



**Entscheidung**

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Änderung des Netzentwicklungsplans Gas 2012 gem. § 15a Abs. 3 Satz 5 EnWG

gegenüber der

1. bayernets GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Poccistraße 7, 80336 München  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 1) -
2. Fluxys TENP GmbH, vertreten durch den Vorstand,  
Martin-Luther-Platz 28, 40212 Düsseldorf  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 2) -
3. GASCADE Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 3) -
4. Gastransport Nord GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Holler Landstraße 82, 26135 Oldenburg  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 4) -
5. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Pelikanplatz 5, 30177 Hannover  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 5) -
6. GRTgaz Deutschland GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Zimmerstraße 56, 10117 Berlin  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 6) -

7. jordgasTransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Promenade Am Alten Binnenhafen 6, 26721 Emden  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 7) -

8. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Norbertstraße 85, 45131 Essen  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 8) -

9. Nowega GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Nevinghoff 20, 48147 Münster  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 9) -

10. ONTRAS - VNG Gastransport GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 10) -

11. OPAL NEL TRANSPORT GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 11) -

12. Open Grid Europe GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 12) -

13. terranets bw GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 13) -

14. Thyssengas GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Kampstraße 49, 44137 Dortmund  
- Fernleitungsnetzbetreiber zu 14) -

Im Folgenden: die Fernleitungsnetzbetreiber

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 10.12.2012

gem. § 15a Abs. 3 S. 5 und 6 EnWG wie folgt entschieden:

I. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern am 2.4.2012 vorgelegte Netzentwicklungsplan Gas 2012 ist gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt abzuändern:

1. Dem Netzentwicklungsplan ist eine vollständige Auflistung der verbindlichen Maßnahmen nach folgenden Vorgaben anzufügen:

Die verbindlichen Maßnahmen des Netzentwicklungsplanes umfassen die im **Anhang 1** aufgeführten Maßnahmen.

Die in der Auflistung enthaltenen Maßnahmen sind mit einer laufenden Identifikationsnummer und der Angabe, ob eine Investitionsmaßnahme gem. § 23 ARegV beantragt wurde, zu versehen und die geschätzten Kosten für die einzelnen Netzausbaumaßnahmen konkret aufzuführen. Die in der Maßnahmenliste aufgeführten Bedingungen für die Durchführung der Maßnahmen (Spalte „Erforderliche Voraussetzungen/Rahmenbedingungen für Entscheidung nächster Planungs-/ Realisierungsphase“) sind zu entfernen. Für die Darstellung der Maßnahmen ist die Vorlage aus **Anhang 2** zu verwenden, die vollumfänglich auszufüllen und in elektronisch weiter verwertbarer Form zur Verfügung zu stellen ist.

Die in der Auflistung vorgesehenen laufenden Identifikationsnummern der Maßnahmen sind in die Netzkarten im Netzentwicklungsplan einzufügen.

In der Auflistung sind die in der Realisierung befindlichen Maßnahmen, die nicht Ergebnis der Modellierung des Szenarios II sind (gekennzeichnet als „Voraussetzung für Alle“), in Abgrenzung von den aus der Netzmodellierung ermittelten Maßnahmen gesondert zu kennzeichnen.

2. In dem Netzentwicklungsplan ist das bei der Modellierung des Kapazitätsbedarfs für die Speicher verwendete Produkt der „temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazität“ (TAK) hinsichtlich der verwendeten Temperaturreichweite und der ermittelten

Ausbaukosten der Maßnahmen zur Speicheranbindung, die für jede Maßnahme gesondert auszuweisen sind, zu erläutern.

3. In dem Netzentwicklungsplan ist das Verfahren zu erläutern, nach dem der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber bei der Netzmodellierung berücksichtigt wurde, insbesondere warum und in welchen konkreten Fällen die internen Bestellungen verändert wurden.
- II. Gem. § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG werden die nachfolgenden Fernleitungsnetzbetreiber für die Durchführung der nachfolgenden Maßnahmen bestimmt und die Fernleitungsnetzbetreiber zur entsprechenden Ergänzung des Netzentwicklungsplanes gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG verpflichtet:

„2012-083-01 Netzkopplung Drohne“: Die GASCADE Gastransport GmbH (FNB zu 3.) ist für die Durchführung der Maßnahme „2012-083-01 Netzkopplung Drohne“ verantwortlich, soweit die Maßnahme die Erweiterung der Verdichterstation in Rehden, den Bau einer Verbindungsleitung zwischen den Netzknoten Drohne und Rehden und die Errichtung einer Messanlage zwischen den Netzen umfasst. Die GASCADE Gastransport GmbH wird verpflichtet, sicherzustellen, dass eine geeignete Messanlage zur Verbindung des Verdichters Rehden mit der BTG-NEL bereitgestellt wird.

„2012-084-01 Ausbau Netzkopplung Reckrod“: Die GASCADE Gastransport GmbH (FNB zu 3.) ist für die Durchführung der Maßnahme „2012-084-01 Ausbau Netzkopplung Reckrod“ verantwortlich, soweit die Maßnahme den Bau einer Loopeitung parallel zur bestehenden GASCADE-Fernleitung MIDAL zwischen Warburg und der Verdichterstation Reckrod sowie die Erweiterung der Verdichterstationen in Lippe und Reckrod umfasst. Soweit die Maßnahme die Erweiterung der bestehenden Messanlage in Reckrod umfasst, sind die GASCADE Gastransport GmbH und Open Grid Europe GmbH (FNB zu 12.) gemeinschaftlich für die Durchführung verantwortlich. Im Falle der Nichteinigung bezüglich der Kostentragung hat eine Aufteilung zu gleichen Teilen zu erfolgen.

„2012-028-01 Leitung Arresting Finsing“: Die Open Grid Europe GmbH (FNB zu 12.) ist für die Durchführung der Maßnahme „2012-028-01 Leitung Arresting Finsing“ verantwortlich, soweit die Maßnahme die Erweiterung der GDRM Anlage in Arresting, den Bau einer Loopeitung zur bestehenden OGE-Leitung zwischen Arresting und Forchheim, den Bau einer Loopeitung parallel zur bestehenden Gemeinschaftsleitung

der OGE und bayernets zwischen Forchheim und Finsing sowie die Erweiterung der GDRM-Anlage in Finsing umfasst.

III. Im Übrigen wird von Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas 2012 abgesehen.

Zur besseren Übersicht wird der Entscheidung eine Gliederung vorangestellt.

**Gliederung:**

<b>I. Sachverhalt</b> .....	8
1. Gegenstand des Verfahrens .....	8
2. Bisheriger Verfahrensablauf .....	8
2.1. Konsultation und Bestätigung des Szenariorahmens .....	8
2.2. Entwurf des Netzentwicklungsplans und Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber .....	9
2.3. Vorlage des Netzentwicklungsplans und Konsultation durch die Bundesnetzagentur	10
2.4. Ergebnis der Konsultation und Dialogveranstaltungen/Workshop der Bundesnetzagentur .....	12
2.5. Nachforderung der Benennung durchführender Unternehmen .....	15
2.6. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber .....	16
2.7. Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses durch die Bundesnetzagentur .....	16
<b>II. Entscheidungsgründe</b> .....	17
1. Formelle Rechtmäßigkeit der Entscheidung .....	17
1.1. Zuständigkeit .....	17
1.2. Verfahren .....	17
2. Adressaten der Entscheidung .....	17
3. Materielle Rechtmäßigkeit der Entscheidung .....	17
3.1. Einhaltung der verfahrensmäßigen Anforderungen an den Netzentwicklungsplan .....	18
3.2. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans .....	18
3.3. Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahmen .....	18
3.3.1. Klarstellung der genehmigungsfähigen „bedarfsgerechten“ Maßnahmen .....	19
3.3.2. Maßnahmen des Szenario II .....	20
3.3.3. Maßnahmen des Szenario I .....	22
3.4. Transparente Darstellung der Ausbaumaßnahmen und der Eingangsparameter .....	25
3.4.1. Auflistung der Netzausbaumaßnahmen, laufende Identifikationsnummer und Verknüpfung in den Netzkarten .....	26
3.4.2. Kostentransparenz für die ermittelten Ausbaumaßnahmen .....	28
3.4.3. Entfernung der Bedingungen und Vorbehalte .....	29
3.4.4. Erläuterung des Produkts der „temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten“ (TAK) .....	30
3.4.5. Erläuterung zur Berücksichtigung der Internen Bestellungen .....	32

3.5. Bestimmung der durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG .....	33
3.5.1. Rechtliche Anforderungen an die Bestimmung gem. § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG ...	34
3.5.1.1. Vorliegen einer Ermessensregelung .....	34
3.5.1.2. „Ob“ des Tätigwerdens der Behörde .....	35
3.5.1.3. Kriterien für die Auswahlentscheidung („wie“) .....	36
3.5.1.3.1. Adressaten des § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG .....	36
3.5.1.3.2. Kriterium der Eigentumsverhältnisse an der Bestandsinfrastruktur.....	37
3.5.1.3.3. Kriterium der Praktikabilität und einheitlichen Projektverantwortlichkeit.....	38
3.5.1.3.4. Kriterium des Entstehens vermarktbarer Kapazitäten und positiver Netzeffekte .....	39
3.5.1.3.5. Kriterium der „Gesamtprojektübernahme“ und der entgeltseitigen Auswirkungen .....	39
3.5.1.4. Verhältnismäßigkeit der Auswahlentscheidung.....	40
3.5.2. Bestimmung der verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan.....	41
3.5.2.1. Bestimmung des verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber für das Projekt Netzkopplung Drohne.....	41
3.5.2.2. Bestimmung des verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber für das Projekt Netzkopplung Reckrod .....	43
3.5.2.3. Bestimmung des verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber für das Projekt Leitung Arresting – Finsing.....	44
3.6. Absehen von weiteren Änderungen .....	47
3.7. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens / Rechtswirkungen des Netzentwicklungsplanes .....	49
<b>III. Rechtsmittelbelehrung .....</b>	<b>52</b>
<b>Anhänge zur Entscheidung .....</b>	<b>53</b>
Anhang 1: Genehmigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012.....	53
Anhang 2: Formatvorlage zur Auflistung der verbindlichen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012.....	58
Anlage 1: .....	60
Grafische Zuordnung der durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber zu Maßnahmen .....	60

## Gründe

### **I. Sachverhalt**

#### **1. Gegenstand des Verfahrens**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber, den diese erstmalig zum 2.4.2012 gemeinsam erarbeitet und der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorgelegt haben. Mit der Aufstellung des Netzentwicklungsplans wird das Ziel verfolgt, den künftigen Transportbedarf nach Erdgas zu ermitteln und hierauf bezogen Maßnahmen zu identifizieren, die zur Erfüllung dieses Transportbedarfs sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG hat der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Der Plan basiert auf dem von der Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 1 S. 7 EnWG am 2.2.2012 bestätigten Szenariorahmen.

Nach § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur innerhalb von drei Monaten nach Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses Änderungen verlangen und gleichermaßen nach § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG die durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber bestimmen. Dem dient die vorliegende Entscheidung.

#### **2. Bisheriger Verfahrensablauf**

##### **2.1. Konsultation und Bestätigung des Szenariorahmens**

Am 22.8.2011 veröffentlichten die Fernleitungsnetzbetreiber das Konsultationspapier „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber“ auf einer eigens hierfür eingerichteten Internetseite <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de>. Bis zum 9.9.2011 hatten Marktteilnehmer und Öffentlichkeit die Möglichkeit, eine Stellungnahme zu den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen abzugeben. Insgesamt gingen 19 Stellungnahmen ein, die auch auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht wurden.

Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus der Konsultation, dem Informationsaustausch zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern sowie den Übertragungsnetzbetreibern hinsichtlich der Verwendung der Kraftwerkslisten auf



einheitlicher Datengrundlage erfolgte eine Überarbeitung des Szenariorahmens durch die Fernleitungsnetzbetreiber, der der Bundesnetzagentur am 16.12.2011 eingereicht wurde.

Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen am 6.2.2012 gemäß § 15a Abs. 2 S. 7 EnWG unter weitgehender Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse vollumfänglich bestätigt, aber auch Vorgaben zur Aufstellung des Netzentwicklungsplans getätigt.<sup>1</sup>

## **2.2. Entwurf des Netzentwicklungsplans und Konsultation durch die Fernleitungsnetzbetreiber**

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens haben die Fernleitungsnetzbetreiber den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2012 am 20.2.2012 erstmalig veröffentlicht. Dieser Entwurf wurde in der Zeit vom 20.2. – 9.3.2012 durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 48 Stellungnahmen ein. Von diesen wurden 35 Stellungnahmen auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans selbst wurde eine Auswertung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung sowie eine tabellarische Übersicht der Stellungnahmen zum Konsultationsdokument veröffentlicht (Tabelle 12 des Entwurfs des Netzentwicklungsplans).

Folgende Hauptkritikpunkte der Konsultationsteilnehmer wurden vorgetragen:

- „zu kurze Konsultationsfrist“;
- „Kapazitätserweiternde Maßnahmen in nachgelagerten Netzen zur Vermeidung von Netzausbau werden nicht ausgeschöpft“;
- „Forderung nach einem Ausbau- und Maßnahmenplan“;
- „Kritik an dem zugrunde gelegten Szenariorahmen“;
- „Kritik an der prognostizierten Gasbedarfsentwicklung (als zu niedrig) und der Datenerhebung des Szenariorahmens“;
- „Gasaustausch an Grenzübergangspunkten“;
- „Berücksichtigung der Speicher in Szenario II (2015)“;
- „Forderung einer Bereitstellung von festen Kapazitäten für aktuell bestehende unterbrechbare Verträge“;
- „Fehlen detaillierter Ergebnisse der Szenarien I und II, sodass ein Kostenvergleich nicht möglich ist“;
- „Veröffentlichung der Kapazitäten an Netzkoppelungspunkten erwünscht“.

---

<sup>1</sup> Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas: Entscheidung in dem Verwaltungsverfahren, 6.2.2012, [http://www.bundesnetzagentur.de/cdn\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NEP\\_2012/NEP2012Szenariorahmen\\_Basepage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NEP_2012/NEP2012Szenariorahmen_Basepage.html)

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben vor dem Hintergrund der Stellungnahmen verschiedene Anpassungen des Plans vorgenommen. Insbesondere wurden Projekttabellen in Kapitel 5 des Netzentwicklungsplanes eingefügt und eine Tabelle mit Informationen zu den in die Modellierung eingegangenen Kapazitäten an Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten, Netzkopplungspunkten zu direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossenen neuen Gaskraftwerken und Speichern sowie an Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Gastransportnetzen (interne Bestellkapazitäten) zur Verfügung gestellt.<sup>2</sup>

Änderungen in Bezug auf beispielsweise das Fehlen detaillierter Ergebnisse der Szenarien I und II wurden mit Verweis auf die Verfahrensabläufe, zu kurzen Fristen bis zur Vorlage des Netzentwicklungsplans und dem Verweis darauf, dass sie für die umfangreiche Modellierung den Fokus auf das aus ihrer Sicht wahrscheinlichste Szenario II gelegt haben, abgelehnt.

### **2.3. Vorlage des Netzentwicklungsplans und Konsultation durch die Bundesnetzagentur**

Der überarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans wurde am 2.4.2012 an die Bundesnetzagentur übergeben und auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber eingestellt.

Die Bundesnetzagentur veröffentlichte den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas sowie die Anlagen in Form von Listen zu den Netzausbaumaßnahmen und zur Kapazitätsentwicklung ebenfalls auf ihrer Internetseite mit Beginn der Konsultation am 30.4.2012.<sup>3</sup>

Den tatsächlichen und potenziellen Netznutzern wurde in der Zeit vom 30.4.-8.6.2012 im Rahmen der Konsultation durch die Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas gegeben. Zeitgleich wurde ein strukturierter Fragenkatalog für die Konsultationsteilnehmer veröffentlicht.<sup>4</sup> Mit diesem wurde die Konsultation der Marktteilnehmer auf eine umfassende Beurteilung des Netzentwicklungsplans gerichtet.

---

<sup>2</sup> Kapazitätsentwicklung im NEP (Stand 23.5.2012)

<sup>3</sup> Netzausbaumaßnahmen im NEP Gas (ohne Kosten) und Kapazitätsentwicklung im NEP

<sup>4</sup> Fragen zur Konsultation NEP Gas

abrufbar unter

[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NEP\\_2012/NEP2012\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NEP_2012/NEP2012_node.html)

Insgesamt gingen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 48 Stellungnahmen ein:

<b>Einsender</b>	<b>Kategorie</b>	<b>Schwerpunkte zu den Fragen</b>
ARGE Gas Westfalen	Stadtwerke	4,6,7
Astora GmbH & Co. KG	Speicherbetr.	1,2,3,4,5,6,7,8
Badenova Netz GmbH	VNB	2,4,7,8
BDEW e.V.	Verband	1,2,3,4,5,6,7,8
Creos Deutschland GmbH	VNB	4
DEW21 Netz GmbH	VNB	2
EFET Deutschland e.V.	Verband	4,5,8
EnBW AG	Kraftwerksbetr.	1,2,3,4,5,8
Energienetze Bayern GmbH	VNB	2,4,5,7,8
Eni (Italien)	Netznutzer	4
E.ON Gas Storage	Speicherbetr.	4,5,6,7,8
E.ON Hanse GmbH	VNB	1,3,4,5
Ener.vers. Limburg GmbH	Stadtwerke	Anhang 1
EWE Energie AG	Speicherbetr.	1,4
Fernleitungsnetzbetreiber	FNB	1,4,5,7
Geode	Verband	4,5,6,7,8
GRTGaz (Frankreich)	FNB	1,4,7
H2-Patent GmbH	Forscher	6
ILR (Luxemburg)	Regulierung	1,4
LKW Kitzingen GmbH	Stadtwerke	Anhang 1
Repower AG (Schweiz)	Kraftwerksbetr.	4,5,8
Roggatz, Kurt	Privat	4, 9
RWE AG	Kraftwerksbetr.	1,2,3,4,5,6,7,8
Schwaben Netz GmbH	VNB	4,5
Shell Energy Dtl. GmbH	Netznutzer	2,8
Statoil ASA (Norwegen)	Netznutzer	2,4
Storengy Dtl. GmbH	Speicherbetr.	1,2,3,4,5,6,7,8
SWB Netze GmbH & Co. KG	VNB	1,2,3,4
SW Düsseldorf AG	Stadtwerke	Anhang 1
SW Flensburg GmbH	Stadtwerke	5,8
GHG Gassp. Hannover GmbH	Speicherbetr.	4,5
SW Chemnitz	Stadtwerke	4,5
SW Hannover AG	Stadtwerke	5
SW Kiel AG	Stadtwerke	1,4,5,8
SWM Infrastruktur GmbH	VNB	4,5,7
SW Münster Netzgesellschaft	VNB	7
SW Stade GmbH	Stadtwerke	2,4,5,7,8
SW Südsachsen	Stadtwerke	4,5
SW Villingen-Schwenningen	Stadtwerke	2,4,5,7,8
Swedegas & Energinet.dk	FNB	1,4
Thüga AG	Kraftwerke	2,4,5,7,8
Vattenfall Europe Wärme AG	Kraftwerksbetr.	1,4,5,8
VIK & VCI	Verband	1,2,3,4,5,6,7,8
VIS Proxy	Forscher	4
VKU	Verband	1,2,3,4,6,7
WEG Erdgasproduzenten	Verband	7
Wingas GmbH	Kraftwerke	1,2,3,4,5,6,7,8
Zwickauer Energievers. GmbH	Stadtwerke	Anhang 1

Darüber hinaus reichten folgende 15 Unternehmen im Nachgang zu den Dialogveranstaltungen und zum Workshop Stellungnahmen ein:

<b>Einsender</b>	<b>Schwerpunktt Themen</b>
Badenova (2x)	Interne Bestellung
BDEW	Speicher, Speicherzone, Systemspeicher, TAK
EnBW AG (2x)	Kraftwerksprodukt, Speicher, TAK
EWE Gassp.	Speicher, TAK
GW Hassloch	Interne Bestellung
Harz Energie	Interne Bestellung
N-Ergie Netz	Interne Bestellung
Repower AG	Kraftwerksprodukt
RWE AG	Speicher, TAK
Schwaben Netze	Interne Bestellung
SW Germersheim	Interne Bestellung
SW Stade	Interne Bestellung
Thüga AG	Interne Bestellung

Die Stellungnahmen sind (bis auf wenige Ausnahmen aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen) auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

#### **2.4. Ergebnis der Konsultation und Dialogveranstaltungen/Workshop der Bundesnetzagentur**

Bezüglich der Transparenz bei der Erstellung und der Nachvollziehbarkeit des Netzentwicklungsplans kritisieren viele Teilnehmer die knappen Zeitvorgaben im Rahmen des NEP-Prozesses, die eine Prüfung schwierig gestalten. Die Verteilung von Gasmengen und die Zuordnung der Leistungen (zu Speichern, Kraftwerken, nachgelagerten Netzen, Industrie etc.) seien nicht ausreichend mit dem Markt abgestimmt. Eine übersichtliche Verknüpfung der Tabellen zu Kapazitätsentwicklungs- und Netzausbaumaßnahmen fehle; die kapazitätserhöhenden Effekte einzelner Ausbaumaßnahmen müssten näher erläutert werden.

Der Szenariorahmen sei gut gewählt, zeige aber für den Gasbedarf in Deutschland keinen Aufwärtstrend. Durch die alleinige Berechnung des Szenarios II sei ein Vergleich mit anderen Szenarien nicht möglich.

Eine Vielzahl der Marktteilnehmer erachtet die in die Modellierung eingeflossenen Eingangsdaten für die internen Bestellungen als nicht ausreichend transparent. Es sei unklar, in welchen Fällen die Langfristprognose des Verteilnetzbetreibers Eingang gefunden hat oder aus welchen Gründen andere Werte herangezogen wurden. Zudem sei die Berücksichtigung der Anschlussbegehren aus dem Industriesektor (auch abgelehnte Anschlussbegehren) in den Verteilernetzen aus den internen Bestellungen nicht nachvollziehbar.

Bei den Modellierungsvorgaben wird eine differenzierte Betrachtung von lokalen und regionalen Engpässen als nötig erachtet (z.B. Transportengpässe Nord-Süd-Trasse, Speicheranschlüsse Süddeutschland). Eine Simulation der Ereignisse im Februar 2012 wäre eine sinnvolle Erweiterung.

Bei den Netzausbaumaßnahmen wird kritisiert, dass kein nachhaltiger Ansatz zur Behebung der Gasnetzengpassituation in Süddeutschland bestehe. Die Beschreibung der Projekte ließe keinen Rückschluss zu, welche Kraftwerkskapazität durch den Ausbau bereitgestellt wird.

Die Bundesnetzagentur veranstaltete im Anschluss an die Konsultation im Juni 2012 zwei Dialogtermine, zu denen die Gaskraftwerksbetreiber und die Gasspeicherbetreiber sowie die Verbandsvertreter gesondert eingeladen wurden. Zudem wurde in einem öffentlichen Workshop allen anderen Netznutzern Gelegenheit gegeben, sich auch mündlich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans zu äußern. Die jeweiligen Programmübersichten und Vorträge wurden auf die Internetseiten der Bundesnetzagentur eingestellt.<sup>5</sup>

In dem Dialogtermin mit den Gaskraftwerksbetreibern am 14.6.2012 diskutierten die Gaskraftwerksbetreiber mit den Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur über die aktuellen Probleme des Kapazitätsausbaus für den Anschluss neuer Gaskraftwerke und Prozessoptimierungen bei den Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie den Planungsverfahren der Projekte. Insbesondere wurde erörtert, wie konkret die Planungen von Kraftwerksbetreibern sein müssten, damit sie in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden und seitens der Fernleitungsnetzbetreiber zu Ausbauprojekten führen (z.B. Berücksichtigung von Anschlussanträgen nach §§ 38, 39 GasNZV). Weiterhin wurden vor dem Hintergrund der Diskussion um einen bedarfsgerechten und angemessenen Netzausbau Kapazitätsprodukte mit Zuordnungsaufgaben im Unterbrechungsfall für neue Gaskraftwerke erstmalig vorgestellt und diskutiert.

In dem Dialogtermin mit den Gasspeicherbetreibern am 19.6.2012 wurden die Verfahrensfragen um die Erstellung des Netzentwicklungsplans und den Zusammenhang mit dem Verfahren um den Kapazitätsausbauanspruch gem. §§ 38, 39 GasNZV für Speicherneubau oder -erweiterungen referiert und diskutiert. Auf dem Workshop wurde der Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für ein Kapazitätsprodukt mit temperaturabhängigen festen frei zuordenbaren Kapazitäten (TAK) für Gasspeicherbetreiber als Mittelweg zur

---

<sup>5</sup> Dialogtermine/Workshop Netzentwicklungsplan Gas  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/VortraegeVeranstaltungen/VeranstaltungenNEPGas/VeranstaltungenNEPGas\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/VortraegeVeranstaltungen/VeranstaltungenNEPGas/VeranstaltungenNEPGas_node.html)

Vermeidung von potentiell nicht erforderlichem Netzausbau vorgestellt und intensiv diskutiert.

In dem am 27.6.2012 durchgeführten öffentlichen Workshop zum Netzentwicklungsplan Gas wurden nochmals alle betroffenen Netznutzer eingeladen, welche Stellung beziehen konnten. Auf dem Workshop präsentierten die Fernleitungsnetzbetreiber seit der Konsultation vorgenommene Änderungen im Netzentwicklungsplan. Von Seiten der Bundesnetzagentur wurde eine erste Auswertung der in der Konsultation eingebrachten Stellungnahmen präsentiert.

Die Marktteilnehmer äußerten während der Dialogtermine und des Workshops und in den im Nachgang eingereichten Stellungnahmen, dass die Einführung der TAK für bestehende Speicher, welche lediglich mit einer unterbrechbaren Kapazität an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind, sowie für neue Speicheranlagen, eine Verbesserung der derzeitigen Situation darstelle (RWE AG, EWE Gasspeicher GmbH). Die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer äußerte sich aber dahingehend, dass TAK nicht als Alternative zu FZK gesehen werden sollte und es vorrangiges Ziel sein müsse, ein möglichst hohes Maß an festen frei zuordenbaren Kapazitäten für Speicheranlagen bereitzustellen (EWE Gasspeicher GmbH, RWE AG, BDEW). Außerdem bestand weitergehender Informationsbedarf zum Konzept der TAK.

Insbesondere in der Diskussion kam die Forderung nach einer transparenten Darstellung und Nachvollziehbarkeit sowohl der Netzausbaumaßnahmen als auch der hieraus zur Verfügung stehenden Kapazitäten zum Ausdruck. Auch wurde angemerkt, dass in der Darstellung der künftig zur Verfügung stehenden Kapazitäten noch Ergänzungsbedarf bestehe, und insbesondere für das Zieljahr 2018 mehr Transparenz erforderlich sei.

Die Verteilernetzbetreiber kritisierten erneut, dass die in die Modellierung eingeflossenen Bedarfszahlen für die interne Bestellung auf den unverbindlichen Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber beruhen oder durch die im Szenariorahmen angenommene Gasbedarfsentwicklung vorgegeben sind (Thüga AG, Harz Energie Netz GmbH, N-Ergie Netz GmbH). Weiterhin wird eine bessere Darstellung der Verknüpfung von geplanten Netzausbaumaßnahmen und deren kapazitativen Auswirkungen auf die interne Bestellung gefordert (Thüga AG, Harz Energie Netz GmbH, N-Ergie Netz GmbH).

Die Stadtwerke Düsseldorf kritisierten im Rahmen ihrer Konsultationsstellungnahme, dass der Neubau ihres Gaskraftwerks Lausward Block F (Fortuna) von den

Fernleitungsnetzbetreibern bei der Erarbeitung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplanes fälschlicherweise als Ersatzkraftwerk für ihr Kraftwerk Lausward Block E (Emil) eingeordnet worden sei. Es sei unzutreffend anzunehmen, dass das seit 1974 laufende Kraftwerk Block E mit der Inbetriebnahme des neuen Kraftwerkes in 2015 außer Betrieb gehe; dieses solle vielmehr über das Jahr 2015 hinaus betrieben werden. Ein entsprechender Kapazitätsreservierungs- und Ausbauanspruch gem. §§ 38,39 GasNZV für das neue Kraftwerk sei bereits am 21.10.2011 gegenüber den FNB zu 12. und FNB zu 14. in Höhe von 1.155 MW gestellt worden und hätte dementsprechend als Zusatzkapazität berücksichtigt werden müssen.

Die Bundesnetzagentur hat mit den FNB zu 12. und 14. sowie den Vertretern der Stadtwerke Düsseldorf zwischen Juli und November 2012 verschiedene Einzelgespräche zur Aufklärung der Sach- und Rechtslage sowie zur Berücksichtigung der Kraftwerke im Rahmen des Netzentwicklungsplans geführt.

## **2.5. Nachforderung der Benennung durchführender Unternehmen**

Da in der vorgelegten Maßnahmenliste zum Szenario II bei 13 Netzausbaumaßnahmen die konkrete Benennung der für die Realisierung zuständigen „federführenden Unternehmen“ fehlte, hat die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 6.9.2012 zu einer Benennung der verantwortlichen Unternehmen und Detailinformationen zu den konkreten Projekten aufgefordert (u. a. zum Planungsstand, Netzsituation, zu den Bestandsleitungen und -anlagen, in welche die neue Infrastruktur eingebunden werden wird, zu den Eigentumsverhältnissen der bestehenden Infrastruktur sowie zu den Auswirkungen der Projekte auf die Netzsituation und den verfügbar werdenden Kapazitäten).

Mit Schreiben vom 18.9.2012 haben die Fernleitungsnetzbetreiber bei zehn Maßnahmen eine entsprechende Zuordnung vorgenommen. Bei drei Projekten haben sie es abgelehnt, einen oder mehrere verantwortliche Fernleitungsnetzbetreiber zu benennen. Begründet wurde diese Ablehnung damit, dass zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern keine Einigung über die Verantwortlichkeit zur Durchführung der Maßnahme getroffen werden konnte. Betroffen sind die Maßnahmen „2012-083-01 Netzkopplung Drohne“, „2012-084-01 Ausbau Netzkopplung Reckrod“ sowie die Maßnahme „2012-028-01 Leitung Arresting-Finsing“. Statt einer Zuordnung wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 18.9.2012 sowie 28.9.2012 die angeforderten Informationen übermittelt.

## **2.6. Anhörung der Fernleitungsnetzbetreiber**

Am 12.11.2012 fand mit betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern eine mündliche Anhörung und Erörterung der Sach- und Rechtslage zu der Verantwortlichkeit für die drei offenen Netzausbaumaßnahmen statt (FNB zu 1., FNB zu 3., FNB zu 12.). Weiterhin wurde mit den FNB zu 1., FNB zu 3. und FNB zu 14. die Sach- und Rechtslage zu einzelnen im Planungsstadium befindlichen Maßnahmen im Szenario I erörtert.

Zwischen dem 8.11.2012 und dem 14.11.2012 hatten alle Fernleitungsnetzbetreiber die Gelegenheit, sich schriftlich zu der beabsichtigten Entscheidung zu äußern, wovon sie Gebrauch gemacht haben. Sie legten dar, dass die Verbindlichkeit der Maßnahmen im Netzentwicklungsplan sich nur auf die Maßnahmen beziehe, welche in den kommenden drei Jahren durchgeführt werden müssten. Ferner erhoben die Fernleitungsnetzbetreiber die Forderung, dass die Verpflichtung zum Netzausbau nicht zu einer Verschlechterung der Effizienz führen dürfe und sich darüber hinaus nicht nachteilig auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Netzbetreibers auswirken dürfe. Bei der Bestimmung der für die Durchführung verantwortlichen Netzbetreiber sprachen sich die Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich für die Benennung eines Unternehmens aus.

## **2. 7. Veröffentlichung des Konsultationsergebnisses durch die Bundesnetzagentur**

Das von der Bundesnetzagentur erstellte Ergebnis der Konsultation (vgl. § 15a Abs. 3 S. 1 und 5 EnWG) wurde zeitgleich mit dieser Entscheidung veröffentlicht.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.



## **II. Entscheidungsgründe**

### **1. Formelle Rechtmäßigkeit der Entscheidung**

#### **1.1. Zuständigkeit**

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für diese Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1, Abs. 3 EnWG, der Ausschluss der Beschlusskammerzuständigkeit aus § 59 Abs. 1 S. 2 EnWG.

#### **1.2. Verfahren**

Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden gemäß § 28 Abs. 1 VwVfG mündlich und schriftlich zur beabsichtigten Entscheidung angehört.

### **2. Adressaten der Entscheidung**

Die Entscheidung richtet sich gemäß § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG an die Betreiber von Fernleitungsnetzen, die entsprechend der Vorgabe des § 15a Abs. 1 S. 1 EnWG einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan erstellt und der Bundesnetzagentur zum 2. April 2012 vorgelegt haben. Der Begriff des Betreibers von Fernleitungsnetzen ist in § 3 Nr. 5 EnWG legal definiert. Zum Zeitpunkt der Vorlage des Netzentwicklungsplans als auch zum Zeitpunkt der Entscheidung sind die Verfahrensbeteiligten 1 bis 14 als Fernleitungsnetzbetreiber einzuordnen (im Folgenden „Fernleitungsnetzbetreiber“). Von einer Einbeziehung der zum 1.11.2012 neu gegründeten Fernleitungsnetzbetreiber (NEL Gastransport GmbH; Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH und Fluxys Deutschland GmbH) war abzusehen, da diese erst deutlich nach Vorlage des Netzentwicklungsplans im April 2012 und kurz vor Abschluss dieses Verfahrens gegründet wurden bzw. ihren operativen Betrieb aufgenommen haben. Zudem hätte eine Einbeziehung zu erheblichen Verzögerungen geführt. Sie waren insoweit zeitlich nicht in der Lage, sich an der Vorlage des Netzentwicklungsplanes oder auch den nachfolgenden Konsultationsgesprächen zu beteiligen.

### **3. Materielle Rechtmäßigkeit der Entscheidung**

Die Entscheidung ist auch materiell rechtmäßig. Zwar wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern die verfahrensrechtlichen Anforderungen an die Konsultation und Veröffentlichung des Planes gem. § 15a Abs. 2 EnWG eingehalten (siehe nachfolgend Abschnitt 3.1.) und der Plan berücksichtigt, wie in § 15 a Abs. 1 S. 5 EnWG gefordert, den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (siehe nachfolgend Abschnitt 3.2). Von den Fernleitungsnetzbetreibern waren gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG Änderungen am vorgelegten Netzentwicklungsplan zu verlangen, da der Plan teilweise nicht den

Anforderungen von § 15a Abs. 1 S. 2 und S. 3 EnWG entspricht; insbesondere erfüllt der Plan nicht alle Erfordernisse der Abdeckung eines bedarfsgerechten Netzausbaus und der Transparenz (siehe folgende Abschnitte 3.3.-3.4.). Zudem war gem. § 15a Abs. 3 S. 5 und 6 EnWG eine Bestimmung der durchführenden Unternehmen vorzunehmen und eine entsprechende Änderung des Netzentwicklungsplanes zu verlangen (siehe folgenden Abschnitt 3.5.).

### **3.1. Einhaltung der verfahrensmäßigen Anforderungen an den Netzentwicklungsplan**

Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurden die Anforderungen von § 15a Abs. 2 EnWG an die verfahrensmäßigen Abläufe eingehalten. Sie haben eine Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durchgeführt, bevor er der Bundesnetzagentur vorgelegt wurde. Dazu haben die Fernleitungsnetzbetreiber alle Informationen auf Ihrer Internetseite zur Verfügung gestellt.<sup>6</sup> Der Netzentwicklungsplan enthält ferner im Kapitel 1.3. eine Darstellung, wie die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung in dem Plan berücksichtigt wurden.

### **3.2. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan gem. § 15a Abs. 1 S. 6 EnWG die derzeitigen Erkenntnisse des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EU) Nr. 715/2009 ausreichend berücksichtigt. Aufgrund der Tatsache, dass der ENTSO-G Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) in einer neuen Fassung erst in 2013 zur Verfügung steht, konnten die Fernleitungsnetzbetreiber sich nur auf die Fassung aus dem Jahr 2011 beziehen. Die Erkenntnisse aus dem TYNDP von ENTSO-G Stand 2011 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Modellierung im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegt. Aktuelle Neuerungen bezüglich der Entwicklung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan (Kapitel 3.2.4.) ausreichend gewürdigt und nachvollziehbar dargelegt.

### **3.3. Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahmen**

Nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG muss der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Dabei müssen auch jene Netzausbaumaßnahmen aufgenommen werden, die in den

---

<sup>6</sup> Vgl. <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/>

nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, sowie ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen.

Das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit verpflichtet die Netzbetreiber, die tatsächlich vorhandene und konkrete Marktnachfrage nach Transportkapazitäten zu befriedigen. In der Gesamtschau ist dabei der Bedarf objektiv im Sinne einer „erforderlichen Menge“ bzw. Leistung zu verstehen.<sup>7</sup> Ein bedarfsgerechter Ausbau stellt die Befriedigung des aktuellen und zukünftig zu erwartenden Bedarfs in ein Verhältnis zum entstehenden Aufwand.<sup>8</sup> Darüber hinaus ist der Aspekt der Versorgungssicherheit in der Bedarfsermittlung mit zu berücksichtigen. Vorgabe des Gesetzgebers ist, dass der Netzentwicklungsplan auch alle Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten muss. Nur wenn die Netze an den zu erwartenden Bedarf angepasst werden, kann im Ergebnis die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

### **3.3.1. Klarstellung der genehmigungsfähigen „bedarfsgerechten“ Maßnahmen**

Im Rahmen des Änderungsverlangens zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 ist zunächst eine Klarstellung notwendig, welche der von den Fernleitungsnetzbetreibern ermittelten Maßnahmen das Erfordernis eines bedarfsgerechten Netzausbaus bzw. einer Netzoptimierung erfüllen und damit genehmigungsfähig sind. Denn die Fernleitungsnetzbetreiber haben keinen expliziten Vorschlag für einen Maßnahmenkatalog des erforderlichen Netzausbaus vorgelegt, sondern lediglich dargelegt, welche Maßnahmen sich aus der Modellierung des Szenarios II einerseits sowie aus der Modellierung des Szenarios I andererseits ergeben. Sie haben zwar in ihren Erläuterungen zum Netzentwicklungsplan verdeutlicht, dass sie Szenario II als das wahrscheinlichste Szenario ansehen (vgl. Netzentwicklungsplan S. 62), eine explizite Eingrenzung alleine auf Maßnahmen des Szenarios II (oder auch umgekehrt eine klare Aussage zur Durchführung der Maßnahmen des Szenarios II) findet sich in dem vorgelegten Netzentwicklungsplan allerdings nicht. Der Plan ist insoweit „offen gehalten“. Dies deckt sich im Übrigen auch mit der grundsätzlich von den Fernleitungsnetzbetreibern im Verfahren vertretenen Position, dass der Netzentwicklungsplan nicht für den gesamten Planungszeitraum rechtsverbindlich sei (siehe folgenden Abschnitt 3.7.).

Ein solches „Offenhalten“ des konkreten Maßnahmenkatalogs entspricht jedoch nicht den Anforderungen, die § 15 a Abs. 1 S. 2 und 3 EnWG an den Netzentwicklungsplan stellt.

