

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2016

Modellierung des NEP Gas 2016

Themenübersicht

- 01 H-Gas-Quellen und Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten
- 02 Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“
- 03 Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“
- 04 Modellierungsvarianten

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2016

H-Gas-Quellen und Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten

Volkhard Robens, OGE

Ableitung der zusätzlich benötigten H-Gas-Quellen

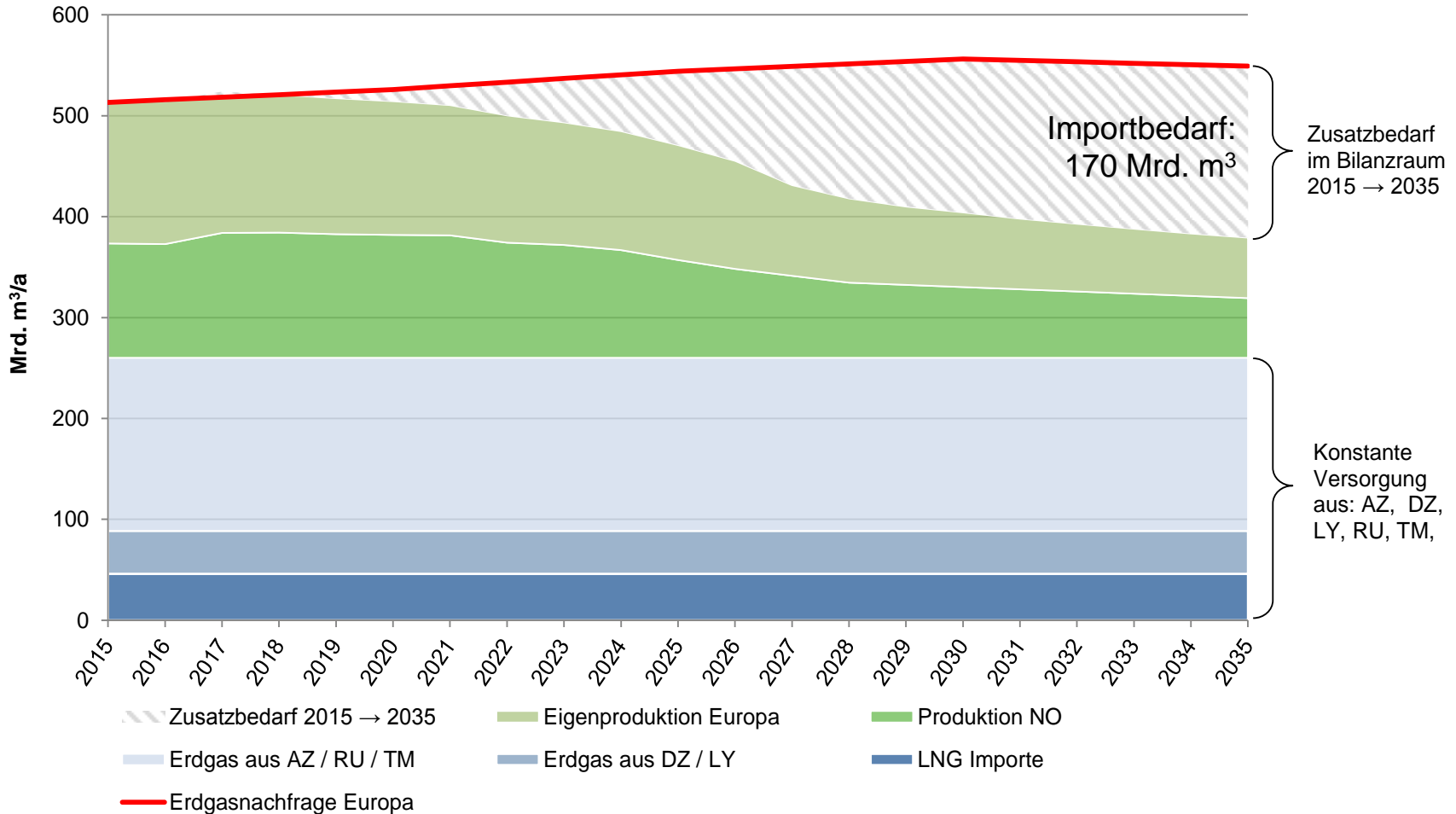
■ Ausgangssituation

- Rückläufige europäische Eigenproduktion, insbesondere Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der deutschen Eigenproduktion
- ⇒ Zunehmender H-Gas-Importbedarf in Europa

■ Vorgehensweise

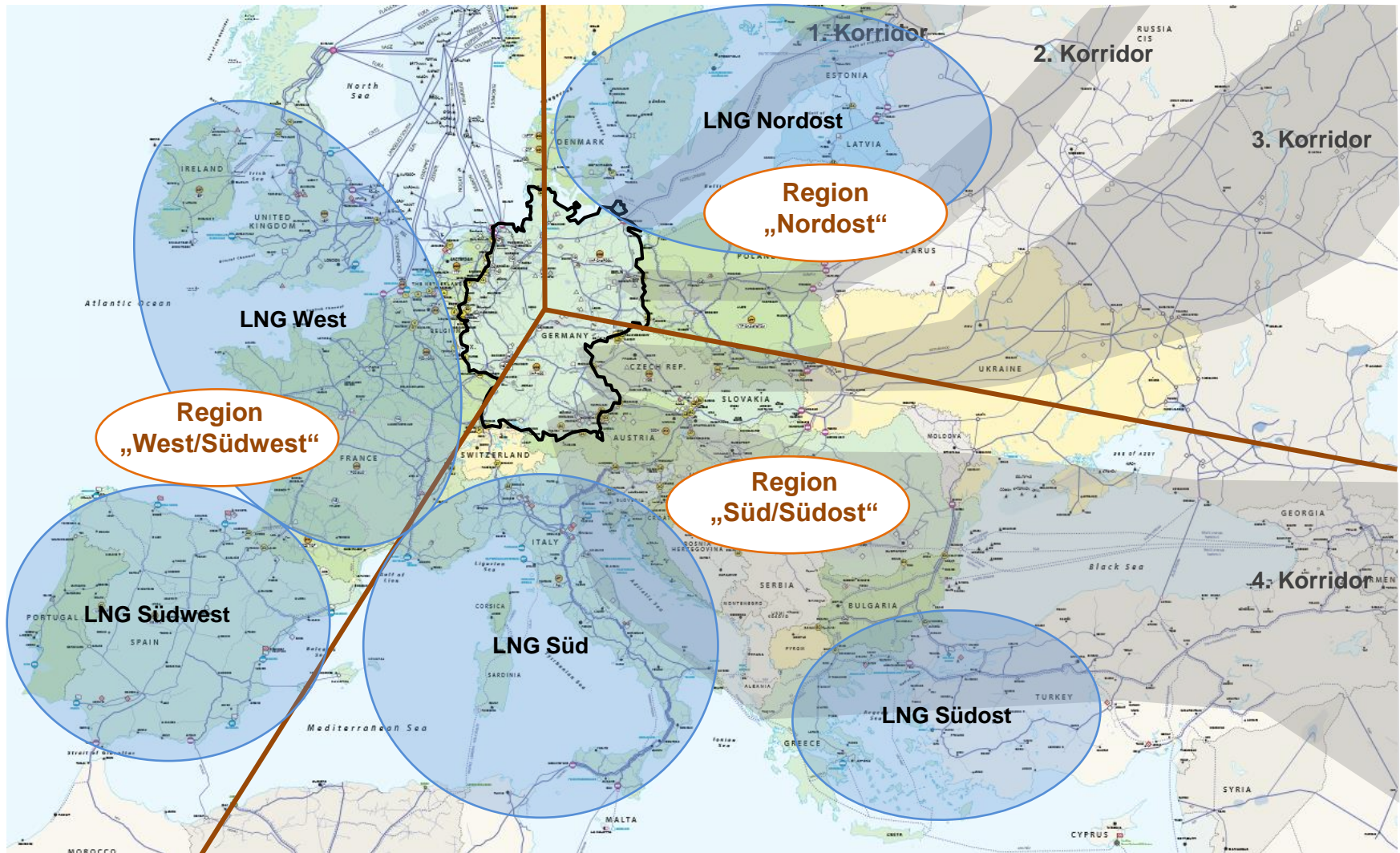
- Ableitung einer „H-Gas-Quellenverteilung“ und Ermittlung der Auswirkungen auf die deutschen Fernleitungsnetze
- Änderungen im Vergleich zum NEP Gas 2015:
 - Importbedarf Europa: Berücksichtigung des TYNDP 2015 statt des WEO 2012
 - LNG-Terminals: Berücksichtigung von Bestandsanlagen sowie deren Gleichbehandlung zu Neubauterminals
 - Pipelines: Berücksichtigung von Alternativprojekten (TESLA, EASTRING) zu South Stream sowie Berücksichtigung von AGRI und White Stream

TYNDP 2015: Entwicklung von Angebot und Nachfrage in Europa



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2015, Annex C2 und C4.

