

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Modellierungsvarianten

Dr. Lars Huke/ Volkhard Robens, OGE

Agenda

- Überblick Modellierungsvarianten
- Verteilernetzbetreiber
- Grenzübergangspunkte
- Speicher
- Kraftwerke

Überblick der geplanten Modellierungsvarianten für den NEP Gas 2018-2028

Szenario	Szenario I		Szenario I	Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030	Versorgungssicherheits-Szenario H-Gas 2030
Modellierungsvariante	Basisvariante		Speichervariante	L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	BV		SV	L.2030	H.2030
Berechnung	Vollständig 2023 / 2028			Bilanzanalyse	Bilanzanalyse
Stichtag	31.12.2023 / 31.12.2028			01.10.2030	01.10.2030
Verteilernetzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2018 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB einschließlich 2023, 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 10.3 des Szenariorahmens				
GÜP	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus „2018 – SR Konsultation“, Ausbaubedarf entsprechend Kapitel 10 des Szenariorahmens unter Berücksichtigung des TYNDP				
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung				
L- / H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen des Jahres 2029 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31.12.2028				
Untergrundspeicher	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - SR Konsultation" , § 39 Ausbaubegehren: 100% TaK	Ermittlung der erforderlichen Speicherfüllstände/Ausspeicherleistungen unter Versorgungssicherheitsaspekten			
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - SR Konsultation", heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke entsprechend Tabelle 3, Kapitel 5.1: 100% fDZK, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben, Neubau entsprechend Tabelle 4, Kapitel 5.2: 100% fDZK				
LNG	Neubau entsprechend Tabelle 17, Kapitel 9				
Industrie	Bestand gemäß Datenbank-Zyklus "2018 - SR Konsultation", Berücksichtigung des verbindlichen Zusatzbedarfs				

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Modellierung des Kapazitätsbedarfs

Grundsätzliche Vorgehensweise:

- Startwert: Interne Bestellungen des Jahres 2018
- Berücksichtigung der Langfristprognosen der VNB
(damit keine direkte Berücksichtigung der Gasbedarfsszenarien)
- Entwicklung entsprechend der plausibilisierten 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2023, danach konstante Fortschreibung

Plausibilisierung:

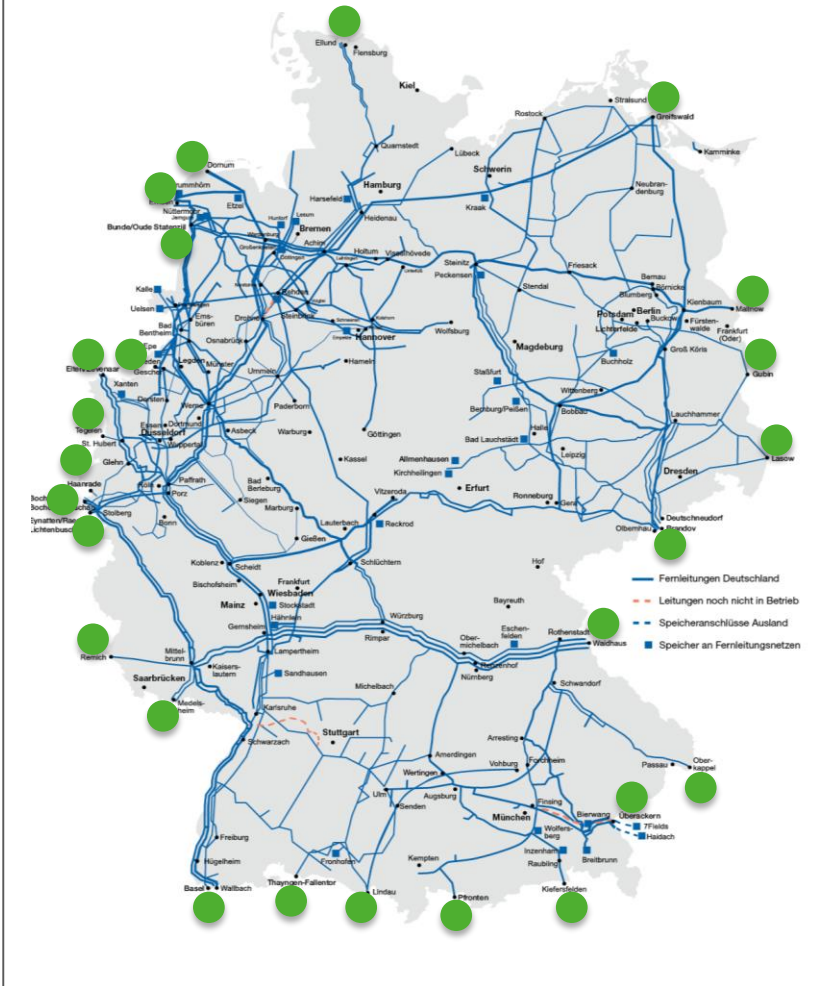
- Liegt der Prognosewert für 2023 über dem Bestellwert für das Jahr 2018, so ist eine Plausibilisierung seitens des VNB erforderlich
- Zur Plausibilisierung werden die von den VNB angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) herangezogen

