

Konsultationspapier

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber

im Auftrag der
deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber

Ansprechpartner:
Jens Hobohm

Mitarbeiter:
Matthias Deutsch, PhD
Eva-Maria Klotz
Marcus Koepp
Leonard Krampe
Stefan Mellahn
Frank Peter

Berlin, 22. August 2011
27307

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstr. 14

D - 80331 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Str. 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Square de Meeûs 37, 4. Etage

B - 1000 Brüssel

Telefon +32 2 791-7734

Telefax +32 2 791-7900

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D - 70174 Stuttgart

Telefon +49 711 49039-745

Telefax +49 711 49039-640

Internet

www.prognos.com

Die Auftraggeber dieser Studie:

1. bayernets GmbH

Poccistr. 7
80336 München

2. Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.

Martin-Luther-Platz 28
D-40212 Düsseldorf

3. ERDGAS MÜNSTER Transport GmbH & Co. KG

Anton-Bruchausen-Straße 4a
48147 Münster

4. EWE NETZ GmbH

Cloppenburger Str. 302
26133 Oldenburg

5. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH

Pelikanplatz 5,
30177 Hannover

6. GRTgaz Deutschland GmbH

Zimmerstraße 56
10117 Berlin

7. GVS Netz GmbH

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

8. ONTRAS - VNG Gastransport GmbH

Maximilianallee 4
04129 Leipzig

9. Open Grid Europe GmbH

Kallenbergstr. 5
45141 Essen

10. Statoil Deutschland Transport GmbH

Promenade Am Alten Binnenhafen 6
26721 Emden

11. Thyssengas GmbH

Kampstraße 49
44137 Dortmund

12. WINGAS TRANSPORT GmbH

Baumbachstr. 1
34119 Kassel

Inhalt

Zusammenfassung	1
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	3
2 Vorgehensweise	4
2.1 Methodische Vorbemerkungen	4
2.2 Auswahl der Szenarien	5
3 Szenarienergebnisse zum Gasbedarf	9
3.1 Gasbedarf der Endverbraucher	10
3.2 Gasbedarf der Strom- und Fernwärmeerzeugung	13
3.3 Sonstiger industrieller Gasbedarf	24
3.4 Gasbedarf in Deutschland in den Szenarien	25
3.5 Regionalisierter Gasbedarf	27
4 Szenarienergebnisse zum Gasaufkommen	39
4.1 Inländische Erdgasförderung	39
4.2 Einspeisung von Biogas	44
4.3 Regionalisierung des Gasaufkommens	46
4.4 Nicht-konventionelles Erdgas	51
4.5 Zukunftsoption „Power-to-Gas“	54
5 Gasbilanz für Deutschland	58
5.1 Entwicklung des Importbedarfs	58
5.2 Regionaler Erdgas-Importbedarf	59
5.3 Einspeisekapazitäten von und Ausspeisekapazitäten zu Speichern	63
6 Gasaustausch zwischen Deutschland und den europäischen Nachbarländern	66
6.1 Gasflüsse an den deutschen Grenzübergangspunkten 2006 bis 2010	66
6.2 Szenarien zum europäischen Gasbedarf	69
6.3 Bestandsaufnahme neuer Projekte für die europäische Gasinfrastruktur	73
6.4 Fazit zur Konsistenzprüfung des Ten-Year Network Development Plan	77
7 Auf den Szenariorahmen aufbauende Arbeiten	80
8 Literatur	81

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Szenariorahmen zur Entwicklung der deutschen Erdgasbilanz	7
Abbildung 2:	Gaseinsatz in Deutschland 2009 entsprechend der Energiebilanz in TWh (Ist-Verbrauchsdaten)	9
Abbildung 3:	ÜNB-Szenario B – Nettostromerzeugung und Stromerzeugungskapazität	17
Abbildung 4:	Prognos-Szenario – Nettostromerzeugung und Stromerzeugungskapazität	19
Abbildung 5:	ÜNB-Szenario A – Nettostromerzeugung und Stromerzeugungskapazität	20
Abbildung 6:	„Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs der Privaten Haushalte 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV)	28
Abbildung 7:	„Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs des Sektors GHD 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV)	30
Abbildung 8:	„Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs der Industrie 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV, NEV, Industriekraftwerke)	31
Abbildung 9:	„Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs des Verkehrssektors 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV)	32
Abbildung 10:	Szenario I – regionaler Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Fernheizwerke 2010 bis 2032	35
Abbildung 11:	Szenario II – regionaler Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Fernheizwerke 2010 bis 2032	36
Abbildung 12:	Szenario II – regional erforderliche Gaskapazität für Kraft- und Heizkraftwerke 2010 bis 2032	37
Abbildung 13:	Szenario III – regionaler Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Fernheizwerke 2010 bis 2022	38
Abbildung 14:	Erdgasförderung (konventionell) in Deutschland	39
Abbildung 15:	Begriffsbestimmung Reserven und Ressourcen	41
Abbildung 16:	Vorgehen bei der Fortschreibung der heutigen Erd(öl)gasförderung	43
Abbildung 17:	Entwicklung der regionalen Erdgasförderung (Erdgas und Erdölgas) 2009 bis 2015, 2022 und 2032	47

Abbildung 18:	Entwicklung der regionalen Biogaseinspeisung 2009 bis 2015, 2022 und 2032	49
Abbildung 19:	Entwicklung des gesamten Gasaufkommens (Erdgasförderung und Biogaseinspeisung) 2009 bis 2015, 2022 und 2032	50
Abbildung 20:	Potenzielle Schiefergasregionen (links) und Explorations-/Forschungsflächen für Schiefer- und Kohleflözgas in Deutschland (rechts)	52
Abbildung 21:	Schnittstellen von Strom- und Gasnetz sowie Lage von Erdgasspeichern	56
Abbildung 22:	Szenario I – Veränderung des regionalen Erdgas-Importbedarfs 2010 bis 2032	60
Abbildung 23:	Szenario II – Veränderung des regionalen Erdgas-Importbedarfs 2009 bis 2032	61
Abbildung 24:	Szenario III – Veränderung des regionalen Erdgas-Importbedarfs 2009 bis 2022	62
Abbildung 25:	Gasaustausch zwischen den deutschen Gasnetzen und Nachbarländern 2010 in TWh	67
Abbildung 26:	Vergleich verschiedener europäischer Gasbedarfsszenarien in TWh	70
Abbildung 27:	Entwicklung des Gas-Netto-Importbedarfs in ausgewählten Ländern Europas in TWh	72
Abbildung 28:	Gasleitungs- und LNG-Terminalprojekte in Europa	74
Abbildung 29:	Entwicklung der Kapazitäten an deutschen Grenzübergangspunkten gemäß ENTSOG	79
Tabelle 1:	Gasbedarf nach „Referenzszenario 2010“, Werte temperaturbereinigt in TWh	11
Tabelle 2:	Gasbedarf nach „Zielszenario 2011“, Werte temperaturbereinigt in TWh	12
Tabelle 3:	Annahmen zu den Investitionskosten für Kraftwerke	15
Tabelle 4:	Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ in den Szenarien	16
Tabelle 5:	Installierte Kraftwerksleistung und Nettostromerzeugung in den drei Szenarien	16

Tabelle 6:	ÜNB-Szenario B – Stromerzeugung, Gasbedarf und Gaskapazität der Gaskraftwerke	18
Tabelle 7:	Prognos-Szenario – Stromerzeugung, Gasbedarf und Gaskapazität der Gaskraftwerke	19
Tabelle 8:	ÜNB-Szenario A – Stromerzeugung, Gasbedarf und Gaskapazität der Gaskraftwerke	21
Tabelle 9:	Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung in Heizwerken	22
Tabelle 10:	Gasbedarf zur Strom- und Fernwärmeerzeugung in den Szenarien	22
Tabelle 11:	Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	25
Tabelle 12:	Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	26
Tabelle 13:	Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt	26
Tabelle 14:	Mengengerüst für die Regionalisierung des Gasbedarfs und der erforderlichen Gaskapazität	34
Tabelle 15:	Erdgasförderung in Deutschland, detailliert für die Jahre 2005 bis 2010	40
Tabelle 16:	Regionale Verteilung der Erdgasreserven in Deutschland	42
Tabelle 17:	Erdgasförderung in Deutschland	43
Tabelle 18:	Biogaseinspeisung in Deutschland	45
Tabelle 19:	Wirkungsgrade der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und Methan	54
Tabelle 20:	Grenzstrompreise der Power-to-Gas-Anlage	55
Tabelle 21:	Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien des Szenariorahmens	58
Tabelle 22:	Ergebnisse weiterer Szenarien zum zukünftigen Gas-Importbedarf Deutschlands	58
Tabelle 23:	Erwartete Entwicklung der festen Auspeisekapazitäten aus dem Netz zu den Speichern 2013 bis 2022	64
Tabelle 24:	Erwartete Entwicklung der festen Einspeisekapazitäten von Speichern in das Netz 2013 bis 2022	65

Zusammenfassung

(1) Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben die Prognos AG im Juli 2011 beauftragt, einen **Szenariorahmen** für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 gemäß § 15a der EnWG-Novelle (veröffentlicht am 3. August 2011) zu erstellen. Die in dieser Studie vorgelegten Szenarien bilden die Grundlage und den Rahmen für die Modellierung der Gasflüsse im deutschen Gasnetz in den nächsten 10 Jahren, die ab Oktober 2011 von den FNB durchgeführt werden soll. Auf der Grundlage dieser Berechnungen werden die FNB den Netzentwicklungsplan Gas 2012 für den Zeitraum 2013 bis 2022 für das deutsche Gas-Fernleitungsnetz erstellen.

(2) Die vorliegende Studie erarbeitet **drei Szenarien** des deutschen **Gasbedarfs**, wobei auf Wunsch der BNetzA eine Verbindung zum Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) hergestellt wurde. Zusätzlich werden Grundüberlegungen zur Konzeption eines Szenarios mit **Versorgungsstörungen** angestellt. Das Thema Power-to-Gas ist entsprechend dem gegenwärtigen Entwicklungsstand berücksichtigt.