Lieferregionen Europa



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis der Leitungskarte von ENTSG 2015.

Transportwege und Infrastrukturprojekte

■ Berücksichtigte Projekte:

- LNG: Bestandsanlagen und Projekte (FID, NON-FID) gemäß Annex A und D des TYNDP 2015
- Pipelines: Bestand und Projekte (FID, NON-FID) gemäß Annex A und D des TYNDP 2015 oder im Addendum des TYNDP 2015 (South Stream Alternativen)

■ Unberücksichtigte Projekte:

- Pipelineprojekte Nabucco und South Stream, da diese Projekte nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert werden
- Pipelineprojekt Nord Stream 3 und 4, da dieses Projekt nicht im TYNDP 2015 enthalten ist und da die kürzlich bekannt gewordenen Entwicklungen noch nicht konkret genug für eine Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2016 sind
- LNG-Terminals in Malta, Teneriffa und Gran Canaria, wegen nicht zu erwartender physischer Wirkung auf Deutschland, sowie das LNG-Terminal Brindisi, da dieses Projekt nach neuesten Erkenntnissen nicht realisiert wird.

Basisvariante Q.1

■ Importbedarf:

- Berücksichtigung des von ENTSOG ausgewiesenen zusätzlichen Importbedarfs für Europa in Höhe von rund 170 bcm bis 2035

■ Pipeline:

- TESLA (41 bcm) und EASTRING (Ausbaustufe I: 19,25 bcm) anstelle South Stream
 - Davon 30 bcm Ersatz für Transit durch Ukraine
- Weitere Projekte (+48 bcm):
 - Nord Stream I/II, GALSI, TAP, White Stream, AGRI

■ LNG:

- Unterstellung gleicher Auslastungsraten für Bestands- und Neuanlagen (92 bcm) → Auslastungsgrad 42 %

The map illustrates four gas corridors across Europe, with specific regions and projects highlighted. The regions are defined by dashed red lines and labeled in orange ovals. The projects are labeled in blue ovals. The corridors are labeled in grey ovals.

- Region „West/Südwest“ (+57,4 bcm (34%))**
 - Projects: LNG West (+39,3 bcm), LNG Südwest (+18,1 bcm), GALSI (+8 bcm)
 - Locations: Teeside, Grain, Gate, Milford Haven, Zeebrugge, Dunkerque, Montoir, Musel, Bilbao, Mugardos, Fos, Levante, Panigaglia, Toscana, Sines, Huelva, Sagunto, Cartagena, Barcelona, Gioia Tauro, Porto Empedocle
- Region „Nordost“ (+11,8 bcm (7%))**
 - Projects: Nord Stream (+5 bcm), LNG Nordost (+6,8 bcm)
 - Locations: Gothenburg, Tallin, Paldiski, Klaipeda, Swinoujscie
- Region „Süd/Südost“ (+100,8 bcm (59%))**
 - Projects: LNG Süd (+20,9 bcm), LNG Südost (+6,6 bcm), TAP/TANAP (+11 bcm), White Stream / AGRI (+24 bcm), EASTRING (+19,25 bcm), TESLA (+41 bcm (-30 bcm))
 - Locations: Krk, Falconara, Zauke, Levante, Aegaeon, Alexandroupolis, Revythoussa
- Corridors:**
 - 1. Korridor (North Sea)
 - 2. Korridor (Baltic Sea)
 - 3. Korridor (Black Sea)
 - 4. Korridor (Mediterranean Sea)

Alternative Variante Q.2

■ Importbedarf:

- Berücksichtigung des von ENTSOG ausgewiesenen zusätzlichen Importbedarfs für Europa in Höhe von rund 170 bcm bis 2035

■ Pipeline:

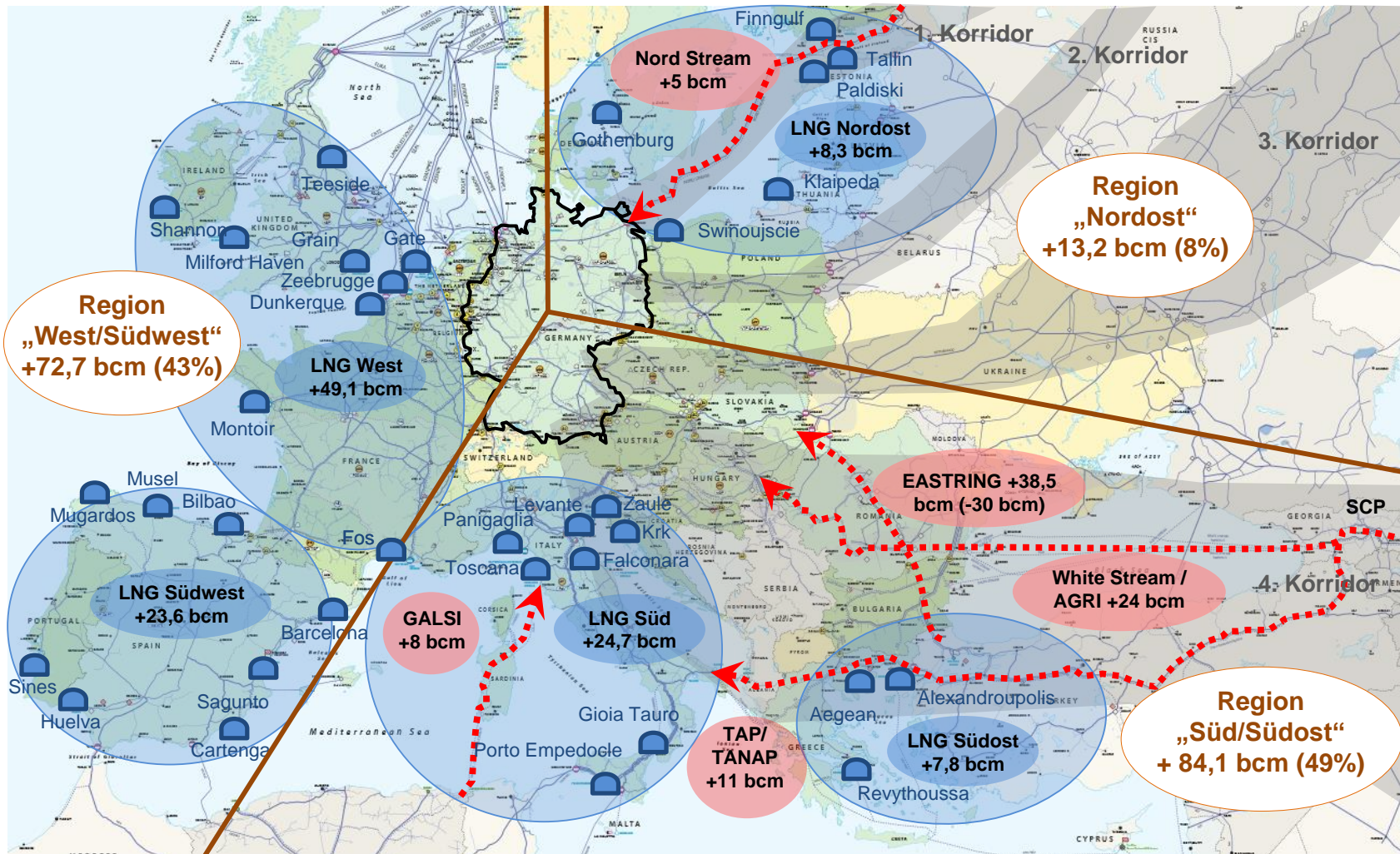
- EASTRING (Ausbaustufe I&II: 38,5 bcm) anstelle South Stream
 - Davon 30 bcm Ersatz für Transit durch Ukraine
- Weitere Projekte (+48 bcm):
 - Nord Stream I/II, GALSI, TAP, White Stream, AGRI