---

<sup>7</sup> Vgl. Leitfaden der Bundesnetzagentur zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV 2012, S. 4.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets\\_Strom\\_und\\_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden\\_zu\\_Investitionsantraegen\\_2012.html?nn=53940](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets_Strom_und_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsantraegen_2012.html?nn=53940)

<sup>8</sup> Vgl. Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV 2012, S. 4.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets\\_Strom\\_und\\_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden\\_zu\\_Investitionsantraegen\\_2012.html?nn=53940](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets_Strom_und_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsantraegen_2012.html?nn=53940)

Dieser erfordert nämlich die Auflistung eines konkreten Maßnahmenkatalogs und soll keine „Ansammlung möglicher Maßnahmenoptionen“ sein. Ansonsten könnte der Plan seiner Funktion nicht gerecht und sein Umsetzungsstand auch nicht überprüft werden.

Im Übrigen wird mit diesem Vorgehen auch nicht dem Erfordernis des § 15 a Abs. 2 S. 4 Hs 2 EnWG Rechnung getragen, der vorsieht, dass aus dem Netzentwicklungsplan auch hervorgehen muss, *„aus welchen Gründen [dieser] Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde“*. In dem Plan fehlen nicht nur die Gründe für die Entscheidung zwischen den Planungsalternativen Szenario I und II, sondern im Grunde bereits – zumindest die explizite - Entscheidung selbst.

Eine Klarstellung der dem Plan nach durchzuführenden Netzausbaumaßnahmen ist insoweit zwingend erforderlich, zumal die Fiktionswirkung des § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG bedingt, dass der Netzentwicklungsplan bei bloßer Untätigkeit der Bundesnetzagentur für die Fernleitungsnetzbetreiber verbindlich wird. Anderenfalls wäre hier auf Grund der Offenheit der Formulierungen unklar, welche Maßnahmen durchgeführt werden sollen.

### **3.3.2. Maßnahmen des Szenario II**

Die Bundesnetzagentur sieht grundsätzlich alle aus der Modellierung des Szenarios II resultierenden Maßnahmen als bedarfsgerecht an. Diese werden deshalb mit Bekanntgabe dieser Entscheidung verbindlich (siehe folgenden Abschnitt 3.7.). Die Einschätzung der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Darlegung der Gründe für die Entscheidungen der Fernleitungsnetzbetreiber und der irreführenden und deshalb zu streichenden Spalten im Netzentwicklungsplan (siehe folgenden Abschnitt 3.4.3.) stellen keine materielle Beanstandung der Maßnahmen des Szenarios II dar.

Die Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber, dass das Szenario II das wahrscheinlichste sei (vgl. Netzentwicklungsplan S. 62), wird geteilt, da die Annahmen des Szenarios II nach gegenwärtiger Einschätzung die plausibelsten Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen Gas- und Kapazitätsbedarfs enthalten.

Das Szenario II bildet insgesamt einen mittleren Pfad ab zwischen der sehr hohen Gas- und Kapazitätsnachfrage des Szenarios I sowie der sehr niedrigen Prognose des Gas- und Kapazitätsbedarfs des Szenarios III.

Das Szenario II basiert auf der Annahme eines mittleren Gasbedarfs bei den Endverbrauchern und geht von einem moderaten Rückgang des Gasverbrauchs aus. Auch wenn dies in der Konsultation des Netzentwicklungsplanes wiederum von einigen Marktteilnehmern kritisiert wurde, geht die Bundesnetzagentur gegenwärtig davon aus, dass es sich hierbei um eine realistische Einschätzung handelt, weil hiermit eine sich bereits seit einigen Jahren einstellende Entwicklung fortgeschrieben wird. Verschiedene Studien belegen einen (temperaturbereinigt) kontinuierlich leichten Rückgang des Gasverbrauchs.

Ebenso als – nach gegenwärtigen Erkenntnissen – am wahrscheinlichsten anzusehen sind die im Szenario II enthaltenen Annahmen zur Entwicklung der Gaskraftwerke. Grundlage für die prognostizierte installierte Gaskraftwerksleistung im Szenario II ist eine zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmte Auflistung der Bestands- und Ersatzkraftwerke sowie der in Bau und in Planung befindlichen Gaskraftwerke. Berücksichtigt wurden im Szenario II alle Anfragen der Kraftwerksbetreiber gem. §§ 38 und 39 GasNZV (Stichtag: 30.11.2012). Bei den Bestandsanlagen wurde davon ausgegangen, dass diese nach 2022 am gleichen Standort mit gleicher Leistung baugleich ersetzt werden. Berücksichtigung fanden auch solche Vorhaben, für die bei einem Übertragungsnetzbetreiber ein Anschlussbegehren gestellt worden ist und für die vor Inkrafttreten der §§ 38, 39 GasNZV im September 2010 eine Kapazitätsanfrage des jeweiligen Kraftwerksbetreibers vom Fernleitungsnetzbetreiber positiv beantwortet wurde. Schließlich haben auch Anlagen in nachgelagerten Netzen Eingang gefunden, über deren Planungen ein Übertragungsnetzbetreiber, z. B. über Anschlussbegehren an das Stromnetz, Kenntnis hat, und die im Rahmen der internen Bestellungen eines nachgelagerten Netzbetreibers berücksichtigt wurden.

Auch wenn die Prognose der Kraftwerksentwicklung in den kommenden zehn Jahren naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist – gerade vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen der Erneuerbaren Energien, der aktuellen wirtschaftlichen Probleme der Gaskraftwerke und der politischen Diskussionen um eine Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen im Kraftwerksbereich – erscheint ein Abstellen auf konkrete Planungsprojekte, die ihren Niederschlag in Planungsanträgen nach §§ 38, 39 GasNZV gefunden haben, ein plausibles und sinnvolles Vorgehen, da einerseits nicht alle in irgendeiner Weise einmal bekannt gewordenen Kraftwerksprojekte berücksichtigt wurden (wie etwa in Szenario I), noch nur an den aktuellen Bestand und der sich im Wesentlichen bereits im Bau befindlichen Anlagen abgestellt wird (wie in Szenario III).

Entsprechendes gilt für das in dem Szenario hinsichtlich der Berücksichtigung von Speicheranlagen gewählte Vorgehen. Bei den Speicherbetreibern wurden auch bis zum Stichtag des 30.11.2012 eingegangene konkrete Anfragen nach Kapazitätsreservierung gem. § 38 GasNZV und geltend gemachte Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV berücksichtigt. Es erfolgte keine Berücksichtigung der unverbindlichen Anfragen.

Für den Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Szenario II die verbindlich angefragten internen Bestellungen für das Jahr 2012 als Basisdaten herangezogen und die unverbindlichen langfristigen Prognosen der internen Bestellungen durch die nachgelagerten Netzbetreiber für die Jahre 2013 bis 2022 berücksichtigt, wobei jedoch der Bedarf mittels einer „abgeleiteten Prognose des Kapazitätsbedarfs je nachgelagertem Netzbetreiber für die Jahre 2015 und 2022“ korrigiert wurde. Die Korrektur der Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber wurde zwar in der Konsultation zum Netzentwicklungsplan erneut von den nachgelagerten Netzbetreibern deutlich kritisiert; das Vorgehen ist jedoch angesichts der prognostizierten Verbrauchsrückgänge durchaus nachvollziehbar.

Der Kritik wurde bei der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013 durch die Heranziehung unterschiedlicher Modellierungsvarianten im Übrigen Rechnung getragen, so dass sich hieraus im nächsten Plan ggf. auch Änderungen ergeben können. Für den Netzentwicklungsplan 2012 erscheint das Szenario II in der Gesamtschau eine plausible und insgesamt die nach aktuellen Erkenntnissen wahrscheinlichste Entwicklung abzubilden, so dass Netzausbaumaßnahmen, die auf diesem Szenario basieren, insgesamt als bedarfsgerecht einzustufen sind.

### **3.3.3. Maßnahmen des Szenario I**

Grundsätzlich gegenwärtig nicht genehmigungsfähig sind Maßnahmen, die aus der Modellierung zum Szenario I vorgegangen sind, soweit sie nicht zugleich Maßnahmen des Szenarios II umfassen. Die hier vorgeschlagenen Maßnahmen dürften nach gegenwärtigen Erkenntnissen über den Bedarf hinausgehen bzw. es kann gegenwärtig der Bedarf für diese Maßnahmen nicht bestätigt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in dem Szenariorahmen I einen hohen Gasverbrauch zu Grunde gelegt. Das Szenario I geht auf Grund einer positiveren Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung langfristig von einem höheren Pfad des Gasbedarfs und von einem hohen Endverbrauch bei den Endkunden aus. Bei den Gaskraftwerken wurden sämtliche bestehenden Planungen für neue Gaskraftwerke unabhängig von ihrer aktuellen konkreten

Realisierungswahrscheinlichkeit berücksichtigt und bestehende Anlagen nach 2022 mit gleicher Leistung am gleichen Standort ersetzt. Bei den Speichern wurden neben den Anfragen nach §§ 38, 39 GasNZV auch noch alle in irgendeiner Form „unverbindlich“ gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern geltend gemachte Anfragen berücksichtigt, was insgesamt zu einem sehr hohen Speicherzubau führen würde, für den gegenwärtig keine konkreten Anzeichen ersichtlich sind.

Die indikative Abschätzung im Rahmen der Modellierung des Ausbaubedarfs hat folglich eine Anzahl von Maßnahmen im Szenario I generiert, die zwar größtenteils deckungsgleich mit denen aus dem Szenario II modellierten Maßnahmen sind, die aber darüber hinaus weitergehende Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung für Kraftwerke und Speicher und auf die Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen den Netzgebieten der Fernleitungsnetzbetreiber zur Folge haben könnten oder beschränkt zuordenbare Kapazitäten an Grenzübergangspunkten erhöhen könnten.

Soweit sich jene Maßnahmen im Stadium der bloßen Projektidee befinden und keine weiteren konkreten Umsetzungsschritte geplant sind, ist bei diesen Maßnahmen davon auszugehen, dass diese allenfalls zur Abdeckung des hohen Bedarfes im Sinne der Annahmen im Szenario I geeignet (und folglich nicht bestätigungsfähig) sind.

In der Auflistung der Maßnahmen, die auf Basis der Modellierung des Szenario I Eingang in den Netzentwicklungsplan gefunden haben, befinden sich auch drei Maßnahmen für die von den Fernleitungsnetzbetreibern zwar nicht deren definitiver Bau vorgeschlagen wurde, aber vorgeschlagen wird, für diese Projekte bereits begonnene Planungsverfahren fortzuführen bzw. abzuschließen.

Dies betrifft insbesondere Teilprojekte einer großen Versorgungsleitung im süddeutschen Raum – Maßnahme „ID 2012-034-01 Ltg. SEL Bauabschnitt Lampertheim-Stuttgart“ und „ID 2012-035-01 Ltg. SEL Bauabschnitte Amerdingen-Stuttgart sowie die Leitung Monaco 2. BA (Finsing-Amerdingen)“ – deren Bau sich potentiell als erforderlich erweisen kann. Dies gilt insbesondere, wenn sich im süddeutschen Raum ein weiterer – höherer – Bedarf an Gaskraftwerken einstellt als derzeit im Szenario II angenommen. Dies ist zwar vor dem Hintergrund der konkret anstehenden Außerbetriebnahmen weiterer Atomkraftwerke durchaus denkbar, aktuell liegen jedoch keine ausreichenden Hinweise oder Anträge für neue Gaskraftwerke vor, die eine Entscheidung zum Bau der Leitungen rechtfertigen könnten. Ebenso spricht für eine Fortführung der Planungsverfahren die sich abzeichnende Entwicklung eines potentiell wachsenden Aufkommens der internationalen Transporte und

damit einhergehender Transportverpflichtungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des europäischen Binnenmarktes.

Weiterhin ist zu erwägen – wie von der bayernets im Rahmen der schriftlichen Stellungnahme vom 15.11.2012 vorgetragen wurde –, dass diese alternative Leitungsverbindung im süddeutschen Raum der Kompensation der zurückgehenden L-Gasmengen dienlich ist. Somit können zusätzliche Gasmengen im Süd-Osten Bayerns bereitgestellt werden, die über die MONACO und SEL abtransportiert werden müssten. Näheres hierzu wird allerdings erst durch die folgenden Netzentwicklungspläne untersucht.

Diese Maßnahmen sieht die Bundesnetzagentur derzeit auf Basis der aktuell vorliegenden Erkenntnisse nicht als zum Netzausbau genehmigungsfähig an. Es ist aber durchaus denkbar und es gibt Indizien dafür, dass sich in den kommenden späteren Netzentwicklungsplänen auf Grund der oben erwähnten geänderten tatsächlichen Entwicklungen oder aber auch auf Grund detaillierter Modellierungsvarianten, welche zudem die potentielle Systemrelevanz der bestehenden Kraftwerke im süddeutschen Raum berücksichtigen, diese Maßnahmen als erforderlich erweisen könnten. Vor dem Hintergrund der langen Planungshorizonte von Leitungsvorhaben im Rahmen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren und der dazu im Gegensatz in kürzerer Zeit realisierbaren Kraftwerks- oder anderer Anschlussvorhaben, erscheint daher die Weiterführung der Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber und damit im Zusammenhang stehenden Verfahren höchst sinnvoll und wird von der Bundesnetzagentur nachdrücklich befürwortet. Einen Rechtsgrundsatz, dass ohne eine Aufnahme eines Vorhabens in den Gasnetzentwicklungsplan der Beginn oder die Fortführung anderer Verwaltungsverfahren nicht zulässig sei, vermag die Bundesnetzagentur nicht zu erkennen.

Gleichfalls als derzeit nicht abschließend genehmigungsfähig anzusehen ist die Maßnahme „ID 2012-067-01 Ltg. Voigtslach-Paffrath“. Die Bundesnetzagentur befürwortet hier jedoch ebenfalls die Weiterführung der Planungen der Maßnahme bis zum baldigen Abschluss des Planfeststellungsverfahrens dieses Vorhabens.

Es gibt auf Grund aktueller Erkenntnisse, die die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 noch nicht kannten, deutliche Indikationen dafür, dass sich die L-Gas Produktion in den Niederlanden und Deutschland schneller reduziert als ursprünglich angenommen. Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurde im Rahmen der Anhörung vorgetragen, dass das Vorhaben für eine Umstellung der Netze auf H-Gas dienlich wäre, insofern als hier mit dem Abschnitt „Voigtslach-Paffrath“ ein durchgängiger Verlauf der



Nordrheinischen Erdgastransportleitungsgesellschaft (NETG) auf zwei Strängen verfügbar gemacht wird. Die NETG als Doppelleitung kann im Falle einer alsbald notwendig werdenden Umstellung, wofür auf Grund der Meldungen starke Indizien bestehen, beispielsweise vorzeitig umgestellt werden und zur Vermeidung von Transporteinschränkungen beitragen.

Da die Maßnahme sowohl für eine L-H-Gasumstellung von größter Bedeutung sein kann als auch für die Realisierung der Kraftwerke Köln-Niehl und Düsseldorf Lausward, die im neuen Szenariorahmen 2013 bereits mit Kapazitätsreservierungs- und Kapazitätsausbauansprüchen gem. §§ 38, 39 GasNZV berücksichtigt wurden, erscheint eine Genehmigungsfähigkeit im nächsten Netzentwicklungsplan durchaus denkbar. Wegen des vermutlich bereits kurzfristig entstehenden Handlungsbedarfs in diesem Bereich sollten die Planungsverfahren für das Leitungsvorhaben nicht verzögert werden.

### **3.4. Transparente Darstellung der Ausbaumaßnahmen und der Eingangsparameter**

Das Kriterium der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Planes sowie der Eingangsparameter wird in § 15a EnWG zwar ausdrücklich nur im Rahmen der Nachvollziehbarkeit der Modellierungsvorgaben erwähnt (§ 15 a Abs. 2 S. 3 EnWG), es ist jedoch als grundsätzliche dem § 15 a EnWG inhärente Anforderung zu verstehen, der große Bedeutung zukommt. So begründet § 15a Abs. 2 und 3 EnWG zahlreiche Konsultations- und Veröffentlichungspflichten, die dem Zweck dienen, die Marktteilnehmer umfangreich an dem Planungsprozess teilnehmen zu lassen, um einerseits deren Einschätzungen berücksichtigen zu können und andererseits für diese auch erkennbar zu machen, mit welchen Ausbauvorhaben sie zu rechnen haben. Letzteres ist für die Realisierung von Investitionsprojekten aber auch für die Versorgung von Kunden von großer Bedeutung. Nur wenn für die Marktteilnehmer aus den Konsultationsdokumenten und damit insbesondere auch aus dem Netzentwicklungsplan klar erkennbar ist, welche Netzausbauprojekte realisiert werden und welche Investitionsvorhaben sie damit durchführen können, kann der Plan seine Funktion erfüllen. Die Netznutzer sollen durch den Netzentwicklungsplan alle erforderlichen Informationen zur Verfügung gestellt bekommen, um eine Bewertung zu treffen, ob die im Netzentwicklungsplan enthaltene Infrastruktur grundsätzlich geeignet und in der Lage ist, ein genügend großes Angebot an Transportkapazitäten zur Verfügung zu stellen, welches die voraussichtliche Nachfrage deckt.

Bei den hierbei zu stellenden Anforderungen ist zu gewährleisten, dass keine unverhältnismäßigen Anforderungen an die Transparenz des Planes gestellt werden.

Auch wenn zu berücksichtigen ist, dass der Netzentwicklungsplan unter erheblichen Zeitdruck erstellt wurde, weist dieser in Bezug auf die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Darstellung gegenwärtig erhebliche Defizite aus, die mit diesem Änderungsverlangen behoben werden können und sollen.

### **3.4.1. Auflistung der Netzausbaumaßnahmen, laufende Identifikationsnummer und Verknüpfung in den Netzkarten**

Die Vorgabe im Tenor zu 1), dass dem Netzentwicklungsplan eine tabellarische Auflistung der genehmigten Maßnahmen anzufügen und das im Anhang 2 dargestellte Format zu verwenden und vollumfänglich auszufüllen ist, dient der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Planes. Wie bereits dargelegt (siehe oben Abschnitt 3.3.1.), gehört es zu den Grundanforderungen eines Planes, die durchzuführenden Netzausbaumaßnahmen aufzulisten.

Die Tabellen 23, 24 und 25 des vorliegenden Netzentwicklungsplans Gas 2012 stellen nach Ansicht der Bundesnetzagentur das Ergebnis der Modellierung des Szenarios II und des Szenarios I sowie der bereits vorab geplanten Vorhaben („Maßnahmen Voraussetzungen für Alle“) dar. Zur Klarstellung und aus Gründen der Transparenz ist eine zusammenfassende Auflistung der bestätigten Maßnahmen, also des „finalen“ Netzentwicklungsplanes, unabdingbar.

Die Vorgabe, die einzelnen Netzausbaumaßnahmen jeweils mit einer laufenden Identifikationsnummer zu kennzeichnen, ist jedenfalls notwendig, um die Maßnahmen unterscheiden und identifizieren zu können. Das ist in dem vorgelegten Netzentwicklungsplan nicht der Fall. Die laufenden Nummern beginnen dort in den jeweiligen Tabellen jeweils mit der Zahl „Eins“. Somit kann es vorkommen, dass dieselbe Ausbaumaßnahme durch unterschiedliche Nummern gekennzeichnet wird und so der Eindruck einer Doppelung der Ausbaumaßnahmen entsteht.

Eine eindeutige und einheitliche Kennzeichnung der Maßnahmen ist auch wegen des jährlich rollierenden Prozesses notwendig, damit mittels der einheitlichen Identifikationsnummer erkennbar ist, welche Maßnahmen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterverfolgt werden. In folgenden Netzentwicklungsplänen ist die Fortführung oder der Wegfall von Maßnahmen kenntlich zu machen.

Netzausbaumaßnahmen, die im Sinne des § 15a Abs. 1 EnWG in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, sind dabei oben aufsteigend nach dem planerischen Datum der Inbetriebnahme aufzulisten.

In dieser Auflistung ist auch klar darzustellen, wenn sich die Maßnahmen als Ergebnis der Modellierung zum Szenario II mit dem Zieljahr 2015 und als Ergebnis der Modellierung zum Szenario II mit dem Zieljahr 2022 erweisen. Die bisherige Darstellung im Netzentwicklungsplan führte die Maßnahmen in den Tabellen 23 und 24 ebenfalls doppelt auf, sodass nicht klar erkennbar ist, dass es sich dem Grunde nach um ein und dieselbe Maßnahme handelt, die sich ggf. nur durch weitere Parameter (z.B. veränderte Verdichterleistung) unterscheidet. Diese Doppelungen sind zu vermeiden. Es ist von den Fernleitungsnetzbetreibern herauszustellen, dass – sofern sich unterschiedliche Parameter ergeben – diese Maßnahmen gleichwohl in einer einheitlichen aggregierten Form veröffentlicht werden.

Des Weiteren haben die Fernleitungsnetzbetreiber die vergebene Identifikationsnummer graphisch in die verwendeten Netzkarten einzutragen, damit eine Verknüpfung zwischen der Auflistung der Maßnahmen und der Karte ermöglicht wird. Dieser Wunsch nach Transparenz und Erkennbarkeit wurde auch von den Konsultationsteilnehmern geäußert, um die Darstellung der Maßnahmen besser nachvollziehen zu können. Zur Erhöhung der Lesbarkeit ist es den Fernleitungsnetzbetreibern unbenommen, ggf. Teilkartenausschnitte zu verwenden. Aus den Karten sollte dann auch hervorgehen, in welchem Netz des jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibers die Maßnahme identifiziert wurde.

Die Bundesnetzagentur erachtet es weiterhin als hilfreich, wenn in der Auflistung erkennbar gemacht wird, ob für die Netzausbaumaßnahmen Anträge auf Anerkennung als Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV gestellt wurden.

Die Projekte „Voraussetzungen für Alle“ sind ausweislich der Aussagen der Fernleitungsnetzbetreiber kein Ergebnis der Szenarien im Netzentwicklungsplan, sondern Teil des Startnetzes für die Modellierung.

Die Darstellung der Maßnahmen, die als „Voraussetzungen für Alle“ bezeichnet werden, sind notwendiger Teil des Netzentwicklungsplans, der es ermöglicht, die Vollständigkeit und die Übersichtlichkeit aller Maßnahmen, die in den nächsten Jahre durchgeführt werden, zu gewährleisten und einen Überblick über alle zur Zeit in Planung befindlichen Ausbauprojekte herzustellen.

Die Abgrenzung dieser Maßnahmen muss jedoch im Netzentwicklungsplan deutlicher erfolgen, da im Entwurf des Netzentwicklungsplan 2012 anderenfalls der Eindruck erweckt wird, dass alle Maßnahmen, die insbesondere im Szenario II bis 2015 dargestellt sind (Tabelle 23, S. 63), das Ergebnis der Netzmodellierung darstellen.

Maßstab für die Auflistung der verbindlichen Netzausbaumaßnahmen bildet im Weiteren die im Anhang 2 aufgeführte Formatvorlage. Von den Fernleitungsnetzbetreibern sind hier, soweit noch nicht geschehen, vollumfänglich die aufgeführten Informationen einzutragen.

So ist insbesondere – soweit noch nicht geschehen – bei Vorhaben im Stadium der Projektidee ein geplantes Inbetriebnahmedatum („Planerische Inbetriebnahme“) einzutragen und der jeweilige Entwicklungsstand sowie die „Geplanten Maßnahmen bis NEP 2013/2014/2015“ zu ergänzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber wurden hierzu bereits vorab gesondert von der Bundesnetzagentur aufgefordert, und sind dem vorab auch nachgekommen. Die bereits vorgenommenen Einordnungen sind auch in der Auflistung einzufügen.

Änderungen bei Projekten auf Grund des angepassten Szenariorahmens, veränderter Modellierungsvarianten oder aber dass bestimmte Kraftwerks- oder Speicherprojekte nicht weiterverfolgt werden, können dann im Rahmen der folgenden Netzentwicklungspläne berücksichtigt werden. Die jährliche „Auflage“ des Planes trägt den veränderten Bedingungen insofern Rechnung.

### **3.4.2. Kostentransparenz für die ermittelten Ausbaumaßnahmen**

Von den Fernleitungsnetzbetreibern sind entsprechend der Vorgabe im Tenor zu I.1. im Rahmen der Aufstellung des Netzentwicklungsplans die Kosten der aus der jeweiligen Netzmodellierung resultierenden Maßnahmen in transparenter Art und Weise zu veröffentlichen.

Die Konsultationsteilnehmer haben in der Darstellung der Netzausbaumaßnahmen das Fehlen einer Aufstellung der Kosten der einzelnen Maßnahmen deutlich kritisiert. Zugleich haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber mehrfach gegenüber den Marktteilnehmern darauf berufen, dass bestimmte Netzausbaumaßnahmen mit zu hohen Kosten verbunden und daher ineffizient seien. § 15a Abs. 1 EnWG beinhaltet insofern ein Transparenzgebot, als der Netzentwicklungsplan alle Informationen über den Netzausbau und die -entwicklung enthalten muss.

Nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG müssen bei der Aufstellung des Netzentwicklungsplans die „erforderlichen“ Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes in den Plan aufgenommen werden müssen. Der Gesetzgeber geht in diesem Zusammenhang – ähnlich dem Wortlaut des europäischen Richtliniengebers in Art. 22 Abs. 1 der Richtlinie 2009/73/EG – davon aus, dass im Ergebnis der Netzausbau insgesamt dem Kriterium der Angemessenheit entsprechen muss.<sup>9</sup> Diese Vorgabe ist Ausdruck des allgemeinen Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes und beinhaltet eine Gesamtabwägung hinsichtlich der Kosten des Ausbaus der Infrastruktur für die Netzbetreiber, die letztlich von der Allgemeinheit der Netznutzer getragen werden, im Gegensatz zur Begehr und der Nachfrage nach Transportkapazitäten und dem durch die Kapazitätsbereitstellung für die Nachfrager entstehenden Nutzen.

Um die Bundesnetzagentur und die Marktteilnehmer in die Lage versetzen zu können, die Angemessenheit des Netzausbaus beurteilen zu können, müssen die Kosten der jeweiligen aus der Netzmodellierung resultierenden Netzausbaumaßnahmen dargelegt werden; insbesondere wenn die Kosten von den Fernleitungsnetzbetreibern als ein wesentlicher Grund herangezogen werden, um bestimmte Netzausbauten nicht durchführen zu wollen.

Um diese „Faktenlage“ zu beurteilen, hat die Darstellung in der Art und Weise zu erfolgen, dass ein außen stehender, am Prozess der Aufstellung des Netzentwicklungsplans nicht unmittelbar beteiligter Dritter in die Lage versetzt werden kann, die durch den Netzausbau verursachten Kosten zunächst grob nachvollziehen zu können.

Nur mit einer solchen Information können Alternativen hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Verhältnismäßigkeit des Netzausbaus auch tatsächlich beurteilt werden.

### **3.4.3. Entfernung der Bedingungen und Vorbehalte**

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgenommenen vielfältigen Bedingungen und Vorbehalte hinsichtlich der Durchführung der jeweiligen Maßnahmen sind in der Darstellung der Auflistung der Netzausbaumaßnahmen zu streichen bzw. aus der vorgelegten Tabelle zu entfernen, da der Netzentwicklungsplan klar erkennen lassen können muss, welche Maßnahmen durchgeführt werden (sollen) und welche nicht. Das ist in dem gegenwärtigen Entwurf nicht der Fall, weil fast alle Maßnahmen mit Vorbehalten wie („Anerkennung der entsprechenden Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV“ oder „Anerkennung von Planungskosten auch bei einer möglichen Nichtrealisierung eines (Teil-)Projektes“, „Vermeidung von negativen Auswirkungen auf die Effizienzwertermittlung bei

---

<sup>9</sup> Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6072, S. 74.

Investitionsverpflichtungen“ versehen sind. Durch diese Bedingungen wird die Durchführung der Maßnahmen unter Vorbehalt und damit einer Bewertung und Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber gestellt.

Von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgebrachte Einschränkungen, die eine Realisierung der Maßnahmen ihrerseits an weitere verfahrensmäßige Voraussetzungen und in der Zukunft liegende Ereignisse knüpfen, sind nicht mit den gesetzlichen Anforderungen des § 15a Abs. 1 EnWG vereinbar. Der Netzentwicklungsplan soll vielmehr eine Gesamtübersicht der erforderlichen Ausbauprojekte enthalten und die allgemeine Ausbaupflicht der Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 11 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 15 EnWG ergänzen und konkretisieren. Auch in der Sache sind nähere Bedingungen wie z. B. eine Kostenanerkennung in einem Plan nicht der geeignete Ort. Selbstverständlich müssen angemessene und effiziente Kosten anerkannt werden (siehe folgenden Abschnitt 3.5.1.).

In der Weise in dem Plan formuliert, wird mit den Bedingungen ein genereller Vorbehalt bzw. eine Einschränkung hinsichtlich der Realisierung konstatiert, der nicht a priori bereits im Stadium der Aufstellung des Netzentwicklungsplans „zu Lasten“ der jeweiligen Maßnahme verwendet werden soll.

Darüber hinaus ist es dem Prozess der jährlichen Erstellung des Netzentwicklungsplanes immanent, dass sich Maßnahmen auf Grund geänderter Annahmen innerhalb des Szenariorahmens beispielsweise durch Veränderungen in der Erzeugungslandschaft verändern können. Diesem Umstand wird allerdings durch die jährliche Aktualisierung des Netzentwicklungsplanes Rechnung getragen.

#### **3.4.4. Erläuterung des Produkts der „temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten“ (TAK)**

In Ergänzung der bisherigen Ausführungen im Netzentwicklungsplan haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der Vorgabe im Tenor zu I.2. das bei der Modellierung des Kapazitätsbedarfs für die Speicher angewendete Produkt der „temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazität“ (TAK) einschließlich der verwendeten Temperaturreichweite zu erläutern sowie die ermittelten Ausbaurkosten der Maßnahmen zur Speicheranbindung für jede Maßnahme gesondert auszuweisen und die Zuordnung des maßgeblichen Anteils der Ausbaurkosten zu den genannten Speichern zu begründen.

Wie bereits dargelegt, ist die Nachvollziehbarkeit und Transparenz des Planes, auch was die Kosten des Netzausbaus betrifft, eine wesentliche Anforderung des § 15a EnWG. Die Transparenz besteht bei den vorgelegten Informationen zu dem Speicherprodukt der TAK nicht ausreichend.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans (S. 81) benennen die Fernleitungsnetzbetreiber die Ausbaumaßnahmen, die ihrer Einschätzung nach notwendig sind, um für die Speicher Haidach, Etzel und 7Fields bis 2022 temperaturgeführte feste frei zuordenbare Kapazitäten (TAK) bereitstellen zu können und schätzen die Kosten für die Umsetzung dieser Maßnahmen auf etwa 1.000 Mio. €. Die Fernleitungsnetzbetreiber führen ferner aus, dass diese Maßnahmen zum wesentlichen Teil bzw. vollständig den benannten Speichern zuzuordnen seien.

Aus diesen sowie aus den Ausführungen der Fernleitungsnetzbetreiber während des Dialogs Gasspeicherbetreiber am 19.6.2012 lässt sich folgern, dass die Fernleitungsnetzbetreiber zumindest den wesentlichen Teil der Kosten für diese Ausbaumaßnahmen der Bereitstellung der temperaturgeführten festen frei zuordenbaren Kapazitäten für die Speicher Haidach, Etzel und 7Fields zuordnen. Ebenso verhält es sich mit den auf Seite 81/82 des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 identifizierten Maßnahmen und Kosten für die Bereitstellung von festen Kapazitäten mit Nutzungseinschränkungen entsprechend § 9 Abs. 3 GasNZV für die genannten Speicher.

Diese mangelnde Nachvollziehbarkeit der Darstellung wurde sowohl während der Konsultation durch die Bundesnetzagentur als auch während der Dialogtermine von den Marktteilnehmern beklagt. Offenbar wurde auch, dass ohne eine weitergehende Beschreibung des verwendeten temperaturabhängigen Produktes und dessen Ausgestaltung dessen Bewertung und Akzeptanz durch die Speicherbetreiber bzw. Speichernutzer nicht möglich sein wird.

Die Bundesnetzagentur forderte die Fernleitungsnetzbetreiber zur Klärung der offenen Fragen auf. Die Open Grid Europe kam dieser Aufforderung mit Schreiben vom 6.8.2012 im Namen aller an der Erstellung des NEP 2012 beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber nach. Um die Nachvollziehbarkeit des vorliegenden Netzentwicklungsplanentwurfs zu gewährleisten, haben die Fernleitungsnetzbetreiber die in dem Schreiben vom 6.8.2012 vorgelegten Informationen auch der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen.

Dabei haben sie den Netzentwicklungsplan um die Temperaturparameter (sowohl die Temperatur  $T_A$  bei der die Kapazität Entry Speicher als unterbrechbar angesetzt wurde als

auch ab welcher Temperatur  $T_B$  wurde die Kapazität Exit Speicher als unterbrechbar angesetzt wurde) zu ergänzen. Darüber hinaus ist erforderlich, dass die Marktteilnehmer erfahren, welche Nutzungseinschränkungen für die jeweiligen Speicher bei den Berechnungen der alternativen Modellierungsvariante (S. 81/82) hinterlegt wurden.

Auch die Zuordnung der Kosten zu den genannten Speichern kann durch den Markt ohne eine genauere Aufschlüsselung der Kosten nicht nachvollzogen werden. Zur Beurteilung der Angemessenheit des Netzausbaus ist eine detailliertere Aufschlüsselung der genannten Kosten in Höhe von 1.000 Mio. € bzw. 750 Mio. € notwendig. Bedingt durch die Tatsache, dass die genannten Maßnahmen auch zu der Bedarfsabdeckung von Gaskraftwerken beitragen bzw. die Überspeisemöglichkeiten zwischen den FNB erhöhen, ist eine genauere Abgrenzung der Kosten, welche dabei explizit für die Bereitstellung der beschriebenen Speicherkapazitäten anfallen, notwendig.

Insbesondere beim letztgenannten Punkt ergibt sich die Schwierigkeit, dass Kosten für zukünftige und lediglich als grobe Projektidee vorliegende Netzausbaumaßnahmen nur schwer abgeschätzt werden können und sich gegebenenfalls nicht unerheblich von den Kosten unterscheiden werden, die bei einer tatsächlichen Realisierung einer Maßnahme anfallen. Auch unter Berücksichtigung dieser Tatsache erachtet es die Bundesnetzagentur als notwendig, die Planungskosten der Netzausbaumaßnahmen genauer aufzuschlüsseln, um die Transparenz und damit die Akzeptanz des Netzentwicklungsplanes Gas 2012 zu erhöhen.

#### **3.4.5. Erläuterung zur Berücksichtigung der Internen Bestellungen**

Den bereits erwähnten Transparenzanforderungen an die Erstellung des Netzentwicklungsplans Rechnung tragend, haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der Maßgabe in Tenor zu I.4. ihre Entscheidung zu erläutern, nach welcher die Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber in die Bedarfsermittlung Eingang gefunden hat. Sie sollen insbesondere erläutern ob, wann und nach welcher Methode die Höhe der internen Bestellungen korrigiert wurde.

Die Verteilernetzbetreiber haben sowohl im Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 als auch in den im Juni 2012 stattgefundenen öffentlichen Workshop zum Netzentwicklungsplan Gas 2012 eine bessere und transparentere Vorgehensweise dieses Entscheidungsprozesses gefordert, was nachvollziehbar ist. Denn aus den Tabellen ist in keiner Form ersichtlich, wann und in welcher Höhe Kapazitätsanfragen der Verteilernetzbetreiber korrigiert wurden.



Es ist konkret darzulegen, wann einerseits die Informationen aus der internen Bestellung und wann die Informationen aus der Langfristprognose der internen Bestellung in die Weiterverarbeitung der Gasmengenentwicklung Eingang gefunden haben. Im nächsten Netzentwicklungsplan ist dieses Verfahren bei allen Fernleitungsnetzbetreibern gleich anzuwenden.

„Größere Abweichungen“ (S. 17 des Netzentwicklungsplans) zwischen den Werten der Verteilernetzbetreiber und den Berechnungen durch Prognos erfordern eine Erläuterung durch die Fernleitungsnetzbetreiber.

### **3.5. Bestimmung der durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG**

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in der Auflistung der verbindlichen Maßnahmen die der Bundesnetzagentur benannten für die Durchführung der Maßnahmen verantwortlichen Unternehmen aufzunehmen.

Gem. § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG hat der Netzentwicklungsplan alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes zu enthalten. Vorgabe ist insofern, dass alle „wirksamen“ Maßnahmen im Plan enthalten sein müssen. Dies impliziert, dass die Umsetzung des Planes und die damit einhergehende tatsächliche Realisierung der Ausbaumaßnahmen auch sichergestellt sein müssen. Folglich muss der Plan neben den konkreten Maßnahmen auch die durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber enthalten, welche verantwortlich für die Realisierung sind. Würde ein Plan entwickelt und von der Bundesnetzagentur genehmigt, der keine für die Durchführung verantwortlichen Unternehmen enthält, so würde der Plan de facto „leerlaufen“ und könnte seiner Funktion nicht gerecht werden.

In Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2012 hat die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, in den Fällen, in denen kein „federführendes Unternehmen“ benannt war, ein oder ggf. mehrere für die Durchführung der Maßnahme verantwortliche Unternehmen zu benennen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind dieser Aufforderung in Teilen nachgekommen und haben verantwortliche Fernleitungsnetzbetreiber benannt. Diese Angaben sind im Rahmen der Änderung des Netzentwicklungsplans auch in die Auflistung zu übernehmen.

Soweit für drei Maßnahmen im Netzentwicklungsplan – trotz mehrmaliger Aufforderung durch die Bundesnetzagentur – von den Fernleitungsnetzbetreibern keine Zuordnung vorgenommen wurde, musste im Rahmen dieser Entscheidung eine Bestimmung durch die Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG getroffen werden.

Zu beachten ist, dass die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen, also das „Ob“ der Durchführung, im Verfahren nicht bestritten wurde. Die Maßnahmen müssen auch aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt werden, da sie wesentliche Grundlage für weitere Maßnahmen des Netzentwicklungsplans darstellen. Strittig ist jedoch die Frage, welche Fernleitungsnetzbetreiber die Maßnahme durchführen und damit einhergehend einer Investitionsverpflichtung unterliegen.

### **3.5.1. Rechtliche Anforderungen an die Bestimmung gem. § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG**

Die Bundesnetzagentur erhält mit § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG die Ermächtigung zu bestimmen, welcher Fernleitungsnetzbetreiber für die Durchführung einer Maßnahme aus dem Netzentwicklungsplan verantwortlich ist. Die Norm gibt der Bundesnetzagentur bereits in dem Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan die Befugnis zum Handeln. Die Gesetzesbegründung stellt insofern klar, dass *„nach Abschluss der Konsultation die Regulierungsbehörde binnen drei Monaten eine Änderung des Planes verlangen und bestimmen [kann], welcher der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber für die Durchführung der Ausbaumaßnahme verantwortlich ist“*.<sup>10</sup> Davon getrennt zu sehen ist das (Aufsichts-)Verfahren nach § 65 Abs. 2a EnWG, welches unter den dort näher genannten Voraussetzungen Aufsichtsmaßnahmen und -befugnisse für den Fall des Ausbleibens der Investitionen vorsieht. Dieses Verfahren greift nachgelagert bei der Überprüfung der Ausbaupflichtung, denn – wie § 65 Abs. 2a EnWG verdeutlicht – sollen nach 3 Jahren nicht durchgeführte Maßnahmen mit den dortigen Zwangsmitteln durchgesetzt werden können.

#### **3.5.1.1. Vorliegen einer Ermessensregelung**

Nach § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG *kann* die Regulierungsbehörde *bestimmen*, welcher Fernleitungsnetzbetreiber für die Durchführung einer Maßnahme aus dem Netzentwicklungsplan verantwortlich ist. Der Gesetzgeber hat durch die Verwendung des Wortes „kann“ eine Entscheidung getroffen, die in der Regel auf ein „Ermessen“ der Behörde schließen lässt.<sup>11</sup> Weiterhin sind in der Norm – wie für ein Ermessen typisch – die näheren

<sup>10</sup> Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6072, S. 74.