(3) Die **Ergebnisse** der vorliegenden Untersuchung lassen sich wie folgt zusammenfassen. Die angegebene Bandbreite der Ergebnisse bezieht sich jeweils auf die drei Szenarien:

- Der **Gasbedarf** in Deutschland ist rückläufig. Von 2009 bis zum Jahr 2022 erwarten wir einen Rückgang des Gasbedarfs über alle Branchen um 13 % (Szenario II) bis 25 % (Szenario III). Ab 2023 wird sich dieser Trend fortsetzen, wenn auch in abgeschwächter Form.
- Der **Endverbrauch** an Erdgas sinkt vor allem in der Gebäudebeheizung durch verbesserte Wärmedämmung und Energieeffizienz. Die Verwendung von Gas in Kraftwerken sinkt in allen Szenarien bis 2015, nimmt danach aber in Szenario I und II wieder zu, da Erdgaskraftwerke durch ihre Flexibilität in der Lage sind, im Strommarkt die schnell wachsenden Anteile fluktuierender erneuerbarer Energieträger zu ergänzen.
- Die **Förderung** von Erdgas in Deutschland wird durch die voranschreitende Erschöpfung der heimischen Gasquellen ebenfalls zurückgehen. Die **Biogaserzeugung** mit Einspeisung ins Erdgasnetz wird im Betrachtungszeitraum bei weitem nicht die gleiche Größenordnung erreichen wie die heutige konventionelle Erdgasförderung.

- Insgesamt erwarten wir bereits bis 2015 einen um 11 bis 15 % sinkenden **Gas-Importbedarf**, der aber danach wieder steigt und bis zum Jahr 2032 lediglich 2 bis 3,5 % unter dem Ausgangsniveau des Jahres 2009 liegen dürfte.
- Die **heterogene** demografische und wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland führt dazu, dass der Gasbedarf der einzelnen **Kreise** sehr unterschiedlich verläuft. Hinzu kommt der durch einzelne, neu geplante Kraftwerke stark veränderbare Gasbedarf in einigen Kreisen. Auch die Gasförderung – ebenso wie die Biogaserzeugung – wird aufgrund der lokalen Besonderheiten der jeweiligen Förderstätten unterschiedlich verlaufen. Die Gesamtauswirkungen in den einzelnen Kreisen sind somit nicht intuitiv vorhersehbar und erfordern von den FNB eine differenzierte Herangehensweise bei der Modellierung.
- Auch auf **europäischer Ebene** können ähnliche Überlegungen zu Gasverwendung und -aufkommen angestellt werden. Dies wurde von **ENTSOG** (European Network of Transmission System Operators Gas) in seinem Ten-Year Network Development Plan 2011 bis 2020 unternommen. In der hier vorliegenden Studie wurde geprüft, ob die Ergebnisse von ENSOG plausibel und nachvollziehbar sind. Zu diesem Zweck wurden Vergangenheitsdaten der Gasflüsse an den deutschen Grenzübergangspunkten der Jahre 2006 bis 2010 ausgewertet, die ENSOG Annahmen betreffend des Netto-Importbedarfs mit anderen Studien verglichen und die Auswirkungen öffentlich bekannter Infrastrukturprojekte analysiert. Im Ergebnis können die Ergebnisse der ENSOG zur künftigen Kapazitätsentwicklung an den Grenzübergangspunkten als **plausibel** und **nachvollziehbar** eingestuft werden.
- **Weitere Themen**, die den künftigen Betrieb des Gasnetzes beeinflussen können, sind die Erschließung von nicht-konventionellen Gasvorkommen sowie die Erzeugung von Methan oder Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (Power-to-Gas). Insbesondere in der Perspektive bis 2015 halten wir den Einfluss dieser Entwicklungen auf den Gasnetzbetrieb für gering.
- Die **Störung der Versorgung** durch Ausfälle von wichtigen Importleitungen bei gleichzeitig hohem Erdgasbedarf wird Gegenstand von Berechnungen der FNB sein.

(4) Die Prognos AG hat diese Studie in kurzer Zeit nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet. Wir nehmen gerne konstruktive Anregungen zur weiteren Verbesserung der Untersuchung entgegen.

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

(1) Die deutschen Betreiber von Gas-Fernleitungsnetzen („Fernleitungsnetzbetreiber“, FNB) werden durch § 15a der Novelle 2011 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) dazu verpflichtet, einen **Netzentwicklungsplan Gas** (NEP) zu erstellen. Dieser ist öffentlich zu konsultieren. Der Entwurf des ersten NEP ist bis zum 1. April 2012 der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorzulegen.

(2) Grundlage für den NEP ist der von der BNetzA bestätigte **Szenariorahmen**, in dem die wichtigsten Einflussgrößen des Fernleitungsnetzes beschrieben sind. Diese Einflussgrößen sind szenarisch in die Zukunft fortzuschreiben. Dabei sind laut § 15a EnWG zu berücksichtigen:

- Gewinnung von Erdgas
- Versorgung
- Verbrauch
- Austausch mit anderen Ländern
- Geplante Investitionsvorhaben in Leitungsinfrastruktur, Speicher und LNG-Wiederverdampfungsanlagen sowie
- etwaige Versorgungsstörungen.

Zu diesen Bereichen enthält die vorliegende Untersuchung Aussagen, wobei das Thema **Speicherung** und etwaige **Versorgungsstörungen** im Verlauf der Simulationsrechnungen durch die FNB vertieft behandelt werden. Der Szenariorahmen ist zu veröffentlichen und es ist der Öffentlichkeit und den nachgelagerten Netzbetreibern Gelegenheit zur Äußerung zu geben. Anschließend bestätigt die BNetzA den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung. Auf der Basis des Szenariorahmens erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber den gemeinsamen NEP.

(3) Die Prognos AG erhielt im Juli 2011 den Auftrag von den deutschen FNB, den Szenariorahmen für den NEP 2012 zu entwickeln. Aufgrund der extrem kurzen Bearbeitungszeit infolge der kurzen Gesamtzeit zwischen Konkretisierung der EnWG-Novelle im ersten Halbjahr 2011 und der Fertigstellungsfrist des NEP-Entwurfs am 1. April 2012 wurden überwiegend vorhandene Studien und Untersuchungen der Prognos AG und anderer Institutionen herangezogen und mit indikatorgestützten Top-down-Schlüsseln und ähnlichen Verfahren regionalisiert. Mit Ausnahme der Szenarien zur Gasverstromung und zum Gasaufkommen konnten keine neuen Szenarien bzw. Bottom-up-Analysen erstellt werden. Insbesondere konnte mangels Daten und Zeit **keine Kalibrierung der Untersuchungsergebnisse auf regionaler Ebene mit Ist-Daten** vorgenommen werden.

2 Vorgehensweise

2.1 Methodische Vorbemerkungen

(1) Regionale **Bedarfs- und Aufkommensszenarien** für Gas bilden eine solide Grundlage, auf der zukünftige Anforderungen an das Leitungsnetz formuliert werden können. Ziel dieses Szenario-rahmens ist die Bereitstellung dieser Daten, die auf unterschiedlichen Wegen ermittelt werden. Ein möglicher Weg ist die Projektion regional erhobener Daten in einem sogenannten „**Bottom-up-Ansatz**“, mit dem die Gesamtveränderung in einem größeren Gebiet belastbar durch die Zusammenfassung der Regionalentwicklungen ermittelt wird. Ein „Bottom-up-Ansatz“ benötigt jedoch in der Regel einen großen zeitlichen Vorlauf für die Erhebung und Fortschreibung der Regionaldaten. Wegen der Kürze der verfügbaren Zeit konnte dieser Weg bei der Erstellung dieses Szenario-rahmens nur in Teilbereichen beschritten werden.

Für den Szenariorahmen wurde deshalb überwiegend ein „**Top-down-Ansatz**“ gewählt, bei dem aktuelle Szenarien für größere Untersuchungsräume anhand **geeigneter Verteilungsschlüssel** regionalisiert werden. Hier liegt die Herausforderung in der Auswahl der Verteilungsschlüssel, die einerseits aussagekräftig und andererseits in ausreichender regionaler Auflösung vorhanden sein müssen. Die Regionalisierung von Szenarien anhand von Verteilungsschlüsseln birgt immer Unsicherheiten, die bei der Diskussion von Einzelergebnissen bedacht werden müssen: Verlagerungen von Produktionsbetrieben oder die Errichtung und Schließung einzelner Kraftwerksstandorte haben auf der überregionalen Ebene geringe Effekte, vor Ort auf der regionalen Ebene sind die Auswirkungen jedoch beträchtlich. Verteilungsschlüssel bilden diese Einzeleffekte jedoch in der Regel nicht ab, so dass lokal größere Abweichungen auftreten können.

(2) Die in diesem Szenariorahmen dargestellte Entwicklung in Deutschland und Europa beruht zum weit überwiegenden Teil auf einer Auswertung und Regionalisierung aktueller Energieszenarien. Nur in den Bereichen, für die keine aktuellen konsistenten Szenarien vorliegen oder die Regionalisierung der bestehenden Szenarien durch fehlende Verteilungsschlüssel unmöglich ist, werden eigene Szenarien entwickelt. Dies betrifft vor allem die Stromerzeugung aus Gas und die Entwicklung der Erdgaseinspeicherung in Deutschland.

Die in den einzelnen Bereichen des **Gasaufkommens** und der **Gasverwendung** verwendeten Verteilungsschlüssel werden in den betreffenden Kapiteln näher erläutert.

2.2 Auswahl der Szenarien

(1) Der dargestellte zukünftige **Gasbedarf in Deutschland** basiert einerseits auf einer Auswertung und Regionalisierung eines Energiebedarfsszenarios („**Referenzszenario 2010**“), welches von der Prognos AG für das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 [EWI/ Prognos/ GWS 2010] erstellt wurde. Nach der Havarie im japanischen Kernkraftwerk Fukushima wurden die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft durch die Politik erneuert. Deshalb erfolgte eine Aktualisierung der Szenarien [EWI/ Prognos/ GWS 2011]. In dieser Aktualisierung wurden verschiedene Zielszenarien untersucht, von denen das Ausstiegsszenario („**Zielszenario 2011**“) für diese Untersuchung ausgewählt wurde. Entnommen wurden aus den Szenarien jeweils der Endenergiebedarf und der nichtenergetische Verbrauch in Deutschland:

- **Referenzszenario 2010:**
Szenario „Referenz“ aus dem Energiekonzept 2010.
- **Zielszenario 2011:**
Szenario „Ausstieg“ aus dem Energiekonzept 2011.