► **Zusätzlicher Kapazitätsbedarf ist von den VNB nachvollziehbar zu begründen**

Grenzübergangspunkte

Aufteilung des Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte (GÜP)

Grenzübergangspunkte

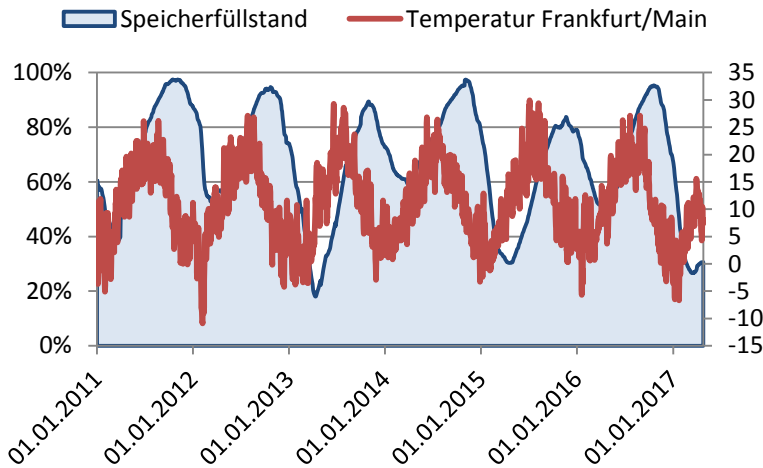


Vorgehensweise

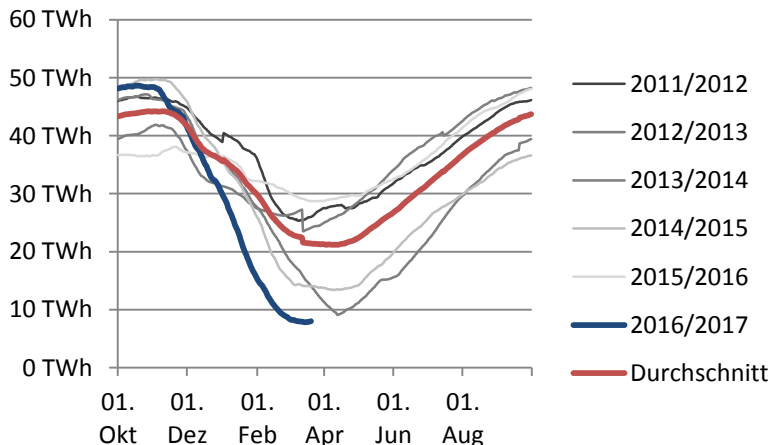
- Erstellung der L-Gas-Bilanz
- Erstellung der H-Gas-Bilanz
 - Zusatzbedarf H-Gas
- H-Gas-Quellenverteilung
 - Regionale, prozentuale Aufteilung des Zusatzbedarfs H-Gas
- GÜP-Aufteilung
 - Aufteilung des zusätzlichen H-Gas-Kapazitätsbedarfs auf die GÜP