<sup>11</sup> Kopp/Schenke, VwGO, § 114, Rn. 21a.

Voraussetzungen für die konkrete Auswahl des oder der zu bestimmenden Fernleitungsnetzbetreiber/s nicht geregelt.<sup>12</sup> Es wird vielmehr allein dargelegt, dass die Behörde „bestimmen“ kann, welcher Fernleitungsnetzbetreiber heranzuziehen ist; ohne auch nur ansatzweise die Kriterien für dieses Bestimmungsrecht näher zu konkretisieren. Auch der Begriff des „Bestimmens“ legt ein (weites) Entscheidungs- und Auswahlrecht der Behörde nahe. Insgesamt legen also Wortlaut und fehlende weitere Tatbestandsvoraussetzungen nahe, dass der ausübenden Behörde ein Ermessen bei der Auswahlentscheidung eingeräumt wird.

Bei der Ausübung des Ermessens ist die Bundesnetzagentur selbstverständlich nicht frei, sondern gem. § 40 VwVfG an den dargelegten Zweck der Ermächtigung und die Grenzen des Ermessens gebunden, was u.a. beinhaltet, dass ihre Entscheidung nach objektiven Kriterien zu erfolgen hat. Diese müssen, da sie aus der unmittelbaren Ermächtigungsnorm (wie oben dargelegt) nicht erkennbar sind, aus dem Normzusammenhang, insbesondere den §§ 11, 15 a EnWG abgeleitet werden.

Das Ermessen erstreckt sich dabei einerseits auf die Frage, „ob“ ein Tätigwerden der Bundesnetzagentur überhaupt angezeigt ist und andererseits auf die Auswahl und Bestimmung der oder des konkreten Netzbetreiber/s zur Durchführung der Maßnahme („wie“).

### **3.5.1.2. „Ob“ des Tätigwerdens der Behörde**

Die Bundesnetzagentur war angehalten, einen (bzw. mehrere) Fernleitungsnetzbetreiber mit der Durchführung der in Frage stehenden Maßnahmen zu betrauen, da anderenfalls kein Fernleitungsnetzbetreiber diese drei Maßnahmen realisieren würde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben trotz Nachforderung der Bundesnetzagentur eine Benennung der durchführenden Unternehmen – und damit eine Verantwortungsübernahme für die Realisierung - abgelehnt. Ohne Benennung des zuständigen Unternehmens ist der Netzentwicklungsplan unvollständig und die Durchführung der Maßnahmen nicht gewährleistet. Ohne Benennung von Unternehmen würde damit auch ein wesentliches Ziel des Netzentwicklungsplanes, sicherzustellen, dass der nötige Ausbau der Infrastruktur für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt wird und ein entsprechender Infrastrukturstandard für die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt, nicht erreicht.

---

<sup>12</sup> Vgl. hierzu Kopp/Ramsauer, VwVfG, § 40 Rn. 42.

Inhaltlich ist zudem von wesentlicher Bedeutung, dass die Notwendigkeit der Durchführung dieser Maßnahmen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern nicht strittig ist; diese sind sogar ausweislich der Darstellung im Netzentwicklungsplan wesentliche Voraussetzungen für weitere Ausbauprojekte, so dass ein Offenlassen dieser Frage die Realisierung einer Vielzahl weiterer Netzausbauprojekte betroffen hätte. Ein Tätigwerden der Bundesnetzagentur in Form der Bestimmung war insoweit angezeigt,

### **3.5.1.3. Kriterien für die Auswahlentscheidung („wie“)**

Wie dargelegt, beinhaltet § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG selbst keine weiteren konkreten normativen Vorgaben zu den inhaltlichen Kriterien der Ausführung des Bestimmungsrechts und zur Heranziehung des jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibers. Anhaltspunkte können sich jedoch aus dem Normzusammenhang, insbesondere den § 11 Abs. 1 EnWG und § 15a Abs. 1 EnWG sowie aus den allgemeinen Grundsätzen, insbesondere dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz ergeben. Die Bundesnetzagentur hat sich dabei von folgenden Kriterien leiten lassen (siehe nachfolgend Abschnitt 3.5.1.3.2.).

#### **3.5.1.3.1. Adressaten des § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG**

Die Fernleitungsnetzbetreiber vertreten die rechtliche Auffassung, dass nach § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG grundsätzlich nur jeweils *ein* Fernleitungsnetzbetreiber zur Durchführung der Investition verpflichtet werden können solle (Wortlautargument). Sie sehen eine gemeinschaftliche (anteilige) Verpflichtung mehrerer Netzbetreiber nicht als zulässig an.

Die Bundesnetzagentur schließt sich dieser Auslegung des § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG nicht an. Die Erwähnung „eines“ Netzbetreibers in § 15a Abs. 3 S. 6 EnWG hat nach Auffassung der Bundesnetzagentur nicht die Funktion, eine zahlenmäßige Eingrenzung der verpflichtbaren Unternehmen vorzusehen, oder gar die Verpflichtung mehrerer Unternehmen auszuschließen, sondern ist in dieser Frage völlig neutral. Hätte der Gesetzgeber der Norm diesen Inhalt geben wollen, so hätte er darlegen müssen, dass die Bundesnetzagentur „jeweils nur einen Netzbetreiber“ verpflichten kann. Das ist aber nicht geschehen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass es in den Fernleitungsnetzen bereits heute eine Vielzahl von Gemeinschaftsleitungen gibt, für deren Bau sich die Unternehmen aus Finanzierungsgründen (u. ä.) zusammengeschlossen haben, um ein Leitungsprojekt

gemeinsam zu realisieren. Es wäre also auch der aktuellen Realität der Fernleitungsnetze sachfremd, eine solche Einzelunternehmensorientierung in die Norm hineinzulesen.

Des Weiteren kommt in § 15 Abs. 1 EnWG sowie in den Regelungen über die Zusammenarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Gewährleistung des Netzzugangs gem. § 20 Abs. 1b S. 5 – 8 EnWG ein Kooperationsgedanke zum Ausdruck, bei dem die Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Gesamtheit angesprochen sind.

Die Bundesnetzagentur sieht es daher weiterhin als grundsätzlich *möglich* an, wenn notwendig, nach § 15a Abs. 3. S. 6 EnWG auch mehrere Unternehmen gemeinschaftlich zu verpflichten. Sie erkennt jedoch an, dass die von den Fernleitungsnetzbetreibern angemahte Praktikabilität der Durchführung und die (möglichst) einheitliche Projektverantwortung ein weiteres (wichtiges) Auswahl- und Entscheidungskriterium im Rahmen des § 15a Abs. 3. S. 6 EnWG sein sollte.

#### **3.5.1.3.2. Kriterium der Eigentumsverhältnisse an der Bestandsinfrastruktur**

Ein mögliches Kriterium für die Auswahlentscheidung stellt das Eigentum des Fernleitungsnetzbetreibers an der Bestandsinfrastruktur dar. Ausgangspunkt ist insofern die Pflicht jedes Fernleitungsnetzbetreibers nach § 11 Abs. 1 i.V.m. § 15 Abs. 3 EnWG ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Angesprochen von der Pflicht sind die Betreiber der „jeweiligen“ Netze. Dabei besteht objektiv die Verpflichtung jedes einzelnen Netzbetreibers für „sein“ Netz. Inhalt dieser Pflicht ist insofern auch die notwendigen Investitionen in „seinem“ Netz durchzuführen. Sofern im Netzentwicklungsplan Netzausbaumaßnahmen im Netz eines bestimmten Netzbetreibers als notwendiger Ausbau identifiziert werden, ist folglich auch dieser Netzbetreiber in der Verantwortung. Dafür spricht im Übrigen auch, dass der jeweilige Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund seiner eigentums- oder gesellschaftsrechtlichen Handlungsmöglichkeiten, seiner operativen Verantwortung für das Netz und der faktischen Verfügungsgewalt als Betreiber derjenige ist, der den zentralen Einfluss auf das von ihm beherrschte Netz ausüben kann.

Eine Umsetzung dieses Kriteriums würde bedeuten, dass soweit Erweiterungen von Bestandsanlagen in Rede stehen (z.B. bei der Erweiterung von Verdichtern, GDRM-Anlagen oder „Loopleitungen“) die Verantwortlichkeit für den für diese Infrastruktureinrichtungen verantwortlichen Netzbetreiber trifft.

Für Gemeinschaftsanlagen würde die Anwendung dieses Kriteriums bedeuten, dass entsprechend der jeweiligen Eigentumsverhältnisses eine anteilige, gemeinschaftliche Verantwortung jedes Netzbetreibers vorzunehmen wäre, was allerdings durchaus mit Nachteilen anderer Art verbunden sein kann (siehe dazu später).

Bei neu zu errichtenden Anlagen oder Leitungen, die eine selbstständige neue Verbindung zwischen zwei Netzen unterschiedlicher Betreiber darstellen, würde eine (ausschließliche) Anwendung dieses Kriteriums dazu führen, eine gemeinschaftliche Durchführungsverantwortlichkeit beider Netzbetreiber anzunehmen, deren Leitungen miteinander verbunden werden.

#### **3.5.1.3.3. Kriterium der Praktikabilität und einheitlichen Projektverantwortlichkeit**

Praktikabilitätsgründe können insbesondere dazu führen, ggf. nur einen Fernleitungsnetzbetreiber zur Durchführung zu verpflichten. Insbesondere bei „kleineren“ Investitionsvorhaben kann der Aufwand einer gemeinsamen Projektverantwortlichkeit unangemessen groß sein und ein Vorhaben sachgerechter nur von jeweils einem Netzbetreiber vorangebracht werden. Grund hierfür ist, wie auch von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgetragen, dass ein gemeinsames Projektmanagement komplexer ist und deutlich mehr Abstimmungsaufwand erfordert. Dies gilt umso mehr, wenn (öffentliche) Planungsverfahren durchzuführen und abzustimmen sind, deren Aufwand sich bei mehreren Vorhabenträgern erhöht. Ebenso ist die Steuerung der Baumaßnahmen und deren Vergabe einfacher („sachgerechte Baulose seien nicht aufteilbar“).

Schließlich können auch Gründe der technischen Netzsteuerung sowie die Vermeidung einer potentiellen weiteren Zersplitterung der Netze durch eine Vervielfältigung der Gemeinschaftsleitungen für eine Bestimmung nur eines Fernleitungsnetzbetreibers sprechen.

Diese Gesamtverantwortung eines Netzbetreibers erscheint insbesondere angezeigt, wenn bereits wesentliche Teile einer Maßnahme von einem Fernleitungsnetzbetreiber allein realisiert werden (müssten) und die Übernahme des verbleibenden „Restes“ nicht mehr ins Gewicht fällt.

#### **3.5.1.3.4. Kriterium des Entstehens vermarktbarer Kapazitäten und positiver Netzeffekte**

Die Bundesnetzagentur hat auch erwogen, die Verpflichtung zur Durchführung den Fernleitungsnetzbetreibern aufzuerlegen, bei denen dann die zusätzlich vermarktbaren Kapazitäten entstehen („Auswirkungsprinzip“). Hintergrund ist, dass die Durchführung von Netzausbaumaßnahmen in einem Netz ggf. anderen Projekten und damit vermarktbaren Kapazitäten in einem anderen – ggf. nachgelagerten – Netz zu Gute kommen kann. Im Ergebnis ist dieser Ansatz nicht zielführend. Einzelne Netzausbaumaßnahmen (z. B. solche die im Netzentwicklungsplan als „Voraussetzung für Alle“ gekennzeichnet sind) können positive Auswirkungen auf die Vermarktung von Kapazitäten in einem – oder mehreren – anderen Netz/en haben.

Diese sind jedoch nur schwer zuordenbar und noch schwieriger zu beziffern. Zudem könnte man bei der Anwendung des „Auswirkungsprinzips“ zu dem Ergebnis gelangen, dass drei Netzbetreiber in dem Netz eines ganz anderen Netzbetreibers Baumaßnahmen durchführen müssten. Dies ist weder praktikabel noch sinnvoll, insbesondere wenn man die damit einhergehende Zersplitterung der Eigentumsverhältnisse betrachtet.

Zudem sind im vermaschten Entry-Exit-System vermarktbare Kapazitäten nicht eindeutig und dauerhaft konkreten Anlagen, Leitungen oder Ausbauvorhaben zuzuordnen. Vermarktbare Kapazitäten können abhängig von den netzhydraulischen Gegebenheiten während der Lebensdauer einer Investition zwischen Punkten verlagert werden, die im Ergebnis dann unterschiedlichen Netzbetreibern zu Gute kommen können. Eine Festlegung im Rahmen des „Auswirkungsprinzips“ wäre nicht sachgerecht, da hiermit ein Status quo mit einer fest definierten, netzhydraulischen Situation zu einem bestimmten Zeitpunkt „festgeschrieben“ würde.

Im Ergebnis ist dieses Kriterium wegen der Unwägbarkeiten nur am Rande zu berücksichtigen.

#### **3.5.1.3.5. Kriterium der „Gesamtprojektübernahme“ und der entgeltseitigen Auswirkungen**

Des Weiteren ist bei der Bestimmung des verantwortlichen Netzbetreibers zu berücksichtigen, in welchem Umfang dieser bereits die Durchführung von Investitionsmaßnahmen übernommen hat. Es kann also nicht die Einzelmaßnahme räumlich isoliert betrachtet werden, sondern es müssen die übrigen Investitionen des Netzbetreibers mit in die Bewertung einbezogen werden. In die Erwägungen einbezogen werden muss dabei auch, wenn sich ein Fernleitungsnetzbetreiber für Investitionsvorhaben bereit erklärt

hat, obwohl auch ein alternatives Ausbauvorhaben durch einen anderen Fernleitungsnetzbetreiber als möglich erscheint.

Zu berücksichtigen ist – auch als Anforderung aus dem allgemeinen Verhältnismäßigkeitsgrundsatz - ebenfalls die „Größe“ des Fernleitungsnetzbetreibers und die Fähigkeit, den Infrastrukturausbau leisten zu können, d.h. ob der Umfang der geforderten Investitionsmaßnahmen einen Netzbetreiber im Verhältnis zu seiner Größe und der Höhe der bisherigen Investitionen nicht überfordert. Soweit es zu einem extremen Anstieg der zu tätigen Investitionen kommt, dürfen Schwierigkeiten von der organisatorischen Abwicklung bis hin zur Finanzierung bei der Entscheidung der Behörde nicht unbeachtet bleiben. Insgesamt darf ein Netzbetreiber nicht über Gebühr belastet werden, sondern er muss in der Lage sein, seinen Verpflichtungen auch vollumfänglich nachzukommen.

Darüber hinaus muss potentiellen Auswirkungen auf die Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber Rechnung getragen werden; sprunghafte Anstiege sollten insoweit vermieden werden.

Bei der Auswahlentscheidung der Bestimmung des Durchführungsverantwortlichen haben Fragen der Auswirkung auf den Effizienzvergleich hingegen keine Rolle gespielt. Die Bundesnetzagentur sieht sich verpflichtet, sicherzustellen, dass aus der Auswahlentscheidung dem Verpflichteten keine Nachteile im Rahmen des - nach einer späteren Überführung der entsprechenden Investitionsmaßnahmen in die normale Erlösbergrenze durchzuführenden - Effizienzvergleichs entstehen. Sie wird dieser Verpflichtung selbstverständlich nachkommen und kann daher die Auswirkungen der Investitionsverpflichtung auf einen späteren Effizienzvergleich außer Betracht lassen.

#### **3.5.1.4. Verhältnismäßigkeit der Auswahlentscheidung**

Insgesamt ist bei der Auswahlentscheidung und der erwogenen Kriterien auch der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit (Angemessenheit) zu beachten. Die Anwendung der Kriterien hat einen angemessenen Ausgleich zwischen dem vom Gesetz vorgeschriebenen bedarfsgerechten Ausbau zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit der Energieversorgungsnetze und den von den Fernleitungsnetzbetreibern zu tragenden Lasten zu finden.



### **3.5.2. Bestimmung der verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan**

Entsprechend den oben aufgestellten Grundsätzen und auf Grund der durch die Fernleitungsnetzbetreiber vorgetragenen Sachverhaltsinformationen hat die Bundesnetzagentur den Netzausbaumaßnahmen jeweils durchführende Netzbetreiber bestimmt. Zur Illustration der Zuordnung dienen die graphischen Darstellungen in **Anlage 1**.

#### **3.5.2.1. Bestimmung des verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber für das Projekt Netzkopplung Drohne**

Das Projekt „2012-083-01 Netzkopplung Drohne“ besteht aus mehreren Einzelmaßnahmen. Es umfasst den Bau einer Verbindungsleitung (DN 600) zwischen den Netzkopplungspunkten Drohne und Rheden, die Errichtung einer Messanlage zwischen den Netzen der GASCADE und OGE, die Erweiterung der GASCADE-Verdichterstation in Rehden um eine neue Antriebs- und Verdichtereinheit mit einer ISO-Antriebsleistung von 5 MW sowie eine Messanlage zur Verbindung des Verdichterstandorts Rehden mit der BTG-NEL. Die besondere Bedeutung der Realisierung des Projektes besteht darin, dass es im Netzentwicklungsplan als Voraussetzung für weitere Projekte angesehen wird.

Die GASCADE Gastransport GmbH (FNB zu 3.) war nach Ausübung pflichtgemäßen Ermessens alleinig zur Durchführung der Maßnahme „2012-083-01 Netzkopplung Drohne“ zu bestimmen, soweit die Maßnahme den Bau einer Verbindungsleitung zwischen den Netzknoten Drohne und Rehden, die Errichtung einer Messanlage zwischen den Netzen, die Erweiterung der zu 100% im Eigentum der GASCADE stehenden Verdichterstation in Rehden und die Sicherstellung einer geeigneten Messanlage zur Verbindung des GASCADE-Verdichterstandorts Rehden mit der BTG-NEL betrifft.

Es hätte einerseits die Möglichkeit bestanden, hier insoweit die OGE und die GASCADE gemeinschaftlich zu verpflichten, soweit die Verbindungsleitung zwischen den Netzknoten Drohne (OGE) und Rheden (GASCADE) sowie die Errichtung einer Messanlage zwischen den Netzen der GASCADE und der OGE in Rede stehen. Denn die Verbindungsleitung und die Messanlage liegen zwischen den jeweiligen Netzknoten, die sich ihrerseits in den Netzen der OGE und GASCADE befinden, sodass eine unmittelbare Zuordnung auf Grund der Eigentumsverhältnisse am Bestand zu dieser Aufteilung geführt hätte.

Dieses Vorgehen hätte aber zu unsachgerechten Ergebnissen geführt. So wäre wegen der Aufteilung des Projektes in einzelne Vorhaben einerseits ein Fernleitungsnetzbetreiber allein verantwortlich für eine Teilmaßnahme, während sich für den weiteren Bestandteil (z.B. die

Errichtung der Verbindungsleitung) eine gemeinschaftliche Verantwortung ergeben hätte. Die Bundesnetzagentur hat sich daher bei der Bestimmung sowohl am Kriterium der Eigentumsverhältnisse an der Bestandsinfrastruktur als auch an der Praktikabilität und einheitlichen Projektverantwortlichkeit eines Netzbetreibers für das Gesamtprojekt leiten lassen.

Die GASCADE war ohnehin für weitere Teilmaßnahmen des Projektes auf Grund ihrer eigentumsrechtlichen Verantwortung zu verpflichten. Soweit hier die Erweiterung der zu 100% im Eigentum der GASCADE stehenden Verdichterstation in Rehden betroffen ist, fällt dies auf Grund der eindeutigen Zugehörigkeit zum Netz der GASCADE in den ausschließlichen Verantwortungsbereich der GASCADE.

Eine Aufteilung in verschiedene Verantwortlichkeitsbereiche hätte zu einer künstlichen Zersplitterung eines im Zusammenhang zu sehenden Vorhabens geführt. Die GASCADE kann hier effizienter und koordinierter das gesamte Projekt übernehmen.