(2) Für den **Gasbedarf der Kraftwerke** kann nicht auf aktuelle veröffentlichte Studien zurückgegriffen werden, welche die Situation nach Änderung des Atomgesetzes Mitte 2011 mit der Stilllegung von acht Kernkraftwerken abbilden. Deshalb wurden mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG neue Szenarien berechnet. Die Berechnung des Gaseinsatzes in der Stromerzeugung wird für insgesamt drei Szenarien durchgeführt, von denen zwei dem Szenariorahmen der Strom-Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [ÜNB 2011] entnommen wurden¹:

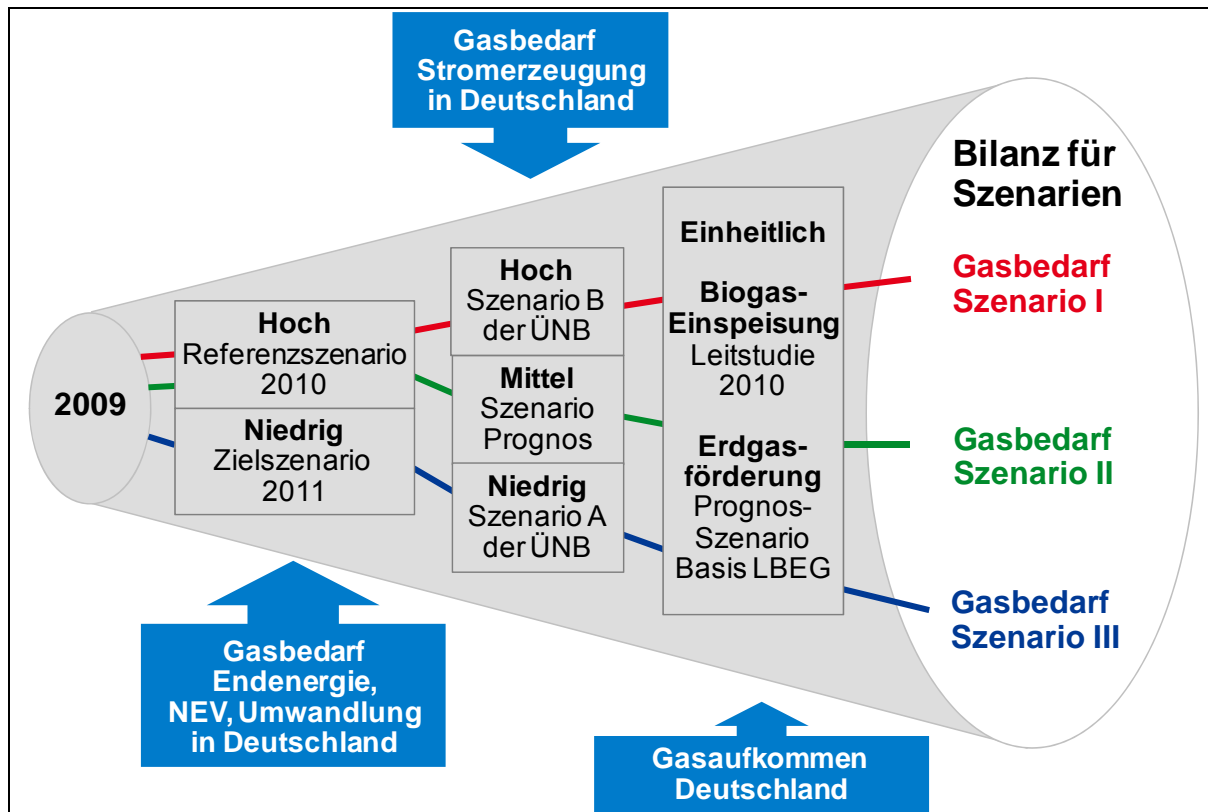
- **Szenario A der ÜNB:**
Szenario mit geringer Kapazitätserhöhung für Gaskraftwerke; der Ausbaupfad für erneuerbare Energien (EE) in der Stromerzeugung stammt aus dem Energiekonzept der Bundesregierung 2010 [ÜNB 2011, EWI/ Prognos/ GWS 2010].
- **Prognos-Szenario:**
Szenario mit einem langfristigen Kapazitätsaufbau der Gasverstromung in Deutschland. Der Ausbaupfad für EE entspricht dem der „Leitstudie 2010“ [Leitstudie 2010]. Das Prognos-Szenario ergänzt die anderen beiden Szenarien und bildet die aus Sicht der Prognos AG wahrscheinlichste Entwicklung im Hinblick auf die Gasnetze ab.

¹

Das Szenario C der ÜNB wurde nicht weiter betrachtet, weil in diesem Szenario die installierte Leistung der Gaskraftwerke identisch mit der in Szenario A der ÜNB ist.

- **Szenario B der ÜNB:**
Szenario mit sehr kurzfristigem Kapazitätsausbau für Gaskraftwerke bis 2022, EE werden in Anlehnung an den Ausbaupfad aus der „Leitstudie 2010“ [Leitstudie 2010] ausgebaut, allerdings sind die Werte für Onshore-Wind höher als im „Leitszenario 2010“.
- (3) Das **Gasaufkommen in Deutschland** setzt sich zusammen aus der Inlandsförderung von Erdgas und der Erzeugung und Einspeisung von Biogas. Zur Entwicklung des Gasaufkommens wird für alle Gasbedarfsszenarien ein einheitliches Szenario erarbeitet.
- **Inlandsförderung Erdgas:**
Berechnung eines aktuellen Szenarios auf der Basis der heutigen Förderung und der regional vorhandenen Erdgasreserven. Die Daten hierzu stammen von der LBEG [LBEG 2011a].
 - **Einspeisung Biogas:**
Die deutschlandweite Entwicklung der Biogasnutzung zur Strom- und Wärmebereitstellung wird der „Leitstudie 2010“ entnommen [Leitstudie 2010], darauf aufbauend wird ein Szenario zur Biogaseinspeisung entwickelt.
- (4) Mit diesem Szenariorahmen wird der mögliche **zukünftige Importbedarf** Deutschlands umfassend abgebildet. Die regionalisierten Ergebnisse der Szenarien werden in **Gasbilanzen** zu drei möglichen Entwicklungspfaden des Importbedarfs zusammengestellt.

Abbildung 1: Szenariorahmen zur Entwicklung der deutschen Erdgasbilanz



Quelle: Prognos

(5) Zur Einordnung der Ergebnisse für Deutschland hinsichtlich des **Gasaustauschs** mit angrenzenden Staaten wird der Ten-Year Network Development Plan 2011 - 2020“ des European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) ausgewertet [ENTSOG 2011]. Allerdings werden die dort genannten Gasbedarfsszenarien nicht verwendet, da die genannte Studie in ihren Berechnungen keine in sich geschlossene Gasbedarfsprognose zu Grunde legt, sondern ein Maximalszenario skizziert, das weit oberhalb aktueller Studien liegt. Den **europäischen Rahmen** zur Entwicklung des Gas-Import-Export-Saldos in den angrenzenden Ländern bilden aus diesem Grund die beiden Szenarien „Baseline 2009“ und Reference case“ aus der aktuellen Studie „EU Energy Trends to 2030 – update 2009“ der Europäischen Kommission [EC 2010]. Zur Entwicklung der europäischen Gasinfrastruktur wird auf den derzeitigen Planungsstand und verschiedene Veröffentlichungen zurückgegriffen.

Definition und Berechnung von Unterbrechungsszenarien

(6) Nach ersten Überlegungen der FNB und auf Anregung der BNetzA könnten die folgenden zwei Szenarien aufgenommen werden, die als Grundlage der **späteren strömungsmechanischen Berechnungen** vorgeschlagen werden:

Szenario „Versorgungsstörung L-Gas“

Alternative 1: Reduzierung der niederländischen Produktion

- Reduzierung des Gasflusses um 50 % in den L-Gas-Transportsystemen am Grenzübergangspunkt Bunde/Oude Statenzijl
- Dauer 20 Tage
- Erdgasverbrauch im relevanten Netzgebiet während der kältesten aufeinanderfolgenden Tage der letzten 20 Jahre
- Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

und / oder

Alternative 2: Reduzierung der inländischen Produktion

- Ausfall der zwei größten Produktions-Aufkommen in Deutschland
- Dauer 20 Tage
- Erdgasverbrauch im relevanten Netzgebiet während der kältesten aufeinanderfolgenden Tage der letzten 20 Jahre
- Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

Szenario „Versorgungsstörung Ausfall der größten separat betriebenen Gasimportleitung“

- Reduzierung des Gasflusses um 90 % des Transportsystems am Grenzübergangspunkt Mallnow
- Dauer 30 Tage
- Erdgasverbrauch im relevanten Netzgebiet während der kältesten aufeinanderfolgenden 30 Tage der letzten 20 Jahre (im Zeitraum vom 20.10.1996 bis 18.01.1997)
- Gesonderte Darstellung: Aufrechterhaltung der Versorgung „geschützter Kunden“ gemäß Art. 2 Abs.1, EnWG
- Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