■ LNG:

- Unterstellung gleicher Auslastungsraten für Bestands- und Neuanlagen (113,5 bcm) → Auslastungsgrad 49 %

Alternative Variante Q.2

EASTRING I&II + LNG-Auslastung Bestands-/ Neuanlagen 49 %



Vergleich der Varianten

Region	NEP 2015	Basis- variante Q.1	Alternative Variante Q.2
Nordost	11%	7%	8%
West/Südwest	30%	34%	43%
Süd/Südost	59%	59%	49%

Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten (GÜP)

Fokus Russland (Nord Stream III/IV):

- Gazprom-Ankündigung Ausbau Nord Stream um ca. 55 bcm/a (18.06.2015)
 - Absichtserklärung Gazprom, E.ON, Royal Dutch Shell, OMV unterzeichnet
 - Unverbindliche Transportanfrage ohne Realisierungszeitrahmen nach
 - zusätzlichen Entry-Kapazitäten aus einer erweiterten Nord Stream in Höhe von 55 bcm/a
 - zusätzlichen Exit-Kapazitäten in die Tschechische Republik in Höhe von 51 bcm/a, 4 bcm/a für Deutschland oder die Niederlande
- ⇒ Lediglich die angefragten 4 bcm/a Richtung Westen könnten eine Auswirkung auf die Quellenverteilung haben

Vorschlag FNB:

- Nord Stream-Erweiterung wird in der Quellenverteilung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 nicht berücksichtigt

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Themenübersicht

- 01 H-Gas-Quellen und Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten
- 02 **Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“**
- 03 Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“
- 04 Modellierungsvarianten

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2016

Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“

Lars Huke, OGE

H-Gas-Versorgung

Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte (GÜP) und Speicher

Hintergrund:

- Untersuchung, ob genügend H-Gas-Entry-Leistung (GÜP, Speicher) zur Deckung des Exit-Bedarfs der Modellierungsvarianten zur Verfügung steht

Bisherige Annahmen:

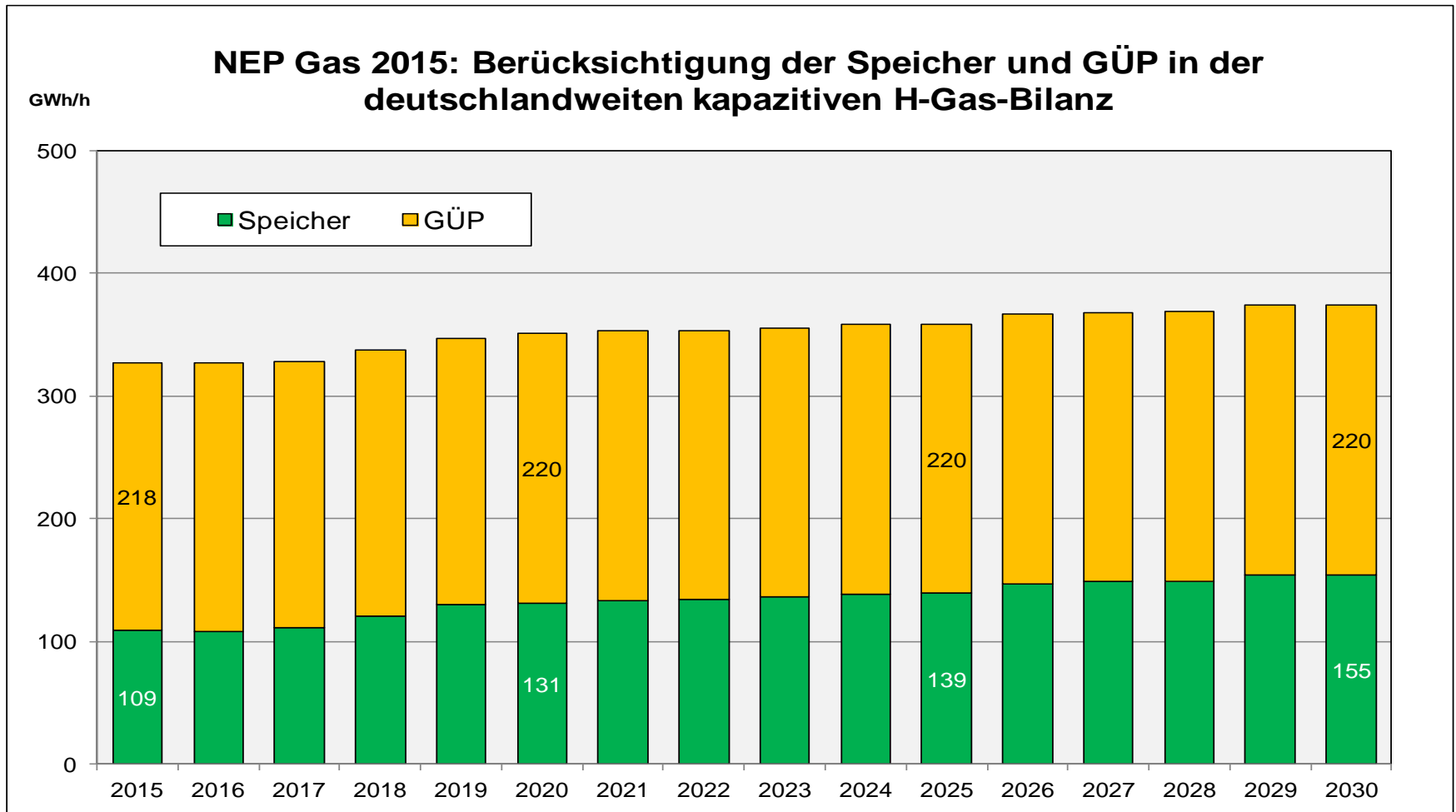
- Speicher: saisonale Beschäftigung (Auslagerung im Spitzenlastfall) unter Berücksichtigung der regionalen Versorgungssituation
- Grenzübergangspunkte: Beschäftigung im Rahmen der TVK

Konsultationsstellungennahmen:

- Speicher: In der H-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung zu niedrig
- Grenzübergangspunkte: Entry-Kapazität in Deutschland deutlich höher als die in der H-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung

H-Gas-Versorgung

Berücksichtigung der GÜP und Speicher



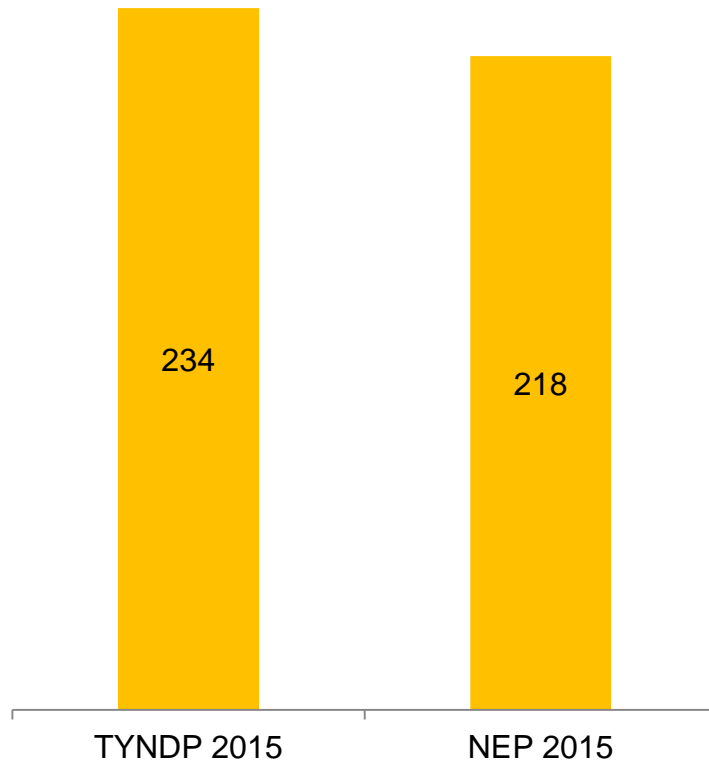
➤ Speicherbeitrag 2015: rund **110 GWh/h**, GÜP-Beitrag 2015: rund **220 GWh/h**

H-Gas-Versorgung

Berücksichtigung der GÜP

Berücksichtigung der GÜP in der H-Gas-Bilanz*

GWh/h



* Für das Jahr 2015.

Auswertung

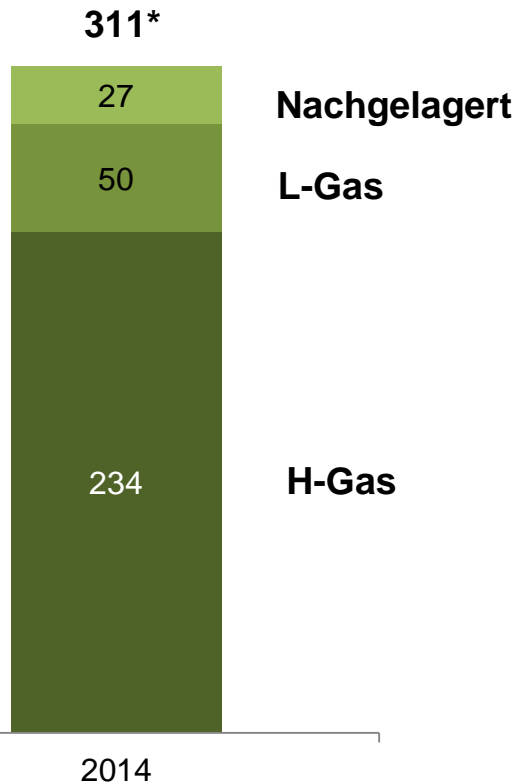
- GÜP-Leistung in der H-Gas-Bilanz des NEP Gas 2015:
 - 218 GWh/h (2015)
- GÜP-Leistung im TYNDP 2015:
 - 234 GWh/h (2015)
- Unterschied von 16 GWh/h durch spezifische Besonderheiten zu erklären (vgl. SR-Dokument)
- ⇒ FNB halten Berücksichtigung der GÜP-Kapazitäten in der H-Gas-Bilanz für angemessen
- ⇒ Analoge Vorgehensweise im NEP Gas 2016 geplant

H-Gas-Versorgung

Berücksichtigung der Speicher

Kapazitäten der Speicher gemäß LBEG-Liste

GWh/h



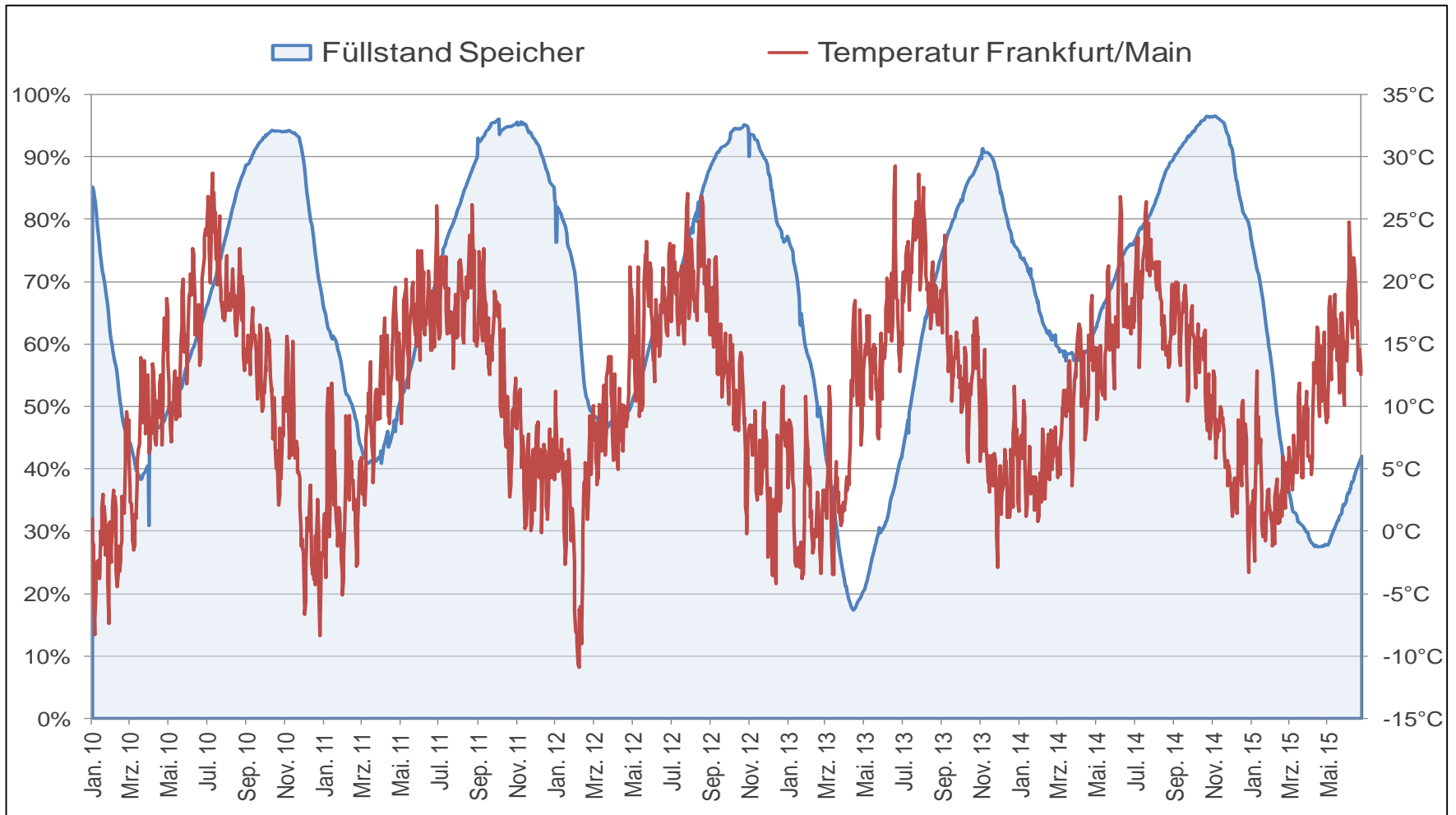
* Inklusive Speicher Haidach und 7Fields

Auswertung

- Gesamtleistung der Speicher
311 GWh/h, davon
 - 27 GWh/h im nachgelagerten Netz
 - 50 GWh/h im L-Gas
- Verbleibende, maximale Leistung der H-Gas-Speicher am FNB-Netz:
234 GWh/h, davon
 - 40 GWh/h für Niederlande reserviert
- Für die H-Gas-Bilanz weiter zu berücksichtigen:
 - Speicherfüllstand
 - Versorgungsszenario