Rolle der Gasspeicher im Winter 2016/17

Speicherfüllstände und Temperaturen



Speicherfüllstände im Winter 2016/17

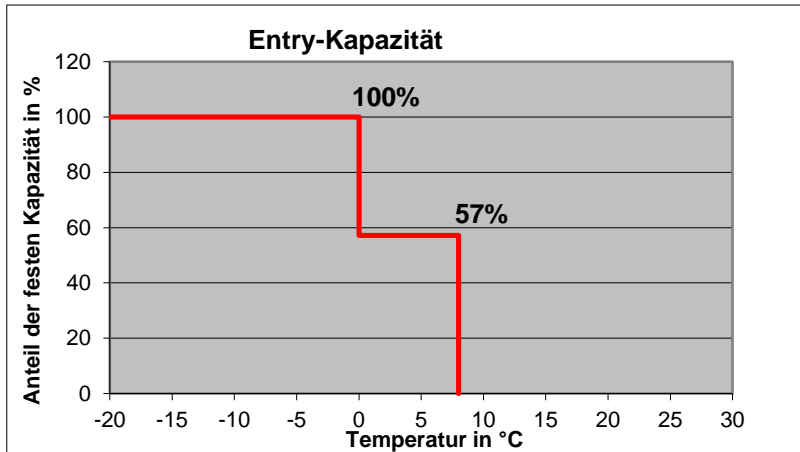


Lessons learned

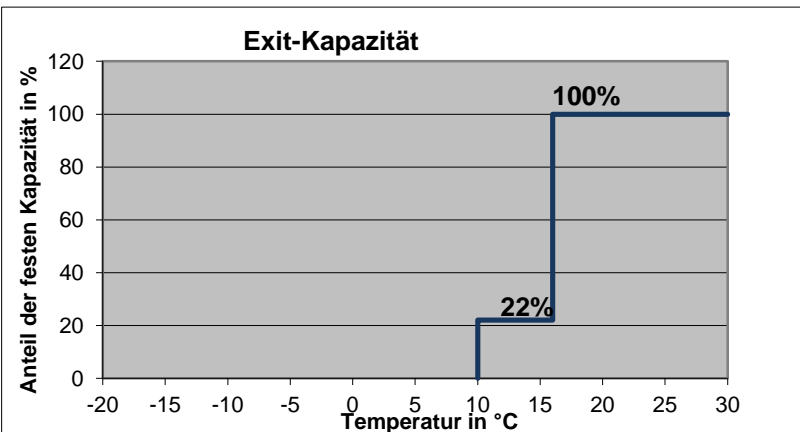
- Erdgasspeicher stellen nach wie vor eine zentrale Säule der Versorgungssicherheit unter extremen Temperaturbedingungen dar
- Erdgasspeicher werden zunehmend zum preisoptimierten Portfoliomanagement eingesetzt
- Regulatorische Rahmenbedingungen zur Sicherung benötigter Speicherleistung auch zum Ende einer Winterperiode sollten weiter entwickelt werden
- Der im Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 unterstellte, durchschnittliche Speicherfüllstand von 35% als Planungsprämisse in der Spitzenlastsituation ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sachgerecht

Modellierung mit TaK in der Basisvariante

Ausspeicherung



Einspeicherung



Modellierungsansatz

- Speicher-Neubau bzw. -Erweiterungen mit Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV (Stichtag: 14.07.2017) werden mit 100% der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) angesetzt
- Einspeisekapazität (die Ausspeicherung aus dem Speicher) wird bei einer Temperatur von 0° C und darunter als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 0° C und 8° C wird die angefragte Einspeisekapazität zu 57 % als fest berücksichtigt.
- Ausspeisekapazität (die Einspeicherung in den Speicher) wird bei einer Temperatur von 16° C und darüber als 100 % fest berücksichtigt. Zwischen 10° C und 16° C wird die angefragte Ausspeisekapazität zu 22 % als fest berücksichtigt.

Modellierung in der Speichervariante

Grundsätzliche Vorgehensweise:

- Ermittlung der erforderlichen Ausspeicherleistung bzw. des Füllstandes von Speichern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Abhängigkeit von der Netzentwicklung
- Untersuchung der erforderlichen Leistungsbereitstellung erfolgt in der Spitzenlastsituation für die Jahre 2023 bzw. 2028 und soll insbesondere mit einer regional aggregierten Unterscheidung erfolgen
- Betrachtungen werden nicht speicherindividuell, sondern für Speicherwirkungsbereiche durchgeführt

Vorgehen im Detail:

- Ermittlung und Definition von Speicherwirkungsbereichen
- Ermittlung der notwendigen Einspeiseleistung je Speicherwirkungsbereich für ein Spitzenlastszenario für eine Dauer von 14 Tagen
- Ermittlung des notwendigen mittleren Füllstands für die Speicherwirkungsbereiche anhand einer mittleren Speicherkurve

► **Modellierungsvariante stellt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber einen wichtigen Schritt in Richtung eines volkswirtschaftlich sinnvollen Einsatzes der zur Verfügung stehenden Komponenten des Gasversorgungssystems dar.**

Modellierung in den Varianten

Bestandskraftwerke:

- Berücksichtigung gemäß Datenbank-Zyklus „2018 – SR Konsultation“

Systemrelevante Kraftwerke:

- Unterbrechbare, direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % fDZK bis 2028 modelliert (sofern kein Stilllegungsbeschluss, Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten)

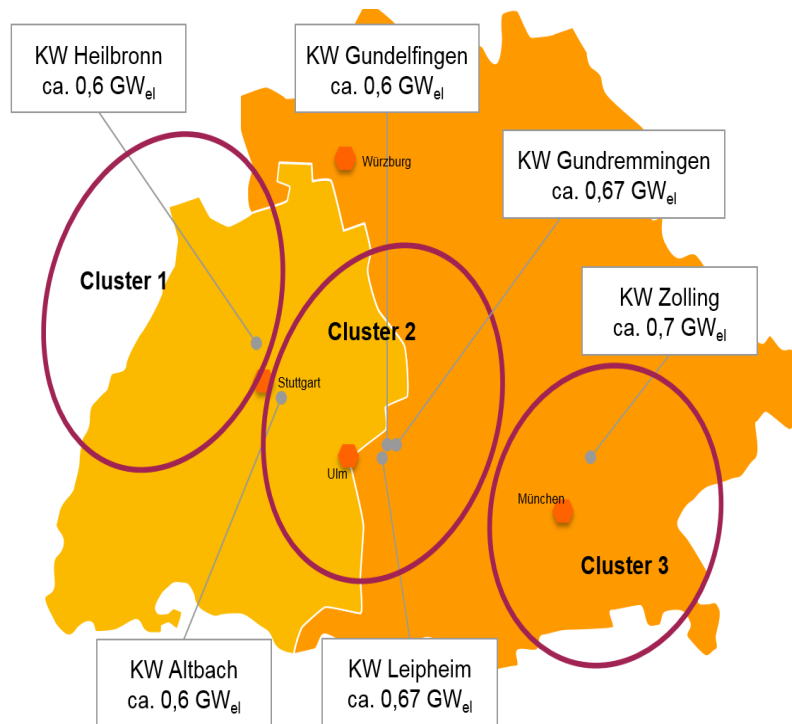
Neue Kraftwerke:

- Kraftwerksneubauten nach §38 / §39 GasNZV werden auf Basis der im SR 2018 definierten Kriterien mit Stichtag 18.04.2017 mit 100 % fDZK angesetzt
- Kraftwerksneubauten in Süddeutschland unter Berücksichtigung des Bedarfs für einen Neubau von Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW_{el}

Hinweis: Stichtag 14.07.2017 (Ende der Konsultation) für die Aufnahme der Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubeglehen gemäß § 38/ § 39 GasNZV (Kraftwerke, Speicher, LNG-Anlagen)

Cluster-Ansatz für Kraftwerke in Süddeutschland

Cluster für KW in Süddeutschland



Modellierungsansatz

- In Süddeutschland liegen Kapazitätsreservierungen/ Ausbaubegehren nach § 38/ § 39 GasNZV mit einer gemeinsamen Leistung von rund 3,8 GW_{el} vor
- Im Bericht der BNetzA zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13 k EnWG vom 31.05.2017 wird ein Bedarf für einen Neubau an Netzstabilitätsanlagen in Höhe von 1,2 GW_{el} ausgewiesen
- Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen daher davon aus, dass einige der oben genannten neuen Kraftwerksprojekte in Konkurrenz zueinander stehen
- Für einen bedarfsgerechten Netzausbau werden daher drei Cluster gebildet, in denen die zu modellierende Kraftwerksleistung auf jeweils 1,2 GW_{el} gedeckelt wird
- Hierbei bilden Kraftwerksprojekte, welche den gleichen Haupttransportsystemen zuzuordnen sind, jeweils ein Cluster

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

L-Gas-Versorgung / H-Gas-Versorgung

Thorsten Schuppner, OGE

Agenda

- **L-Gas-Versorgung**
 - Wesentliche Entwicklungen seit dem NEP Gas 2016-2026
 - Entwicklung der L-Gas-Einspeisekapazitäten
 - Geplantes Vorgehen im NEP Gas 2018-2028
 - Weitere Aktivitäten zum Umstellungsprozess
- **H-Gas-Versorgung**
 - Geplantes Vorgehen im NEP Gas 2018-2028

Wesentliche Entwicklungen seit dem NEP Gas 2016-2026

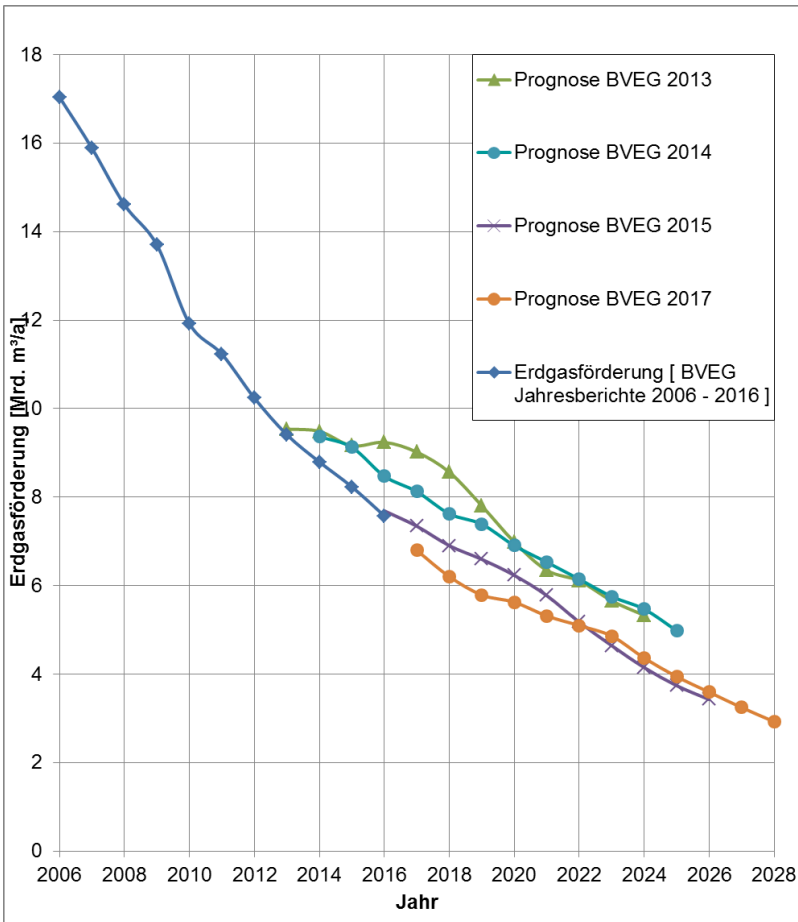
- Aktualisierung der Umstellungsplanung auf Basis der Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber
- Anpassung der Planungsprämissen auf Basis der Analyse der L-Gas-Importe aus den NL im GWJ 2015/16
- Aktualisierung der L-Gas-Leistungs- und Mengenbilanzen
- Fortführung und Vertiefung der Abstimmung mit GTS zum L-Gas-Import aus NL

- ▶ Anpassung der Planung im Umsetzungsbericht 2017
- ▶ Weitere Aktualisierung erfolgt im NEP Gas 2018-2028

L-Gas-Versorgung

Entwicklung der deutschen Gasproduktion

Erdgasförderung Elbe-Weser/Weser-Ems



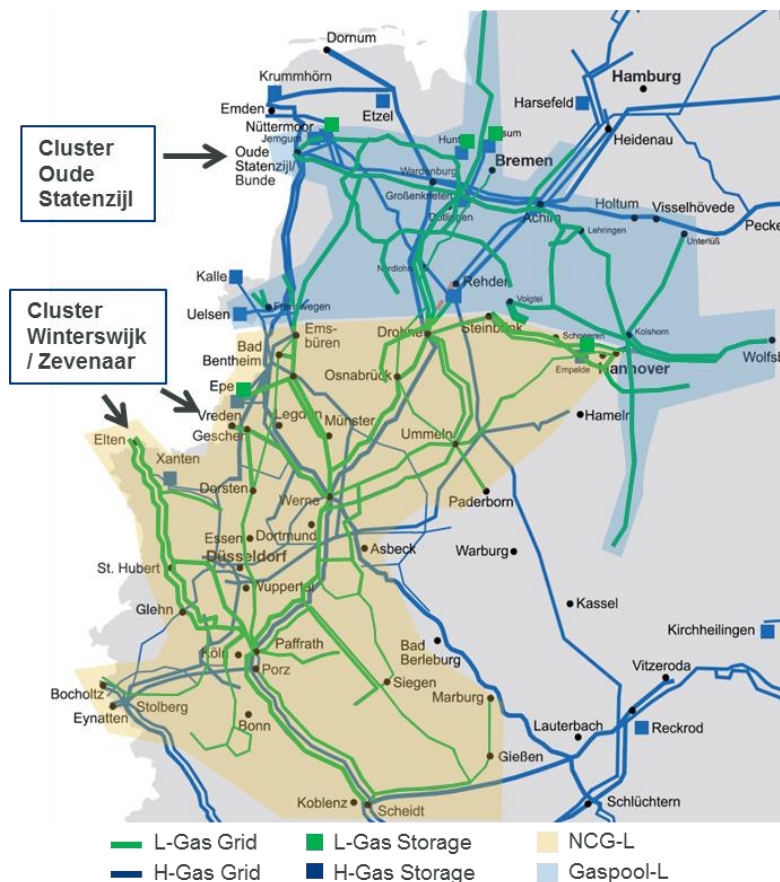
Key Facts

- Erneuter Rückgang der Produktionsprognose seitens des BVEG
- Aus FNB-Sicht sollte möglichst hoher Produktionsanteil als L-Gas bereitgestellt werden
- Sicherstellung liegt nicht im direkten Einflussbereich der FNB
- Handlungsbedarf zur Schaffung entsprechender Instrumente bzw. Marktanreize
- ▶ Unsicherheit hinsichtlich der Produktionsentwicklung in Deutschland stellt Risiko für die L-Gas-Versorgung dar
- ▶ Sofern technisch umsetzbar, muss hierauf kurzfristig reagiert werden