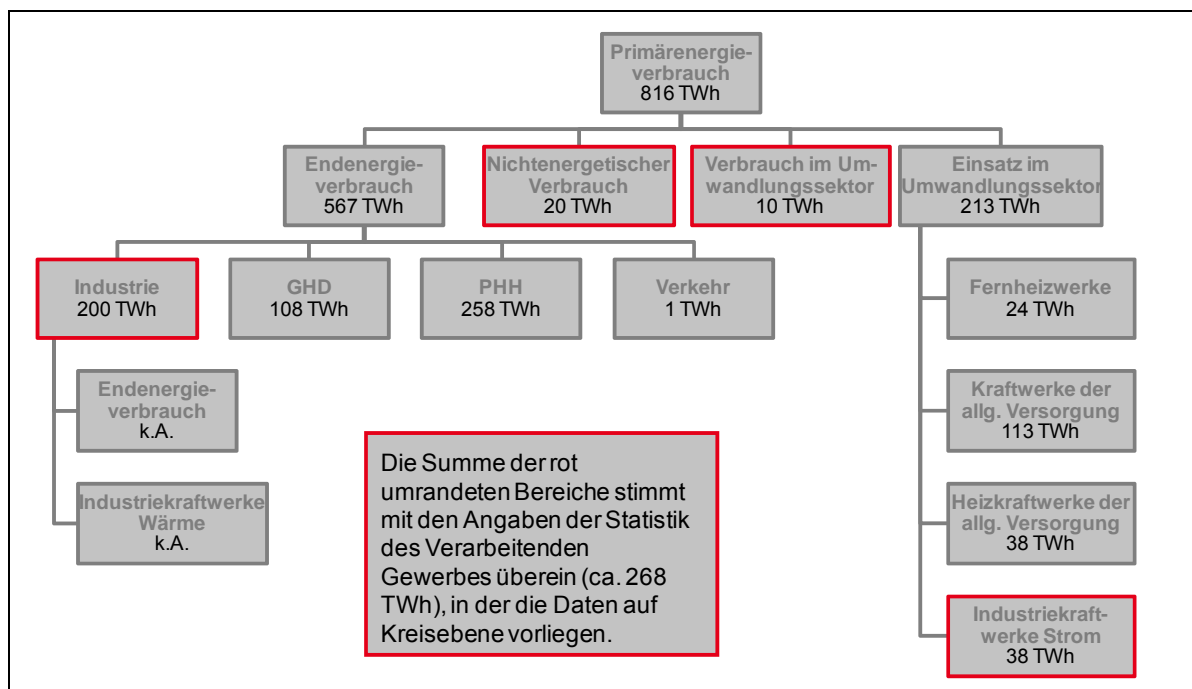
3 Szenarienergebnisse zum Gasbedarf

(1) Um den Gasbedarf in Deutschland zu erfassen und dessen zukünftige Entwicklung zu projizieren, ist eine Betrachtung des Gasbedarfs auf der Ebene einzelner Bereiche sinnvoll. Dazu wird der Gasbedarf in folgende Verbrauchssektoren/Bereiche unterteilt und analysiert:

- die **Endenergieverbrauchssektoren** (Private Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen, Industrie und Verkehr),
- den **Kraftwerkssektor** sowie
- **sonstige Verbraucher** (nichtenergetischer Verbrauch, Verbrauch im Umwandlungssektor, Industriekraftwerke).

(2) Im Folgenden wird zuerst die gesamtdeutsche Entwicklung des Gasverbrauchs in den genannten Bereichen dargestellt, anschließend erfolgt eine Regionalisierung der Ergebnisse auf Kreisebene. **Basisjahr** für den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan ist das **Jahr 2009**. Hierfür liegt eine aktuelle Energiebilanz für Deutschland vor. Die Energieverwendung des verarbeitenden Gewerbes wird zudem in der „Statistik des verarbeitenden Gewerbes“ [Statistik VG 2011] erfasst. Die folgende Abbildung 2 zeigt den entsprechenden Gaseinsatz im Jahr 2009 auf Basis dieser Statistiken.

Abbildung 2: Gaseinsatz in Deutschland 2009 entsprechend der Energiebilanz in TWh (Ist-Verbrauchsdaten)



Quelle: Prognos, AG Energiebilanzen 2011, Statistik VG 2011

3.1 Gasbedarf der Endverbraucher

(1) Für die Entwicklung des Gasbedarfs in den Endenergieverbrauchssektoren greifen wir auf **aktuell verfügbare Szenarien für Deutschland** zurück. Für ein Szenario mit einem höheren Gasbedarf wird das „Referenzszenario 2010“ aus den Energieszenarien 2010 [EWI/ Prognos/ GWS 2010] verwendet, für ein Szenario mit einem geringeren/ unterem Gasbedarf das „Zielszenario 2011“ aus den Energieszenarien 2011 [EWI/ Prognos/ GWS 2011]. Auf Basis der Energieszenarien 2010 hatte die Bundesregierung Ende des Jahres 2010 ein Energiekonzept umgesetzt. Nach der Havarie im japanischen Kernkraftwerk Fukushima im März 2011 kam es zu einer Neuausrichtung der deutschen Energiepolitik. Im Zuge dieser Entwicklungen wurden die Energieszenarien im Jahr 2011 aktualisiert. Dabei wurden allerdings nicht alle Szenarien der Vorstudie erneuert. Lediglich das Energieszenario IIb aus dem Jahr 2010 wurde aktualisiert und dieses mit einem neuen Ausstiegsszenario 2011 („Zielszenario 2011“) verglichen. (Dieses Ausstiegsszenario 2011 berücksichtigt die aktuell geänderte Rechtslage hinsichtlich der Kernenergienutzung in Deutschland). Die Entwicklung des Gasbedarfs der Endenergieverbraucher wird davon jedoch nicht beeinflusst, so dass das „Referenzszenario 2010“ neben dem „Zielszenario 2011“ verwendet werden kann.

(2) Die folgende Tabelle 1 zeigt die Entwicklung des Gasbedarfs für Deutschland entsprechend des „**Referenzszenarios 2010**“ in den einzelnen Sektoren. Für das Jahr 2009 erfolgt eine Auswertung und Darstellung der aktuell verfügbaren **Energiebilanz 2009** für die Bundesrepublik Deutschland [AG Energiebilanzen 2011]. Diese Ist-Verbrauchswerte der Energiebilanz 2009 wurden mit Hilfe von Gradtagszahlen des Institut Wohnen und Umwelt (IWU) [IWU 2011] **temperaturbereinigt**². Mit diesem Vorgehen wird gewährleistet, dass auch aktuelle Entwicklungen des Gasverbrauchs mit abgebildet werden.

Die Tabelle 1 zeigt, dass der **Gasbedarf** in den Endenergieverbrauchssektoren bis zum Jahr 2015 um rund 9 % im Vergleich zum Ausgangsjahr 2009 zurückgeht. Langfristig sinkt der Gasbedarf in den Sektoren stetig, im Jahr 2022 um rund 16 % gegenüber 2009 (2032: um minus 25 %). Dabei zeigt sich in den einzelnen Sektoren eine unterschiedliche Gasbedarfsentwicklung. In den

² Die Werte des Energieverbrauchs werden zur besseren Vergleichbarkeit grundsätzlich temperaturbereinigt ausgewiesen, Witterungseinflüsse werden dementsprechend eliminiert. Allerdings ist die Temperaturabhängigkeit des Energieverbrauchs in den einzelnen Verbrauchssektoren sehr unterschiedlich. Während bei den Privaten Haushalten der Großteil des wärmeseitigen Energiebedarfs einem Temperatureinfluss unterliegt, ist dieser Anteil bei der Industrie deutlich geringer. Die Witterungsbereinigung basiert einerseits auf den Gradtagszahlen, die vom IWU Institut Wohnen und Umwelt [IWU 2011] veröffentlicht werden und andererseits auf sektorspezifischen Annahmen zum temperaturbeeinflussten Anteil des Energieverbrauchs.

Sektoren Private Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen (GHD) ist der Rückgang mit rund 38 % bzw. 36 % am größten. Im Vergleich dazu fällt der Rückgang in der Industrie mit rund 15 % bis zum Jahr 2032 relativ gering aus. Der Verkehrssektor ist der einzige Bereich mit einem steigenden Gasbedarf, allerdings ist die absolute Bedeutung dieses Bereichs im Vergleich zu den anderen Endenergiesektoren sehr gering.

Tabelle 1: Gasbedarf nach „Referenzszenario 2010“, Werte temperaturbereinigt in TWh

Gasbedarf Referenzszenario 2010	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Private Haushalte	[TWh]	268	237	233	228	199	165
GHD	[TWh]	111	96	94	92	87	71
Industrie	[TWh]	202	202	202	202	192	171
Verkehr	[TWh]	1	4	5	6	15	29
Gesamt	[TWh]	583	539	534	528	492	436

Quelle: Prognos, AG Energiebilanzen 2011, IWU 2011, EWI/ Prognos/ GWS 2010

(3) Im „Referenzszenario 2010“ wird eine Entwicklung abgebildet, welche die bislang angelegte Politik in die Zukunft fortschreibt. Dabei wird unterstellt, dass die Politik nicht auf dem heutigen Stand stehen bleibt, sondern auch zukünftig Anpassungen erfolgen. Im Gegensatz dazu wurden in den Energieszenarien 2010 und 2011 **Zielszenarien** untersucht, in welchen unter anderem Vorgaben für eine Minderung der Treibhausgasemissionen zu erzielen sind. Im ausgewählten „Zielszenario 2011“ wird eine 85 %-ige Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen zwischen den Jahren 1990 und 2050 erreicht. Dagegen liegt der Rückgang der Treibhausgasemissionen im „Referenzszenario 2010“ im gleichen Zeitraum bei rund 62 %. Um diesen höheren Rückgang zu erreichen, geht durch eine gesteigerte Energieproduktivität und -effizienz der Endenergieverbrauch im „Zielszenario 2011“ stärker zurück. So kommen beispielsweise im „Zielszenario 2011“ (im Vergleich zum „Referenzszenario 2010“) verstärkt innovative Technologien zum Einsatz und es wird eine deutlich höhere Sanierungsrate im Gebäudebestand unterstellt. [EWI/ Prognos/ GWS 2010, 2011]

Aufgrund dieser Annahmen für das „**Zielszenario 2011**“ nimmt der Gasbedarf in allen Endenergieverbrauchssektoren stärker ab als im „Referenzszenario 2010“ (vgl. Tabelle 2). Besonders stark fällt der zusätzliche Rückgang im GHD-Sektor aus. Insgesamt sinkt der Gasbedarf mittelfristig bis zum Jahr 2015 um rund 11 %, langfristig bis zum Jahr 2022 um ca. 23 %. Bis zum Jahr 2032 liegt der Rückgang bei rund 38 %.