H-Gas-Versorgung

Berücksichtigung der Speicherfüllstände



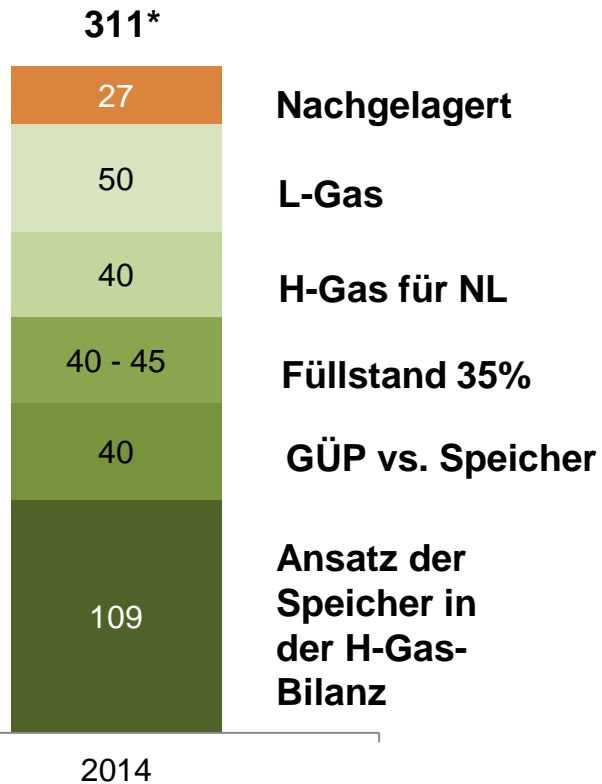
- Speicherleistung bei niedrigem Füllstand deutlich reduziert (35% ⇨ - 40/45 GWh/h)
- H-Gas-Bilanz: Reduzierung von 194 GWh/h auf 154/149 GWh/h (bei 35% Füllstand)

H-Gas-Versorgung

Berücksichtigung der Speicher

Kapazitäten der Speicher gemäß LBEG-Liste

GWh/h



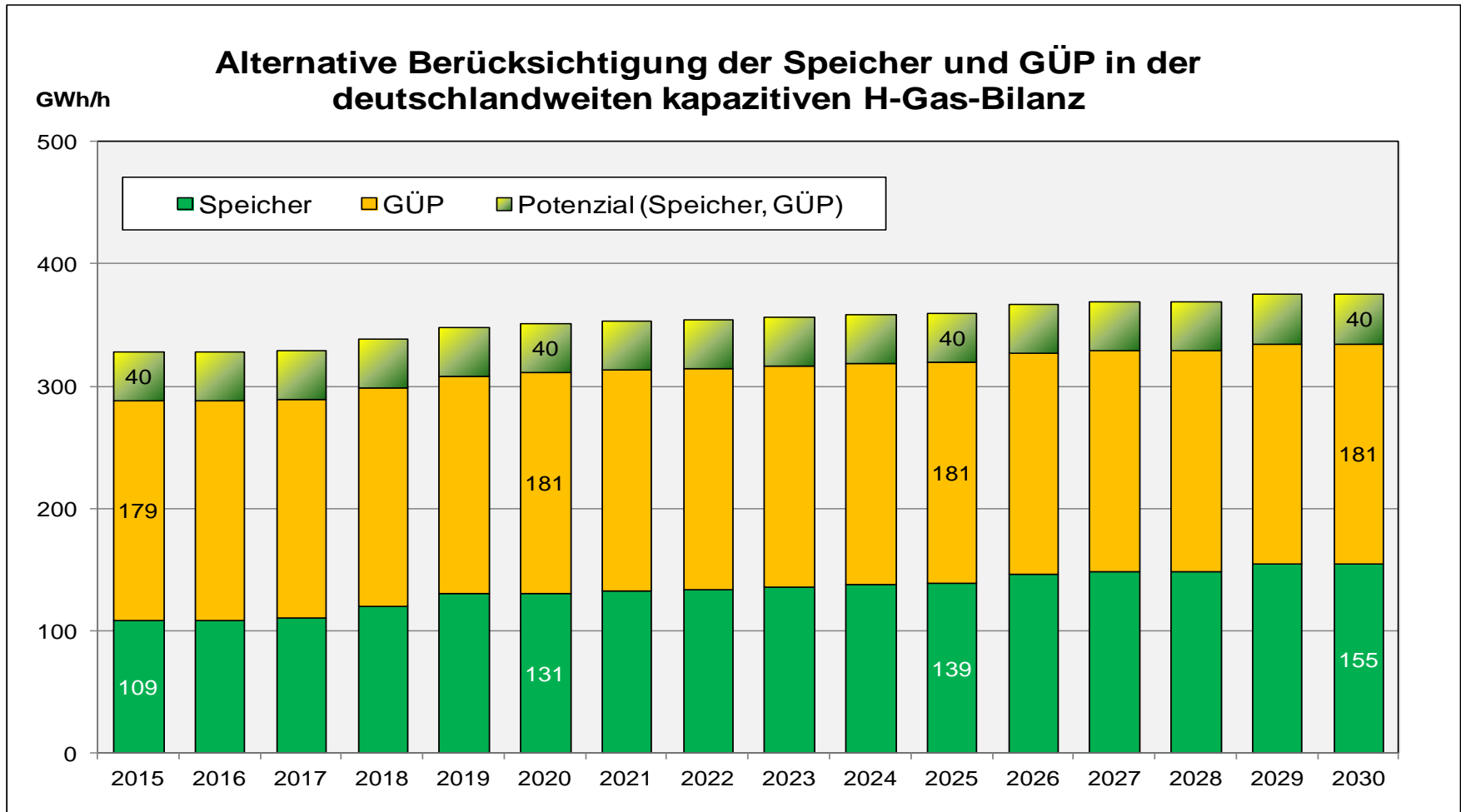
* Inklusive Speicher Haidach und 7Fields

Auswertung

- Gesamtleistung der Speicher 311 GWh/h, davon
 - 27 GWh/h im nachgelagerten Netz
 - 50 GWh/h im L-Gas
 - 40 GWh/h für Niederlande reserviert
- Verbleibende, maximal anzusetzende Leistung der H-Gas-Speicher am FNB-Netz:
 - 194 GWh/h
- Berücksichtigung eines Speicherfüllstandes von 35 %:
 - 40 – 45 GWh/h

H-Gas-Versorgung

Alternative Darstellung der Einspeisekapazitäten



- Ausfall der größten H-Gas-Importquelle Mallnow (~ 40 GWh/h)
- Potenzial von rund 40 GWh/h (Deckung durch Speicher oder GÜP möglich)

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Themenübersicht

- 01 H-Gas-Quellen und Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten
- 02 Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“
- 03 **Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“**
- 04 Modellierungsvarianten