Dieses Vorgehen entspricht auch dem Vortrag der Fernleitungsnetzbetreiber in der Anhörung zur beabsichtigten Entscheidung. Mit Blick auf den begrenzten Umfang des Vorhabens solle eine klare Zuordnung eines Netzbetreibers erfolgen. Zu vermeiden sei wegen des begrenzten Umfangs des Vorhabens, weitere Gemeinschaftsunternehmen, Beteiligungsgesellschaften und/ oder Bruchteilseigentum zu schaffen.

Für eine alleinige Bestimmung der GASCADE spricht zudem auch folgender Gesichtspunkt: Mit der Leitungsverbindung wird im Punkt Drohne ein Marktgebietsübergangspunkt zwischen den Marktgebietspunkten Gaspool und NCG geschaffen. Die GASCADE ist ein marktgebietsaufspannender Netzbetreiber im Marktgebiet Gaspool, wohingegen die OGE im NCG-Marktgebiet die Funktion eines marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers innehat. Da die geplante Leitungsverbindung sich in ihrem Verlauf im Gaspool-Marktgebiet befindet und erst im Marktgebietsübergabepunkt Drohne endet, war hier die alleinige Verantwortung der GASCADE aufzuerlegen.

Damit einhergehend hat die GASCADE sicherzustellen, dass eine geeignete Messanlage zur Verbindung des GASCADE-Verdichterstandorts Rehden mit der BTG-NEL bereitgestellt wird. Dies kann durch die Errichtung einer neuen Messanlage geschehen oder auf Grund vertraglicher Vereinbarungen über eine Erweiterung der im Eigentum der NEL Gastransport GmbH befindlichen und bereits bestehenden Messanlage.

Soweit hier die Mitwirkung von bislang nicht am Verfahren Beteiligten und mit der Aufstellung des Netzentwicklungsplans nicht betrauten neu gegründeten Netzbetreibern erforderlich ist, geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass diese zwar nicht unmittelbare Verfahrensbeteiligte in diesem Prozess sind, da sie im Zeitpunkt der Erstellung und der Vorlage des Netzentwicklungsplanes gegenüber der Bundesnetzagentur ihren Betrieb noch nicht aufgenommen hatten. Nach Kenntnis der Bundesnetzagentur hat die NEL Gastransport GmbH erst mit dem 1.11.2012 ihren operativen Betrieb aufgenommen.

Aber mit der Aufnahme des Netzbetriebs nach § 4 EnWG unterfallen die Netzbetreiber der allgemeinen Netzausbaupflicht nach § 11 Abs. 1 EnWG und unterliegen diesbezüglich Kooperationspflichten mit den anderen Netzbetreibern. Insoweit ist die NEL Gastransport GmbH zwar nicht unmittelbar mit der Aufstellung des Netzentwicklungsplans befasst und kann folglich nicht unmittelbar an den Änderungen am Netzentwicklungsplan 2012 mitwirken. Die Bundesnetzagentur geht jedoch davon aus, dass die NEL Gastransport GmbH die Durchführung des Vorhabens aufgrund ihrer Verpflichtung nach § 11 EnWG übernimmt; entsprechendes wurde auch in Abstimmungsgesprächen mit der Bundesnetzagentur von dem Unternehmen mitgeteilt.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf die Entgelte hat die GASCADE keine Einlassungen getätigt. Auch auf Grund der Größe des Netzes der GASCADE waren vorliegend keine Anhaltspunkte für einen sprunghaften Anstieg der Entgelte zu befürchten, sodass Erwägungen diesbezüglich außer Betracht zu lassen waren.

### **3.5.2.2. Bestimmung des verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber für das Projekt Netzkopplung Reckrod**

Das Projekt „2012-084-01 Ausbau Netzkopplung Reckrod“ besteht aus mehreren Einzelmaßnahmen. Es beinhaltet den Bau einer ca. 80 km langen Loopeitung (DN 1000) parallel zur GASCADE-Fernleitung MIDAL zwischen Warburg und der GASCADE-Verdichterstation Reckrod und die Erweiterung der GASCADE-Verdichterstationen in Lippe und Reckrod. Diese Leitungen und Anlagen befinden sich zu 100% im Eigentum der GASCADE.

Auch bei diesem Projekt besteht die Besonderheit, dass die Realisierung der Netzkopplung Reckrod als wesentliche Voraussetzung für die weitere Umsetzung von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan angesehen wird.

Die GASCADE Gastransport GmbH (FNB zu 3.) war in Anwendung des Kriteriums der eigentumsrechtlichen Verantwortlichkeit als durchführender Fernleitungsnetzbetreiber zu bestimmen, soweit die Maßnahme den Bau einer Loopeitung parallel zur bestehenden GASCADE-Fernleitung MIDAL zwischen Warburg und der Verdichterstation Reckrod sowie die Erweiterung der Verdichterstationen in Lippe und Reckrod umfasst.

Soweit darüber hinaus das Projekt die Erweiterung der bestehenden Messanlage in Reckrod umfasst, waren die GASCADE Gastransport GmbH (FNB zu 3.) und die Open Grid Europe GmbH (FNB zu 12.) gemeinschaftlich als durchführende Fernleitungsnetzbetreiber zu bestimmen. Hier hatte eine Aufteilung der Verantwortung an Hand des Eigentumsanteils zu erfolgen, in wessen Eigentum die Bestandsanlage liegt. Denn die bestehende Messanlage in Reckrod ist jeweils zu 50% im Eigentum der GASCADE und der OGE.

Mit der Verpflichtung werden die bisher bestehenden Eigentumsverhältnisse der Fernleitungsnetzbetreiber an der Bestandsinfrastruktur gewürdigt und entsprechend der eigentumsrechtlichen Verantwortlichkeit fortgeschrieben. Die Erweiterungsmaßnahmen bleiben somit bei den jeweils für den Bestand verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreibern.

Auch das Kriterium der Einheitlichkeit der Projektverantwortung hat für eine Verpflichtung der GASCADE gesprochen. Eine unangemessene Belastung oder unangemessene Auswirkung auf die Netzentgelte der GASCADE wurde weder vorgetragen, noch ist eine solche ersichtlich.

### **3.5.2.3. Bestimmung des verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber für das Projekt Leitung Arresting – Finsing**

Das Projekt „2012-028-01 Leitung Arresting - Finsing“ besteht aus mehreren Einzelmaßnahmen. Zunächst umfasst ist der Bau einer Loopeitung (DN 1000) parallel zu der bestehenden im Eigentum der Open Grid Europe GmbH (OGE) befindlichen Leitung zwischen Arresting und Forchheim auf 4 km Länge sowie der bestehenden im Eigentum der OGE (zu 14,29%) und der bayernets (zu 85,71%) auf 78 km Länge liegenden Gemeinschaftsleitung zwischen Forchheim und Finsing. Des Weiteren soll eine zu 100% im Eigentum der OGE stehende Gas-Druckregel- und Messanlage (GDRM-Anlage) in Arresting erweitert und eine neue GDRM-Anlage in Finsing zur Einbindung in die Leitung Anwalting-Schnaitsee bzw. in die Monaco-Leitung (Bauabschnitt I) errichtet werden.

Die Verpflichtung allein auf Grund der eigentumsrechtlichen Verantwortung hätte zur Folge gehabt, dass die Bayernets mit einem Großteil der Durchführung betraut würde. Die OGE wäre nur für den Abschnitt von vier Kilometern zwischen Arresting und Forchheim verantwortlich und für die Erweiterung der bestehenden GDRM-Anlage in Arresting, denn diese liegen im Netz der OGE und damit in deren Verantwortungsbereich.

Die Bayernets hätte den Anteil für den zu loopenden Abschnitt von 74 km parallel zu der bestehenden Gemeinschaftsleitung mit einem Anteil von 85,71% zu tragen, während die OGE einen Anteil hieran von 14,29% hätte. Für die neu zu errichtende GDRM-Anlage in Finsing wäre die Bayernets zu verpflichten gewesen, denn diese Anlage soll in die neu zu errichtende „Monaco-Leitung (BA 1)“ eingebunden werden, welche zu 100% im Eigentum der Bayernets stehen wird.

Zu berücksichtigen waren also ergänzend das Kriterium der Gesamtprojektübernahme und eine Betrachtung der entgeltseitigen Auswirkungen für die Netzbetreiber. Denn die Bayernets hat in der Anhörung dargetan, dass sie – legt man nur die Betrachtung auf Grund der eigentumsrechtlichen Verantwortung zu Grunde – mit 126 Mio. € an den Gesamtinvestitionskosten in Höhe von 156 Mio. € belastet wäre, die kaum auf zusätzliche buchbare Netzpunkte hätten umgelegt werden können. Dies hätte nicht nur zu einem signifikanten Anstieg der Erlösobergrenze der Bayernets geführt, sondern vor allem zu einer massiven überproportionalen Erhöhung der Netznutzungsentgelte für die Netzkunden. Dies hat die Bundesnetzagentur versucht zu vermeiden. Im Gegensatz dazu waren bei der OGE auf Grund der Größe des Netzes keine Anhaltspunkte für einen Anstieg der Entgelte oder dergleichen überproportionalen Anstiegs der Erlösobergrenze zu verzeichnen.

In die Betrachtung einzubeziehen sind auch und vor allem die von der Bayernets und der OGE getätigten (und beabsichtigten) Gesamtinvestitionen und Ausbaumaßnahmen im süddeutschen Raum, denn der Umfang der geforderten Investitionsmaßnahmen darf einen Netzbetreiber im Verhältnis zu seiner Größe und der Höhe der bisherigen Investitionen nicht überfordern. Hier dürfen z.B. Schwierigkeiten bei der organisatorischen Abwicklung bei den Erwägungen nicht unbeachtet bleiben.

Die Bayernets wird ausweislich der Modellierung des Szenarios II im Netzentwicklungsplan die Realisierung des ersten Bauabschnittes der Monaco I – Leitung übernehmen. Dies betrifft einen Neubau einer 85 km langen Leitung (DN 1200/1000) im Abschnitt von Burghausen nach Finsing obgleich im gleichen Abschnitt eine bereits bestehende Leitung, welche von der OGE zu 45% und der Bayernets zu 55% beherrscht wird, verläuft. Damit unternimmt die Bayernets bereits erhebliche finanzielle Anstrengungen, obwohl für die

bereits bestehende Leitung eine ähnliche gemeinschaftliche Realisierung durch die beiden Netzbetreiber gemeinsam zu erwägen gewesen wäre. Ausweislich der Modellierung und der Bedarfssituation im süddeutschen Raum verursacht durch den potentiellen Bedarf der Kraftwerke Leipheim (Günzburg) und der Einbindung der Speicher Haidach und 7Fields/Haiming ist dieses Vorhaben aber energiewirtschaftlich sinnvoll und geboten.

In diesem Falle sind die Fernleitungsnetzbetreiber (hier die bayernets und die OGE) einerseits also selbst nicht allein nach dem Kriterium der Eigentumsverhältnisse benachbarter Leitungen vorgegangen, sondern haben im Netzentwicklungsplan Projekte für sich allein gesamthaft übernommen in dem Wissen, dass andere wichtige Vorhaben in benachbarten Netzen von einem anderen Fernleitungsnetzbetreiber übernommen werden.

Die OGE hat jedenfalls in ihrer Stellungnahme ein grundsätzliches Entgegenkommen für eine Form der Lastenteilung bei der Errichtung von Infrastrukturen signalisiert, welches auch der Besonderheit Rechnung trägt, wenn ein Fernleitungsnetzbetreiber bereits höhere Investitionen durchführt als erforderlich (z.B. für Monaco I durch die bayernets).

Zusätzlich zu den bereits getroffenen Investitionsentscheidungen war zu erwägen, dass neben diesem Vorhaben noch ein alternatives Vorhaben bestand. Sofern im Netzentwicklungsplan das Vorhaben „Arresting-Finsing“ ein Ergebnis der Modellierung und insgesamt die volkswirtschaftlich sinnvollste Lösung darstellen mag, hätte aber gleichwohl eine alternative Erweiterungsmöglichkeit bestanden, die auch für die Gesamtprojektübernahme und der hauptsächlichen Durchführungsverantwortung der OGE spricht und insofern hier zu berücksichtigen ist. Denn alternativ zur Trasse „Arresting-Finsing“ besteht zwischen Arresting und Bierwang eine ca. 90 km lange Leitung (DN 800), welche im Verantwortungsbereich der OGE liegt. Es war zu erwägen, dass diese alternative Trasse gleichermaßen erweitert werden könnte mit ähnlichen Effekten auf die Kapazitätsbereitstellung. Ein Loop dieser Trasse hätte zur Folge, dass die bayernets überhaupt nicht betroffen wäre, sondern im Gegensatz dazu die OGE allein in der Verantwortung für die Erweiterung dieser Trasse stünde.

Nach Ausübung pflichtgemäßen Ermessens war also bei einer Gesamtbewertung die OGE (FNB zu 12.) zur Durchführung und Realisierung des Projektes „2012-028-01 Leitung Arresting - Finsing“ zu verpflichten.

### 3.6. Absehen von weiteren Änderungen

Nach Ausübung des der Bundesnetzagentur eingeräumten Ermessens beschränkt sich das Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber auf die vorgenannten Punkte. Der Bundesnetzagentur steht insoweit gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG ein Ermessen zu, als sie Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen „*kann*“.

Die Bundesnetzagentur hat erwogen, insbesondere im Bereich der Speicher von den Fernleitungsnetzbetreibern das FZK-Produkt modellieren und den daraus resultierenden Netzausbau berechnen zu lassen. Dies gilt auch für die Einbeziehung der Speicher für das Zieljahr der Modellierung 2015. Dies hätte allerdings eine umfassende Neumodellierung und Nachbearbeitung des gesamten Netzentwicklungsplanes mit erheblichen zeitlichen Verzögerungen zur Folge, weshalb die Bundesnetzagentur hiervon Abstand genommen hat.

Dieses Vorgehen ist auch gerechtfertigt und angemessen, weil mit dem neuen bereits bestätigten Szenariorahmen für das Jahr 2013 detaillierte und neue Modellierungsvorgaben festgelegt und für den Netzentwicklungsplan 2013 berechnet werden.

Die Bundesnetzagentur hat den Einwendungen der Marktteilnehmer Rechnung getragen und den Fernleitungsnetzbetreibern in der Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013 ausführliche Vorgaben und Modellierungsvarianten für den Plan 2013 gemacht.<sup>13</sup> Eine erneute Modellierung des Netzentwicklungsplans 2012 hätte zwei parallele Prozesse ohne nennenswerten zeitlichen Gewinn zur Folge gehabt. Diese Bedenken werden auch von einem Großteil der Marktteilnehmer geteilt.

Vor diesem Hintergrund erscheint das Absehen von weitergehenden Änderungen, die eine vollständige Neumodellierung erfordert hätten, in diesem Fall angemessen.

Die Bundesnetzagentur sieht im gegenwärtigen Zeitpunkt auch davon ab, Änderungen beim Netzentwicklungsplan 2012 zur Berücksichtigung des Kraftwerkes Lausward (Block Fortuna) zu verlangen. Das entsprechende Ansinnen der Stadtwerke Düsseldorf in ihrer Eigenschaft als (zukünftige) Betreiberin der Kraftwerke ist noch nicht entscheidungsreif. Insbesondere im Interesse der sonstigen Betroffenen hat die Bundesnetzagentur davon abgesehen die Frage, ob ein entsprechender Netzausbau bedarfsgerecht und angemessen wäre, noch für den Netzentwicklungsplan 2012 zu klären und diesen damit weiter zu verzögern. Angesichts des

---

<sup>13</sup> Vgl. Bestätigung des Szenariorahmens Gas v. 18.10.2012  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cdn\\_1911/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP\\_2013/Szenariorahmen/Entscheidg\\_SzenariorahmenNEPGas2013.html?nn=242062](http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1911/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP_2013/Szenariorahmen/Entscheidg_SzenariorahmenNEPGas2013.html?nn=242062)

Prinzips der jährlichen Erstellung eines Netzentwicklungsplans kann dies ohne unzumutbare Nachteile im nachfolgenden Netzentwicklungsplan 2013 geklärt werden.

Die Bundesnetzagentur hat mit den Beteiligten, den Fernleitungsnetzbetreibern OGE und Thyssengas, den Stadtwerken Düsseldorf als Verteilernetzbetreiber und den Stadtwerken Düsseldorf als Eigentümer der Kraftwerke eine Reihe von Gesprächen geführt.

Hier wurde deutlich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in ihren Annahmen im Netzentwicklungsplan 2012 den Block F als reines Ersatzkraftwerk betrachtet haben, d.h. sie gingen davon aus, dass dieses das am Standort vorhandene Kraftwerk (Block „Emil“) ersetzt; Block E also außer Betrieb genommen wird. Hintergrund ist, dass das Kraftwerk Block E zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des neuen Blockes F in 2015 bereits eine Lebensdauer von 41 Jahren hat. Die Stadtwerke Düsseldorf hingegen machen geltend, dass sie das neue Kraftwerk Block F als zusätzliches Kraftwerk zu dem bestehenden Kraftwerk Block E betreiben wollen und für Block E gegenwärtig und für 2015 keine Stilllegungspläne haben. Sie begehren für den neuen Kraftwerksblock einen Anschluss an das Fernleitungsnetz und haben fristgerecht einen Antrag nach § 39 GasNZV gestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen neben der Frage, ob es sich um ein Ersatzkraftwerk handelt vor allem die Verhältnismäßigkeit des Netzausbaus in Frage gestellt. Sie argumentieren, dass ein Netzausbau in Höhe von ca. 37 Mio. Euro für ein Kraftwerk, das ihrer Meinung nach – wenn überhaupt – voraussichtlich „nur noch wenige Jahre mit wenigen Benutzungsstunden läuft“ unverhältnismäßig sei.

Trotz verschiedener Gespräche mit den Beteiligten konnte bis zum Zeitpunkt des Änderungsverlangens keine abschließende Klarheit darüber erreicht werden, ob bis zum Abschluss etwaiger Ausbaumaßnahmen und auch über den Planungshorizont des Netzentwicklungsplans im Jahr 2022 hinaus ein Weiterbetrieb des Kraftwerks Block E geplant ist. Ebenso ist hinsichtlich der ermittelten Netzausbauten und Netzausbaukosten unklar, inwieweit diese alleine dem Kraftwerk Lausward zu Gute kommen würden oder diese auch noch für andere Kraftwerksbauten notwendig wären bzw. ob die ermittelten Ausbaumaßnahmen nicht auch für die zukünftig notwendige L-H-Gasumstellung vorteilhaft wären, die nach Aussagen der Fernleitungsnetzbetreiber noch früher als ursprünglich gedacht notwendig werden kann. Da das Kraftwerk jedoch gegenwärtig über einen L-Gas-Anschluss verfügt, liegt es nahe, dieses in die Neumodellierung des Netzentwicklungsplanes 2013 einzubeziehen, bei der auf Basis der neuesten L-Gas-Entwicklungszahlen ein erstes Umstellungskonzept erarbeitet werden soll. Diese Zahlen lagen für den Netzentwicklungsplan 2012 noch nicht vor.



Ebenso ist zu berücksichtigen, dass zwischen den Stadtwerken Düsseldorf und den betroffenen Netzbetreibern gegenwärtig intensiv an einem Gesamtkonzept zur rechtzeitigen Inbetriebnahme des neuen Kraftwerksblock F in 2015 unter Berücksichtigung des Kraftwerksblock E gearbeitet wird, das möglicherweise ohne oder mit deutlich geringeren Netzausbaumaßnahmen auskommt. Auch dieser Entwicklung sollte nicht vorweggegriffen werden.

Insgesamt erscheint ein Absehen von einem Änderungsverlangen insoweit zum gegenwärtigen Zeitpunkt vor dem Hintergrund noch durchzuführender Analysen als angemessen. Es wird allerdings ausdrücklich darauf hingewiesen, dass mit dem Absehen von Änderungen in diesem Fall keine abschließende Entscheidung in der Sache verbunden ist.

### **3.7. Umsetzungsverpflichtung des Änderungsverlangens / Rechtswirkungen des Netzentwicklungsplanes**

Nach Bekanntgabe dieses Änderungsverlangens haben die Fernleitungsnetzbetreiber die geforderten Änderungen gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG innerhalb von drei Monaten umzusetzen. Der Netzentwicklungsplan Gas 2012 wird mit Bekanntgabe dieser Entscheidung gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich. Dies folgt aus einem Umkehrschluss aus § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG und der unbedingten Umsetzungspflicht des Änderungsverlangens durch die Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG. Ob für Änderungen, bei denen den Fernleitungsnetzbetreibern ein Umsetzungsspielraum verbleibt, Abweichendes gilt – etwa eine Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans erst ab Umsetzung der Änderungen – kann offen bleiben. Derartige Änderungen werden hier nicht verlangt. Die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans gilt hinsichtlich des gesamten Zehn-Jahres-Zeitraumes.

Von den Fernleitungsnetzbetreibern wurde im Rahmen der schriftlichen Stellungnahme vorgetragen, die Verbindlichkeit beziehe sich nur auf die Maßnahmen, die in den kommenden drei Jahren durchgeführt werden müssen. Dies ist aber mit dem Wortlaut von § 15a Abs. 1 und Abs. 3 S. 7 EnWG nicht vereinbar.

Der Netzentwicklungsplan muss nach § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG alle Maßnahmen enthalten, die in den nächsten zehn Jahren erforderlich sind. In § 15a Abs. 1 S. 3 EnWG verwendet der Gesetzgeber den Wortlaut „insbesondere“ und legt dar, dass vor allem – aber nicht

abschließend - diejenigen Maßnahmen im Netzentwicklungsplan enthalten sein müssen, die in den kommenden drei Jahren durchzuführen sind. Die Verwendung „insbesondere“ ist hier nur als beispielhafte Aufzählung zu verstehen und versteht sich eher als Aufführen gerade dieser Maßnahmen, um im Rahmen der Aufsichtsmaßnahmen evaluieren zu können, ob jene Maßnahmen von den Fernleitungsnetzbetreibern konkret umgesetzt werden<sup>14</sup>. Es liegt auch in der Natur der Planungen, dass sich die konkreten Realisierungsschritte einer geplanten Maßnahme erst in einem kürzeren Zeithorizont deutlich herauskristallisieren und dann Angaben darüber gemacht werden müssen, welche Schritte die planenden Fernleitungsnetzbetreiber unternehmen. Diesem Umstand wird die explizite Erwähnung des 3-Jahres-Horizonts in § 15a Abs. 1 S. 3 EnWG gerecht.

Eine Aussage darüber, dass alle anderen Maßnahmen „unverbindlich“ sind, kann dem Passus hingegen nicht entnommen werden. Im Gegenteil spricht § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG ausdrücklich davon, dass [im Falle der Nichtforderung von Änderungen] „der Netzentwicklungsplan“ für die Betreiber von Fernleitungsnetzen verbindlich wird. Da es sich unstreitig um einen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan handelt (§ 15a Abs. 1 S. 2 EnWG) und sich hier keinerlei Einschränkungen hinsichtlich der nächsten drei Jahre finden, wird der Plan für die gesamten nächsten 10 Jahre verbindlich.

Auch der Richtlinienwortlaut in Art. 22 Abs. 2 Richtlinie 2009/73/EG spricht für die Verbindlichkeit des gesamten 10-Jahres Zeithorizonts. Die Vorschrift enthält die normative Vorgabe, dass im Netzentwicklungsplan alle bereits beschlossenen Investitionen und die neuen Investitionen enthalten sein müssen, welche in den nächsten zehn Jahren *durchgeführt* werden müssen. Der Richtliniengeber schränkt also die Verbindlichkeit der Maßnahmen nicht auf einen kürzeren Zeitrahmen ein.

Dabei ist der Netzentwicklungsplan solange verbindlich und rechtsgültig, bis der neue vorgelegte Folge-Netzentwicklungsplan Verbindlichkeit erlangt hat (entweder durch die Fiktionswirkung nach § 15a Abs. 3 S. 7 EnWG oder im Falle eines Änderungsverlangens gem. § 15a Abs. 3 S. 5 EnWG). Der wiederkehrende, rollierende Planungsprozess führt also dazu, dass der Plan jeweils eine zeitlich begrenzte Wirksamkeit hat.

Der Gesetzgeber sieht allerdings eine Kontinuität der Netzentwicklungspläne vor. Der Folge-Netzentwicklungsplan („aktueller Netzentwicklungsplan“) muss den Stand der Umsetzung des vorhergehenden Planes enthalten. Diese Kontinuität zwischen den Plänen wird auch im Rahmen des Aufsichtsregimes in § 65a Abs. 2a EnWG offenbar, wonach die

---

<sup>14</sup> Vgl. Gesetzesbegründung BT-Drs. 17/ 6072, S. 74.

Regulierungsbehörde den Fernleitungsnetzbetreiber mit Fristsetzung zur Durchführung der (schuldhaft versäumten) betreffenden Investition auffordern kann, sofern unter Zugrundelegung des jüngsten Netzentwicklungsplans die Investition noch relevant ist.

Aus diesem Grundsatz folgt auch, dass jeweils der „aktuelle“ Netzentwicklungsplan mit den darin enthaltenen Maßnahmen den Maßstab des energiewirtschaftlichen Bedarfes abbildet.

Dem Netzentwicklungsplan kommt verbindliche Rechtswirkung für die Fernleitungsnetzbetreiber insofern zu, als hiermit die Notwendigkeit einer Maßnahme zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung oder zum bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG für weitere regulatorische Verfahren festgestellt wird, z. B. für Anträge auf Investitionsmaßnahmen gem. § 23 ARegV.

Die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplans hat ferner Auswirkungen auf die Fragen des Kapazitätsreservierungs- und Kapazitätsausbauanspruchs gem. §§ 38, 39 GasNZV. So ist in § 39 GasNZV nunmehr anstelle des bislang in Bezug genommenen § 17 GasNZV zur Kapazitätsbedarfsermittlung die Bedarfsermittlung nach § 15a EnWG hinein zu lesen („*lex posterior derogat legi priori*“). Der Netzentwicklungsplan Gas ist nunmehr maßgebliches Instrument der Bedarfsausweisung. In der Sache bedeutet dies, dass der Zeitpunkt der Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplanes Relevanz hat für den verbindlichen *Abschluss* des Realisierungsfahrplanes, den die Anschlusspetenten mit den Fernleitungsnetzbetreibern zu erarbeiten haben.

Dabei ist aber begriffslogisch die Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplanes nur noch der letzte Schritt für den Abschluss des Realisierungsfahrplanes. Um zeitliche Verzögerungen im Rahmen der umfangreichen Planungen und Genehmigungsverfahren der Anlagen in Grenzen zu halten, sollten die beteiligten Parteien frühzeitig, das heißt ggf. schon vor Verbindlichkeit des Netzentwicklungsplanes hinsichtlich der Vorplanungen in Kommunikation treten und an den Realisierungsfahrplänen arbeiten. Die Verbindlichkeit des Planes sollte dann nur noch als „letzte“ formelle Bestätigung des Vorhabens betrachtet werden.

Als Ergebnis der Verbindlichkeit der aufgeführten Maßnahmen sind die Fernleitungsnetzbetreiber folglich in der Pflicht, die in diesem Szenario modellierten Maßnahmen umzusetzen. Dies beinhaltet, dass konkrete Realisierungsschritte (z. B. Machbarkeitsstudie, Planungsverfahren, etc.) begonnen werden, die erforderlich sind, um ein zeitgerechtes Fertigstellen der Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten.

### III. Rechtsmittelbelehrung

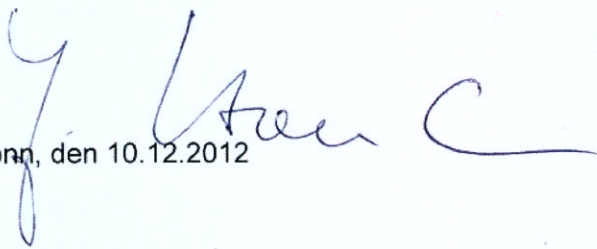
Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, den 10.12.2012



**Anhänge zur Entscheidung****Anhang 1: Genehmigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012**

**Hinweis:**

In der folgenden Tabelle (Arbeitsblatt "Genehmigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012") sind alle Projekte aus Anhang 1 des Änderungsverlangens der BNetzA vom 10.12.2012 enthalten. Diese umfassen alle Maßnahmen aus der Modellierung des Szenarios II sowie die Maßnahmen "Voraussetzung für Alle".

Darüber hinaus enthält die Tabelle Zusatzinformationen, die nicht im vorgelegten NEP-Dokument enthalten waren (gelb und rot markierte Spalten).

## Anhang 1: Genehmigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012

Lfd. Nummer	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmenprojekt (ggf./Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Szenario	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Sonstiges	Kosten, ca. [Mio. €]	Aktueller Projektstatus				Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung	Erläuterung im Kapitel	
							Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]				Entwicklungsstand	FID/ non-FID	Antrag gem. § 23 ARegV	Antragsnummer									
2012-007-01	VDS Quarmstedt (neu)	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung in die DEUDAN in Süd-Nord Richtung	H-Gas Nord	Szenario II 2015	GUID/ OGE					16	Verdichterleistung (circa)	98,0 Mio. €	Im Genehmigungsprozess (BlmSchGG)	non-FID				Fortsetzung Genehmigungsverfahren	Detailed Engineering	Procurement	01.10.2016	Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg -Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark -Anschluss weiterer Kunden	GUID		4.3.1
2012-013-01	H-Gas Umstellung östlich Hannover	Erarbeitung eines Konzepts zur Umstellung von Netzbereichen von einer Versorgung mit L-Gas auf H-Gas	L-Gas Nord	Szenario II 2015	GUD						Mögliche Maßnahmen: - Umbauten (neue MRS) Station Kolshorn, Unterlüß, Lehringen - Anbindung der Station Lehringen an H-Gas - Errichtung einer (temporären) Konditionierungsanlage für den Umstellungszeitraum		Projektidee	non-FID				Machbarkeitsstudien, Erarbeitung von Umstellungs-fahrplan	Ankündigung von Umstellungsmaßnahmen; Detailed Engineering (Baumaßnahmen)	Procurement	01.10.2017	-Anschluss Kraftwerk Braunschweig -Umstellung unterbrechbarer Transportleistung auf feste Kapazitäten -Langfristige Deckung zusätzlichen Bedarfs (Volkswagen AG) -Langfristige Versorgungssicherheit	GUID		4.3.4
2012-016-01	Ausbau Reiningen	-	L-Gas Nord	Szenario II 2015	Nowega						Anpassung GDRM			FID			Fertigstellung			01.10.2012	Regionale Netzverstärkung	Nowega		4.3.4	
2012-018-01	Ausbau Schümers Mühle	-	L-Gas Nord	Szenario II 2015	Nowega						Anpassung GDRM			non-FID			Detailed Engineering	Fertigstellung		01.10.2013	Regionale Netzverstärkung	Nowega		4.3.4	
2012-024-01	Lig. Schwandorf - Arresting	Loop Schwandorf - Arresting inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	bayernets/ OGE		58,0	1000	100			115,7 Mio. €	Projektidee	non-FID			Vorbereitung ROV	Durchführung ROV; Umweltverträglichkeitsuntersuchungen, Vorbereitung PFV	Durchführung PFV	01.10.2017	Kraftwerke Burghausen, Irching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets	OGE		4.3.2	
2012-026-01	VDS Rothenstadt	Ausbau VDS Rothenstadt	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	GRTgazD/ OGE					20		48,1 Mio. €	Projektidee	non-FID			Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmSchGGV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerke Burghausen, Irching 4 Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets	GRTgazD/ OGE		4.3.2	
2012-038-01	VDS Werne	Reversierung Süd-Nord	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	OGE							23,4 Mio. €	Projektidee	non-FID			Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmSchGGV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerke Duisburg-Mündelheim, Ermsland-Lingen, Gersteinwerk	OGE		4.3.2	
2012-042-01	VDS Stolberg	Ausbau VDS Stolberg	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	Fluxys/ OGE/ TG					11		29,9 Mio. €	Projektidee	non-FID			Start Basic Engineering	Basic Engineering, Detailed Engineering	Detailed Engineering, Genehmigungsverfahren (BlmSchGGV), Procurement	01.10.2017	Kraftwerk Knapsack-Hürth Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit terranets bw/ TG	OGE		4.3.2	
2012-061-01	M+R Anwalting	Ausbau GDRM-Anlage Anwalting	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	bayernets/ OGE								im Bau	FID			Inbetriebnahme			01.12.2012	Erhöhung Exit-Kapazität zu nachgelagerten Netzbetribern	bayernets		4.3.2	
2012-062-01	M+R Landshut	Errichtung GDRM-Anlage Landshut	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	bayernets/ OGE								Projektidee	non-FID					Inbetriebnahme	01.12.2016	Erhöhung Exit-Kapazität zu nachgelagerten Netzbetribern	bayernets		4.3.2	
2012-070-01	Anbindung Verlauteheide - Weisweiler	Ausbau der Netzkopplung OGE zu TG in Verlauteheide; Anbindung Broichweiden-Weisweiler	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	Fluxys/ Gascade/ OGE/ TG		14,0	500	70			10,0 Mio. €	Projektidee	non-FID			Konkretisierung mit Kraftwerksbetreiber	Machbarkeitsstudie; Vorbereitung ROV	ROV	01.01.2018	Bereitstellung FZK für Kraftwerk in Weisweiler	TG		4.3.2	
2012-071-01	Anbindungsleitung Speicher Epe-Ochtrup	Loop der Leitung Epe - Ochtrup	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	OGE/ TG		16,0	600 oder 800	70			15,0 Mio. €	Machbarkeitsstudie abgeschlossen; Investitionsantrag gestellt	non-FID			Machbarkeitsstudie zu Alternativlösung	ROV	Fein-trassierung; Vorbereitung PFV	01.06.2017	Bereitstellung zusätzlicher, lastabhängig frei zuordenbarer Einspeisekapazität (Ausspeicherung) ins H-Gas-Netz für neuen Speicher in Epe	TG		4.3.2	
2012-083-01	Netzkopplung Drohne	Verknüpfung der Netze der Marktgebiete GASPOOL und NCG zwischen dem Ende der NEL und der OGE-Leitung Wardenburg-Werne, beinhaltet einen Ausbau der VS Rehden oder alternativ dem Neubau einer Verdichterstation in Drohne sowie eine Verbindungsleitung.	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	GASCADE/ NEL-BTG-Partner/ OGE		26,0	600	90	5		55,0 Mio. €	Projektidee	non-FID			Projektstudie, Vorbereitung ROV/PFV	Vorbereitung ROV/PFV, Durchführung ROV/PFV	Durchführung ROV/PFV, Detailed Engineering	31.12.2017	Schaffung Überspeisekapazität zwischen GASPOOL und NCG wegen neuer Kraftwerke und Erhöhung Überspeisekapazität innerhalb Marktgebiet NCG; Reversierung TENP	Gascade		4.3.2, 4.3.6, 4.4	
2012-084-01	Ausbau Netzkopplung Reckrod	Verknüpfung der Netze der Marktgebiete GASPOOL und NCG am bestehenden Knotenpunkt Reckrod, beinhaltet Ausbauten an den VS Lippe und Reckrod sowie den Bau einer zusätzlichen, mitteldeutschen Leitung.	H-Gas West/Süd	Szenario II 2015	GASCADE/ OGE		80,0	1000	100	38	1x25 MW, 3 Upgrades, 1x13 MW	220,0 Mio. €	Projektidee	non-FID			Projektstudie, Vorbereitung ROV/PFV	Vorbereitung ROV/PFV, Durchführung ROV/PFV	Durchführung ROV/PFV, Detailed Engineering	31.12.2017	Schaffung Überspeisekapazität zwischen GASPOOL und NCG wegen neuer Kraftwerke und Erhöhung Überspeisekapazität innerhalb Marktgebiet NCG; Reversierung TENP	Gascade/OGE		4.3.2, 4.3.6	
2012-009-01	VDS Quarmstedt (neu) Erweiterung	Zusätzliche Einheit zur neuen Station Quarmstedt	H-Gas Nord	Szenario II 2022	GUID/ OGE					8	Zusätzliche Einheit (circa)	33,0 Mio. €	Im Genehmigungsprozess (BlmSchG) (s.o.)	non-FID			Fortsetzung Genehmigungsverfahren	Detailed Engineering	Procurement	01.10.2017	Zusätzliche Exportleistung in Richtung Dänemark	GUID		4.3.1	
2012-011-01	Loop Fokbeck-Ellund	Teilweiser Loop zur DEUDAN (von Fokbeck bis Ellund)	H-Gas Nord	Szenario II 2022	GUID/ OGE		63,5	900	84			177,0 Mio. €	Vorbereitung der Unterlagen für PFV	non-FID			Durchführung PFV / Detailed Engineering	Durchführung PFV / Detailed Engineering	Procurement	01.10.2017	Zusätzliche Exportleistung in Richtung Dänemark	GUID		4.3.1	
2012-020-01	Pilotprojekt Qualitätsumstellung	-	L-Gas Nord	Szenario II 2022	Nowega								Projektidee	non-FID							LH-Umstellung	Nowega		4.3.4	

Anhang 1: Genehmigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012

Lfd. Nummer	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen Projekt (Ggf./Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Szenario	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Sonstiges	Kosten, ca. [Mio. €]	Aktueller Projektstatus				Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung	Erläuterung im Kapitel
							Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]				Entwicklungsstand	FID/non-FID	Antrag gem. § 23 ARegV	Antragsnummer								
	2012-028-01	Ltg. Arresting Finsing	Loop Arresting Finsing inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	bayernets/ OGE	78,0	1000	100			156,0 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	OGE		4.3.2
	2012-030-01	Monaco-Leitung (BA 1)	Monaco-Leitung, 1. Bauabschnitt Burghausen-Finsing im Jahr 2016/2022	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	bayernets/ OGE	85,0	1000	100			170,3 Mio. €	ROV abgeschlossen	non-FID				01.10.2017			erhöhte Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	bayernets		4.3.2
	2012-036-01	VDS Amerdingen	Neubau VDS Amerdingen	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	bayernets/ OGE/ terranets bw				30		78,0 Mio. €		non-FID							Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	bayernets/OGE		4.3.2
	2012-040-01	VDS Werne	Ausbau VDS Werne	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	OGE				47		96,2 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Kraftwerke Emsland-Lingen, Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	OGE		4.3.2
	2012-043-01	VDS Stolberg	Ausbau VDS Stolberg	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	Fluxys/ OGE/ TG				55		111,8 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit terranets bw/ TG BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	Fluxys/OGE		4.3.2
	2012-045-01	Ltg. Epe - Werne	Loop Epe - Werne inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	OGE/ TG	69,0	1200	100			171,6 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Kraftwerke Emsland-Lingen, Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	OGE/TG		4.3.2
	2012-047-01	Ltg. MEGAL Rimpfing - Obermichelbach	Loop MEGAL Rimpfing - Obermichelbach inkl. GDRM-Anlagen	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	GRTgazD/ OGE	79,0	1200	100			197,6 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Speicher Haidach / 7Fields, Haiming	GRTgazD/ OGE		4.3.2
	2012-049-01	VDS Lauterbach	Neubau VDS Lauterbach	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	GASCADE/ OGE				102		191,1 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Kraftwerke Franken I 1/2, Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach / 7Fields, Haiming, Etzel BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	OGE		4.3.2
	2012-051-01	Reversierung aller TENP-Stationen	Reversierung (Süd-Nord) der VDS Schwarzach, Hügelsheim, Mittelbrunn, Stolberg	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	Fluxys/ OGE						20,8 Mio. €	Projektdiee	non-FID							BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	Fluxys		4.3.2
	2012-054-01	VDS Porz Laufzeuwechsel	Laufzeuwechsel VDS Porz an zwei Verdichtereinheiten	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	OGE/ TG						6,5 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Erhöhung der Überspeisekapazität OGE/ TG BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	OGE		4.3.2
	2012-056-01	VDS Mittelbrunn	Ausbau VDS Mittelbrunn	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	Fluxys/ GRTgazD/ OGE				10		29,9 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit Fluxys/ OGE/ terranets bw BZK Wallbach - Bochoitz/Eynatten	Fluxys/OGE		4.3.2
	2012-063-01	M+R Radevormwald	M+R Radevormwald	L-Gas West	Szenario II 2022	OGE						4,6 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Kraftwerk Werdohl-Everlingsen	OGE		4.3.5
	2012-065-01	M+R Bergisch Gladbach	M+R Bergisch-Gladbach	L-Gas West	Szenario II 2022	OGE/ TG						4,6 Mio. €	Projektdiee	non-FID							Kraftwerk Werdohl-Everlingsen	OGE		4.3.5
	2012-069-01	Nord-schwarzwalddleitung	Anschluss an das TENP-Transportsystem südöstlich von Karlsruhe (Au am Rhein), Streckenverlauf von Au am Rhein über Ettlingen, Pforzheim nach Leonberg	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	Fluxys/ OGE/ terranets bw	71,0	600	80			80,0 Mio. €	PFV läuft	non-FID				01.10.2017			Erhöhung der Exit-Kapazität Bereitstellung FZK für Kraftwerke im Raum Stuttgart	terranets bw		4.3.2
	2012-072-01	VDS Ochtrup	Schaffung einer Überspeisekapazität von TG zu OGE;	H-Gas West/Süd	Szenario II 2022	OGE/ TG				15	Antriebsleistung: ca. 3 * 5,0 MW	45,0 Mio. €	Projektdiee	non-FID					01.01.2022		Umwandlung lastabhängig frei zuordenbarer Einspeisekapazität (Auspeicherung) in FZK für neue Speicher in Epe und Jemgum	TG		4.3.2