Tabelle 2: Gasbedarf nach „Zielszenario 2011“, Werte temperaturbereinigt in TWh

Gasbedarf Zielszenario 2011	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Private Haushalte	[TWh]	268	235	230	225	188	140
GHD	[TWh]	111	95	93	91	66	39
Industrie	[TWh]	202	201	199	197	181	158
Verkehr	[TWh]	1	4	5	5	14	24
Gesamt	[TWh]	583	535	527	518	448	361

Quelle: Prognos, AG Energiebilanzen 2011, IWU 2011, EWI/ Prognos/ GWS 2011

(4) Diese beschriebenen Bedarfsentwicklungen werden im Folgenden (vgl. Kapitel 3.5) regionalisiert, das heißt der Gasbedarf auf die einzelnen Landkreise verteilt. Für diese **Regionalisierung** wird auf bestehende Vorarbeiten der Prognos AG zurückgegriffen, in denen mit einem regionalen **Bottom-up-Modell** der Energiebedarf auf Kreisebene für Deutschland analysiert wurde. Daher verfügt Prognos über einen konsistenten Datenbestand, der eine **Verteilung des Gasbedarfs auf Kreisebene** für die Endenergieverbrauchssektoren abbildet. Dieser Datenbestand konnte aufgrund der zeitlichen Restriktionen für diese Untersuchung allerdings nicht aktualisiert werden und aktuelle sozio-ökonomische Veränderungen (z. B. wirtschaftliche Verschiebungen aufgrund der Wirtschaftskrise oder eine aktuelle regionale Bevölkerungsprognose) daher nicht integriert werden. Nichtsdestotrotz ist davon auszugehen, dass die grundsätzlichen Trends unverändert sind und daher mit dem bestehenden Datenbestand eine Regionalisierung der dargestellten sektoralen Szenarienergebnisse vorgenommen werden kann (Top-down-Ansatz).

3.2 Gasbedarf der Strom- und Fernwärmeerzeugung

(1) Der **Gasbedarf zur Stromerzeugung** ist ein entscheidender Treiber für die Höhe des zukünftigen Gasbedarfs und – was im Hinblick auf den Netzentwicklungsplan 2012 noch wichtiger ist – für die von den Fernleitungsnetzbetreibern **vorzuhaltende Transportkapazität**. Neben der Gasverstromung wird hier auch die Fernwärmeerzeugung in **Fernheizwerken** betrachtet, die keinen Strom erzeugen.

(2) Der regionale Gasbedarf und die Anschlussleistung der Gas-kraftwerke in Deutschland werden für insgesamt drei Szenarien ermittelt. Für zwei dieser Szenarien wurde hinsichtlich des Ausbaustands des konventionellen und regenerativen Kraftwerksparks für das Jahr 2022 (Szenario A) bzw. 2022 und 2032 (Szenario B) auf Wunsch der BNetzA eine Verbindung zu den Rahmenannahmen aus dem **Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber** (ÜNB Strom) hergestellt.

Das dritte Szenario (Szenario Prognos) wurde unabhängig von diesen Vorgaben modelliert. Es orientiert sich an den aktuellen Zielen der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien aus der Leitstudie 2010 und berücksichtigt die deutschen und europäischen Klimaschutzziele. Die Entwicklung der Gasverstromung erfolgt in diesem Szenario auf der Grundlage von Wirtschaftlichkeitskriterien.

Der Gasbedarf der Heizwerke zur Fernwärmeerzeugung wird für die beiden Szenarien zur Entwicklung des Endenergiebedarfs „Referenzszenario 2010“ und „Zielszenario 2011“ modelliert, da der entscheidende Unterschied hier die Entwicklung des Fernwärmebedarfs ist.

Modellierung des Kraftwerksparks

(3) Die **Modellierung** der drei Stromszenarien erfolgte mit dem **Strommarktmodell der Prognos AG**. Das Modell bildet für Deutschland die Stromerzeugung sämtlicher Kraftwerke ab, der Kraftwerkseinsatz für Deutschland folgt in stündlicher Auflösung der jeweiligen Residuallast. Die Residuallast ist der nach der Einspeisung der erneuerbaren Energien verbleibende Strombedarf. Der Abruf der einzelnen Kraftwerksblöcke zur Stromerzeugung erfolgt nach der Grenzkostenlogik (Merit Order).

Die Neuerrichtung zusätzlicher konventioneller Kraftwerke regelt das Modell über die höchste erwartete Residuallast des jeweiligen Jahres. KWK-Anlagen und die erneuerbare Stromerzeugung werden entsprechend den Vorgaben aus den Ausbauszenarien auto-

matisch ins Modell übernommen. Das Kriterium für die Auswahl des Energieträgers zusätzlicher konventioneller Kraftwerke ist die Wirtschaftlichkeit des Neubaukraftwerks (max. Eigenkapital-Rendite). Sind keine ausreichenden Renditen zu erwarten, entscheidet das Modell sich für das Kraftwerk, bei dem die geringsten Fehlbeträge zu erwarten sind, die über Kapazitätsprämien oder ähnliche Steuerungsinstrumente gedeckt werden müssen. Für den Ersatz von Erdgas-Bestandskraftwerken wird im Rahmen dieser Modellierung von diesem Verfahren abgewichen und für alle Szenarien unterstellt, dass Kraftwerksstilllegungen an gleichem Ort und mit gleicher installierter Leistung ersetzt werden.

(4) Die meisten **Parameter**, die Einfluss auf die weitere **Entwicklung des Kraftwerksparks** nehmen, werden für die Szenarien einheitlich angenommen und entsprechen der Datenbasis des Kraftwerksmodells. Hierzu gehören unter anderem die Kostenstruktur der bestehenden Kraftwerke, die Erzeugungsprofile für die einzelnen erneuerbaren Energien, die Ausgestaltung der (internationalen) Klimapolitik, die Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten sowie die Wirkungsgrade von Kraftwerksneubauten, die Kapazitäten der Braunkohle-Tagebaue und die Entwicklung der notwendigen konventionellen „Must-run“-Kraftwerkskapazitäten aus Gründen der Systemstabilität.

Für die Berechnung der drei Szenarien zur Gasverstromung werden lediglich diejenigen Parameter variiert, deren Ausprägungen sich zwischen den Szenarien unterscheiden:

- der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien,
- die weitere Nutzung der Kernkraftwerke in Deutschland,
- die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks,
- die Lebensdauer der Kraftwerke,
- die Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland.

(5) Die jeweiligen Annahmen in den Szenarien zum **Ausbaupfad erneuerbarer** Energien und zur Nutzung der Kernenergie wurden dem Modell exogen vorgegeben.

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks aus den ÜNB-Szenarien A und B wurden ebenfalls exogen vorgegeben. Im Prognos-Szenario folgt die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks der dargestellten Modelllogik. In allen Szenarien werden die heute in Bau befindlichen Kraftwerke fertiggestellt. Im Szenariorahmen der ÜNB werden keine Angaben zu **Investitionskosten** von neuen Kraftwerken dokumentiert, so dass zur Modellierung des Szenarios „Prognos“ die in Tabelle 3 dargestellten Annahmen verwendet werden:

Tabelle 3: Annahmen zu den Investitionskosten für Kraftwerke

Alle Szenarien	Einheit	2010	2013	2014	2015	2022	2032
Braunkohle (BoA)	[EUR ₂₀₀₉ /KW]	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Steinkohle	[EUR ₂₀₀₉ /KW]	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Erdgas GuD	[EUR ₂₀₀₉ /KW]	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Erdgas GT	[EUR ₂₀₀₉ /KW]	500	500	500	500	500	500

Quelle: Prognos

(6) Für die **technische Lebensdauer** der Kraftwerke setzen die ÜNB in ihrem Szenariorahmen generell 50 Jahre an, im Prognos-Szenario unterstellen wir, dass nach spätestens 45 Jahren die Stilllegung, ein Retrofit oder der Neubau der Anlage ansteht.

Ein für die Ergebnisse der Berechnungen wichtiger grundsätzlicher Unterschied zwischen den Szenarien besteht in der Festlegung des **Strombedarfs**, der mit dem Kraftwerkspark gedeckt werden soll. Für die Szenarien A und B der ÜNB wurde der in ihrem Szenariorahmen dokumentierte „**Energiebedarf netto**“ für die Modellierung verwendet, im Szenario Prognos wurde hingegen der entsprechende Wert des Referenzszenarios 2010 angesetzt. Unter Berücksichtigung von Verlusten in den Speichern und im Leitungsnetz ergibt sich aus dem „Energiebedarf“ bei annähernd ausgeglichener Import-Export-Bilanz die notwendige **Nettostromerzeugung**.

Auf eine Modellierung dieses Szenarios mit dem geringeren Strombedarf des Zielszenarios 2011 wurde verzichtet, da mit den Kraftwerksszenarien im Sinne einer vorsorgenden Betrachtung vor allem die unter realistischen Annahmen maximale Belastung des Gasnetzes von Interesse ist. Ein noch niedrigerer Strombedarf zöge bei gleichen Ausbauzielen für die erneuerbare Stromerzeugung zwangsläufig eine geringere konventionelle Stromerzeugung nach sich und würde auch die installierte Leistung und den Gasverbrauch der Gaskraftwerke senken.

(7) Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke im Strommarkt und somit die Stromerzeugung nach Energieträgern wird durch die kurzfristigen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke gesteuert. Diese Grenzkosten werden hauptsächlich von den **Brennstoffkosten** und den **Kosten für CO₂-Zertifikate** bestimmt. Für die Modellrechnungen zur Stromerzeugung in den drei Szenarien werden einheitliche Kosten angesetzt. Die Kosten frei Kraftwerk werden aus den in Tabelle 4 dargestellten Leitgrößen abgeleitet. Die nachfolgende Tabelle 5 fasst die Vorgaben der ÜNB-Szenarien zur Entwicklung des Kraftwerksparks und die Modellergebnisse im Szenario Prognos zusammen.

Tabelle 4: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO₂ in den Szenarien

Alle Szenarien	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Internationale Preise							
Ölpreis real	[USD ₂₀₀₉ /bbl]	62	88	89	90	102	111
CO ₂	[EUR ₂₀₀₉ /t]	13	17	18	19	26	43
Grenzübergangspreise Deutschland							
Rohöl	[EUR ₂₀₀₉ /t]	325	475	485	495	560	680
Erdgas	[Cent ₂₀₀₉ /kWh]	2,0	2,3	2,3	2,3	2,6	2,7
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₀₉ /t SKE]	78	80	81	82	79	84

Die dargestellten Annahmen sind nicht Grundlage für die Ermittlung der installierten Kapazitäten in den Szenarien A und B gemäß der nachfolgenden Tabelle 5. Diese wurden aus dem Szenariorahmen der ÜNB übernommen.

Quelle: EWI/ Prognos/ GWS 2011

Tabelle 5: Installierte Kraftwerksleistung und Nettostromerzeugung in den drei Szenarien

Installierte Nettoleistung [GW]	Modell	Referenz	Szenario A	Szenario B		Szenario Prognos	
	Ausgangs- wert	Vorgegeben durch Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber				Eigene Modellierung	
		2009	2010	2022	2022	2032	2022
Kernenergie	20	20	0	0	0	4	0
Braunkohle	22	21	20	20	16	16	13
Steinkohle	29	30	33	26	22	29	15
Erdgas	24	22	23	37	37	31	42
Pumpspeicher	7	7	9	9	9	9	9
Öl/ Sonstige	5	6	6	6	9	5	5
Summe konventionell	107	106	92	99	92	95	84
Laufwasser	4	5	6	5	5	5	5
Wind onshore	24	27	33	44	61	36	38
Wind offshore	0	0	11	13	28	13	27
Photovoltaik	9	17	34	54	65	54	63
Biomasse	4	5	7	9	10	9	10
Sonstige Erneuerbare	1	2	2	2	3	0	1
Summe erneuerbar	43	55	94	127	172	117	145
Summe Nettoleistung	150	161	186	225	264	212	229
"Energiebedarf netto" [TWh]*		511	500	550	600	518	513
Nettostromerzeugung [TWh]	568	559	554	600	661	568	566

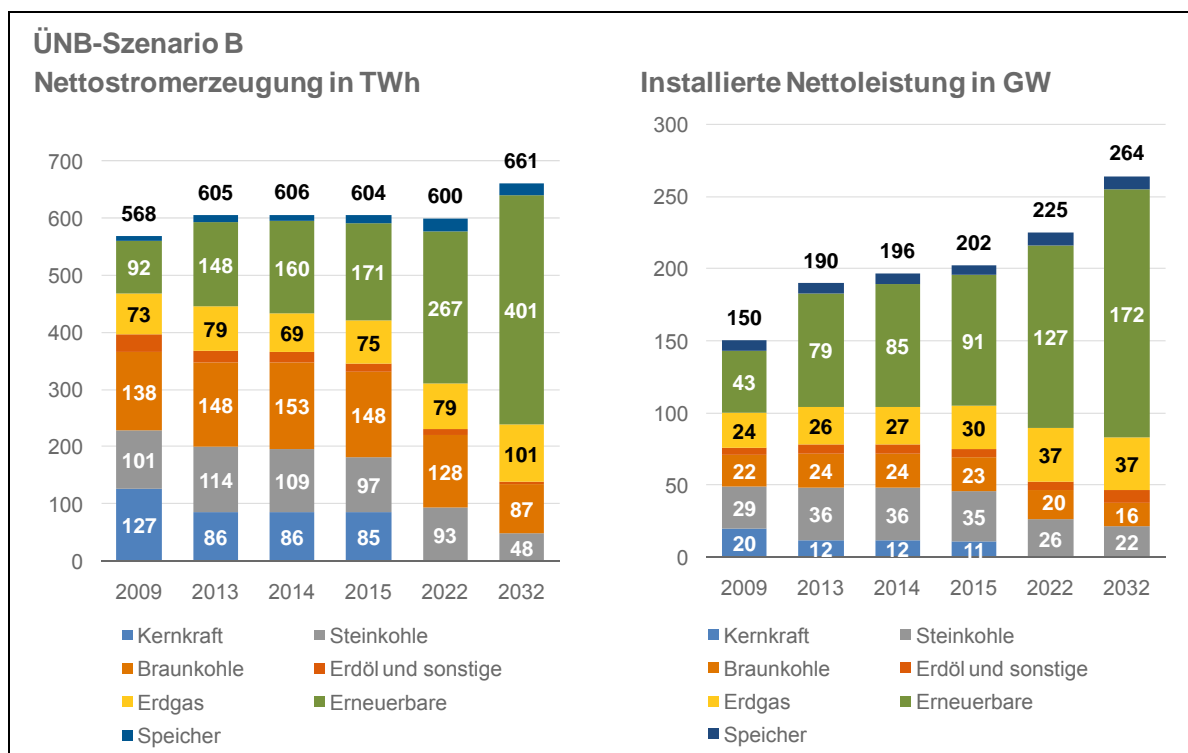
* Unter dem im Szenariorahmen der ÜNB ausgewiesenen "Energiebedarf netto" ist die Summe des Strombedarfs in den Endverbrauchssektoren und im Umwandlungssektor zusammengefasst. Um hieraus die notwendige Nettostromerzeugung des Kraftwerksparks zu ermitteln sind darüber hinaus die Verluste im Leitungsnetz und in den Speichern zu berücksichtigen.

Quelle: ÜNB 2011, Prognos

Ergebnisse der Szenarien zur Gasverstromung

(8) Für das **ÜNB-Szenario B** wurden die im Szenariorahmen der ÜNB definierten Ausbauzustände des deutschen Kraftwerksparks und die hohe Nettostromerzeugung für die Jahre 2022 (600 TWh) und 2032 (661 TWh) übernommen. Da seitens der ÜNB keine Angaben zum zeitlichen Verlauf der Änderungen im deutschen Kraftwerkspark dokumentiert werden, wurden plausible Annahmen zur Entwicklung der in den Kraftwerken installierten Leistungen für die Zwischenjahre getroffen. Diese Annahmen berücksichtigen heute in Bau befindliche Kraftwerke und das Ausbauszenario für erneuerbare Energien. Für diesen Kraftwerkspark wurde die jährliche Stromerzeugung mit dem Kraftwerksmodell berechnet. Auffällig ist im ÜNB-Szenario B die hohe in Gaskraftwerken installierte Leistung des Jahres 2022, auf die unter Marktbedingungen nur eine relativ geringe Stromerzeugung entfällt.

Abbildung 3: ÜNB-Szenario B – Nettostromerzeugung und Stromerzeugungskapazität



Quelle: Prognos nach ÜNB 2011

(9) Die folgende Übersicht in Tabelle 6 zeigt für das ÜNB-Szenario B die Verteilung wichtiger Kenngrößen auf die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und die Industriekraftwerke. Dargestellt werden die jährliche Stromerzeugung, der jährliche Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung und der maximale stündliche Gasbedarf der Kraftwerke (erforderliche Gaskapazität). Die

erforderliche Gaskapazität wurde anhand der in den Kraftwerken installierten elektrischen und thermischen Leistung und der Brennstoffnutzungsgrade der Anlagen im Strom- bzw. KWK-Betrieb ermittelt. Zusätzlich ausgewiesen sind jeweils die in der Regionalisierung nicht berücksichtigten Mengen und Kapazitäten, die aus der zusätzlichen Errichtung neuer Kraftwerke stammen, deren Standorte jedoch heute noch nicht sicher bekannt sind.

Tabelle 6: ÜNB-Szenario B – Stromerzeugung, Gasbedarf und Gaskapazität der Gaskraftwerke

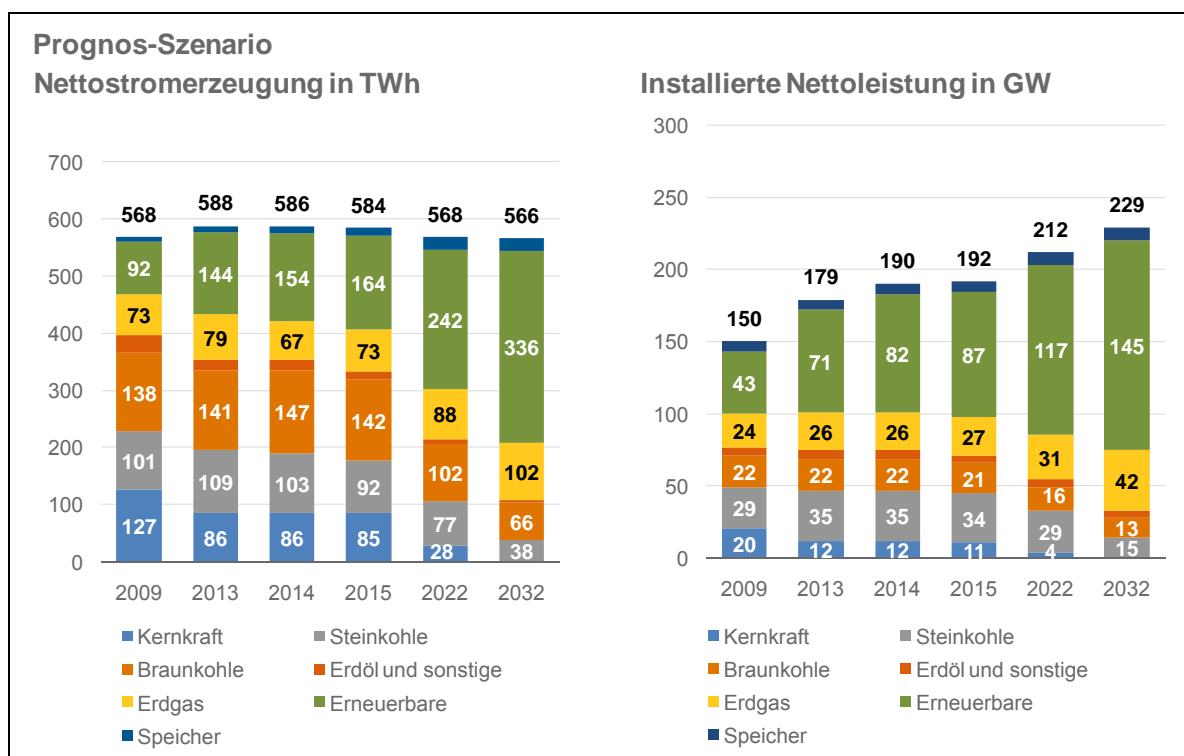
ÜNB-Szenario B	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Strom aus Gas							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	64	60	52	56	57	78
Industriekraftwerke	[TWh]	18	19	18	19	22	23
Summe	[TWh]	82	79	69	75	79	101
davon nicht regionalisierbar	[TWh]	0	6	10	13	25	36
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	151	118	101	111	113	155
Industriekraftwerke	[TWh]	38	38	36	38	42	49
Summe	[TWh]	189	156	137	149	155	205
davon nicht regionalisierbar	[TWh]	0	12	18	25	47	79
Erforderliche Gaskapazität							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[GW]	51	63	63	69	80	74
Industriekraftwerke	[GW]	15	16	17	17	18	18
Summe	[GW]	66	79	80	86	98	92
davon nicht regionalisierbar	[GW]	0	10	10	17	30	29