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2016

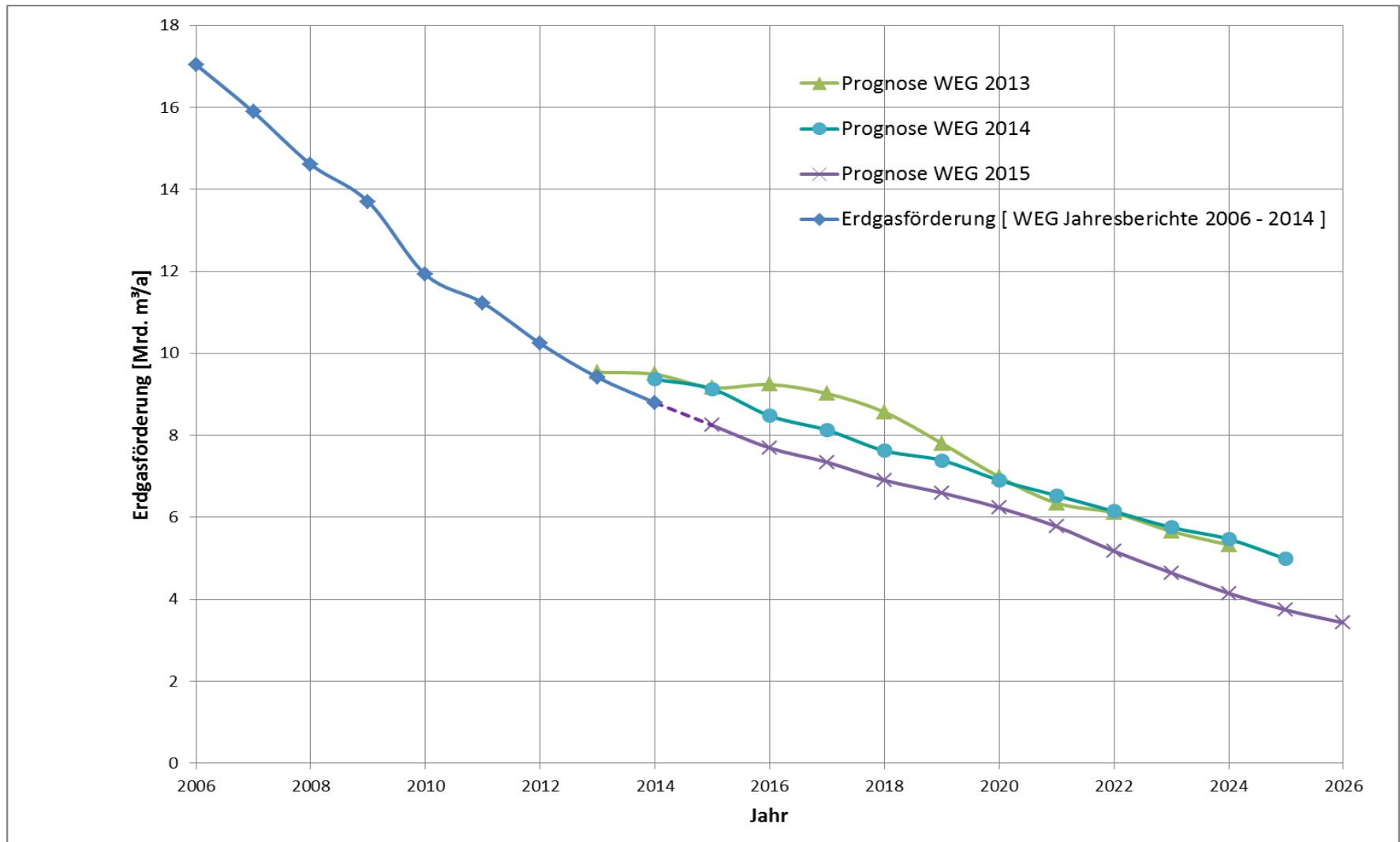
Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“

Malte Grunwald, GUD

Beschreibung des heutigen Standes

- **Kontinuierlicher Rückgang** der L-Gas-Aufkommen in Deutschland sowie der Importleistungen aus den Niederlanden
- **Planung L-H-Gas-Umstellung** (seit NEP Gas 2013)
 - Deutschlandweite Demand-/ Supply-Bilanz
 - Angestrebte Umstellungsgeschwindigkeit (bis 450.000 Geräte/a)
 - Identifikation von Umstellungsbereichen
 - Überlegungen zum verbleibenden L-Gas-Markt
- Überlegungen zu **H-Gas Quellen** (seit NEP Gas 2013)
- Ausbauplanung/ Maßnahmenliste auf Basis der **Umstellungen & zusätzlicher Leistungen aus den Quellen**

Entwicklung der deutschen Gasproduktion



Quelle: WEG – Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

Importe aus den Niederlanden

- Die Import-Leistung aus den Niederlanden stellt über 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar.
- Die niederländischen Planungen haben Auswirkungen auf den lokalen niederländischen Markt sowie Belgien, Frankreich und Deutschland.
- GTS plant zuerst die Exportkapazitäten in Richtung Deutschland zu reduzieren, gefolgt von den Exporten Richtung Belgien und Frankreich.
- Reduktion der jährlichen Produktionsmengen als Reaktion auf vermehrte Erdbeben im Bereich des Groningen-Feldes – Kompensation durch stärkere Nutzung der H->L Konditionierung in den Niederlanden.

→ **Planungsprämisse unverändert wie im NEP Gas 2015**

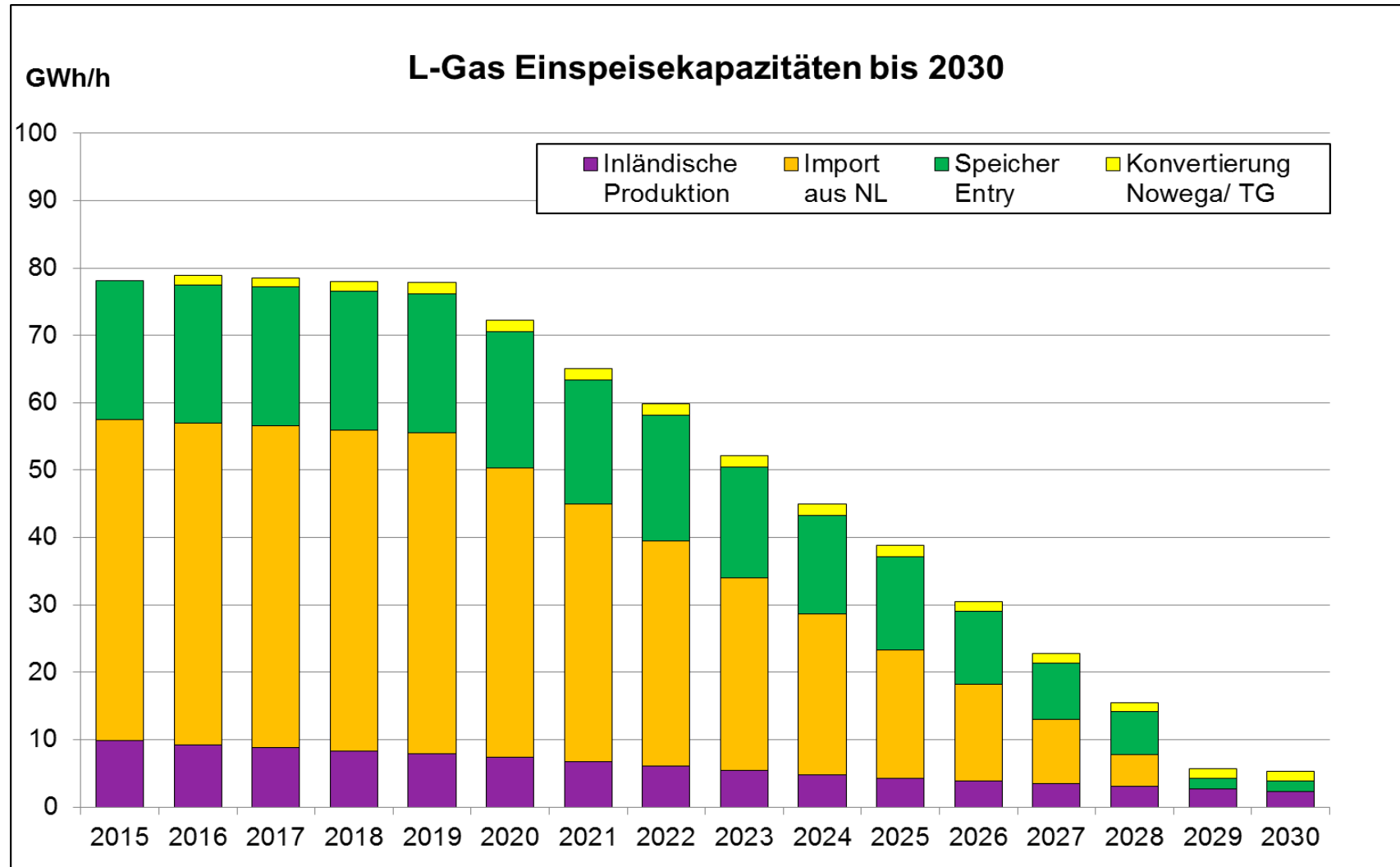
> lineare Reduktion der Exportleistung von 10/2020 – 09/2029