L-Gas-Versorgung

Importe aus den Niederlanden

Importsituation Niederlande



Key Facts

- Import-Leistung aus den Niederlanden stellt über 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar
- Reduktionen der jährlichen Produktionsmengen auf 24 bcm/a als Reaktion auf vermehrte Erdbeben im Bereich des Groningen-Feldes können bisher durch stärkere Nutzung der H->L-Konvertierung in den Niederlanden kompensiert werden
- Weitere Reduktion im April 2017 auf 21,6 bcm/a angekündigt
- Rückmeldung zur Auswirkung auf Deutschland wird im Sommer 2017 erwartet und im NEP Gas 2018-2028 analysiert
- ▶ Mit GTS findet regelmäßiger Austausch zur Abstimmung der Kapazitäts- und Mengenverfügbarkeit statt
- ▶ Unsicherheit hinsichtlich der Produktionsentwicklung in den Niederlanden stellt Risiko für die L-Gas-Versorgung dar

L-Gas-Versorgung

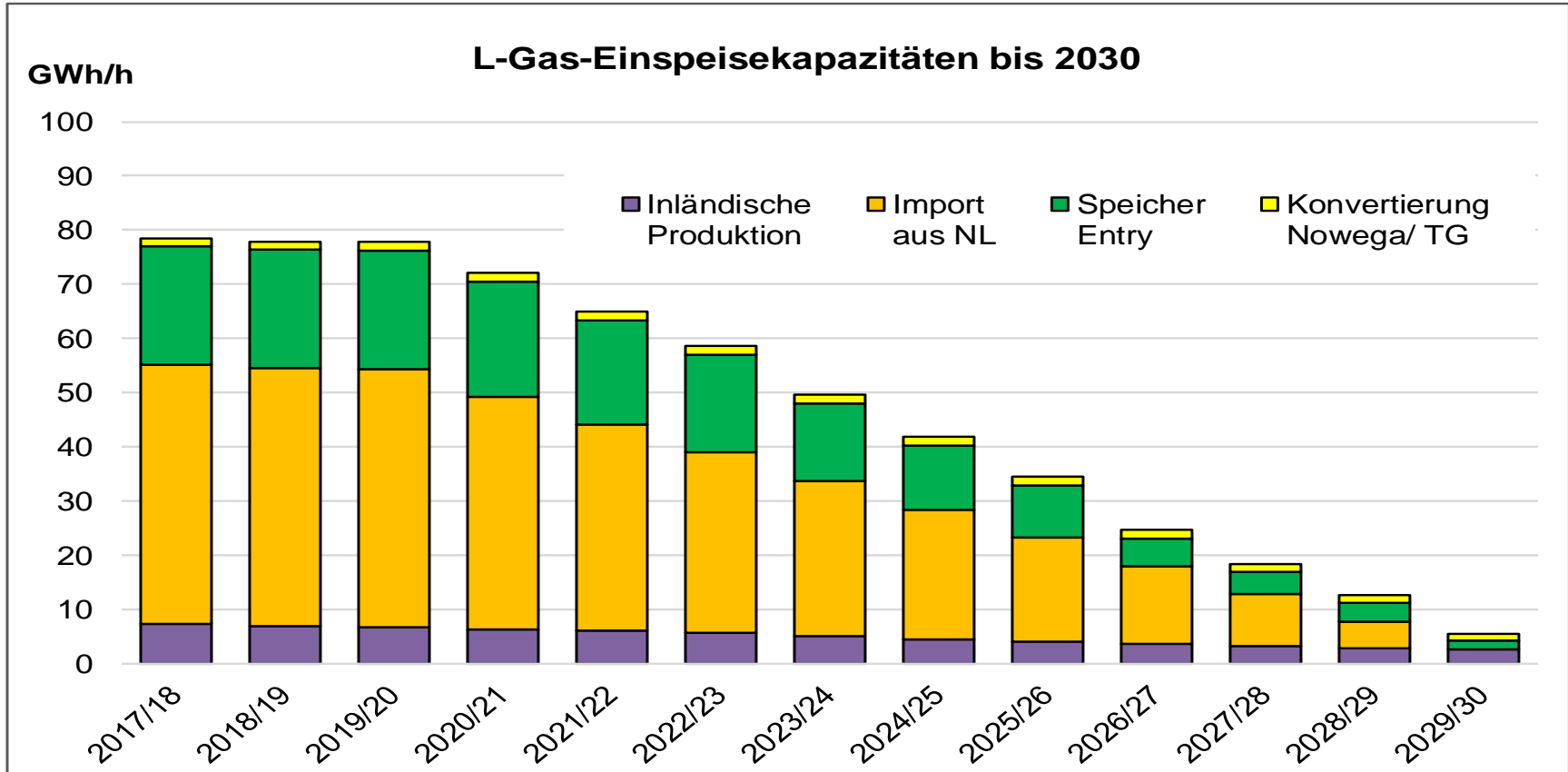
Berücksichtigung der Speicher

Angaben in GWh/h	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
2017/18	1,6	9,0	2,1	9,2	21,9
2018/19	1,6	9,0	2,1	9,2	21,9
2019/20	1,6	9,0	2,1	9,1	21,7
2020/21	1,6	9,0	2,1	8,6	21,3
2021/22	1,6	9,0	0,0	8,6	19,2
2022/23	1,6	9,0	0,0	7,4	18,0
2023/24	1,6	7,0	0,0	5,8	14,4
2024/25	1,6	5,5	0,0	4,7	11,7
2025/26	1,6	5,0	0,0	3,2	9,8
2026/27	1,6	3,5	0,0	0,0	5,1
2027/28	1,6	2,5	0,0	0,0	4,1
2028/29	1,6	2,0	0,0	0,0	3,6
2029/30	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6

- ▶ Entwicklung der benötigten Ausspeicherleistungen
- ▶ Umstellungskonzept der Speicher wird mit Speicherbetreibern abgestimmt

L-Gas-Versorgung

L-Gas-Einspeisekapazitäten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- ▶ Aktuelle BVEG-Prognose bedingt Reduzierung der Einspeisekapazitäten bis 2020/21
- ▶ Auswirkungen werden im NEP Gas 2018-2028 betrachtet