Zwischensumme Maßnahmen Szenario II

2.189,1 Mio. €

	2012-001-01	NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung)	Verbindung zur Nord Stream (in Lubmin), Verlauf über die Stationen Heidenau und Achim nach Rehden	H-Gas Nord	Voraussetzung für alle	Diverse	440,0	1400	100				Im Bau	FID						Inbetriebnahme	---	01.11.2012	-Anbindung des Entrées Greifswald -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein, sowie nach Süd- und Westdeutschland, Niederlande, Belgien und Frankreich	NEL Beteiligte		
	2012-002-01	VDS Embaer/Achim (Neu)	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung vom vorhandenen GUD-Netz aus in die NEL	H-Gas Nord	Voraussetzung für alle	GUD/ OGE/ Statoll				15	(circa)	115,6 Mio. €	Genehmigungsprozess (BImSchG) wird im zweiten Halbjahr 2012 starten	FID			Detailed Engineering / Procurement	Beginn Realisierung	Fertigstellung	01.10.2014	-Anbindung des Entrées Greifswald -Anbindung des Exits Rehden -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein	GOAL/ GUD				
	2012-003-01	Gasübernahmestation Heidenau	Aufbau einer Gasübernahmestation mit Messung und Gasvorwärmung	H-Gas Nord	Voraussetzung für alle	GUD						24,6 Mio. €	Genehmigungsprozess (BImSchG) wird im zweiten Halbjahr 2012 starten	FID			Detailed Engineering / Procurement / Beginn Realisierung	Fertigstellung	---	01.10.2013	-Anbindung des Entrées Greifswald -Anbindung des Exits Rehden -Transport in Richtung Dänemark und Schleswig-Holstein	GOAL/ GUD				
	2012-004-01	VDS Fohnhusen	Installation einer zusätzlichen dritten Einheit	L-Gas Nord	Voraussetzung für alle	GUD				8	Neue Einheit (circa)	21,1 Mio. €	Im Genehmigungsprozess (BImSchG)	FID			Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme	---	01.10.2013	-Erhöhung der Exit Kapazitäten im L-Gas Netz	GUD				
	2012-005-01	VDS Wardenburg	Erweiterung zweier Einheiten durch leistungsgesteigerte Einheiten	L-Gas Nord	Voraussetzung für alle	GUD				16	Zwei neue Einheiten mit je ca. 8 MW	47,5 Mio. €	Planungsentscheidung getroffen	non-FID			Start Basic Engineering	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme	01.01.2015	-Erhöhung der Exit Kapazitäten im L-Gas Netz -Erhöhung der Export Leistung in Richtung NL	GUD				
	2012-006-01	VDS Rysum	Erweiterung zweier Einheiten durch eine für die operative Nutzung optimierte Einheiten	L-Gas Nord	Voraussetzung für alle	GUD/ TG				20	Neue Einheiten (circa)	40,3 Mio. €	Planungsentscheidung getroffen	non-FID			Start Basic Engineering	Detailed Engineering / Procurement	Realisierung der Maßnahme (erste Einheit) / Procurement	Erste Einheit 01.10.2014 Zweite Einheit 01.10.2016	+Höhere Flexibilität	GUD/ TG				



## Anhang 1: Genehmigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012

Lfd. Nummer	ID-Nr.	Netzausbaumaßnahmen Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Szenario	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Sonstiges	Kosten, ca. [Mio. €]	Aktueller Projektstatus				Geplante Maßnahmen bis NEP 2013 (01.04.2013)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014 (01.04.2014)	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015 (01.04.2015)	Planerische Inbetriebnahme*	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung	Erläuterung im Kapitel
							Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]				Entwicklungsstand	FID/non-FID	Antrag gem. § 23 ARegV	Antragsnummer								
	2012-015-01	VDS Gernshelm	Verbindung von MEGAL und MIDAL	H-Gas West/Süd	Voraussetzung für alle	GASCADE/ GRTgazD/ OGE				8 1 Verdichtereinheit (circa)	37,0 Mio. €	Umweltverträglichkeitsprüfung	FID					Fertigstellung	01.01.2014	Erhöhung der Kopplungskapazität zwischen Gaspool und NCG	GRTgazD		4,1	
	2012-022-01	Ltg. Sannerz - Rimpf	Loop Sannerz - Rimpf Open Season 2008		Voraussetzung für alle	OGE	67,0	1000	100		169,0 Mio. €	im Bau	FID						01.10.2012	Open Season 2008	OGE		4,1	
	2012-023-01	Ltg. Schwandorf - Windberg	Loop Megal bis		Voraussetzung für alle	GRTgazD/ OGE	72,0	1000	100		143,0 Mio. €	im Bau	FID						01.10.2012	Open Season 2008	OGE / GRTgazD		4,1	
	2012-077-01	MIDAL Süd Loop	Bau einer Loopleitung von Reckrod nach Wirthheim, geplante Inbetriebnahme 2014	H-Gas West/Süd	Voraussetzung für alle	GASCADE	86,0	1000	90		187,5 Mio. €	Vorbereitung und Durchführung Genehmigungsverfahren	non-FID					Abschluss Genehmigungsverfahren, Bau der Leitung	01.01.2014	Erhöhung der Marktgebietsaustauschkapazität zwischen GASPOOL und NCG	GASCADE			
	2012-078-01	Anschlussleitung Gernshelm	Bau einer Anschlussleitung zur Verbindung der MIDAL und MEGAL, geplante Inbetriebnahme 2014	H-Gas West/Süd	Voraussetzung für alle	GASCADE	16,0	500	90		24,0 Mio. €	Vorbereitung und Durchführung Genehmigungsverfahren	FID					Abschluss Genehmigungsverfahren, Bau der Leitung	01.01.2014	Erhöhung der Marktgebietsaustauschkapazität zwischen GASPOOL und NCG	GASCADE			
	2012-079-01	VS Bunde	Erweiterung der bisherigen Verdichterstation inklusive neuem Gebäude, Erneuerung Stationsverrohrung, Messanlagen; geplante Inbetriebnahme 2012	H-Gas West/Süd	Voraussetzung für alle	GASCADE				13	2 x 6,5 MW	41,0 Mio. €	im Bau	FID					01.11.2012	Erhöhung der Exportkapazitäten in die Niederlande	GASCADE			
	2012-080-01	VS Rehden	Anschluss der NEL an die MIDAL, geplante Inbetriebnahme 2012	H-Gas West/Süd	Voraussetzung für alle	GASCADE				20	2 x 10 MW	71,5 Mio. €	im Bau	FID					01.11.2012	Erhöhung diverser Kapazitäten zwischen GASPOOL und NCG, nach Belgien und in die Niederlande	GASCADE			
	2012-081-01	VS Lippe	Erweiterung der Verdichterstation Lippe, geplante Inbetriebnahme 2013	H-Gas West/Süd	Voraussetzung für alle	GASCADE				15	Upgrade bestehender Verdichter	40,5 Mio. €	Detailed Engineering, Procurement	FID				Bau der Anlage	01.01.2014	Erhöhung Kapazitäten zwischen GASPOOL und NCG und nach Belgien	GASCADE			
	2012-082-01	VS Weisweiler	Erweiterung der Verdichterstation Weisweiler, geplante Inbetriebnahme 2013	H-Gas West/Süd	Voraussetzung für alle	GASCADE				13		24,5 Mio. €	Detailed Engineering, Procurement	FID				Bau der Anlage, Inbetriebnahme	01.10.2014	Erhöhung der Exportkapazität nach Belgien	GASCADE			

Zwischensumme "Voraussetzungen für Alle"  
Gesamtsumme Aller Maßnahmen

987,1 Mio. €  
3.176 €

**Anhang 2: Formatvorlage zur Auflistung der verbindlichen Maßnahmen des  
Netzentwicklungsplans 2012**

## Anhang 2 "Formatvorlage zur Auflistung der verbindlichen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012"

Lfd. Nummer	ID-Nr.	NA-Maßnahmen/Projekt (ggf. Ort/Strecke)	Maßnahmenbeschreibung	Region	Szenario	Netzgebiete	Leitung			Verdichter [MW]	Sonstiges	Kosten, ca. [Mio. €]	Aktueller Projektstatus				Geplante Maßnahmen bis NEP 2013	Geplante Maßnahmen bis NEP 2014	Geplante Maßnahmen bis NEP 2015	Planerische Inbetriebnahme	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung	Durchführendes Unternehmen	Anteile bei gemeinsamer Federführung	Erläuterung im Kapitel
							Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]				Entwicklungsstand	FID/non-FID	Antrag gem. § 23 ARegV	Antragsnummer								

**Anlage 1:****Grafische Zuordnung der durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber zu Maßnahmen**

Anlage 1 "Grafische Zuordnung der durchführenden Fernleitungsnetzbetreiber zu Maßnahmen"

**Netzkopplung (NKP) Drohne – „2012-083-01“**

**Ausbau NKP Reckrod – „2010-084-01“**

**Leitung Arresting-Finsing – „2012-028-01“**

- Welches Unternehmen soll für welchen Projektabschnitt verantwortlich sein? -

# NKP Drohne

- Verantwortlichkeit BNetzA-Entscheidung -

**1. Bau** einer ca. 26 km langen **Verbindungsleitung** zwischen den NKP Drohne (OGE) und Rehden (GASCADE)  
- GASCADE -

Rehden (Gascade)

**3. Erweiterung** der GASCADE-Verdichterstation in **Rehden** um eine neue Antriebs- und Verdichtereinheit mit einer ISO-Antriebsleistung von 5 MW  
**4. Erweiterung** der bestehenden **Messanlage** zur Verbindung des GASCADE-Verdichterstandorts Rehden mit der **NEL**  
- GASCADE -

**2. Errichtung** einer **Messanlage** zwischen den Netzen der GASCADE und der OGE  
- GASCADE -

Gaspool

NCG

Drohne (OGE)

Werne

Bunde  
Wardenburg

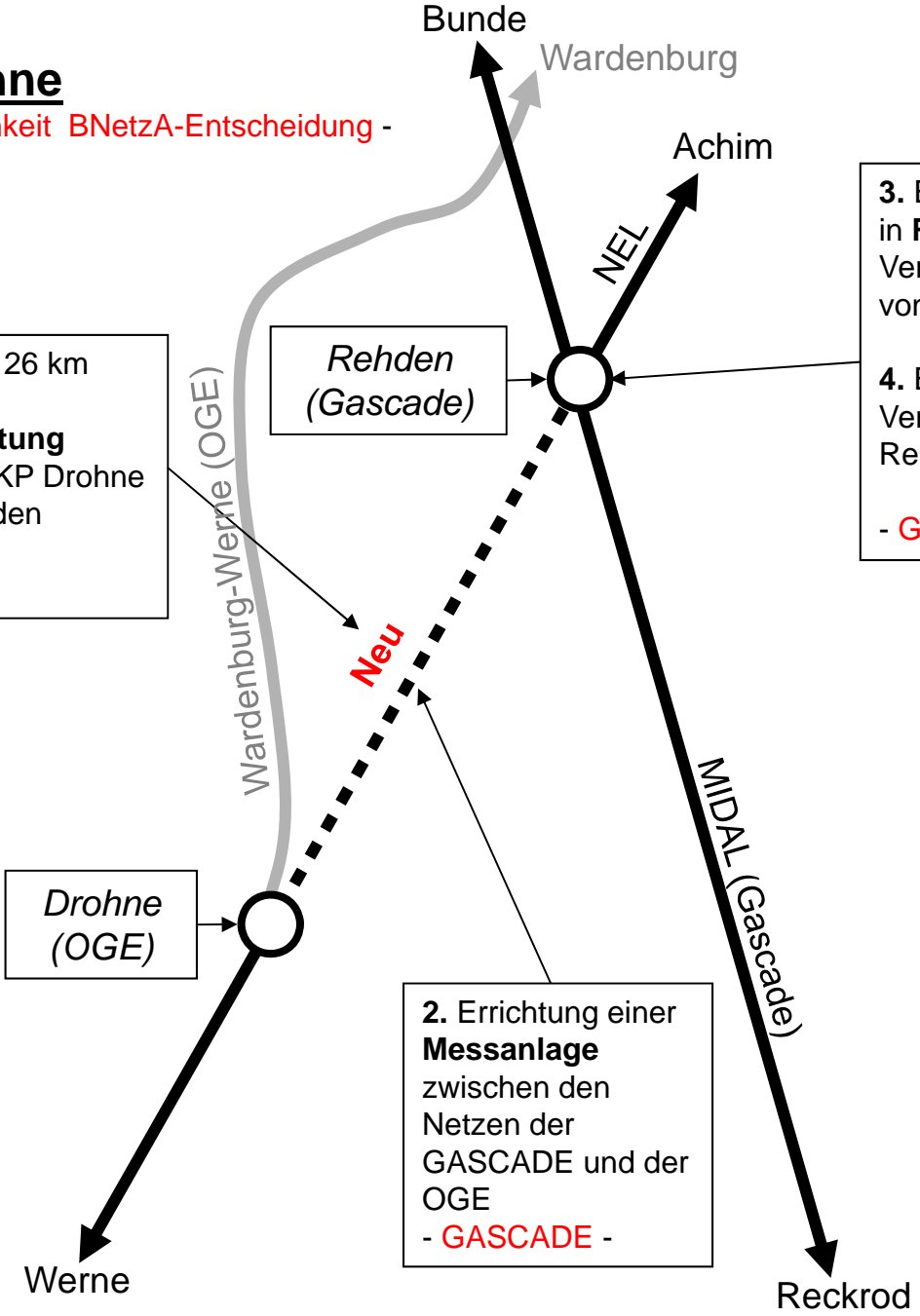
Achim

NEL

MIDAL (Gascade)

Reckrod

**Nutzen des Projekts:**  
Schaffung Überspeisekapazität zwischen GASPOOL und NCG wegen neuer Kraftwerke (+ Versorgungssicherheit Süddeutschland) und Erhöhung Überspeisekapazität innerhalb Marktgebiet NCG; Reversierung TENP  
**Kosten:** 55 Mio. €



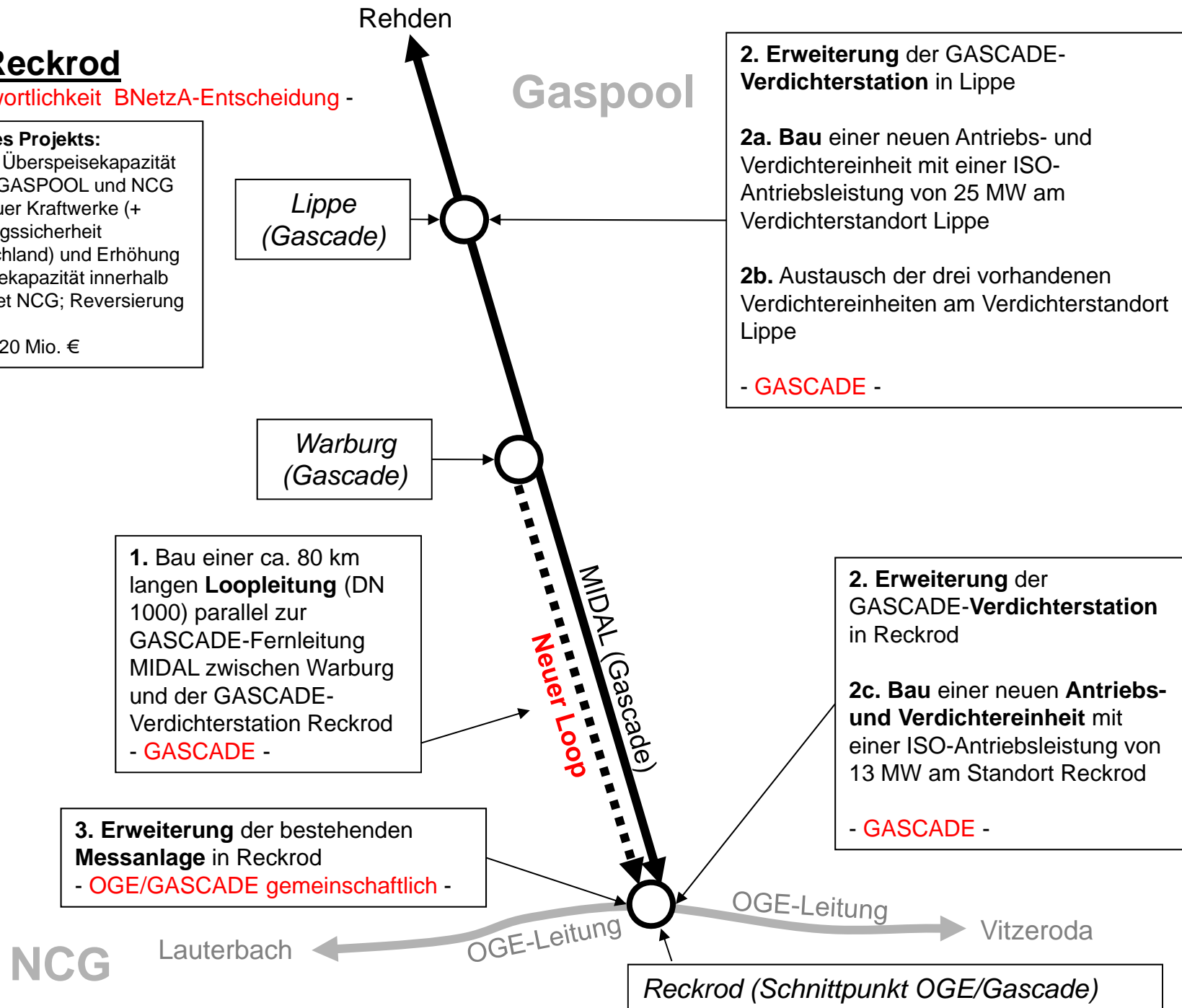
## NKP Reckrod

- Verantwortlichkeit BNetzA-Entscheidung -

### Nutzen des Projekts:

Schaffung Überspeisekapazität zwischen GASPOOL und NCG wegen neuer Kraftwerke (+ Versorgungssicherheit Süddeutschland) und Erhöhung Überspeisekapazität innerhalb Marktgebiet NCG; Reversierung TENP

**Kosten:** 220 Mio. €



# Ltg. Arresting-Finsing

- Verantwortlichkeit BNetzA-Entscheidung -