Berücksichtigung der Speicher

Jahr	Empelede	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
2015	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2016	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2017	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2018	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2019	1,6	9,0	2,1	7,9	20,6
2020	1,6	9,0	2,1	7,5	20,2
2021	1,6	9,0	0,0	7,8	18,4
2022	1,6	9,0	0,0	8,1	18,7
2023	1,6	7,0	0,0	7,8	16,4
2024	1,6	5,5	0,0	7,6	14,7
2025	1,6	5,0	0,0	7,3	13,9
2026	1,6	3,5	0,0	5,8	10,9
2027	1,6	2,5	0,0	4,3	8,4
2028	1,6	2,0	0,0	2,7	6,3
2029	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6
2030	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6

- Minimum aus der Leistung bei 50 %-Füllstand und transporttechnisch realisierbarer Leistung
- Umstellungszeitpunkt der Speicher wird mit Speicherbetreibern abgestimmt

L-Gas-Einspeisekapazitäten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Geplantes Vorgehen im NEP Gas 2016

(Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“)

- 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 Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2015 vorgestellten Umstellungsplanung sowie deren Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2030
- Anpassung der Umstellungsbereiche, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen
- Berücksichtigung der vorliegenden Detailplanungen der nachgelagerten Netzbetreiber
- Berücksichtigung der Marktraum-Umstellgeschwindigkeit (Anzahl der pro Jahr umstellbaren Geräte)
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung
- Fortsetzung der Abstimmung zur Umstellung von Speichern
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes sowie deren benötigte Strukturierungsinstrumente

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Themenübersicht

01 H-Gas-Quellen und Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten

02 Versorgungssicherheitsszenario „H-Gas-Leistungsbilanz 2030“

03 Versorgungssicherheitsszenario „L-Gas-Leistungsbilanz 2030“

04 **Modellierungsvarianten**

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2016

Modellierungsvarianten

Nils Grabbe, FNB Gas

Agenda

- Überblick Modellierungsvarianten
- Fokus: Nachgelagerte Netzbetreiber
- Speicher
- Kraftwerke

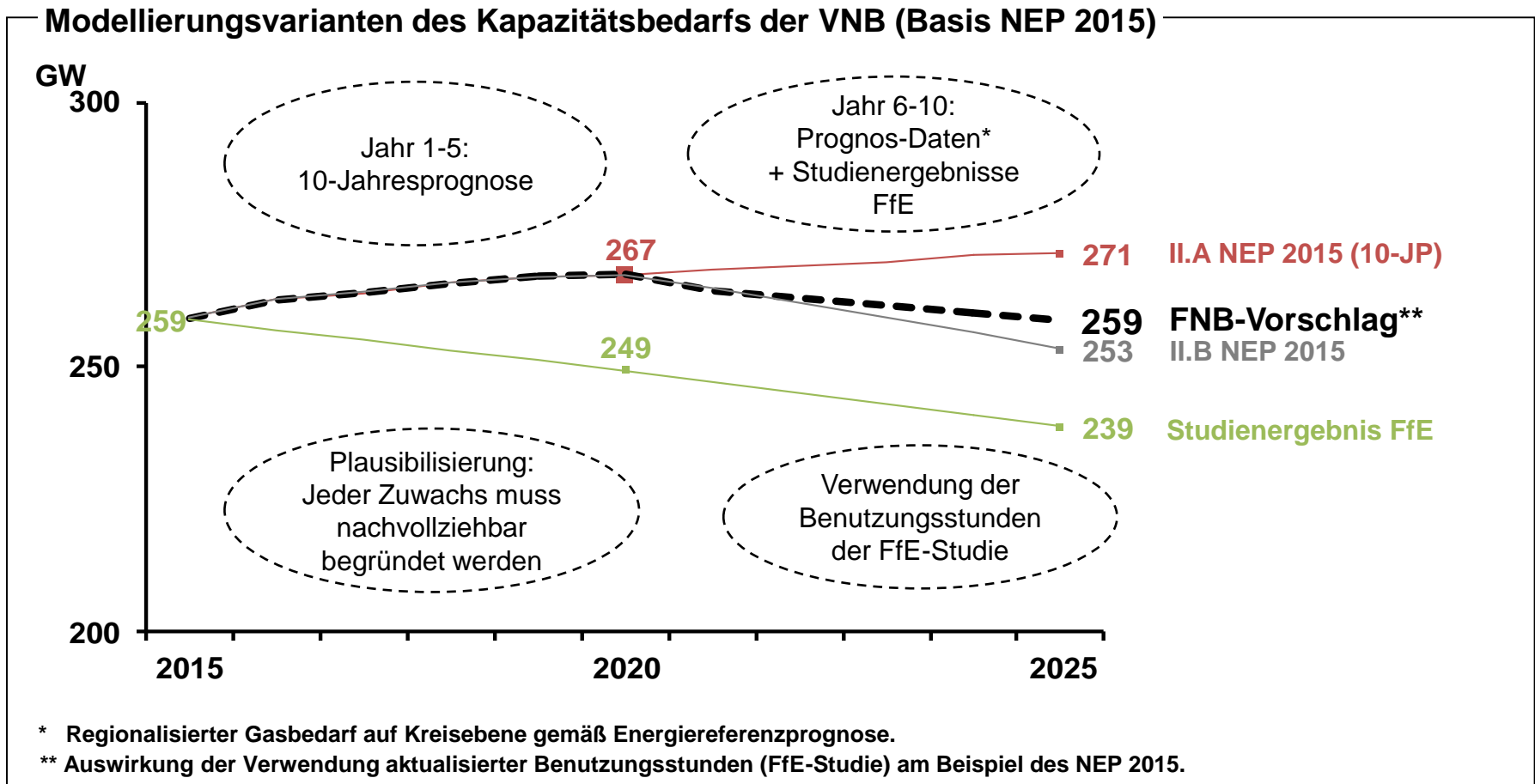
Überblick der geplanten Modellierungsvarianten für den NEP 2016

Szenario	Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)		Mittlerer Gasbedarf (Referenzszenario)		Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030	Versorgungssicherheits-Szenario H-Gas 2030
Modellierungsvariante	H-Gas Quellen: Basis		H-Gas Quellen: Alternative		L-Gas-Bilanz 2030	H-Gas-Bilanz 2030
Bezeichnung	Q.1 2021	Q.1 2026	Q.2 2021	Q.2 2026	L.2030	H.2030
Berechnung	vollständig	vollständig	vollständig	vollständig	Bilanzanalyse	Bilanzanalyse
H-Gas Quellen	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1	Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung gemäß Kapitel 7.1	Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030	Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030
Nachgelagerte Netzbetreiber	Startwert: Interne Bestellungen 2016 Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilnetzbetreiber bis einschließlich 2021, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Referenzszenario und aktualisierter Benutzungsstunden gemäß FfE Studie					
GÜP	Bestand gemäß Anlage 1, Bestimmung des geänderten Bedarfs entsprechend Kapitel 7					
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung					
L-/ H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche bis 2026					
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100 % TaK, Bestand gemäß Kapitel 9.4					
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Referenzszenario: 100% fDZK heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % fDZK bis maximal 2026, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben, Bestand gemäß Kapitel 9.4					
Industrie	Konstanter Bedarf, gemeldeter Zusatzbedarf wird berücksichtigt					
Lastflusszusagen	Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum					
Historische Unterbrechungen	Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis einschließlich Mai 2015 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs					

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Fokus: Nachgelagerte Netzbetreiber

FNB-Vorschlag zur Modellierung des Kapazitätsbedarfs der VNB



- Jahr 1-5: Verwendung **der plausibilisierten 10-JP** der Verteilnetzbetreiber
- Jahr 6-10: Verwendung der Studienergebnisse (aktualisierte **Benutzungsstunden**)

Fokus: Nachgelagerte Netzbetreiber

Berücksichtigung der Studienergebnisse

	2015	2020	2025	Entwicklung 2015-2025
Resultierende Vollbenutzungsstunden Private Haushalte	2.420	2.342	2.185	-9,7%
Resultierende Vollbenutzungsstunden GHD	2.560	2.436	2.265	-11,5%