Geplantes Vorgehen im NEP Gas 2018-2028

- 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 2017 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2030
- Anpassung der Umstellungsbereiche, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen
- Berücksichtigung der vorliegenden aktuellen Detailplanungen der nachgelagerten Netzbetreiber und 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

Weitere Aktivitäten zum Umstellungsprozess

- Intensive bilaterale Gespräche mit L-Gas-Verteilernetzbetreibern
- Veröffentlichung der monatsscharfen L-H-Gas-Umstellungsplanung für die angekündigten Umstellungsbereiche auf der Internetseite des FNB Gas
- Ergänzung/ Anpassung der für die Marktraumumstellung relevanten Regelungen der Kooperationsvereinbarung und Überarbeitung des Leitfadens Marktraumumstellung (KoV IX)
- Abstimmung und Abschluss der Umstellungsfahrpläne
- Planung und Umsetzung von technischen Maßnahmen für die ersten Umstellungsbereiche
- Ankündigungen weiterer Umstellungen für die Jahre bis 2021
- Erhebung einer bundesweiten Marktraumumstellungsumlage seit dem 01.01.2017

Geplantes Vorgehen im NEP Gas 2018-2028

- 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)
- Abgleich der Kapazitäten an Grenzübergangspunkten mit den veröffentlichten Daten des TYNDP 2017
- Ermittlung und Darstellung der Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
- Ermittlung und Aufteilung des Zusatzbedarfs sowie Erläuterungen zur Vorgehensweise der Aufteilung gemäß H-Gas-Quellenverteilung auf einzelne Grenzübergangspunkte

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Vereinigung der
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.

Georgenstraße 23 / D-10117 Berlin

Telefon +49 30 9210 23 50

Telefax +49 30 9210 23 543

info@fnb-gas.de

www.fnb-gas.de