

Entwurfsdokument

Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen, temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP- Leitungssystem

Ansprechpartner:
Nils von Ohlen

info@fnb-gas.de

Berlin, 01.08.2018

1. bayernets GmbH

Poccistraße 7
80336 München

2. Fluxys Deutschland GmbH

Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf

3. Fluxys TENP GmbH

Elisabethstraße 11
40217 Düsseldorf

4. GASCADE Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel

5. Gastransport Nord GmbH

Cloppenburger Straße 363
26133 Oldenburg (Oldb)

6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pelikanplatz 5
30177 Hannover

7. GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56
10117 Berlin

8. jordgasTransport GmbH

Pelikanplatz 5
30177 Hannover

9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH

Huttropstr. 60
45138 Essen

10. NEL Gastransport GmbH

Kölnische Straße 108-112
34119 Kassel

11. Nowega GmbH

Anton-Bruchausen-Str. 4
48147 Münster

12. ONTRAS Gastransport GmbH

Maximilianallee 4
04129 Leipzig

13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG

Emmerichstraße 11
34119 Kassel

14. Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstraße 5
45141 Essen

15. terranets bw GmbH

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

16. Thyssengas GmbH

Emil-Moog-Platz 13
44137 Dortmund

Inhalt

1	Hintergrund und weitere Vorgehensweise	4
1.1	Hintergrund	4
1.2	Weiteres Vorgehen	7
2	Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung	8
3	H-Gas-Leistungsbilanz und H-Gas-Quellenverteilung	11
3.1.1	Prämissen	11
3.1.2	Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz	12
3.1.3	Zusatzleistung entsprechend H-Gas-Quellenverteilung	15
4	Modellierungsvarianten	18
5	Modellierungsergebnisse	20
5.1	Variante 1: Versorgung der terranets bw analog der Basisvariante	20
5.1.1	Erläuterungen	20
5.1.2	Modellierungsergebnisse für die Jahre 2023 und 2028	21
5.2	Variante 2: Verlagerung nach Au am Rhein	23
5.2.1	Erläuterungen	23
5.2.2	Modellierungsergebnisse für die Jahre 2023 und 2028	24
5.3	Variante 3: Verlagerung nach Lampertheim/ Gernsheim	27
5.4	Variante 4: Verlagerung an einen neuen Grenzübergangspunkt in der Bodenseeregion	28
5.5	Variante 5: Verlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue (Frankreich-Schweiz)	29
5.6	Variante 6: Verlagerung an einen neuen Grenzübergangspunkt Wallbach	30
6	Netzausbauvorschlag	31
	Auswertung der Stellungnahmen zur Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber vom 02. Juli bis zum 13. Juli 2018	34
	Anlagen	35
	Glossar	36
	Literatur	38
	Legal Disclaimer	39

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	In der Modellierung nicht berücksichtigte Abschnitte der TENP I	5
Abbildung 2:	Schematische Darstellung der geplanten Vorgehensweise zur Versorgungssicherheitsvariante TENP	7
Abbildung 3:	Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz in der Versorgungssicherheitsvariante TENP	13
Abbildung 4:	Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs in der Versorgungssicherheitsvariante TENP	14
Abbildung 5:	Versorgung der terranets bw in den Modellierungsjahren 2023/24 und 2028/29 in der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028	18
Abbildung 6:	Variante 1: Versorgung der terranets bw analog der Basisvariante	20
Abbildung 7:	Zusätzliche Ausbaumaßnahmen der Variante 1 für die Jahre 2023 und 2028	22
Abbildung 8:	Variante 2: Verlagerung nach Au am Rhein	23
Abbildung 9:	Zusätzliche Ausbaumaßnahmen der Variante 2 für die Jahre 2023 und 2028	26
Abbildung 10:	Variante 3: Verlagerung nach Lampertheim/ Gernsheim	27
Tabelle 1:	TVK-Änderungen für 2023/24 und 2028/29 ggü. der Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 (Angaben in MWh/h)	11
Tabelle 2:	Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz in der Versorgungssicherheitsvariante TENP	13
Tabelle 3:	Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf in der Versorgungssicherheitsvariante TENP ¹	14
Tabelle 4:	H-Gas-Quellenverteilung für die Jahre 2023/24 bis 2028/29 in der Versorgungssicherheitsvariante TENP	16
Tabelle 5:	Zusätzliche Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung in der Versorgungssicherheitsvariante TENP	17
Tabelle 6:	Ergebnisse der Variante 1 (TENP V.1)	22
Tabelle 7:	Ergebnisse der Variante 2 (TENP V.2)	26

Tabelle 8:	Bewertung der Varianten 1 und 2 anhand der Kriterien Investitionskosten, Realisierungszeitraum und Potenzial	32
Tabelle 9:	Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen	33

1 Hintergrund und weitere Vorgehensweise

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 am 29. März 2018 an die BNetzA übermittelt und veröffentlicht. Entsprechend Tenor zu 8. der Bestätigung des Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 (Az. 8615-NEP Gas 2018-2028 – Bestätigung Szenariorahmen) werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, eine separate Versorgungssicherheitsvariante zu modellieren, welche die aktuelle Transportsituation auf der Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP) über den 01. April 2019 hinaus fortschreibt („Versorgungssicherheitsvariante TENP“).

Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten die hierfür notwendigen Modellierungsparameter im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 veröffentlicht. Das Modellierungsergebnis soll nach vorheriger Konsultation der BNetzA spätestens am 01. August 2018 übermittelt werden [BNetzA 2017]. Hiermit veröffentlichen die Fernleitungsnetzbetreiber das Entwurfsdokument für die Versorgungssicherheitsvariante TENP.

1.1 Hintergrund

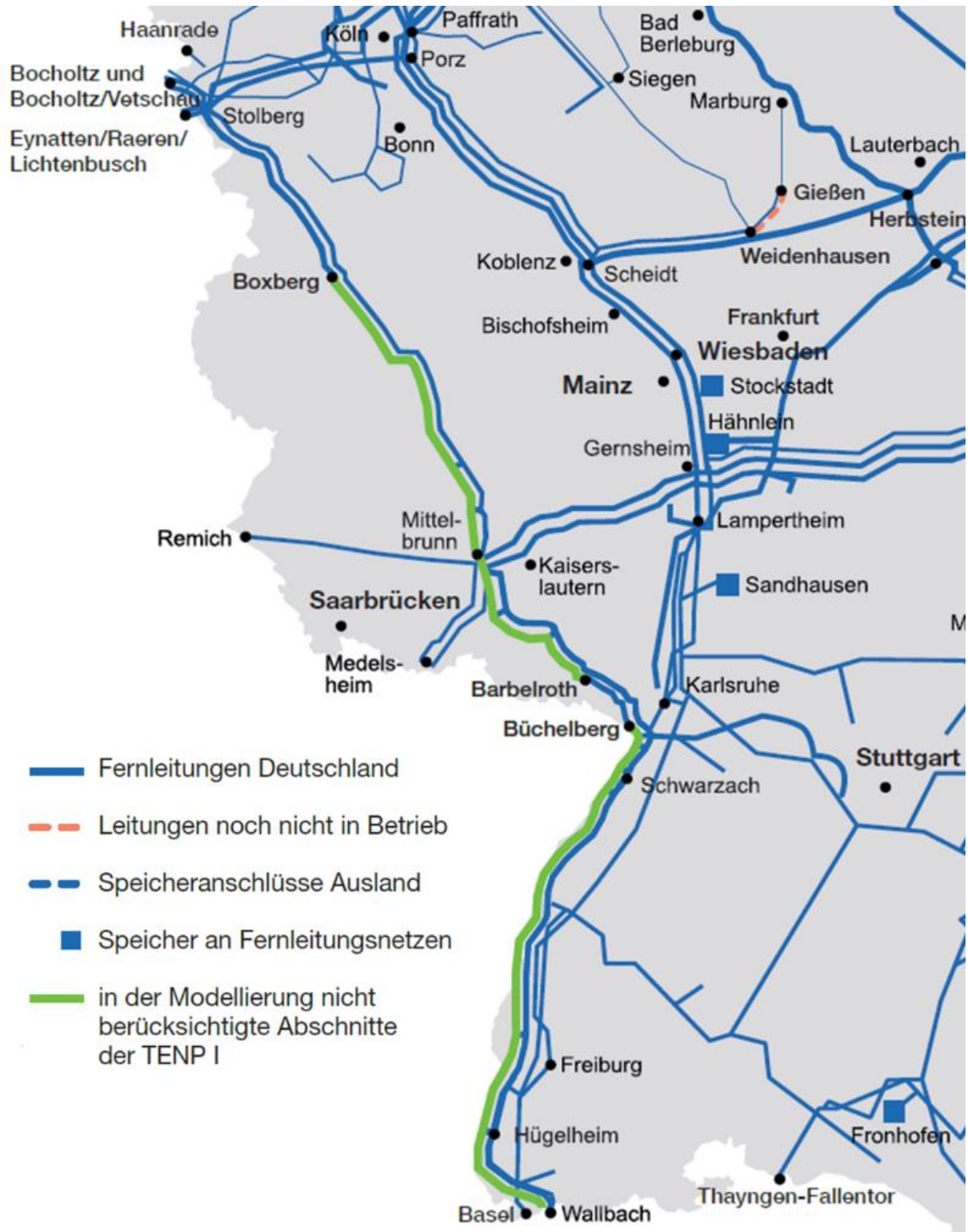
Im Rahmen von umfangreichen Untersuchungen an der TENP I, einer der beiden Erdgasleitungen des Doppelstrangsystems von Bocholtz an der deutsch-niederländischen Grenze nach Wallbach an der deutsch-schweizerischen Grenze, wurden Korrosionsschäden festgestellt. Die TENP I Erdgasfernleitung wurde in den 1970er Jahren errichtet. Zum Schutz vor Korrosion wurde im Bereich der Schweißnähte im Leitungsverlauf von der Eifel bis Wallbach eine in Deutschland wenig gebräuchliche Umhüllung verwendet. Die Umhüllung an den bisher freigelegten Schweißnähten ist nach heutigen Erkenntnissen unzureichend aufgebracht worden, sodass sich diese im Laufe der Jahrzehnte partiell von der Rohrleitung gelöst hat.

Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse und nach Anhörung des Technischen Sachverständigen erfolgte daher am 27. September 2017 die zunächst bis zum 31. März 2019 befristete Außerbetriebsetzung der Erdgasleitung im betroffenen Leitungsabschnitt. Für diesen Zeitraum haben die beiden Fernleitungsnetzbetreiber Fluxys TENP und Open Grid Europe bezugnehmend auf den technischen Zustand der Leitung TENP I Kapazitätseinschränkungen veröffentlicht. Aufgrund einer weiteren Molchung sowie zusätzlichen Freilegungen und Untersuchungen, die auf den bisherigen Erkenntnissen basieren, ist diese Einschränkung verlängert worden. Die Transportkapazität des TENP-Leitungssystems steht nunmehr bis zum 30. September 2020 nur eingeschränkt zur Verfügung. In Folge dessen wurde die Ausspeisekapazität des TENP-Systems am Grenzübergangspunkt Wallbach um etwa 50 % und die Einspeisekapazität am Grenzübergangspunkt Bocholtz um etwa 20 % eingeschränkt.

Für die Modellierung wurde die Verfügbarkeit aller Teilabschnitte der TENP I berücksichtigt, für die eine konventionelle Umhüllung aufgebracht wurde, bei der keine Ablösungen von der Rohrleitung und Korrosionsschäden festgestellt wurden. Diese Teilabschnitte befinden sich zwischen Bocholtz und Boxberg sowie zwischen Barbelroth und Büchelberg.

In der folgenden Abbildung sind die Abschnitte der TENP I, die nicht in der Modellierung berücksichtigt wurden, in grün dargestellt.

Abbildung 1: In der Modellierung nicht berücksichtigte Abschnitte der TENP I



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Dementsprechend wurde in der Modellierung angenommen, dass die Teilabschnitte der TENP I Bocholtz bis Boxberg und Barbelroth bis Büchelberg dauerhaft für den Transport zur Verfügung stehen können. Für die Bereitstellung der in der Versorgungssicherheitsvariante TENP angesetzten Kapazitäten ist keine Wiederinbetriebsetzung der Abschnitte mit der nicht-konventionellen Umhüllung erforderlich.

An den in Abbildung 1 grün dargestellten Abschnitten werden gegenwärtig zusätzliche Untersuchungen und daraus abgeleitete Maßnahmen durchgeführt. Zu diesen gehören die Fortführung der Freilegungen und Verifizierung des Schadensbildes, die Durchführung materialtechnischer Untersuchungen und die Einschaltung von Experten verschiedener Universitäten (Universität Gent und Ruhr-Universität Bochum) sowie ggf. Reparaturen von Korrosionsstellen.

Vor dem geschilderten Hintergrund haben die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme zur Anhörung der BNetzA zu der beabsichtigten Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 vom 06. November 2017 vorgeschlagen, eine Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem zusätzlich zu den in den Szenariorahmen eingebrachten Modellierungsvarianten zu berechnen. Die Versorgungssicherheitsvariante TENP soll den theoretisch denkbaren Fall betrachten, dass die gegenwärtige Transportsituation auf der TENP I über den 30. September 2020 hinaus fortzuschreiben wäre.

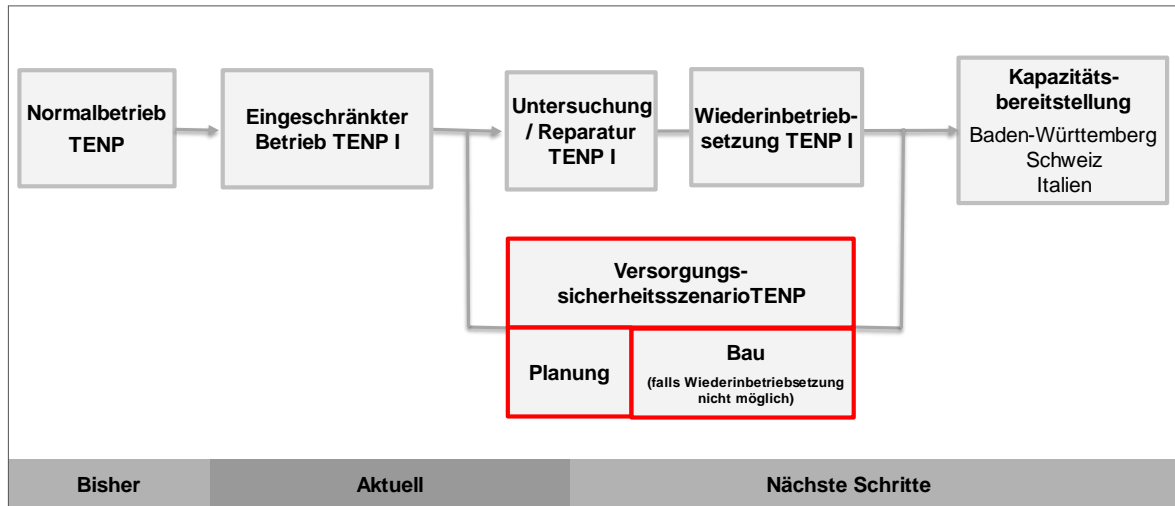
Der Schwerpunkt der Versorgungssicherheitsvariante TENP soll auf der Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung der benötigten festen Kapazitäten für die Versorgung von Baden-Württemberg und der Darstellung der erforderlichen Leistungen in Richtung Schweiz und Italien über den Grenzübergangspunkt Wallbach liegen.

Das Konsultationsdokument zu der Versorgungssicherheitsvariante TENP wurde am 02. Juli 2018 auf der FNB Gas Internetseite (www.fnb-gas.de) veröffentlicht. Im Rahmen der Konsultation vom 02. Juli bis zum 13. Juli 2018 wurde der Öffentlichkeit und den Marktteilnehmern Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Zusätzlich fand am 10. Juli 2018 ein öffentlicher Workshop statt, bei dem die Ergebnisse der Versorgungssicherheitsvariante TENP vorgestellt wurden. Die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung sind in Kapitel 2 dargestellt.

1.2 Weiteres Vorgehen

Abbildung 2 ordnet die Versorgungssicherheitsvariante TENP in den Kontext der lfd. Untersuchungen und Reparaturen der TENP I ein.

Abbildung 2: Schematische Darstellung der geplanten Vorgehensweise zur Versorgungssicherheitsvariante TENP



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Vor dem Hintergrund der langen Planungszeiten für Leitungsneubauprojekte in Deutschland beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, nach Bestätigung des Netzausbauvorschlags durch die BNetzA mit den erforderlichen Planungsarbeiten zu beginnen. So wird sichergestellt, dass es bis zur Entscheidung über die Wiederinbetriebsetzung der betroffenen Abschnitte der TENP I, die bis spätestens Mitte 2019 erwartet wird, nicht zu Verzögerungen kommt.

2 Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung

Im Zeitraum vom 02. Juli bis zum 13. Juli 2018 fand die Öffentlichkeitsbeteiligung statt. Es sind insgesamt 11 Stellungnahmen eingegangen. Eine Übersicht der darin enthaltenen Themen befindet sich im Anhang („Auswertung der Stellungnahmen zur Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber vom 02. Juli bis zum 13. Juli 2018“). Nachfolgend wird auf die wesentlichen Aspekte der Konsultationsteilnehmer eingegangen.

In der Modellierung berücksichtigte Abschnitte der TENP I

In einigen Stellungnahmen wurden die Fernleitungsnetzbetreiber um eine Darstellung der in der Modellierung berücksichtigten Abschnitte der TENP I gebeten.

Hierzu haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Kapitel 1.1 eine entsprechende textliche Erläuterung und eine Karte eingefügt.

Aktueller Stand der Untersuchung der TENP I

Einige Stellungnahmen erbitten nähere Auskunft über den aktuellen Stand der technischen Untersuchungen der TENP I.

Die Fernleitungsnetzbetreiber verweisen hierzu auf die Veröffentlichungen der Fernleitungsnetzbetreiber Fluxys TENP und Open Grid Europe auf deren jeweiliger Internetpräsenz. Bezüglich der in diesem Dokument betrachteten Versorgungs-sicherheitsvariante TENP hat der konkrete Stand der technischen Untersuchungen keine Relevanz, da eine dauerhafte Fortschreibung der Außerbetriebsetzung der betroffenen Abschnitte der TENP I Grundlage der Aufgabenstellung und Modellierung ist.

Kapazitätsbedarf der terranets bw

In einigen Stellungnahmen wurde um Erläuterungen des von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellten Kapazitätsbedarfs der terranets bw und der unterstellten Kapazitätsart gebeten. Darüber hinaus wurde darum gebeten darauf hinzuweisen, dass der Leistungsbedarf für Vorarlberg, Liechtenstein und Teile der Schweiz an den Grenzübergangspunkten Basel, Thayngen Fallentor und Lindau als Teil dieses Bedarfs berücksichtigt wurde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen hiermit klar, dass der Kapazitätsbedarf der terranets bw in Höhe von rund 29,5 GWh/h neben dem Leistungsbedarf der Verteilernetzbetreiber, Industriekunden und Kraftwerke für Baden-Württemberg ebenfalls den Leistungsbedarf für Vorarlberg, Liechtenstein und Teile der Schweiz enthält.

Der Leistungsbedarf ist als unbefristet feste Kapazität berücksichtigt worden.

Kapazitätsbedarf in Wallbach

In einigen Stellungnahmen wurde um eine Erläuterung des von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellten Kapazitätsbedarfs für die Schweiz und Italien in Wallbach in Höhe von 13,3 GWh/h gebeten. Des Weiteren wurde mehrfach angemerkt, dass die unterstellten 13,3 GWh/h aufgrund von zukünftig zu erwartendem zusätzlichem Bedarf langfristig nicht ausreichend seien. Im Rahmen der Konsultation haben die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch hierzu keine zusätzlichen belastbaren Daten erhalten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben eine Analyse historischer Daten für den Zeitraum 01. Oktober 2013 bis zum 01. Oktober 2017 durchgeführt und auf dieser Basis eine Exit-Leistung am Grenzübergangspunkt Wallbach von rund 13 GWh/h ermittelt. Zusätzlich wurden die bis zum Beginn der Modellierung eingegangenen Stellungnahmen/Rückmeldungen für Italien und die Schweiz berücksichtigt.

Die Versorgung der Schweiz hängt in erheblichem Maße von der Exit-Kapazität in Wallbach ab. Deshalb wurden etwa 10 GWh/h für die Versorgung der Schweiz angesetzt. Da hingegen Italien über weitere Flexibilitätsinstrumente (Speicher, LNG-Terminals, TAP/TANAP ab 2020) verfügt, ist die Versorgung über Griespass nach Angaben des italienischen Energieministeriums nur im N-1-Fall zwingend erforderlich und aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nach wie vor in ausreichendem Maße möglich.

Die eingegangenen Stellungnahmen aus der Schweiz bestätigen die von den Fernleitungsnetzbetreibern für das Versorgungssicherheitsszenario TENP angenommenen Bedarfe.

Darüber hinausgehende, zukünftige Kapazitätsbedarfe der Schweiz und Italiens sind nicht Bestandteil der Versorgungssicherheitsvariante TENP und müssen aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ggf. über andere Prozesse (u. a. Incremental Capacity Verfahren) in den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan eingebracht werden.

Umgang mit den indikativen Varianten

In einigen Stellungnahmen wurde um Erläuterungen zum weiteren Umgang mit den indikativen Varianten gebeten.

Zu der indikativ betrachteten Variante 5, Verlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue, haben die Fernleitungsnetzbetreiber mehrere Stellungnahmen erhalten, die eine weitere Betrachtung dieser Variante für hilfreich und sinnvoll erachten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber werden Variante 5 weiterverfolgen und Erkenntnisse, die gemäß der Konsultationsstellungnahme von GRTgaz SA im Herbst 2018 vorliegen können, berücksichtigen.