Quelle: Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), 2014

Fokus: Nachgelagerte Netzbetreiber

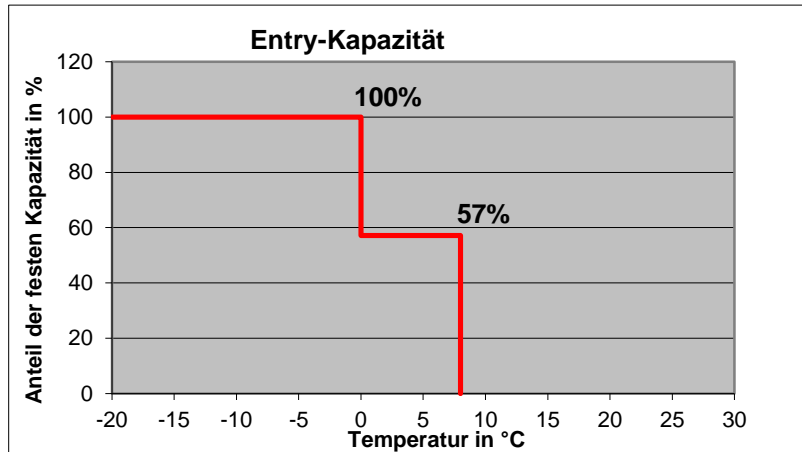
FNB-Vorschlag zur Modellierung des Kapazitätsbedarfs der VNB

FNB halten Modellierungsvorschlag für sachgerecht:

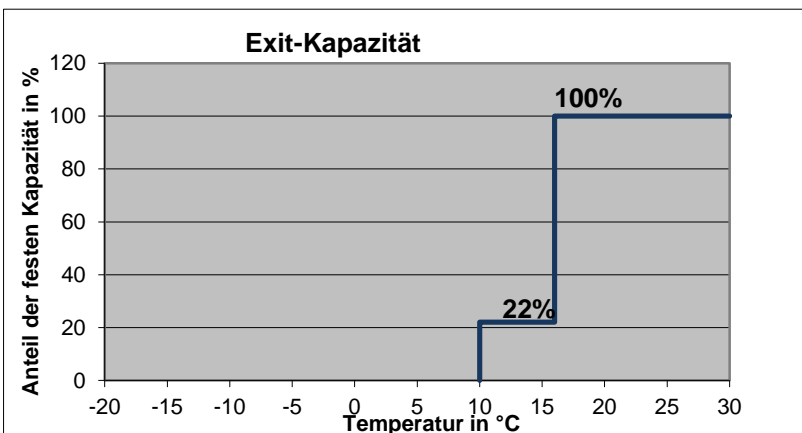
- **Zeitraum 2016-2021: Plausibilisierte 10-Jahresprognose**
 - Liegt der Prognosewert für 2021 über dem Bestellwert für das Jahr 2016, so ist eine Plausibilisierung seitens des VNB erforderlich.
 - Zur Plausibilisierung werden die von den VNB angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) herangezogen.
- **Zeitraum 2021-2026: Regionalisierte Energiereferenzprognose**
 - Regionalisierte Gasverbräuche der Energiereferenzprognose zusammen mit den dynamischen Vollbenutzungsstunden der Studie aus FNB-Sicht konkretere und sachgerechtere Basis für Modellierung ab 2021.
 - 10-JP der VNB ab 2021 / konstante Fortschreibung ab 2021 bildet Leistungsrückgang nicht ab (im Gegenteil: Leistungszuwachs über 10 Jahre!).

➤ Berücksichtigung der Studienergebnisse in der Modellierung durch erhöhte Anforderungen an Plausibilisierung (2016-2021) sowie Übernahme der Vollbenutzungsstunden (2021-2026)

Ausspeicherung



Einspeicherung



Modellierungsansatz

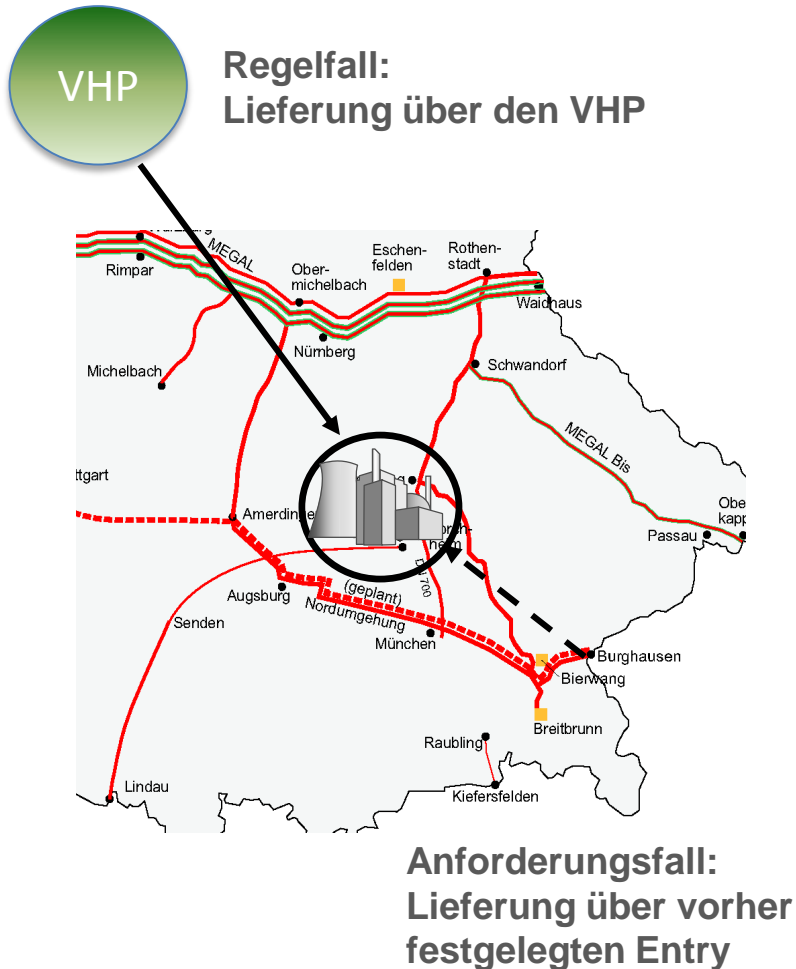
Speicher-Neubau bzw. -Erweiterungen:

- Speicher-Neubau bzw. -Erweiterungen mit Ausbaubegleichen nach § 39 GasNZV (Stichtag: 14.08.2015) werden mit 100% der angefragten Leistung als feste temperaturabhängige Kapazität (TaK) angesetzt

Bestandsspeicher:

- Kriterien zur Behandlung von fest, frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) und unterbrechbaren Kapazitäten von FNB und von BNetzA entwickelt
- Konsultationen zeigten heterogenes, überwiegend ablehnendes Meinungsbild
- ⇒ Weitere Diskussionen erforderlich
- ⇒ Für den NEP Gas 2016 Modellierung gemäß den heute angebotenen Kapazitäten

fDZK für Kraftwerke



Modellierungsansatz

Kraftwerksneubauten:

- Kraftwerksneubauten nach § 38/ § 39 GasNZV werden auf Basis der mit der BNetzA definierten Kriterien mit Stichtag 14.08.2015 mit 100 % fDZK angesetzt

Systemrelevante Kraftwerke:

- Unterbrechbare, direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke werden mit 100 % fDZK bis 2026 modelliert (kein Stilllegungsbeschluss, Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten)

Bestandskraftwerke:

- Konsultationen der Kriterien zur Behandlung von fest, frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) und unterbrechbaren Kapazitäten zeigten heterogenes, überwiegend ablehnendes Meinungsbild
 - ➡ Weitere Diskussionen erforderlich
 - ➡ Für den NEP 2016 Modellierung gemäß den heute angebotenen Kapazitäten

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit