag bis zum 17. Juni 2018 positiv beschieden – Kapazitätsreservierung erfolgt – Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr erfolgt – Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE		Kraftwerk Irsching	H-Gas	1.000	§ 38 GasNZV	ja	ja	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> – Antrag zwischen dem 17. Juni 2018 und dem 31. März 2019 positiv beschieden – Kapazitätsreservierung erfolgt – Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr erfolgt – Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE		Kraftwerk Scholven	H-Gas / L-Gas	40	§ 38 GasNZV	ja	offen	Eynatten/ Raeren	<ul style="list-style-type: none"> – Antrag zwischen dem 17. Juni 2018 und dem 31. März 2019 noch nicht beschieden
terrannets bw		Gas-turbine Heilbronn	H-Gas	1.200	§ 39 GasNZV	ja	ja	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> – Projekt im NEP Gas 2018–2028 enthalten – Realisierungsfahrplan abgeschlossen – Planungspauschale gezahlt – Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terrannets bw		GuD-Anlage Altbach	H-Gas	1.200	§ 38 GasNZV	ja	offen	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> – Antrag zwischen dem 17. Juni 2018 und dem 31. März 2019 noch nicht beschieden
terrannets bw		GuD-Anlage Marbach	H-Gas	800	§ 38 GasNZV	ja	offen	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> – Antrag zwischen dem 17. Juni 2018 und dem 31. März 2019 noch nicht beschieden

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2020 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2020 (ja/nein/offen)	Zuordnungspunkt	Begründung/geltendes Kriterium (Stand 31. März 2019)
Thyssen-gas	BNAP125	GuD-KW Herne	H-Gas	1.600	§ 39 GasNZV	ja	ja	Epe - I (UGE-E), Epe III (UGS-E, Trianel), Gronau Epe 11 (UGS-E; KGE), Gronau Epe 13 (UGS-E; Uniper)	<ul style="list-style-type: none"> - Projekt im NEP Gas 2018–2028 enthalten - Realisierungsfahrplan abgeschlossen - Planungspauschale gezahlt - Anschlusspetent nicht zurückgetreten
Thyssen-gas		BHKW Marl M1	H-Gas	120	§ 38 GasNZV	ja	ja*	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> - Antrag bis zum 17. Juni 2018 positiv beschieden - Kapazitätsreservierung erfolgt - Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr erfolgt - Anschlusspetent nicht zurückgetreten

* Fortführung des Kraftwerksprojektes in Prüfung

Hinweis: Für einige Projekte haben sich nach dem Stichtag 31. März 2019 Statusänderungen in Bezug auf die Kriterien gemäß Kapitel 2.1 ergeben. Diese Änderungen werden im Entwurfsdokument des Szenariorahmens berücksichtigt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend den in Kapitel 2.1 beschriebenen Kriterien finden verschiedene Kraftwerksanfragen nach §§ 38/ 39 GasNZV keine Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020. Hierbei ist jedoch zwischen Anfragen zu unterscheiden, die je nach Kriterium noch im Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2020 berücksichtigt werden könnten (vgl. Tabelle 3) und solchen, die unabhängig von der Entwicklung bis zum 01. August 2019 nicht mehr berücksichtigt werden (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 3: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubau-planungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, die im Entwurfsdokument noch berücksichtigt werden könnten (Stichtag 31. März 2019)

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2020 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2020 (ja/nein/offen)	Begründung/geltendes Kriterium (Stand 31. März 2019)
bayernets	BNAP124	GuD Gundremmingen I	H-Gas	2.109	§ 39 GasNZV	nein	offen	<ul style="list-style-type: none"> - Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen und - Planungspauschale nicht gezahlt
bayernets	BNAP128	KW Gundelfingen	H-Gas	2.109	§ 39 GasNZV	nein	offen	<ul style="list-style-type: none"> - Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen und - Planungspauschale nicht gezahlt
GUD		GHKW VW2	H-Gas	920	§ 39 GasNZV	nein	offen	<ul style="list-style-type: none"> - Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen und - Planungspauschale nicht gezahlt
OGE	BNAPXX12	KW Griesheim	H-Gas	950	§ 39 GasNZV	nein	offen	<ul style="list-style-type: none"> - Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen und - Planungspauschale nicht gezahlt

Hinweis: Für einige Projekte haben sich nach dem Stichtag 31. März 2019 Statusänderungen in Bezug auf die Kriterien gemäß Kapitel 2.1 ergeben. Diese Änderungen werden im Entwurfsdokument des Szenariorahmens berücksichtigt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, die auch im Entwurfsdokument nicht berücksichtigt werden (Stichtag 31. März 2019)

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2020 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2020 (ja/nein/offen)	Begründung/ geltendes Kriterium (Stand 31. März 2019)
bayernets		KW Zolling	H-Gas	2.042	§ 38 GasNZV	nein	nein	– Anschlusspetent zurückgetreten
OGE		Kraftwerk Karlsruhe (RDK 6S)	H-Gas	800	§ 38 GasNZV	nein	nein	– Antrag bis zum 17. Juni 2018 positiv beschieden – keine Kapazitätsreservierung erfolgt – keine Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr
OGE		Kraftwerk Arzberg	H-Gas	888	§ 38 GasNZV	nein	nein	– Antrag bis zum 17. Juni 2018 positiv beschieden – keine Kapazitätsreservierung erfolgt – keine Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr
OGE		Kraftwerk Karlstein	H-Gas	850	§ 38 GasNZV	nein	nein	– Antrag bis zum 17. Juni 2018 negativ beschieden – kein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht
OGE		Kraftwerk Staudinger	H-Gas	920	§ 38 GasNZV	nein	nein	– Antrag bis zum 17. Juni 2018 negativ beschieden – kein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht
OGE		Kraftwerk Bischofsheim	H-Gas	943	§ 38 GasNZV	nein	nein	– Antrag nach dem 17. Juni 2018 positiv beschieden – keine Kapazitätsreservierung erfolgt – keine Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr
OGE		Kraftwerk Wiesbaden-Biebrich	H-Gas	270	§ 38 GasNZV	nein	nein	– Antrag nach dem 17. Juni 2018 positiv beschieden – keine Kapazitätsreservierung erfolgt – keine Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2.2.3 Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten für besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland

Die Berücksichtigung neuer Gaskraftwerke wurde in Kapitel 2.2.2 beschrieben. Die Hälfte der im Konsultationsdokument berücksichtigten, neuen Gaskraftwerke befindet sich in Süddeutschland. Es ist derzeit noch nicht absehbar, welche neuen Gaskraftwerke letztendlich im Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2020 Berücksichtigung finden. Wie im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 werden die Fernleitungsnetzbetreiber, wenn absehbar ist, dass Kraftwerksprojekte für besondere netztechnische Betriebsmittel in Konkurrenz zueinander stehen, einen Clusteransatz für diese Gaskraftwerke in Süddeutschland vorsehen. Die vollständige Berücksichtigung der angefragten Kapazitäten nach §§ 38/ 39 GasNZV würde zu einem überdimensionierten und ineffizienten Netzausbau führen. Hier ist ein ähnliches Vorgehen wie im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 geplant.

Im Bericht der BNetzA zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13 k EnWG vom 31. Mai 2017 wird ein Bedarf für einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW_{el} ausgewiesen. Die Übertragungsnetzbetreiber TenneT, Amprion und TransnetBW hatten ab Ende Juni 2018 die besonderen netztechnischen Betriebsmittel in einem Umfang von insgesamt 1,2 GW_{el} ausgeschrieben. Die Ausschreibung erstreckte sich über vier Regionen in Süddeutschland. „Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat den Zuschlag für die Errichtung und den Betrieb eines sogenannten besonderen netztechnischen Betriebsmittels an das Energieunternehmen Uniper erteilt. Uniper wird daher am Standort Irsching ein Gaskraftwerk mit einer Kapazität von 300 Megawatt errichten und betreiben.“ [TenneT 2019] Die weiteren Ausschreibungen sind momentan noch nicht abgeschlossen. [energate 2019]

Im Rahmen des Clusteransatzes werden die Fernleitungsnetzbetreiber eine regionale Einteilung der in Konkurrenz zueinander stehenden neuen Kraftwerksanfragen vornehmen. In den gebildeten Clustern wird die angesetzte elektrische Leistung jeweils auf maximal 1,2 GW_{el} gedeckelt. In der gesamtdeutschen H-Gas-Bilanz werden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 jedoch in Summe 1,2 GW_{el} für alle als besondere netztechnische Betriebsmittel ausgewiesenen Kraftwerke berücksichtigt. Die Clusterung erfolgt anhand der regionalen netztechnischen Lage der Kraftwerke in Bezug auf die Haupttransportsysteme. Hierbei bilden Kraftwerksprojekte, welche den gleichen Haupttransportsystemen zuzuordnen sind, jeweils ein Cluster.

In Abhängigkeit von den entsprechenden Kriterien im Entwurfsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 zu berücksichtigenden besonderen netztechnischen Betriebsmitteln werden die Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis dieser beschriebenen Vorgehensweise den Clusteransatz umsetzen.

2.3 Speicher

In Kapitel 2.3.1 wird auf die Rolle der Gasspeicher für die Energieversorgung eingegangen. Anschließend wird in Kapitel 2.3.2 gezeigt, welche Speicherprojekte anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Konsultationsdokument des Szenariorahmens berücksichtigt werden und welche aktuell keine Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 2.3.2).

2.3.1 Rolle der Speicher

Die Erdgasspeicher dienen primär dem Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an den Grenzimportpunkten und der Produktion sowie einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher.

Durch den Einsatz der Speicher ist eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung der Transportsysteme möglich und das Gesamtsystem kann hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden. Darüber hinaus sind sie technisch in der Lage, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen (Regelenergie) und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität, wobei Speicher auch zunehmend unter kommerziellen Gesichtspunkten im Handelsbereich vermarktet werden. Daher ist eine netzdienliche Funktion der Speicher nicht ohne weitere Annahmen zu gewährleisten. Zudem befürworten die Fernleitungsnetzbetreiber, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen zur Sicherung benötigter Speicherleistungen auch zum Ende einer Winterperiode weiterentwickelt werden sollten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, wie in den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen, auf der Basis einer unveränderten Ausgangslage, auch für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 einen durchschnittlichen Speicherfüllstand von mindestens 35 % als Planungsprämisse in der Spitzenlastsituation anzusetzen.

2.3.2 Berücksichtigung von Speicherprojekten im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Aktuell liegen bei den Fernleitungsnetzbetreibern keine Speichieranfragen nach §§ 38/ 39 GasNZV vor, die aufgrund der in Kapitel 2.1 beschriebenen Kriterien eine Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 finden.

Tabelle 5: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 nicht berücksichtigte Speicherneubau-planungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, die im Entwurfsdokument noch berücksichtigt werden könnten (Stichtag 31. März 2019)

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2020 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2020 (ja/nein/offen)	Begründung/ geltendes Kriterium (Stand 31. März 2019)
bayernets		Speicher Nussdorf/ Zagling (7F)	H-Gas	648 Entry / 432 Exit	§ 39 GasNZV	nein	offen	- Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen und/oder - Planungspauschale nicht gezahlt
bayernets		Speicher Nussdorf/ Zagling (7F)	H-Gas	346 Entry / 230 Exit	§ 39 GasNZV	nein	offen	- Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen und/oder - Planungspauschale nicht gezahlt
Nowega		Empelde	L-Gas		§ 39 GasNZV	nein	offen	- Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen und/oder - Planungspauschale nicht gezahlt

Hinweis: Für einige Projekte haben sich nach dem Stichtag 31. März 2019 Statusänderungen in Bezug auf die Kriterien gemäß Kapitel 2.1 ergeben. Diese Änderungen werden im Entwurfsdokument des Szenariorahmens berücksichtigt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2.4 LNG-Anlagen

In Kapitel 2.4.1 wird die aktuelle Situation der geplanten LNG-Anlagen mit Anbindung an das Fernleitungsnetz in Deutschland beschrieben. Anschließend wird in Kapitel 2.4.2 gezeigt, welche neuen LNG-Anlagen anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 berücksichtigt werden und welche aktuell keine Berücksichtigung finden. Der geplante Ansatz der LNG-Anlagen im Rahmen der Modellierung wird in Kapitel 2.4.3 beschrieben.

2.4.1 Aktuelle Situation

Die Errichtung von LNG-Anlagen in Deutschland, die Anbindung an das Fernleitungsnetz und die entsprechende Bereitstellung von Kapazitäten war bereits Thema des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/ 39 GasNZV für geplante LNG-Anlagen in Brunsbüttel und in Wilhelmshaven vor.

Brunsbüttel

Das Projekt LNG-Anlage Brunsbüttel fand über einen Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV bei GUD Eingang in den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028. Im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 hat die BNetzA – auf Basis des bestehenden Rechtsrahmens – die Herausnahme der resultierenden Netzausbaumaßnahmen verfügt, da sie der Ansicht ist, dass die Herstellung der Anbindungsleitung nicht über § 15a EnWG gedeckt ist. Diese Entscheidung ist nicht rechtskräftig, weil gegen das Änderungsverlangen der BNetzA zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 Beschwerde eingelegt wurde.

Eine im Juni 2019 verabschiedete Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, LNG-Anlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers an die Fernleitungsnetze anzuschließen. Die für den Netzanschluss erforderliche Infrastruktur soll dann im Eigentum des Fernleitungsnetzbetreibers stehen. Sie ist ab dem Zeitpunkt der Errichtung ein Teil des Energieversorgungsnetzes. Diese Regelungen sollen ferner den technischen Netzanschluss für LNG-Anlagen gewährleisten und eine technische Mindesteinspeisekapazität garantieren. Hierdurch wird die gesetzliche Privilegierung für LNG-Anlagenbetreiber über die bereits bestehenden Möglichkeiten einer Kapazitätsreservierung bzw. einen notwendigen Kapazitätsausbau beantragen zu können um klare Regelungen zum Netzanschluss erweitert. Die mit der Herstellung des Netzanschlusses von LNG-Anlagen verbundenen Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber werden als Investitionsmaßnahme im Sinne des § 23 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eingeordnet. Eine Kostenanerkennung für die Fernleitungsnetzbetreiber ist damit sichergestellt.

GUD liegt unverändert ein Kapazitätsausbauanspruch gemäß § 39 GasNZV für das Projekt LNG Brunsbüttel vor. Eine Bestätigung dieses Projektes im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas nach § 39 GasNZV ist bislang nicht erfolgt. Der Vorhabenträger geht weiterhin von der Realisierung des Terminals aus, so dass GUD den Netzanschluss und einen entsprechenden Kapazitätsausbau weiter verfolgt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen daher, das LNG-Projekt in Brunsbüttel im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erneut zu berücksichtigen.

Wilhelmshaven

Für das Projekt einer LNG-Anlage in Wilhelmshaven wurde bei OGE Anfang Februar 2019 ein neuer Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV gestellt. Der Antrag war zum Stichtag 31. März 2019 aufgrund der Bearbeitungsfristen noch nicht beschieden und wird daher im Konsultationsdokument berücksichtigt. Die Entscheidung über die Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 werden die Fernleitungsnetzbetreiber im Entwurfsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 anhand der Kriterien aus Kapitel 2.1 vornehmen.

2.4.2 Berücksichtigung von LNG-Anlagen im Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Nach Anwendung der in Kapitel 2.1 beschriebenen Kriterien und Berücksichtigung der in Kapitel 2.4.1 dargestellten aktuellen Situation finden folgende Anfragen für LNG-Anlagen nach §§ 38/ 39 GasNZV Eingang in das Konsultationsdokument des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030.

Tabelle 6: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2020 berücksichtigte LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2019)

FNB	BNetzA-Nummer	Projekt-name	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2020 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2020 (ja/nein/offen)	Begründung/geltendes Kriterium (Stand 31. März 2019)
GUD		LNG-Terminal in Brunsbüttel	H-Gas	8.700	§ 39 GasNZV	ja	ja	– Projekt im NEP Gas 2018–2028 enthalten – vgl. Kapitel 2.4.1 – Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE		LNG-Terminal Wilhelms-haven	H-Gas	12.500	§ 38 GasNZV	ja	offen	– Antrag zwischen dem 17. Juni 2018 und dem 31. März 2019 noch nicht beschieden

Hinweis: Für einige Projekte haben sich nach dem Stichtag 31. März 2019 Statusänderungen in Bezug auf die Kriterien gemäß Kapitel 2.1 ergeben. Diese Änderungen werden im Entwurfsdokument des Szenariorahmens berücksichtigt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

2.4.3 Planerischer Ansatz in der Modellierung

LNG konkurriert im Gasmarkt mit Gas aus anderen Quellen, das primär über Grenzübergangspunkte nach Deutschland gelangt. Insbesondere bei der Reaktion auf kurzfristige Marktsignale konkurriert LNG auch mit Gas aus Speichern.

LNG-Terminals liefern keine kontinuierliche Einspeisung für die Gasnetze. Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Einplanung der LNG-Mengen zu berücksichtigen, dass zumindest Teilmengen für den Transportsektor (Schwerlast- und Schiffsverkehr) vorzusehen sind. Es stellt sich daher die Frage, welche Kapazitätsart unter Einhaltung des Effizienzgedankens und der Erfüllung der Verpflichtungen nach §§ 38/ 39 GasNZV für LNG-Terminals zur Anwendung zu bringen ist.

Wie bereits in der FNB Gas-Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWi vom 14. März 2019 (Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland) dargelegt, ist ein effizientes Kapazitätsangebot für LNG-Terminals nur dann gegeben, wenn eine konkurrierende Nutzung der insgesamt vorhandenen Entry-Kapazitäten (GÜP, UGS) am LNG-Terminal genutzt wird. Die Ausgestaltung der konkurrierenden Vermarktung sollte ermöglichen, dass kurz- und mittelfristig nicht nominierte bzw. nicht gebuchte Kapazitäten an den konkurrierenden Punkten genutzt werden können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen nach aktuellem Stand vor, dass die Kapazität für die LNG-Terminals planerisch konkurrierend zu noch zu bestimmenden buchbaren Einspeisepunkten der GUD und OGE angesetzt wird.

2.5 Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage

Im Rahmen der Marktpartnerabfrage wurden den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 15. Mai 2019 insgesamt 22 Grüngas-Projekte gemeldet. Die folgende Tabelle 7 zeigt die gemeldeten Projekte und klassifiziert diese nach den Parametern Gasbeschaffenheit, Quelle/ Senke, geplante Inbetriebnahme und angeschlossene Netzebene. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Marktabfrage für Grüngas-Projekte bis zum 12. Juli 2019 verlängert [FNB Gas 2019]. Bis zum 12. Juli 2019 können weitere Projekte gemeldet werden. Zudem werden die bereits vorliegenden Meldungen plausibilisiert und ergänzt.

Tabelle 7: Grüngas-Projekte aus der Marktpartnerabfrage, welche bis zum 15. Mai 2019 gemeldet wurden

Nr.	Bezeichnung	Beteiligte Unternehmen	Gasbeschaffenheit/ Medium	Quelle/ Senke	Geplante Realisierung/ Inbetriebnahme	Zuständiger FNB	Anschluss an	
							FNB-Netz	VNB-Netz
1	HySynGas/ ARGE Brunsbüttel	ARGE Netz GmbH & Co. KG, MAN, Vattenfall	Wasserstoff, synthetisches Methan	Quelle	bis 2025	GUD	x	x
2	SALCOS	Salzgitter Flachstahl GmbH	Wasserstoff	Senke	ab 2025	Nowega	x	
3	GET H2	enertrag, Forschungszentrum Jülich, hydrogenious, IKEM, nowega, RWE, SIEMENS, Stadtwerke Lingen	Wasserstoff	Quelle/ Senke	2023	Nowega	x	
4	Biogas-Anlage InfraServ Wiesbaden	InfraServ GmbH & Co. Wiesbaden KG	Biogas	Quelle	2020/2021	OGE		x
5	Wasserstoff thyssenkrupp	thyssenkrupp Steel Europe AG	Wasserstoff	Senke	ab 2020	OGE	x	
6	BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh	BW Bürgerwindpark Fehndorf/ Lindloh GmbH & Co. KG	Wasserstoff	Quelle	2021	OGE	x	
7	Salzbergen	H&R Chemisch Pharmazeutische Spezialitäten GmbH	Wasserstoff	Senke	2023	OGE	x	
8	hybridge	Amprion, OGE	Wasserstoff, synthetisches Methan	Quelle	2023	OGE	x	
9	Biogasanlage Stadtwerke Trier	Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH	Biogas	Quelle	2019	OGE		x
10	PtG-Anlage GVG	Gasversorgungsgesellschaft mbH Rhein-Erft (GVG)	Wasserstoff	Quelle		OGE	x	
11	PtG STEAG	STEAG GmbH	Wasserstoff	Quelle	2024	OGE		x
12	Kreis Steinfurt/ Münster	Kreis Steinfurt/ Stadtwerke Münster GmbH/ münsterNETZ	Wasserstoff	Quelle/ Senke		OGE	x	
13	Statkraft Emden	Statkraft Markets GmbH	Wasserstoff	Quelle	2022	OGE	x	
14	Wasserstoffeinspeisung Mainz	Mainzer Netze GmbH	Wasserstoff	Quelle	2018/2021	OGE		x
15	Gazprow		Wasserstoff	Quelle	2022	ONTRAS	x	
16	Energiepark Bad Lauchstädt		Wasserstoff	Quelle/ Senke	2023	ONTRAS	x	
17	Wasserstoffregion Lausitz		Wasserstoff	Quelle	2021	ONTRAS	x	
18	GASAG/ E.dis AG	GASAG/ E.dis AG	Wasserstoff	Quelle	2020/2021	ONTRAS		x
19	BGEA Schwarze Pumpe		Biogas	Quelle	2022	ONTRAS	x	
20	ELEMENT EINS	Thyssengas GmbH (TG), TenneT TSO GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD)	Wasserstoff, synthetisches Methan	Quelle		GUD, TG	x	
21	BGEA Krefeld	Thyssengas GmbH/ EGK Entsorgungsanlagengesellschaft Krefeld GmbH & Co. KG	Biogas	Quelle	2021	TG	x	
22	BGEA Coesfeld	Thyssengas GmbH/ GFC mbH – Gesellschaft des Kreises Coesfeld zur Förderung regenerativer Energien mbH	Biogas, Wasserstoff	Quelle		TG	x	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden die nach erster Sichtung größeren Projekte, sowohl Quellen als auch Senken, dargestellt. Hierbei handelt es sich um inhaltliche Beschreibungen auf Basis der Meldungen der Projektträger.

GET H2

Die Initiative GET H2 will in Lingen im Emsland die großskalige Erzeugung von grünem Wasserstoff (H_2) mittels Elektrolyse demonstrieren und eine regionale Wasserstoffinfrastruktur im Emsland errichten. Hierbei kooperieren Projektpartner entlang der gesamten Wertschöpfungskette und über alle Sektoren hinweg, um H_2 aus regenerativem Strom zu erzeugen und diesen optimal zu nutzen.

Dieses Projekt ist als Nukleus einer bundesweiten H_2 -Infrastruktur konzipiert, die ein entscheidender Schritt sein kann, um die ambitionierten Klimaziele der Bundesregierung auch in den Sektoren Industrie, Verkehr und Transport sowie Wärme und Energie so kosteneffizient wie möglich zu erreichen.

Um dieses PtG-Projekt mittelfristig in die Wirtschaftlichkeit zu bringen, haben die Projektpartner eine Förderung im Rahmen des BMWi-Förderwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ beantragt. Das Reallabor nutzt Strom aus erneuerbaren Energien sowie bestehende Strom- und Gasinfrastruktur inkl. eines ersten Pipeline-Speichers. Ergänzt werden zwei PtG-Anlagen (Elektrolysen); eine davon am Gaskraftwerk in Lingen in Kombination mit einer Hochtemperaturwärmepumpe zur Nutzung der Elektrolyseabwärme als Fernwärme. Ebenfalls angebunden wird die bestehende Flüssigkraftstoffinfrastruktur über ein LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) Speicher- und Transportsystem. Das grüne H_2 wird Abnehmern in den Bereichen Verkehr und Transport, Industrie sowie Wärme und Energie über die H_2 -Infrastruktur zur Verfügung gestellt.

Zusammenfassung des Projekts „GET H2“:

- Nutzung regenerativ erzeugter Fernwärme aus der zentralen Elektrolyse
- Umnutzung einer bestehenden Erdgasleitung am Gaskraftwerk als H_2 -Pipelinespeicher
- Umwidmung zweier Transportleitungen als initiales H_2 -Transportnetz
- LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) Speicher- und Transportsystem für dezentrale Anwendungen
- Rückverstromung von H_2 in vorhandener Gasturbine
- Belieferung industrieller Abnehmer sowie H_2 -Tankstellen für Mobilitätsanwendungen

hybridge

Amprion und Open Grid Europe (OGE) wollen die Sektorkopplung auf Systemebene vorantreiben. Langfristiges Ziel der Projektpartner ist es, das Strom- und Gassystem optimal aufeinander abzustimmen. Mit dem systemdienlichen Einsatz einer PtG-Anlage lassen sich so u. a. Engpässe im Übertragungsnetz reduzieren oder vermeiden. Das Projekt „hybridge“ ist der erste Schritt in diese Richtung. Geplant ist Folgendes: Nahe einer Umspannanlage von Amprion wird ein Elektrolyseur mit 100 MW_{el} errichtet und an das Stromnetz von Amprion angeschlossen. Dabei eignen sich Standorte in der Nähe der Umspannanlagen Hanekenfähr (Raum Lingen) oder Öchtel (Raum Schüttorf/Salzbergen). Möglich ist eine Einspeisung von Wasserstoff von bis zu 20.000 m³/h. Davon ausgehend wollen die Unternehmen im Projekt alle zukünftigen Verwendungsarten von Wasserstoff erproben. Aus Effizienzgründen steht im Rahmen des Sektorkopplungsprojekts „hybridge“ die direkte Nutzung des Wasserstoffs im Vordergrund. Gas-transportkunden wie z. B. Raffinerien soll es ermöglicht werden, den elementaren Wasserstoff direkt zu nutzen. Eine Zumischung von Wasserstoff in Erdgasnetze stellt eine weitere Möglichkeit dar, die im Projekt erprobt wird. Dadurch kann das Grüne Gas auch für andere Zwecke wie etwa im Wärmesektor eingesetzt werden. Sind die Optionen ausgeschöpft, kann Wasserstoff ebenfalls mit Kohlendioxid methanisiert und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die geplante Methanisierungsanlage wird Teile des Wasserstoffs (bis zu 4.000 m³/h) unter Zuführung von Kohlendioxid regenerativen Ursprungs in synthetisches Methan (bis zu 1.000 m³/h) umwandeln können. Als Standort für die geplante Methanisierungsanlage eignet sich nach derzeitiger Projektkenntnis der Industriepark Salzbergen. Stimmt die Regulierungsbehörde dem Projekt zu, können Amprion und OGE zeitnah mit Genehmigungsverfahren und Bau beginnen (geplante Inbetriebnahmen in 2023).

Tabelle 8: Daten zum Projekt „hybridge“ (Planungsstand 05/2019)

	Einspeisung von aus Strom umgewandeltem Wasserstoff	Ausspeisung von aus Strom umgewandeltem Wasserstoff zum Zweck der Methanisierung	Einspeisung von synthetischem Methan aus der Methanisierungsanlage
Lage des Netzanschlusses	Elektrolyseur im südlichen Emsland (nahe der Umspannanlage Hanekenfähr oder Öchtel)	Methanisierung im Industriepark Salzbergen	Methanisierung im Industriepark Salzbergen
Ein- oder Ausspeisung ins Gasnetz	Einspeisung	Ausspeisung	Einspeisung
Gasbeschaffenheit	Wasserstoff (> 99 %)	Wasserstoff (> 99 %)	Synthetisches Methan (H ₂ < 1 %)
Kapazität	ca. 20.000 m ³ /h bzw. ca. 70.000 kWh/h	ca. 4.000 m ³ /h bzw. ca. 14.000 kWh/h	ca. 1.000 m ³ /h bzw. ca. 10.000 kWh/h
Druck	min. 1–2 bar(a)	min. 14 bar(a)	min. 10 bar(a)
Beginn der Ein- oder Ausspeisung	2023	2023	2023

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grüngas-Projekt Wasserstoffregion Lausitz

Projektziel

Das Ziel des Projekts ist langfristig die 100 %-ige Umstellung einer Stadt in der Lausitz auf erneuerbare Energien (Strom und Wasserstoff) für die Endnutzersektoren Wärme, Transport, Strom und Industrie.

Die Umsetzung bedeutet eine komplexe und aufwändige Transformation der regionalen Infrastruktur und Energieversorgung.

Das Projekt kann in zwei Hauptschwerpunkte untergliedert werden:

1. Einspeisung von regenerativem Wasserstoff aus einer Großelektrolyse in das Gasnetz zur „Vergrünung“ von kommunaler Wärme und ÖPNV
2. Anhebung der physischen Versorgung einer Ortschaft mit regenerativem Wasserstoff bis hin zur vollständigen Umstellung

Schwerpunkte des Projektes

Bezüglich des ersten Schwerpunkts ist geplant, an der Ferngasleitung (FGL) 106 bzw. 11 der ONTRAS Gastransport GmbH den Energiepark „Bahnsdorfer Berg“ mit einer Großelektrolyse auszustatten – in der ersten Stufe 50 MW_{el} Leistung, später bis zu 100 MW_{el} Leistung. Es soll eine Wasserstoff-Drehscheibe etabliert werden und regenerativ erzeugter Wasserstoff in das Leitungssystem der ONTRAS eingespeist werden. Dieser Wasserstoff wird bilanziell zur Steigerung der regenerativen Energieversorgung unterschiedlicher Ortschaften in der Region eingesetzt. Die erste Projektphase kommt insbesondere für die Wärmeerzeugung in Haushalten infrage oder kann über eine weitere Aufbereitung für den ÖPNV genutzt werden.

Der geplante Energiepark „Bahnsdorfer Berg“ liegt in der Stadt Uebigau-Wahrenbrück, westlich angrenzend an das bestehende Windeignungsgebiet WEG 33 Oelsig-Buchhain.

Die Wasserstoffproduktion ist in der Nähe der FGL 106 bzw. FGL 11 der ONTRAS, wenige Kilometer vom geplanten Windpark entfernt, vorgesehen. Die Windenergieanlagen und die Wasserstoffproduktion sind verbunden über 20kV-Leitungen und stellen eine gemeinsame Anlage dar.

Das Konzept sieht die Errichtung einer groß angelegten Wasserstoffproduktionsstätte am Windpark Bahnsdorfer Berg vor, die aus vor Ort produziertem erneuerbarem Strom gespeist wird. Der grüne Wasserstoff wird mit Elektrolyseuren produziert. Dabei werden verschiedene seit Jahren am Markt erprobte Technologien eingesetzt. Der Wasserstoff wird schließlich ins Ferngasnetz der ONTRAS eingespeist und ist für die bilanzielle Vermarktung von Energieversorgern vorgesehen. Im zweiten Schwerpunkt soll über einen gestuften Prozess zunächst der regenerative Wasserstoffanteil einer bislang mit Erdgas versorgten Ortschaft auf ca. 10 % angehoben werden. Für die Umsetzung dieses Ziels ist es aller Voraussicht nach erforderlich, nahe der Ortschaft eine lokale Elektrolyse (oder andere Wasserstoffproduktionsanlage) zu errichten, deren Wasserstoff dem Versorgungsnetz zugeführt wird. Anschließend soll diese Ortschaft teilweise oder vollständig auf eine wasserstoffbasierte Energieversorgung umgestellt werden. In dieser Stufe sind neben der Anpassung der vollständigen Versorgungsinfrastruktur auf Wasserstoff auch alle angeschlossenen Technologien, wie Hauswärme, Industriekunden, Gastankstellen oder Kraftwerke umzustellen.

Bedeutung

Mit dem Projekt werden Erfahrungen im Umgang mit nachhaltig steigenden regenerativen Wasserstoffanteilen gesammelt. Somit ist das Projekt ein maßgeblicher Baustein für den Strukturwandel in der Lausitz und für die regenerative Energiewirtschaft der Zukunft.

ELEMENT EINS

Die Fernleitungsnetzbetreiber TG und GUD sowie die TenneT als Übertragungsnetzbetreiber streben an, mit einer großtechnischen, schrittweise auszubauenden PtG-Anlage erstmals in Deutschland im Industriemaßstab Strom- und Gasnetze durch die Konvertierung von grünem Strom in Grünes Gas zu koppeln.

Um dies zu erreichen, planen die Projektpartner von ELEMENT EINS in einem windstarken Gebiet in Nordwestdeutschland eine 100 MW_{el} PtG-Anlage zu errichten, welche überwiegend regenerativ erzeugten Strom zur Konvertierung in Grünes Gas und dessen Einspeisung in Gashochdruckleitungen verwendet.

Die Anlage soll im nördlichen Niedersachsen gebaut und durch GUD und TG betrieben werden. Als mögliche Standorte werden aktuell Diele und Conneforde untersucht.

In der ersten Projektphase wird der Grundstein für die Kopplung des Stromübertragungs- und des Gasfernleitungsnetzes gelegt. Zu diesem Zweck wird zunächst eine PtG-Anlage mit einer elektrischen Leistung von bis zu 40 MW_{el} errichtet und in die Netze eingebunden.

Eine Methanisierungsanlage kann darüber hinaus zentral an der PtG-Anlage aufgebaut und betrieben werden. Dies erhöht insbesondere die Auslastung der PtG-Anlage, da neben Wasserstoff synthetisches Methan aus Wasserstoff und biogenem CO₂ aus der Umgebung der PtG-Anlage zentral erzeugt wird. Dieses synthetische Methan kann ohne Beschränkung in das Ferngasleitungsnetz eingespeist werden. Im Biogas-Produktionsprozess entsteht üblicherweise ein Überschuss an ungenutztem biogenem CO₂, welches in Kombination mit dem gelieferten Wasserstoff zu synthetischem Methan konvertiert werden kann.

Nach der ersten Projektphase mit einer Eingangsleistung von bis zu 40 MW_{el} soll ELEMENT EINS weiter sukzessive und modular ausgebaut werden. Als Zielgröße wird eine Elektrolyseur-Eingangsleistung von ca. 100 MW_{el} anvisiert.

Tabelle 9: Projektplanung/Ausbaupfad ELEMENT EINS

Jahr	2019–2022	2022–2024	2024–2028	ab 2028
Phase	Planung und erste Ausbaustufe	H ₂ -Injektion und zweite Ausbaustufe	Dritte Ausbaustufe, Erweiterung um Methanisierung	Nutzung freier L-Gas-Infrastruktur und Umbau in 100 %-H ₂ -Systeme
Teilziele	Planung, Genehmigung, Ausschreibung, Bau und Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe des Elektrolyseurs inkl. Netzanschlüsse	H ₂ -Injektion in bestehende Erdgasleitungen (L- und H-Gas); Nutzung bestehender Leitungen als Röhrenspeicher; potenzielle Erweiterung der Anwendungsfälle um die Möglichkeit direkter Bereitstellung von H ₂ am Ausspeisepunkt des Elektrolyseurs; zweite Ausbaustufe	Dritte Ausbaustufe, Erweiterung der Anwendungsfälle um die Möglichkeit zur Methanisierung von H ₂ über CO ₂ aus Biogasanlagen	Nutzung der auf 100 % H ₂ umgestellten ehem. Gasinfrastruktur; Anschluss an bestehende H ₂ -Infrastruktur, Nutzung lokaler und regionaler Speicher
Ausbau auf Anzahl Module (je ca. 20 MW)	2	4	5–6	5–6
Einspeisemenge m³/h	bis zu 5.600	bis zu 10.500	bis zu 21.000	bis zu 21.000

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

thyssenkrupp Steel Europe AG

Die deutsche Stahlindustrie verfolgt mehrheitlich das Ziel einer CO₂-armen Produktionsweise. Sie plant dafür alle erfolgversprechenden Technologien, also sowohl CCU als auch CDA-Ansätze zu nutzen. Es werden sowohl Wege beschritten, bei der Stahlherstellung entstandene Gase als Rohstoffe zu verwerten, als auch die Entstehung von CO₂ von vornherein zu verhindern. Klar ist, dass gasförmige Reduktionsmittel und insbesondere Wasserstoff einen integralen und essentiellen Bestandteil beim Transformationsprozess der Industrie darstellen. Im Hinblick auf die Klimaziele für das Jahr 2050 wird eine CO₂-Minderung von mehr als 80 % ohne den massiven Einsatz von Wasserstoff nicht zu erreichen sein.

Weltweit wurden im Jahr 2017 rund 1,7 Mrd. t Rohstahl produziert. Der größte Anteil davon wird über den Hochofenprozess gewonnen, wo oxydische Erze zusammen mit aus Kohle erzeugtem Koks als Reduktionsmittel verhüttet werden. Das Produkt dieses Prozesses ist flüssiges metallisches Roheisen. Der Hochofenprozess, welcher heute zumindest in Westeuropa am technischen bzw. thermodynamischen Optimum geführt wird, ist auf den Einsatz von Koks angewiesen und erzeugt damit systembedingt CO₂. Eine weitere Absenkung der CO₂-Emissionen auf dieser klassischen Hochofenroute ist kaum mehr möglich.

Eine signifikante Reduzierung dieser Emissionen ist jedoch durch den Einsatz von gasförmigen Reduktionsmitteln möglich. Übergangsweise kann Erdgas eingesetzt werden, welches später durch Wasserstoff als vollständig kohlenstofffreiem Energieträger zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele für das Jahr 2050 abgelöst werden soll. Allerdings erfordert dieser Schritt zugleich eine radikale und investitionsintensive Technologietransformation von der bisherigen Hochofenroute zu einer Direktreduktionsmetallurgie, wo in Direktreduktionsanlagen festes metallisches Eisen durch Einwirkung von gasförmigen Reduktionsmitteln auf oxydische Erze entsteht und mit nachgeschalteten Elektrolichtbogenöfen in Rohstahl umgewandelt wird. Heute werden weltweit und vornehmlich in Regionen mit großen Erdgasvorkommen nur etwa 87 Mio. t Rohstahl pro Jahr über dieses Verfahren erzeugt. Die thyssenkrupp Steel Europe AG beabsichtigt, bis 2050 insgesamt 10 Mrd. € in den Neubau von Produktionsanlagen zu investieren, um die mit der Direktreduktionsmetallurgie verbundenen CO₂-Minderungspotenziale heben zu können und den Anteil der Stahlproduktion über diese Route zu erhöhen.

Die thyssenkrupp Steel Europe AG hat den eigenen Bedarf an Wasserstoff für eine vollständige Umstellung auf eine wasserstoffbasierte Direktreduktionsmetallurgie und unter Beibehaltung der aktuellen Produktionsmenge von ca. 10 Mio. t Rohstahl pro Jahr am Standort Duisburg-Nord errechnet. Dieser würde demnach über die nächsten drei Jahrzehnte – entsprechend der Umstellung der Produktionsroute – sukzessive ansteigen und wird aktuell auf 7 Mrd. Nm³/Jahr im Jahr 2050 geschätzt.

SALCOS®

SALCOS® – Direkte Vermeidung der CO₂-Entstehung bei der Stahlherstellung (Carbon Direct Avoidance, CDA)

Für eine signifikante Dekarbonisierung der Primärstahlherstellung will die Salzgitter AG ein Alleinstellungsmerkmal der Eisenmetallurgie nutzen: Wasserstoff kann bei der Eisenerzreduktion Kohlenstoff ersetzen, was zur Bildung von Wasser (H₂O) anstelle von Kohlendioxid (CO₂) führt. Zusätzlich kann die in der Stahlerzeugung und -weiterverarbeitung notwendige Prozesswärme durch elektrische Energie statt durch kohlenstoffhaltige Energieträger bereitgestellt werden. So lassen sich in letzter Konsequenz fast alle CO₂-Emissionen der Stahlherstellung direkt vermeiden („Carbon Direct Avoidance“, CDA). SALCOS® ist davon überzeugt, dass die direkte Vermeidung von CO₂ bei der Stahlerzeugung nachhaltiger als CCU oder CCS ist. Unser Ansatz bietet im Vergleich zu anderen industriellen Ansätzen außerdem die beste Kombination aus Energieeffizienz und CO₂-Vermeidungspotenzial. Mit Blick auf eine großtechnische Realisierung von CDA startete die Salzgitter AG im Jahr 2015 das Projekt SALCOS® (Salzgitter Low CO₂ Steelmaking). Das Projekt basiert auf einem modularen Konzept, das die Möglichkeit einer schrittweisen Realisierung bietet. Die derzeit bestehende energieeffiziente Stahlerzeugung im integrierten Hüttenwerk in Salzgitter muss dazu umfangreich angepasst werden. Im ersten Ausbauschnitt (Ausbaustufe I), der alle relevanten SALCOS®-Technologien umfasst, würde eine Direktreduktionsanlage (DRP), Wasser-Elektrolysekapazität zur H₂-Herstellung und ein Elektrolichtbogenofen (EAF) aufgebaut. Das direktreduzierte Eisen (DRI) würde teilweise im EAF, der möglichst mit erneuerbarer Energie betrieben wird, eingeschmolzen und teilweise den verbleibenden Hochöfen zugeführt.

Daraus ergibt sich die Möglichkeit, einen der drei in Betrieb befindlichen Hochöfen sowie einen Konverter der Salzgitter AG aus der Produktion zu nehmen. Die CO₂-Emissionen würden in dieser Ausbaustufe um ca. 26 % reduziert. Die große Stärke von SALCOS® ist, dass der Ansatz auf einer großtechnisch etablierten Technologie basiert (erdgasbasierte Direktreduktion), die entsprechend der zukünftigen Herausforderungen weiterentwickelt werden kann. Daraus ergibt sich technisch die Möglichkeit, relativ kurzfristig eine signifikante CO₂-Reduktion durch den Einsatz einer Anlage im industriellen Maßstab zu erreichen. Damit unterscheidet sich SALCOS® deutlich von vielen anderen Dekarbonisierungsansätzen, die erst ab 2035 großtechnisch realisiert werden sollen. Die weiteren Umsetzungsschritte (Ausbaustufen II und III) basieren im Wesentlichen auf dem gleichen Grundmodul (DRP, Elektrolyse und EAF) und führen perspektivisch in den kommenden Jahrzehnten zu einer vollständigen Umstellung der Stahlerzeugung von der Hochofen-Konverter-Route hin zur Direktreduktion-EAF-Route. Bei einer vollständigen Umstellung der Produktion und dem Einsatz von 100 % unter Nutzung regenerativer Energien erzeugtem Wasserstoff in den Direktreduktionsanlagen beträgt die maximal erzielbare CO₂-Reduzierung des SALCOS®-Konzeptes 95 %. Weitere Details: <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/index.html>

Energiepark Bad Lauchstädt

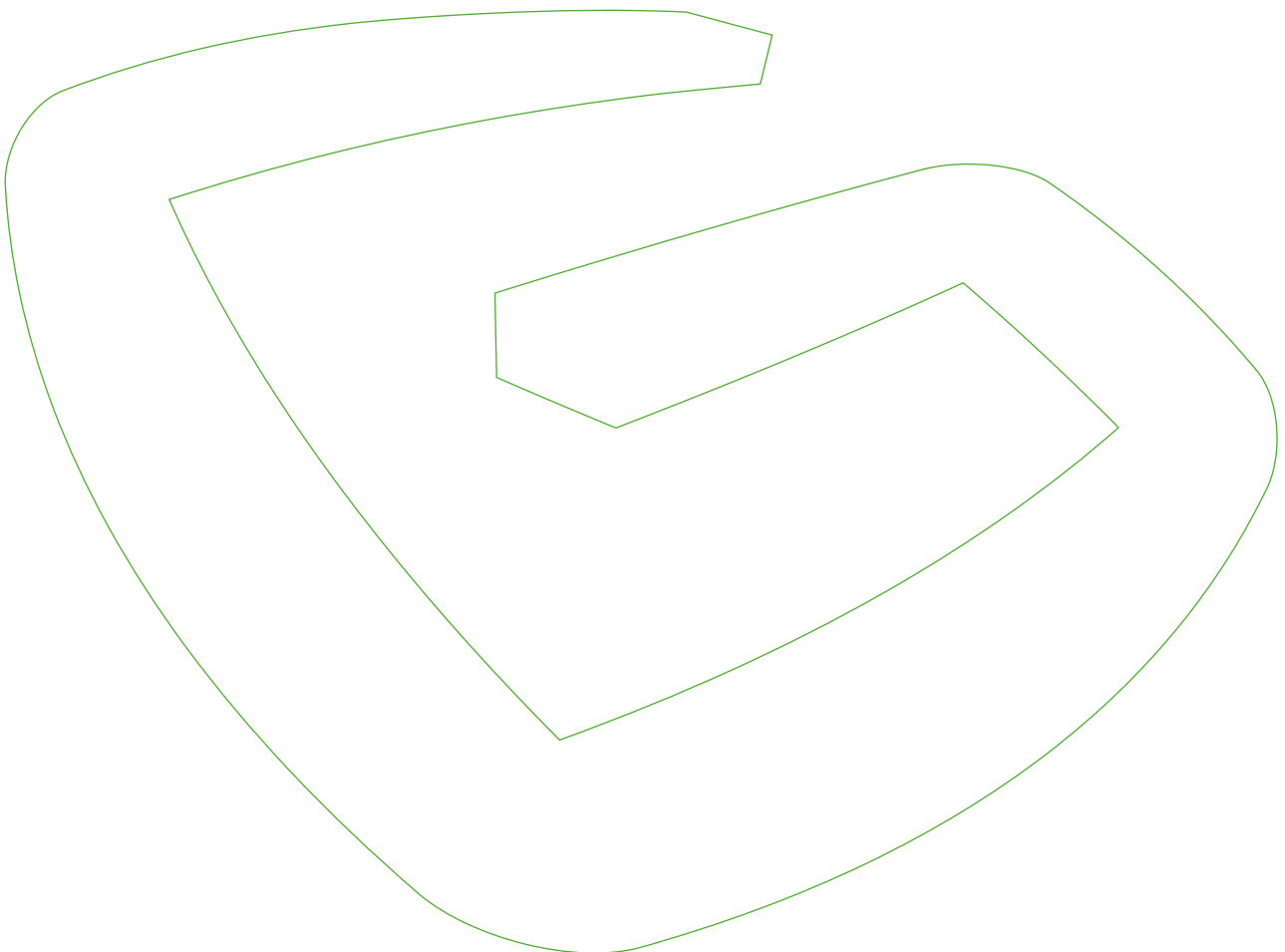
Das Ziel des Reallabors „Energiepark Bad Lauchstädt“ ist, mittels Sektorkopplung erneuerbaren Strom für energetische und stoffliche Nutzungspfade zur Verfügung zu stellen. Dazu sind Voraussetzungen zu schaffen, mit denen eine Versorgungssicherheit trotz fluktuierender Energieerzeugung geleistet werden kann. Den Nucleus stellt dabei die großtechnische Speicherung von Wasserstoff dar. Damit werden fluktuierende Erzeugungsleistungen für unterschiedliche Verwertungspfade geglättet bzw. bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt.

Der Ansatz des „Energieparks Bad Lauchstädt“ ist, Strom aus einem Windpark mittels Inselbetrieb direkt über eine Großelektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln. Dieser Wasserstoff wird in einer eigens dafür ausgestatteten Salzkaverne gespeichert. Unterirdische Salzkavernen eignen sich am besten, Wasserstoff aus regenerativen fluktuierenden Energiequellen großtechnisch, sicher und effizient zu speichern. Diese Form der Energiespeicherung wurde bisher in Deutschland und im kontinentalen Europa nicht umgesetzt. Der erzeugte und gespeicherte Wasserstoff wird über eine Anbindungsleitung an das H₂-Netz für die stoffliche Nutzung im Chemiepark Leuna zur Verfügung gestellt. Als weitere Anwendungssektoren steht die Direktnutzung des Wasserstoffs für Mobilität und für den urbanen Bereich zur Wärme- und Stromerzeugung.

Das Vorhaben „Energiepark Bad Lauchstädt“ hat zum Ziel, richtungsweisende Technologiekonzepte der Sektorkopplung unter realen Netz-Bedingungen zu demonstrieren. Dabei werden die einzelnen Systemkomponenten in ausreichend systemrelevanter Größe ausgelegt. Die Erweiterbarkeit bzw. spätere Ausbaumöglichkeiten der Systemkomponenten spielen dabei eine entscheidende Rolle.

Wichtiges Element der Sektorkopplung ist die Verknüpfung der Erzeugung erneuerbarer elektrischer Energie mit den Verbrauchern in der Chemieindustrie und anderen Sektoren für eine versorgungssichere Infrastruktur mit Wasserstoff. Dazu soll die Erzeugung von Wasserstoff in einer Großelektrolyse direkt, außerhalb des Stromnetzes, mit großen dezentralen Wind- und Photovoltaik-Parks gekoppelt werden. Der Wasserstoff wird in ein Teilnetz der Gasinfrastruktur eingespeist, welches die saisonale Speicherung und den Transport zum Verbraucher ermöglicht. Dabei soll auf Elemente der Erdgasinfrastruktur wie Kavernen-Untergrundgasspeicher sowie Transport- und Verteilernetz zurückgegriffen werden. Diese Infrastruktur wird auf reinen Wasserstoff umgestellt. Die neue Wasserstoffinfrastruktur soll in einem mehrjährigen Forschungsbetrieb untersucht werden. Dabei steht neben der sicheren Versorgung zur stofflichen Verwertung in der Chemieindustrie insbesondere auch die Verwertung in der Mobilität und der urbanen Energieversorgung im Vordergrund. Der Energiepark Bad Lauchstädt soll für alle an das Wasserstoffnetz des Chemiestandortes Leuna sowie an ein urbanes Gebiet mit Tankstelle und Wärme- und Stromversorgung angebunden werden.

Gasbedarfsentwicklung 3



3 Gasbedarfsentwicklung

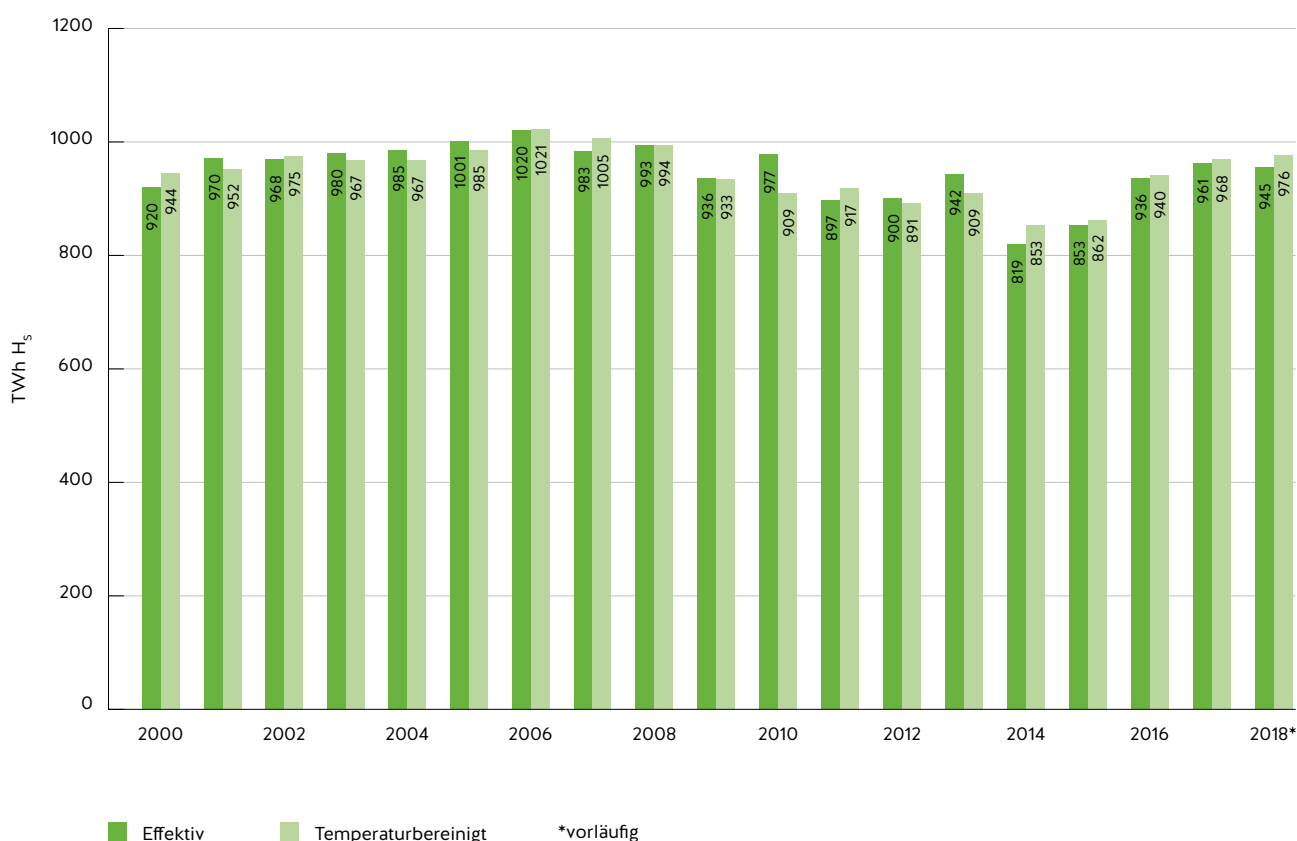
Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Gasbedarfsentwicklung in Deutschland. Nach der Ist-Analyse des Gasverbrauchs seit dem Jahr 2000 (vgl. Kapitel 3.1) werden anschließend verschiedene zukünftige Gasbedarfsszenarien für Deutschland untersucht und konkrete Gasbedarfsszenarien für diesen Szenariorahmen definiert (vgl. Kapitel 3.2). Die Kapitel 3.3 und 3.4 beschreiben die Gasbedarfsentwicklung des Endenergiebedarfs und des Umwandlungssektors. Kapitel 3.5 beschäftigt sich konkret mit der Gasbedarfsentwicklung Grüner Gase. Die Gesamtbedarfsentwicklung, inkl. einer Regionalisierung, wird in Kapitel 3.6 zusammengefasst. Das Kapitel 3.7 beschäftigt sich mit der Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg.

3.1 Ist-Analyse

Der Gasbedarf Deutschlands setzt sich aus den Einzelergebnissen der Entwicklungspfade zum Endenergiebedarf, zum Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und zum nichtenergetischen Verbrauch zusammen.

Um die Entwicklung des Erdgasverbrauchs unabhängig vom Einfluss der Temperaturschwankungen darstellen zu können, ist es erforderlich, den jährlichen Erdgasverbrauch mit Hilfe von Gradtagszahlen um den Temperatureffekt zu bereinigen und auf ein Jahr mit durchschnittlichen Temperaturen zu beziehen.

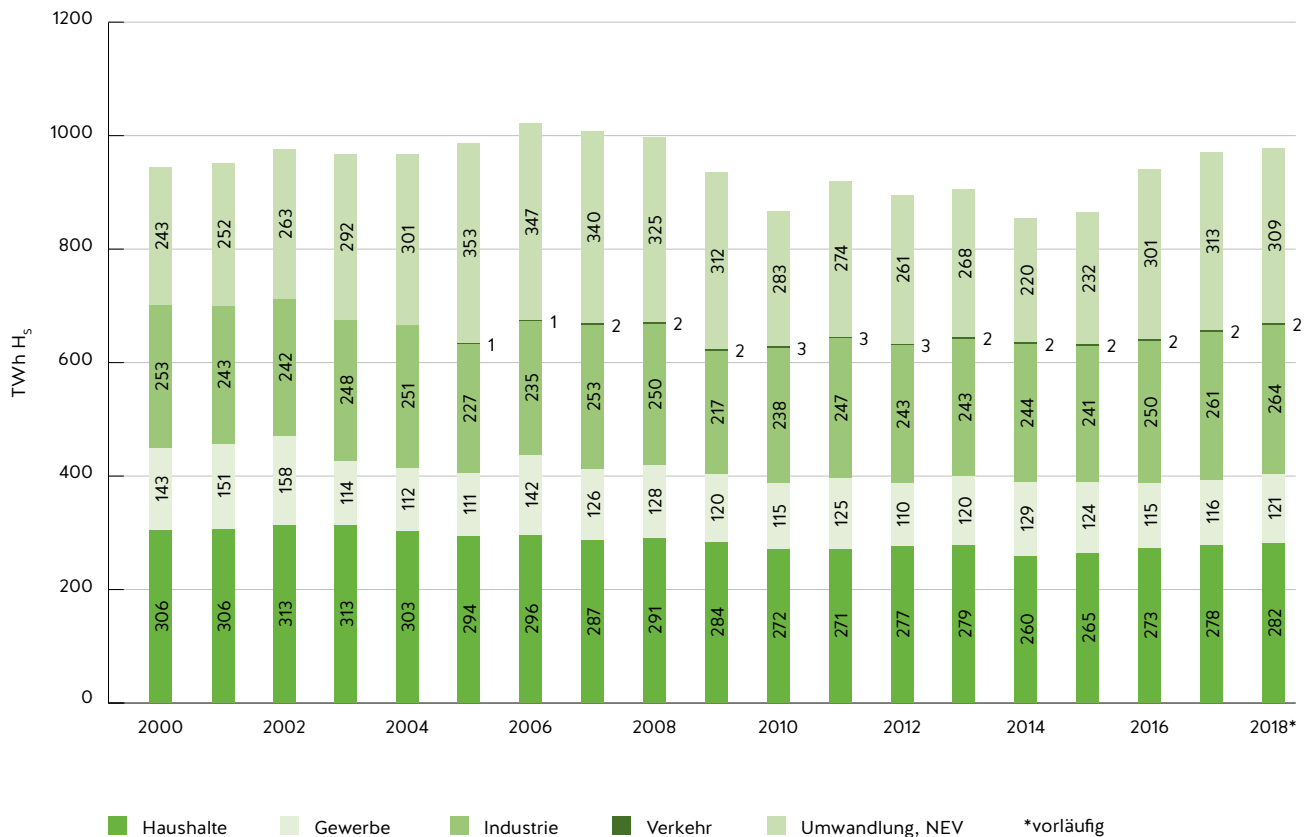
Abbildung 2: Entwicklung des Erdgasverbrauchs (Primärenergieverbrauch) in Deutschland in TWh (H_s)



Quelle: BDEW 2019a/ AG Energiebilanzen 2019 (Primärenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Die in Abbildung 2 dargestellte Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland zeigt, dass der Verbrauch – bereinigt um den Temperatureffekt – vom Ausgangsjahr 2000 bis zum Jahr 2006 zunächst gestiegen ist, danach von 2006 bis 2014 rückläufig war und in den letzten drei Jahren wieder deutlich gestiegen ist.

Abbildung 3: Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren (Endenergie, sonstiger Verbrauch) in TWh (H_s)



Hinweis: NEV – Nichtenergetischer Verbrauch, nicht energetisch genutzter Teil der Energieträger (z. B. als Rohstoff für chemische Prozesse)

Quelle: BDEW 2019a/ AG Energiebilanzen 2019 (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Die in Abbildung 3 dargestellte Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren zeigt, dass der Umwandlungssektor, d. h. insbesondere die gasbasierte Strom- und Wärmeerzeugung, einen wesentlichen Anteil an der fluktuierenden Verbrauchsentwicklung hat und in den Jahren 2016 bis 2018 deutlich gestiegen ist.

Dagegen ist der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte und des GHD-Sektors nach Rückgängen in den Jahren 2000 bis 2010 seit dem Jahr 2011 auf relativ konstantem Niveau, ebenso wie der durch Konjunkturschwankungen beeinflusste Erdgasverbrauch der Industrie.

Im Jahr 2018 setzte sich die vergleichsweise hohe Neubautätigkeit der letzten Jahre mit rund 305.000 genehmigten Wohnungen fort. Allerdings ist im gleichen Zeitraum der Erdgasmarktanteil im Neubau von ehemals rund 77 % im Jahr 2000 auf aktuell rund 39 % gesunken. Die Elektrowärmepumpen und die Fernwärme konnten dagegen in den letzten Jahren kontinuierlich Marktanteile im Neubau gewinnen (vgl. Tabelle 10).

Im Wohnungsbestand konnte die Erdgasheizung ihren Marktanteil seit dem Jahr 2000 stetig erhöhen, wobei die prozentualen Zuwächse kontinuierlich geringer geworden sind. Seit 2016 liegt der Marktanteil der erdgasbeheizten Wohnungen konstant bei rund 49,4 %. (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 10: Marktanteile der Energieträger im Neubau

Jahr	Anzahl der Wohnungen ¹	Erdgas ²	Elektro- Wärmepumpen	Fernwärme	Strom	Heizöl	Holz, Holzpellets	Sonstige ³
		Anteile in %						
2000	304.248	76,7	0,8	7,0	1,3	13,4	–	0,8
2001	256.530	75,9	2,0	7,5	1,7	11,3	–	1,6
2002	243.248	75,8	2,1	7,2	1,7	11,0	–	2,2
2003	263.348	74,3	2,8	7,0	1,2	12,0	–	2,7
2004	236.352	74,9	3,1	7,3	1,2	10,7	1,2	1,6
2005	211.659	74,0	5,4	8,6	1,2	6,4	3,0	1,4
2006	216.519	66,9	11,2	9,0	1,0	4,3	6,0	1,6
2007	157.148	65,6	14,3	10,2	1,3	3,2	3,0	2,4
2008	148.300	58,4	19,8	12,0	1,0	2,3	4,0	2,5
2009	153.701	50,9	23,9	13,1	0,8	1,9	5,0	4,4
2010	164.540	50,2	23,5	14,6	1,0	1,8	5,0	4,1
2011	200.061	50,1	22,6	16,3	0,9	1,5	5,6	2,5
2012	211.155	48,5	23,8	18,6	0,6	0,9	6,3	1,4
2013	254.250	48,3	22,5	19,8	0,7	0,8	6,4	1,5
2014	264.332	49,9	19,9	21,5	0,6	0,7	6,1	1,3
2015	285.282	50,3	20,7	20,8	0,7	0,7	5,3	1,5
2016	329.000	44,4	23,4	23,8	0,9	0,7	5,3	1,5
2017	300.349	39,3	27,2	25,2	0,7	0,6	5,5	1,6
2018*	305.000	39,0	28,9	24,9	0,9	0,5	4,4	1,4

* vorläufig

1) Zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten; bis 2012 in neu zu errichtenden Gebäuden, ab 2013 zudem in Bestandsgebäuden

2) Einschließlich Bioerdgas

3) Bis 2003 einschließlich Holz

Quelle: BDEW 2019a auf Basis Statistisches Bundesamt, Statistische Landesämter, Stand 02/2019

Tabelle 11: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

Jahr	Anzahl der Wohnungen in Mio. ¹	Gas ²	Fernwärme	Strom	Elektro- Wärmepumpen	Heizöl	Sonstige ³
		Anteile in %					
2000	38,2	44,5	12,3	4,8	–	32,6	5,8
2001	38,5	45,3	12,4	4,6	–	32,2	5,5
2002	38,7	46,0	12,4	4,5	–	31,9	5,2
2003	39,0	46,6	12,4	4,4	0,1	31,6	4,9
2004	39,2	47,2	12,4	4,3	0,1	31,2	4,8
2005	39,4	47,6	12,5	4,2	0,2	30,9	4,6
2006	39,6	48,0	12,5	4,1	0,3	30,5	4,6
2007	39,7	48,3	12,6	4,0	0,5	30,1	4,5
2008	39,9	48,5	12,6	3,8	0,7	29,8	4,6
2009	39,9	48,9	12,7	3,6	0,8	29,3	4,7
2010	40,3	49,0	12,8	3,4	1,0	28,9	4,9
2011	40,4	49,1	12,9	3,2	1,1	28,3	5,4
2012	40,6	49,2	13,1	3,1	1,2	27,8	5,6

Jahr	Anzahl der Wohnungen in Mio. ¹	Gas ²	Fernwärme	Strom	Elektro-Wärmepumpen	Heizöl	Sonstige ³
		Anteile in %					
2013	40,8	49,2	13,3	3,0	1,4	27,2	5,9
2014	41,0	49,3	13,5	2,9	1,5	26,8	6,0
2015	41,3	49,3	13,6	2,8	1,7	26,5	6,1
2016	41,5	49,4	13,7	2,7	1,8	26,3	6,1
2017	41,7	49,4	13,8	2,6	2,0	26,1	6,1
2018*	42,0	49,4	13,9	2,5	2,2	25,9	6,1

* vorläufig

1) Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden

2) Einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas

3) Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW 2019a, Stand 02/2019

3.2 Gasbedarfsszenarien

Die Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz sind wesentliche Zielsetzungen der europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik. Langfristiges Ziel ist die deutliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % bis 95 % im Vergleich zum Jahr 1990. Diese energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bilden eine wichtige Grundlage für die Vielzahl der existierenden Energie- und Gasbedarfsszenarien.

Für den Szenariorahmen hat die Prognos AG im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland analysiert. Dabei wird sich auf Zielszenarien konzentriert, welche die energie- und klimapolitischen Ziele erfüllen. Unter Gasbedarf wird im Folgenden der Bedarf an Erdgas, Biogas sowie synthetischen Gasen (Wasserstoff und Methan, welche unter der Verwendung von erneuerbarem Strom produziert wurden) verstanden.

Die folgende Tabelle 12 zeigt eine Auflistung der analysierten Gasbedarfsszenarien für Deutschland.

Tabelle 12: Betrachtete Studien und Szenarien

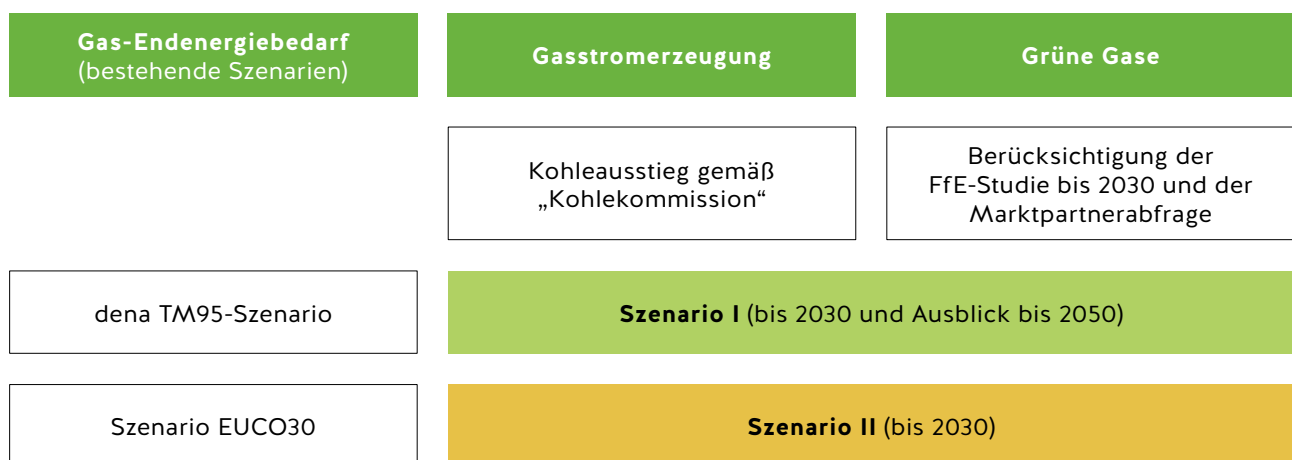
Studie	Szenarien
BDI-Studie (2018) „Klimapfade für Deutschland“ [BDI 2018]	Referenzszenario (BDI-REF)
	Zielszenario Globaler Klimaschutz –95% (BDI-G95)
	Zielszenario Nationale Alleingänge –80% (BDI-N80)
dena-Leitstudie (2018) „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ [dena 2018]	Referenzszenario (dena-REF)
	Elektrifizierungsszenario –80 % (dena-EL80)
	Elektrifizierungsszenario –95 % (dena-EL95)
	Technologiemixszenario –80 % (dena-TM80)
	Technologiemixszenario –95 % (dena-TM95)
EUCO-Szenarien (2017) „Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios“ [EUCO 2017]	EUCO30-Szenario (EUCO30)
	EUCO+40-Szenario (EUCO+40)
	Weitere europäische Szenarien*
Frontier (2017) „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“ [Frontier 2017]	„Nur Strom“-Szenario –95 % (Frontier-NS95)
	„Strom und Gasspeicher“-Szenario –95 % (Frontier-SG95)
	„Strom und grünes Gas“-Szenario –95 % (Frontier-SGG95)
Öko-Institut (2015) „Klimaschutzszenarien 2050“ [Öko-Institut 2015]	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (Öko-AMS)
	Klimaschutzszenario –80 % (Öko-KS80)
	Klimaschutzszenario –95 % (Öko-KS95)

* https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf [EC 2018]

Quelle: BDI 2018, dena 2018, EUCO 2017, Frontier 2017, Öko-Institut/ Fraunhofer ISI 2015, Prognos AG

Für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die Szenarien dena-TM95 und EUCO30 detaillierter zu betrachten (vgl. Abbildung 4). Denä-TM95 stellt ein Szenario mit einem Schwerpunkt Grüner Gase dar. Mit der Betrachtung des Szenarios EUCO30 bleibt die Konsistenz zum letzten Szenariorahmen bestehen. Beide ausgewählten Szenarien blicken bis ins Jahr 2030 und in beiden Szenarien wird auch der Kohleausstiegspfad, wie von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ („Kohlekommission“) empfohlen [BMW 2019], abgebildet. Für das Szenario dena-TM95 wird im Jahr 2030 bzgl. der Entwicklung Grüner Gase auch die „Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) verwendet [FfE 2019]. Das Szenario dena-TM95 gibt zudem einen möglichen Ausblick auf den Gasbedarf im Jahr 2050, hier werden die konkreten Ergebnisse des ausgewählten Szenarios dargestellt. Daher präferieren die Fernleitungsnetzbetreiber das Szenario I.

Abbildung 4: Szenarien zur Entwicklung des deutschen Gasbedarfs

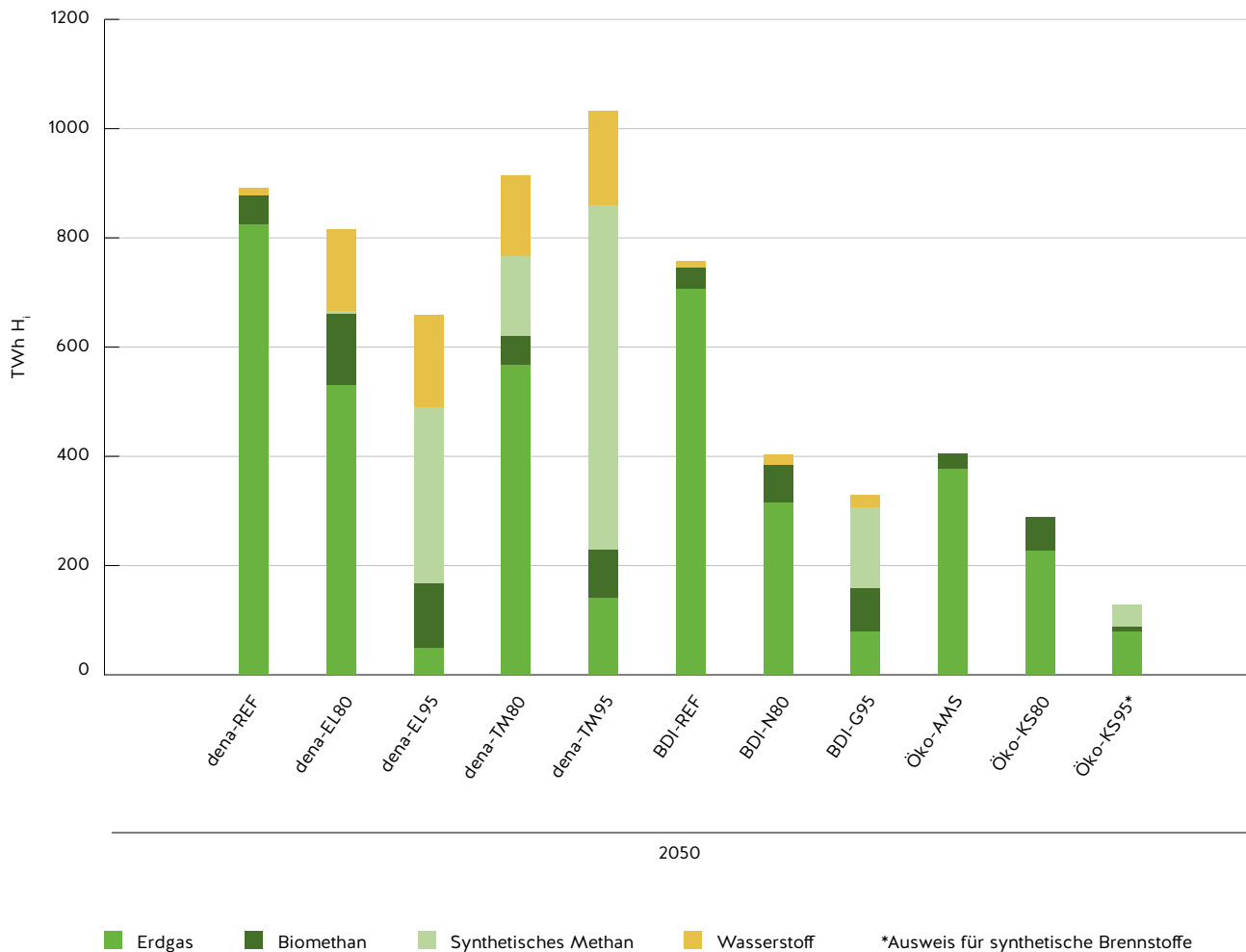


Quelle: Prognos AG

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen werden im Folgenden zwei Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland (vgl. Abbildung 4) dargestellt. In den folgenden Kapiteln 3.3 und 3.4 werden die einzelnen Bestandteile der Gasbedarfsszenarien beschrieben. Die detailliert in Kapitel 9 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Diese Modellierungsvarianten bauen grundsätzlich auf den Szenarien auf.

Die folgende Abbildung 5 zeigt die Gasbedarfsentwicklung in den verschiedenen Zielszenarien bis zum Jahr 2050. Erkennbar ist die große Spannbreite möglicher Entwicklungen des Gasbedarfs in Deutschland. In den Szenarien mit einer Treibhausgasminimierung von 95 % bis zum Jahr 2050 findet eine Transformation der Gasinfrastruktur hin zu Grünen Gasen statt. Fossiles Erdgas könnte hier nur im nichtenergetischen Verbrauch eingesetzt werden.

Abbildung 5: Gasbedarfsentwicklung in den betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (Heizwert)



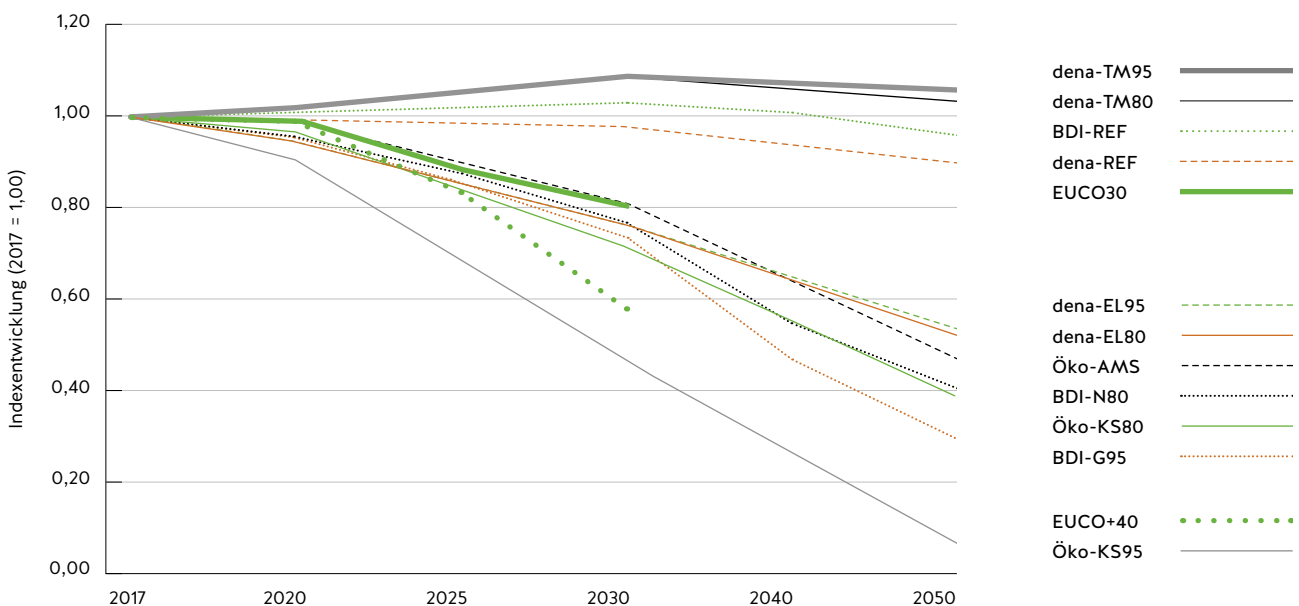
Quelle: BDI 2018, dena 2018, Öko-Institut/ Fraunhofer ISI 2015, Prognos AG

Im Folgenden werden die Entwicklungen des Gasbedarfs in den Bereichen Endenergieverbrauch (vgl. Kapitel 3.3), Kraftwerke (vgl. Kapitel 3.4) und Wasserstoff (vgl. Kapitel 3.5) dargestellt. Anschließend wird die Gesamtentwicklung des Gasbedarfs in Deutschland in Kapitel 3.6 zusammengefasst. Kapitel 3.7 beschäftigt sich mit der besonderen Situation des Zusatzbedarfs in Baden-Württemberg.

3.3 Endenergiebedarf Gas

Die folgende Abbildung 6 zeigt die relative Entwicklung des deutschen Gasendenergiebedarfs in verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050 (vgl. hierzu auch Tabelle 12). Die Abbildung zeigt deutlich unterschiedliche Erwartungen für die Entwicklung des Gasendenergieverbrauchs in Deutschland. Ein weitgehend konstanter Gasendenergiebedarf ist insbesondere in den dena-Zielszenarien (dena-TM80/95) auf einen verstärkten Einsatz von Gasen in den Sektoren Industrie und Verkehr zurückzuführen. Dagegen geht der Gasendenergieverbrauch in vielen Szenarien aufgrund steigender Effizienzannahmen und von Substitutionseffekten zurück.

Abbildung 6: Entwicklung des deutschen Gasendenergieverbrauchs in den verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050 [Indexentwicklung]



Hinweis: In den Szenarien werden nicht alle Zwischenjahre ausgewiesen. Wo notwendig, erfolgte eine Interpolation zwischen verfügbaren Werten.

Quelle: BDI 2018, dena 2018, EUCO 2017, Öko-Institut/ Fraunhofer ISI 2015, Prognos AG

Im Folgenden wird auf die Entwicklung des Gasendenergieverbrauchs in den ausgewählten Szenarien dena-TM95 [dena 2019] und EUCO30 [EUCO 2017] detaillierter eingegangen. Abbildung 6 zeigt, wie sich diese Gasbedarfs-szenarien im Vergleich zu der Vielzahl der anderen existierenden Referenz- und Zielszenarien einordnen. Die beiden ausgewählten Szenarien decken das breite Spektrum möglicher Entwicklungen ab.

Für den Endenergiebedarf Gas erfolgte zuerst eine Analyse des Ausgangsjahres 2017. Für die Prognose werden die Ergebnisse der verwendeten Szenarien für die Jahre 2020, 2025, 2030 dargestellt. Für das dena-TM95-Szenario werden die Szenarioergebnisse auch bis zum Jahr 2050 ausgewiesen. Der Gasendenergiebedarf basiert auf folgenden ausgewählten Szenarien:

- Szenario I: Dieses Szenario basiert auf dem Gasendenergieverbrauch des Szenarios dena-TM 95. Das Technologiemixszenario geht von einer breiten Variation eingesetzter Technologien und Energieträger aus. In diesem Szenario wird das Erreichen der sektorenübergreifenden Ziele für Treibhausgasminderungen entsprechend dem Klimaschutzplan unterstellt. Im Rahmen dieses Szenarios werden hinsichtlich der Entwicklung Grüner Gase bis zum Jahr 2030 auch die Ergebnisse der FfE-Studie [FfE 2019] verwendet.
- Szenario II: Dieses Szenario basiert auf dem Gasendenergiebedarf des Szenarios EUCO30 [EUCO 2017]. In diesem Szenario wird das Erreichen der europäischen Klima- und Energieziele für 2030 modelliert. In diesem Szenario wird das 30 %-Effizienzziel (Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 30 % im Vergleich zur Baseline-Entwicklung 2007) realisiert. Zudem werden die EU-Ziele zur Treibhausgasminderung (mindestens -40 % im Vergleich zum Jahr 1990) und zum Anteil der Erneuerbaren (Anteil der Erneuerbaren von mindestens 27 % am Endenergieverbrauch) erreicht. Für Deutschland liegt die Reduktion der Treibhausgasemissionen (excl. LULUCF¹) im Jahr 2030 im Vergleich zu 1990 in diesem Szenario bei rund 43 %.

Aus den dargestellten Szenarien wurden für die Betrachtung bis zum Jahr 2030 der Endenergiebedarf, der nicht-energetische Verbrauch und indirekt auch der Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung in Deutschland entnommen. Der Gasbedarf im Umwandlungssektor (inkl. Eigenbedarf) wurde hingegen aus den nachfolgend beschriebenen Kraftwerksmodellierungen abgeleitet.

¹ LULUCF: Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)

Die Tabelle 13 zeigt die Ergebnisse des Gasendenergieverbrauchs der beiden Szenarien aufgeschlüsselt nach den Verbrauchssektoren Haushalte/ Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr bis zum Jahr 2030. Für das Szenario dena-TM95 wird auf Basis der dena-Ergebnisse ein Ausblick bis ins Jahr 2050 gegeben.

In Summe ergibt sich ein Rückgang des gesamten Gasendenergieverbrauchs zwischen den Jahren 2017 und 2030 um rund 5 % im Szenario I (dena TM 95). Anschließend steigt der Gasendenergieverbrauch bis zum Jahr 2050. Dies ist auf einen verstärkten Gaseinsatz in der Industrie und im Verkehrsbereich (CNG, LNG, Wasserstoff) zurückzuführen. Im Szenario II (EUOCO30) beträgt der Rückgang im Betrachtungszeitraum 2017–2030 rund 20 %. Hier werden Effizienzsteigerungen nicht in dem Maße durch neue Anwendungen kompensiert.

Tabelle 13: Entwicklung des Gasendenergieverbrauchs (EEV) nach Sektoren in den Szenarien dena-TM95 und EUOCO30

Szenario I Gasbedarf EEV dena-TM95									
	Einheit	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2050 zu 2017
Gasbedarf EEV insgesamt	TWh H _s	656	650	639	652	687	722	-1 %	10 %
Industrie	TWh H _s	261	274	297	319	337	355	22 %	36 %
Haushalte/ GHD	TWh H _s	394	371	333	296	225	155	-25 %	-61 %
Verkehr	TWh H _s	2	4	9	37	125	212	1.757 %	10.498 %
Szenario II Gasbedarf EEV EUOCO30									
Gasbedarf EEV insgesamt	TWh H _s	656	656	580	525	---	---	-20 %	---
Industrie	TWh H _s	261	261	222	204	---	---	-22 %	---
Haushalte/ GHD	TWh H _s	394	393	354	313	---	---	-21 %	---
Verkehr	TWh H _s	2	3	4	8	---	---	276 %	---

Hinweis: Die Werte des Gasendenergiebedarfs liegen nicht für alle Zwischenjahre vor. Wo notwendig, erfolgte eine Interpolation zwischen verfügbaren Werten. Für die Fortschreibung des Gasendenergieverbrauchs wird der ermittelte Ist-Wert in der Regel mit der relativen Entwicklung in den Sektoren bis zum Jahr 2030 unter Beachtung der FfE-Studie fortgeschrieben. Für das dena-TM95-Szenario sind für die Jahre 2040 und 2050 die Originalwerte der Studie ausgewiesen.

Quelle: dena 2018, EUOCO 2017, Prognos AG

3.4 Gaseinsatz in Kraftwerken

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wird in beiden Szenarien ein Kohleausstiegspfad, wie von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ („Kohlekommission“) im Januar 2019 vorgeschlagen [BMWi 2019], angenommen. Die wichtigsten Empfehlungen der „Kohlekommission“ zum Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung in Deutschland sind:

- Reduzierung der Braun- und Steinkohlenkraftwerkskapazitäten auf jeweils 15 GW im Jahr 2022
- Reduzierung der Braunkohlenkraftwerkskapazitäten auf 9 GW und der Steinkohlenkraftwerkskapazitäten auf 8 GW im Jahr 2030, wobei die Kohleverstromung zwischen den Jahren 2022 und 2030 kontinuierlich zurückgehen soll
- Beendigung der Kohlestromerzeugung bis spätestens zum Jahr 2038, wobei im Jahr 2032 geprüft werden soll, ob die Beendigung auf das Jahr 2035 vorgezogen werden kann

Ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien ist eng verbunden mit einem Kohleausstieg. Im aktuellen Koalitionsvertrag [CDU/ CSU/ SPD 2018] heißt es hierzu: „Wir führen die Energiewende sauber, sicher und bezahlbar fort: Zielstrebig, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der Erneuerbaren Energien. Unter diesen Voraussetzungen: Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien auf 65 Prozent bis 2030. Modernisierung der Stromnetze.“

Die Umstrukturierung des Energiesystems steht vor einer Vielzahl von Herausforderungen. Für den Kraftwerkspark haben hierbei u. a. die Themen Netzreserve, Netzstabilitätsanlagen und systemrelevante Kraftwerke eine besondere Relevanz, um die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Diese Sachverhalte haben einen wesentlichen Einfluss auf die Gaskraftwerke.

Für Kraftwerksbetreiber besteht u. a. die Verpflichtung, geplante vorläufige oder endgültige Stilllegungen dem Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA mindestens 12 Monate vorher anzuzeigen. Daraufhin erfolgt eine Prüfung durch den Übertragungsnetzbetreiber, ob es sich um systemrelevante Kraftwerke handelt. Die BNetzA genehmigt letztendlich die Systemrelevanz, wenn sie zuvor vom Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesen wurde. Die Feststellung der Systemrelevanz erfolgt jeweils für die folgenden bis zu 24 Monate [BNetzA 2019b].

Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurde der Entwicklungspfad der Gasverstromung mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG analysiert. Ausgangspunkte der Modellierung sind die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zum Zu- und Rückbau in Deutschland [BNetzA 2019a] und die bei den Fernleitungsbetreibern vorliegenden aktuellen Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Kapazitätsausbauansprüchen nach § 39 GasNZV. Zudem werden Informationen aus der BDEW-Kraftwerksliste herangezogen [BDEW 2019b].

Diese Daten enthalten auch die Standorte der Anlagen, so dass diese für die Modellierung direkt räumlich zugeordnet werden können. Darüber hinaus werden die Erkenntnisse aus dem zuletzt genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2019–2030 als Datengrundlage verwendet (z. B. Entwicklung der erneuerbaren Energien) [BNetzA 2018]. Für die Strommarktmodellierung wurden folgende Brennstoffpreisannahmen für die beiden Szenarien getroffen.

Tabelle 14: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO₂ in den Szenarien

Szenarien I und II Brennstoffpreise und Zertifikatkosten						
	Einheit*	2017	2020	2025	2030	Veränderung 2030 zu 2017
Internationale Preise						
Rohöl	USD ₂₀₁₇ /bbl	52	70	83	96	85 %
CO ₂	Euro ₂₀₁₇ /t	5	22	28	34	600 %
Grenzübergangspreise Deutschland						
Rohöl	Euro ₂₀₁₇ /t	358	417	520	623	74 %
Erdgas	Cent ₂₀₁₇ /kWh	1,7	2,0	2,2	2,3	36 %
Kraftwerkssteinkohle	EUR ₂₀₁₇ /t SKE	92	85	87	89	-4 %

*Die Tabelle zeigt die reale, also die um Inflationseffekte bereinigte Preisentwicklung bis zum Jahr 2030. Die Preisbasis der dargestellten realen Preise ist das Jahr 2017.

Quelle: Prognos AG

Für die zukünftige Gasverstromung werden die bestehenden und die heute im Bau befindlichen Gaskraftwerke berücksichtigt. Für den Zubau von neuen Gaskraftwerken am Netz der Fernleitungsbetreiber gelten einerseits die Ausführungen in Kapitel 2.2.2. Andererseits wurden neue Gaskraftwerke im Verteilernetz entsprechend der BDEW-Kraftwerksliste [BDEW 2019b] berücksichtigt. In der BDEW-Kraftwerksliste finden sich jedoch auch mehrere geplante Gaskraftwerke, die entsprechend der in Kapitel 2.1 formulierten Kriterien nicht berücksichtigt werden. Wie in den vergangenen Szenariorahmen erfolgt zudem ein unbestimmter Zubau dezentraler KWK-Anlagen entsprechend dem Szenariorahmen Strom 2019–2030.

Von der BNetzA als systemrelevant geführte Kraftwerke werden bis zum Jahr 2030 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau entsprechend der BNetzA-Kraftwerksrückbauliste (endgültige Stilllegungsanzeige gemäß § 13a EnWG). Anlagen, die bis zum Jahr 2028 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, werden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn an dem Standort eine Fernwärmeversorgung besteht. Die folgende Übersicht zeigt die installierten Kraftwerksleistungen für die Modellierung des Strommarktes in den Szenarien (ohne vorläufig und endgültig stillgelegte Kraftwerke).

Tabelle 15: Szenarien zur Stromerzeugung

	2017 Referenz	Szenarien I und II, 2030* Prognos
Installierte Nettoleistung [GW_{el}]		
Kernenergie	9,5	0,0
Braunkohle	21,2	9,0
Steinkohle	25,0	8,0
Erdgas	29,6	33,7
Mineralölprodukte	4,4	0,9
Pumpspeicher	9,5	11,6
Sonstige	4,3	4,1
Summe konventionelle Erzeugung	103,5	67,3
Wind onshore	50,5	85,5
Wind offshore	5,4	17,0
Photovoltaik	42,4	104,5
Biomasse	7,6	6,0
Wasserkraft	5,6	5,6
Sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	112,8	219,9
Summe Erzeugungskapazitäten	216,3	287,2
Stromverbrauch [TWh_{el}]		
Nettostromverbrauch**	530	577

* Die für 2030 dargestellten Werte (Ausnahme: Erdgas) beziehen sich auf das Szenario C 2030 entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens Strom 2019–2030.

** inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilernetz

Quelle: BNetzA 2018, Prognos AG

Entsprechend der dargestellten Vorgehensweise zur Berücksichtigung von (neuen) Gaskraftwerken ergibt sich folgende installierte Leistung von Gaskraftwerken in Deutschland bis zum Jahr 2030. Für das Jahr 2050 wurden erneut die Ergebnisse des dena-TM95-Szenarios angesetzt.

Tabelle 16: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Installierte Nettoleistung Gaskraftwerke in GW _{el}	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
Szenario I	27	28	33	34	63	57	20 %	102 %
Szenario II	27	28	33	34	---	---	20 %	---

Quelle: Prognos AG

Im Zuge des Kohleausstiegs wird häufig über die notwendige gesicherte Kraftwerksleistung diskutiert. In diesem Zusammenhang spricht die „Kohlekommission“ in ihrem Abschlussbericht folgende Maßnahmen an:

- Weiterentwicklung des Versorgungssicherheits-Monitorings
- Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens
- Nutzung des bestehenden Reserve-Instrumentariums zur Absicherung des Strommarktes
- Weiterentwicklung und Fortführung der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für neue Gaskraftwerke
- adäquater Ersatz stillgelegter Kohlekraftwerke aus der Netzreserve

Bis zum Jahr 2030 hängt die Gewährleistung eines weiterhin hohen Niveaus an Versorgungssicherheit im Stromnetz insbesondere von der Schaffung zusätzlicher Kapazitäten zur Deckung der Residuallast-Spitzen ab, z. B. durch neue Gaskraftwerke, Nachfrage-Flexibilität oder Speichersysteme [Öko-Institut 2019]. Bis zum Jahr 2030 wurde beispielsweise in der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050 ein Bedarf von bis zu 10 GW_{el} an zusätzlicher gesicherter Leistung ermittelt [Öko-Institut et al. 2019]. Hier müssen die oben genannten Maßnahmen für die Versorgungssicherheit im Stromnetz (z. B. verstärktes Monitoring der Versorgungssicherheit, Schaffung eines systematischen Investitionsrahmens) greifen, um ggf. notwendige Anpassungen des Marktdesigns herbeizuführen. Beispielsweise liegt die installierte Gaskraftwerksleistung im Jahr 2030 in den dena-Szenarien zwischen 48 GW_{el} und 75 GW_{el}, in den BDI-Szenarien zwischen 46 GW_{el} und 60 GW_{el}.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 direkt am FNB-Netz angeschlossene neue Gaskraftwerke gemäß der in Kapitel 2.1 dargestellten Kriterien. Die betrachteten Studien gehen langfristig von einer höheren Gaskraftwerkskapazität aus. Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten werden die Fernleitungsnetzbetreiber über die etablierten Prozesse (z. B. §§ 38/ 39 GasNZV, interne Bestellung/ Langfristprognosen, BNetzA-Kraftwerksliste) berücksichtigen.