Die übrigen indikativ betrachteten Varianten werden auf Grund der im Vergleich mit den Varianten TENP V.1 und V.2 deutlich höheren Netzausbaukosten von den Fernleitungsnetzbetreibern nicht weiter verfolgt.

Inbetriebnahmetermine

In einigen Stellungnahmen wurde um Ergänzung der Inbetriebnahmetermine für die ermittelten Netzausbaumaßnahmen gebeten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in Kapitel 6 und in der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2018 – TENP-Entwurf“) die Inbetriebnahmetermine für die ermittelten Netzausbaumaßnahmen ergänzt.

Voraussetzung für die Einhaltung der angegebenen Inbetriebnahmedaten der Maßnahmen ist die Bestätigung der vorgeschlagenen Maßnahmen durch die BNetzA und die Übermittlung des BNetzA-Änderungsverlangens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 spätestens bis Ende 2018.

Netzausbauvorschlag

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Marktteilnehmer im Rahmen der Konsultation gebeten, insbesondere zu den im Konsultationsdokument dargestellten Varianten Stellung zu nehmen, um unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen die geeigneten Netzausbaumaßnahmen vorzuschlagen.

Einige Stellungnahmen thematisieren verschiedene Aspekte, wie die Höhe der Investitionskosten, die Dauer der Realisierung, die Realisierungszeitpunkte sowie die Nachhaltigkeit der Maßnahmen. Eine Präferenz der Konsultationsteilnehmer für eine bestimmte Variante ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den Stellungnahmen nicht ableitbar.

Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Netzausbauvorschlags Kriterien definiert, um die Varianten bewerten zu können und in Kapitel 6 einen Netzausbauvorschlag vorgelegt.

3 H-Gas-Leistungsbilanz und H-Gas-Quellenverteilung

In diesem Kapitel erfolgt eine Darstellung der Annahmen zur H-Gas-Leitungsbilanz und zur H-Gas-Quellenverteilung.

3.1.1 Prämissen

Grundlage der Modellierungen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 waren die Eingangsgrößen in die Modellierung für die Basisvariante entsprechend der NEP-Gas-Datenbank (Datenbankzyklus „2018 – NEP Entwurf“) sowie die im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 dargestellten Leistungsbilanzen.

Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Eingangsgrößen für die Modellierung für die Versorgungssicherheitsvariante TENP im Datenbankzyklus „2018 – NEP Entwurf“ dargestellt. Die Eingangsgrößen im Datenbankzyklus „2018 – TENP Entwurf“ sind demgegenüber weitgehend unverändert. Abweichungen gegenüber dem Stand vom 29. März 2018 werden im Folgenden erläutert.

Gegenüber der Basisvariante (BV) des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ergeben sich an den Grenzübergangspunkten Bocholtz und Wallbach in der Versorgungssicherheitsvariante TENP die folgenden Änderungen der technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK):

Tabelle 1: TVK-Änderungen für 2023/24 und 2028/29 ggü. der Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 (Angaben in MWh/h)

Grenzübergangspunkt	2023/24			2028/29		
	BV* (29.03.2018)	TENP** (29.03.2018)	TENP*** (01.08.2018)	BV* (29.03.2018)	TENP** (29.03.2018)	TENP*** (01.08.2018)
Bocholtz – Entry						
OGE	4.919	3.509	3.509	4.919	3.509	3.509
Fluxys TENP	15.300	12.985	11.885	14.492	12.985	11.885
Eynatten/ Raeren – Entry						
Fluxys TENP	1.591****	1.591****	1.100	808	808****	1.100
Summe Entry Fluxys TENP (Bocholtz und Eynatten/ Raeren)	15.300	12.985	12.985	15.300	12.985	12.985
Wallbach – Exit						
OGE	8.958	3.663	3.886	8.958	3.663	3.886
Fluxys TENP	15.300	9.014	9.414	15.300	9.014	9.414
Summe	24.258	12.677	13.300	24.258	12.677	13.300

* Datenbankzyklus „2018 – NEP Entwurf“, Basisvariante

** Datenbankzyklus „2018 – NEP Entwurf“, Versorgungssicherheitsvariante TENP

*** Datenbankzyklus „2018 – TENP Entwurf“, TENP V.1 und TENP V.2

**** In Konkurrenz mit TVK Entry Bocholtz

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die in der Tabelle 1 dargestellte Kapazitätserhöhung am Grenzübergangspunkt Wallbach von 12.677 MWh/h auf 13.300 MWh/h im Vergleich zu den Angaben der Versorgungs-sicherheitsvariante TENP vom 29. März 2018 erklären sich durch eine nähere Analyse der Bedarfe für die Schweiz und Italien und den eingegangenen Stellungnahmen.

Die dargestellten Kapazitätsangaben an den Grenzübergangspunkten Bocholtz und Eynatten der Fluxys TENP (vgl. Tabelle 1) im Vergleich zu den Angaben der Versorgungssicherheitsvariante TENP vom 29. März 2018 erklären sich durch die Auflösung der konkurrierenden Vermarktung ab 2022.

Die TVK-Änderungen gegenüber der Basisvariante haben Auswirkungen auf die H-Gas-Bilanz und die H-Gas-Quellenverteilung. Diese werden in den beiden folgenden Unterkapiteln 3.1.2 und 3.1.3 dargestellt.

Der in der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2018 – TENP Entwurf“) ausgewiesene Bedarf der terranets bw von rund 29,5 GWh/h bleibt in allen Modellierungsvarianten (vgl. Kapitel 4) gegenüber der Basisvariante unverändert und hat dadurch keine Auswirkungen auf die H-Gas-Leistungsbilanz und die H-Gas-Quellenverteilung.

3.1.2 Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz

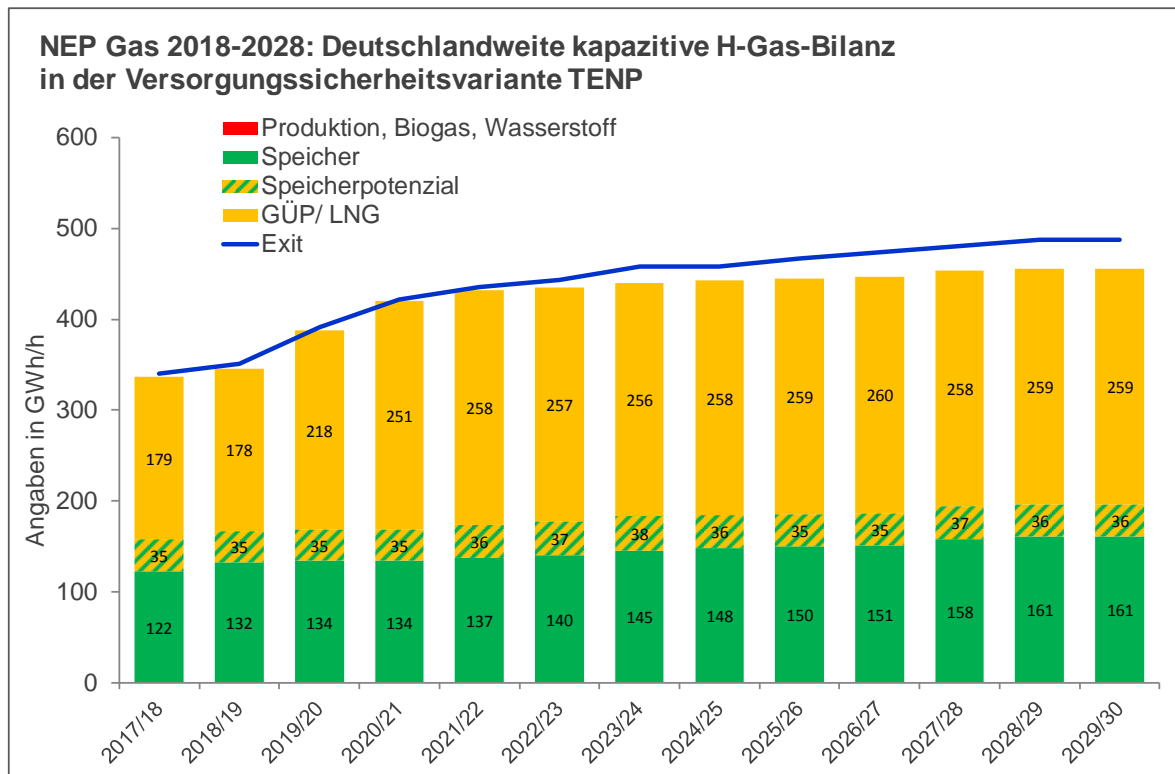
Der H-Gas-Leistungsbedarf im Spitzenlastfall steigt im Betrachtungszeitraum von 2018 bis 2030 von 340 GWh/h auf 488 GWh/h (vgl. Tabelle 2). Gegenüber der Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ergibt sich aufgrund der Einschränkungen der Ausspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Wallbach für die Modellierungsjahre 2023/24 und 2028/29 eine um 11 GWh/h geringere Ausspeiseleistung.

Das H-Gas-Aufkommen steigt im Betrachtungszeitraum von 2018 bis 2030 von 337 GWh/h auf 456 GWh/h (vgl. Tabelle 2). Gegenüber der Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ergibt sich aufgrund der Einschränkungen der Einspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Bocholtz für die Modellierungsjahre 2023/24 und 2028/29 eine um 4 GWh/h geringere Einspeiseleistung.

Insgesamt ergibt sich bilanziell für die Modellierungsjahre 2023/24 und 2028/29 ein zusätzlicher H-Gas-Bedarf in Höhe von 18 GWh/h bzw. 32 GWh/h, der entsprechend der H-Gas-Quellenverteilung auf Marktgebiete und Grenzübergangspunkte aufgeteilt wird.

Gegenüber der Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 verringert sich die Zusatzleistung um rund 7 GWh/h.

Abbildung 3: Deutschlandweite kapazitive H-Gas-Bilanz in der Versorgungssicherheitsvariante TENP



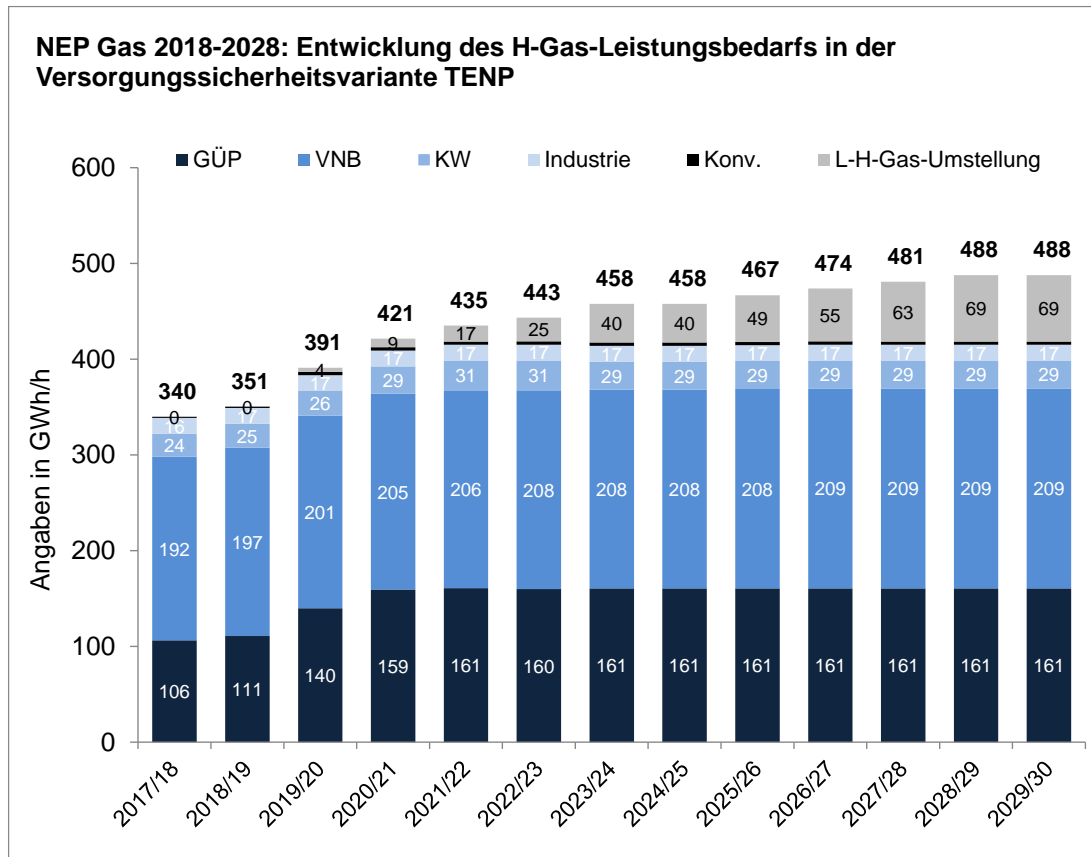
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 2: Daten zur deutschlandweiten kapazitiven H-Gas-Bilanz in der Versorgungssicherheitsvariante TENP

Angaben in GWh/h	Speicher	Speicherpotenzial	GÜP/ LNG	Produktion, Biogas, Wasserstoff	Summy Entry	Summy Exit	Zusatzbedarf
2017/18	122	35	179	0	337	340	3
2018/19	132	35	178	0	345	351	5
2019/20	134	35	218	0	387	391	4
2020/21	134	35	251	0	420	421	2
2021/22	137	36	258	0	432	435	4
2022/23	140	37	257	0	435	443	9
2023/24	145	38	256	0	440	458	18
2024/25	148	36	258	0	442	458	15
2025/26	150	35	259	0	445	467	22
2026/27	151	35	260	0	447	474	27
2027/28	158	37	258	0	453	481	28
2028/29	161	36	259	0	456	488	32
2029/30	161	36	259	0	456	488	32

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 4: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs in der Versorgungssicherheitsvariante TENP¹



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Daten zum H-Gas-Leistungsbedarf in der Versorgungssicherheitsvariante TENP¹

Angaben in GWh/h	GÜP	VNB	KW	Industrie	Konv.	L-H-Gas-Umstellung	Summe
2017/18	106	192	24	16	1	0	340
2018/19	111	197	25	17	1	0	351
2019/20	140	201	26	17	3	4	391
2020/21	159	205	29	17	3	9	421
2021/22	161	206	31	17	3	17	435
2022/23	160	208	31	17	3	25	443
2023/24	161	208	29	17	3	40	458
2024/25	161	208	29	17	3	40	458
2025/26	161	208	29	17	3	49	467
2026/27	161	209	29	17	3	55	474
2027/28	161	209	29	17	3	63	481
2028/29	161	209	29	17	3	69	488
2029/30	161	209	29	17	3	69	488

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

¹ Es ergab sich eine geringfügige Änderung gegenüber dem Konsultationsdokument ab dem Jahr 2023/24 für die Grenzübergangspunkte. Dies hat keine Auswirkungen auf die weiteren Ergebnisse.

3.1.3 Zusatzleistung entsprechend H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der gegenüber der Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 um rund 7 GWh/h verringerten Zusatzleistung ergibt sich die in Tabelle 4 dargestellte H-Gas-Quellenverteilung.

Im Vergleich zur Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ergeben sich an den Grenzübergangspunkten Medelsheim, Eynatten und Wallbach entsprechend reduzierte Zusatzleistungen.

Tabelle 4: H-Gas-Quellenverteilung für die Jahre 2023/24 bis 2028/29 in der Versorgungssicherheitsvariante TENP

Angaben in GWh/h	2023/24		2028/29	
	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG
Summe Exit (Bedarf)	-221,7	-236,1	-229,2	-258,5
Summe Entry	256,6	183,1	260,0	195,8
Entry GÜP und Produktion	193,2	101,3	193,2	102,1
Entry Speicher	63,4	81,8	66,8	93,7
Saldo	35,0	-53,0	30,8	-62,7
Marktgebietsaustausch über bestehende MÜP	-24,6	24,6	-24,6	24,6
Überdeckung	10,4	-28,4	6,2	-38,1
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs über die H-Gas-Quellenverteilung:				
Summe	18,0		31,9	
Region Nordost (0%)	0,0		0,0	
Region West/Südwest (34%)	6,1		10,8	
Region Süd/Südost (66%)	11,9		21,1	
Verteilung des zusätzlichen H-Gas-Bedarfs in den Regionen:				
Summe Region Nordost	0,0		0,0	
keine Kraftwerke, Zuordnungspunkt: ---	---	---	---	---
davon Raum Greifswald	---	---	---	---
Summe Region West/ Südwest	6,1		10,8	
davon Kraftwerk Scholven, Zuordnungspunkt: Eynatten (OGE)	---	0,3	---	0,3
davon Medelsheim	---	2,0	---	4,2
davon Eynatten	---	3,8	---	6,3
Summe Süd/ Südost	11,9		21,1	
davon Cluster 1-3 (gedeckelt)	---	3,8	---	3,8
<i>davon Cluster 1</i> <i>(Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 4S, KW</i> <i>Griesheim, KW Heilbronn),</i> <i>Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)</i>	---	3,7	---	3,7
<i>davon Cluster 2</i> <i>(KW Leipheim, KW Gundremmingen, KW</i> <i>Gundelfingen),</i> <i>Zuordnungspunkt: Überackern (bn)</i>	---	5,7	---	5,7
<i>davon Cluster 3 (Kraftwerk Zolling),</i> <i>Zuordnungspunkt: Überackern (bn)</i>	---	1,8	---	1,8
davon Kraftwerk GuD RDK (Karlsruhe), Zuordnungspunkt: Wallbach (OGE)	---	0,7	---	0,7
davon Kraftwerk UPM Dampfkraftwerk, Zuordnungspunkt: Überackern (bn)	---	0,155	---	0,155
davon Wallbach	---	7,2	---	16,4
Zusätzlicher Austausch zwischen den Marktgebieten in Drohne (GASCADE/ OGE)	10,4	-10,4	6,2	-6,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die in Tabelle 5 genannten Leistungen an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten stellen zusätzliche Kapazitäten ggü. den in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen Kapazitäten dar.

Tabelle 5: Zusätzliche Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten auf Basis der H-Gas-Quellenverteilung in der Versorgungssicherheitsvariante TENP

GÜP	FNB	Entry/ Exit	MÜP/ GÜP	Kapazitätsart	Zusätzliche Leistung 2023/24 (in GWh/h)	Zusätzliche Leistung 2028/29 (in GWh/h)
Eynatten - OGE	OGE	Entry	GÜP	fDZK	0,3	0,3
Eynatten / Raeren / Lichtenbusch	OGE, Fluxys TENP, TG	Entry	GÜP	unterbrechbar	3,8	6,3
Medelsheim	OGE, GRTgazD	Entry	GÜP	unterbrechbar	2,0	4,2
Wallbach	OGE	Entry	GÜP	fDZK	0,7	0,7
Wallbach, Überackern	OGE, bayernets	Entry	GÜP	fDZK	3,8	3,8
<i>davon Wallbach (Cluster 1)</i>	<i>OGE</i>	<i>Entry</i>	<i>GÜP</i>	<i>fDZK</i>	<i>3,7</i>	<i>3,7</i>
<i>davon Überackern (Cluster 2)</i>	<i>bayernets</i>	<i>Entry</i>	<i>GÜP</i>	<i>fDZK</i>	<i>5,7</i>	<i>5,7</i>
<i>davon Überackern (Cluster 3)</i>	<i>bayernets</i>	<i>Entry</i>	<i>GÜP</i>	<i>fDZK</i>	<i>1,8</i>	<i>1,8</i>
Wallbach	OGE, Fluxys TENP	Entry	GÜP	unterbrechbar	7,2	16,4
Überackern	bayernets	Entry	GÜP	fDZK	0,2	0,2
Drohne	OGE	Entry	MÜP	unterbrechbar	10,4	6,2
Drohne	GASCADE	Exit	MÜP	FZK	10,4	6,2

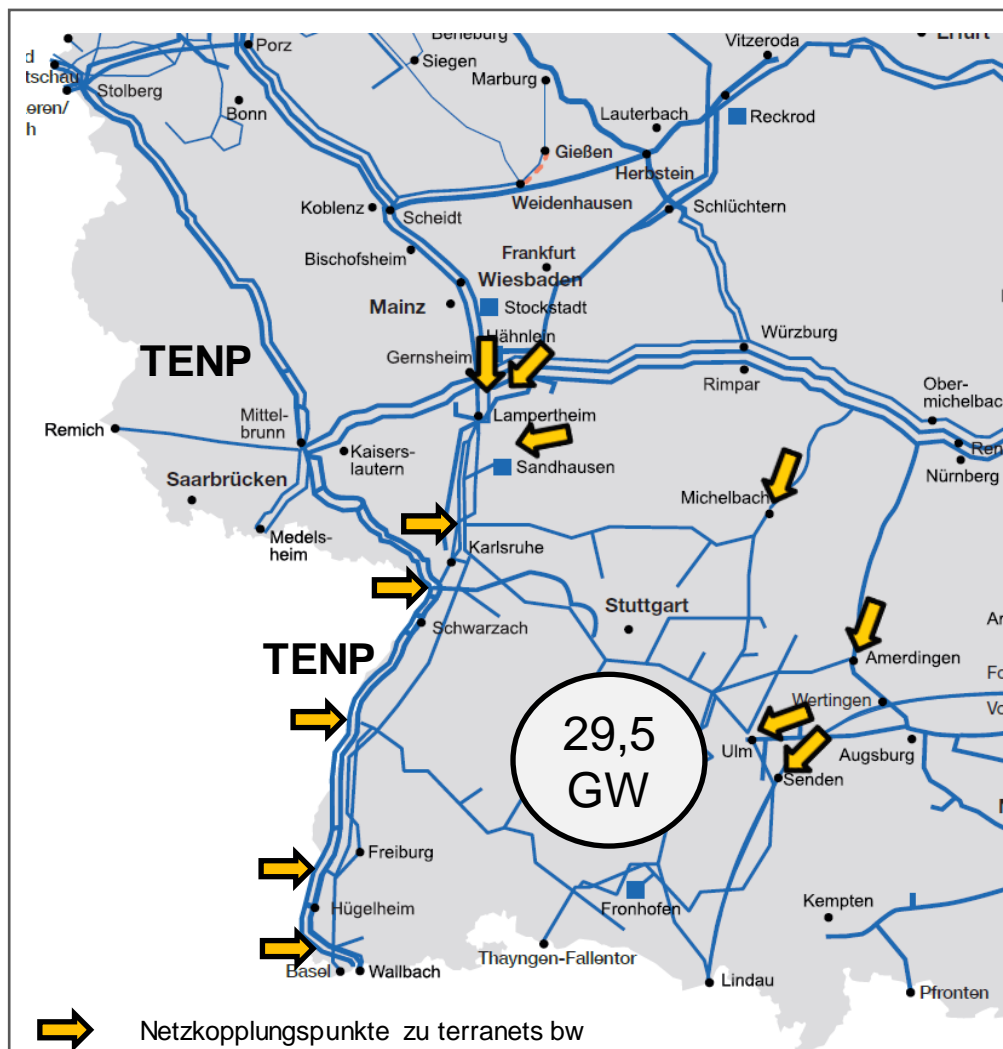
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

4 Modellierungsvarianten

Ausgangspunkt der betrachteten Modellierungsvarianten ist die in der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 eingeplante Versorgung der terranets bw in den Modellierungsjahren 2023/24 und 2028/29.

Der in der NEP-Gas-Datenbank (Zyklus „2018 – TENP Entwurf“) ausgewiesene Bedarf der terranets bw von rund 29,5 GWh/h wird sowohl über Netzkopplungspunkte entlang der TENP als auch über Netzkopplungspunkte im nördlichen Teil des Versorgungsgebietes der terranets bw und im südwestbayerischen Raum gedeckt.

Abbildung 5: Versorgung der terranets bw in den Modellierungsjahren 2023/24 und 2028/29 in der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bedingt durch die in der Versorgungssicherheitsvariante TENP unterstellte dauerhafte Kapazitätseinschränkung auf der TENP ist die in der Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 eingeplante Erhöhung der Kapazität für terranets bw in Höhe von rund 5,2 GWh/h (nachfolgend „Zusatzkapazität“) gegenüber 2018 über die vier TENP-Netzkopplungspunkte (Au am Rhein, Willstätt, Tunsel, Nordschwaben) nicht darstellbar.

Zur Feststellung des erforderlichen Netzausbaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Varianten betrachtet.

- **Variante 1: Versorgung der terranets bw analog der Basisvariante**
Aufteilung der über die TENP eingeplanten Zusatzkapazitäten auf die vier TENP-Netzkopplungspunkte Au am Rhein, Willstätt, Tunsel und Nordschwaben analog zur Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028,
- **Variante 2: Verlagerung nach Au am Rhein**
Verlagerung der über die TENP eingeplanten Zusatzkapazitäten an den TENP-Netzkopplungspunkt Au am Rhein,
- **Variante 3: Verlagerung nach Lampertheim/ Gernsheim**
Verlagerung der über die TENP eingeplanten Zusatzkapazitäten in den nördlichen Teil des Versorgungsgebietes der terranets bw (Raum Lampertheim/ Gernsheim),
- **Variante 4: Verlagerung an einen neuen Grenzübergangspunkt in der Bodenseeregion**
Verlagerung von Ausspeiseleistung vom Grenzübergangspunkt Wallbach an einen neuen Grenzübergangspunkt in der Bodenseeregion zur alternativen Teilversorgung der Ostschweiz,
- **Variante 5: Verlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue (Frankreich-Schweiz)**
Verlagerung von Ausspeiseleistung vom Grenzübergangspunkt Wallbach zum Grenzübergangspunkt Oltingue (Frankreich-Schweiz),
- **Variante 6: Verlagerung an einen neuen Grenzübergangspunkt Wallbach**
Verlagerung der über die TENP eingeplanten Zusatzkapazitäten an einen neuen Grenzübergangspunkt Wallbach.

5 Modellierungsergebnisse

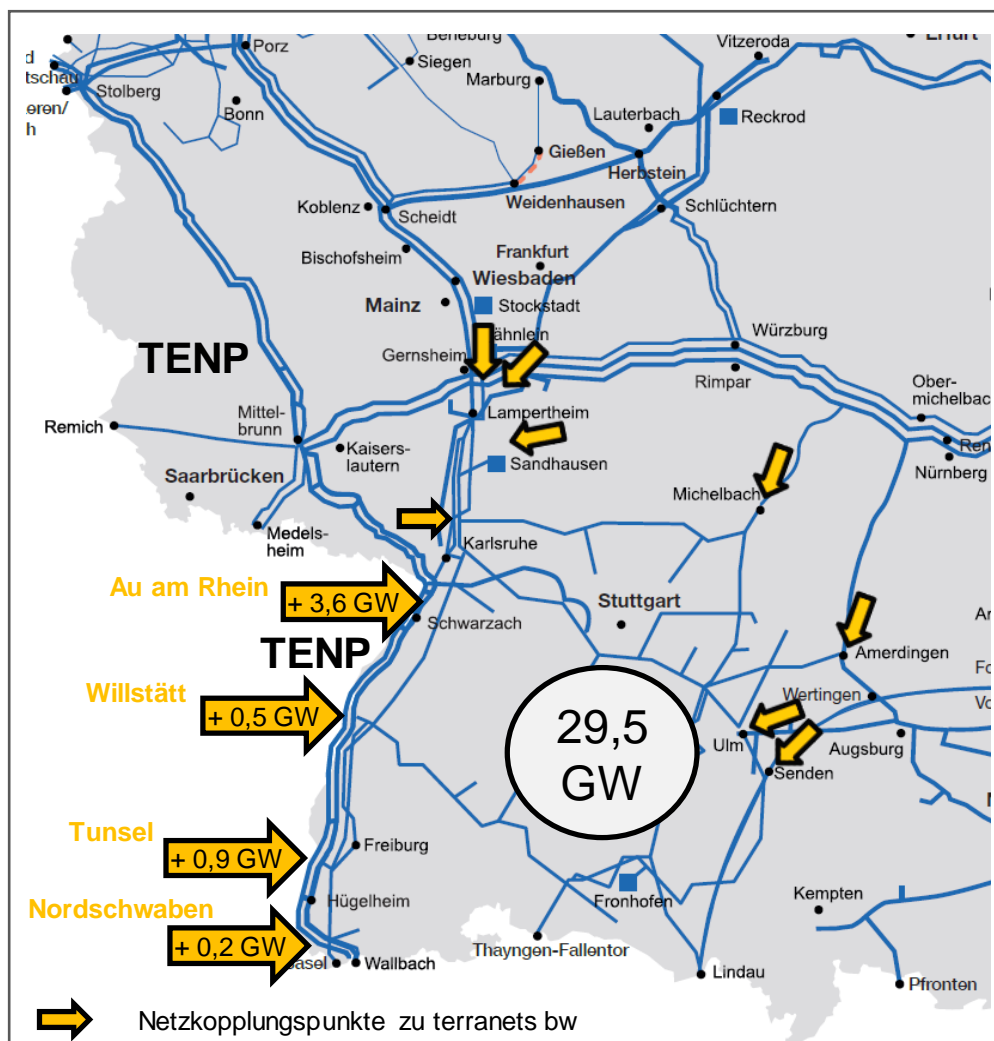
Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse dargestellt. Die Varianten wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern zunächst indikativ geprüft. Basierend darauf wurden die Varianten 1 und 2 durch die Fernleitungsnetzbetreiber vollständig modelliert. Die Ergebnisse der Varianten 1 (TENP V.1) und 2 (TENP V.2) sind in der NEP-Gas-Datenbank dargestellt. Für die weiteren Varianten erfolgte eine grobe Abschätzung.

5.1 Variante 1: Versorgung der terranets bw analog der Basisvariante

5.1.1 Erläuterungen

In der Variante 1 wird der über die TENP eingeplante Zusatzbedarf der terranets bw in Höhe von 5,2 GWh/h analog der Basisvariante über die vier TENP-Netzkopplungspunkte Au am Rhein, Willstätt, Tunsel und Nordschwaben bereitgestellt.

Abbildung 6: Variante 1: Versorgung der terranets bw analog der Basisvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.1.2 Modellierungsergebnisse für die Jahre 2023 und 2028

Im Folgenden werden die im Vergleich zur Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen beschrieben:

- Leitung Mittelbrunn-Schwanheim (ID 552-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Mittelbrunn und Schwanheim in Parallelführung zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung TENP II errichtet werden.
Die Maßnahme befindet sich in Rheinland-Pfalz. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar mit den erforderlichen Planungsmaßnahmen (Raumordnung und Vorbereitung Planfeststellungsverfahren) beginnen. Sollte bis spätestens zum 30. Juni 2019 keine Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung des entsprechenden Abschnitts der TENP I erfolgt sein, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Realisierung dieser Netzausbaumaßnahme beginnen.
- Leitung Hügelheim-Tannenkirch (ID 554-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Hügelheim und Tannenkirch in Parallelführung zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung TENP II errichtet werden.
Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Für diese Maßnahme haben die Fernleitungsnetzbetreiber bereits vorbereitende Planungsarbeiten begonnen. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber die vorbereitenden Planungsarbeiten finalisieren. Parallel werden die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen, ob diese Maßnahme netztechnisch weiter optimiert werden kann, unter anderem durch Einbeziehung im Ausland gelegener Netze.
- Querverbindungen TENP I zu TENP II (ID 555-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen zur Verbindung der Leitungsstränge der Erdgastransportleitungen TENP I und TENP II bei den Armaturenstationen Boxberg, Barbelroth und Büchelberg.
Die Querverbindungen werden benötigt, um die konventionell umhüllten Abschnitte der TENP I, die von den gegenwärtigen Untersuchungen nicht betroffen sind, mit der TENP II zu verbinden (vgl. Kapitel 1). Daher müssen die Teilabschnitte der TENP I, Bocholtz-Boxberg und Barbelroth-Büchelberg, mit einer entsprechend leistungsstarken Verbindung zur TENP II versehen werden, um die Transportkapazitäten zu maximieren.
Die Maßnahme befindet sich in Rheinland-Pfalz. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Planung dieser Maßnahme beginnen. Vorbehaltlich einer Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung der TENP I (s. oben), werden die Fernleitungsnetzbetreiber diese Netzausbaumaßnahme zeitgleich mit den oben genannten Netzausbaumaßnahmen realisieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass – sofern es zu einer dauerhaften Kapazitätseinschränkung der TENP I kommen sollte – die in der NEP-Gas-Datenbank in der Modellierungsvariante TENP V.1 aufgeführten Kapazitäten an dem Grenzübergangspunkt Wallbach sowie der Zusatzbedarf in Höhe von 5,2 GWh/h für terranets bw erst nach Fertigstellung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung stehen würden.

Die Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 6: Ergebnisse der Variante 1 (TENP V.1)

	2023	2028
Zusätzliche Verdichterleistung gegenüber BV	0 MW	
Zusätzlicher Leitungsbau gegenüber BV	54 km	
Zusätzliche Kosten gegenüber BV	171 Mio. Euro	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 7: Zusätzliche Ausbaumaßnahmen der Variante 1 für die Jahre 2023 und 2028



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

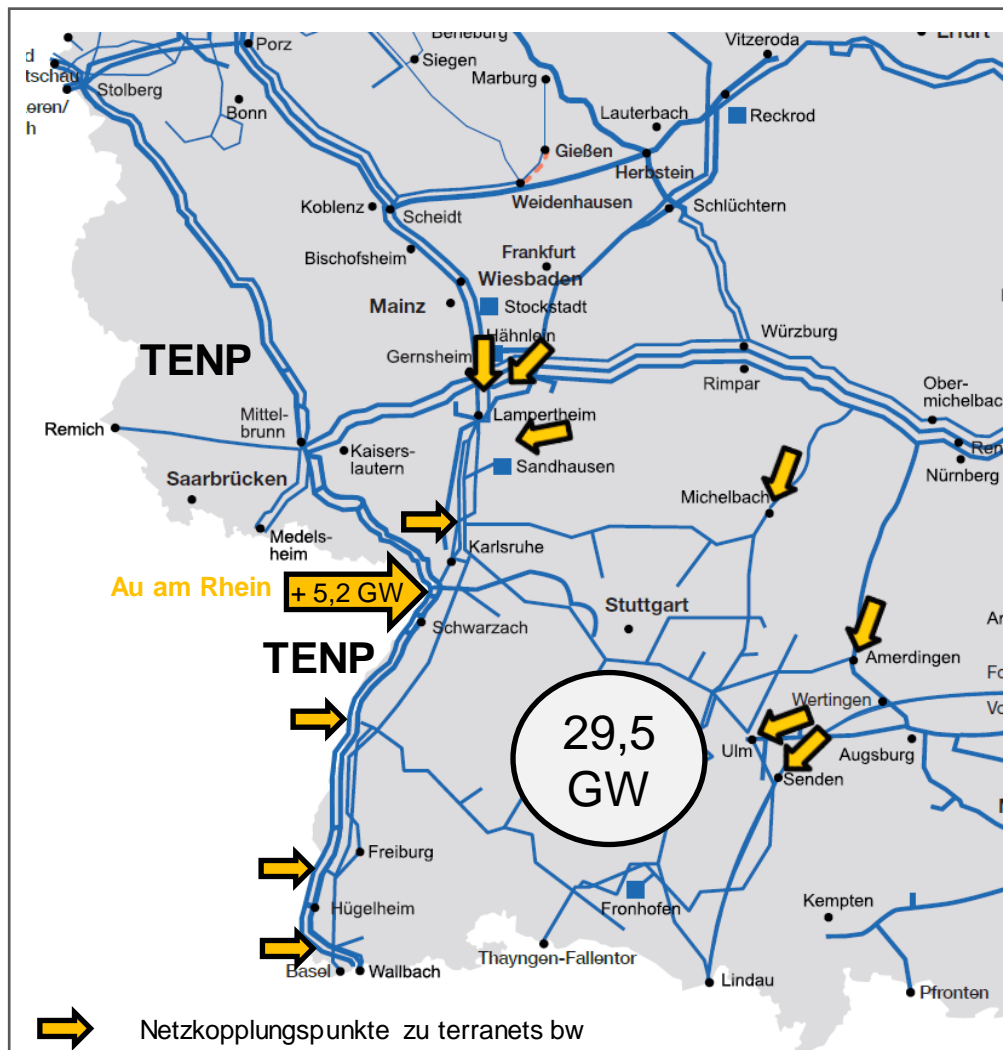
Die Netzausbaumaßnahmen, inklusive der dazugehörigen Steckbriefe, finden sich in der NEP-Gas-Datenbank im Zyklus „2018 – TENP Entwurf“, TENP V.1).

5.2 Variante 2: Verlagerung nach Au am Rhein

5.2.1 Erläuterungen

In der Variante 2 wird die über die drei TENP-Netzkopplungspunkte Willstätt, Tunsel und Nordschwaben eingeplante Zusatzbedarf der terranets bw in Höhe von 1,6 GWh/h an den Netzkopplungspunkt Au am Rhein verlagert und über diese Station damit 5,2 GWh/h bereitgestellt.

Abbildung 8: Variante 2: Verlagerung nach Au am Rhein



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

5.2.2 Modellierungsergebnisse für die Jahre 2023 und 2028

Im Folgenden werden die im Vergleich zur Basisvariante des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen beschrieben:

- Leitung Karlsruhe-Offenburg (ID 550-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die Verlagerung der Kapazitäten der terranets bw von den TENP-Netzkopplungspunkten Willstätt, Tunsel, Nordschwaben auf den Netzkopplungspunkt Au am Rhein erfordert einen Leitungsneubau zwischen Karlsruhe und Offenburg. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar mit den erforderlichen Planungsmaßnahmen (Raumordnung und Vorbereitung Planfeststellungsverfahren) beginnen. Sollte bis spätestens zum 30. Juni 2019 keine Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung des entsprechenden Abschnitts der TENP I erfolgt sein, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Realisierung dieser Netzausbaumaßnahme beginnen.
- Leitung Tunsel-Müllheim (ID 551-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die Verlagerung der Kapazitäten der terranets bw von den TENP-Netzkopplungspunkten Willstätt, Tunsel, Nordschwaben auf den Netzkopplungspunkt Au am Rhein erfordert einen Leitungsneubau zwischen Tunsel und Müllheim. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar mit den erforderlichen Planungsmaßnahmen (Raumordnung und Vorbereitung Planfeststellungsverfahren) beginnen. Sollte bis spätestens zum 30. Juni 2019 keine Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung des entsprechenden Abschnitts der TENP I erfolgt sein, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Realisierung dieser Netzausbaumaßnahme beginnen.
- Leitung Mittelbrunn-Merzalben (ID 553-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Mittelbrunn und Merzalben in Parallelführung zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung TENP II errichtet werden. Die Maßnahme befindet sich in Rheinland-Pfalz. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar mit den erforderlichen Planungsmaßnahmen (Raumordnung und Vorbereitung Planfeststellungsverfahren) beginnen. Sollte bis spätestens zum 30. Juni 2019 keine Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung des entsprechenden Abschnitts der TENP I erfolgt sein, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Realisierung dieser Netzausbaumaßnahme beginnen.

- Leitung Hügelheim-Tannenkirch (ID 554-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um ein Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen. Die neue Leitung soll zwischen Hügelheim und Tannenkirch in Parallelführung zu der bereits existierenden Erdgastransportleitung TENP II errichtet werden. Die Maßnahme befindet sich in Baden-Württemberg. Für diese Maßnahme haben die Fernleitungsnetzbetreiber bereits vorbereitende Planungsarbeiten begonnen. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber die vorbereitenden Planungsarbeiten finalisieren. Parallel werden die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen, ob diese Maßnahme netztechnisch weiter optimiert werden kann, unter anderem durch Einbeziehung im Ausland gelegener Netze.

- Querverbindungen TENP I zu TENP II (ID 555-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um Leitungsneubauvorhaben inklusive aller notwendigen technischen Einrichtungen zur Verbindung der Leitungsstränge der Erdgastransportleitungen TENP I und TENP II bei den Armaturenstationen Boxberg, Barbelroth und Büchelberg. Die Querverbindungen werden benötigt, um die konventionell umhüllten Abschnitte der TENP I, die von den gegenwärtigen Untersuchungen nicht betroffen sind, mit der TENP II zu verbinden (vgl. Kapitel 1). Daher müssen die Teilabschnitte der TENP I, Bocholtz-Boxberg und Barbelroth-Büchelberg, mit einer entsprechend leistungsstarken Verbindung zur TENP II versehen werden, um die Transportkapazitäten zu maximieren. Die Maßnahme befindet sich in Rheinland-Pfalz. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Planung dieser Maßnahme beginnen. Vorbehaltlich einer Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung der TENP I (s. oben) werden die Fernleitungsnetzbetreiber diese Netzausbaumanahme zeitgleich mit den oben genannten Netzausbaumaßnahmen realisieren.

- Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein (ID 556-01)
Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um eine Erweiterung der GDRM-Anlage in Au am Rhein. Es erfolgt eine geringfügige Anpassung der Anlagenleistung auf Basis der Kapazitatsverlagerung von den TENP-Netzkopplungspunkten Willstätt, Tunsel und Nordschwaben an den Netzkopplungspunkt Au am Rhein. Hiermit wird die Anlagenleistung von 550.000 m³/h (vgl. ID 451-02) auf 570.000 m³/h erhöhet. Sollte die BNetzA diese Maßnahme als Teil eines Netzausbauvorschlags bestätigen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar mit den erforderlichen Planungsmanahmen beginnen. Sollte bis spätestens zum 30. Juni 2019 keine Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung des entsprechenden Abschnitts der TENP I erfolgt sein, werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Realisierung dieser Netzausbaumanahme beginnen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass – sofern es zu einer dauerhaften Kapazitätseinschränkung der TENP I kommen sollte – die in der NEP-Gas-Datenbank in der Modellierungsvariante TENP V.2 aufgeführten Kapazitäten an dem Grenzübergangspunkt Wallbach sowie der Zusatzbedarf in Höhe von 5,2 GWh/h für terranets bw erst nach Fertigstellung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung stehen würden.

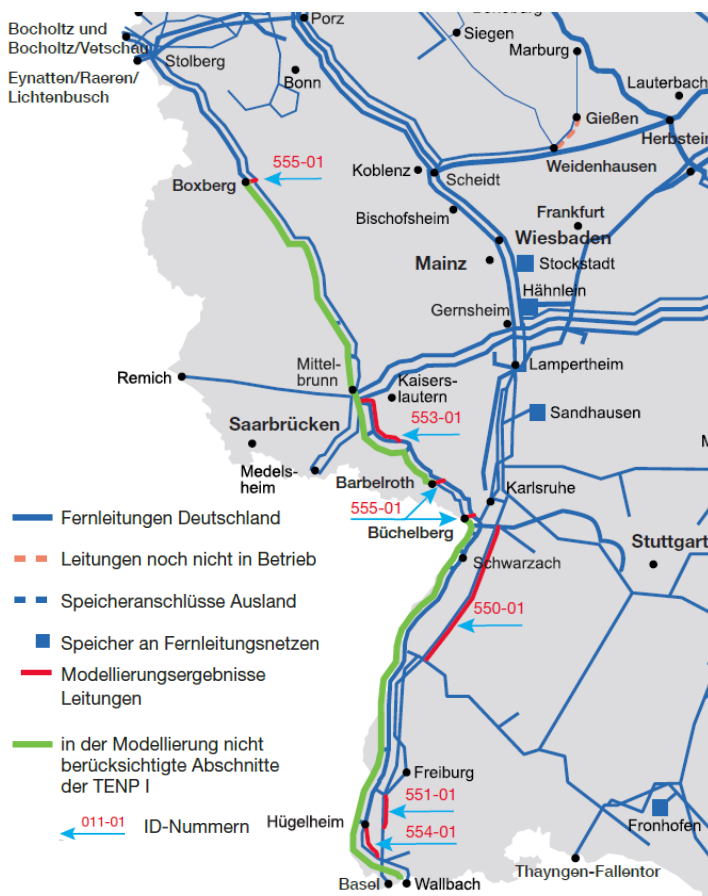
Die Modellierungsvariante führt zu folgenden Ergebnissen:

Tabelle 7: Ergebnisse der Variante 2 (TENP V.2)

	2023	2028
Zusätzliche Verdichterleistung gegenüber BV	0 MW	
Zusätzlicher Leitungsbau gegenüber BV	121 km	
Zusätzliche Kosten gegenüber BV	291 Mio. Euro	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 9: Zusätzliche Ausbaumaßnahmen der Variante 2 für die Jahre 2023 und 2028



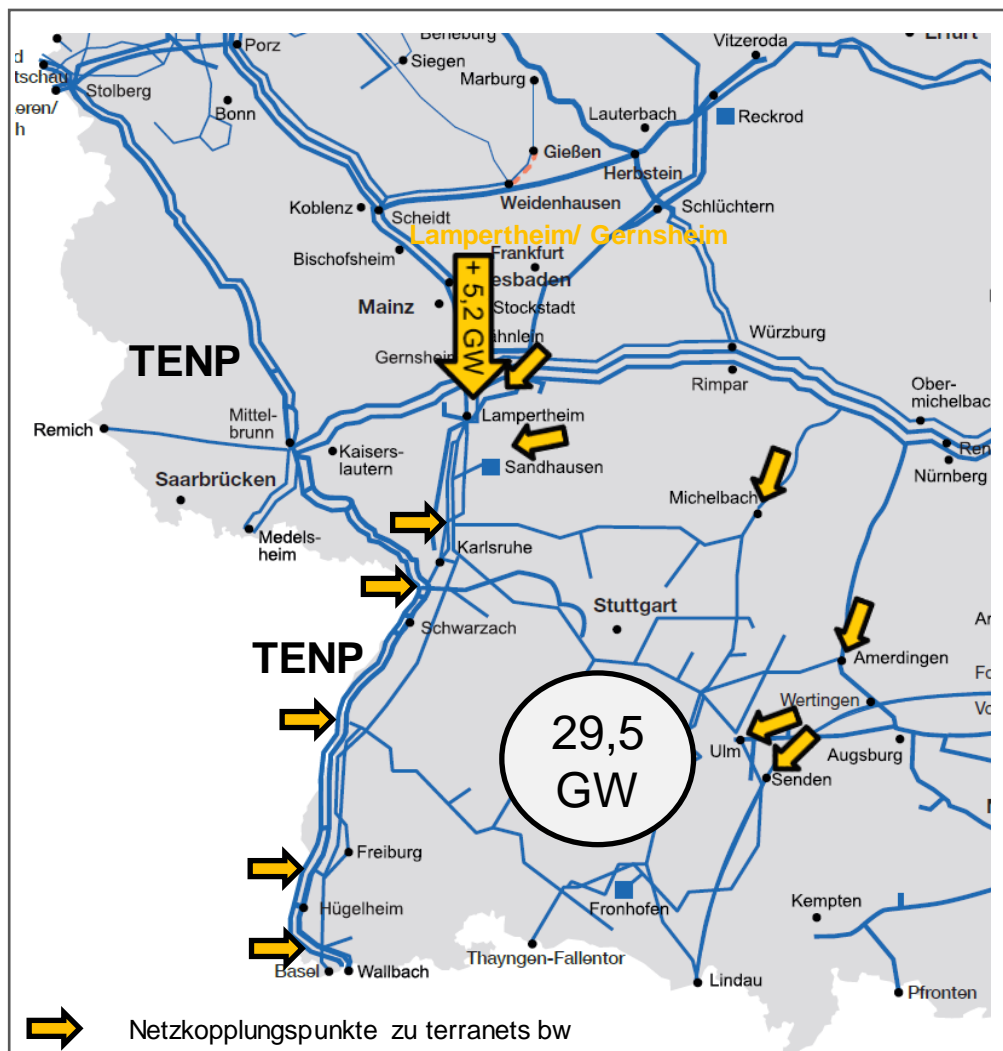
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Netzausbaumaßnahmen, inklusive der dazugehörigen Steckbriefe, finden sich in der NEP-Gas-Datenbank im Zyklus „2018 – TENP Entwurf“, TENP V.2).

5.3 Variante 3: Verlagerung nach Lampertheim/ Gernsheim

Variante 3 betrachtet eine Verlagerung der Zusatzkapazitäten der TENP-Netzkopplungspunkte Au am Rhein, Willstätt, Tunsel und Nordschwaben in Höhe von 5,2 GWh/h an einen neuen Netzkopplungspunkt im Raum Lampertheim/ Gernsheim. Diese Verlagerung bietet sich an, da in diesem Raum leistungsfähige vorgelagerte Netze der Fernleitungsbetreiber GASCADE, GRTgaz Deutschland und OGE vorhanden sind.

Abbildung 10: Variante 3: Verlagerung nach Lampertheim/ Gernsheim



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die bestehende Station Lampertheim sowie die vor- und nachgelagerten Transportsysteme können die Zusatzkapazitäten jedoch nicht darstellen. Die Verlagerung des Zusatzkapazitätsbedarfs erfordert einen Leitungsneubau bei terranets bw mit einer Länge von rund 280 km vom neuen Netzkopplungspunkt im Raum Lampertheim/ Gernsheim bis Lörrach.

Zusätzlich zu den Netzausbaumaßnahmen im Netz der terranets bw und den daraus resultierenden hohen Investitionen, müssten weitere Ausbaumaßnahmen bei GASCADE,

GRTgaz Deutschland und OGE erfolgen. Dementsprechend ist mit Investitionen in einer Größenordnung von über 500 Mio. Euro zu rechnen. Der Zeithorizont zur Realisierung der mit den Investitionen verbundenen Maßnahmen liegt entsprechend den Planungsprämissen im Netzentwicklungsplan Gas bei 5 bis 7 Jahren.

Deshalb haben die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, keine detaillierte Modellierung dieser Variante vorzunehmen.

5.4 Variante 4: Verlagerung an einen neuen Grenzübergangspunkt in der Bodenseeregion

In ihrer Stellungnahme zum Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 beschreibt die Erdgas Ostschweiz AG (EGO) die Versorgungssituation der lediglich einseitig aufgespeisten Region östlich der Schweizer Transitgasleitung zwischen Wallbach und Griespass. Demnach werde diese Region zu über 90 % aus der Transitgasleitung/ dem TENP-Transportsystem versorgt. Aus diesen Gründen prüft die EGO eine Zweitaufspeisung (Erfüllung n-1-Kriterium) mittels einer Verbindungsleitung durch den Bodensee an das Netz der terranets bw und fordert die Fernleitungsnetzbetreiber auf, diese Verbindungsleitung in die Modellierung aufzunehmen.

Den hierfür zukünftigen Kapazitätsbedarf beziffert die EGO mit rund 1.500 MWh/h bis 2.000 MWh/h bei einem Mindestdruck von 50 bar ab dem deutschen Transportnetz. Eine Verlagerung dieser Kapazitäten vom Grenzübergangspunkt Wallbach in die Region Bodensee/ Oberschwaben hätte aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber eine entsprechende Entlastung des Kapazitätsbedarfs in Wallbach zur Folge.

Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Transport verlagerter Mengen über das Leitungssystem im Raum Ulm (1) und alternativ einen Transport über die bayernets-Leitung bei Kempten im Allgäu (2) untersucht. Hierfür ist mindestens der Bau von

- 1) rund 70 km Leitung und einer Verdichterstation
- 2) rund 60 km Leitung und einer Verdichterstation

im Netz der bayernets und/ oder der terranets bw erforderlich. Die damit verbundenen Investitionen betragen für (1) mindestens 180 Mio. Euro und für (2) mindestens 160 Mio. Euro.

Zusätzlich zu den genannten Netzausbaumaßnahmen im Netz der bayernets und der terranets bw müssten die Bodenseeleitung und weitere Netzausbaumaßnahmen bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern sowie auf schweizerischer Seite erfolgen. Die damit verbundene Entlastung des Grenzübergangspunktes Wallbach reduziert den Netzausbaubedarf gegenüber den Varianten 1 und 2 lediglich um rund 42 Mio. Euro (Entfall der Leitung Hühelheim-Tannenkirch).

Der Zeithorizont zur Realisierung einer Bodenseeleitung mit den damit zusammenhängenden Maßnahmen auf schweizerischer und deutscher Seite liegt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber deutlich über den üblichen Planungsprämissen im Netzentwicklungsplan Gas von 5 bis 7 Jahren.

Darüber hinaus weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs an Grenzübergangspunkten seit 2017 das Verfahren für neu zu schaffende Kapazität gemäß Kapitel V der Verordnung (EU) 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung, NC CAM) existiert. Dieses Verfahren ist sowohl an existierenden als auch an neu zu schaffenden Grenzübergangspunkten zu EU-Drittstaaten wie der Schweiz anzuwenden.

Aufgrund dieser Verpflichtung sowie den zu erwartenden hohen Investitionskosten und langen Realisierungszeiten haben die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, keine detaillierte Modellierung dieser Variante vorzunehmen.

5.5 Variante 5: Verlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue (Frankreich-Schweiz)

In ihrer Stellungnahme vom 02. März 2018 hat GRTgaz SA ihre Unterstützung bei der Untersuchung der Versorgungssicherheitsvariante TENP angeboten. Als eine Möglichkeit wurde angeführt, in Obergailbach/ Medelsheim feste Kapazität von Frankreich nach Deutschland zur Verfügung zu stellen, so dass zusätzliches Gas aus der MEGAL über die diversen Netzkopplungspunkte nach Süden zu terranets bw fließen könnte. Die zweite Möglichkeit sah vor, zusätzliche feste Kapazität aus Frankreich in die Schweiz zur Verfügung zu stellen, so dass Gas über Wallbach zurück zu terranets bw fließen könnte.

Bezüglich des ersten Vorschlags weisen die Fernleitungsnetzbetreiber darauf hin, dass die Maßnahme „Reverse capacity from France to Obergailbach“ bereits in der Basisvariante in Höhe von 4,2 GWh/h berücksichtigt wurde. Daher kann sich keine zusätzliche Entlastung des TENP-Systems und keine Reduzierung der identifizierten Netzausbaumaßnahmen und Investitionen ergeben.

Den zweiten Vorschlag haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit GRTgaz SA aufgegriffen. GRTgaz SA untersucht, mit welchem Aufwand die Ausspeisekapazität aus Frankreich in die Schweiz über Oltingue erhöht werden kann. Oltingue befindet sich ca. 42 km südwestlich von Wallbach. Eine Entlastung des Punktes Wallbach zugunsten eines erhöhten Lastflusses zu terranets bw kann daher nur durch eine entsprechende Verlagerung der Einspeiseflüsse in der Schweiz (Reduzierung der Ausspeisekapazität Wallbach aus Deutschland und Erhöhung der Ausspeisekapazität Oltingue von Frankreich in die Schweiz) herbeigeführt werden. Gasmengen, die bisher fest von Wallbach aus dem deutschen Markt bezogen wurden, müssten durch die Transportkunden auf den Einspeisepunkt Oltingue verlagert und vom französischen Markt bezogen werden.

Derzeitig prüft GRTgaz SA mit den schweizerischen Kollegen auch unter Berücksichtigung der Stellungnahmen der EGO und SWISSGAS, ob eine solche Verlagerung zielführend wäre. Nach einer ersten Einschätzung der GRTgaz SA wäre eine Erhöhung der Ausspeiseleistung in Oltingue durch die französische Seite von etwa 2,5 GWh/h denkbar. Die Untersuchungsergebnisse von GRTgaz SA sollen im Herbst 2018 vorliegen und zwischen den Beteiligten weiter erörtert werden. Da zum Veröffentlichungszeitpunkt der vorliegenden Modellierungsvariante noch keine verbindlichen Aussagen der ausländischen Fernleitungsnetzbetreiber vorlagen, war es den Fernleitungsnetzbetreibern nicht möglich, eine Prüfung der grundsätzlichen Umsetzbarkeit und der damit verbundenen Kosten und Realisierungszeiträume dieser Variante vorzunehmen.

5.6 Variante 6: Verlagerung an einen neuen Grenzübergangspunkt Wallbach

In Variante 6 wurden die Zusatzkapazitäten der TENP Stationen Au am Rhein, Willstätt, Tunsel und Nordschwaben in Höhe von 5,2 GWh/h über einen neuen Grenzübergangspunkt Wallbach zur Anbindung an das Netz der terranets bw betrachtet.

Die Verlagerung des Zusatzkapazitätsbedarfs erfordert einen Leitungsneubau bei terranets bw zwischen Basel und Wallbach mit einer Länge von ca. 25 km, der das Netz der terranets bw an den neuen Grenzübergangspunkt Wallbach anbindet und einen Leitungsneubau zwischen Ettlingen und Lörrach mit einer Länge von ca. 190 km zur Versorgung des Großraums Stuttgart. Diese Modellierungsvariante erfordert darüber hinaus den Bau einer weiteren Deodorierungsanlage, um die Gasbeschaffenheit des aus Schweiz und Frankreich kommenden Gases an die deutschen Anforderungen anzupassen.

Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen im Netz der terranets bw und den daraus resultierenden hohen Investitionen in einer Größenordnung von deutlich mehr als 400 Mio. Euro haben die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, keine detaillierte Modellierung dieser Variante vorzunehmen. Der Zeithorizont zur Realisierung der mit den Investitionen verbundenen Maßnahmen läge entsprechend den Planungsprämissen im Netzentwicklungsplan Gas bei 5 bis 7 Jahren.

6 Netzausbauvorschlag

In diesem Kapitel werden die in Umsetzung der Anforderungen des § 15a Absatz 1 EnWG von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewählten Netzausbaumaßnahmen vorgeschlagen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Marktteilnehmer im Rahmen der Konsultation gebeten, insbesondere zu den im Konsultationsdokument dargestellten Varianten Stellung zu nehmen, um unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen die geeigneten Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben mehrere Stellungnahmen zu der indikativ betrachteten Variante 5, Verlagerung an den Grenzübergangspunkt Oltingue, erhalten, die eine weitere Betrachtung dieser Variante für hilfreich und sinnvoll erachten. Wie in Kapitel 2 bereits dargestellt, werden die Fernleitungsnetzbetreiber Variante 5 weiterverfolgen und Erkenntnisse, die gemäß der Konsultationsstellungnahme von GRTgaz SA im Herbst 2018 vorliegen können, berücksichtigen.

Weitere Stellungnahmen zu den übrigen Varianten thematisieren verschiedene Aspekte der dargestellten Varianten, u. a. die Höhe der Investitionskosten, die Dauer der Realisierung, die Realisierungszeitpunkte sowie die Nachhaltigkeit der Maßnahmen. Eine eindeutige Präferenz der Konsultationsteilnehmer für eine bestimmte Variante ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber aus den Stellungnahmen nicht ableitbar.

Daher haben die Fernleitungsnetzbetreiber zur Ermittlung des Netzausbauvorschlags Kriterien definiert, um die Varianten bewerten zu können. Als Bewertungskriterien wurden die Höhe der Investitionskosten, der Zeitbedarf bis zur Realisierung sowie das zukünftige Potenzial der jeweiligen Variante zu Grunde gelegt.

Insbesondere auf Grund der im Vergleich zu den Varianten 1 und 2 deutlich höher eingeschätzten Investitionskosten der übrigen Varianten haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Detailbewertung für die Varianten 1 und 2 durchgeführt.

Das Ergebnis der Bewertung ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Bewertung der Varianten 1 und 2 anhand der Kriterien Investitionskosten, Realisierungszeitraum und Potenzial

Bewertungskriterium	Variante 1	Variante 2
Kosten	171 Mio. €	291 Mio. €
Zeitbedarf bis zur Realisierung	5 – 7 Jahre	5 – 7 Jahre
Potenzial	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzung bestehender Infrastruktur (Verdichtereinheiten auf der südlichen TENP, um Druck für südliche Ausspeisepunkte zur terranets bw und zur Schweiz bereitzustellen) • Möglichkeit, bei geringerem Leistungsbedarf im Transit kurzfristig zusätzliche Leistung für Baden-Württemberg temporär verfügbar zu machen - und umgekehrt • Erhöhung der Resilienz des TENP-Systems 	<ul style="list-style-type: none"> • Schafft im Netz der terranets bw Voraussetzungen zur Darstellung des sich abzeichnenden Nachfrageanstiegs in Baden-Württemberg (deutlicher Anstieg der internen Bestelleistung 2019) • Verstärkung des Bestandsnetzes, Erhöhung von Netzpuffer und Resilienz des Netzes der terranets bw • Ggf. Beitrag zum Transit in Situationen niedrigeren Bedarfs in Baden-Württemberg (Planungsänderung VDS Nordschwarzwaldleitung (ID 417-02) erforderlich), weitere Maßnahmen zur Anbindung an die TENP II zu prüfen

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Hinblick auf das Bewertungskriterium „Potenzial“ ist festzustellen, dass beide Varianten eine geeignete Basis für die Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes bilden können, um insbesondere auch künftige angenommene Bedarfsentwicklungen zu decken. Daher lässt sich aus diesem Kriterium aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber keine Präferenz für eine Variante ableiten.

Aus dem Bewertungskriterien „Zeitbedarf bis zur Realisierung“ lässt sich aufgrund der identischen Annahmen zu den Realisierungszeiträumen ebenfalls keine Präferenz für eine Variante ableiten.

Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund der signifikant niedrigeren Investitionskosten die Netzausbaumaßnahmen der Variante 1 vor. In der nachfolgenden Tabelle 9 und der NEP-Gas-Datenbank sind die entsprechenden Maßnahmen des Netzausbauvorschlags aufgeführt.

Tabelle 9: Übersicht über die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen

Lfd. Nr.	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen	Leitungen			Kosten in Mio EUR	Geplante Inbetriebnahme	Durchführende FNB
			Länge in km	DN in mm	DP in bar			
1	552-01	Leitung Mittelbrunn-Schwanheim	38,0	1000	70	110	12/2024	Fluxys TENP (64.25%) / OGE (35.75%)
2	554-01	Leitung Hülgelheim-Tannenkirch	16,0	900	70	42	12/2024	Fluxys TENP (64.25%) / OGE (35.75%)
3	555-01	Querverbindungen TENP I zu TENP II	0,1	600	70	19	12/2021	Fluxys TENP (64.25%) / OGE (35.75%)
		Summe Netzausbauvorschlag	54,1			171		

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Voraussetzung für die Einhaltung der angegebenen Inbetriebnahmedaten der Maßnahmen ist die Bestätigung der vorgeschlagenen Maßnahmen durch die BNetzA und die Übermittlung des BNetzA-Änderungsverlangens für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 spätestens bis Ende 2018.

Auswertung der Stellungnahmen zur Konsultation der Fernleitungsnetzbetreiber vom 02. Juli bis zum 13. Juli 2018

Kap.	Themen-Häufigkeit Inhalt	Themen-Häufigkeit		
		selten (bis 3)	häufig (4-9)	sehr häufig (>9)
0	Allgemeines			
	<u>Steigerung des Gasbedarfs/ der Gaskapazität (Szenariorahmen)</u>		x	
1.	Hintergrund und Vorgehensweise			
	<u>Temporäre Außerbetriebnahme der TENP I</u>			x
	<u>Auswirkungen der Außerbetriebnahme der TENP I</u>		x	
2.	H-Gas-Leistungsbilanz und H-Gas-Quellenverteilung			
	<u>GÜP Wallbach</u>			x
	<u>Kapazitätsbedarf Baden-Württemberg</u>		x	
	<u>Kapazitätsbedarf ausländischer FNB</u>		x	
4.	Modellierungsergebnisse			
	<u>Detaillierte Varianten (Varianten 1 und 2)</u>		x	
	<u>Indikative Varianten</u>			x
	<u>Ergänzungen zu Realisierungszeitpunkt und Kosten</u>		x	
5.	Zusammenfassung/ Netzausbauvorschlag			
	<u>Aspekte für die Auswahl zum Netzausbauvorschlag</u>		x	
	<u>Auswirkungen auf Tarife</u>	x		

Anlagen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben neben dem Entwurfsdokument einen neuen Zyklus „2018 – TENP Entwurf“ in der NEP-Gas-Datenbank veröffentlicht. Der Zyklus enthält in der Kachel „Kapazitäten“ alle zugrunde gelegten Kapazitätsannahmen und in der Kachel „Netzausbaumaßnahmen“ die ermittelten Ausbaumaßnahmen der Varianten 1 und 2 der Versorgungssicherheitsvariante TENP, inkl. der dazugehörigen Maßnahmensteckbriefe und den Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber.

Glossar

Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgasTransport	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
OPAL	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

Sonstige Abkürzungen

BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BV	Basisvariante
DN	Normdurchmesser
EGO	Erdgas Ostschweiz AG
Entry	Einspeisung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)

ID	Identifikationsnummer
km	Kilometer
m ³	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NKP-IB	bestellbarer Netzkopplungspunkt oder bestellbare Ausspeisezone
TENP	Trans Europa Naturgas Pipeline
TENP V.1	TENP Versorgungssicherheitsvariante 1
TENP V.2	TENP Versorgungssicherheitsvariante 2
TVK	Technisch verfügbare Kapazität
VDS	Verdichterstation

Literatur

- [BNetzA 2017] Entscheidung der BNetzA vom 12.12.2017 (Az. 8615-NEP Gas 2018-2028 – Bestätigung Szenariorahmen), Bundesnetzagentur, download unter (Download am 13.06.2018):
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2018/Szenariorahmen/NEP_Gas2018_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [FNB Gas 2018] Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028, Download unter (Download am 13.06.2018):
https://www.fnb-gas.de/files/2018_03_29_entwurf_nep-gas-2018-2028_1.pdf

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 eigener 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.