Der Gasbedarf der Kraftwerke (in TWh_{th}) ergibt sich in der Modellierung der Strommärkte unter den gegebenen Rahmenbedingungen aus deren Stromerzeugung (in TWh_{el}) unter Verwendung der Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke.

Tabelle 17: Ergebnisse des Gaseinsatzes im Umwandlungssektor

Ergebnisse der Strommarktmodellierung	Einheit	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
Szenario I									
Gasbedarf Umwandlungssektor	TWh H _s	274	285	302	319	299	280	12 %	–2 %
Szenario II									
Gasbedarf Umwandlungssektor	TWh H _s	274	284	297	315	---	---	11 %	---

* Der Gasverbrauch im Umwandlungssektor umfasst Kraftwerke, Fernheizwerke und den Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor.

Quelle: Prognos AG

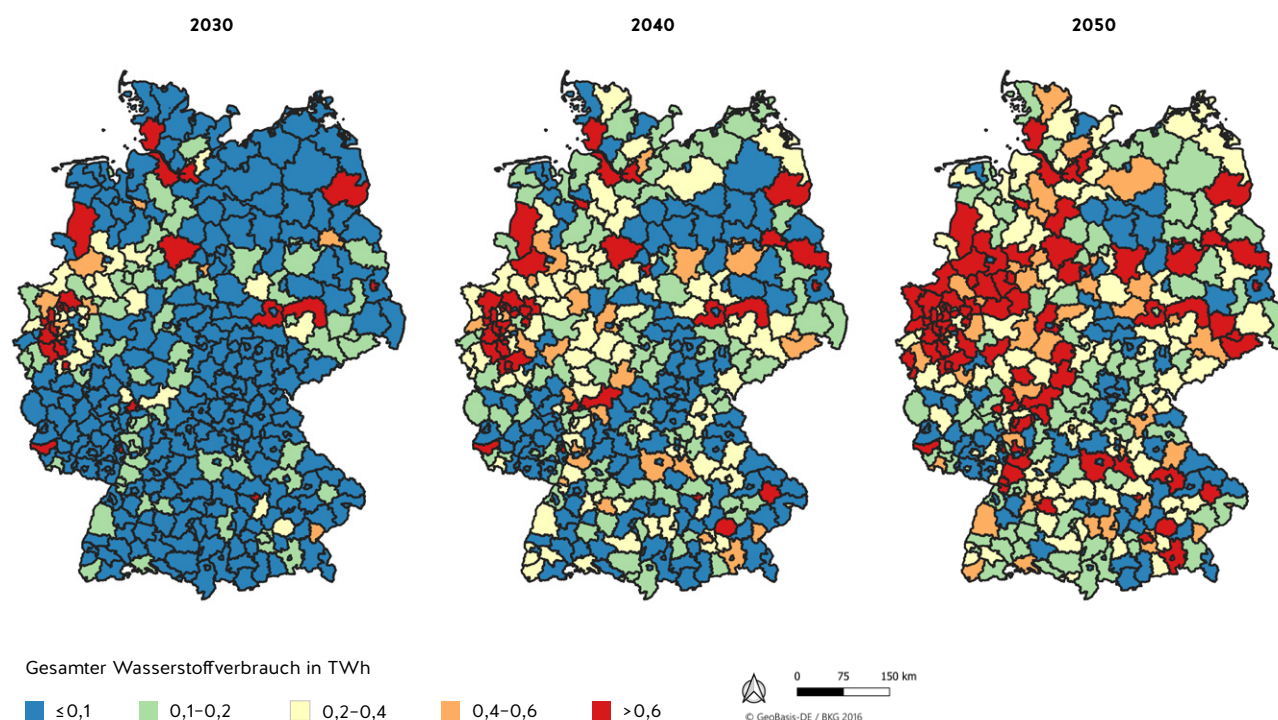
3.5 Bedarfsentwicklung von Wasserstoff

Grüne Gase umfassen Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Methan, welches aus Wasserstoff erzeugt wird. Während Biomethan und synthetisches Methan wie Erdgas genutzt werden können, gelten für reinen Wasserstoff besondere Bedingungen. Daher wird in diesem Kapitel explizit auf die mögliche Bedarfsentwicklung von Wasserstoff in Deutschland eingegangen.

Der bestehende Wasserstoffverbrauch muss perspektivisch auf klimaneutral erzeugten Wasserstoff umgestellt werden. Während heute der Verbrauch seinen Schwerpunkt vor allem in der stofflichen Nutzung der Industrie, v. a. chemische Industrie und Raffinerien hat, werden zukünftig energetische Verwendungen in der industriellen und privaten Wärmeversorgung, dem Verkehr und perspektivisch in der Stromerzeugung hinzukommen. Ebenfalls wird in der Stahlerzeugung bei Umstellung der Stahlproduktion auf Direktreduktion ein deutlicher Anstieg des Wasserstoffbedarfs hinzukommen.

Aktuell existieren in Deutschland drei große industrielle Wasserstoff-Communities, die in der FfE-Studie als Cluster Unterelbe, Weser, Ems, Cluster Mitteldeutschland und Cluster Ruhrgebiet bezeichnet werden. Auf diesem Status quo aufbauend liefert die FfE-Studie den Wasserstoffbedarf des Verkehrssektors und der Industrie in TWh je Landkreis (definierte NUTS²-3-Regionen) für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Die Ermittlung erfolgte im Wesentlichen mithilfe des NEP Strom 2030 und der dena-Leitstudie. Der gesamte Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 wird mit 94,4 TWh beziffert. Gegenüber dem Jahresbedarf im Jahr 2017 in Höhe von 69,0 TWh bedeutet dies einen Anstieg des Jahresbedarfs um 25,4 TWh.

Abbildung 7: Regionalisierter kombinierter Wasserstoffbedarf der Sektoren Industrie und Verkehr



Quelle: FfE 2019

Von diesem Anstieg sind 17,9 TWh auf einen steigenden Bedarf im Verkehrssektor zurückzuführen. Mit einem Schwerpunkt in bevölkerungsreichen Regionen und entlang wichtiger Verkehrsachsen weist im Jahr 2030 jeder Landkreis einen Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor aus.

²NUTS (Nomenclature des unités territoriales statistiques)-Regionen sind räumliche Bezugseinheiten, welche vom Europäischen Amt für Statistik in Luxemburg entwickelt wurde. NUTS3 entspricht in Deutschland Landkreisen.

Auf den Industriesektor entfällt ein zusätzlicher jährlicher Wasserstoffbedarf in Höhe von 7,5 TWh. Insbesondere für die Industrie im Ruhrgebiet wird ein starker Bedarfszuwachs ausgewiesen.

Durch eine hohe Bevölkerungsdichte, hohes Verkehrsaufkommen und eine hohe Dichte relevanter Industrieanlagen ist beispielsweise das Ruhrgebiet ein attraktives Zielgebiet für Wasserstoff. Die Entwicklung wird in der FfE-Studie überall in Deutschland als nachhaltig und fortdauernd eingeschätzt. So wird bis 2050 mit einer Verdopplung des Wasserstoffbedarfs gegenüber 2030 gerechnet (vgl. Abbildung 7).

In Kapitel 2.5 sind die Ergebnisse der Marktpartnerabfrage für Grüngas-Projekte dargestellt. Hierunter befinden sich auch Projekte, welche einen Bedarf an Grünen Gasen gemeldet haben. Diese Projekte werden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt.

3.6 Entwicklung des Gesamtgasbedarfs und Regionalisierung

Die folgenden Tabellen zeigen den gesamtdeutschen Gaseinsatz in den untersuchten Szenarien, dargestellt jeweils als Brennwert (H_s) und basierend auf den dargestellten Ergebnissen der vorherigen Kapitel.

Tabelle 18: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland – Szenario I Darstellung Brennwert (H_s)	Einheit	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	TWh H_s	968	980	998	1.039	1.087	1.159	7 %	6 %	18 %
Endenergiebedarf Gas	TWh H_s	656	650	639	652	687	722	–1 %	0 %	11 %
Industrie	TWh H_s	261	274	297	319	337	355	22 %	16 %	29 %
Haushalte/ GHD	TWh H_s	394	371	333	296	225	155	–25 %	–20 %	–58 %
Verkehr	TWh H_s	2	4	9	37	125	212	1.757 %	734 %	4.657 %
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H_s	38	45	57	69	101	157	81 %	53 %	247 %
Gaseinsatz im Umwandlungssektor*	TWh H_s	274	285	302	319	299	280	16 %	12 %	–2 %

* Der Gasverbrauch im Umwandlungssektor umfasst Kraftwerke, Fernheizwerke und den Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor.

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), dena 2018, Prognos AG

Tabelle 19: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert (H_s)

Gasbedarf Deutschland – Szenario II Darstellung Brennwert (H_s)	Einheit	2017	2020	2025	2030	2040	2050	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2050 zu 2020
Gasbedarf insgesamt	TWh H_s	968	980	917	880	---	---	–9 %	–10 %	---
Endenergiebedarf Gas	TWh H_s	656	656	580	525	---	---	–20 %	–20 %	---
Industrie	TWh H_s	261	261	222	204	---	---	–22 %	–22 %	---
Haushalte/ GHD	TWh H_s	394	393	354	313	---	---	–20 %	–20 %	---
Verkehr	TWh H_s	2	3	4	8	---	---	276 %	185 %	---
Nichtenergetischer Verbrauch von Gas	TWh H_s	38	39	40	40	---	---	5 %	2 %	---
Gaseinsatz im Umwandlungssektor*	TWh H_s	274	284	297	315	---	---	15 %	11 %	---

* Der Gasverbrauch im Umwandlungssektor umfasst Kraftwerke, Fernheizwerke und den Eigenverbrauch Gas im Umwandlungssektor.

Quelle: BDEW/ AG Energiebilanzen (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), EUCO 2017, Prognos AG

Die Ergebnisse der Gasbedarfsermittlung für Deutschland werden für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 regionalisiert, d. h. es erfolgt eine kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs. Dabei werden folgende Verteilungsfaktoren verwendet:

- Für die Regionalisierung des Endenergiebedarfs, des nichtenergetischen Verbrauchs, des Gasbedarfs der Fernheizwerke und des Eigenverbrauchs im Umwandlungssektor wird auf Datenbestände der Prognos AG zurückgegriffen, in denen mit einem regionalen Modell der Bedarf auf Kreisebene analysiert wurde.
- Für die Regionalisierung der Ergebnisse zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Gas werden die Modellergebnisse des europäischen Strommarktmodells der Prognos AG verwendet. Grundlage der Regionalisierung sind die Standorte der Kraftwerke aus der Kraftwerksliste.

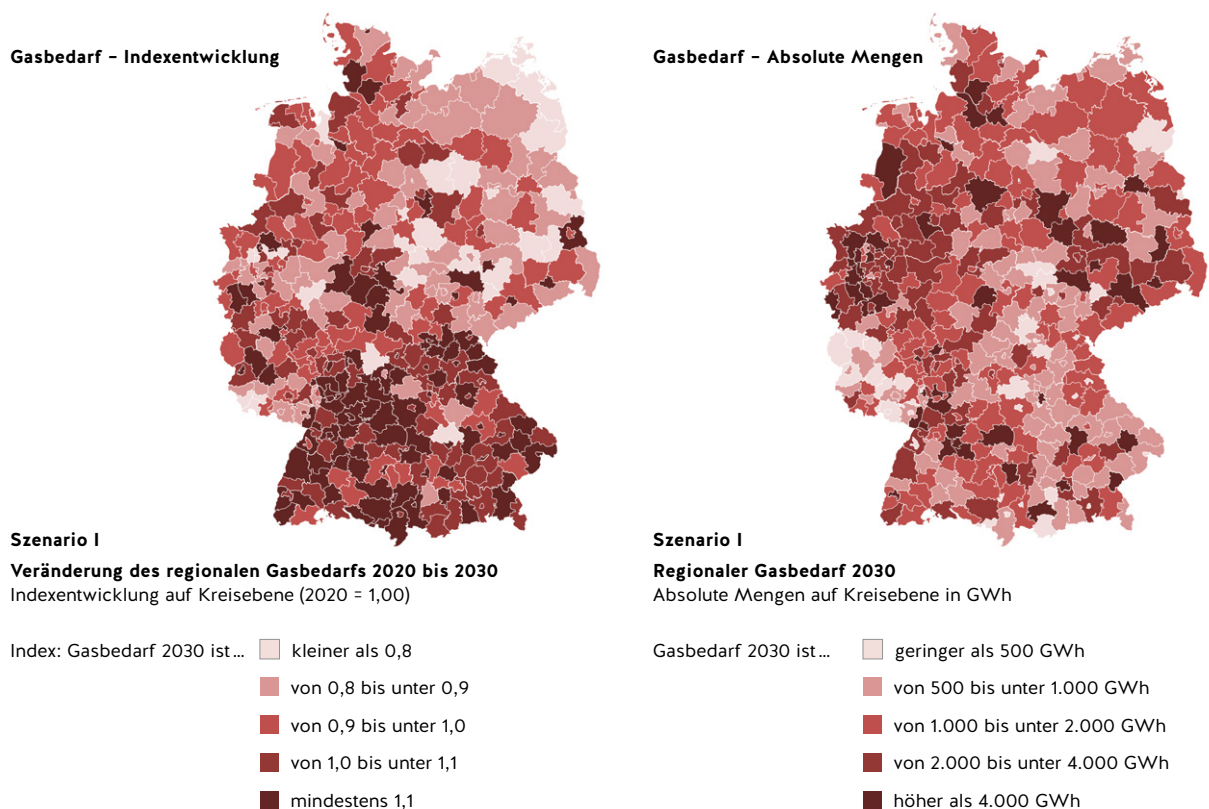
Hinweis zur folgenden Kartendarstellung

Die Gasbedarfsentwicklung auf Kreisebene wird in einer folgenden Karte als Indexentwicklung (vgl. Abbildung 8 links) für den Zeitraum 2020 bis 2030 dargestellt. Ein Index von 1,00 im Jahr 2030 ist somit gleichbedeutend mit einem konstanten Gasbedarf. Die jeweils gewählte Farbskala verdeutlicht zudem, wie die Entwicklung in den einzelnen Kreisen relativ zueinander erfolgt.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung des gesamten Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren private Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie/ Kraftwerke. Abbildung 8 zeigt auf der rechten Karte den absoluten Gasbedarf im Szenario I. Die linke Karte verdeutlicht die relative Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030.

Der Gasbedarf auf Kreisebene ist stark abhängig von regionalen Besonderheiten, wie beispielsweise der Ansiedlung von Industrie- und Kraftwerksstandorten oder dem Anschlussgrad der Wohnungen an das Gasnetz. In der Entwicklung bis zum Jahr 2030 zeigen sich übergreifende Trends, wie beispielsweise eine positivere demografische und wirtschaftliche Entwicklung in Süddeutschland.

Abbildung 8: Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2030 insgesamt
(absolut in GWh, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert H_s) und Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2020 bis 2030 insgesamt; Indexentwicklung, Gasbedarf 2020 = 1,00



3.7 Bedarfsentwicklung in Baden-Württemberg

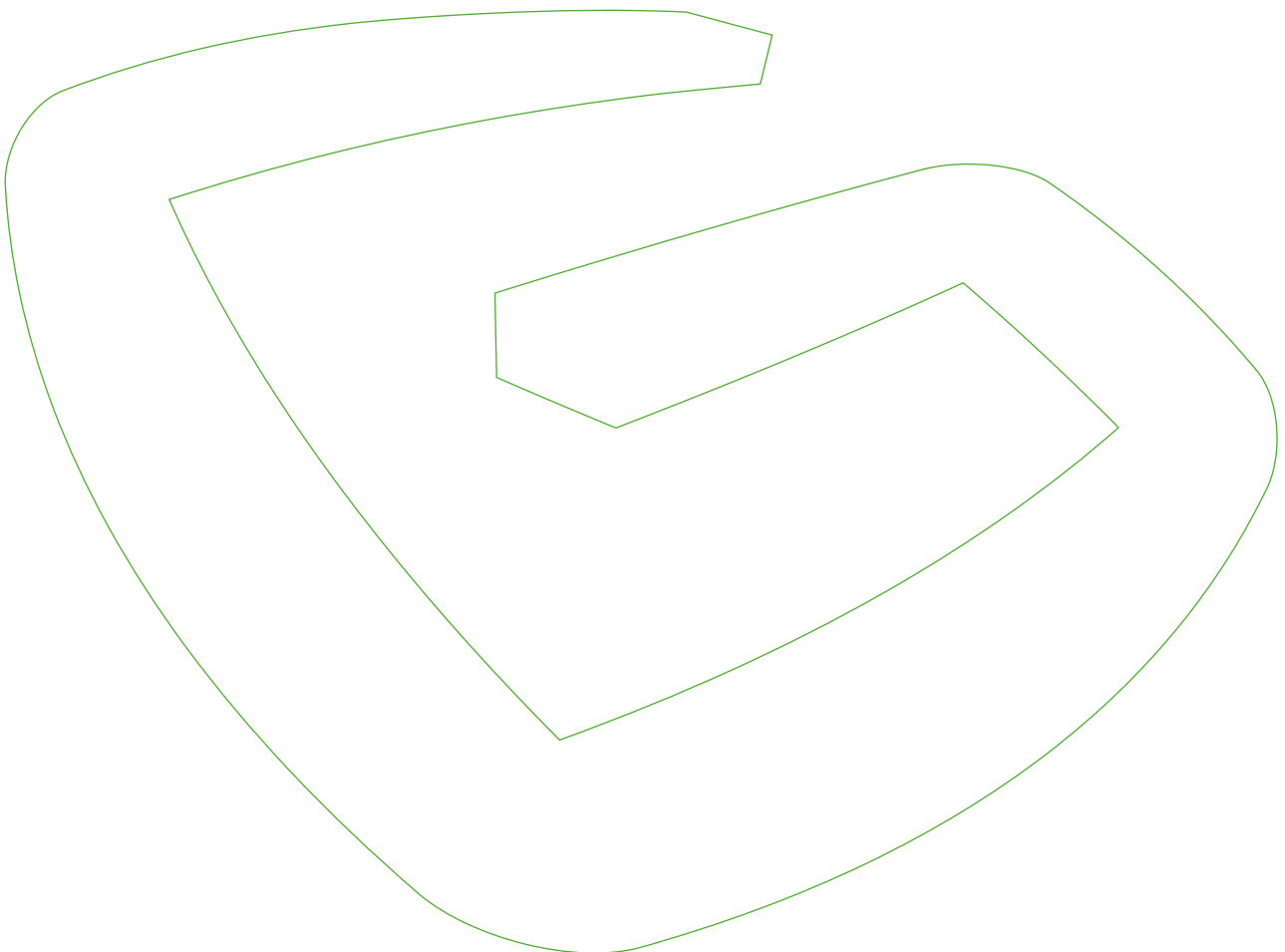
Aufgrund des kontinuierlich steigenden Kapazitätsbedarfs in Baden-Württemberg und der extrem hohen Auslastung des Netzes hat terranets bw auf Anregung der BNetzA eine umfassende Bedarfsprognose unter Einbindung des Landes Baden-Württemberg gemeinsam mit ihren Verteilernetzbetreibern, Letztverbrauchern und Kraftwerksbetreibern durchgeführt. Ein besonderes Augenmerk wurde hierbei auf Neuanschlüsse und Speicher in den Verteilernetzen sowie den Kraftwerksbedarf gelegt. Dabei hat sich der Trend des steigenden Kapazitätsbedarfs auch für die kommenden Jahre bestätigt. Die Ergebnisse wurden auf Workshops mit den Netzkunden der terranets bw unter Beisein der BNetzA und dem Land Baden-Württemberg diskutiert.

Ergebnis der Bedarfsprognose ist, dass Energiewende, Fuel Switch und das CO₂-Einsparpotenzial von Gas im Wärmemarkt weiter zu einer wachsenden Nachfrage nach Gas sowohl im Kraftwerksbereich als auch im Wärmemarkt führen werden. Ferner ist zu erwarten, dass sich der Trend zur Stilllegung von Speicheranlagen in den Verteilernetzen, die traditionell zur Spitzenlastkappung eingesetzt wurden, aus Gründen der Wirtschaftlichkeit ebenso weiter fortsetzen wird. Die Bedarfsprognose lässt für 2025 einen Kapazitätsbedarf von mindestens 33 GWh/h erwarten, für 2030 erscheint ein Kapazitätsbedarf von bis zu 38 GWh/h plausibel. Dies entspricht einer Steigerung von 35 % gegenüber dem heutigen Kapazitätsbedarf. Neben der reinen Kapazitätshöhe gilt es zu berücksichtigen, dass zunehmend mit einer geringeren Grundlast und wesentlich dynamischeren und höheren Kapazitätsspitzen zu rechnen ist.

Zusätzlich kommt die Erfahrung der terranets bw hinzu, dass die für das Berechnungsjahr relevante Prognose in den vergangenen Netzentwicklungsplänen tatsächlich um rund 20 % zu gering gegenüber den dann erfolgten internen Bestellungen bzw. Langfristprognosen für das entsprechende Jahr war.

Im Netz der terranets bw sind aktuell die Grenzen der Transportfähigkeit erreicht. Dies bedeutet, dass bereits in der Basisvariante der Neubau großer neuer Transportsysteme erforderlich wird, für die die entsprechende Einspeisekapazität bereitgestellt werden muss. Vor dem Hintergrund des auch über 2025 hinaus prognostizierten weit überdurchschnittlichen Bedarfs muss der für das Berechnungsjahr 2025 zu definierende Netzausbau perspektivisch in der Lage sein, durch modularen Zubau ggf. einen Bedarf von 38 GWh/h abzubilden.

Gasaufkommen 4



4 Gasaufkommen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der vergangenen und zukünftigen Gasaufkommensentwicklung in Deutschland. In Kapitel 4.1 wird die Vorgehensweise zur Analyse des Gasaufkommens beschrieben. In den folgenden Kapiteln werden die Entwicklungen der konventionellen Erdgasförderung (vgl. Kapitel 4.2), der Biomethaneinspeisung (vgl. Kapitel 4.3) sowie die Aufkommensentwicklung Grüner Gase (vgl. Kapitel 4.4) dargestellt. Anschließend erfolgt in Kapitel 4.5 die zusammenfassende Darstellung des deutschlandweiten Gasaufkommens, inkl. einer Regionalisierung.

4.1 Vorgehensweise

Für die Entwicklung des Gasaufkommens in Deutschland bis zum Jahr 2030 werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdöl, die Erzeugung und Einspeisung von Biogas/ Biomethan sowie Grüner Gase berücksichtigt. Hierfür stehen folgende Quellen zur Verfügung:

- Inlandsförderung Erdgas: Der Entwicklungspfad wird aus einer aktuellen Untersuchung des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) übernommen [BVEG 2019].
- Einspeisung Biomethan: Basis der Auswertung ist die FfE-Studie [FfE 2019]. Die deutschlandweite Regionalisierung der Biomethannutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung basiert auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2018 der BNetzA [BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2019] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biomethaneinspeisung [dena 2019].
- Grüne Gase (Wasserstoff, synthetisches Methan): Auf Basis der FfE-Studie [FfE 2019] und weiterer Annahmen wird eine Abschätzung vorgenommen, wie sich das Gasaufkommen aus Grünen Gasen in Deutschland entwickelt.

4.2 Erdgasförderung

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung bis zum Jahr 2030 beruht auf der aktuellen Vorausschau des BVEG für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems ohne „Ostfriesland“) sowie Deutschland gesamt.

Tabelle 20: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

Erdgasförderung in Deutschland und den Hauptfördergebieten – Szenario I und II								
Deutschland insgesamt*, davon Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			... Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)		
	Produktion	Kapazität	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag	Produktion	Kapazität gemäß Planung	Kapazität mit Sicherheitsabschlag
Jahr	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h	Mrd. m³	Mio. m³/h	Mio. m³/h
2019	6,26	0,80	2,65	0,33	0,31	3,30	0,41	0,38
2020	5,82	0,74	2,47	0,31	0,29	2,98	0,37	0,35
2021	5,72	0,73	2,25	0,28	0,26	3,16	0,40	0,37
2022	5,38	0,68	2,20	0,28	0,25	2,85	0,36	0,33
2023	5,11	0,65	2,13	0,27	0,24	2,55	0,32	0,29
2024	5,76	0,72	1,91	0,24	0,22	2,43	0,30	0,28
2025	5,44	0,68	1,75	0,22	0,20	2,22	0,28	0,25
2026	5,02	0,63	1,60	0,20	0,18	1,97	0,25	0,22
2027	4,61	0,57	1,49	0,19	0,16	1,72	0,21	0,19
2028	4,23	0,52	1,34	0,17	0,14	1,50	0,19	0,16
2029	3,99	0,49	1,22	0,15	0,13	1,35	0,17	0,14
2030	3,73	0,46	1,08	0,14	0,11	1,23	0,15	0,13

*Deutschland insgesamt beinhaltet die beiden Hauptfördergebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) sowie die Produktion und Kapazität weiterer kleiner Gebiete.

Quelle: BVEG 2019

Die Angaben zur Produktion und zur „Kapazität gemäß Planung“ beruhen auf den Angaben des BVEG. Da die geplante Kapazität in den letzten Jahren nicht erreicht wurde, stellt die vom BVEG erstellte Tabelle für die Gebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ dar.

Außerhalb dieser beiden wichtigsten Förderregionen ist das Erdgasaufkommen in Deutschland gering. Zu den weiteren Förderregionen zählen „Zwischen Oder/ Neiße und Elbe“, „Nördlich der Elbe“, „Westlich der Ems“, „Thüringer Becken“, „Oberrheintal“ und „Alpenvorland“. Die zukünftige gesamte Gasproduktion dieser Gebiete ergibt sich aus der deutschen Gesamtförderung abzüglich der Produktion der Gebiete „Elbe-Weser“ und „Weser-Ems“. Die Verteilung dieser Restsumme bis zum Jahr 2030 auf die kleineren Förderregionen erfolgte anhand ihres heutigen Produktionsanteils (Stand 2018). Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern. Zur besseren Vergleichbarkeit erfolgt im Szenariorahmen eine Umrechnung in TWh.

Tabelle 21: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

Erdgasförderung in Deutschland Szenario I und II	Einheit	2017	2020	2025	2030	Veränderung 2030 zu 2017	Veränderung 2030 zu 2020	Veränderung 2030 zu 2025
Konventionelles Erdgas	Mrd. m³*	7,25	5,82	5,44	3,73] -49 %	-36 %	-32 %
Konventionelles Erdgas	TWh H ₅ **	71	57	53	36			

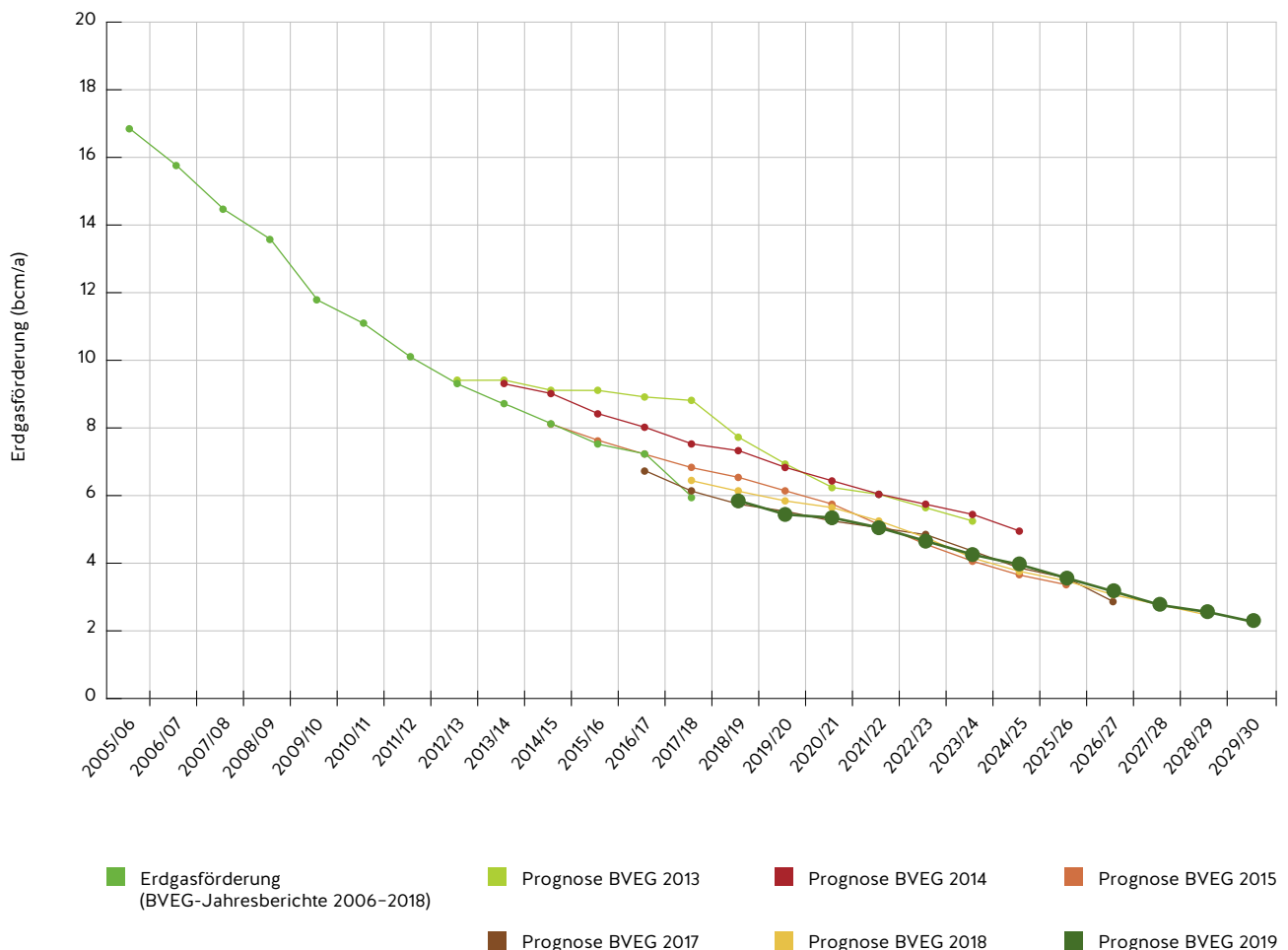
* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H₅) von 9,7692 kWh/m³.

** Mengenangaben umgerechnet in TWh (9,7692 kWh/m³), Brennwert (H₅)

Quelle: Prognos AG, BVEG 2019

Abbildung 9 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2030 für die Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems.

Abbildung 9: Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis von BVEG 2007–2019, BVEG 2019

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 bis 2018 basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2007–2019] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2019 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG bis zum Jahr 2030.

In den L-Gas-Mengenbilanzen der bisher veröffentlichten Netzentwicklungspläne wurde die deutsche Produktion mit den Prognosen des BVEG für die Erdgasförderung der Aufkommensgebiete Elbe-Weser und Weser-Ems berücksichtigt, auch wenn ein Anteil der prognostizierten Produktionsmengen in der Vergangenheit als H-Gas bereitgestellt wurde.

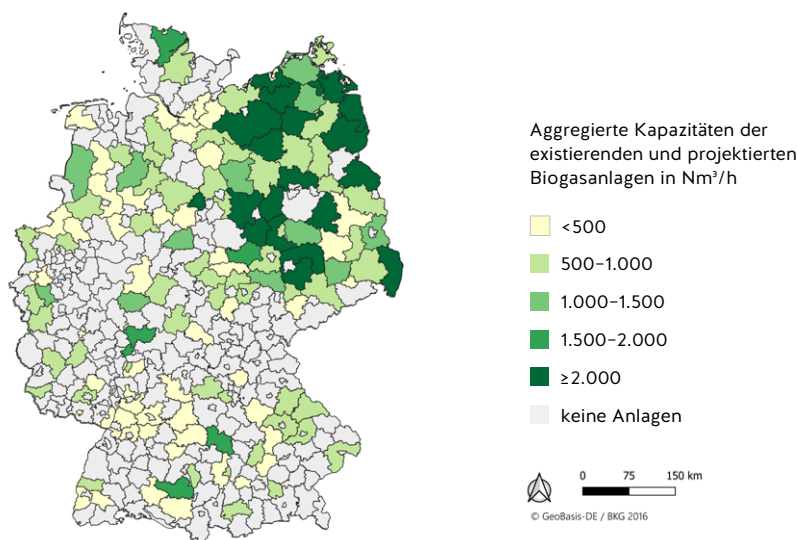
Die Auswirkungen der neuen Produktionsprognose des BVEG werden von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 analysiert. Des Weiteren wird u. a. der im Umsetzungsbericht (USB) 2019 vorgenommene Abschlag von 22 % auf die prognostizierten Produktionsmengen für die in der Vergangenheit im H-Gas zur Verfügung gestellte Produktion überprüft.

Im Sinne einer schonenden Nutzung der L-Gas-Ressourcen sollte ein möglichst hoher Anteil der deutschen Produktion als L-Gas bereitgestellt werden. Die Sicherstellung dieses Ziels liegt nicht im direkten Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht Handlungsbedarf zur Schaffung entsprechender zusätzlicher Instrumente bzw. Marktanreize. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten zeitnahe Diskussionen auf politischer und regulatorischer Ebene für erforderlich und stehen hierfür gerne zur Verfügung.

4.3 Biomethaneinspeisung

Für die Aufkommensentwicklung Grüner Gase wurden zudem der Status quo und die Entwicklung von Biogasanlagen mit Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz betrachtet. Biogasanlagen mit Einspeisung ins Gasnetz finden sich vor allem im Nordosten von Deutschland. Aufgrund der großen Unsicherheit bezüglich der Entwicklung von Biomethaneinspeisungen werden nur die projektierten Anlagen berücksichtigt, welche im Einspeiseatlas der dena zu finden sind. Durch die projektierten Anlagen steigt die mögliche Einspeisung um 15.820 Nm³/h (auf 149.274 Nm³/h, insgesamt 36 Anlagen). Bei typischen Volllaststunden von ca. 6.000 h/a ergibt das eine Einspeisemenge von 94,92 Mio. Nm³/a (0,9 TWh). Dies entspricht einem Wachstum von 0,18 TWh/a und damit einem leicht stärkeren Anstieg als im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028.

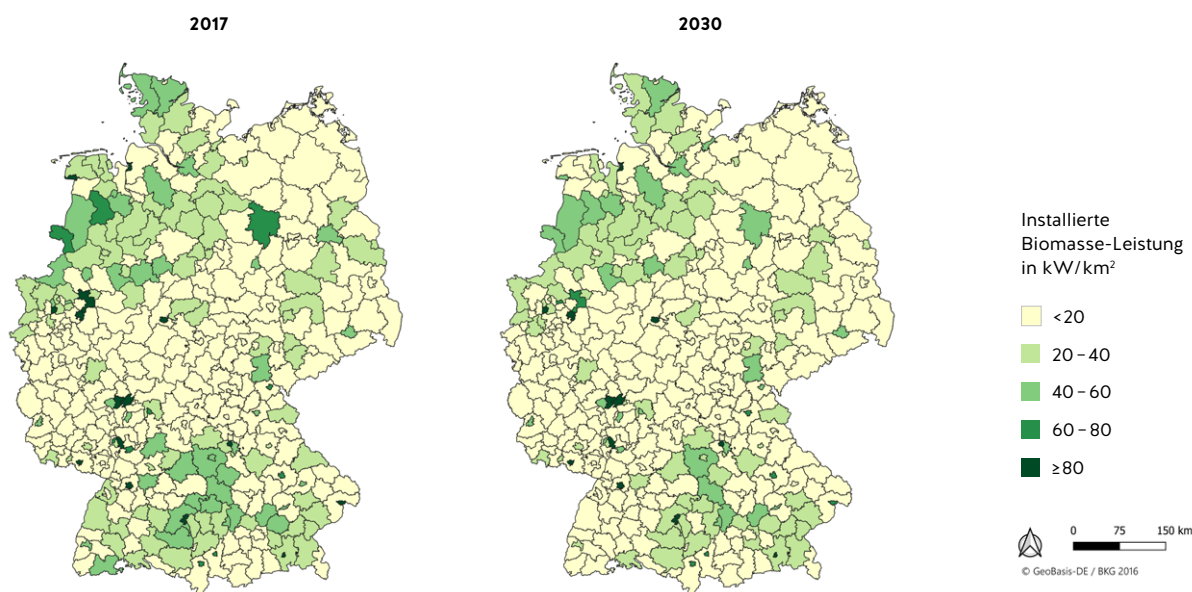
Abbildung 10: Projektierete und bestehende Biomethanaufbereitungsanlagen in Deutschland



Quelle: FfE 2019

Viele Biogasanlagen erzeugen heute direkt Strom vor Ort. Hier sehen die Fernleitungsnetzbetreiber ein zukünftiges Einspeisepotenzial von Biomethan. Der Großteil dieser Anlagen ist im Nordwesten und im Süden zu finden. Diese Verteilung verhält sich damit konträr zu den Biomethaneinspeisungsorten, welche vor allem im Nordosten lokalisiert sind.

Abbildung 11: Stromerzeugende Biogasanlagen 2017 und 2030



Quelle: FfE 2019

4.4 Aufkommensentwicklung Grüne Gase

Die PtG-Technologie bietet aufgrund der großen Speicherkapazität des Erdgasnetzes und der angeschlossenen Erdgasspeicher ein hohes Potenzial, große Mengen Energie zu speichern und flexibel einsetzbar zu halten. Bei Bedarf können Wasserstoff oder synthetisches Methan in Blockheiz- oder Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken erneut in elektrische Energie umgewandelt und dem Strommarkt zugeführt werden. Dies schafft zusammen mit Gaskraftwerken die notwendige Versorgungssicherheit bei sogenannten Dunkelflauten, also dann, wenn weder Sonne noch Wind in ausreichendem Maße zur Stromerzeugung beitragen.

Wasserstoff kann aktuell nur in begrenztem Umfang [DVGW 2019] in die vorhandene Gasinfrastruktur eingespeist werden, da sich durch dessen Einspeisung die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches ändern und sich Auswirkungen auf angeschlossene kritische Gasanwendungen ergeben. Zusätzlich ist die Umwidmung bestehender Transportsysteme zu Wasserstofftransportsystemen denkbar.

Die Einspeisung von Wasserstoff wird von den Fernleitungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung der Verträglichkeit mit der gesamten Gasinfrastruktur konstruktiv begleitet. Die Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten in den Verbänden und Gremien daran mit, weitere Lösungen für die Verträglichkeit von Wasserstoffeinspeisungen in die Gasnetze zu finden und untersuchen und testen die Machbarkeit einer Umwidmung von bestehenden Leitungen.

Exkurs: Umstellung bestehender Systeme

Durch die Umstellung von L-Gas auf H-Gas haben die Fernleitungsnetzbetreiber Erfahrungen gesammelt, wie sich Netzgebiete erfolgreich umstellen lassen. Dies betrifft sowohl die langfristige Planung, technische Konzeption, Abstimmung mit Verteilernetzbetreibern und direkt angeschlossenen Abnehmern als auch die tatsächliche Abwicklung der Umstellung.

Verschiedene, für die Planung der L-H-Gas-Umstellung maßgebliche Umstände lassen sich auch für eine Umstellung auf Wasserstoff heranziehen:

- Aus technischen Gründen müssen L-Gas und H-Gas in getrennten Systemen unabhängig voneinander transportiert werden.
- Die bestehenden L-Gas-Leitungen können oft nicht direkt für den H-Gas-Transport genutzt werden, nachdem Gebiete auf H-Gas umgestellt worden sind, da verbleibende L-Gas-Gebiete weiterhin über diese Leitungen bis zu ihrer finalen Umstellung versorgt werden müssen.
- Da die meisten Endkundengeräte nicht ohne weitere Maßnahmen mit H-Gas betrieben werden können, muss jedes einzelne Endverbrauchsgerät überprüft und entsprechend dem Prüfergebnis entweder auf die geänderte Gasqualität angepasst oder ausgetauscht werden. Aufgrund der Vielzahl der Geräte und einer beschränkten Anzahl der für eine solche Umstellung qualifizierten Monteure, können die Maßnahmen nur schrittweise und mit einer klar definierten Umstellungsgeschwindigkeit erfolgen.

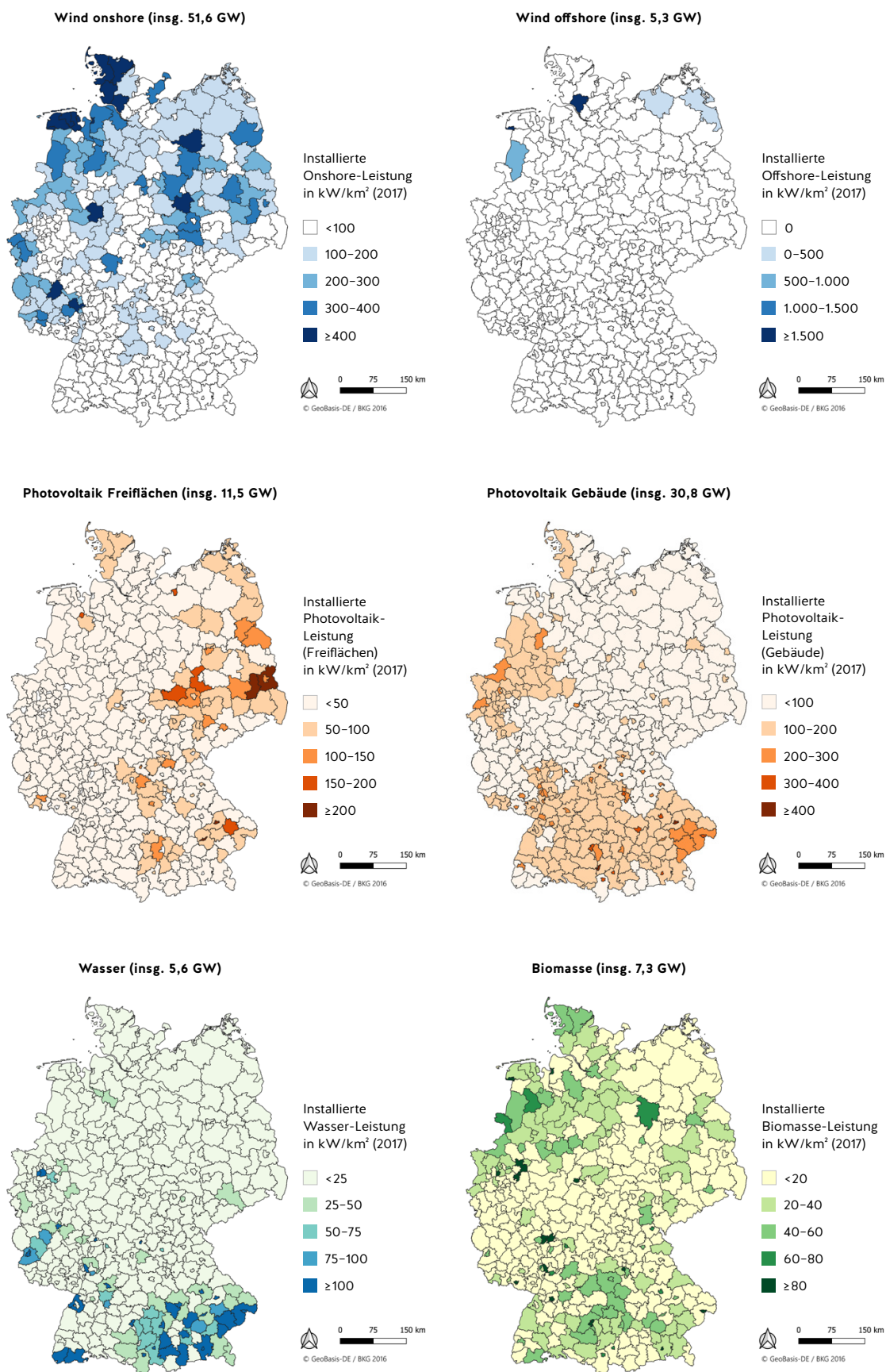
Gerade die oben genannten Notwendigkeiten der schrittweisen Umstellung sowie der parallelen Versorgung von Gebieten mit L-Gas und H-Gas während des Umstellvorgangs haben zu einem nicht unerheblichen Netzausbaubedarf geführt. Im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 stehen rund 90 Netzausbaumaßnahmen für ca. 2 Mrd. € im Zusammenhang mit der Umstellung von L-Gas auf H-Gas. Diese Investitionen sind zum Zeitpunkt einer eventuellen Umstellung auf Wasserstoff ohnehin bereits getätigt, könnten jedoch im Rahmen einer Wasserstoffumstellung einen zusätzlichen Nutzen entfalten. Denn die ehemaligen L-Gas-Gebiete sind netztopologisch darauf vorbereitet worden, mit zwei unterschiedlichen Gasarten für einen Übergangszeitraum betrieben zu werden und eine schrittweise Umstellung zu ermöglichen.

FNB Gas hat eine Studie zur Analyse möglicher Aufkommensquellen und Abnahmeregionen für Wasserstoff und synthetisches Methan bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in Auftrag gegeben. Ein Ziel dieser Studie ist es, den Status quo von PtG sowie regionalisierte Einflussfaktoren auf die Attraktivität von möglichen Standorten für PtG in Deutschland zu bestimmen. Die Bedarfsentwicklung für Wasserstoff wird im Kapitel 3.5 des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 betrachtet.

Das betrachtete Szenario basiert auf den Entwicklungen der PtG-Leistung, des elektrischen Gesamtverbrauchs und der erneuerbaren Energieerzeugung aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 und der dena-Leitstudie (Technologie-mix mit 95 % THG-Emissions-Reduktion).

Die Studie definiert Regionen mit Überschuss elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen. Durch Regionalisierung der installierten Leistungen aus nachhaltigen Quellen auf Landkreisebene können die regionalen Verteilungen der verschiedenen Technologien (Wind onshore, Wind offshore, Wasser, PV Freifläche, PV Gebäude und Biomasse) dargestellt werden.

Abbildung 12: Status Quo, regionalisierte installierte Leistung aus nachhaltigen Quellen 2017



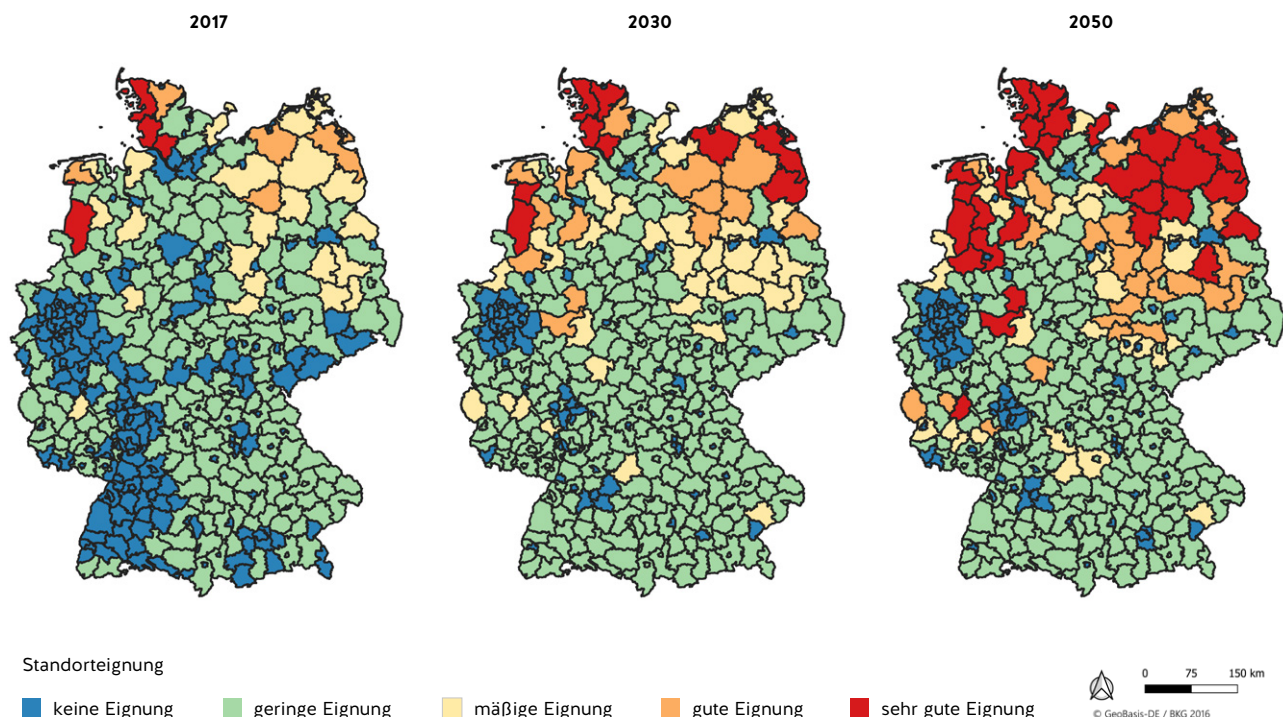
Quelle: FfE 2019

Stand: 17. Juni 2019

Zunächst erfolgte eine Analyse der Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien und in einem weiteren Schritt wurden die überschüssigen Einspeisepotenziale auf stromnetzkritische Auswirkungen untersucht.

Zur Ermittlung der Standorteignung von PtG-Anlagen wurden unter Berücksichtigung von technischen als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten Kennzahlen erzeugt. Dabei wurde das überschüssige, energetische Potenzial erneuerbarer Einspeisungen stündlich erfasst und mit einer wirtschaftlich sinnvollen Laufzeit der PtG-Anlagen von 3.000 Vollaststunden pro Jahr korreliert. Das Ergebnis dieser Korrelation wurde auf die Landkreisebene aufgeteilt, um eine regionale Standorteignung auszumachen. Auf Basis des Szenarios TM-95 aus der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ [dena 2018] wurde die Identifizierung der Standorteignung bis in das Jahr 2050 prognostiziert.

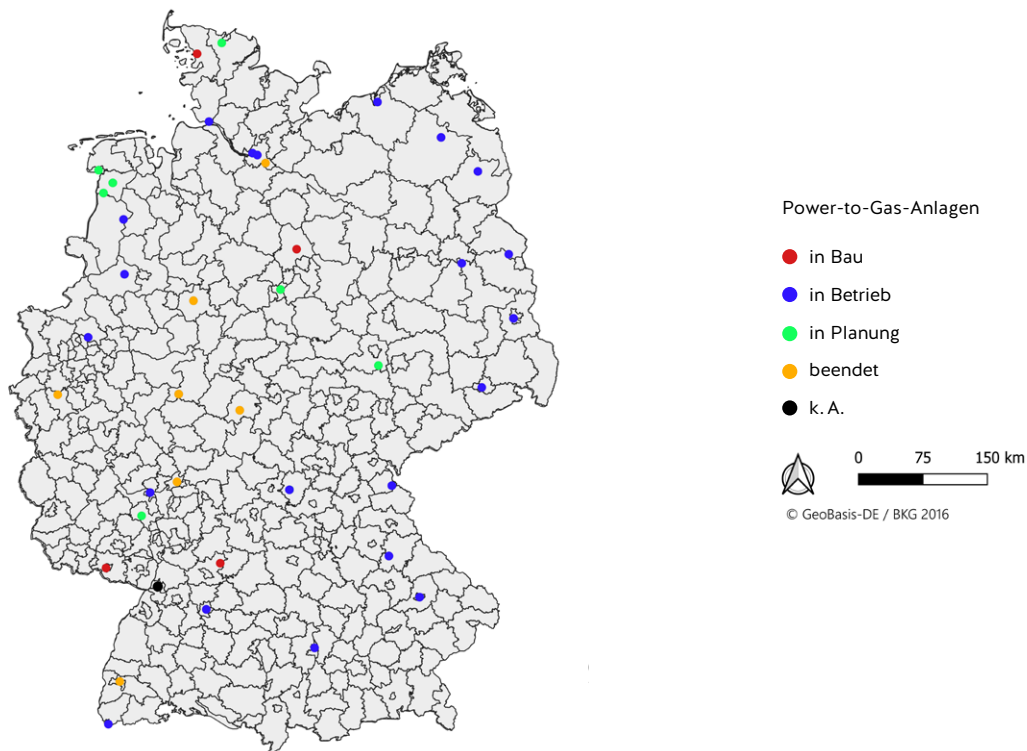
Abbildung 13: Standorteignung von PtG-Anlagen bis zum Jahr 2050



Quelle: FfE 2019

Die Studie hat ergeben, dass bzgl. des PtG-Potenzials vor allem der Norden und der Nordwesten eine gute Standorteignung aufgrund der EE-Situation aufweisen. Dies erweitert sich mit den Jahren zunehmend auch auf den Nordosten. Es zeigen sich jedoch erhebliche lokale Unterschiede zwischen den einzelnen Landkreisen, sodass nicht pauschal der Norden zu betrachten ist.

Aktuelle PtG-Projekte sind in Deutschland momentan sehr weitläufig gestreut, da deren Bau politisch oder forschungsseitig und nicht betriebswirtschaftlich oder gar netzdienlich getrieben ist. Hieraus lässt sich heute nur bedingt eine Standortattraktivität herleiten.

Abbildung 14: Standorte von PtG-Projekten in Deutschland

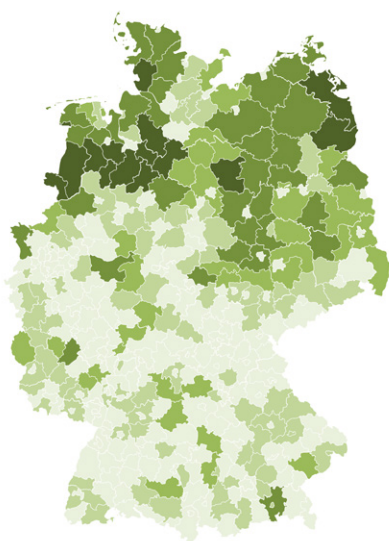
Quelle: FfE 2019

4.5 Gesamtgasaufkommen

Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung, Biomethan- und Grüngas-Produktion im Jahr 2030 und deren Veränderung gegenüber dem Jahr 2018 zeigt die folgende Abbildung. Der Rückgang der deutschen Erdgasförderung wird in der rechten Karte der Abbildung 15, in der die absolute Veränderung des Gasaufkommens dargestellt ist, deutlich.

Abbildung 15: Szenarien I und II: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2030 und Veränderung gegenüber 2020 (absolut in GWh)

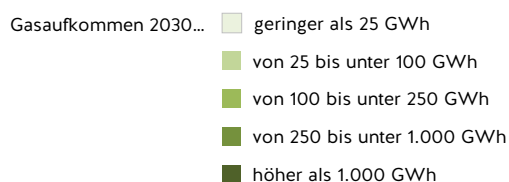
Gasaufkommen – Absolute Mengen



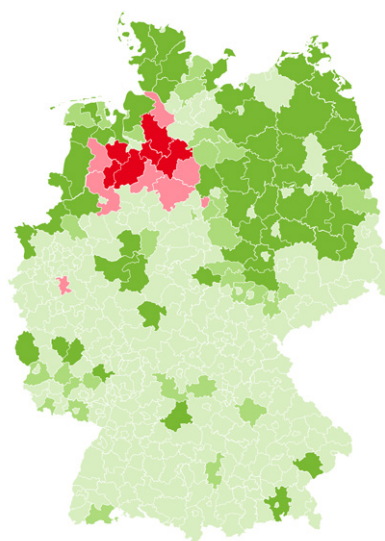
Szenarien I und II

Regionales Gasaufkommen 2030

Absolute Mengen auf Kreisebene in GWh



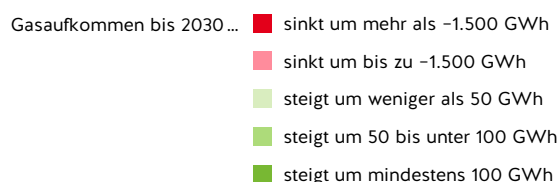
Gasaufkommen – Veränderung



Szenarien I und II

Veränderung des regionalen Gasaufkommens 2020 bis 2030

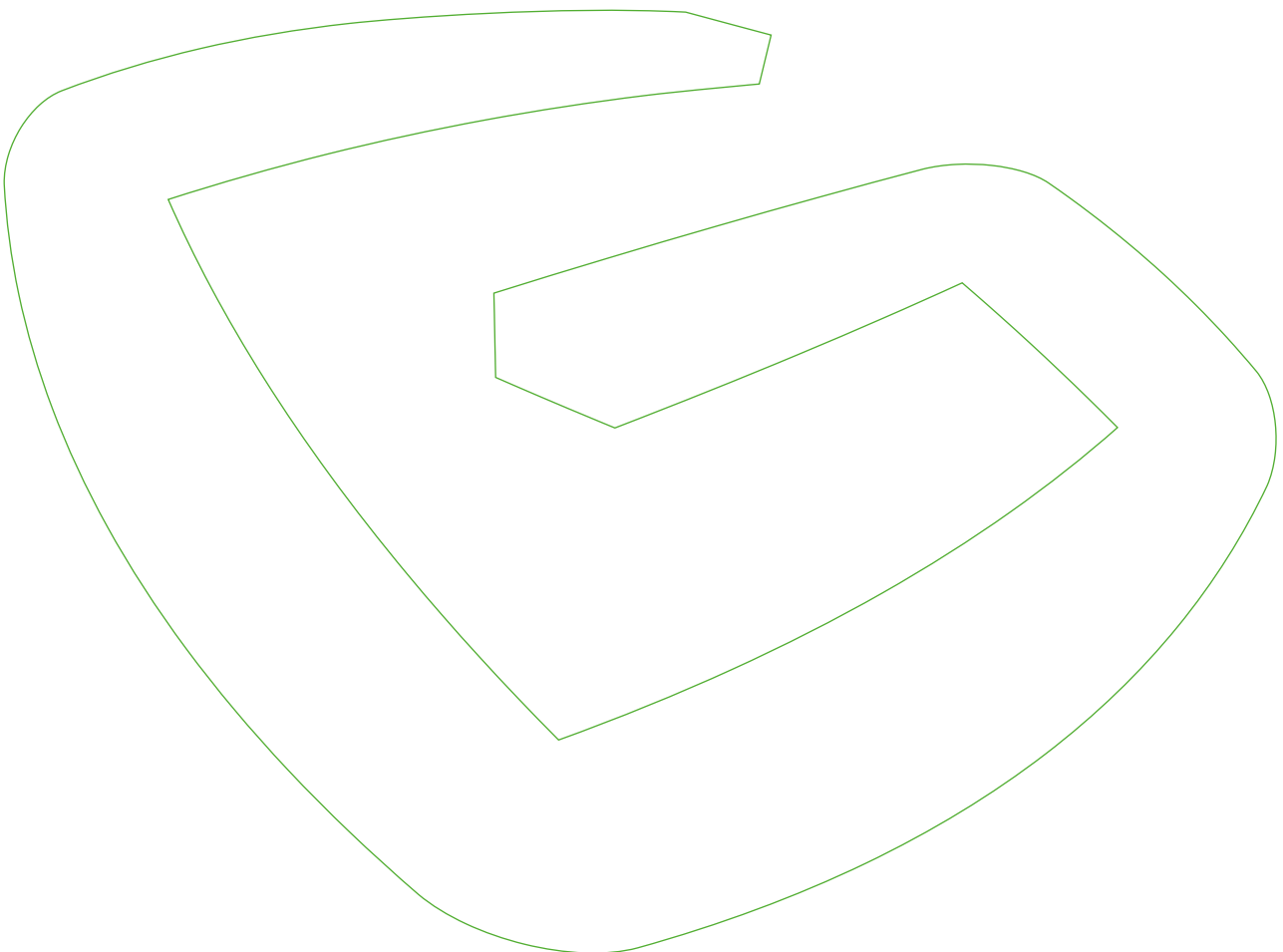
Absolute Mengen auf Kreisebene in GWh



Quelle: Prognos AG

Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen

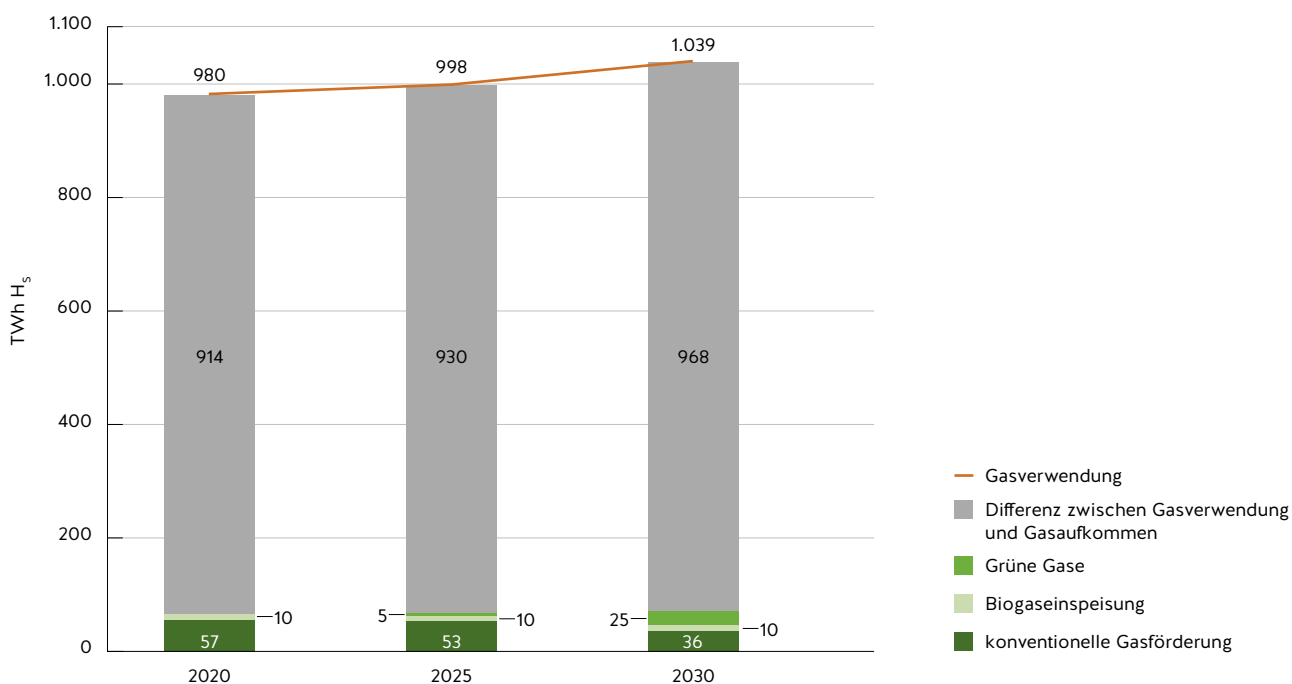
5



5 Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland

Gemäß den dargestellten Gasbedarfsszenarien ergibt sich (ohne Transitmengen) eine Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen. Diese Differenz ist in der folgenden Abbildung 16 und der Tabelle 22 dargestellt. Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine einfache Mengenbilanz auf Basis der detaillierter betrachteten Gasbedarfsszenarien, beispielsweise ohne eine Unterscheidung zwischen L-Gas- und H-Gas-Mengen. Die für die Netzmodellierung relevanten Bilanzen werden erst im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 dargestellt.

Abbildung 16: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (Darstellung als Brennwert)



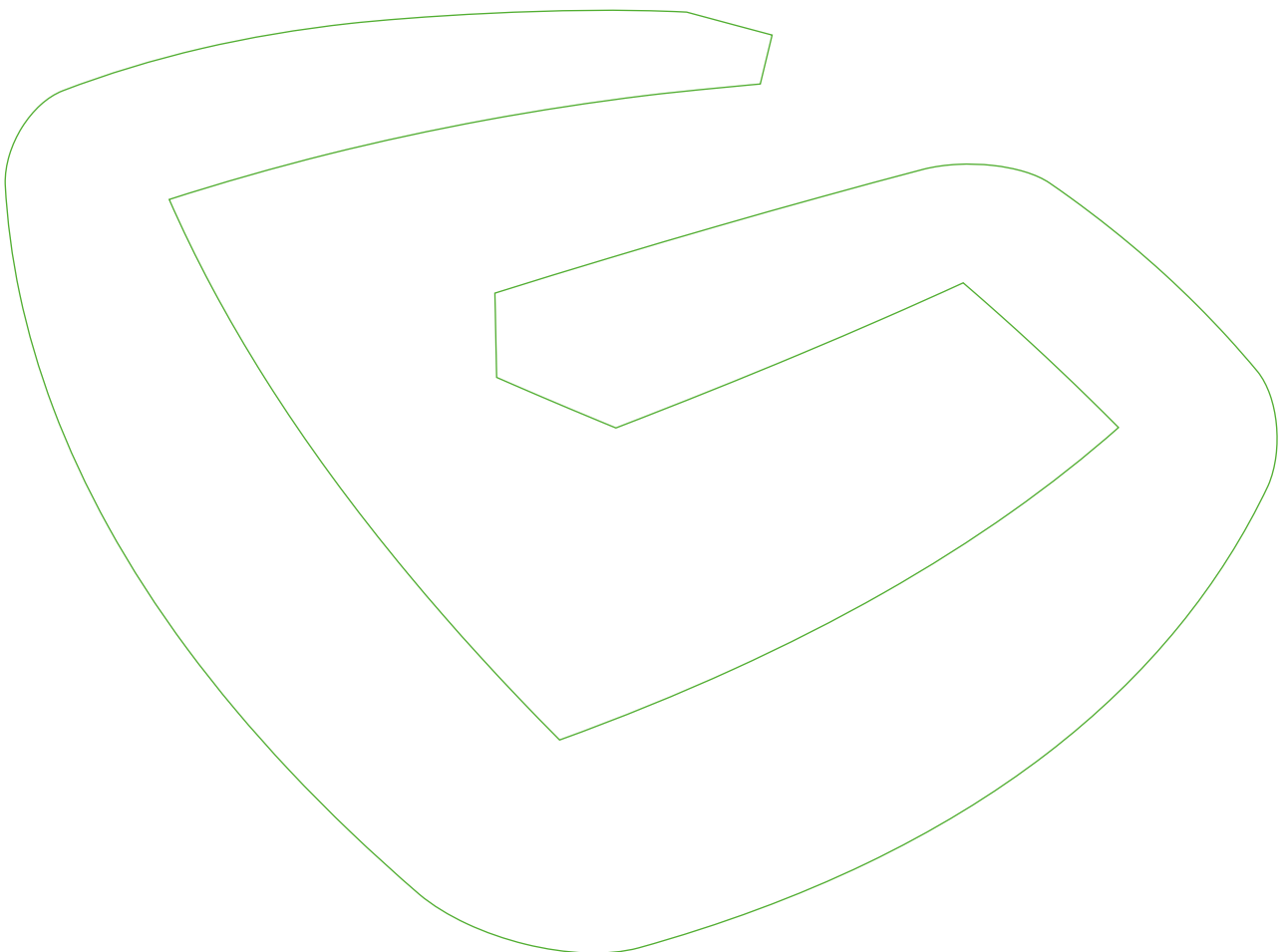
Quelle: Prognos AG, FfE 2019

Tabelle 22: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (Darstellung als Brennwert)

	Ergebnisse Szenario I [Angaben in TWh, Darstellung Brennwert (H ₂)]		
	2020	2025	2030
Gasverwendung	980	998	1.039
Gasaufkommen	67	68	71
Konventionelle Gasförderung	57	53	36
Biogaseinspeisung	10	10	10
Grüne Gase	0	5	25
Differenz zwischen Gasverwendung und Gasaufkommen	914	930	968

Quelle: Prognos AG, FfE 2019

Marktgebietszusammenlegung 6



6 Marktgebietszusammenlegung

6.1 Allgemeines

Gemäß GasNZV sind die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL bis spätestens 01. April 2022 zu einem Marktgebiet zusammenzulegen. Die Fernleitungsnetzbetreiber planen die Zusammenlegung zum 01. Oktober 2021.

Mit dem neuen gemeinsamen Marktgebiet entsteht einer der attraktivsten und zukünftig liquidesten Gashandelsplätze Europas. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten aktuell intensiv mit den Marktgebietsverantwortlichen sowie den Marktteilnehmern und der BNetzA an der Ausgestaltung dieses neuen Marktgebietes.

Nicht zuletzt die Marktdialoge (siehe Kapitel 6.7) haben gezeigt, dass die diversen Stakeholder-Gruppen, bestehend u. a. aus Produzenten, Händlern, Plattformbetreibern und Verbänden, nur gemeinsam – im Einklang mit der BNetzA – das neue gemeinsame deutsche Marktgebiet etablieren und gestalten können.

Weitere allgemeine Hinweise zur Marktgebietszusammenlegung finden sich auf der Website:

<http://www.marktgebietszusammenlegung.de/>.

6.2 Kapazitätsgerüst für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

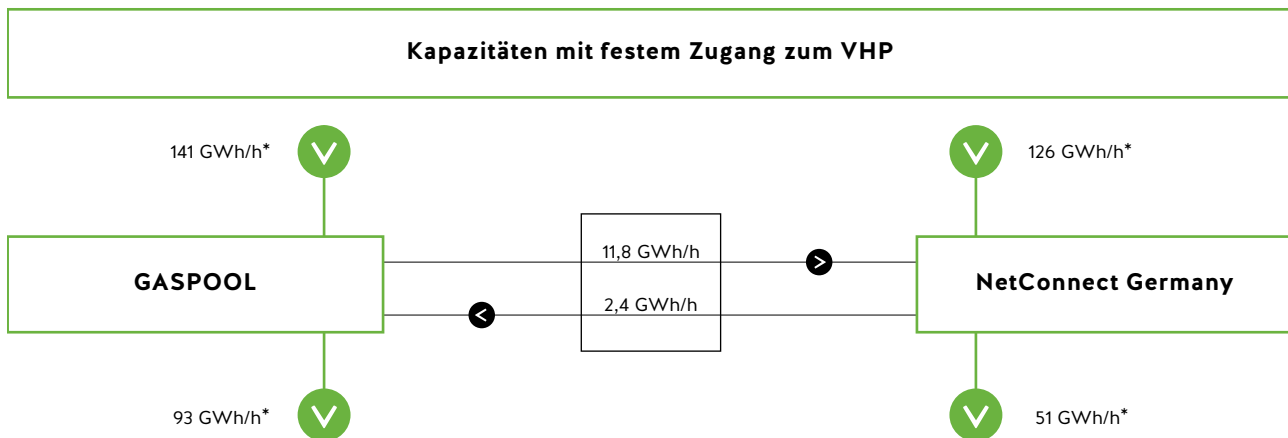
Entsprechend der Formulierung von § 21 GasNZV ist es das erklärte Ziel, durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete „die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen“. In Erfüllung dieser gesetzlichen Vorgabe ist es somit geboten, die in den beiden getrennten Marktgebieten GASPOOL und NCG vorhandenen Kapazitäten (z. B. Kapazitäten im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028) in Höhe und Qualität möglichst weitgehend in Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet zu überführen.

Wie auch die jüngst veröffentlichten Stellungnahmen im Rahmen des Marktdialoges zum Entwurf des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber zeigen, ist für den Markt ein zukünftiges Angebot von Kapazitäten vergleichbar mit dem derzeitigen Kapazitätsniveau von zentraler Bedeutung. Nur durch die Gewährleistung einer ausreichenden Liquidität des Gasmarktes kann die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsintensität/-fähigkeit des deutschen Gasmarktes sichergestellt werden. Vor diesem Hintergrund streben die Fernleitungsnetzbetreiber, sofern in Höhe und Qualität möglich, eine Bereitstellung der heutigen Kapazitäten in getrennten Marktgebieten – entsprechend Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 – in einem deutschlandweiten Marktgebiet an.

Diese deutliche Aufwertung der Kapazitäten ist aufgrund der deutlichen Vergrößerung des Marktgebiets jedoch nicht ohne Investitionsmaßnahmen oder die Nutzung anderer Instrumente zu gewährleisten. Da nennenswerte Investitionsmaßnahmen bis zur Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung nicht realisierbar sind und darüber hinaus wenig effizient erscheinen, prüfen die Fernleitungsnetzbetreiber aktuell, in welchem Umfang und in welcher Qualität Kapazitäten auch ohne weitere bauliche Maßnahmen angeboten werden könnten. Dabei steht die Gewährleistung einer sicheren und zugleich kosteneffizienten Energieversorgung im Vordergrund.

Eine besondere Herausforderung bei der Etablierung eines neuen Kapazitätsmodells für das gemeinsame Marktgebiet ist die verhältnismäßig geringe Austauschleistung zwischen den aktuell bestehenden Marktgebieten NCG und GASPOOL. Diese erschwert die freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten im gemeinsamen Marktgebiet.

Abbildung 17: Austauschleistung zwischen NCG und GASPOOL gemäß Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028



* bFZK und FZK für GÜP, Speicher und Produktion

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Um dieser Herausforderung zu begegnen, wird derzeit ein neues Kapazitätsmodell entwickelt, mit dem mögliche Einschränkungen im gemeinsamen Marktgebiet zunächst identifiziert und analysiert werden und danach das Kapazitätsgerüst entsprechend den oben genannten Prämissen ermittelt wird. Mit diesem Modell werden – auf der Basis historischer Flussdaten und Informationen zu geplanten Netz- und Kapazitätsentwicklungen – eine große Anzahl unterschiedlicher Anwendungsfälle zur Abwicklung zukünftiger Transportaufgaben simuliert. Anschließend werden aus den Simulationsergebnissen Folgen für die Marktgebietszusammenlegung abgeleitet.

6.3 Neues Kapazitätsmodell – „NewCap“

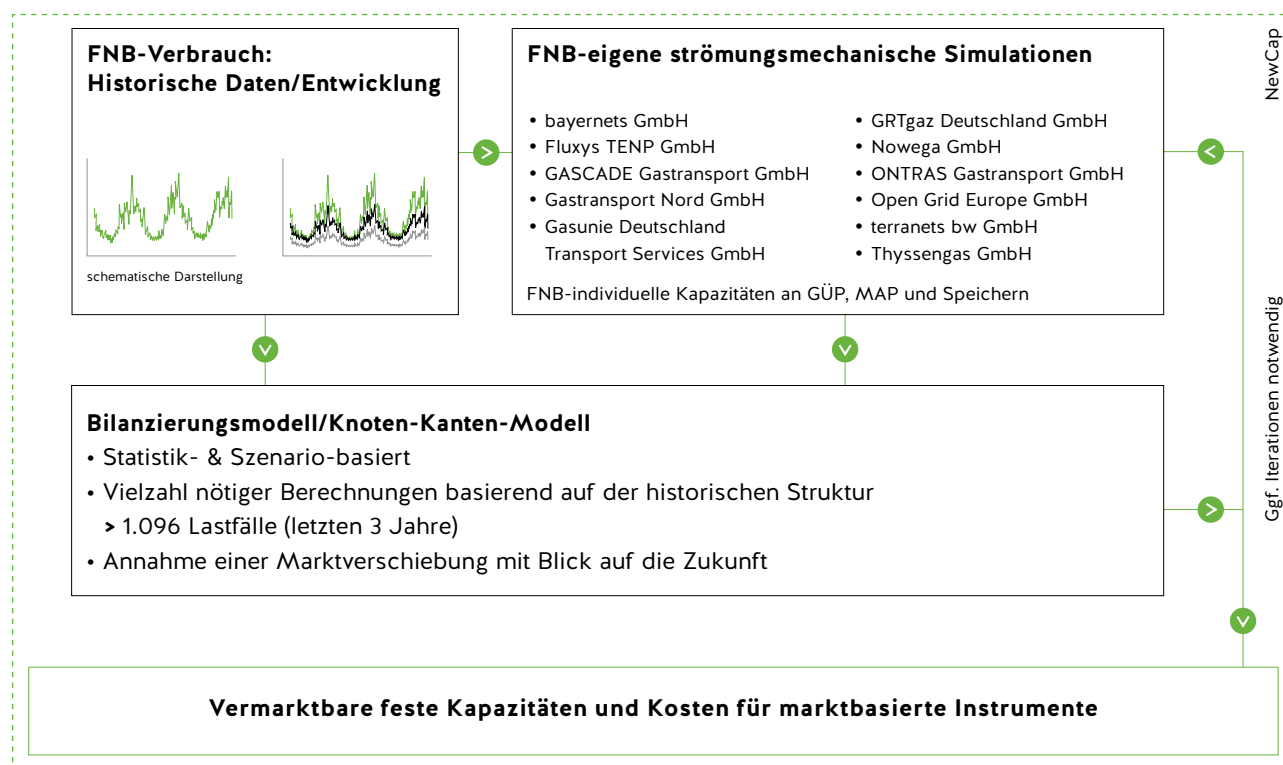
Basierend auf den existierenden netztechnischen Gegebenheiten verwenden die jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber in den beiden heutigen Marktgebieten aktuell unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten. Diese unterschiedlichen Ansätze müssen mit der Zusammenführung der beiden deutschen Marktgebiete harmonisiert werden.

Die Erfahrungen aus zehn Jahren Marktgebietsabwicklung in unterschiedlichen Modellen sind in die Entwicklung des neuen Kapazitätsmodells eingeflossen. Dabei hat sich die Kombination von einem statistischen Modellansatz mit einer deutschlandweiten Szenarienbildung zur Abwicklung zukünftiger Transportaufgaben als favorisierter Ansatz herausgestellt.

Dem Modell liegen Daten zugrunde, die aus historischen Flussdaten, dem Ergebnis der FNB-eigenen Netzsimulationen und den Kapazitäten an FNB-individuellen Netzpunkten bestehen. Der statistische Ansatz beinhaltet (je Szenario s. u.) die Berechnung zahlreicher Netznutzungsfälle basierend auf einer historischen Laststruktur. Die Verbrauchsermittlung basiert auf den tagesscharfen Verbrauchswerten im Zeitraum 01. April 2015 bis 01. April 2018. Der Tagesverbrauch wird gemäß Kapazitätsveränderung nach Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 skaliert und die Marktraumumstellung wird entsprechend der Umstellungsplanung gem. Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 berücksichtigt. Ein statistischer Ansatz ermöglicht die Betrachtung, wie häufig bestimmte Lastsituationen in der Vergangenheit aufgetreten sind, was als Basis für eine Schätzung des Auftretens in der Zukunft dienen kann. In einem Kapazitätsmodell, das auf statistischen Auswertungen bzw. Annahmen beruht, können somit auch Annahmen bzw. Entscheidungen für seltene Lastsituationen getroffen werden. In den seltenen Netznutzungsfällen, in denen das physische Netz nicht in der Lage für einen Transport wäre, kann eine Vermarktung der Kapazitäten durch den Einsatz zusätzlicher marktbasierter Instrumente erfolgen.

Der szenariobasierte Ansatz besteht aus der Belastung des Netzes durch verschiedene unterstellte (extreme) (Last)-Szenarien. In der Kombination mit dem statistischen Ansatz wird dabei der Bedarf an kommerziellen, markt-basierten Instrumenten (MBI) wie dem Wheeling, der Drittnetznutzung und dem börsenbasiertem Spreadprodukt, für die verschiedenen Szenarien abgeschätzt.

Abbildung 18: Kapazitätsmodell – NewCap in a Nutshell



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

6.3.1 Szenarien in NewCap

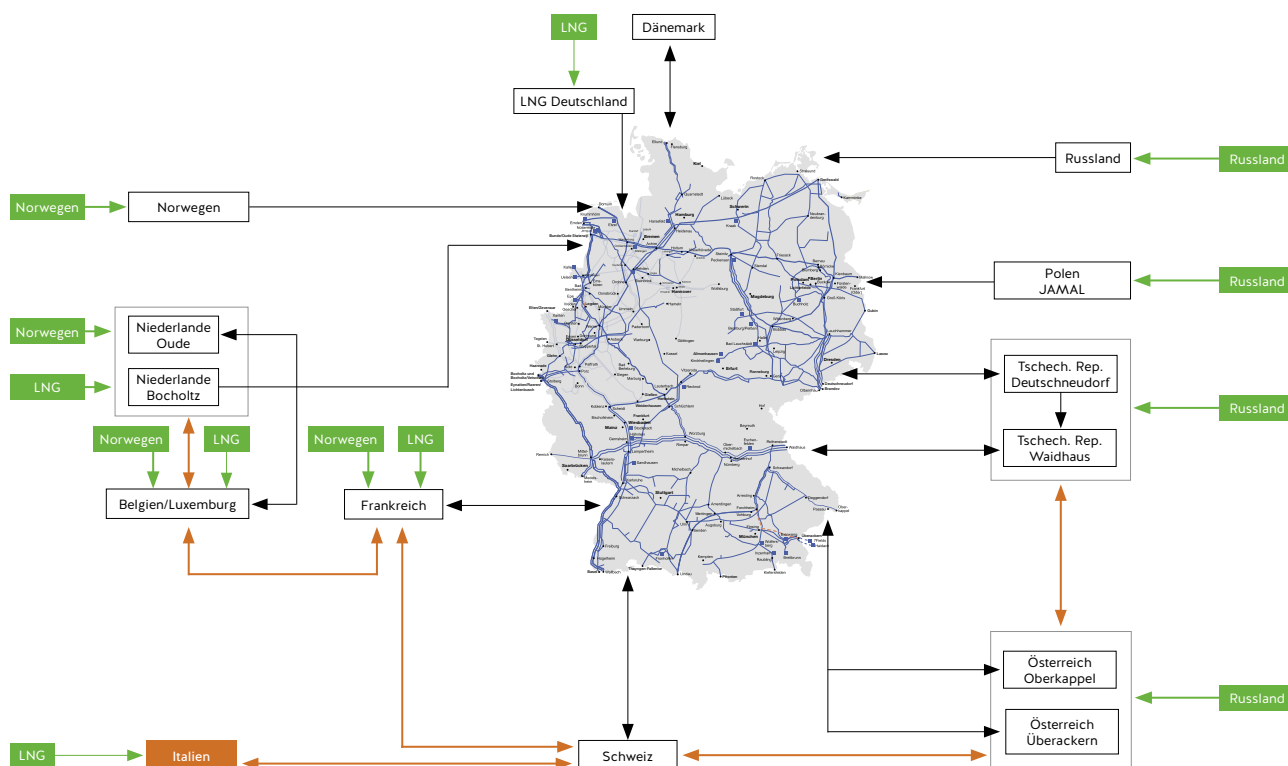
Die Berücksichtigung von Grenzübergangspunkten, Speichern und Produktion basiert analog zum Verbrauch auf der historischen Nutzung im Zeitraum vom 01. April 2015 bis 01. April 2018. Die Nutzungsprofile der Grenzübergangspunkte werden im Rahmen der untersuchten Szenarien tageweise erhöht oder reduziert. Dabei bilden die technisch verfügbaren Kapazitäten nach Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 die Grenze.

Die Szenarien bilden eine Variation der Quellen Russland, Norwegen und LNG ab und berücksichtigen insbesondere geplante Ausbaumaßnahmen basierend auf den bisherigen Netzentwicklungsplänen und erwartete Veränderungen der Entry- und Exit-Mengen (z. B. Marktraumumstellung) für die Zukunft. Die Szenarien lassen sich in zwei Kategorien einteilen:

- Umverteilungsvarianten (diversifizierte Versorgung Deutschland)
 - Eine prozentuale Erhöhung der saldierten Entry-Menge in einer Import-Zone (Quelle) und eine entsprechende Reduzierung der saldierten Entry-Menge in einer anderen Zone.
- Transitvarianten (Transit Deutschland – Versorgung Europa)
 - Eine gleichzeitige Erhöhung der Entry-Menge in einer Import-Zone und eine Erhöhung der Exit-Menge in einer anderen Zone. Damit soll eine Erhöhung der Transitmengen simuliert werden.

Die Variation der Entry- und Exit-Flüsse findet bis zur maximalen Nutzung der technisch verfügbaren Kapazität oder dem Erreichen einer Marktverschiebung von bis zu 10 % statt.

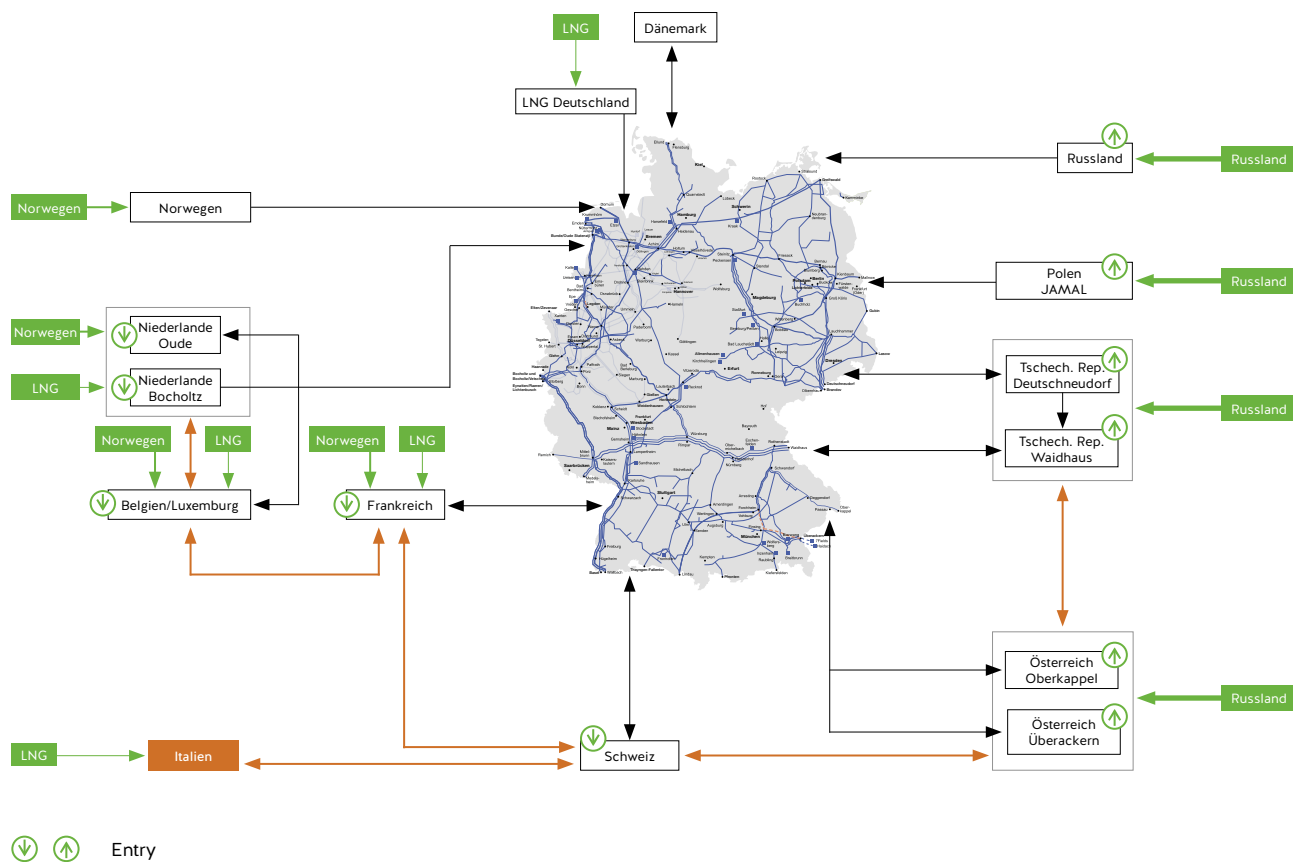
Abbildung 19: Variation der Aufspeisung des deutschen Marktgebietes – Gruppierung der GÜP-Entrys und -Exits



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Verlagerung der Mengen zwischen diesen drei Gruppen wird primär paarweise betrachtet:
z. B. Russland und Norwegen, Russland und LNG usw.

Abbildung 20: Beispiel einer Umverteilung – Verringerung Importe aus Westeuropa (LNG), Kompensation durch höhere Importe aus Russland



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Jede Szenarien-Konstellation ist durch 1.096 Netznutzungsfälle beschrieben. Dafür werden die Werte aus dem so genannten Basisszenario je nach Szenarien-Konstellation an entsprechende Rahmenbedingungen angepasst.

6.3.2 Knoten-Kanten-Modell im NewCap

Statistische Ansätze sind nur dann aussagekräftig, wenn hinreichend viele Daten zur Verfügung stehen. Aus dem Grund legen die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrem Modell mehr als 130.000 Netznutzungsfälle zugrunde. Diese werden in einem eigens dafür entwickelten Knoten-Kanten-Modell simuliert.

Das Knoten-Kanten-Modell ist eine Abstraktion der Netztopologie zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern der beiden Marktgebiete sowie der Verbindungen zu benachbarten Marktgebieten.

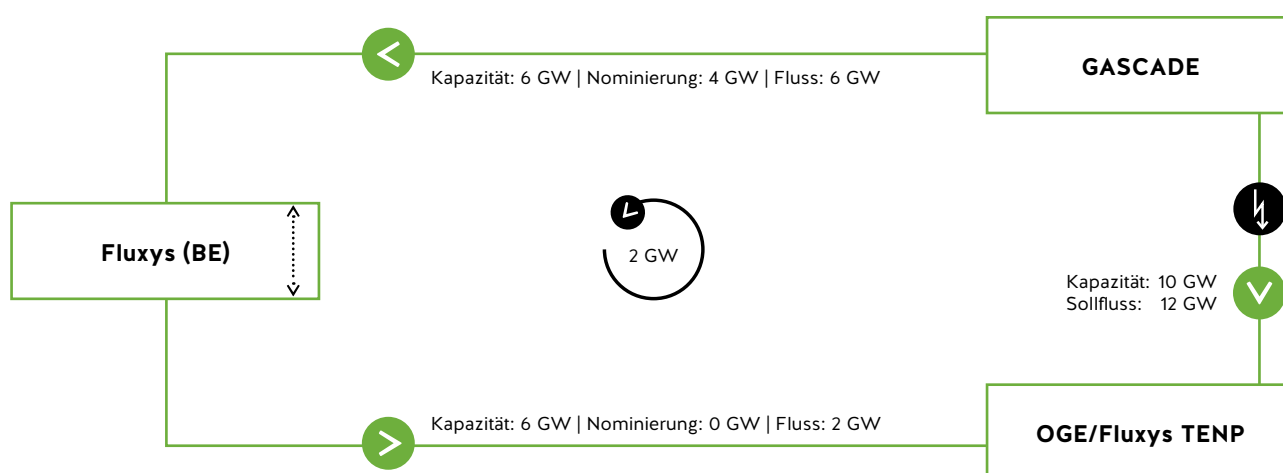
Das Knoten-Kanten-Modell besteht aus folgenden Elementen:

- Knoten stehen u. a. für eine Aggregation der Netze zu großen Entry- bzw. Exit-Bereichen (z. B. Netze der Fernleitungsnetzbetreiber, wichtige Grenzübergangspunkte, angrenzende Länder). Es wird davon ausgegangen, dass innerhalb eines durch einen Knoten aggregierten Bereiches Engpassfreiheit im Rahmen der individuell ermittelten Kapazitäten der Fernleitungsnetzbetreiber pro Netzgebiet vorherrscht.
- Kanten stehen für die Verbindungen zwischen den aggregierten Entry-/ Exit-Bereichen. Mit Kanten werden die Transportmöglichkeiten bzw. -einschränkungen zwischen den einzelnen aggregierten Entry-/ Exit-Bereichen beschrieben.

Die nachfolgend näher beschriebenen MBI (Wheeling, Drittnetznutzung und börsenbasiertes Spreadprodukt) sind aktuell in der Diskussion in Bezug auf Ausgestaltung sowie benötigte Höhe. Um der Vorgabe der Kosteneffizienz Rechnung zu tragen, sollen diese MBI immer nur bedarfsgerecht, also nur dann eingesetzt werden, wenn die vorgegebene Infrastruktur nicht ausreicht, um den Netznutzungsfall zu lösen. Darüber hinaus muss deren Einsatz kosten- und nutzenoptimal auf die Netzsituation wirken.

Abbildung 21: Beispiel Wheeling

Wheeling: Gastransport von einem Fernleitungsnetzbetreiber zu einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber über einen Grenzübergangspunkt bzw. naheliegende Netzkopplungspunkte

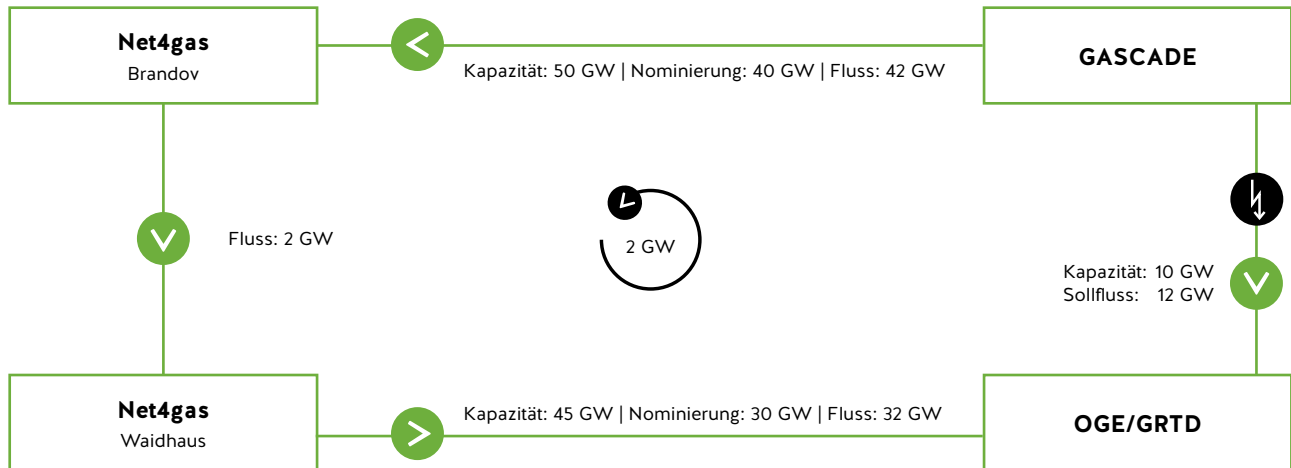


Beispiel Wheeling: Umgehung eines Engpasses zwischen GASCADE und OGE/ Fluxys TENP durch einen Fluss über einen Grenzübergangspunkt in Belgien

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 22: Beispiel Drittnetznutzung

Drittnetznutzung: Gastransport von einem Fernleitungsnetzbetreiber zu einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber über zwei Grenzübergangspunkte

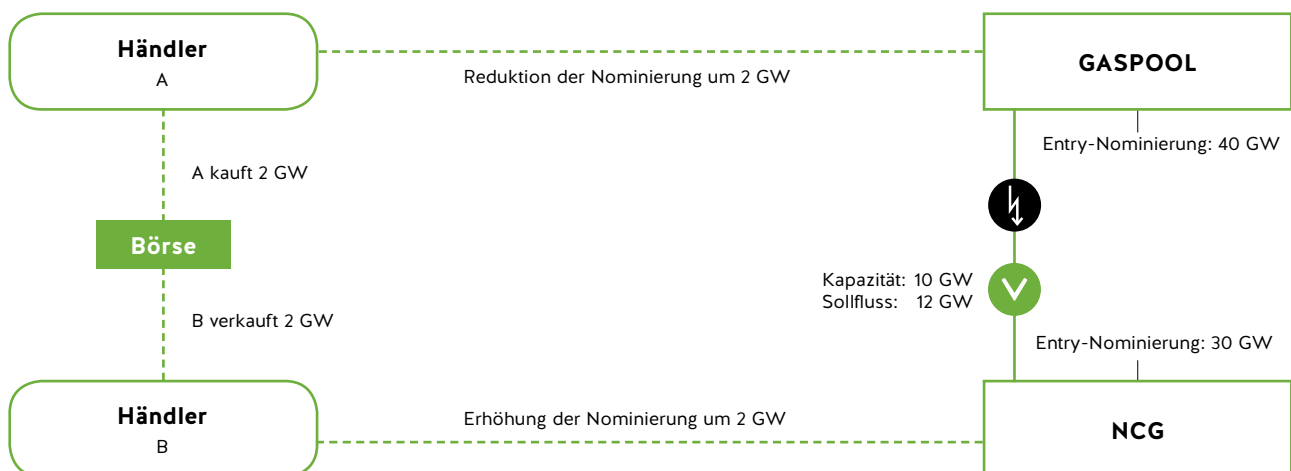


Beispiel Drittnetznutzung: Umgehung eines Engpasses zwischen GASCADE und OGE/ GRTD durch einen Fluss über zwei Grenzübergangspunkte in Tschechien

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 23: Beispiel börsenbasiertes Spreadprodukt

Börsenbasiertes Spreadprodukt: Fiktiver Gastransport von einem Fernleitungsnetzbetreiber zu einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber durch einen lokalen An- und Verkauf von Gasmengen. Bei dieser Lösung werden die überschüssigen Mengen in einem Netzbereich verkauft und die entsprechend fehlenden Mengen in einem anderen Netzbereich gekauft. Die Netze werden also unter Zuhilfenahme der Marktteilnehmer ausgeglichen.



Beispiel börsenbasiertes Spreadprodukt: Umgehung eines Engpasses zwischen GASPOOL und NCG durch den Verkauf der überschüssigen Mengen im Marktgebiet der GASPOOL und den Ankauf der fehlenden Mengen im Marktgebiet der NCG (Quelle: <http://www.marktgebietszusammenlegung.de>)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Nach (aktueller rechtlicher) Einschätzung der BNetzA sollten die o. g. kommerziellen Instrumente im Rahmen eines Überbuchungssystems Anwendung finden. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind dazu in Abstimmung mit der BNetzA. Dazu ist ein förmliches Konsultationsverfahren mit dem Ziel einer Festlegung durch die BNetzA gestartet worden.

6.4 Alternativen zu marktbasierten Instrumenten

Eine Alternative zu den durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagenen MBI ist der Ausbau des Netzes, um die Kapazität im gesamtdeutschen Marktgebiet zu erhalten. Dagegen spricht zum einen, dass ein überwiegender Teil der erforderlichen Maßnahmen erst in fünf bis sieben Jahren realisiert werden kann und damit eine Umsetzung bis zum Start des gemeinsamen Marktgebietes definitiv nicht gegeben ist. Zum anderen würden die Kosten für einen solchen Ausbau – abhängig vom unterstellten Kapazitätsgerüst – im einstelligen Mrd. Euro-Bereich liegen und darüber hinaus Kosten über einen Abschreibungszeitraum von bis zu 55 Jahren verursachen, was in keinem angemessenen Kosten-Nutzen-Verhältnis steht.

Eine weitere Alternative zum Einsatz der MBI ist die Kürzung von Entry-Kapazität. Insbesondere bFZK und FZK könnten in einem gemeinsamen Marktgebiet nicht vollständig erhalten bleiben. Eine Reduzierung um ca. 200 GWh/h – was etwa 78 % gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 entspräche – wäre die Folge. Bereits gebuchte Kapazitäten und die Reservierungsquote blieben davon unberührt.

6.5 NewCap im Netzentwicklungsplan Gas

Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wird die Ermittlung der Ausbaumaßnahmen aufgrund der neuen Systematik in einem Marktgebiet um weitere Prozessschritte ergänzt werden müssen. Prinzipiell muss dazu im Rahmen der Modellierung eine Bewertung stattfinden, ob der Einsatz von MBI oder ein Ausbau des Netzes vorteilhaft ist. Dazu müssen die Kosten der jeweiligen Variantenuntersuchung auf vergleichbarer Basis, wie z. B. die Ermittlung eines Barwertes, gegenübergestellt werden.

6.6 Behandlung von Kosten für marktbasierte Instrumente

Der Einsatz der MBI erfolgt modellbedingt am effizientesten Ort, der nicht zwingend mit dem Ort der Verursachung des Engpasses übereinstimmen muss. Damit können weder die Engpässe noch die resultierenden Kosten den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern eindeutig und verursachungsgerecht zugeordnet werden. Dies muss auch im Effizienzvergleich Berücksichtigung finden. Die Kosten für MBI müssen daher ergebnisneutral für die Fernleitungsnetzbetreiber wirken und dürfen den Effizienzvergleich nicht beeinflussen.

Zur Sicherstellung eines effizienten Netzzugangs sollte darüber hinaus im Netzentwicklungsplan Gas regelmäßig überprüft werden, ob die Kosten der MBI nachhaltig die Kosten eines alternativen Netzausbaus übersteigen. Sollte dies der Fall sein, sollten die MBI durch einen entsprechenden Netzausbau abgelöst werden.

6.7 Marktdialog – Stellungnahmen nach Marktinformation

Am 06. Februar 2019 fand im Rahmen der E-world die erste Marktdialog-Veranstaltung zur Marktgebietszusammenlegung statt. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dort ihre ersten Überlegungen zu einem deutschlandweiten Kapazitätsmodell vorgestellt. Der Markt wurde um Rückmeldung bis 17. März 2019 zu den vorgestellten Überlegungen gebeten.

Die Stellungnahmen sind unter <http://www.marktgebietszusammenlegung.de/stellungnahmen/> veröffentlicht. Die Inhalte und Anregungen wurden auf der zweiten Marktdialog-Veranstaltung am 04. Juni 2019 in Berlin diskutiert.

Grundsätzlich gibt es drei Themenschwerpunkte, die der Markt in den Dialog eingebracht hat: Kapazitätsmodell, Ausgestaltung marktbasierter Instrumente und Organisatorisches.

An dieser Stelle soll nur auf die beiden Themenblöcke Kapazitätsmodell und Ausgestaltung marktbasierter Instrumente eingegangen werden.

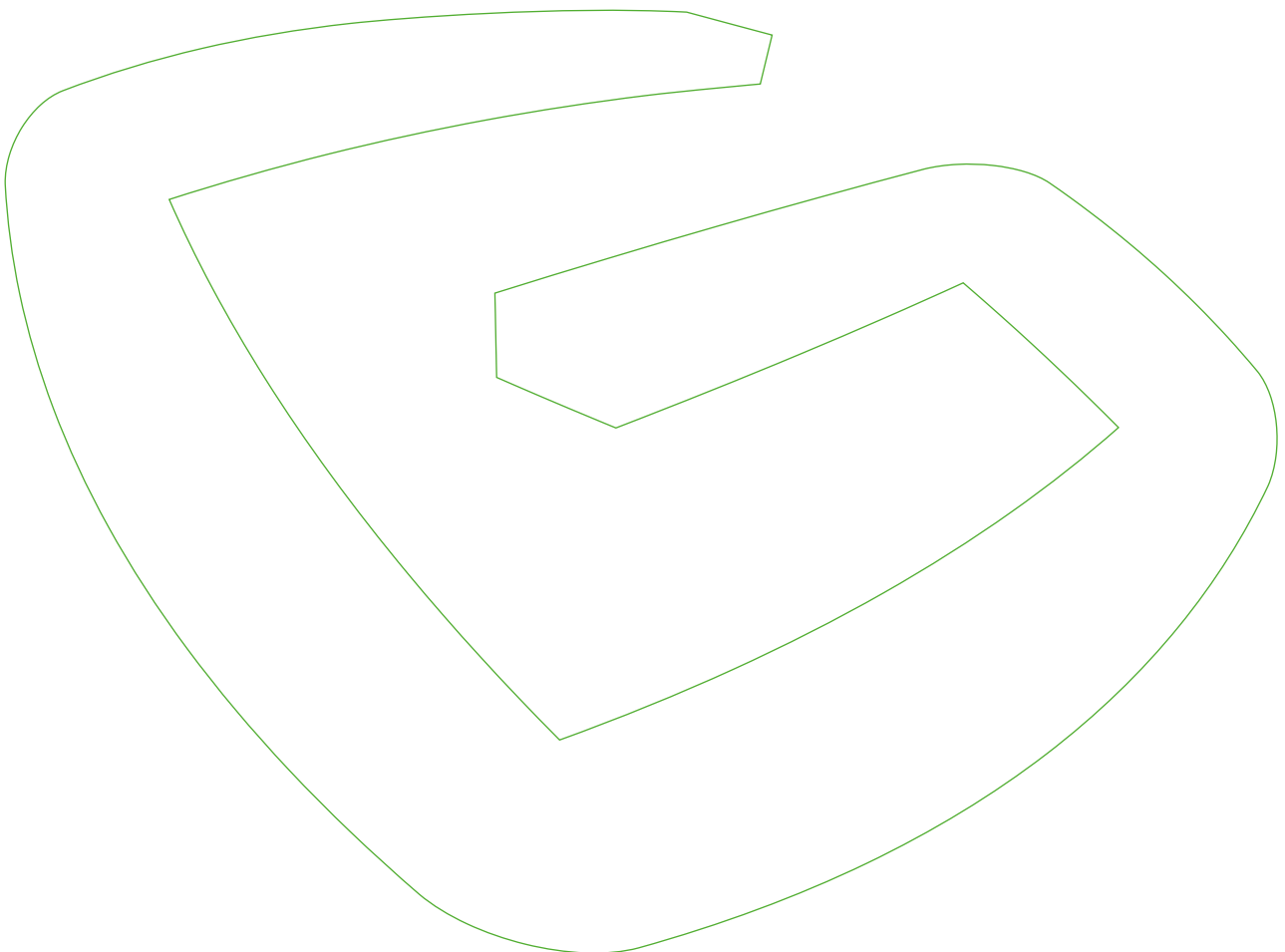
Die Kapazitätsfrage ist für den Markt von zentraler Bedeutung, da eine drastische Reduktion des Angebotes negative Auswirkungen hätte. Folgende Argumente sind den Stellungnahmen zu entnehmen:

- Reduktion von Entry-Kapazitäten schwächt die Marktliquidität, die Versorgungssicherheit Deutschlands (auch im EU-Ausland) und die Wettbewerbsintensität.
- Beeinträchtigung der Bezugsdiversifizierung und Investitionssicherheit
- eventuell Wirtschaftlichkeit deutscher Speicher gefährdet sowie Verlagerung von Transiten möglich
- Deutschland ist die Gas-Drehzscheibe Europas, Position Deutschlands im EU-Wettbewerb gefährdet.
- Kapazitätsreduktion widerspricht dem Ziel der Marktliquiditätssteigerung, welche Ausgangspunkt für EU-grenzübergreifende Entwicklungen ist.
- Ziel des EU Gas Target Modell von EU-Regulierern – Liquiditätsschaffung – gefährdet
- Lieferverpflichtungen in Deutschland gefährdet. (Versorger und Verbraucher betroffen); Kostenbelastung für den Endkunden steigt.
- Höherer Gaspreis erwartet, wirkt auch auf Strompreis.

Hinsichtlich des Kapazitätsmodells und insbesondere bezogen auf den Einsatz marktbasierter Instrumente äußerte sich der Markt folgendermaßen:

- Netzausbau ist als Lösungsansatz kurzfristig nicht realisierbar und mit dauerhaft hohen Kosten verbunden.
- Marktbasierter Lösungsansatz wird stark unterstützt.
- marktbasierte Instrumente unverzichtbar für fristgerechte und kosteneffiziente Umsetzung
- Vorteile bei Start zum 01. Oktober 2021 mit MBI: keine Kostenbelastung, wenn Bedarf nicht da ist
- transparente Instrumente als Alternative zu kostenintensivem Netzausbau
- wettbewerbliche Kostenoptimierung, bedarfsgerechter, kostengünstiger, geringerer Realisierungszeitraum
- Verweis auf Marktgebietskooperation in Frankreich

Gasaustausch 7



7 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

In diesem Kapitel werden aktuelle Entwicklungen zum Prozess Incremental Capacity genannt (vgl. Kapitel 7.1). Anschließend werden die Annahmen und Ergebnisse zur H-Gas-Quellenverteilung beschrieben (vgl. Kapitel 7.2), bevor in den Kapiteln 7.2.4 bis 7.2.6 auf die Grenzübergangspunkte der drei Regionen eingegangen wird. Im Kapitel 7.3 erfolgt eine Darstellung der virtuellen Kopplungspunkte (VIP). Die Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz und Italien wird in Kapitel 7.4 aufgezeigt. Kapitel 7.5 beschäftigt sich mit der Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl.

7.1 Incremental Capacity

Im April 2017 ist die neue Verordnung (EU) 2017/ 459 (NC CAM) in Kraft getreten. Diese sieht einen europäischen Prozess für neu zu schaffende Kapazitäten (Incremental Capacity) vor. Über dieses Instrument sollen Kapazitätsnachfragen der Transportkunden in einem marktbasierten Verfahren frühzeitig in eine nachhaltige Weiterentwicklung der Gasfernleitungsinfrastruktur eingehen.

Der Prozess startet ab 2017 mindestens zweijährlich mit der Jahresauktion mit einer unverbindlichen Marktabfrage nach dem Bedarf nach zusätzlichen marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten. Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen daraufhin Analysen dieser Bedarfe. Falls die benötigten Kapazitäten ohne Ausbau bereitgestellt werden können, endet der Prozess. Andernfalls veröffentlichen die Fernleitungsnetzbetreiber einen Entwurf ihres Projektvorschlags zur Schaffung der nachgefragten Transportkapazität inklusive einer technischen Studie. Nach einer öffentlichen Konsultation überarbeiten sie das Entwurfsdokument und reichen den Projektvorschlag zur Genehmigung bei der BNetzA ein. Abhängig von dieser Genehmigung werden Angebotslevel mit neu zu schaffenden Kapazitäten in den nächsten Jahresauktionen angeboten. Nach den Buchungen erfolgt ein Wirtschaftlichkeitstest. In diesem prüft die BNetzA, ob ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität tatsächlich umgesetzt wird. Dafür müssen neu zu schaffende Kapazitäten in einem Umfang gebucht worden sein, der einen angemessenen Teil der voraussichtlichen Projektkosten deckt.

Im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2017–2019 wird in der Jahresauktion am 01. Juli 2019 neu zu schaffende Ausspeisekapazität von GASPOOL zum TTF (Niederlande) angeboten.

Während der Konsultationsphase des vorliegenden Dokuments vom 17. Juni 2019 bis zum 12. Juli 2019 finden die Auktionen statt. Falls das Projekt für neu zu schaffende Kapazität umgesetzt wird, gehen die mit dem erfolgreichen Angebotslevel korrespondierenden technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK) in den überarbeiteten Szenariorahmen ein. Die Dokumente zum Incremental Capacity-Zyklus 2017–2019 sind auf der Homepage www.fnb-gas-capacity.de veröffentlicht.

Mit den Jahresauktionen am 01. Juli 2019 beginnt der Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021. Dessen Ergebnisse finden jedoch frühestens Eingang in den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beobachten weiterhin einen Trend im Markt zu kurzfristigeren Kapazitätsbuchungen. Vor diesem Hintergrund sind die Fernleitungsnetzbetreiber skeptisch, dass das Incremental Capacity-Verfahren allein ausreichende Ausbausignale senden kann. Falls aus Versorgungssicherheitsgründen erforderlich, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber in der Lage sein, neben dem Incremental Capacity-Prozess Zusatzkapazitäten zur Darstellung einer ausreichenden Versorgungssicherheit berücksichtigen zu können.

7.2 H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen europäischen Eigenproduktion und der L-H-Gas-Umstellung wird der H-Gas-Importbedarf in Europa in den nächsten Jahren zunehmen. Da die deutsche Fernleitungsinfrastruktur traditionell stark durch grenzüberschreitende Erdgasströme zur Versorgung der angrenzenden west- und südeuropäischen Nachbarstaaten geprägt ist, ist zu erwarten, dass die Anforderung im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Erdgasaustausch zukünftig weiter steigen wird.

Um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber das im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 erstmals erstellte und in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickelte Modell zur Quellenverteilung aktualisiert.

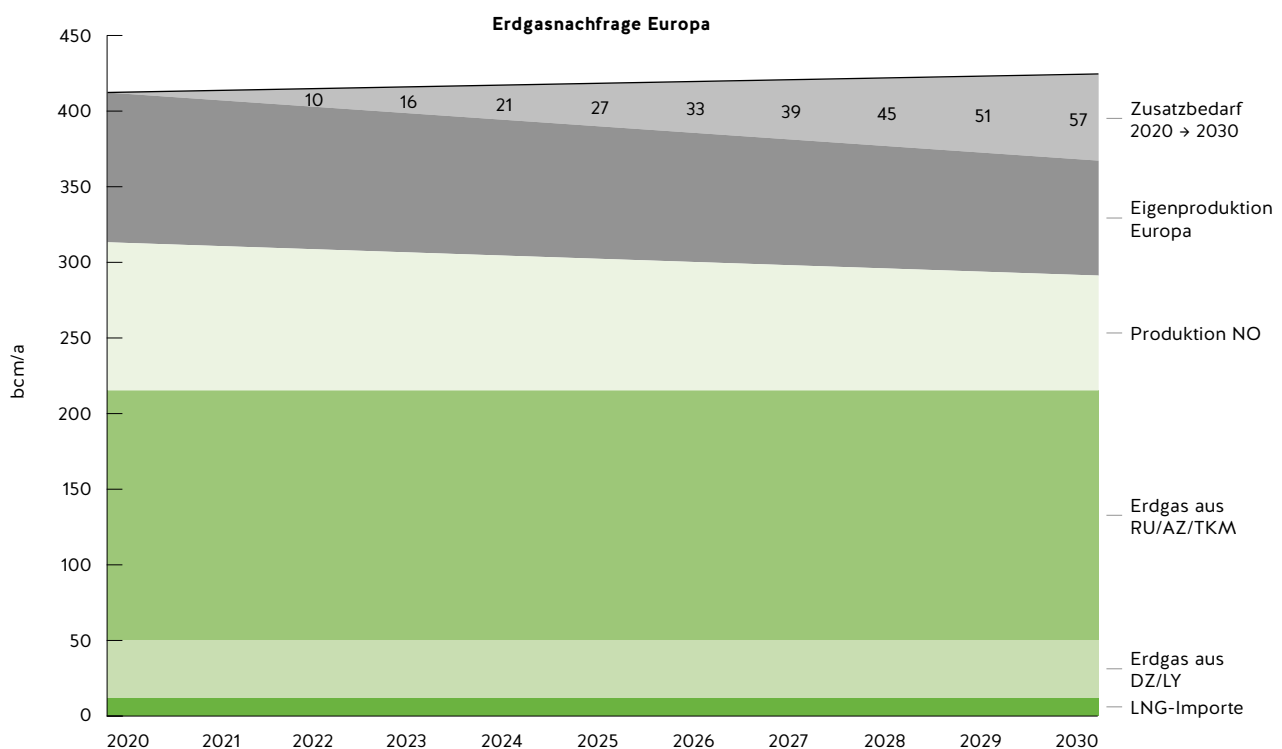
Grundsätzlich haben sich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 folgende Änderungen bei der Erstellung der H-Gas-Quellenverteilung ergeben:

- TYNDP: Verwendung des TYNDP 2018 anstatt des TYNDP 2017
- Leitungen: Berücksichtigung von neuen Leitungsprojekten nur bei Vorliegen einer FID

7.2.1 Erdgasbedarf Europa

Auf Basis der Daten des aktuellen TYNDP 2018 ergibt sich bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Startjahr 2020 ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von rund 57 bcm/a (vgl. Abbildung 24).

Abbildung 24: Mögliche Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Bilanzraum



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2018

Der Raum, über den die Bilanz erstellt ist, umfasst auf der Nachfrageseite neben den EU28-Staaten die Schweiz, Bosnien-Herzegowina, Serbien und Mazedonien.

Für die Bedarfsseite wurde aus dem TYNDP 2018 das „EUCO30-Szenario“ herangezogen, da es im Rahmen der ENTSG-Szenarien bis 2030 einen mittleren Pfad unter Berücksichtigung der europäischen Klimaschutzziele abbildet. Die Werte des Startjahres 2020 wurden dem „Best Estimate-Szenario“ entnommen.

Für die Angebotsseite sind die Erdgasmengen, die über bestehende Leitungen sowie über LNG-Bestandsanlagen geliefert werden, auf dem planerisch unterstellten Niveau des Basisjahres von 2020 konstant über alle Jahre angenommen. Hierbei wurde zur planerischen Deckung des Gasbedarfs im Startjahr 2020 für Pipeline-Lieferungen jeweils der Mittelwert aus Minimum- und Maximum-Szenario für das Jahr 2020 zu Grunde gelegt und der verbleibende Bedarf planerisch durch LNG gedeckt.

Da die innereuropäischen und norwegischen Produktionsmengen rückläufig sind, ergibt sich zusammen mit der unterstellten Entwicklung des Gasbedarfs gemäß EUCO30-Szenario ein planerischer Zusatzbedarf bezogen auf das Basisjahr. Auf der Angebotsseite ist im TYNDP 2018 ab dem Jahr 2022 eine signifikante Eigenproduktion Zyperns unterstellt (rund 11 bcm/a), die über noch zu realisierende Infrastrukturprojekte (EastMed) dem europäischen Markt zur Verfügung gestellt werden könnte. Da es sich hierbei um ein Projekt mit Status „Less-Advanced“ handelt, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber diese Produktionsmengen nicht.

7.2.2 Transportwege und Infrastrukturprojekte

Grundsätzlich gehen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 davon aus, dass die neuen Erdgasmengen über zwei Transportmittel nach Europa gelangen werden. Zum einen wird zusätzliches Erdgas über neue Leitungen aus Russland, Afrika und dem kaspischen Raum nach Europa transportiert, zum anderen werden Mengen per Tankschiff als LNG (Liquefied Natural Gas) zur Verfügung gestellt.

Da der planerisch unterstellte zusätzliche Importbedarf auf Basis des TYNDP 2018 im Vergleich zum TYNDP 2017 noch einmal zurückgegangen ist und damit deutlich niedriger als noch im TYNDP 2015 ist, gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass wesentlich weniger zusätzliche Infrastrukturprojekte für die Versorgung Europas benötigt werden, als noch vor einigen Jahren angenommen wurde.

Daher werden im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 grundsätzlich nur Projekte mit finaler Investitionsentscheidung (sog. FID-Projekte) berücksichtigt.

Die deutschen LNG-Terminals in Brunsbüttel und Wilhelmshaven werden in der H-Gas-Quellenverteilung nicht berücksichtigt, da diese unmittelbar in der H-Gas-Bilanz im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 angesetzt werden.

Als Datengrundlage für die in der Betrachtung berücksichtigten LNG-Terminals dienen die Annexe A und C des TYNDP 2018. Zusätzlich wurde die GIE Investment Database (Stand: Januar 2018) zur Bestimmung der aktuellen technischen Kapazitäten der LNG Terminals herangezogen. Tabelle 23 gibt einen Überblick über die für die H-Gas-Quellenverteilung potenziell relevanten und im TYNDP 2018 aufgeführten Infrastrukturprojekte mit ihren technischen Kapazitäten und Inbetriebnahmezeitpunkten sowie der Zuordnung zu den betrachteten Regionen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber erwarten, dass durch die Baltic Pipe keine zusätzlichen Erdgasmengen für Europa verfügbar sind. Daher wird dieses Projekt nicht in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt.

Tabelle 23: Berücksichtigte Infrastruktur für die H-Gas-Quellenverteilung

Typ	Infrastrukturprojekt	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (bcm/a)	Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung	Region
Leitung	NORD STREAM 2 ¹⁾	2019	19,60	–	Nordost
Leitung	BALTIC PIPE	2022	10,00	–	Nordost
Summe Leitungen Nordost			29,60	–	
Leitung	NORD STREAM 2	2019	35,40	35,40	Süd
Leitung	TAP	2019	10,00	10,00	Süd
Leitung	GALSI	2019	9,00	–	Süd
Leitung	EASTMED	2020	12,00	–	Südost
Leitung	WHITE STREAM	2022	17,00	–	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe I)	2023	19,25	–	Südost
Leitung	AGRI	2026	8,00	–	Südost
Leitung	EASTRING (Ausbaustufe II)	2028	19,25	–	Südost
Summe Leitungen Süd/Südost			129,90	45,40	
LNG	Klaipeda LNG Terminal ²⁾	2014/2025	4,00	4,00	Nordost
LNG	Swinoujscie	2015	5,00	5,00	Nordost
LNG	Göteborg Go4LNG	2021	1,00	–	Nordost
LNG	Skulte	2022	5,00	–	Nordost
LNG	Muuga (Tallin LNG)	2023	4,00	–	Nordost
LNG	FSRU Baltic Sea Cost	2023	4,65	–	Nordost
LNG	Swinoujscie (Erweiterung)	2024	2,50	–	Nordost
LNG	Paldiski	2026	4,70	–	Nordost
Summe LNG Nordost			30,85	9,00	

¹⁾ Die in der Region Nordost gelegene Leitung NORD STREAM 2 hat eine technische Kapazität von 55 bcm/a. Da allerdings bei der Jahresauktion 2017 35,4 bcm/a zum Transport in Richtung Tschechien über den neuen Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL gebucht wurden, wird die Gesamtleistung in der H-Gas-Quellenverteilung auf die Regionen Nordost und Süd aufgeteilt. Die Berücksichtigung der restlichen 19,6 bcm/a wird im folgenden Unterkapitel erläutert.

²⁾ Bestandsterminal/ Ersatzterminal

Typ	Infrastrukturprojekt	Inbetriebnahme	Technische Kapazität (bcm/a)	Berücksichtigung in der H-Gas-Quellenverteilung	Region
LNG	Fos-Tonkin	1972	3,40	3,40	West
LNG	Montoir	1980	10,00	10,00	West
LNG	Zeebrugge	1987	9,00	9,00	West
LNG	Isle of Grain	2005	19,50	19,50	West
LNG	Teesside LNG port	2007	4,20	4,20	West
LNG	Milford Haven - Dragon	2009	21,00	21,00	West
LNG	Milford Haven - South Hook	2009	7,60	7,60	West
LNG	Fos Cavaou	2010	8,25	8,25	West
LNG	Gate Terminal	2011	12,00	12,00	West
LNG	Dunkerque	2016	13,00	13,00	West
LNG	Zeebrugge (Erweiterung)	2019	4,00	4,00	West
LNG	Gate Terminal (Erweiterung)	2021	4,00	-	West
LNG	Inisfree LNG Cork	2023	3,75	-	West
LNG	Shannon	2023	2,90	-	West
LNG	Fos Cavaou (Erweiterung)	2024	8,25	-	West
LNG	Montoir (Erweiterung)	2024	3,40	-	West
Summe LNG West			134,25	111,95	
LNG	Barcelona	1968	17,10	17,10	Südwest
LNG	Huelva	1988	11,80	11,80	Südwest
LNG	Cartagena	1989	11,80	11,80	Südwest
LNG	Bilbao	2003	8,80	8,80	Südwest
LNG	Sines	2004	7,60	7,90	Südwest
LNG	Sagunto	2006	8,80	8,80	Südwest
LNG	Mugardos	2007	3,60	3,60	Südwest
LNG	Musel/Gijón ³⁾	2014/2020	7,00	7,00	Südwest
LNG	Teneriffa (Neuanlage)	2022	1,40	-	-
LNG	Mugardos (Erweiterung)	2024	3,60	-	Südwest
LNG	Gran Canaria (Neuanlage)	2028	1,40	-	Südwest
Summe LNG Südwest			82,9	76,50	
LNG	Panigaglia	1971	3,40	3,40	Süd
LNG	Porto Levante LNG terminal	2009	7,58	7,58	Süd
LNG	OLT Offshore LNG Toscana	2013	3,80	3,80	Süd
LNG	Malta LNG Delimara	2017	1,00	-	Süd
LNG	Krk Island (Neuanlage)	2020	2,75	2,75	Süd
LNG	Cagliari (Neuanlage)	2021	0,50	-	Süd
LNG	Porto Empedocle (Neuanlage)	2022	10,00	-	Süd
LNG	Krk Island (Erweiterung)	2024	2,75	-	Süd
Summe LNG Süd			31,78	17,53	
LNG	Revythoussa	2000	5,00	5,00	Südost
LNG	Revythoussa (Erweiterung)	2019	2,75	2,75	Südost
LNG	Alexandroupolis (Neuanlage)	2021	6,00	-	Südost
LNG	Cyprus Gas2EU Lemesos Port	2021	1,40	-	Südost
Summe LNG Südost			15,15	7,75	
Summe Leitungen			159,50	15,40⁴⁾	
Summe LNG			294,93	222,73	

³⁾ Bestandsterminal. Finale Netzanbindung in 2020⁴⁾ Bei Berücksichtigung der Substitutionsmengen für den Ukraine-Transit (30 bcm/a)

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2018

7.2.3 Versorgungsvariante für Europa

Im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung werden die Auswirkungen der Infrastrukturprojekte auf Deutschland ermittelt.

Für das Jahr 2030 ergibt sich bei Unterstellung der in Kapitel 7.2.1 aufgeführten Prämissen ein zusätzlicher Importbedarf für Europa in Höhe von rund 57 bcm/a, der über LNG und zusätzliche Pipeline-Projekte gedeckt werden muss.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass über die FID-Projekte Nord Stream 2 (55 bcm/a) und TAP (10 bcm/a) zusätzliche Gasmengen für Europa zur Verfügung stehen.

Für das Leitungsprojekt Nord Stream 2 wurden im Rahmen von more capacity in einem mehrstufigen Prozess Transportkapazitäten auf der europäischen Kapazitätsplattform PRISMA angeboten und in gut 400 Jahresauktionen erstanden. Die Buchungen beziehen sich auf die Marktraumübergänge zwischen GASPOOL und Russland sowie GASPOOL und der Tschechischen Republik und beinhalten dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK), die bis ins Jahr 2039 reichen.

Da die Auktionsergebnisse als verbindliche Buchungen in die H-Gas-Bilanz aufgenommen werden, muss dies in der H-Gas-Quellenverteilung entsprechend berücksichtigt werden:

- Gemäß Auktionsergebnis werden rund 35,4 bcm/a vom Anlandepunkt Lubmin II über den neuen Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL in die Tschechische Republik transportiert und stehen damit in der Region Süd/ Südost zusätzlich zur Verfügung.
- Die verbleibenden rund 19,6 bcm/a sind auf der Einspeiseseite ebenfalls gebucht und stehen dem deutschen bzw. westeuropäischen Markt zur Verfügung. Von diesen 19,6 bcm/a werden zwar 9,7 bcm/a als DZK zu bestehenden Grenzübergangspunkten in die Tschechische Republik transportiert, allerdings werden diese Exits bisher von Entry-Punkten im Westen und über den Grenzübergangspunkt Mallnow versorgt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen es als gesichert an, dass diese Einspeisekapazitäten auch in der Zukunft als Quelle für Deutschland zur Verfügung stehen. Darum werden sie durch die neuen DZK aus Lubmin II lediglich von den Grenzübergangspunkten in die Tschechische Republik zu anderen Exit-Punkten „verdrängt“. Deshalb werden die kompletten 19,6 bcm/a als zusätzlicher Entry angesetzt.

In der H-Gas-Quellenverteilung werden daher die Transite in die Tschechische Republik in Höhe von rund 35 bcm/a in der Region Süd/ Südost zusätzlich berücksichtigt, wobei hiervon allerdings nur rund 5 bcm/a als potenziell zusätzlich zur Verfügung stehendes Erdgas für Deutschland bzw. Westeuropa angenommen werden. Die restlichen Mengen werden analog zu den Annahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 als Substitution für einen Teil der Liefermengen aus Russland via Ukraine berücksichtigt.

Da die verbleibenden rund 20 bcm/a aus der Nord Stream 2 einspeiseseitig verbindlich gebucht sind, muss die Wirkung nicht über die H-Gas-Quellenverteilung ermittelt werden. Dadurch reduziert sich der über die H-Gas-Quellenverteilung zu berücksichtigende Importbedarf von rund 57 bcm/a auf rund 37 bcm/a.

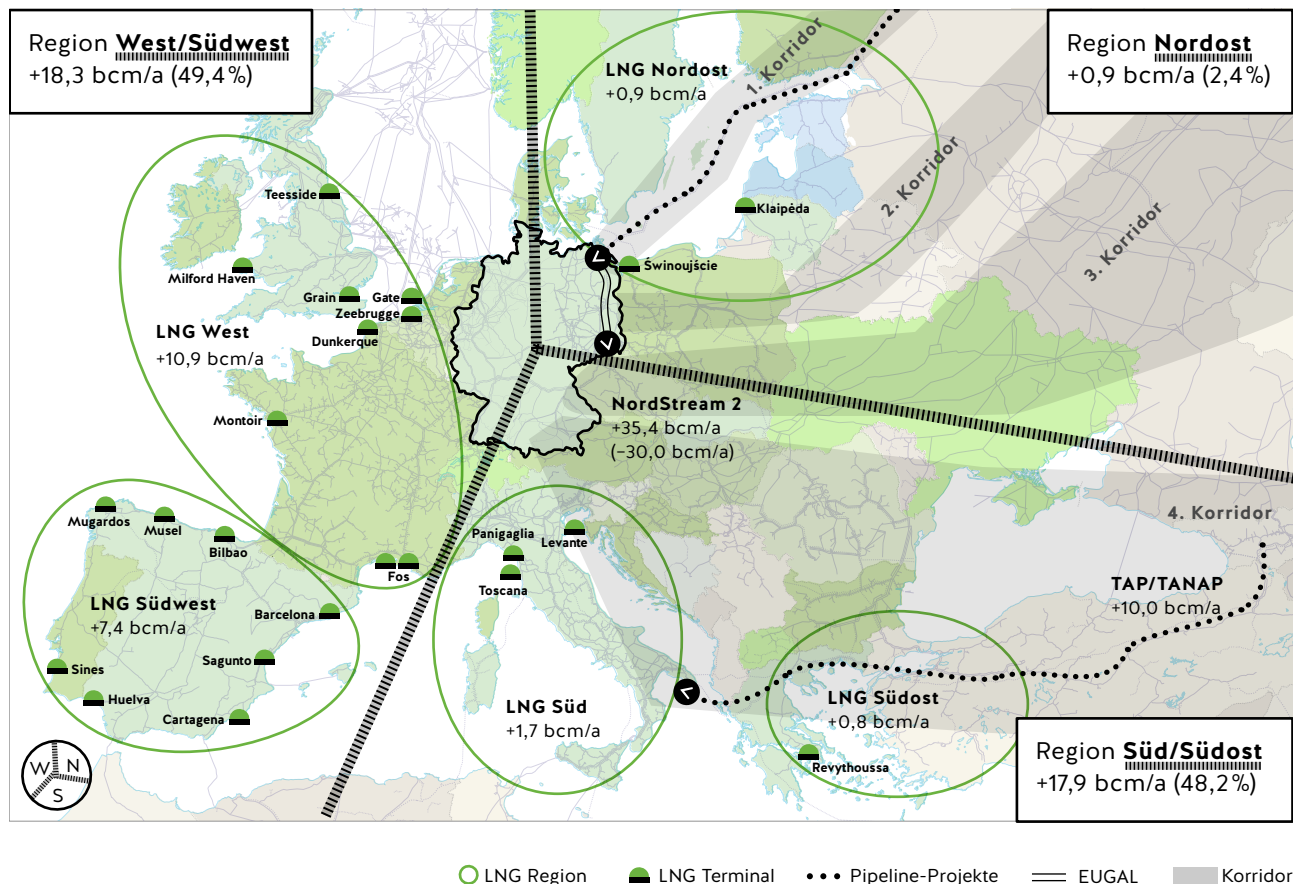
Über die Leitungsprojekte TAP und die Transitmengen der Nord Stream 2 stehen damit abzüglich der Substitutionsmengen für den Ukraine-Transit rund 15 bcm/a in der Region Süd/ Südost zusätzlich zur Verfügung. Da diese Mengen nicht zur Deckung des Zusatzbedarfs von rund 37 bcm/a in 2030 ausreichen, müssen zusätzliche LNG-Mengen in Höhe von rund 22 bcm/a angestellt werden. Unter Berücksichtigung des erwarteten LNG-Bedarfs in 2020 von rund 12 bcm/a beläuft sich der gesamte LNG-Bedarf im Jahr 2030 auf 34 bcm/a, was zu einer ratierlichen Auslastung aller Neu- und Bestandsanlagen von rund 15 % führt.

Das Ergebnis für die zusätzlichen Leitungs- und LNG-Mengen zur Deckung des Zusatzbedarfs sowie die Verteilung der Mengen auf Regionen und Teilregionen ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Insgesamt ergibt sich folgende regionale Aufteilung:

- Anteil Region Nordost: 2,4 %
- Anteil Region West/ Südwest: 49,4 %
- Anteil Region Süd/ Südost: 48,2 %

Abbildung 25: Deckung des europäischen Zusatzbedarfs bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die zusätzlich benötigten Mengen aus der Region Nordost von rund 2 % über die H-Gas-Quellenverteilung stammen von LNG-Anlagen. Entsprechend der Ausführungen im Kapitel 7.2.6 werden keine zusätzlichen Kapazitäten aus dieser Region angesetzt. Daher werden die rund 2 % im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 auf die beiden anderen Regionen aufgeteilt.

7.2.4 Grenzübergangspunkte zur Region West-/ Südwesteuropa

Norwegen

Grenzübergangspunkte Dornum und Emden EPT

Das norwegische Export-System ist an den Grenzübergangspunkten Dornum und Emden EPT mit dem NCG-Marktgebiet und mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Diese Grenzübergangspunkte dienen der Übernahme von H-Gas aus Norwegen.

Aufgrund der Aufkommensentwicklung in Norwegen und des Projektes „Baltic Pipe“ (TRA-N-271, TRA-N-780) zum Abtransport von Gas aus Norwegen in Richtung Dänemark/ Polen werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Niederlande

Das niederländische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten Bunde/ Oude Statenzijl, Vreden, Elten/ Zeevenar, Tegelen, Haanrade, Bocholtz-Vetschau und Bocholtz mit dem NCG-Marktgebiet und am Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl

Der Grenzübergangspunkt Bunde/ Oude Statenzijl dient zur Übernahme von L-Gas in das Marktgebiet GASPOOL sowie von H-Gas in die Marktgebiete GASPOOL und NCG. Die H-Gas-Grenzübergangspunkte zur GTS werden bidirektional betrieben.

Die Bereitstellung von zusätzlichen Transportkapazitäten im H-Gas wurde von GTS im niederländischen Netzentwicklungsplans 2017 (NOP) vorgesehen [GTS 2017]. Insbesondere durch den Ausbau von LNG-Terminals in den Niederlanden entstehen zusätzliche Potenziale, die in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt werden können.

Daher werden die Grenzübergangspunkte Bunde/ Oude Statenzijl in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt Vreden

Der Grenzübergangspunkt Vreden dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Nach der aktuellen Planung der Umstellung von L-Gas auf H-Gas wird das an den Grenzübergangspunkt Vreden angeschlossene Transportsystem in 2029 auf H-Gas umgestellt.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Vreden in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar

Der Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar dient derzeit der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Nach der Umstellung von den heute mit L-Gas versorgten Gebieten auf H-Gas soll das angebundene Transportsystem effizient weiterbetrieben werden.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Elten/ Zevenaar in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt Tegelen

Der Grenzübergangspunkt Tegelen dient heute der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden. Am Grenzübergangspunkt Tegelen ist lediglich ein kleineres, regionales L-Gas-Transportsystem angeschlossen.

Eine Erhöhung der Import-Leistungen am Grenzübergangspunkt Tegelen würde daher einen sofortigen Netzausbau bedarf des angeschlossenen regionalen Transportsystems bzw. Investitionen in den Anschluss an andere, weiterführende Transportsysteme nach sich ziehen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber favorisieren die an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossenen Grenzübergangspunkte für die Übernahme von Gasmengen.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Grenzübergangspunkt Haanrade

Der Grenzübergangspunkt Haanrade ist an das niederländische Regionalnetz angeschlossen und dient derzeit der Übernahme von L-Gas aus den Niederlanden.

Das nachgeschaltete Inselnetz wird bis auf weiteres mit L-Gas betrieben. Erst mit einer auf niederländischer Seite vollzogenen L-H-Gas-Umstellung kann in diesem Netzbereich ebenfalls eine Umstellung erfolgen. Nach bisherigem Planungsstand ist dies erst nach 2030 der Fall.

Die Fernleitungsnetzbetreiber favorisieren die an das überregionale Fernleitungsnetz angeschlossenen Grenzübergangspunkte für die Übernahme von Gasmengen.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau

Der Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau dient der Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden.

Er bildet zusammen mit dem Grenzübergangspunkt Lichtenbusch und dem Marktgebietsübergangspunkt Broichweiden Süd einen Einspeiseverbund in das angeschlossene Leitungssystem. Mit fortschreitender Marktraumumstellung ergeben sich regional zusätzliche Absatzpotenziale und damit Möglichkeiten zur Erhöhung der Einspeiseleistungen.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Bocholtz-Vetschau in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt Bocholtz

Der Grenzübergangspunkt Bocholtz dient heute der Übernahme von H-Gas aus den Niederlanden.

Die aktuell am Grenzübergangspunkt Bocholtz anstehenden H-Gas-Importkapazitäten sind vollständig verplant. Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Bocholtz würde einen sofortigen Netzausbau bedarf des nördlichen TENP-Transportsystems nach sich ziehen. Stattdessen sollen die heute noch mit L-Gas aufgespeisten Grenzübergangspunkte effizient weiterbetrieben werden.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Belgien

Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch

Das belgische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch mit dem NCG-Marktgebiet und an dem Grenzübergangspunkt Eynatten mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Diese Grenzübergangspunkte werden zurzeit bidirektional betrieben.

Seitens Fluxys SA können aus Belgien über den Grenzübergangspunkt Eynatten Gasmengen bis zu 13 bcm/a, mit zusätzlichem Potenzial auf bis zu 20 bcm/a, für den deutschen Markt aus den LNG-Anlagen in Zeebrügge und Dünkirchen (Frankreich) bereitgestellt werden.

Daher werden der Grenzübergangspunkt Eynatten/ Raeren/ Lichtenbusch und der Grenzübergangspunkt Eynatten in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Luxemburg

Grenzübergangspunkt Remich

Das luxemburgische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Remich mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt Remich handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zur Versorgung von Luxemburg.

Im TYNDP 2018 ist eine Beibehaltung der bisherigen Kapazität angesetzt.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

7.2.5 Grenzübergangspunkte zur Region Süd-/ Südosteuropa

Frankreich

Grenzübergangspunkt Medelsheim

Das französische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Medelsheim mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Medelsheim dient heute der Übergabe von H-Gas nach Frankreich.

Gemäß der Verpflichtung zur nachfrageorientierten Bewirtschaftung gemäß § 15 (3) EnWG steht die Ausspeise-FZK nach Frankreich in Medelsheim grundsätzlich in Konkurrenz zur Inlandsnachfrage an internen Bestellungen bzw. für systemrelevante Kraftwerke in der betroffenen Region. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion 2019 an diesem Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim bzw. VIP France – Germany im Verlauf des Jahres 2019 wegverlagert werden kann.

Bezüglich einer möglichen Reversierung des Grenzübergangspunktes beschreibt GRTgaz SA Frankreich weiterhin das Projekt „Reverse capacity from France to Germany at Obergailbach“ in ihrem Plan Decennal 2018–2027 mit allen notwendigen Netzausbauten und hat es in den TYNDP 2018 eingebracht (TRA-N-047). Mit diesem Projekt soll ab 2023 am Grenzübergangspunkt Medelsheim die Übergabe von H-Gas in Höhe von 100 GWh/d von Frankreich nach Deutschland geschaffen werden, um einen Zugang zu den atlantischen LNG-Terminals zu erhalten. Eine endgültige Investitionsentscheidung zum französischen Projekt ist noch nicht getroffen.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Medelsheim in der Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Schweiz

Das schweizerische Transportsystem ist an den Grenzübergangspunkten Wallbach sowie RC Thayngen-Fallentor und RC Basel mit dem NCG-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkt Wallbach

Das schweizerische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Wallbach mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Wallbach dient heute der Übergabe von H-Gas in die Schweiz und weiter nach Italien.

Das grenzübergreifende Projekt von Snam Rete Gas und FluxSwiss zur Ermöglichung der Transportflüsse aus Italien über die Schweiz in Richtung Deutschland und Frankreich wurde im Jahr 2018 auf der italienischen und schweizerischen Seite abgeschlossen. Die für Deutschland bestimmten Leistungen in Höhe von 10 GWh/h können durch die Inbetriebnahme der Maßnahme Reversierung TENP (ID 305-02) über den Grenzübergangspunkt Wallbach abtransportiert werden.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Wallbach in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt RC Basel

Das schweizerische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt RC Basel mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt RC Basel handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt für das Stadtgebiet Basel.

Da es sich um ein odoriertes Netz handelt und keine adäquate Anbindung zum Fernleitungsnetz der Schweiz besteht, ist eine Reversierung nicht vorgesehen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Basel nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor

Das schweizerische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt für die Ostschweiz.

Da es sich um ein odoriertes Netz handelt und keine adäquate Anbindung zum Fernleitungsnetz der Schweiz besteht, ist eine Reversierung nicht vorgesehen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Thayngen-Fallentor nicht zur Verfügung.

Österreich

Die österreichischen Gasnetze sind an den Grenzübergangspunkten RC Lindau, Pfronten, Kiefersfelden, Überackern, Überackern 2 und Oberkappel mit dem NCG-Marktgebiet verbunden.

Darüber hinaus sind die in Österreich gelegenen Speicher Haidach, 7Fields und Nußdorf-Zagling an den Speicheranschlusspunkten USP Haidach und Haiming 3, Haiming 2-7F und Haiming 2-RAGES direkt mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden. Zudem sind die Speicher 7Fields und Nußdorf-Zagling am österreichischen Speicheranschlusspunkt Überackern 7Fields auch indirekt über die Penta West bei Überackern mit dem deutschen Fernleitungsnetz verbunden.

Grenzübergangspunkt RC Lindau

Das österreichische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt RC Lindau mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt RC Lindau handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zur Versorgung Vorarlbergs, Liechtensteins und Graubündens.

Diese Gebiete haben keine adäquate Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt RC Lindau nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Pfronten

Das österreichische Verteilergebiet des Marktgebiets Tirol ist an dem Grenzübergangspunkt Pfronten mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Bei dem Grenzübergangspunkt Pfronten handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zu einem Verteilernetzbetreiber im österreichischen Marktgebiet Tirol. Dieses Verteilergebiet hat keine Verbindung mit anderen Netzen.

Die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden (bayernets) und Pfronten sind von der bayernets zu der Ausspeisezone Kiefersfelden-Pfronten zusammengefasst.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Pfronten nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Kiefersfelden

Das österreichische Verteilergebiet des Marktgebiets Tirol ist bei Kiefersfelden über den Grenzübergangspunkt Kiefersfelden (bayernets) und den Grenzübergangspunkt Kiefersfelden/ Kufstein (OGE) mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Die Grenzübergangspunkte Kiefersfelden (bayernets) und Pfronten sind von der bayernets zu der Ausspeisezone Kiefersfelden-Pfronten zusammengefasst. OGE vermarktet Kapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Kiefersfelden-Kufstein“.

Bei dem Grenzübergangspunkt Kiefersfelden handelt es sich um einen reinen Ausspeisepunkt zu einem Verteilernetzbetreiber des österreichischen Marktgebiets Tirol. Dieses Verteilernetz hat keine Verbindung mit anderen Fernleitungsnetzen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen an dem Grenzübergangspunkt Kiefersfelden nicht zur Verfügung.

Grenzübergangspunkt Überackern

Das österreichische Transportsystem ist am Grenzübergangspunkt Überackern mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. bayernets und OGE vermarkten Kapazitäten an diesem Punkt unter Verwendung der Bezeichnung „Überackern“.

Der Grenzübergangspunkt Überackern wird zurzeit bidirektional betrieben.

Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2019–2028 [KNEP2018] unverändert zum KNEP 2016 eine technische Ausspeisekapazität (Exit Österreich/ Entry Deutschland) am Grenzübergangspunkt Überackern von rund 7,3 GWh/h aus.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Überackern in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt Überackern 2

Das österreichische Transportsystem ist am Grenzübergangspunkt Überackern 2 (bayernets) mit dem NCG-Marktgebiet verbunden. Der Grenzübergangspunkt Überackern 2 wird bidirektional betrieben.

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017–2026 [KNEP 2016] stellt Gas Connect Austria GmbH (GCA) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) einen Zusatzbedarf an FZK (Exit Deutschland/ Entry Österreich) in Höhe von 250.000 Nm³/h (rund 2.800 MWh/h) dar. Die europaweit erstmalig durchgeführte Versteigerung von neu zu schaffender Kapazität am Kopplungspunkt Überackern 2 durch GCA nach Vorgaben des Netzkodex für Kapazitätszuweisungsmechanismen zeigt, dass lt. GCA offenbar aktuell ein Zugang zum österreichischen virtuellen Handelspunkt nicht nachgefragt wird. Rückmeldungen von Marktteilnehmern indizieren, dass Interesse an neu zu schaffender Kapazität zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern 2 und Oberkappel besteht. Daher hat Gas Connect Austria GmbH (GCA) ein entsprechendes Projekt unter dem Projektnamen „GCA 2018/01 Überackern – Oberkappel“ in den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019–2028 [KNEP 2018] eingebracht, um die technische Kapazität am Ein-/ Ausspeisepunkt Überackern 2 (Überackern-SÜDAL) und am Ein-/ Ausspeisepunkt Oberkappel zu erhöhen und zusätzliche Kapazitätsbedarfe zwischen diesen beiden Punkten abzudecken.

Die Gas Connect Austria weist im KNEP 2019–2028 [KNEP 2018] weiterhin eine technische Einspeisekapazität (Exit Deutschland/ Entry Österreich) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 von rund 4,75 GWh/h aus. bayernets weist eine technische Ausspeisekapazität (BZK Exit Deutschland/ Entry Österreich) von 9,0 GWh/h aus. Die GCA weist im KNEP 2019–2028 [KNEP 2018] unverändert zum KNEP 2016 eine technische Ausspeisekapazität (Exit Österreich/ Entry Deutschland) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 von rund 7,3 GWh/h aus.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Überackern 2 in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt Oberkappel

Der Grenzübergangspunkt Oberkappel wird zurzeit bidirektional betrieben.

Über die Leitungsprojekte TAP (TRA-F-051, TRA-N-1193) und die Transitmengen der Nord Stream 2 (TRA-F-937) stehen gemäß Quellenverteilung (vgl. Kapitel 7.2.3) abzüglich der Substitutionsmengen für den Ukraine-Transit rund 15 bcm/a in der Region Süd/Südost zusätzlich zur Verfügung.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Oberkappel in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Tschechische Republik

Das tschechische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Waidhaus mit dem NCG-Marktgebiet und an den Grenzübergangspunkten Brandov-STEGAL, Olbernhau II und Deutschneudorf mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Zusätzlich ist der neue Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL vorgesehen, der nach derzeitiger Planung Ende 2019 in Betrieb genommen werden soll.

Grenzübergangspunkt Waidhaus

Der Grenzübergangspunkt Waidhaus dient heute der Übernahme von H-Gas aus der Tschechischen Republik.

Über die Leitungsprojekte TAP (TRA-F-051, TRA-N-1193) und die Transitmengen der Nord Stream 2 (TRA-F-937) stehen gemäß Quellenverteilung (vgl. Kapitel 7.2.3) abzüglich der Substitutionsmengen für den Ukraine-Transit rund 15 bcm/a in der Region Süd/Südost zusätzlich zur Verfügung.

Daher wird der Grenzübergangspunkt Waidhaus in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 geprüft.

Grenzübergangspunkt Brandov-STEAG

Der Grenzübergangspunkt Brandov-STEAG dient der Übernahme von H-Gas aus der Tschechischen Republik.

Im TYNDP 2018 ist keine Einspeisekapazität vorgesehen, da die polnische Regulierungsbehörde noch keine Genehmigung für konkurrierende Entry-Kapazitäten zwischen dem Grenzübergangspunkt Brandov-STEAG und dem Grenzübergangspunkt Mallnow erteilt hat.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Grenzübergangspunkt Olbernhau II

Der Grenzübergangspunkt Olbernhau II dient der Übergabe von H-Gas in die Tschechische Republik.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Olbernhau II nicht zur Verfügung.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Grenzübergangspunkt Deutschneudorf

Der Grenzübergangspunkt Deutschneudorf wird bidirektional betrieben.

Es sind weder aus der Region Nordost noch aus der Region Süd/ Südost Ausbaumaßnahmen geplant.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL

Der Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL soll der Übergabe von H-Gas aus dem russischen Export-System Nord Stream 2 (TRA-F-937) über EUGAL in die Tschechische Republik dienen.

Einspeisemengen für Deutschland stehen am Grenzübergangspunkt Deutschneudorf-EUGAL nicht zur Verfügung.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

7.2.6 Grenzübergangspunkte zur Region Nordosteuropa

Polen

Das polnische Marktgebiet YAMAL VTP ist am Grenzübergangspunkt Mallnow und das polnische E-Gas-Marktgebiet am Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS

Der Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS wird bidirektional betrieben.

Die Weiterentwicklung der Transportkapazität in Ost-West-Richtung, mit dem Ziel den Grenzübergangspunkt GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS mittelfristig als zusätzliche physische H-Gas-Quelle für Deutschland zu etablieren, liegt weiterhin im Fokus der Netzbetreiber ONTRAS und GAZ-SYSTEM.

In der H-Gas-Quellenverteilung werden keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Grenzübergangspunkt Mallnow

Der Grenzübergangspunkt Mallnow wird bidirektional betrieben.

Im TYNDP 2018 ist eine Beibehaltung der bisherigen Einspeisekapazitäten vorgesehen.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Russische Föderation

Das russische Export-System Nord Stream ist an dem Grenzübergangspunkt Greifswald mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden. Zusätzlich ist der neue Grenzübergangspunkt Lubmin II vorgesehen, der nach derzeitiger Planung Ende 2019 in Betrieb genommen werden soll. Über Lubmin II wird das russische Export-System Nord Stream 2 ebenfalls mit dem GASPOOL-Marktgebiet verbunden.

Grenzübergangspunkt Greifswald

Der Grenzübergangspunkt Greifswald dient der Übernahme von H-Gas aus der Nord Stream.

Die gebuchten Einspeisekapazitäten werden gemäß der NEP-Gas-Datenbank im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 berücksichtigt.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Grenzübergangspunkt Lubmin II

Der Grenzübergangspunkt Lubmin II soll der Übernahme von H-Gas aus der Nord Stream 2 (TRA-F-937) dienen.

Die zusätzlichen gebuchten Einspeisekapazitäten der Jahresauktion 2017 werden gemäß der NEP-Gas-Datenbank im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 berücksichtigt.

Daher werden in der H-Gas-Quellenverteilung keine zusätzlichen Einspeiseleistungen berücksichtigt.

Dänemark

Grenzübergangspunkt Ellund

Das dänische Transportsystem ist an dem Grenzübergangspunkt Ellund mit dem NCG Marktgebiet und dem GASPOOL Marktgebiet verbunden. Dieser Grenzübergangspunkt wird bidirektional betrieben.

Die dänische Gasproduktion in der Nordsee hat in der Vergangenheit den Markt in Dänemark und Schweden versorgt, Exporte gingen nach Deutschland und über eine Offshore-Leitung in die Niederlande. Die dänische Gasproduktion ist seit einigen Jahren rückläufig. Das größte Gasfeld in der dänischen Nordsee ist das Tyra Feld, das seit 1984 den Hauptbeitrag zu den dänischen Gasförderungen geliefert hat. Die Offshore-Produktionsanlagen des Tyra-Feldes, welche die wichtigste Drehscheibe für die Gasproduktion und Verarbeitung in der dänischen Nordsee darstellen, werden laut ENERGINET im Zeitraum von September 2019 bis Juli 2022 außer Betrieb genommen. Die Infrastruktur für die zukünftige weitere Förderung aus dem Tyra Feld soll in diesem Zeitraum komplett erneuert werden [ENERGINET 2019a].

Durch den temporären Wegfall der dänischen Eigenförderung wird der Export in Richtung Dänemark am Grenzübergangspunkt Ellund den wesentlichen Beitrag der Versorgung von Dänemark im Betrachtungszeitraum des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 darstellen. Die ENERGINET befindet sich in enger Abstimmung mit GUD und OGE. Nach Auswertung der ENERGINET ist die Versorgung Dänemarks über die vorhandenen Kapazitäten in Ellund und die Nutzung der dänischen Speicher während des Tyra Shutdowns gewährleistet. Darüber hinaus soll mit dem Bau der Baltic Pipe (TRA-N-271, TRA-N-780) eine neue Verbindung zwischen Norwegen, Dänemark und Polen geschaffen werden. Ein Import von Gas für Dänemark soll ab Januar 2022 möglich sein [ENERGINET 2019b].

In den Spitzenlastszenarien wird kein Gasfluss von Dänemark nach Deutschland angesetzt und es werden keine zusätzlichen Einspeiseleistungen aus Dänemark in der Quellenverteilung berücksichtigt.

7.3 Virtuelle Kopplungspunkte (VIP)

Gemäß Artikel 19 Abs. 9 Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) sind die Fernleitungsnetzbetreiber dazu angehalten, an den Marktraumgrenzen virtuelle Kopplungspunkte einzurichten, an denen Transportkunden Kapazitäten buchen können, ohne Bezug auf die Verfügbarkeit von Kapazitäten an den physischen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten unterschiedlicher Fernleitungsnetzbetreiber nehmen zu müssen. Aufgrund der Vielzahl an Unklarheiten und nicht eindeutig definierten Anforderungen bei der Umsetzung im NC CAM befinden sich derzeit noch nicht alle VIPs im Betrieb.

Eine Übersicht der bereits eingerichteten, sowie noch einzurichtenden VIP ist in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Übersicht der VIP für Deutschland

VIP	Verbundene IP	TSO	Verantwortlicher TSO	ITSO	Start
VIP-TTF-NCG-H	Bocholtz (Fluxys TENP), Oude Statenzijl (OGE), Bocholtz (OGE), Bocholtz-Vetschau (TG)	OGE, Fluxys TENP, TG	OGE	GTS	01.01.2020 oder 01.02.2020
VIP-TTF-NCG-L	Elten (OGE), Vreden (OGE), Tegelen (OGE), Zevenaar (TG)	OGE, TG	TG	GTS	01.01.2020 oder 01.02.2020
VIP-TTF-GASPOOL-H	Bunde (GASCADE), OUDE STATENZIJL H (GUD)	GASCADE, GUD	GUD	GTS	01.01.2020 oder 01.02.2020
VIP-TTF-GASPOOL-L	Oude Statenzijl L-Gas (GTG NORD), OUDE STATENZIJL L (GUD)	GTG Nord, GUD	GUD	GTS	01.01.2020 oder 01.02.2020
VIP Belgium-NCG	Eynatten/ Raeren (Fluxys TENP), Eynatten (TG), Eynatten/ Raeren (OGE)	OGE, Fluxys TENP, TG	OGE	Fluxys Belgium	01.07.2019
VIP France-Germany	Medelsheim (GRTD), Medelsheim (OGE)	GRTD, OGE	GRTD	GRTgaz France	01.03.2019
VIP Germany-CH	Wallbach (Fluxys TENP), Wallbach (OGE)	Fluxys TENP, OGE	Fluxys TENP	FluxySwiss, SwissGas	01.07.2019
VIP Oberkappel	Oberkappel (OGE), Oberkappel (GRTD)	OGE, GRTD	OGE	GCA	01.03.2019
VIP Waidhaus NCG	Waidhaus (GRTD), Waidhaus (OGE)	OGE, GRTD	OGE	Net4Gas	01.03.2019
VIP Brandov-GASPOOL	Deutschneudorf (ONTRAS), Olbernhau II, Brandov-STEAL (alle GASCADE), Brandov (OGT)	GASCADE, ONTRAS, OGT	GASCADE	Net4Gas	01.11.2018
VIP L GASPOOL-NCG	Zone OGE (L), Ahlten, Steinbrink	Nowega, GUD	Nowega	OGE	01.11.2018
VIP L GASPOOL-NCG	Zone GUD (L), Ahlten, Steinbrink	OGE	OGE	Nowega, GUD	01.11.2018
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (ONTRAS)	ONTRAS	ONTRAS	GAZ-System	01.04.2016
Dänemark nach Marktgebietszusammenlegung		OGE, GUD			
Norwegen: kein VIP vorgesehen		OGE, TG, GUD			
Kein VIP Belgium-GASPOOL: Eynatten (GASCADE) ist die einzige GASPOOL-Belgien-Verbindung		GASCADE			
Russland: kein VIP vorgesehen		Fluxys D, NEL, OPAL, Lubmin-Brandov, GUD, GASCADE, ONTRAS			

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Rahmen der bevorstehenden Marktgebietszusammenlegung zum 01. Oktober 2021 ist zu beachten, dass die zum Teil bereits eingerichteten VIP an den Marktgebietsübergängen von GASPOOL und NCG mit Inkrafttreten des gemeinsamen Marktgebietes als obsolet zu betrachten sind und sämtliche Buchungen an diesen Punkten ab dem 01. Oktober 2021 wegfallen werden. Dies betrifft im Wesentlichen den VIP L GASPOOL-NCG. Entsprechende Details bezüglich der Umsetzung befinden sich derzeit noch in der Abstimmung.

Daher weisen die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 erstmals VIP-Kapazitäten aus. In der NEP-Gas-Datenbank werden zum Stichtag 06. Mai 2019 die existierenden VIP abgebildet.

7.4 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach in Richtung Schweiz und Italien

In diesem Kapitel werden die jüngsten Entwicklungen bzgl. des Ausspeisekapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt in Wallbach zusammengefasst und die Kernelemente einer gemeinsamen Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas, Swissgas, FluxSwiss, Transitgas, Fluxys TENP und OGE vorgestellt.

Zusammenfassung der jüngsten Entwicklung des Ausspeisebedarfs am Grenzübergangspunkt Wallbach

In Folge der temporären Außerbetriebsetzung der TENP I, einer der beiden Erdgasleitungen des Doppelstrangsystems von Bocholtz an der deutsch-niederländischen Grenze nach Wallbach an die deutsch-schweizerischen Grenze, aufgrund von Korrosionsschäden, haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine Versorgungssicherheitsvariante modelliert, die in den Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 aufgenommen und mit diesem von der BNetzA bestätigt wurde.

Die in dieser Variante enthaltenen Projekte sollen ab Ende 2024 folgende Kapazitäten zur Verfügung stellen, die bereits Bestandteil des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 waren:

- die berücksichtigte Kapazität in Höhe von 5,2 GWh/h entlang der TENP zur Versorgung von Baden Württemberg
- 13,3 GWh/h am Grenzübergangspunkt Wallbach zur Versorgung Italiens und der Schweiz

Zur Ermittlung der für die Sicherstellung der Versorgung Italiens und der Schweiz am Grenzübergangspunkt Wallbach erforderlichen Ausspeisekapazitäten hatten die Fernleitungsnetzbetreiber zuvor eine Analyse historischer Daten für den Zeitraum 01. Oktober 2013 bis 01. Oktober 2017 durchgeführt und auf dieser Basis eine erforderliche Exit-Leistung am Grenzübergangspunkt Wallbach von 13,3 GWh/h ermittelt.

Am 18. Januar 2019 haben die Bundesnetzagentur, das schweizerische Bundesamt für Energie, das eidgenössische Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, der italienische Ministero per lo Sviluppo Economico und die italienische Regulierungsbehörde ARERA in einem Brief an die Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas, Swissgas, FluxSwiss, Transitgas, Fluxys TENP und OGE aufgefordert, eine gemeinsame Überprüfung der Höhe der erforderlichen Ausspeisekapazität in Wallbach vorzunehmen. Dabei sollte in enger Abstimmung zwischen den Beteiligten ermittelt werden, ob die berücksichtigte Ausspeisekapazität von 13,3 GWh/h im Hinblick auf die Versorgungssicherheit der Schweiz und Italiens ausreichend ist. Sollte das Ergebnis dieser Untersuchung ergeben, dass die derzeit in Wallbach berücksichtigte Kapazität nicht ausreichend ist, waren die beteiligten FNB angehalten, die zusätzliche Kapazität in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 aufzunehmen.

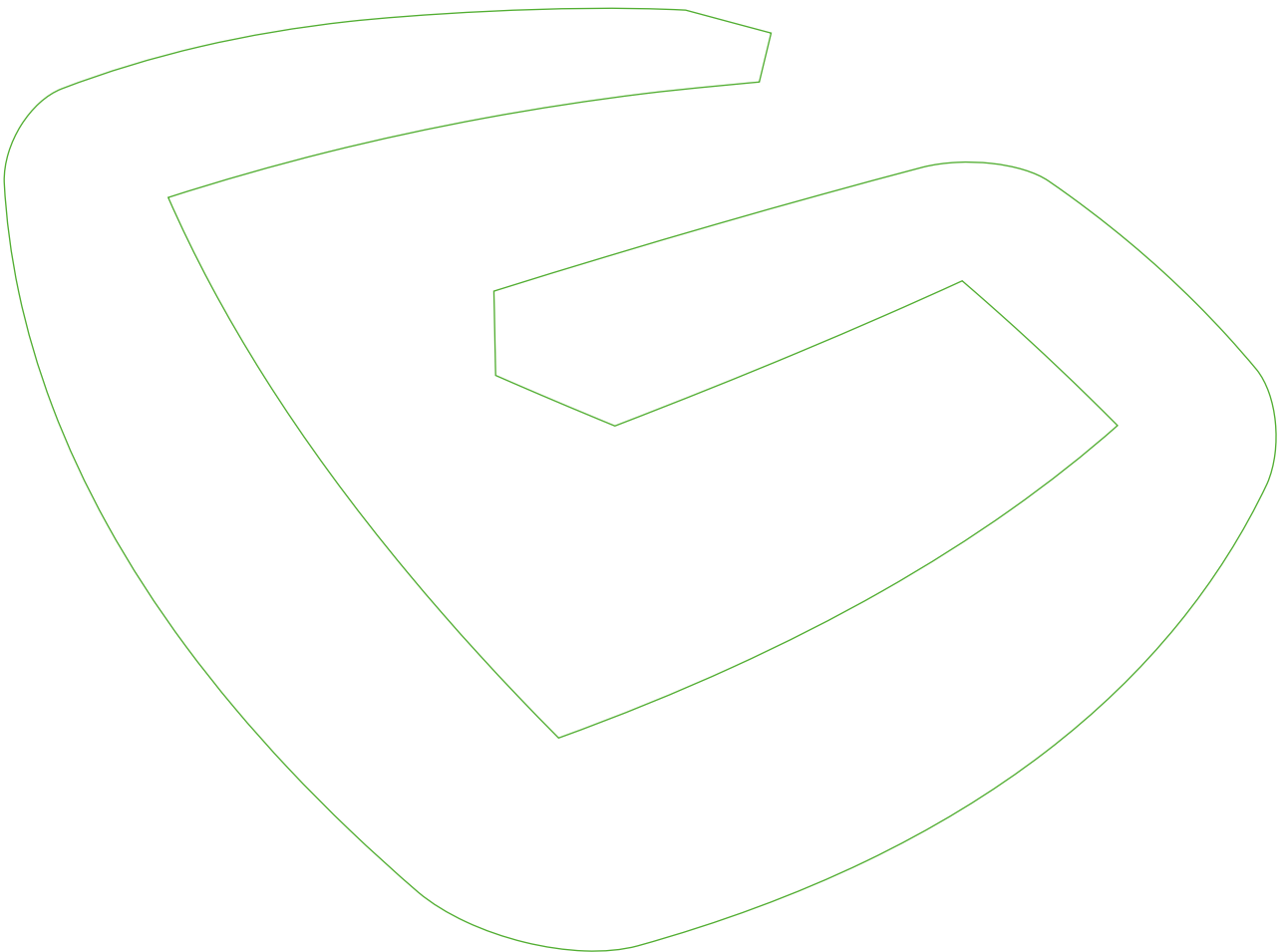
Ergebnisse der Arbeitsgruppe der Fernleitungsnetzbetreiber zur erforderlichen Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach

Die von der Arbeitsgruppe der Fernleitungsnetzbetreiber (Snam Rete Gas, Swissgas, FluxSwiss, Transitgas, Fluxys TENP, OGE) erstellte, umfangreiche Analyse unterschiedlicher, zukünftiger Versorgungsszenarien für Italien und die Schweiz hat einen Kapazitätsbedarf von –8,4 GWh/h (Süd-Nord-Fluss) bis 22,3 GWh/h (Nord-Süd-Fluss) am Ausspeisepunkt Wallbach ergeben. Das Ergebnis dieser Untersuchung und die Empfehlung der Arbeitsgruppe, die Ausspeisekapazität in Wallbach zukünftig auf 16,2 GWh/h anzuheben, wurde der BNetzA vorgestellt. Um der Forderung der Bundesnetzagentur, des schweizerischen Bundesamts für Energie, des eidgenössischen Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, der italienischen Ministero per lo Sviluppo Economico und der italienischen Regulierungsbehörde ARERA nachzukommen, schlugen die Fernleitungsnetzbetreiber Fluxys TENP und OGE vor, die erforderliche Ausspeisekapazität in Höhe von 16,2 GWh/h in den vorliegenden Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 und in die NEP-Gas-Datenbank aufzunehmen (vgl. Anlage 3). Aus Sicht von Fluxys TENP und OGE stellt diese Anpassung der Ausspeisekapazität eine auf zusätzlichen Informationen basierende Korrektur des im Rahmen der Versorgungssicherheitsvariante im Frühjahr 2018 ermittelten, zum Erhalt der Versorgungssicherheit in Italien und der Schweiz erforderlichen Kapazitätsbedarfs in Wallbach dar.

7.5 Entwicklung des Kapazitätsbedarfs am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl in Richtung Niederlande

In Folge des Rückgangs der L-Gas-Produktion in den Niederlanden und der beschleunigten Marktraumumstellung ist der niederländische Transportnetzbetreiber GTS mit der Bitte um Prüfung erhöhter H-Gas-Kapazität in Richtung Niederlande an GUD herangetreten. GTS hat in Zusammenarbeit mit ENTSG verschiedene Szenarien berechnet, die die Stilllegung des Speichers Grijpskerk in 2021 und die beschleunigte Marktraumumstellung mit in Betracht ziehen. Als Ergebnis zeigte sich ein Versorgungsengpass auf niederländischer Seite. Das zusätzliche H-Gas wird benötigt, um sowohl ausreichende Leistung für die niederländischen H-Gas-Abnehmer bereitstellen zu können als auch um Konvertierungsanlagen zu betreiben.

Versorgungssicherheit 8



8 Versorgungssicherheit

Entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG werden im Szenariorahmen Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen.

- Im Netzentwicklungsplan Gas 2012 haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Ausfall des größten Gasimportpunkts (H-Gas) und eine Reduzierung der inländischen Produktion (L-Gas) modelliert.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurde die angespannte Gasliefersituation der ersten Februarhälfte 2012 analysiert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zu diesen Versorgungsstörungen wurden auch in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2014 berücksichtigt.
- In den Netzentwicklungsplänen Gas 2014 und 2015 wurde der Umgang mit der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit unter Einbeziehung der fortschreitenden Marktraumumstellungsplanung bis 2030 dargestellt.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2016–2026 wurde sowohl die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 fortgesetzt und konkretisiert als auch die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer detaillierten H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 dargestellt.
- Im Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mehrere Versorgungssicherheitsszenarien detailliert behandelt. Zum einen wurde das Versorgungssicherheitsszenario – Entwicklung der L-Gas-Versorgung – mit einer weiteren Konkretisierung und Detaillierung der Umstellungsplanung vorgelegt. Zum anderen wurde das Versorgungssicherheitsszenario – Entwicklung der H-Gas-Versorgung – anhand einer aktuellen detaillierten H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 untersucht und der bilanziell ermittelte Zusatzbedarf gemäß der H-Gas-Quellenverteilung auf die identifizierten Grenzübergangspunkte aufgeteilt. Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Versorgungssicherheitsvariante TENP vorgelegt, die Auswirkungen einer eventuell dauerhaft eingeschränkten Verfügbarkeit der Transportkapazitäten des TENP-Systems untersucht.

Das BMWi wird in seinen Präventions- und Notfallplänen Gas die Risikobewertung gemäß Art. 7 VO (EU) 2017/1938 (SoS-VO) für Deutschland in Zusammenarbeit mit der BNetzA und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durchführen. Diese Risikobewertung umfasst erstmalig neben der nationalen auch eine regionale Analyse, die innerhalb der entsprechenden Risikogruppen gemäß Anhang 1 SoS-VO³ vorzunehmen ist. Der darauf aufbauende Risikobericht über die Folgen potenzieller Störungen der Gasinfrastruktur sowohl für die Versorgungslage in Deutschland als auch innerhalb der Risikogruppen wurde im Oktober 2018 bei der EU-KOM notifiziert. Im Folgenden werden die Präventions- und Notfallpläne veröffentlicht und der EU-KOM übergeben. Diese übermittelt innerhalb von vier Monaten eine Stellungnahme inklusive möglicher Änderungsempfehlungen an das BMWi, wobei die entsprechenden Änderungsempfehlungen nicht verpflichtend sind. Eine mögliche Nichtberücksichtigung ist jedoch vom BMWi umfassend zu begründen.

Das BMWi hat den Monitoringbericht – Versorgungssicherheit bei Erdgas – nach § 51 EnWG mit Stand Februar 2019 veröffentlicht [BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2019]. Zusammenfassend wird u. a. festgestellt:

„Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, sodass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war. Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Markttrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten bis zur Projektfertigstellung und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden.“

Vor diesem Hintergrund besteht nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 keine Notwendigkeit, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Vielmehr sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, aufgrund der zukünftig reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit für den deutschen Markt, die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter zu konkretisieren und zu detaillieren. Darüber hinaus soll im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer aktuellen H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 dargestellt werden. Hierbei werden u. a. die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten näher betrachtet.

³Deutschland ist Mitglied der Risikogruppen „Gasversorgung Ost“ und „Gasversorgung Nordsee“.

8.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung

In diesem Kapitel wird im Hinblick auf das Thema Versorgungssicherheit die Entwicklung der L-Gas-Versorgung und der L-H-Gas-Umstellung beschrieben. Nach einer kurzen Beschreibung der aktuellen Situation (vgl. Kapitel 8.1.1) wird auf die Gasimportsituation aus den Niederlanden (vgl. Kapitel 8.1.2) und die inländische Produktion (vgl. Kapitel 8.1.3) eingegangen. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf das geplante Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (vgl. Kapitel 8.1.4).

8.1.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. Während das hochkalorische Erdgas (H-Gas) im Wesentlichen aus Norwegen, Russland und über LNG-Terminals nach Deutschland gelangt, stammt das in Deutschland verbrauchte L-Gas ausschließlich aus den Niederlanden und Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffung müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in getrennten Netzen transportiert werden. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen aber sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffungsgrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können. Die L-Gas-Produktion in den Niederlanden ist ebenfalls rückläufig und unterliegt Einschränkungen aufgrund von Erdbeben, die im Zusammenhang mit der Produktion gesehen werden. Daraus resultiert ab Oktober 2020 ein kontinuierlicher Rückgang der Erdgasexporte aus den Niederlanden nach Deutschland. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS) zur Harmonisierung und Aktualisierung der Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe.

Diese Entwicklungen haben sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben deshalb frühzeitig ein Konzept zur Umstellung der mit L-Gas versorgten Gebiete auf H-Gas entwickelt und mit dessen Umsetzung begonnen. Zur Umstellung muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

8.1.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Am 08. Januar 2018 hatte ein Erdbeben mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala die Region Groningen erschüttert. Dieses Erdbeben hat in den Niederlanden zu einer verstärkten politischen Diskussion hinsichtlich der Groningen-Produktion geführt.

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium im März 2018 angekündigt, die Erdgasförderung im Raum Groningen bis spätestens 2030 komplett zu beenden. Als Zwischenziel soll spätestens im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 die Produktionsmenge bis auf 12 Mrd. m³ begrenzt werden [RVO 2018a].

Für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 hat das niederländische Wirtschaftsministerium eine Fördermenge von 19,4 Mrd. m³ festgelegt. [RVO 2018b]. Für das kommende Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 wird eine reduzierte Fördermenge in Höhe von 15,9 Mrd. m³ angestrebt. Die Kompensation für die Reduktion erfolgt durch eine erweiterte Konvertierung von H-Gas zu L-Gas in den Niederlanden, durch den verringerten deutschen Importbedarf entsprechend des Umsetzungsberichtes 2019 gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 und zusätzlich durch die planerische Einbeziehung der Mischanlage der GTG Nord [Rijksoverheid 2019].

Für die weitere Absenkung der Groningen-Produktion liefert der Ausbau der niederländischen Konvertierungsanlagen mit einer geplanten Inbetriebnahme bis April 2022 einen wesentlichen Beitrag. Ferner ist geplant, große Industriekunden (jährlicher Verbrauch von mehr als 100 Mio. m³ pro Industriekunde) in den Niederlanden auf H-Gas umzustellen, was ebenfalls zu einer weiteren Reduktion der Groningen-Produktion beiträgt.

Die Reduktion der Groningen-Produktion und der daraus resultierende Anstieg der geplanten Konvertierung von H- Gas zu L-Gas sowie die beschleunigte Umstellung von Industriekunden auf H-Gas erhöht deutlich den H-Gas-Bedarf der Niederlande. Die GTS hat einen Prozess zur Bewertung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung des gestiegenen Bedarfs gestartet.

Trotz der bereits beschlossenen Reduktionen der Fördermenge ist es am 22. Mai 2019 gegen 6 Uhr morgens zu einem weiteren Erdbeben mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala gekommen.

Sowohl die niederländische Bergaufsichtsbehörde (SodM) als auch der Produzent des Groningen-Feldes (NAM) haben erste Stellungnahmen zum erneuten Beben veröffentlicht. Beide Bewertungen stellen fest, dass die bereits getroffenen Reduktionen der Förderung zwar die Wahrscheinlichkeit für ein großes Beben reduziert haben, aber die Reduktionen keine Beben „ausschließen“ können. Die niederländische Bergaufsichtsbehörde empfiehlt daher auch eine weitere Reduktion der Förderung bereits im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020.

Zum aktuellen Zeitpunkt (Stand 07. Juni 2019) ist nicht abzusehen, ob und ggf. in welchem Umfang das erneute Erdbeben Auswirkungen auf die für Deutschland verfügbaren L-Gas-Mengen und -Leistungen haben wird.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit der GTS. GTS und die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber werden die Abstimmungsgespräche in einem regelmäßigen Turnus fortführen, um harmonisierte Planungsannahmen auch in Zukunft zu gewährleisten.

8.1.3 Inländische Produktion

Der BVEG hat im Mai 2019 seine aktuelle Prognose zur inländischen Produktion den Fernleitungsnetzbetreibern übermittelt. Die vorhergehenden Prognosewerte aus dem Jahr 2018 wurden mit der aktuellen Veröffentlichung geringfügig geändert (vgl. Tabelle 25).

Die in der folgenden Tabelle dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des BVEG. Die Produktionskapazitäten sind durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden.

Tabelle 25: Kapazitätsprognose gemäß BVEG

Jahr	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2019	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2019	Summe beide Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2019	Summe beide Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2019	Summe beide Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2018	Differenz zwischen BVEG 2019 und 2018
	Mio. m³/h			GWh/h		GWh/h
2019	0,31	0,38	0,69	6,8	6,8	0,0
2020	0,29	0,35	0,63	6,2	6,3	-0,2
2021	0,26	0,37	0,63	6,1	6,3	-0,1
2022	0,25	0,33	0,58	5,7	5,8	-0,1
2023	0,24	0,29	0,53	5,2	5,2	0,0
2024	0,22	0,28	0,49	4,8	4,6	0,2
2025	0,20	0,25	0,45	4,4	4,1	0,3
2026	0,18	0,22	0,40	3,9	3,7	0,2
2027	0,16	0,19	0,35	3,4	3,3	0,1
2028	0,14	0,16	0,30	3,0	3,0	0,0
2029	0,13	0,14	0,27	2,7	2,7	0,0
2030	0,11	0,13	0,24	2,3	---	---

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von BVEG 2019, BVEG 2018

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die aktuelle BVEG-Prognose nach Prüfung berücksichtigen. Die bisher angenommenen Kapazitäten für die Einspeiseleistung wurden geringfügig angepasst. Die daraus resultierenden Planungen werden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigt.

Mit Ende des formalen Betrachtungszeitraums im Jahre 2030 besteht lediglich noch im Nowega-Netz die Möglichkeit, L-Gas-Produktionsaufkommen direkt abzuleiten. Gleichzeitig muss die Versorgungssicherheit über die dann noch vorhandenen Quellen (inländische Produktion, UGS Empelde, Konvertierungsanlage Rehden) sichergestellt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber entwickeln für diese besondere Situation eine Vorschau für den Zeitraum nach 2030 bis zum Abschluss des Marktraumumstellungsprozesses auf Endkundenseite und stellen die Möglichkeiten zur Ableitung dann noch vorhandener inländischer Produktion dar, um frühzeitig und transparent den Marktteilnehmern die Gelegenheit zur Konsultation bezüglich dieser Sonderthematik zu geben.

Hieraus ergeben sich sowohl aus Sicht der Netzplanung als auch aus regulatorischer Sicht neue Aufgaben zur langfristigen Gewährleistung ausreichender Einspeisekapazitäten und Mengen im L-Gas.

8.1.4 Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die folgenden Punkte darstellen:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungs- und Mengenbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Jahr 2030
- Weiterentwicklung der im Umsetzungsbericht 2019 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht aller L-Gas-Umstellungsbereiche
- Anpassung der Umstellungsbereiche, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen
- Berücksichtigung der vorliegenden aktuellen Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber
- Berücksichtigung der Anzahl der pro Jahr anzupassenden Gasgeräte
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung
- Fortsetzung der Abstimmungen zur Umstellung von Speichern
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes sowie der benötigten Strukturierungsinstrumente

Im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 wird der aktuelle L-H-Gas-Umstellungsprozess dargestellt. Stichtag für die Abstimmungen der Umstellungskonzepte zwischen den Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern ist hierfür der 01. Oktober 2019. Nach dem 01. Oktober 2019 eingehende Umstellungsänderungen können erst im Umsetzungsbericht 2021 berücksichtigt werden.

8.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit bis 2030 auch die H-Gas-Verfügbarkeit weiterhin zu untersuchen.

Im nächsten Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 werden erstmals als Grüne Gase auch Wasserstoff und synthetisches Methan berücksichtigt. Die sich aus der Umsetzung von Energiewende und Kohleausstieg für die Gasinfrastruktur ergebenden Anforderungen werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber angenommen und bei der Entwicklung der H-Gas-Versorgung untersucht.

Zusätzlich werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 die folgenden Punkte dargestellt, die die H-Gas-Versorgung wesentlich beeinflussen:

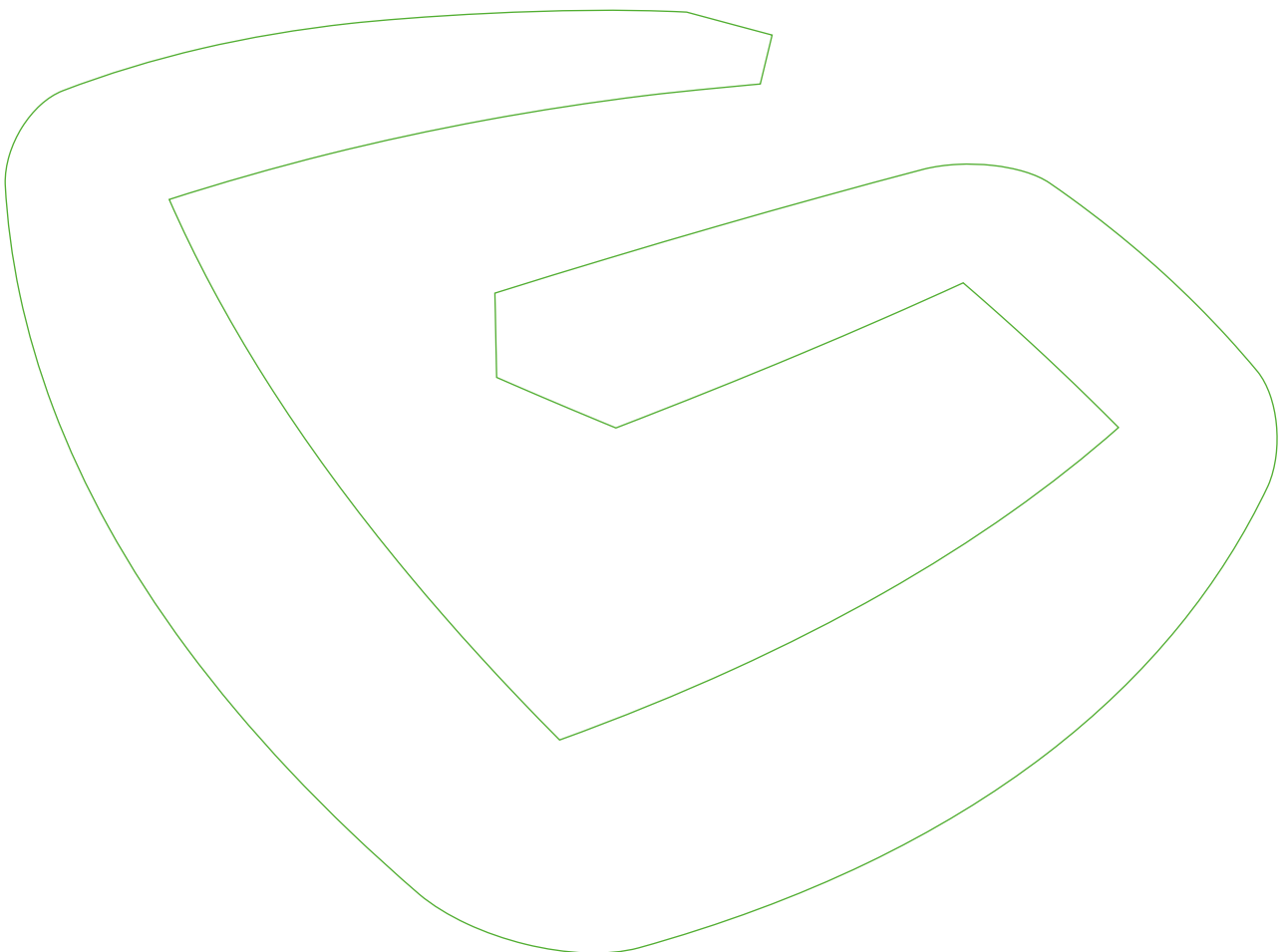
- Erläuterung der Berücksichtigung der Einspeisekapazitäten (Grenzübergangspunkte, Speicher, Konvertierung, Produktion)
 - Wesentliche Annahmen sind dabei, dass Grenzübergangspunkte grundsätzlich im Rahmen der technisch verfügbaren Kapazitäten berücksichtigt werden und dass für Speicher eine saisonale Beschäftigung angenommen wird, wobei im Spitzenlastfall eine Auslagerung unterstellt wird.
- Aufschlüsselung der Ausspeisekapazitäten auf Bedarfsgruppen (Kraftwerke, Industrie, Verteilernetzbetreiber, Grenzübergangspunkte)
- Ermittlung und Darstellung der H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
- Ermittlung des Zusatzbedarfs auf Basis der H-Gas-Leistungsbilanz
- Aufteilung des Zusatzbedarfs sowie Erläuterungen zur Vorgehensweise der Aufteilung gemäß H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 7.2) auf einzelne Grenzübergangspunkte

8.3 Unterbrechungen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Netzentwicklungsplänen Gas 2013 bis 2018–2028 detaillierte Untersuchungen historischer Unterbrechungen durchgeführt. Hierzu wurde regelmäßig ausgeführt, dass historische Unterbrechungen allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden Grenzübergangspunkten dienen können. Isoliert betrachtet stellen historische Unterbrechungen keine Basis für eine Ausbauentcheidung dar. Die Entwicklung zukünftiger Unterbrechungen lässt sich aufgrund bereits im Bau befindlicher Maßnahmen und regulatorischer Änderungen, wie der Einführung von VIP und insbesondere der Marktgebietszusammenlegung, kaum abschätzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen darüber hinaus einen großen Mehraufwand bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans, der aus der Diskussion um das Kapazitätsmodell im Rahmen der Marktgebietszusammenlegung resultiert.

Vor diesem Hintergrund verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber auf eine Auswertung der historischen Unterbrechungen.



9 Modellierung und Modellierungsvarianten

In diesem Kapitel schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vor. Kapitel 9.1 gibt eine Übersicht der vorgesehenen Modellierungsvarianten. Anschließend werden die Modellierungsvarianten in Kapitel 9.2 beschrieben. Kapitel 9.3 beschreibt die Berücksichtigung von Wasserstoff und synthetischem Methan in der Modellierung. Die Startnetz Kriterien, welche die Fernleitungsnetzbetreiber für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 vorsehen, sind in Kapitel 9.4 beschrieben.

9.1 Übersicht der Modellierungsvarianten

Der vorliegende Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen eine Netzmodellierungsvariante (Basisvariante) vor. Darüber hinaus erfolgt eine Aktualisierung der Versorgungssicherheitsszenarien im L-Gas und H-Gas bis zum Jahr 2030.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vor der Herausforderung, einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf einen im gegebenen Zeitrahmen darstellbaren Arbeitsumfang zu beschränken. Die Modellierung von Lastflussszenarien und die Bestimmung des hierdurch ausgelösten Ausbaubedarfs ist ein hoch komplexes, aufwendiges und zeitintensives Verfahren. Die erstmalige Modellierung im gemeinsamen Marktgebiet erhöht die Komplexität und den Abstimmungsaufwand zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern.

Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vor (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

Modellierungs-variante	Basisvariante 2025	Basisvariante 2030	L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	B.2025	B.2030	L.2030	H.2030
Berechnung	vollständig 2025	vollständig 2030	Bilanzanalyse	
Stichtag/ Zeitraum	31. Dezember 2025	31. Dezember 2030	1. Oktober 2030	
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2020, Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2025, danach konstante Fortschreibung		Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2030	Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.2 des Szenariorahmens			
GÜP/ VIP	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, Ausbaubedarf entsprechend Kapitel 7 des Szenariorahmens unter Berücksichtigung des TYNDP			
MBI-Einsatz	Planerischer Einsatz kommerzieller Instrumente			
MÜP	ab Oktober 2021 Entfall der MÜP wegen Marktgebietszusammenlegung			
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2031 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2030			
Untergrundspeicher	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, Neubau entsprechend Kapitel 2.3.2: 100 % TaK			
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke entsprechend Kapitel 2.2.1, Neubau entsprechend Kapitel 2.2.2 100 % fDZK			
LNG	Neubau entsprechend Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“, siehe auch Kapitel 2.4.3			
Industrie	konstanter Kapazitätsbedarf, Berücksichtigung des verbindlichen Zusatzbedarfs, Ansatz von FZK			
Biomethan	gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“			
Wasserstoff und synthetisches Methan	Berücksichtigung der Wasserstoff-Projekte, für die konkrete Umsetzungsabsichten inkl. Projektdaten vorliegen	Berücksichtigung von FfE-Studie und Marktabfragen zu Wasserstoff und synthetischem Methan		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

9.2 Erläuterung der Basisvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2025 und 2030
- Stichtag für die Berechnung der Netzausbaumaßnahmen ist der 31. Dezember des jeweiligen Jahres.
- Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber:
Die BNetzA hat mit ihrer Entscheidung vom 11. Dezember 2015 zur Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016–2026, Tenor 6a. die Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber verpflichtend vorgegeben. Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 eine entsprechende Berücksichtigung vor. Mit der Entscheidung der BNetzA entfällt der direkte Bezug zu einem Gasbedarfsszenario des Szenariorahmens. Die dort angesetzten politischen Vorgaben und hier insbesondere die Klimaschutzziele werden somit nicht in vollem Umfang berücksichtigt.
- Startwert: Interne Bestellungen des Jahres 2020; Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2025, danach konstante Fortschreibung

Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an:

- > Liegt der Prognosewert für 2025 über dem Bestellwert für das Jahr 2020, so ist eine nachvollziehbare Begründung seitens des Verteilernetzbetreibers hierzu erforderlich. Zur Plausibilisierung werden die von den Verteilernetzbetreibern in Teil B des Formulars zur internen Bestellung angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogen. Bei fehlenden oder nicht nachvollziehbaren Begründungen wird der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KoV X § 16 Absatz 3 den Verteilernetzbetreiber kontaktieren, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es nicht zu einer gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, ist ggf. die Einbeziehung der BNetzA erforderlich.
 - > In allen anderen Fällen werden die Prognosen der Verteilernetzbetreiber bis zum Jahr 2025 unverändert in die Modellierung übernommen.
- Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten und H-Gas-Quellen:
 - > Bestandskapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“
 - > Analyse des zusätzlichen Importbedarfs für Europa auf Basis des TYNDP 2018 unter Einbeziehung der Leitungsprojekte Nord Stream II und TAP sowie Unterstellung einheitlicher Auslastungsraten für LNG-Bestands- und -Neuanlagen (nur FID-Projekte). Es erfolgt darauf aufbauend eine prozentuale Verteilung auf die drei Regionen (vgl. Kapitel 7.2).
 - > Verteilung des Zusatzbedarfs nach H-Gas-Quellenverteilung auf Grenzübergangspunkte
- Marktgebietsübergangspunkte:
Aufgrund der Marktgebietszusammenlegung entfallen die Marktgebietsübergangspunkte voraussichtlich ab Oktober 2021.
- Unterspeicherung:
 - > Berücksichtigung der Bestandsspeicher gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“
 - > Berücksichtigung von neuen Speichern bzw. Speichererweiterungen entsprechend Kapitel 2.3.2 mit 100 % der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK)
- Kraftwerke:
 - > Berücksichtigung der Bestandskraftwerke gemäß Datenbank-Zyklus „2020 – SR Konsultation“
 - > Berücksichtigung von neuen Kraftwerken entsprechend Kapitel 2.2.2 unter Berücksichtigung der Kriterien mit 100 % fDZK
 - > Berücksichtigung von systemrelevanten Kraftwerken am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend Kapitel 2.2.1
- LNG-Anlagen:
 - > Berücksichtigung gemäß Kapitel 2.4 unter Anwendung der Kriterien
- Industrie:
 - > Fortschreibung der Bestandskapazitäten (konstanter Kapazitätsbedarf)
 - > Berücksichtigung des von Industriekunden angefragten verbindlichen Zusatzbedarfs, soweit die Anfrage bis zum 15. Juli 2019 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen ist
- Biomethan:
 - > Die Biomethanherzeugung wird entsprechend der vergangenen Netzentwicklungspläne angesetzt. Neue Anfragen, u. a. aus der Marktabfrage für Grüngas-Projekte, werden nach Plausibilisierung durch die Fernleitungsnetzbetreiber gegebenenfalls berücksichtigt.

- Wasserstoff und synthetisches Methan (vgl. Kapitel 9.3):
 - Für das Berechnungsjahr 2025 werden diejenigen Grüngas-Projekte nach Plausibilisierung durch die Fernleitungsnetzbetreiber gegebenenfalls berücksichtigt, für die konkrete Umsetzungsabsichten bestehen. In diesem Zusammenhang können durch Unternehmen und Projektverantwortliche bis zum 12. Juli 2019 Grüngas-Projekte für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 melden. Im Jahr 2030 werden unter Berücksichtigung von FfE-Studie und Marktabfragen zu Wasserstoff und synthetischem Methan 7,5 GW_{el} angesetzt. Dabei erfolgt eine Differenzierung der PtG-Erzeugungsleistung nach Wasserstoff und synthetischem Methan.
- L-Gas-Bilanz 2030:
 - Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2030, vgl. Kapitel 8.1
- H-Gas-Bilanz 2030:
 - Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030, vgl. Kapitel 8.2

9.3 Berücksichtigung von Wasserstoff und synthetischem Methan in der Modellierung

Im Folgenden wird in Kapitel 9.3.1 der in diesem Szenariorahmen angenommene Ausbaupfad für PtG-Anlagen in Deutschland beschrieben. Kapitel 9.3.2 erläutert die geplante Vorgehensweise zur Berücksichtigung von Wasserstoff und synthetischem Methan im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030.

9.3.1 Ausbaupfad für PtG-Anlagen in Deutschland bis zum Jahre 2030

In Deutschland ergibt sich eine dynamische Entwicklung für PtG-Anlagen bis 2030. Der Ausbaupfad für PtG-Anlagen wurde auf der Basis von verfügbaren Studien [dena 2018, DLR 2015, Energy Brainpool/ Greenpeace Energy 2017, Frontier 2017, Moser 2017, UBA 2010, UBA 2017] sowie unter Annahmen der derzeitigen technischen Verfügbarkeit und des Innovationspotenzials von PtG-Anlagen entwickelt.

Abhängig vom jeweiligen Design und Zielrichtung der zugrunde gelegten Studien, lässt sich feststellen, dass die prognostizierten PtG-Kapazitäten für 2050 zwischen 40 GW_{el} und 254 GW_{el} liegen. Für das Jahr 2030 werden Zielgrößen von bis zu 16 GW_{el} angegeben. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass unabhängig vom jeweiligen Studiendesign in jedem Fall die Entwicklung von PtG-Anlagen im großtechnischen Bereich kurzfristig erfolgen muss. Für den Ausbaupfad wird von einer Leistung von 7,5 GW_{el} ausgegangen, die sich in der Mitte des Spektrums der verfügbaren Studien einsortiert. Auf der Grundlage des derzeitigen Entwicklungsstands von PtG-Anlagen wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2025 eine installierte PtG-Leistung von insgesamt 1,5 GW_{el} möglich ist. Mit dem Erkenntnisgewinn und der damit erreichten Kostenreduktion dieser ersten Ausbau- bzw. Entwicklungsphase wird ein weiterer durchschnittlicher Ausbau von jährlich 1,2 GW_{el} bis 2030 zugrunde gelegt, was einer Leistung von insgesamt 7,5 GW_{el} im Jahr 2030 entspricht.

9.3.2 Grundsätzliche Vorgehensweise

Für den Szenariorahmen wird bis 2030 ein Zubau von PtG-Anlagen von bis zu 7,5 GW_{el} (vgl. Kapitel 9.3.1) Gesamt-erzeugungsleistung von PtG modelliert. Inputgrößen sind Projekte mit konkreten Umsetzungsabsichten aus der Marktpartnerabfrage für Grüngas-Projekte, die Studienergebnisse der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, die FNB-Infrastruktur und deren voraussichtliche Nutzung sowie der bestätigte Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2019–2030 [BNetzA 2018]. In der Modellierung werden für das Jahr 2025 ausschließlich PtG-Projekte mit konkreten Umsetzungsabsichten sowie die FNB-Infrastruktur und deren voraussichtliche Nutzung berücksichtigt. Für das Jahr 2030 fließen in die Modellierung alle o. g. Inputgrößen ein.

Die Differenzierung der PtG-Erzeugungsleistung nach Wasserstoff und synthetischem Methan bis zum Jahr 2025 richtet sich nach den projektspezifischen Umsetzungsdetails. Endogene Einflussgrößen werden ab 2025 berücksichtigt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen Wasserstoff und synthetisches Methan wie folgt zu berücksichtigen:

Modellierungsjahr 2025

- Bestehende Anlagen: Bestehende Anlagen für die Einspeisung Grüner Gase werden weiterhin berücksichtigt.
- Projekte mit konkreten Umsetzungsabsichten aus der Marktpartnerabfrage: Die Projekte mit einer geplanten Realisierung bis 2025 (vgl. Kapitel 2.5) werden nach Prüfung und Plausibilisierung berücksichtigt.

Modellierungsjahr 2030

- Bestehende Anlagen: Bestehende Anlagen für die Einspeisung Grüner Gase werden weiterhin berücksichtigt.
- Projekte mit konkreten Umsetzungsabsichten aus der Marktpartnerabfrage: Die Projekte mit einer geplanten Realisierung bis 2030 (vgl. Kapitel 2.5) werden nach Prüfung und Plausibilisierung berücksichtigt.
- FfE-Studie und Netzentwicklungsplan Strom: Zur Erreichung von bis zu 7,5 GW_{el} PtG-Erzeugungsleistung im Jahr 2030 werden ergänzend zu den beiden oben genannten Punkten weitere potenzielle Erzeugungsstandorte auf Basis der FfE-Studie und des bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplans Strom 2019–2030 [BNetzA 2018] bestimmt. Folgende Faktoren werden dabei berücksichtigt: Anhand der Verbrauchsschwerpunkte von Wasserstoff (vgl. Abbildung 7) sowie unter Berücksichtigung der FNB-Infrastruktur in diesen Schwerpunktregionen werden anhand der Bedarfsgößen potenzielle Erzeugungsleistungen für Wasserstoff identifiziert. Im nächsten Schritt erfolgt ein Abgleich mit den potenziellen PtG-Standorten (vgl. Abbildung 13) im Jahr 2030 und der FNB-Gasinfrastruktur. Anhand dieser Daten ergeben sich Cluster für die Wasserstoffherzeugung. PtG-Produktionsstandorte, die nicht mit Verbrauchsschwerpunkten von Wasserstoff verbunden werden können, werden netzdienlich und bedarfsgerecht als Einspeisungspunkte für Wasserstoff bzw. für synthetisches Methan berücksichtigt.

9.4 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030

Das Startnetz bildet die Basis für die Modellierungen der Fernleitungsnetze zur Ermittlung des zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarfs.

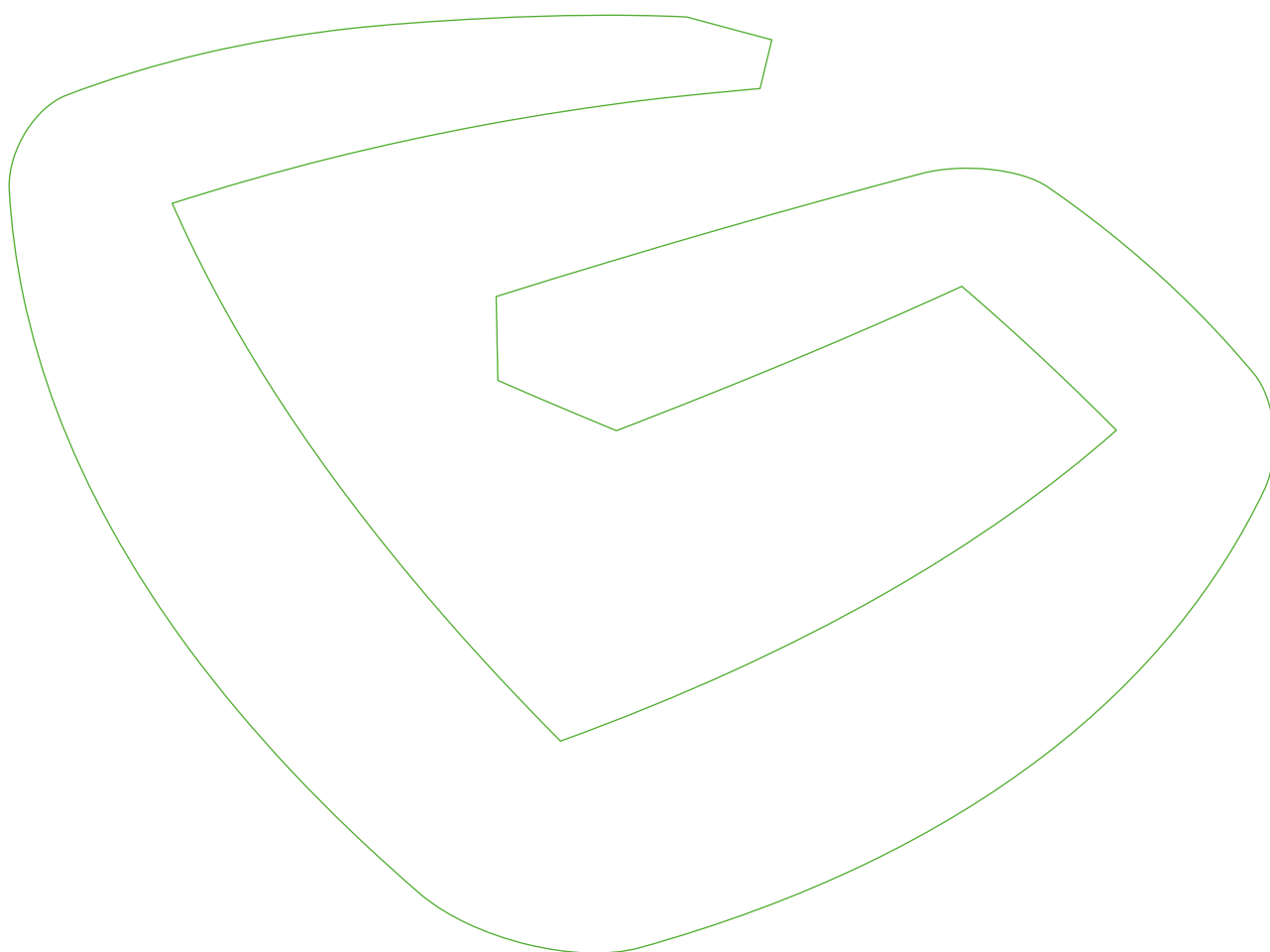
Das für die Modellierung der Fernleitungsnetze definierte Startnetz umfasst den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas und gegenüber den vorhergehenden Umsetzungsberichten sowie im Bau befindliche Maßnahmen.

Darüber hinaus beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, analog der bisherigen Vorgehensweise, weitere ausgewählte Maßnahmen aus den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas in das Startnetz aufzunehmen. Für die Auswahl von zusätzlichen Maßnahmen für das Startnetz des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 sollen die folgenden unveränderten Kriterien des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 zum Stichtag 01. Januar 2020 verwendet werden:

- Die finale Investitionsentscheidung (FID) durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist getroffen und
- die für die Maßnahme erforderlichen, öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungen liegen vor.

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden in der Netzsimulation so behandelt wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. In das Startnetz aufgenommene Maßnahmen können somit nicht mehr Ergebnis der Modellierung werden. Faktisch erhalten sie damit den Status des Bestandsnetzes.

Anlagen



Anlage 1: NEP-Gas-Datenbank

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Die Datenbank beinhaltet für den Zyklus des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (Name des Zyklus in der NEP Gas-Datenbank: „2020 – SR Konsultation“) folgende Informationen:

- Kapazitäten (Grenzübergangspunkte/ VIP, Speicher, Kraftwerke, LNG-Anlagen, Industrie, Produktion, Biomethan/ Wasserstoff)

In der NEP-Gas-Datenbank werden die Kapazitäten jeweils zum 01. Januar des jeweiligen Jahres dargestellt. So sind beispielsweise für das Jahr 2030 die Kapazitäten zum 01. Januar 2030 ausgewiesen. In der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 werden für das Jahr 2025 Ausbaumaßnahmen ermittelt, die zum Teil erst zum Jahresende 2025 abgeschlossen sein können (Realisierungszeiträume von bis zu sechs Jahren). Aus Konsistenzgründen wird daher für das Modellierungsjahr 2030 ebenfalls der 31. Dezember 2030 zugrunde gelegt. Deshalb ist es geplant, die Kapazitäten für den 01. Januar 2030 in der Modellierung anzusetzen.

In den vergangenen Szenariorahmen- und Netzentwicklungsplanzyklen haben die Fernleitungsnetzbetreiber diverse Vergleiche von Kapazitätsdaten, insbesondere an Grenzübergangspunkten, durchgeführt. Im Szenariorahmen 2020 und Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 können diese Vergleiche vorerst nicht mehr durchgeführt werden. Im Zuge der Einführung der virtuellen Interconnection Points (VIP) und der Marktgebietszusammenlegung haben sich bzw. können sich die Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten ändern. Somit ist ein Vergleich zum Startwert, zum Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028 und zum TYNDP 2018 nicht sinnvoll, da die vorherigen NEP und TYNDP noch keine Kapazitätsdaten zu VIP und zur Marktgebietszusammenlegung abgebildet haben.

Im Zuge der Erstellung des Entwurfsdokuments des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 werden die Fernleitungsnetzbetreiber Angaben zu den Grüngas-Projekten (Biomethan, Wasserstoff, synthetisches Methan) aus der Marktpartnerabfrage ergänzen.

Anlage 2: Gaskraftwerksliste

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA0005	Ahrensfelde	BB	LK Barnim	1990	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	37,5		
BNA0006	Ahrensfelde	BB	LK Barnim	1990	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	37,5		
BNA0007	Ahrensfelde	BB	LK Barnim	1990	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	37,5		
BNA0008	Ahrensfelde	BB	LK Barnim	1990	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	37,5		
BNA0012b	Werkskraftwerk Sappi Alfeld	NI	LK Hildesheim	1947	in Betrieb	Erdgas	11,0		x
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	BW	LK Esslingen	1997	in Betrieb	Erdgas	65,0	x	
BNA1103	UPM Augsburg	BY	SK Augsburg	1967	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	29,0		
BNA0033	Gasturbine	BY	SK Augsburg	2004	in Betrieb	Erdgas	30,7		
BNA1507		RP	LK Bad Kreuznach	2006	in Betrieb	Erdgas	10,7		
BNA0051	KWK-Anlage Barby	ST	LK Salzlandkreis	1994	in Betrieb	Erdgas	17,8		
BNA0059b	GuD Baunatal, VW Werksgelände	HE	LK Kassel	2011	in Betrieb	Erdgas	78,0		
BNA1293c	Kraftwerk	NW	LK Rhein-Erft-Kreis	1995	in Betrieb	Erdgas	3,0		
BNA0073	Mitte	BE	SK Berlin	1996	in Betrieb	Erdgas	444,0		
BNA0075	Lichterfelde	BE	SK Berlin	1972	in Betrieb	Erdgas	144,0		x
BNA0088a	Industriekraftwerk Bernburg (IKB)	ST	LK Salzlandkreis	1994	in Betrieb	Erdgas	140,5		
BNA0100	GuD Kraftwerk Hillegossen	NW	SK Bielefeld	2005	in Betrieb	Erdgas	37,5		
BNA0105	GuD Bitterfeld	ST	LK Anhalt-Bitterfeld	2000	in Betrieb	Erdgas	106,0		
BNA0111	HKW Hiltrop	NW	SK Bochum	2013	in Betrieb	Erdgas	44,0		
BNA1524	Heizkraftwerk Bomlitz	NI	LK Soltau-Fallingb.-bostel	1969	in Betrieb	Erdgas	15,6		x
BNA0129	HKW	BB	SK Brandenburg an der Havel	1997	in Betrieb	Erdgas	36,0		
BNA0130	Kirchmöser	BB	SK Brandenburg an der Havel	1994	in Betrieb	Erdgas	160,0		
BNA1334	KWK-Anlage	HB	SK Bremen	1993/2002	in Betrieb	Erdgas	14,8		
BNA1820	KW Mittelsbüren	HB	SK Bremen	2016	in Betrieb	Erdgas	444,5		
BNA1671		HB	SK Bremerhaven	2014	in Betrieb	Erdgas	17,1		
BNA1117	Industriekraftwerk Breuberg	HE	LK Odenwaldkreis	1999	in Betrieb	Erdgas	11,4		
BNA0156b	Egger Kraftwerk Brilon	NW	LK Hochsauerlandkreis	1996	in Betrieb	Erdgas	13,5		
BNA0172a	Burghausen 01 - GT	BY	LK Altötting	2001	in Betrieb	Erdgas	120,0	x	
BNA0172b	Burghausen 01 - DT	BY	LK Altötting	1979	in Betrieb	Erdgas	50,0	x	x
BNA0174	Industriepark Werk Gendorf	BY	LK Altötting	2002	in Betrieb	Erdgas	73,1		
BNA1925	HKW Lusan	TH	SK Gera	2018	in Betrieb	Erdgas	17,3		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA1926	HKW Tinz	TH	SK Gera	2018	in Betrieb	Erdgas	22,1		
BNA1487	GTKW Darmstadt	HE	SK Darmstadt	2013	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	94,6	x	
BNA1873	KWK Dingolfing BA 1	BY	LK Dingolfing-Landau	2017	in Betrieb	Erdgas	16,0		
BNA0199	Dormagen	NW	LK Rhein-Kreis Neuss	2000	in Betrieb	Erdgas	586,0		
BNA0202	Dortmund	NW	SK Dortmund	2004	in Betrieb	Erdgas	26,0		
BNA1911	HKW Dresden-Nord	SN	SK Dresden	2018	in Betrieb	Erdgas	11,5		
BNA1131	MT, Düren	NW	LK Düren	1940	in Betrieb	Erdgas	14,0		x
BNA0220	GuD	NW	SK Düsseldorf	2000	in Betrieb	Erdgas	100,0		
BNA0221a	GT	NW	SK Düsseldorf	1975	in Betrieb	Erdgas	64,7		
BNA0221b	GT	NW	SK Düsseldorf	1974	in Betrieb	Erdgas	66,7		
BNA1503	BHKW H.120	NW	SK Düsseldorf	2012	in Betrieb	Erdgas	21,1		
BNA1817	GuD	NW	SK Düsseldorf	2016	in Betrieb	Erdgas	595,0		
BNA0232c	Werkskraftwerk Sappi Ehingen	BW	LK Alb-Donau-Kreis	1977	in Betrieb	Erdgas	4,0		x
BNA0239	Huntorf	NI	LK Wesermarsch	1978	in Betrieb	Erdgas	321,0		
BNA0243	HKW Eltmann	BY	LK Haßberge	2007	in Betrieb	Erdgas	57,0	x	
BNA0245a	Emden Gas	NI	SK Emden	1973	in Betrieb	Erdgas	52,0		
BNA0245b	Emden Gas	NI	SK Emden	1973	vorläufig stillgelegt (ohne StA)	Erdgas	433,0		
BNA0255	HKW Iderhoffstraße	TH	SK Erfurt	1996	in Betrieb	Erdgas	11,0		
BNA0256a	HKW Erfurt-Ost	TH	SK Erfurt	1999	in Betrieb	Erdgas	76,5		
BNA0256b	HKW Erfurt-Ost	TH	SK Erfurt	2014	in Betrieb	Erdgas	32,6		
BNA1138	BHKW an Klinkerweg	NW	LK Mettmann	2000	in Betrieb	Erdgas	10,2		
BNA0261a	HKW Erlangen	BY	SK Erlangen	2005	in Betrieb	Erdgas	21,6		
BNA0261c	HKW Erlangen	BY	SK Erlangen	2014	in Betrieb	Erdgas	6,7		
BNA1023	Weisweiler	NW	LK Region Aachen	2006	in Betrieb	Erdgas	200,0		
BNA1024	Weisweiler	NW	LK Region Aachen	2006	in Betrieb	Erdgas	200,0		
BNA1819	Heizkraftwerk FL	SH	SK Flensburg	2016	in Betrieb	Erdgas	78,0		
BNA0285	HKW Niederrad	HE	SK Frankfurt am Main	2004	in Betrieb	Erdgas	70,0	x	
BNA0286	HKW West	HE	SK Frankfurt am Main	1994	in Betrieb	Erdgas	99,0	x	
BNA1541	HKW Freiberg	SN	LK Mittelsachsen	2013	in Betrieb	Erdgas	13,4		
BNA0293	GuD Anlage WVK	BW	SK Freiburg im Breisgau	1998	in Betrieb	Erdgas	40,0	x	
BNA1492a	Kraftwerk 3	HE	LK Fulda	2012	in Betrieb	Erdgas	26,2		
BNA1492b	Kraftwerk 2	HE	LK Fulda	1982	in Betrieb	Erdgas	7,5		
BNA0343	Heizkraftwerk Gera-Nord	TH	SK Gera	1996	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	74,0		
BNA0360	HKW „Helmshäger Berg“	MV	LK Vorpommern-Greifswald	1996	in Betrieb	Erdgas	14,7		
BNA0361	Kraftwerk Grenzach-Wyhlen	BW	LK Lörrach	2017	in Betrieb	Erdgas	30,0		
BNA0374	Staudinger	HE	LK Main-Kinzig-Kreis	1977	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	572,0	x	
BNA0386	Energiezentrum Mohn Media	NW	LK Gütersloh	1994	in Betrieb	Erdgas	25,0		
BNA0389	Heizkraftwerk Hagen-Kabel	NW	SK Hagen	1980	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	230,0		
BNA0392a	HKW Halle Trotha	ST	SK Halle (Saale)	2005	in Betrieb	Erdgas	97,0		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA0392b	HKW Halle Trotha	ST	SK Halle (Saale)	2013	in Betrieb	Erdgas	56,1		
BNA0400	GuD Tiefstack	HH	SK Hamburg	2009	in Betrieb	Erdgas	127,0		
BNA0401	Heizkraftwerk	HH	SK Hamburg	1993	in Betrieb	Erdgas	22,5		
BNA0410	Trianel Gaskraftwerk	NW	SK Hamm	2008	in Betrieb	Erdgas	417,1		
BNA0411	Trianel Gaskraftwerk	NW	SK Hamm	2008	in Betrieb	Erdgas	420,9		
BNA0418	GKL	NI	LK Region Hannover	1998	in Betrieb	Erdgas	230,0		
BNA0419	KWH	NI	LK Region Hannover	1975	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	102,0		
BNA1810		NI	LK Region Hannover	2014	in Betrieb	Erdgas	30,2		
BNA1151	KWKK Heidelberg	BW	SK Heidelberg	2001	in Betrieb	Erdgas	13,5		
BNA1292b	IHKW Heidenheim	BW	LK Heidenheim	2014	in Betrieb	Erdgas	18,9		
BNA0442	Cuno Heizkraftwerk Herdecke	NW	LK Ennepe-Ruhr-Kreis	2007	in Betrieb	Erdgas	417,0		
BNA0444	Wintershall	HE	LK Hersfeld-Rotenburg	2009	in Betrieb	Erdgas	69,0		
BNA1463		NI	LK Osterode am Harz	1978	in Betrieb	Erdgas	19,5		x
BNA1499	Werk Clauen	NI	LK Peine	2003	Sonderfall	Erdgas	15,8		
BNA0548a	Knapsack Gas I	NW	LK Rhein-Erft-Kreis	2006	in Betrieb	Erdgas	800,0		
BNA0548b	Knapsack Gas II	NW	SK Köln	2013	in Betrieb	Erdgas	430,0		
BNA0499	Heizkraftwerk	HE	SK Frankfurt am Main	2003	in Betrieb	Erdgas	86,0	x	
BNA0497	ADS-Anlage	HE	SK Frankfurt am Main	2012	in Betrieb	Erdgas	96,5	x	
BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	BW	SK Karlsruhe	1998	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	353,0	x	
BNA0521	Kombi-HKW	HE	SK Kassel	1988	in Betrieb	Erdgas	50,0		
BNA1528		NW	LK Viersen	1990	in Betrieb	Erdgas	13,2		
BNA0527	HKW Humboldtstr.	SH	SK Kiel	2005	in Betrieb	Erdgas	21,5		
BNA1506	Werk Klein Wanzleben	ST	LK Börde	1994	Sonderfall	Erdgas	23,4		
BNA0545	HKW Niehl 2	NW	SK Köln	2005	in Betrieb	Erdgas	413,0		
BNA0546	HKW Merkenich	NW	SK Köln	2004	in Betrieb	Erdgas	108,0		
BNA1182	HKW Merkenich	NW	SK Köln	2010	in Betrieb	Erdgas	15,5		
BNA1183	HKW Merheim	NW	SK Köln	2001	in Betrieb	Erdgas	15,8		
BNA1818	Niehl 3	NW	SK Köln	2016	in Betrieb	Erdgas	459,9		
BNA0556a	KWK-Anlage Krefeld DT	NW	SK Krefeld	1999	in Betrieb	Erdgas	25,8		
BNA0556b	KWK-Anlage Krefeld VM	NW	SK Krefeld	1999	in Betrieb	Erdgas	14,0		
BNA1502	Heizkraftwerk Krefeld	NW	SK Krefeld	2011	in Betrieb	Erdgas	12,6		
BNA1450	GUD-Anlage DREWSEN	NI	LK Celle	2000	in Betrieb	Erdgas	13,0		
BNA0574a	Landesbergen Gas	NI	LK Nienburg (Weser)	1973	in Betrieb	Erdgas	56,0		
BNA0574b	Landesbergen Gas	NI	LK Nienburg (Weser)	1973	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	431,0		
BNA1658	HKW-Mitte	NW	LK Lippe	1980	in Betrieb	Erdgas	11,3		x

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA1193	HKW-West	NW	LK Lippe	2001	in Betrieb	Erdgas	12,8		
BNA1556		SN	LK Bautzen	2014	in Betrieb	Erdgas	36,0		
BNA0592	GuD Leuna	ST	LK Saalekreis	1998	in Betrieb	Erdgas	39,0		
BNA0593	ILK-GuD	ST	LK Saalekreis	1994	in Betrieb	Erdgas	35,0		
BNA0594	ILK-GuD	ST	LK Saalekreis	1994	in Betrieb	Erdgas	35,0		
BNA0595	ILK-GuD	ST	LK Saalekreis	1994	in Betrieb	Erdgas	37,0		
BNA0600a	X-Kraftwerk	NW	SK Leverkusen		in Betrieb	Erdgas	27,0		x
BNA0602	Emsland	NI	LK Emsland	1974	in Betrieb	Erdgas	116,0		x
BNA0603	Emsland	NI	LK Emsland	1973	in Betrieb	Erdgas	116,0		x
BNA0604	Emsland	NI	LK Emsland	1973	in Betrieb	Erdgas	359,0		x
BNA0605	Emsland	NI	LK Emsland	1974	in Betrieb	Erdgas	359,0		x
BNA0606	Emsland	NI	LK Emsland	2010	in Betrieb	Erdgas	887,0		
BNA1509	BP Werk Lingen	NI	LK Emsland	1996	in Betrieb	Erdgas	66,0		
BNA1531	Industriekraftwerk Greifswald	MV	LK Vorpommern-Greifswald	2013	in Betrieb	Erdgas	38,0		
BNA0614a	KW Mitte	RP	SK Ludwigshafen am Rhein	1992	in Betrieb	Erdgas	47,0		
BNA0615	Kraftwerk Süd	RP	SK Ludwigshafen am Rhein	1997	in Betrieb	Erdgas	410,0	x	
BNA0614b	Kraftwerk Mitte	RP	SK Ludwigshafen am Rhein	2005	in Betrieb	Erdgas	497,5	x	
BNA1196a	BHKW Ludwigshafen	RP	SK Ludwigshafen am Rhein	2008	in Betrieb	Erdgas	12,5		
BNA1196b	Industriekraftwerk Ludwigshafen	RP	SK Ludwigshafen am Rhein	2003	in Betrieb	Erdgas	12,0		
BNA0626	Kraftwerk Mainz	RP	SK Mainz	2000	in Betrieb	Erdgas	434,2	x	
BNA0627	Kraftwerk Mainz	RP	SK Mainz	1976	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	335,0	x	x
BNA0658	Kraftwerk III	NW	LK Recklinghausen	1973	in Betrieb	Erdgas	61,1		x
BNA0659	Kraftwerk III	NW	LK Recklinghausen	1974	in Betrieb	Erdgas	77,6		x
BNA1676	Kraftwerk IV	NW	LK Recklinghausen	2016	In Betrieb	Erdgas	60,8		
BNA1523a	Gemeinschaftskraftwerk Weig	RP	LK Mayen-Koblenz	1992	in Betrieb	Erdgas	11,4		
BNA1523b	Gemeinschaftskraftwerk Weig	RP	LK Mayen-Koblenz	2013	in Betrieb	Erdgas	27,4		
BNA1523d	Gemeinschaftskraftwerk Weig	RP	LK Mayen-Koblenz	1971	vorläufig stillgelegt (ohne StA)	Erdgas	8,4		
BNA1396	EVC / GLOBAL-FOUNDRIES	SN	LK Meißen	1998	in Betrieb	Erdgas	34,3		
BNA1866		SN	LK Meißen	2005	in Betrieb	Erdgas	33,9		
BNA0683a	Süd DT1	BY	SK München	1980	in Betrieb	Erdgas	79,7	x	x
BNA0683b	Süd GT3	BY	SK München	1980	in Betrieb	Erdgas	97,9	x	x
BNA0683c	Süd GT2	BY	SK München	1980	in Betrieb	Erdgas	97,9	x	x
BNA0684a	Süd GT 61	BY	SK München	2004	in Betrieb	Erdgas	124,9	x	
BNA0684b	Süd GT 62	BY	SK München	2004	in Betrieb	Erdgas	123,9	x	
BNA0684c	Süd DT60	BY	SK München	2004	in Betrieb	Erdgas	127,6	x	
BNA1327a	Energiezentrale 1992	BY	LK Freising	1992	Sonderfall	Erdgas	9,5		
BNA1327b	Erweiterung Energiezentrale 2003	BY	LK Freising	2003	in Betrieb	Erdgas	7,4		
BNA1678	Energiezentrale 2016	BY	LK Freising	2014	in Betrieb	Erdgas	16,8		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA1406	FS-Karton	NW	LK Rhein-Kreis Neuss	1992	in Betrieb	Erdgas	18,9		
BNA0702	Cogeneration	BY	LK Kelheim	1996	Sonderfall	Erdgas	25,4		
BNA1498	Werk Nordstemmen	NI	LK Hildesheim	1953	Sonderfall	Erdgas	30,6		x
BNA1402	Heizkraftwerk zur Papierfabrik	NI	LK Osnabrück	1996	in Betrieb	Erdgas	18,1		
BNA0734	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming	1989	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	37,5		
BNA0738	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming	1987	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	36,5		
BNA0739	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming	1987	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	36,5		
BNA0740	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming	1987	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	36,5		
BNA0741	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming	1987	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	36,5		
BNA0742	HKW Sandreuth	BY	SK Nürnberg	2005	in Betrieb	Erdgas	75,0	x	
BNA0743	HKW Sandreuth	BY	SK Nürnberg	2005	in Betrieb	Erdgas	75,0	x	
BNA1444a	GT1	BY	SK Nürnberg	1993	in Betrieb	Erdgas	4,2		
BNA1444b	GT2	BY	SK Nürnberg	1993	in Betrieb	Erdgas	4,2		
BNA1444c	GT3	BY	SK Nürnberg	1994	in Betrieb	Erdgas	5,1		
BNA1444d	GT4	BY	SK Nürnberg	1995	in Betrieb	Erdgas	5,1		
BNA0752	HKW 1	NW	SK Oberhausen	1971	in Betrieb	Erdgas	23,1		x
BNA0753	HKW 2	NW	SK Oberhausen	1996	in Betrieb	Erdgas	24,5		
BNA0755a	Obernburg	BY	LK Miltenberg	1920	in Betrieb	Erdgas	36,0		x
BNA0755b	Obernburg	BY	LK Miltenberg	1995	in Betrieb	Erdgas	64,0	x	
BNA1516	HKW 1 Werk Offstein	RP	LK Bad Dürkheim	1961	in Betrieb	Erdgas	30,0		x
BNA0804a	Hattorf	HE	LK Hersfeld-Rotenburg	2013	in Betrieb	Erdgas	35,0		
BNA0804b	Hattorf	HE	LK Hersfeld-Rotenburg	2013	in Betrieb	Erdgas	17,0		
BNA0805	Kraftwerk Plattling	BY	LK Deggendorf	2010	in Betrieb	Erdgas	118,5	x	
BNA0814	HKW Potsdam-Süd	BB	SK Potsdam	1996	in Betrieb	Erdgas	81,8		
BNA1328	HBB	BY	LK Rosenheim	2001	in Betrieb	Erdgas	24,0		
BNA1861	Regensburg	BY	LK Regensburg	2012	in Betrieb	Erdgas	10,6		
BNA1862	Regensburg	BY	LK Regensburg	2016	in Betrieb	Erdgas	2,7		
BNA1238	Kraftwerk Meggle	BY	LK Rosenheim	2000	in Betrieb	Erdgas	15,1		
BNA0832	BHKW-Hauffstraße	BW	LK Reutlingen	2011	in Betrieb	Erdgas	9,8		
BNA1408	Heizkraftwerk Evonik Rheinfelden	BW	LK Lörrach	1979	in Betrieb	Erdgas	15,7		
BNA0842a	Gasmotoren	BY	SK Rosenheim	2011	in Betrieb	Erdgas	9,8		
BNA0842b	Gasmotor 4	BY	SK Rosenheim	2013	in Betrieb	Erdgas	9,2		
BNA0843	Gasmotor 5	BY	SK Rosenheim	2012	in Betrieb	Erdgas	4,3		
BNA0848	GuD Marienehe	MV	LK Rostock	1996	in Betrieb	Erdgas	108,0		
BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	HE	LK Groß-Gerau	1999	in Betrieb	Erdgas	112,1	x	
BNA1464	Gas- u. Dampfturbinenanlage Südraum	SL	Regionalverband Saarbrücken	2012	in Betrieb	Erdgas	38,6		
BNA1859	Ford Saarlouis	SL	LK Saarlouis	2016	in Betrieb	Erdgas	22,0		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA1248a	UPM Schongau	BY	LK Weilheim-Schongau	1954	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	64,0	x	x
BNA1248b	HKW3 UPM Schongau	BY	LK Weilheim-Schongau	2014	in Betrieb	Erdgas	76,0	x	
BNA1260	Heizkraftwerk Sindelfingen	BW	LK Böblingen	2013	in Betrieb	Erdgas	95,0	x	
BNA1863	Gasturbinen-HKW St. Wendel	SL	LK St. Wendel	2014	in Betrieb	Erdgas	19,5		
BNA0918b	Dow Stade	NI	LK Stade	2015	in Betrieb	Erdgas	157,0		
BNA1437	KWK AOS GmbH	NI	LK Stade	2012	in Betrieb	Erdgas	30,7		
BNA0922	GuD-Ikw Staßfurt	ST	LK Salzlandkreis	2015	in Betrieb	Erdgas	100,0		
BNA1403	Steinitz	ST	LK Altmarkkreis Salzwedel	1999	in Betrieb	Erdgas	11,4		
BNA0957	BHKW Obere Viehweide	BW	LK Tübingen	2000	in Betrieb	Erdgas	13,4		
BNA1271	Unterbreizbach	TH	LK Wartburgkreis	1995	in Betrieb	Erdgas	20,0		
BNA1335a	PKV Kraftwerk	NI	LK Friesland	1989	in Betrieb	Erdgas	58,1		
BNA1335b	PKV Kraftwerk	NI	LK Friesland	1968	in Betrieb	Erdgas	0,5		x
BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching	BY	LK Pfaffenhofen a.d. Ilm	2010	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	846,0	x	
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	BY	LK Pfaffenhofen a.d. Ilm	2011	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Erdgas	561,0	x	
BNA1407	STW	SN	LK Mittelsachsen	1997	in Betrieb	Erdgas	19,1		
BNA1042	Gersteinwerk	NW	LK Unna	1973	in Betrieb	Erdgas	55,0		
BNA1039	Gersteinwerk	NW	LK Unna	1973	in Betrieb	Erdgas	55,0		
BNA1040	Gersteinwerk	NW	LK Unna	1973	in Betrieb	Erdgas	55,0		
BNA1043	Gersteinwerk	NW	LK Unna	1973	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	355,0		
BNA1044	Gersteinwerk	NW	LK Unna	1973	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Erdgas	355,0		
BNA1045	Gersteinwerk	NW	LK Unna	1973	in Betrieb	Erdgas	355,0		
BNA1046b	Gersteinwerk	NW	LK Unna	1984	in Betrieb	Erdgas	112,0		
BNA1056	Wi-Biebrich	HE	SK Wiesbaden	2006	in Betrieb	Erdgas	25,0		
BNA1465d	Gaskraftwerk	HE	LK Werra-Meißner-Kreis	1990	Sonderfall	Erdgas	13,2		
BNA1504	BHKW	RP	LK Germersheim	2013	in Betrieb	Erdgas	13,0		
BNA1074	Spitzenlastkraftwerk Wolfen	ST	LK Anhalt-Bitterfeld	1997	in Betrieb	Erdgas	40,0		
BNA1677	BHKW Braunschweig	NI	SK Wolfsburg	2014	In Betrieb	Erdgas	10,4		
BNA1284	Co-Generation	RP	SK Worms	1991	in Betrieb	Erdgas	11,5		
BNA1285	Sigmundshall	NI	LK Region Hannover	1974	in Betrieb	Erdgas	11,0		x
BNA1082	HKW Barmen	NW	SK Wuppertal	2005	saisonale Konservierung	Erdgas	82,0		
BNA1085	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	BY	SK Würzburg	1971	in Betrieb	Erdgas	23,0	x	x
BNA1086	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	BY	SK Würzburg	1993	in Betrieb	Erdgas	25,0	x	
BNA1087	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	BY	SK Würzburg	2009	in Betrieb	Erdgas	29,5	x	
BNA1088	Heizkraftwerke an der Friedensbrücke	BY	SK Würzburg	2005	in Betrieb	Erdgas	44,5	x	

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA1089	Zielitz	ST	LK Börde	1996	in Betrieb	Erdgas	27,0		
BNA1097	Kohlekraftwerk	NW	LK Rhein-Sieg-Kreis	1964	in Betrieb	Erdgas	19,5		x
BNA1094	Gaskraftwerk	NW	LK Rhein-Sieg-Kreis	1996	in Betrieb	Erdgas	15,1		
BNA1557		SN	LK Zwickau	2014	in Betrieb	Erdgas	12,9		
BNA1909	HKW 3 Stuttgart-Gaisburg	BW	SK Stuttgart	2018	in Betrieb	Erdgas	29,2		
BNA1927	GM	TH	LK Wartburgkreis	2018	in Betrieb	Erdgas	10,0		
BNA1934	KWK Landshut	BY	LK Landshut		in Betrieb	Erdgas	17,6		
	KWK-Anlagen				in Betrieb	Erdgas	3.328,2		
BNA1337a	Heizkraftwerk	BY	SK Aschaffenburg		endgültig stillgelegt 2012 (ohne StA)	Erdgas	27,0		
BNA0118	Heizkraftwerk Süd	NW	SK Bonn		endgültig stillgelegt 2012 (ohne StA)	Erdgas	14,4		
BNA0913	GuD-Anlage Spreetal	SN	LK Bautzen		endgültig stillgelegt 2012 (ohne StA)	Erdgas	50,0		
BNA0059a	HKW Kassel	HE	LK Kassel		endgültig stillgelegt 2013 (ohne StA)	Erdgas	12,2		
BNA0933	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaisburg	BW	SK Stuttgart		endgültig stillgelegt 2014 (ohne StA)	Erdgas	55,0		
BNA0099	Gasturbinenkraftwerk Bielefeld Ummeln	NW	SK Bielefeld		endgültig stillgelegt 2015 (mit StA)	Erdgas	55,0		
BNA0681	Freimann GT 1	BY	SK München		endgültig stillgelegt 2015 (mit StA)	Erdgas	80,0		
BNA0682	Freimann GT 2	BY	SK München		endgültig stillgelegt 2015 (mit StA)	Erdgas	80,0		
BNA0922a	GuD-lkw Staßfurt	ST	LK Salzlandkreis		endgültig stillgelegt 2015 (ohne StA)	Erdgas	9,0		
BNA0080	Lichterfelde	BE	SK Berlin		endgültig stillgelegt 2016 (mit StA)	Erdgas	144,0		
BNA0735	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming		endgültig stillgelegt 2016 (mit StA)	Erdgas	37,5		
BNA0736	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming		endgültig stillgelegt 2016 (mit StA)	Erdgas	37,5		
BNA0737	Thyrow	BB	LK Teltow-Fläming		endgültig stillgelegt 2016 (mit StA)	Erdgas	37,5		
BNA0140	KW Hastedt	HB	SK Bremen		endgültig stillgelegt 2016 (mit StA)	Erdgas	155,0		
BNA1127	GHD	BY	LK Dingolfing-Landau		endgültig stillgelegt 2017 (ohne StA)	Erdgas	6,7		
BNA1128	GHD	BY	LK Dingolfing-Landau		endgültig stillgelegt 2017 (ohne StA)	Erdgas	6,7		
BNA1200	GuD-Kraftwerk	BW	SK Mannheim		endgültig stillgelegt 2018 (mit StA)	Erdgas	17,2		
BNA0076	Lichterfelde	BE	SK Berlin		endgültig stillgelegt 2018 (mit StA)	Erdgas	144,0		
BNA0544	HKW Südstadt	NW	SK Köln		endgültig stillgelegt 2018 (mit StA)	Erdgas	35,0		
BNA1041	Gersteinwerk	NW	LK Unna		endgültig stillgelegt 2018 (mit StA)	Erdgas	55,0		
BNA0110	Bochum	NW	SK Bochum		endgültig stillgelegt 2018 (mit StA)	Erdgas	20,7		
BNA0221c	Gasblock	NW	SK Düsseldorf		endgültig stillgelegt 2019 (mit StA)	Erdgas	293,0		
	Hagen-Kabel	NW	SK Hagen	2014	in Betrieb	Erdgas	55,0		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	BW	LK Esslingen	1971	in Betrieb	Mehrere Energieträger	50,0	x	
BNA0017	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	BW	LK Esslingen	1973	in Betrieb	Mehrere Energieträger	57,0	x	
BNA0018	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	BW	LK Esslingen	1975	in Betrieb	Mehrere Energieträger	81,0	x	
BNA0025	Kesselhaus Zuckerfabrik	MV	LK Vorpommern-Greifswald	1993	in Betrieb	Mehrere Energieträger	15,1		
BNA1458		RP	LK Südliche Weinstraße	1976	in Betrieb	Mehrere Energieträger	28,0		x
BNA1337e	GuD-Anlage	BY	SK Aschaffenburg	2013	in Betrieb	Mehrere Energieträger	47,0		
BNA1104	Heizkraftwerk	BY	SK Augsburg	1976	in Betrieb	Mehrere Energieträger	20,4		x
BNA1105	HKW Bad Salzungen	TH	LK Wartburgkreis	1994	in Betrieb	Mehrere Energieträger	9,7		
BNA0081	Klingenberg	BE	SK Berlin	1981	in Betrieb	Mehrere Energieträger	164,0		x
BNA0074	Charlottenburg	BE	SK Berlin	1975	in Betrieb	Mehrere Energieträger	144,0		x
BNA1821	Energieversorgung Wedding	BE	SK Berlin	1972	in Betrieb	Mehrere Energieträger	15,0		x
BNA0098	HKW Schildescher Straße	NW	SK Bielefeld	1977	Sonderfall	Mehrere Energieträger	23,0		x
BNA0101	HKW Schildescher Straße	NW	SK Bielefeld	1966	Sonderfall	Mehrere Energieträger	41,0		x
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße	NW	SK Bonn	2013	in Betrieb	Mehrere Energieträger	95,0		
BNA0135	HKW-Mitte	NI	SK Braunschweig	1971	in Betrieb	Mehrere Energieträger	20,0		x
BNA0136	HKW-Mitte	NI	SK Braunschweig	2010	in Betrieb	Mehrere Energieträger	74,0		
BNA0137	HKW-Nord	NI	SK Braunschweig	1965	in Betrieb	Mehrere Energieträger	25,0		x
BNA1121	Energiezentrale	NW	LK Recklinghausen	2005	in Betrieb	Mehrere Energieträger	0,9		
BNA1120	Energiezentrale	NW	LK Recklinghausen	1991	in Betrieb	Mehrere Energieträger	10,2		
BNA0178	HKW Chemnitz Nord II	SN	SK Chemnitz	1986	vorläufig stillgelegt (mit StA)	Mehrere Energieträger	57,2		
BNA1125	Heizkraftwerk	HE	SK Darmstadt	1999	in Betrieb	Mehrere Energieträger	10,0		
BNA0207	HKW Dresden-Nossener Brücke	SN	SK Dresden	1995	in Betrieb	Mehrere Energieträger	260,0		
BNA0213	HKW III/A	NW	SK Duisburg	2002	in Betrieb	Mehrere Energieträger	40,0		
BNA0214	HKW III/B	NW	SK Duisburg	2005	in Betrieb	Mehrere Energieträger	234,0		
BNA1336	Holthausen	NW	SK Düsseldorf	1948	in Betrieb	Mehrere Energieträger	84,0		x
BNA0233	Kombikraftwerk	SN	LK Nordsachsen	1993	in Betrieb	Mehrere Energieträger	46,6		
BNA1505	HKW Wiesengrund	TH	SK Eisenach	1993	in Betrieb	Mehrere Energieträger	22,1		
BNA1868	HKW West M5	HE	SK Frankfurt am Main	2018	in Betrieb	Mehrere Energieträger	38,7		
BNA1315	HKW	BW	SK Freiburg im Breisgau	2001	in Betrieb	Mehrere Energieträger	27,0		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß-Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA0354	HKW Göttingen	NI	LK Göttingen	1998	in Betrieb	Mehrere Energieträger	18,8		
BNA0504	HKW Jena	TH	SK Jena	1996	in Betrieb	Mehrere Energieträger	182,0		
BNA0510a	HKW Karcherstr.	RP	SK Kaiserslautern	1989	in Betrieb	Mehrere Energieträger	11,6		
BNA1165	P&L Werk Appeldorn	NW	LK Kleve	2002	in Betrieb	Mehrere Energieträger	11,4		
BNA0515	Heizkraftwerk West	BW	SK Karlsruhe	1984	in Betrieb	Mehrere Energieträger	33,0		x
BNA0531	KW Kirchlegern	NW	LK Herford	1981	in Betrieb	Mehrere Energieträger	146,5		
BNA1329	K&N PFK AG EV	SN	LK Mittelsachsen	1993	in Betrieb	Mehrere Energieträger	13,1		
BNA1187	P&L Werk Lage	NW	LK Lippe	2017	in Betrieb	Mehrere Energieträger	10,2		
BNA0588	Heizkraftwerk Leipzig-Nord	SN	SK Leipzig	1996	in Betrieb	Mehrere Energieträger	167,0		
BNA1332	INEOS Kraftwerk	NW	LK Wesel	1995	in Betrieb	Mehrere Energieträger	24,0		
BNA0685	Heizkraftwerk Hafen	NW	SK Münster	2005	in Betrieb	Mehrere Energieträger	104,1		
BNA0688	GuD-HKW Neubrandenburg	MV	LK Mecklenburgische Seenplatte	1997	in Betrieb	Mehrere Energieträger	75,0		
BNA0744	Franken 1	BY	SK Nürnberg	1973	in Betrieb	Mehrere Energieträger	383,0	x	
BNA0745	Franken 1	BY	SK Nürnberg	1976	in Betrieb	Mehrere Energieträger	440,0	x	
BNA0800	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	BW	SK Pforzheim	1980	in Betrieb	Mehrere Energieträger	41,2		
BNA0856	HKW Schwarza	TH	LK Saalfeld-Rudolstadt	1936	in Betrieb	Mehrere Energieträger	26,5		x
BNA0861a	HKW Römerbrücke	SL	Regionalverband Saarbrücken	2005	in Betrieb	Mehrere Energieträger	75,0	x	
BNA0893	GuD Schwarzheide	BB	LK Oberspreewald-Lausitz	1994	in Betrieb	Mehrere Energieträger	122,0		
BNA0896	HKW Schwerin Süd	MV	SK Schwerin	1994	in Betrieb	Mehrere Energieträger	44,9		
BNA0897	HKW Schwerin Lankow	MV	SK Schwerin	1994	in Betrieb	Mehrere Energieträger	23,0		
BNA1489	Heizkraftwerk Stendal	ST	LK Stendal	1994	in Betrieb	Mehrere Energieträger	22,0		
BNA1333a	HKW Pfaffenwald	BW	SK Stuttgart	1988	in Betrieb	Mehrere Energieträger	12,2		
BNA1333b	HKW Pfaffenwald	BW	SK Stuttgart	1969	in Betrieb	Mehrere Energieträger	11,3		x
BNA1333c	HKW Pfaffenwald	BW	SK Stuttgart	1968	in Betrieb	Mehrere Energieträger	11,6		x
BNA1264	HKW Bohrhügel	TH	SK Suhl	1995	in Betrieb	Mehrere Energieträger	13,5		
BNA1279	Gasturbine	NW	LK Rhein-Erft-Kreis	1996	in Betrieb	Mehrere Energieträger	51,9		
BNA1078	HKW Wörth	RP	LK Gernsheim	2007	in Betrieb	Mehrere Energieträger	59,0	x	
BNA1400b	EZ1	ST	LK Burgenlandkreis	1993	in Betrieb	Mehrere Energieträger	23,3		
BNA1904	K5/T7	SH	SK Flensburg	2016	in Betrieb	Mehrere Energieträger	29,0		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
BNA1275		BW	LK Rhein-Neckar-Kreis		endgültig stillgelegt 2013 (ohne StA)	Mehrere Energieträger	21,0		
BNA1276		BW	LK Rhein-Neckar-Kreis		endgültig stillgelegt 2013 (ohne StA)	Mehrere Energieträger	21,0		
BNA0918a	Dow Stade	NI	LK Stade		endgültig stillgelegt 2014 (mit StA)	Mehrere Energieträger	190,0		
BNA0810	Kraftwerk Veltheim	NW	LK Minden-Lübbecke		endgültig stillgelegt 2015 (mit StA)	Mehrere Energieträger	65,0		
BNA0811	Kraftwerk Veltheim	NW	LK Minden-Lübbecke		endgültig stillgelegt 2015 (mit StA)	Mehrere Energieträger	335,0		
BNA0799	Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	BW	SK Pforzheim		endgültig stillgelegt 2016 (mit StA)	Mehrere Energieträger	11,3		
BNA1225	PWG	BY	LK Weilheim-Schongau		endgültig stillgelegt 2016 (ohne StA)	Mehrere Energieträger	5,3		
BNA1226	PWG	BY	LK Weilheim-Schongau		endgültig stillgelegt 2016 (ohne StA)	Mehrere Energieträger	5,3		
BNA0288	HKW Niederrad	HE	SK Frankfurt am Main		endgültig stillgelegt 2017 (mit StA)	Mehrere Energieträger	56,0		
Zubau SR Strom	Klein KWK-Anlagen (<10 MW)	o.Z.*		2025	in Planung	Erdgas	2.700,0		
Zubau SR Strom	Klein KWK-Anlagen (<10 MW)	o.Z.*		2030	in Planung	Erdgas	1.500,0		
Zubau §§ 38/39	GuD Leipheim I	BY	LK Günzburg	2020	in Planung	Erdgas	670,0		
Zubau §§ 38/39	Kraftwerk Scholven (mehrere Anfragen)	NW	SK Gelsenkirchen	2020	in Planung	Erdgas	130,0		
Zubau §§ 38/39	Kraftwerk Irsching	BY	LK Pfaffenhofen a.d. Ilm	2021	in Planung	Erdgas	300,0		
Zubau §§ 38/39	Gasturbine Heilbronn	BW	SK Heilbronn	2024	in Planung	Erdgas	600,0		
Zubau §§ 38/39	GuD-Anlage Altbach	BW	LK Esslingen	2024	in Planung	Erdgas	600,0		
Zubau §§ 38/39	GuD-Anlage Marbach	BW	LK Ludwigsburg	2024	in Planung	Erdgas	400,0		
Zubau §§ 38/39	GuD-KW Herne	NW	SK Herne	2022	in Planung	Erdgas	753,0		
Zubau §§ 38/39	BHKW Marl M1	NW	LK Recklinghausen	2021	in Planung	Erdgas	31,0		
Zubau BNetzA-Liste	Lichterfelde	BE	SK Berlin	2019	in Planung	Erdgas	300,0		
Zubau BNetzA-Liste	Küstenkraftwerk Kiel	SH	SK Kiel	2019	in Planung	Erdgas	190,0		
Zubau BNetzA-Liste	KW5	RP	SK Mainz	2019	in Planung	Erdgas	100,0		
Zubau BNetzA-Liste	Marzahn	BE	SK Berlin	2019	in Planung	Erdgas	254,0		
Zubau BNetzA-Liste	KWK Dingolfing BA 2	BY	LK Dingolfing-Landau	2019	in Planung	Erdgas	15,0		
Zubau BNetzA-Liste	KWK München	BY	SK München	2019	in Planung	Erdgas	13,0		

BNetzA-ID	Kraftwerksname	Bundesland	Kreis	Baujahr	Status gemäß Kraftwerksliste der BNetzA (Stand 07. März 2019)	Energieträger	Nettoleistung in MW _{el}	Systemrelevant	KWK-Ersatz bis 2030
Zubau BNetzA-Liste	KWK München FIZ	BY	SK München	2019	in Planung	Erdgas	13,0		
Zubau BDEW-Liste	HKW Freimann	BY	SK München	2019	in Planung	Erdgas	106,0		
Zubau BDEW-Liste	GuD-Köln (IKW), Kessel 7	NW	SK Köln	2019	in Planung	Erdgas	63,0		
Zubau BDEW-Liste	Umrüstung HKW Cottbus (Gasmotoren)	BB	SK Cottbus	2020	in Planung	Erdgas	50,0		
Zubau BDEW-Liste	HKW Reick (Gasmotoren), DREWAG	SN	SK Dresden	2021	in Planung	Erdgas	90,0		
Zubau BDEW-Liste	Erweiterung HKW Jena (Gasmotoren), TEAG	TH	SK Jena	2021	in Planung	Erdgas	60,0		
Zubau BDEW-Liste	HKW Chemnitz (Gasmotoren)	SN	SK Chemnitz	2022	in Planung	Erdgas	80,0		
Zubau BDEW-Liste	Kessel 13, Stadtwerke Flensburg	SH	SK Flensburg	2022	in Planung	Erdgas	70,0		
Zubau BDEW-Liste	HKW, Stadtwerke Pforzheim	BW	SK Pforzheim	2022	in Planung	Erdgas	50,0		
Zubau BDEW-Liste	Gasmotorenanlage, Stadtwerke Frankfurt (Oder)	BB	SK Frankfurt/Oder	2022	in Planung	Erdgas	50,0		
Zubau BDEW-Liste	HKW-Süd (Gasturbinenanlage), Stadtwerke Leipzig	SN	SK Leipzig	2023	in Planung	Erdgas	120,0		
Zubau BDEW-Liste	HKW Altchemnitz (Gasmotoren)	SN	SK Chemnitz	2025	in Planung	Erdgas	50,0		
Zubau BDEW-Liste	BHKW (mehrere Gasmotoren), Stadtwerke Heidelberg	BW	SK Heidelberg	2025	in Planung	Erdgas	20,0		

*ohne Zuordnung

Hinweis: Stillgelegte Kraftwerke werden nicht in die Gasbedarfsmodellierung einbezogen.

Quelle: BDEW 2019b, BNetzA 2019a, Prognos AG, Fernleitungsnetzbetreiber

Anlage 3: Analyse der Arbeitsgruppe der Fernleitungsnetzbetreiber zur erforderlichen Ausspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Wallbach

Nachstehender Auszug aus einer Arbeitsunterlage der Arbeitsgruppe der Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas, Swissgas, FluxSwiss, Transitgas, Fluxys TENP und OGE erklärt das Vorgehen, die Annahmen und die Ergebnisse der gemeinsam durchgeführten Analyse sowie die gemeinsame Empfehlung.

A.1 Approach of the NDP Gas 2018–2028

In the NDP Gas 2018–2028, the German TSOs analysed the capacity requirements for SoS purposes in Italy and Switzerland as part of the TENP Security of Supply scenario. This was done on the basis of an analysis of publicly accessible, historical entry and exit flows from 2013 to 2017 for Italy and Switzerland. A consideration of the future development of entry capacities, especially in Italy, could only take place qualitatively, as detailed enough information was not publicly available for this purpose. This first analysis showed an exit capacity requirement in Wallbach of 13.3 GWh/h to ensure Security of Supply in Italy and Switzerland. The market consultations of the TENP Security of Supply scenario in 2018 showed no quantifiable evidence of additional capacity requirements to meet SoS needs. As a consequence, thanks to the investment projects approved in the NDP 2018–2028, the exit capacity in Wallbach has been secured at a level of 13.3 GWh/h at contractual conditions, this 13.3 GWh/h being the same amount available today in Wallbach by means of specific yearly SoS operating provisions agreed between adjacent TSOs. The additionally needed assets are expected to be in operations by the end of 2024.

A.2 Approach of the NDP Gas 2020–2030

In view of the upcoming process for the new NDP Gas 2020–2030, the JWG has carried out a forward looking analysis that takes into account the future Security of Supply of Italy and Switzerland. A wide range of scenarios in terms of demand and supply has been evaluated in order to detect the most relevant ones for the calculation of capacity needs at Wallbach.

On the Italian side, for each scenario an in-depth analysis of the winter period starting from the mid of January up to the end of February has been performed for the next 10 years. The choice of this period of the year allows including the highest daily gas demand (usually occurring in January) and the fast and progressive decrease of the withdrawal performance from Underground Storages -UGS- in the last part of the winter season (taking place in February typically).

A daily comparison between the forecast demand in case of stressed weather condition and the supply potential has been made in order to define the most critical contexts. In these situations the supply need in Passo Gries to cover the Italian demand has been defined, as well as the corresponding Wallbach needs calculated taking into account the Swiss consumption and the potential supply from the French-Swiss interconnection point of Oltingue. The most relevant scenarios are summarized in the table in section A.8.

A.3 Italian gas demand

The Italian gas demand scenario has been built taking into account:

- Italian and European goals on limiting emission, penetration of renewables and energy saving;
- The macroeconomic forecast outlook;
- Power generation mix and gas-fired power generation.

In particular the Italian demand is widely impacted by the carbon phase-out foreseen by 2025. Starting from yearly data, daily data about stressed weather conditions have been computed taking into account historical registered temperature. Three weather conditions-related gas demands have been considered (Ref. EU Regulation 1938/2017 art. 5 and 6):

1. The peak demand forecast for every single day;
2. The demand forecast for every single day in case of extreme temperatures during a 7-day period;
3. The demand forecast for every single day in case of extreme temperatures during a 30-day period.

The figures considered in section A.8 of this document are related to the first weather conditions (i. e. 1-day peak demand) that is considered the most tense scenario for these purposes.

A.4 Swiss gas demand

As far as Switzerland is concerned, the analysis performed in this document refers to the concept of gas peak demand and is not assessing Security of Supply scenarios linked to potential disruption of supply sources.

Two scenarios have been considered to calculate the future Swiss peak demand:

- Best estimate: Swiss peak demand taking into account:
 - The Swiss goals on containing emission, penetration of renewables and energy saving (Swiss Energy Strategy 2050).
 - The cumulated bottom up demand figures which were delivered to Swissgas by the Swiss gas industry.
 - A slightly increasing number of gas-fired power heat cogeneration plants in Switzerland.
 - A consistently decreasing number of bivalent dual-fuel end consumers who currently represent an important part of the peak demand optimization.
- Vision: equal to the Swiss peak demand taking into account additionally:
 - The future electric generation via 2 CCGT (Combined Cycle Gas Turbines).

The figures reported in section A.8 of this document consider the best estimate demand for two scenarios out of three (Scenarios 1 and 2) and the vision demand for the most tense scenario (scenario 3).

A.5 Italian supply side: assumptions on entry points utilization and relevant supply parameters

For all Italian entry points except Tarvisio (the only entry point from foreign countries whose capacity is always considered maximizable in case of need), several scenarios with an increasing level of supply stress have been taken into account. Although the more stressed the scenario, the lower the probability of occurrence, it is to be pointed out that all assessed supply scenarios are possible. The reduction of the UGS withdrawal performance during the considered period due to the progressive utilization has been also taken into account. In addition, infrastructure development such as the new import source from TAP and UGS capacity development have been considered too.

For the Italian market the most sensitive parameters to be evaluated for supply scenarios are listed here below:

- Algerian import: two different scenarios (Low, High) have been evaluated and included in the analysis.
- Low supply source reactivity: apart from Tarvisio (and Passo Gries) Italian entry points are characterized by a limited reactivity to critical situations. This parameter has been considered based on the recorded data of the last three years.
- LNG: supply source highly conditioned by the LNG worldwide availability and by possible adverse weather conditions. As a matter of fact, stressed demand conditions due to cold spells are often combined with bad weather and it is not unlikely to observe LNG ships encountering difficulties due to the sea conditions preventing them to berth and discharge LNG.
- TAP: TAP gas availability for Italy could be affected by the gas consumption of the upstream countries (Bulgaria, Greece, Albania and Montenegro).

A.6 Swiss supply side: assumptions on entry points available capacities

The Swiss demand can be supplied from three different Interconnection Points (IPs) connected to the Transitgas pipeline (Wallbach, Oltingue, Passo Gries) and from some small scale IPs from France, Germany, Austria and Liechtenstein covering demand not directly supplied by the Transitgas system.

- Wallbach being the main import source for Switzerland, to balance the Swiss market a full utilization of the small scale IPs (amounting to a total capacity of 2 GWh/h) is considered. In case of a shutdown or reduction of any of this small scale IPs during CH peak demand, this would directly lead to an additional demand from Transitgas and therefore Wallbach/ Oltingue capacities.
- The Swiss capacity scenarios are based on the physical stability of the Swiss grids.
- The Swiss domestic market has guaranteed long term bookings in the past. Therefore long term needs of firm capacity have been considered for the future.
- Concerning the entry point Oltingue, the relevant capacity is considered in the analysis from a physical balance perspective, even though from a commercial point of view most of the gas entering Switzerland from Oltingue is transported to Italy.
- The current technical capacity at the Interconnection Point Oltingue equals 10.5 GWh/h, as a result of:
 - On the French side (exit Oltingue GRTgaz) the technical capacity is split into 9.3 GWh/h of firm capacity and 1.2 GWh/h of interruptible capacity due to contractual minimum pressure requirements.
 - On the Swiss side (entry Oltingue CH) instead, the 10.5 GWh/h technical capacity is all firm capacity.

Assuming a stable supply context in France, the risk of interruption on the French side depends on upstream network configuration in the GRTgaz grid. Based on historical flows, GRTgaz has proven to be able to secure the interruptible capacity on top of the firm capacity up to a total flow of 10.5 GWh/h at Oltingue also in critical situations such as the Baumgarten event occurred in December 2017.

- The current technical capacities in Reverse Flow available at the Interconnection Point Passo Gries to supply not only the Swiss market but also the French and German ones have not been considered explicitly in the analysis. In any case, the first scenario described below at section A.8 shows a potential export from Italy which is compatible with the developed RF available capacities.

A.7 Reference Gas Year

Since the commissioning date for network expansion measures in Germany including a potential increase of capacity at exit Wallbach would be – according to planning assumptions in the German Network Development Plan – end of year 2025, the analysis on the relevant scenarios has been carried out for gas year 2025/26 assuming the maximum supply gap to occur in February 2026.

A.8 Relevant scenarios and results

Several supply and demand scenarios of the Italian and Swiss gas markets have been analysed based on the aforementioned parameters resulting in three representative scenarios shown in the table below.

These three scenarios and the identified relevant scenario parameters cover the full range of possible supply and demand situations for both gas markets.

- Scenario 1 "Italy: Fully maximized, CH: Fully maximised w/best estimate demand": this scenario considers the maximum foreseen utilization of the Italian supply sources. These figures are equal to the maximum capacity for Tarvisio, Gorizia, TAP and LNG entry points while are based on the assumptions described at section A.5 for Mazara del Vallo and Gela. The Italian storage is set at the maximum relevant performance for each day in February taking into account the performance decrease during the winter period. With regard to the entry point Oltingue, the interruptible capacity is also considered on top of the firm.

- Scenario 2 "Italy: Low Algeria + Medium LNG + Low Supply Source Reactivity, CH: Low Oltingue w/best estimate demand": this scenario considers the identified relevant restrictions. On the basis of the consideration for the Italian supply explained in section A.5, this scenario includes the reduced utilization of Mazara del Vallo up to the Low Algeria scenario, the reduction of Gela and Gorizia due to the Low supply source reactivity, a medium utilization of LNG and a reduced flow from TAP due to the upstream consumption. With regard to the entry point Oltingue, the interruptible capacity is not considered.
- Scenario 3 "Italy: Low Algeria + Low LNG + Low Supply Source Reactivity + Low TAP, CH: Low Oltingue w/vision demand": this scenario is the most severe one where all possible supply restrictions are considered. With regard to the entry point Oltingue, the interruptible capacity is not considered.

The results of the above mentioned assumptions are reported in the table below (a GCV of 10.57275 kWh/cm(s) is considered for the relevant conversions):

Italy		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Entry Point	Type	Italy: Fully maximised	Italy: Low Algeria + Medium LNG + Low Supply Source Reactivity	Italy: Low Algeria + Low LNG + Low Supply Source Reactivity + Low TAP
		Mcm(s)/d	Mcm(s)/d	Mcm(s)/d
Demand Italy		429	429	429
Supply				
Storage (Sum)	Storage	156	156	156
Production	Production	14	14	14
Tarvisio	Pipeline (RUS)	115	115	115
Mazara del Vallo	Pipeline (ALG)	55	40	40
Gela	Pipeline (LYB)	24	17	17
Gorizia	Pipeline	3	1	1
Cavarzere, Livorno, Panigaglia	LNG	54	29	22
TAP	Pipeline (AZ)	26	21	16
Total Supply (w/o Passo Gries)		446	393	381
Necessary flow at Passo Gries for Italy		-17.0	36.0	47.9
		GWh/h	GWh/h	GWh/h
Flows at Passo Gries (negative = Reverse Flow to CH, positive = Forward Flow to IT)	A	-7.5	15.9	21.1
CH		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Entry Point	Type	CH: Fully maximised w/ best estimate demand	CH: Low Oltingue w/best estimate demand	CH: Low Oltingue w/ vision demand
		GWh/h	GWh/h	GWh/h
Peak Demand CH [GWh/h]	B	11.6	11.6	12.5
Supply other CH small scale IP	C	2.0	2.0	2.0
Need for Transitgas entries by downstream markets (IT/CH)	D = A+B-C	2.1	25.5	31.6
Oltingue – firm	Pipeline (FR)	9.3	9.3	9.3
Oltingue – interruptible	Pipeline (FR)	1.2	0	0
Wallbach w/o additional investment	E	13.3	13.3	13.3
Total existing Transitgas entries	F	23.8	22.6	22.6
Total needed capacity at Wallbach [GWh/h]	G = E+D-F	-8.4	16.2	22.3

Quelle: Joint Working Group Snam Rete Gas, Swissgas, FluxSwiss, Transitgas, Fluxys TENP, OGE

C.1 Recommended Scenario

The scenarios described in section A cover the full range of possible capacity need at the exit point of Wallbach.

1. Scenario 1 “Italy: Fully maximized, CH: Fully maximised w/best estimate demand”: according to this scenario, no additional capacity will be needed at Wallbach to supply the Swiss and Italian markets. In particular, the results of this scenario depict the Italian market as structurally long over the next decade so that a physical reversal of flows at Passo Gries could occur at some moment even on a peak day. The current available capacities in Reverse Flow will allow exporting this possible excess of gas from Italy towards Switzerland, Germany and France.
2. Scenario 2 “Italy: Low Algeria + Medium LNG + Low Supply Source Reactivity, CH: Low Oltingue w/best estimate demand”: with the considered relevant restrictions, this scenario results in an additional capacity need of ca. 3 GWh/h at exit Wallbach (16.2 GWh/h).
3. Scenario 3 “Italy: Low Algeria + Low LNG + Low Supply Source Reactivity + Low TAP, CH: Low Oltingue w/vision demand”: when taking into account all possible restrictions influencing the Italian and Swiss market, the capacity at exit Wallbach would need to be equal to 22.3 GWh/h (+9 GWh/h vs the currently available capacities).

After a thorough assessment of the data and considering:

- The importance of exit Wallbach to compensate a possible disruption of sources which have proven to be more intermittent (i. e. LNG) or whose long-term availability is less predictable (Algerian gas in particular).
- The need to identify an efficient and right-sized investment solution to tackle the risk of stressed downstream markets.

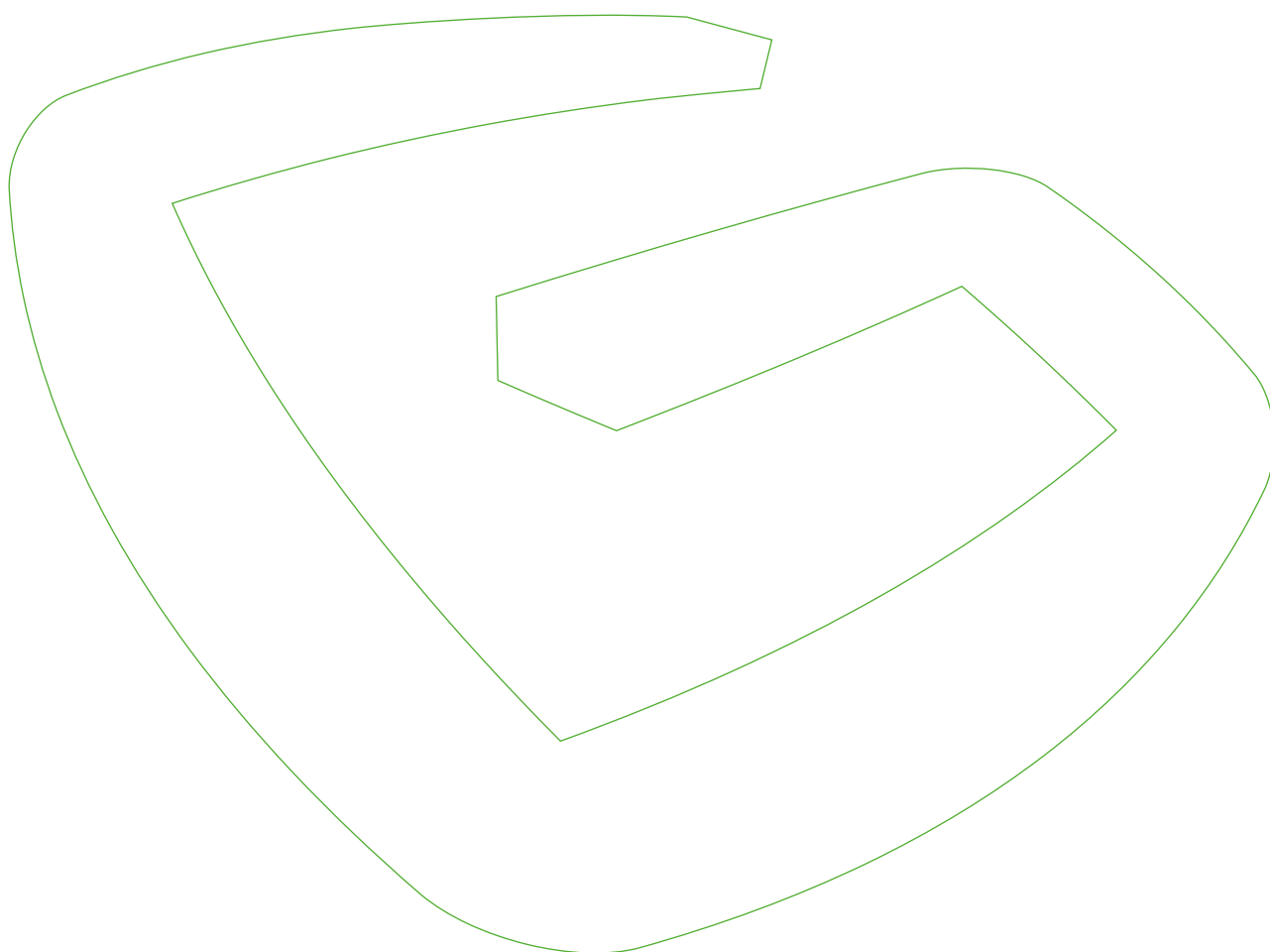
On the basis of the analyzed scenarios scenario 2 (+3 GWh/h at exit Wallbach) would be the appropriate one to cover the relevant restrictions specific for the Italian supply situation in combination with best estimate peak demand for Switzerland

C.2 Other measures

To the extent scenarios including further restrictions than the ones considered in Scenario 2 actually materialize on the Italian/Swiss markets in the future, some additional operational and structural measures could be activated among others:

- a. Exit Oltingue interruptible capacities for 1.2 GWh/h: as reported in section A.6, based on historical flows GRTgaz has proven to be able to deliver the interruptible capacity on top of the firm capacity up to a total flow of 10.5 GWh/h at Oltingue also during exceptional events such as the Baumgarten incident occurred on 12 December 2017.
- b. In addition to the capacity at letter a., further interruptible capacities to be created via contractual agreements at Wallbach/Oltingue (0.9 GWh/h): such capacities are linked to possible agreements between TSOs at the interconnection points of Wallbach and Oltingue aimed at increasing the maximum flows under specific operating conditions. Similar agreements are currently in place on yearly SoS support base on both IPs. Even in case of no extension of the current provisions after December 2024, such additional capacities amounting to the sum of +0.6 GWh/h from Wallbach and +0.3 GWh/h from Oltingue could be made available at least on a short term and interruptible basis in case of Security of Supply situations in Italy/Switzerland. Clearly, such additional capacities should not decrease the Swiss Security of Supply.
- c. Should there be any unused capacity in Germany and/or Switzerland part of such unused capacity could become available for the Italian market.
- d. Incremental Capacity Process in accordance with the CAM NC as well as any other process foreseen by the European Regulation.

Glossar



Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

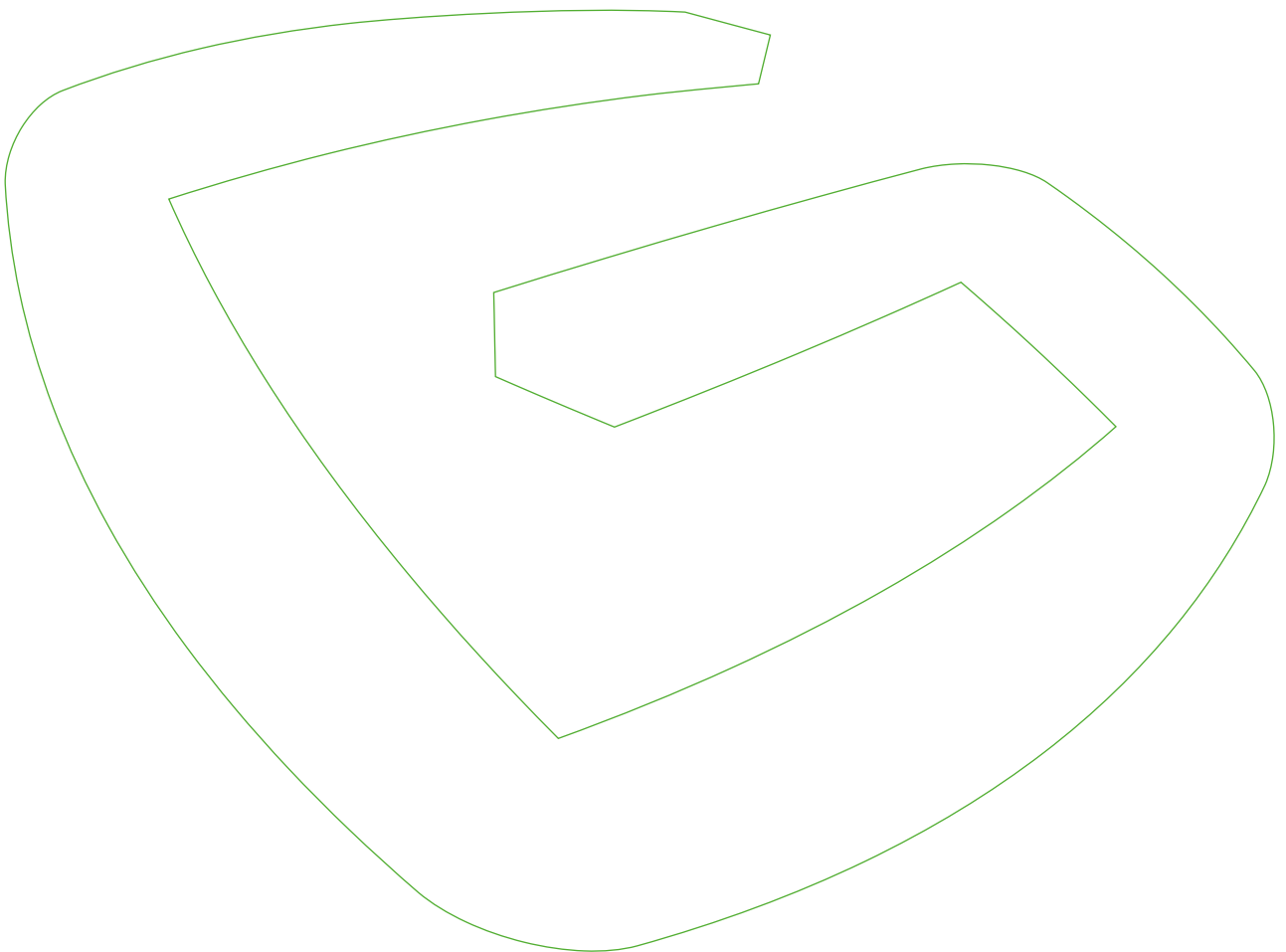
Sonstige Abkürzungen

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
bFZK	Bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V., ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG)
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.

EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEV	Endenergieverbrauch
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FGL	Ferngasleitung
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GTS	Gasunie Transport Services B. V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (der Gas Connect Austria)
KoV	Kooperationsvereinbarung Gas
LaFZK	Lastabhängig zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist.
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
MBI	Marktbasierte Instrumente
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NAM	Produzent des Groningen-Feldes
NC CAM	network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
non-FID	(Noch) keine finale Investitionsentscheidung
NOP	Netwerk Ontwikkelings Plan (niederländischer NEP)
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung

PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
SodM	Niederländische Bergaufsichtsbehörde
SR	Szenariorahmen
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
TVK	Technisch verfügbare Kapazitäten
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergroundspeicher
USB	Umsetzungsbericht
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point
VNB	Verteilernetzbetreiber

Literatur



[AG Energiebilanzen 2019] Energiebilanz bis 2016 für die Bundesrepublik Deutschland, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990–2017, download unter (Download am 14. Mai 2019): <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2015.html>

[BDEW 2019a] BDEW Gaszahlen 2019: Verbrauch bis 2018, sektoraler Verbrauch 2018 (z. T. durch FNB geschätzt) und Entwicklung der Gasversorgung in Deutschland – Zeitreihen ab 1991 (Mitgliederbereich): Marktanteile Neubau, Wohnungsbestand

[BDEW 2019b] BDEW-Kraftwerksliste: In Bau oder Planung befindliche Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung, download unter (Download am 18. Mai 2019) https://www.bdew.de/media/documents/PI_20190401_BDEW-Kraftwerksliste.pdf

[BDI 2018] Klimapfade für Deutschland, download unter (Download am 15. April 2019) <https://bdi.eu/artikel2/news/studie-zum-klimaschutz-kernergebnisse-der-klimapfade-fuer-deutschland/>

[BMWi 2019] Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Abschlussbericht, download unter (Download am 10. Mai 2019): https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile

[BNetzA 2018] Genehmigung des Szenariorahmens 2019–2030 vom 15. Juni 2018, download unter (Download am 16. Mai 2019): https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?sessionId=E0095B48304DFE43426B6B571BCE9ADB?__blob=publicationFile

[BNetzA 2019a] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, Stand 07. März 2019, download unter (Download am 15. April 2019): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

[BNetzA 2019b] Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 18. Mai 2017): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html

[BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2019] Monitoringbericht 2018, download unter (Download am 03.05.2019): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5

[BVEG 2007–2019] Zahlen und Fakten – Jahresberichte BVEG 2006–2018, download unter (Download am 14. Mai 2019): <https://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte>

[BVEG 2017] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2017–2028

[BVEG 2019] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2019–2030

[CDU/ CSU/ SPD 2018] Ein neuer Aufbruch für Europa, eine neue Dynamik für Deutschland, ein neuer Zusammenhalt für unser Land, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD (19. Legislaturperiode), download unter (Download am 18. Mai 2019) <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/847984/5b8bc23590d4cb2892b31c987ad672b7/2018-03-14-koalitionsvertrag-data.pdf?download=1>

[dena 2018] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, download unter (Download am 15. April 2019) <https://www.dena.de/integrierte-energiewende/>

[dena 2019] Biogaspartner Einspeiseatlas Deutschland – Excel-Datei, Stand März 2019, download unter (Download am 09. Mai 2019): <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>

[DLR 2015] Erneuerbare Energien im Verkehr. Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, download unter (Download am 22. Mai 2019): <http://www.lbst.de/download/2015/mks-kurzstudie-ee-im-verkehr.pdf>

[DVGW 2019] DVGW-Presseinformation vom 09. April 2019, download unter (Download am 24. Mai 2019): <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-09042019-mehr-wasserstoff-technisch-sicher-verankern/>

[EC 2018] A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, download unter (Download am 09. Mai 2019): https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf

[EUCO 2017] Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios, download unter (Download am 09. Mai 2019): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf

[energate 2019] Behörde prüft besondere netztechnische Betriebsmittel, download unter (Download am 13. Mai 2017): <https://www.energate-messenger.de/news/190447/behoeerde-prueft-besondere-netztechnische-betriebsmittel>

[ENERGINET 2019a] Gas Supply during the redevelopment of the tyra gas field 2019-2022, download unter (Download am 14. Mai 2017): <https://en.energinet.dk/Gas/Tyra>

[ENERGINET 2019b] Baltic Pipe connection may strengthen security of supply during Tyra platform redevelopment, download unter (Download am 14. Mai 2017): <https://en.energinet.dk/Gas/Gas-news/2019/01/09/Baltic-Pipe-connection-may-strengthen-security-of-supply-during-Tyra-platform-redevelopment>

[Energy Brainpool/ Greenpeace 2017] Kalte Dunkelflaute – Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter, Energy Brain Pool, Greenpeace Energy, Berlin, 2017, download unter (Download am 22. Mai 2017): https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2017-06-26_GPE_Studie_Kalte-Dunkelflaute_Energy-Brainpool.pdf

[FfE 2019] Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030, Veröffentlichung am 17. Juni 2019

[FNB Gas 2019] PRESSE-/ BRANCHENMITTEILUNG NEP Gas 2020: Fernleitungsnetzbetreiber verlängern Markt-abfrage zu Grüngas-Projekten und Sektorkopplung bis 12. Juli 2019, Download unter (Download am 22. Mai 2019): https://www.fnb-gas.de/files/2019_05_17_fnb_gas_pi-abfrage_gruengas-projekte_verlaengerung.pdf

[Frontier 2017] Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, Download unter (Download am 09. Mai 2019): https://www.fnb-gas.de/files/fnb_gas-wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf

[GTS 2017] Network Development Plan 2017 (NOP 2017), download unter (Download am 17. Mai 2019): <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/maintenance-of-transmission-system/network-development-plan-2017-nop2017>

[KNEP 2018] Koordinierter Netzentwicklungsplan 2018 für die Erdgas Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2019-2028, download unter (Download am 20. Mai 2019): <https://www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/knep>

[Moser 2017] Kurzgutachten zur infrastrukturellen Sektorenkopplung – Technische Perspektive“, A. Moser, RWTH Aachen, Aachen, 2017

[Öko-Institut 2019] Die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hinsichtlich Klimaschutz und Energiewirtschaft – Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie und Landesplanung des Landtags Nordrhein-Westfalen am 13. Februar 2019, download unter (Download am 19. Mai 2019): <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Statement-Landtag-NRW-KWSB-Ergebnisse-2019-02-11.pdf>

[Öko-Institut/ Fraunhofer ISI 2015] Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht, download unter (Download am 05. Mai 2019): <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>

[Öko-Institut et al. 2019] Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung, download unter (Download am 19. Mai 2019): <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf>

[Rijksoverheid 2019] <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/04/09/kamerbrief-beoordeling-causaliteitsvraag-als-gevolg-van-gaswinning-uit-het-groningenveld>

[RVO 2018a] https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/08/Ov02_Brief%20TK%2029%20maart%2018%20kst-33529-457.pdf

[RVO 2018b] Instemmingsbesluit Groningen gasveld 2018–2019, download unter (Download am 13. März 2019): https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/11/Instemmingsbesluit_Groningen_gasveld_2018-2019.pdf

[TenneT 2019] TenneT-Pressemitteilung: Besondere netztechnische Betriebsmittel: TenneT erteilt Zuschlag an Uniper, download unter (Download am 13. Mai 2019): https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2019/20190109_PM-TenneT-besondere-netztechnische-Betriebsmittel.pdf

[TYNDP 2018] Ten-Year Network Development Plan 2018, download unter (Download am 09. Mai 2019): <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2018>

[UBA 2010] Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Energien, Dessau-Roßlau: UBA, 2010, download unter (Download am 22. Mai 2019): https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf

[UBA 2017] Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten, Umweltbundesamt UBA, Dessau, 2017, download unter (Download am 22. Mai 2019): https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/uba_fachbrosch_rtd_final_bf.pdf