Quelle: Prognos

(10) Im **Prognos-Szenario** geht die Stromerzeugung insgesamt bis zum Jahr 2022 auf 568 TWh zurück, in der folgenden Dekade bleibt sie mit 566 TWh im Jahr 2032 annähernd konstant. Wegen des niedrigeren Strombedarfs bei gleichzeitig geringerem Ausbau der Windkraft (entsprechend dem Leitszenario 2010) liegt die in Gaskraftwerken installierte Leistung im Jahr 2022 niedriger als im ÜNB-Szenario B. Die Stromerzeugung aus Gas im Jahr 2022 ist allerdings höher als im ÜNB-Szenario B. Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden langfristig zur Leistungsabsicherung der erneuerbaren Energien jedoch deutlich mehr Erdgaskraftwerke als im ÜNB-Szenario B errichtet (vgl. Abbildung 4).

Die Aufteilung von Stromerzeugung, Gasbedarf und erforderlicher Gaskapazität auf die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und die Industriekraftwerke zeigt die folgende Tabelle 7. Auch hier sind die Werte für die zusätzlichen Anlagen, deren Standorte noch unklar sind, gesondert ausgewiesen.

Abbildung 4: Prognos-Szenario – Nettostromerzeugung und Stromerzeugungskapazität



Quelle: Prognos

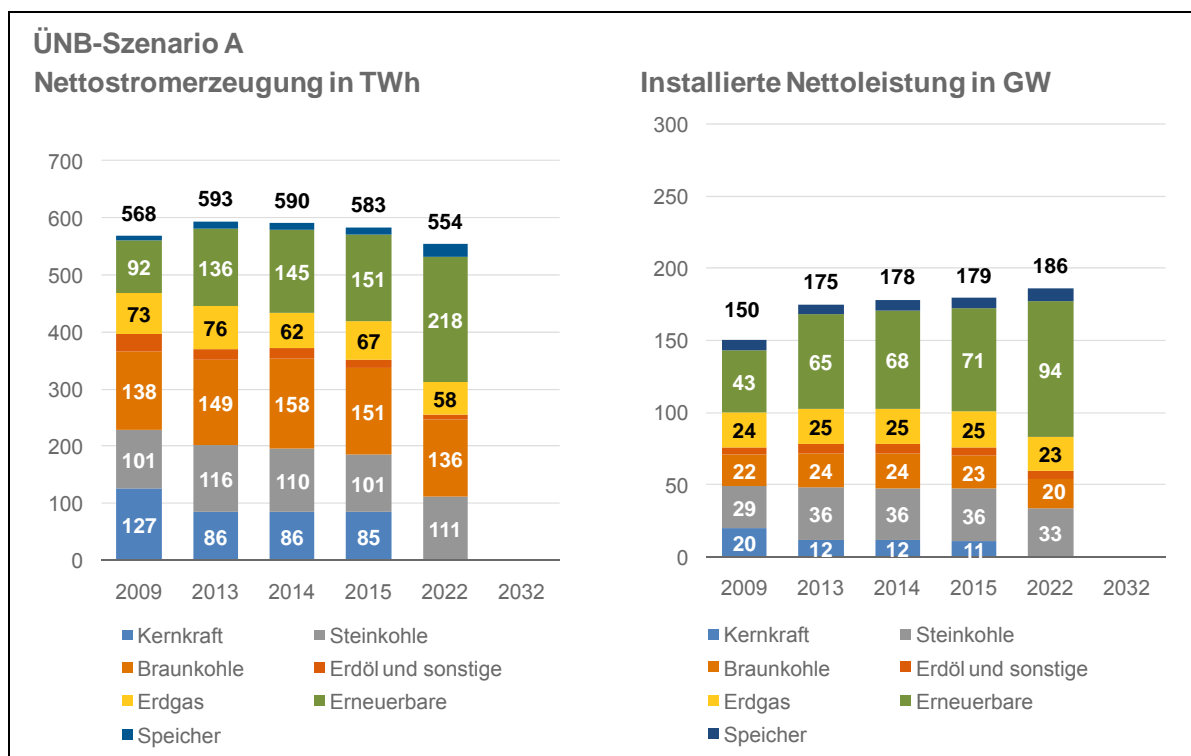
Tabelle 7: Prognos-Szenario – Stromerzeugung, Gasbedarf und Gaskapazität der Gaskraftwerke

Prognos-Szenario	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Strom aus Gas							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	64	60	50	55	59	75
Industriekraftwerke	[TWh]	18	18	17	18	29	26
Summe	[TWh]	82	79	67	73	88	102
davon nicht regionalisierbar	[TWh]	0	6	10	13	18	26
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	151	113	93	101	102	140
Industriekraftwerke	[TWh]	38	38	35	37	61	55
Summe	[TWh]	189	151	127	138	163	194
davon nicht regionalisierbar	[TWh]	0	12	18	25	32	52
Erforderliche Gaskapazität							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[GW]	51	55	58	58	56	66
Industriekraftwerke	[GW]	15	15	15	15	15	15
Summe	[GW]	66	70	73	73	71	81
davon nicht regionalisierbar	[GW]	0	1	6	6	12	23

Quelle: Prognos

(11) Für das **ÜNB-Szenario A**, dessen Zeithorizont im Szenario-rahmen der ÜNB auf das Jahr 2022 begrenzt wurde, sinkt die Nettostromerzeugung bis 2022 auf 554 TWh. Die mit Gas produzierte Strommenge geht langfristig deutlich zurück. Im Vergleich mit den beiden anderen Szenarien sind im ÜNB-Szenario A im Jahr 2022 der Gasbedarf und die installierte Kraftwerksleistung am geringsten. Die in den Kraftwerken insgesamt installierte Leistung steigt zunächst noch leicht durch die Fertigstellung im Bau befindlicher Projekte und geht danach wegen altersbedingter Stilllegungen von Gaskraftwerken wieder zurück. Über den Betrachtungszeitraum bleibt sie nahezu konstant.

Abbildung 5: **ÜNB-Szenario A – Nettostromerzeugung und Stromerzeugungskapazität**



Quelle: Prognos nach ÜNB 2011

(12) Die Gasverstromung findet im ÜNB-Szenario A bei den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung zu einem großen Teil in KWK-Anlagen statt, die ihren Wärmelieferverpflichtungen nachkommen. Auch die Industriekraftwerke richten ihre Fahrweise überwiegend an ihrem Wärmebedarf aus. Es erscheint daher fraglich, ob die in Gaskraftwerken installierte Kapazität in diesem Szenario langfristig ausreicht, die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Die Aufteilung von Stromerzeugung, Gasbedarf und erforderlicher Gaskapazität auf die Kraftwerke sind der folgenden Tabelle 8 zu entnehmen.

Tabelle 8: ÜNB-Szenario A – Stromerzeugung, Gasbedarf und Gaskapazität der Gaskraftwerke

ÜNB-Szenario A	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Strom aus Gas							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	64	57	46	50	42	
Industriekraftwerke	[TWh]	18	18	16	17	16	
Summe	[TWh]	82	76	62	67	58	
davon nicht regionalisierbar	[TWh]	0	6	5	7	10	
Gasbedarf Strom- und KWK-Erzeugung							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	151	110	88	95	80	
Industriekraftwerke	[TWh]	38	38	33	35	34	
Summe	[TWh]	189	148	121	130	113	
davon nicht regionalisierbar	[TWh]	0	14	10	13	20	
Erforderliche Gaskapazität							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[GW]	51	55	56	56	53	
Industriekraftwerke	[GW]	15	15	15	15	15	
Summe	[GW]	66	70	71	71	69	
davon nicht regionalisierbar	[GW]	0	1	3	3	8	

Quelle: Prognos

Ergebnisse der Szenarien zum Gasbedarf von Fernheizwerken

(13) Der Gasbedarf der Heizwerke zur Fernwärmeerzeugung (**Fernheizwerke**) im Ausgangsjahr 2009 ist aus der Energiebilanz für Deutschland bekannt. Nicht bekannt sind jedoch die Standorte sämtlicher Erzeugungsanlagen und die jeweils dort installierte Leistung und eingesetzte Gasmenge.

Die zukünftige Entwicklung des Gasbedarfs von Fernheizwerken ist eng an den Fernwärmeverbrauch insbesondere der Sektoren Private Haushalte und GHD gekoppelt. Der Fernwärmebedarf der Industrie wird hingegen überwiegend aus industriellen KWK-Anlagen gedeckt. Neben der Entwicklung des Fernwärmebedarfs in den betrachteten Sektoren nehmen vor allem zwei Faktoren Einfluss auf den zukünftigen Gasbedarf der Fernheizwerke: zum einen wird der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung die Erzeugung und somit den Gasbedarf der Fernheizwerke stärker vermindern. Zum anderen ist zu erwarten, dass beim Ersatz alter mit Öl und Kohle befeuerter Fernheizwerke verstärkt auf Erdgas als Energieträger gesetzt wird. Für die Gasbedarfsszenarien unterstellen wir vereinfachend, dass diese Effekte sich gegenseitig aufheben und verwenden deshalb ein festes Verhältnis zwischen dem Fernwärmebedarf der Sektoren Private Haushalte und GHD und dem Gaseinsatz in Heizwerken.

Tabelle 9: Gasbedarf zur Fernwärmeerzeugung in Heizwerken

Fernwärme aus Gas	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Fernwärmebedarf der Sektoren PHH/GHD							
Szenario Referenz 2010	[TWh]	82	79	79	78	73	64
Zielszenario 2011	[TWh]	82	79	79	78	67	52
Gasbedarf der Heizwerke							
Szenario Referenz 2010	[TWh]	24	24	23	23	22	19
Zielszenario 2011	[TWh]	24	24	23	23	20	

Quelle: Prognos

Gasbedarf der Strom- und Fernwärmeerzeugung insgesamt

(14) Die Ergebnisse zum **Gasbedarf** für die Erzeugung von Strom und Fernwärme variieren zwischen den Szenarien I bis III, die für die Bilanzierung herangezogen werden (vgl. Kapitel 2). Aus der Übersicht in Tabelle 10 geht hervor, dass der Gasbedarf des Jahres 2022 in den Szenarien I und II, die aus einer Kombination des Fernwärmebedarfs aus dem Szenario „Referenz“ zum Endenergiebedarf in Deutschland mit den beiden Stromszenarien ÜNB-Szenario B und Prognos-Szenario bestehen, nur wenig voneinander abweicht. Die Unterschiede betreffen hier eher die installierte Leistung und somit den maximalen Gasbedarf der Kraftwerke. In der weiteren Tendenz bis zum Jahr 2032 zeigt das Szenario II bei annähernd gleicher Stromerzeugung einen niedrigeren Gasbedarf als Szenario I. Der Grund hierfür ist der geringere mittlere Brennstoffnutzungsgrad der Gasverstromung in Szenario I, dessen Gaskraftwerke früher errichtet wurden und deshalb weniger effizient sind.

Die Entwicklung des Gasbedarfs im Szenario III liegt erwartungsgemäß deutlich niedriger. Auslöser hierfür ist die von den ÜNB vorgenommene Festlegung eines niedrigen Strombedarfs und eines geringen Ausbaustandes der Gaskraftwerke im ÜNB-Szenario A. Verstärkt wird diese Entwicklung durch die Kombination dieses Szenarios mit dem durch starke Effizienzmaßnahmen geringen Fernwärmebedarf aus dem Zielszenario 2011 zum Endenergiebedarf in Deutschland.

Tabelle 10: Gasbedarf zur Strom- und Fernwärmeerzeugung in den Szenarien

Gasbedarf Strom und Fernwärme	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Szenario I (ÜNB-B; Referenz 2010)	[TWh]	213	180	160	172	177	224
Szenario II (Prognos; Referenz 2010)	[TWh]	213	175	151	162	184	213
Szenario III (ÜNB-A; Zielszenario 2011)	[TWh]	213	172	144	154	134	

Quelle: Prognos

Regionalisierung der Ergebnisse

(15) Für die **Regionalisierung der Ergebnisse** zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas existieren für Deutschland bisher keine verwertbaren, öffentlich verfügbaren Szenarien, die den Gasbedarf einzelnen Kraftwerken zuweisen. In diesem Bereich betritt dieser Szenariorahmen Neuland.

Wenngleich die Modellierung der Stromerzeugung mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG für Deutschland insgesamt sehr belastbare Ergebnisse aufweist, zeigen sich in der Regionalisierung der Gasmengen **methodische Grenzen**, die auf Informationsdefiziten beruhen. Besonderheiten vor Ort beeinflussen die Einsatzzeiten der Kraftwerke oft stark, so dass die vom Modell ausgewiesenen Ergebnisse, die für die einzelnen Standorte nach deren Wirtschaftlichkeit unter der Annahme ansonsten gleicher Voraussetzungen bestimmt werden, von der Realität abweichen können. Zu diesen Einflussfaktoren auf die standortunabhängig ermittelte Wirtschaftlichkeit und somit Einsatzzeit der Kraftwerke zählen beispielsweise unterschiedliche Einspeiseebenen der Kraftwerke in das Stromnetz, feste Stromabnahmeverträge, lokal nutzbare Wärmesenken oder die Optimierung der Stromerzeugung einzelner Anlagen in einem Kraftwerkspool. Aus diesem Grund können bei der Zuordnung von Gasmengen zu einzelnen Standorten lokal auch größere Abweichungen zwischen den Ist-Werten und den Modellergebnissen auftreten.

Die Regionalisierung beruht auf den Modellergebnissen des europäischen Strommarktmodells der Prognos AG, in dem die bestehenden großen Kraftwerke (ab 100 MW installierte elektrische Leistung) mit ihren Standorten hinterlegt sind. Kleinere Kraftwerke (bis 100 MW) sind im Kraftwerksmodell teilweise nicht nach Standorten, sondern lediglich in zwei synthetischen „Blöcken“ erfasst, die zwischen Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und Industriekraftwerken unterscheiden.

Die Zuordnung der Modellergebnisse für den **Gaseinsatz der Kraftwerke** zu den Kreisen und kreisfreien Städten wird deshalb nach unterschiedlichen Verfahren durchgeführt, die die vorhandenen Beschränkungen in der Datenverfügbarkeit berücksichtigen:

- Große Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (ab 100 MW) werden anhand ihrer bekannten Standorte zugeordnet.
- Industriekraftwerke, deren Gaseinsatz in der Statistik des Verarbeitenden Gewerbes mit erfasst ist, werden zusammen mit dem Endenergieverbrauch und dem nichtenergetischen Verbrauch der Industrie sowie dem Verbrauch im Umwandlungssektor über den Verteilungsschlüssel „Industrie“ regionalisiert.

- Kleine Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (bis 100 MW), deren Standorte nicht bekannt sind und die weit überwiegend als KWK-Anlagen ausgelegt sind, werden zusammen mit dem Gasbedarf der Fernheizwerke über einen Verteilungsschlüssel zum Fernwärmebedarf regionalisiert.
- Nach 2009 zusätzlich benötigte Kraftwerke, die heute noch nicht im Bau sind, keine bestehenden Kraftwerke ersetzen und deren Standorte heute noch nicht bekannt sind, werden im vorliegenden Szenariorahmen nicht regionalisiert. Den Fernleitungsnetzbetreibern aufgrund von Anfragen der Investoren bekannte Standorte zukünftiger Kraftwerke werden in deren Berechnungen jedoch berücksichtigt.

Der **Gaseinsatz der Fernheizwerke** kann nicht standortscharf für einzelne Anlagen regionalisiert werden. Für die Regionalisierung wird deshalb ein Verteilungsschlüssel verwendet, der auf dem Fernwärmebedarf der Sektoren Private Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen in den Kreisen und kreisfreien Städten beruht.

3.3 Sonstiger industrieller Gasbedarf

(1) Der sonstige industrielle Gasbedarf umfasst den **nichtenergetischen Verbrauch (NEV)**, die **Industriekraftwerke (IKW)** und den **Verbrauch im Umwandlungssektor (VU)**, wie z. B. in Raffinerien oder Kokereien. Deren Gasverbrauch findet sich für das Jahr 2009 in der Statistik des Verarbeitenden Gewerbes [Statistik VG 2011] (vgl. Abbildung 2).

Fortgeschrieben wird dieser Wert anhand der Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie sowie des nichtenergetischen Verbrauchs in den Energieszenarien. Der sonstige industrielle Gasbedarf steigt in den Szenarien, was auf eine stetige Zunahme des nichtenergetischen Verbrauchs in beiden Szenarien zurückzuführen ist. Die detaillierte Entwicklung des sonstigen industriellen Gasbedarfs zeigen Tabelle 11 bis Tabelle 13 in Kapitel 3.4.

(2) Die **Regionalisierung** des sonstigen industriellen Gasbedarfs erfolgt anhand des Kreisschlüssels für die Industrie. Dies ist sinnvoll, da mit der Energiestatistik des Verarbeitenden Gewerbes [Statistik VG 2011] eine statistische Basis für die Gasverwendung auf Kreisebene vorliegt, in der die Bestandteile des industriellen Gasbedarfs enthalten sind. Die Energiestatistik des Verarbeitenden Gewerbes bildet zudem die Grundlage für die Ermittlung des Kreisverteilschlüssels bei der Bottom-up-Modellierung.

3.4 Gasbedarf in Deutschland in den Szenarien

(1) Folgende Einzelergebnisse werden entsprechend der in Kapitel 2 getroffenen Zuordnung zu den Gasbedarfsszenarien I bis III wie folgt zusammengefasst.

- **Gasbedarf Endenergie** in den Sektoren
 - Szenario Referenz 2010 Szenario I, II
 - Zielszenario 2011 Szenario III

- **Gasbedarf der Strom- und Fernwärmeerzeugung**
 - Strom nach ÜNB-Szenario B/
Fernheizwerke nach Referenz 2010 Szenario I
 - Strom nach Prognos-Szenario/
Fernheizwerke nach Referenz 2010 Szenario II
 - Strom nach ÜNB-Szenario A/
Fernheizwerke nach Zielszenario 2011 Szenario III

- **Sonstiger industrieller Gasbedarf** (nichtenergetischer Verbrauch, Verbrauch Umwandlungssektor)
 - Szenario Referenz 2010 Szenario I, II
 - Zielszenario 2011 Szenario III

(2) Die folgenden Übersichten zeigen den Gaseinsatz in Deutschland in den **Szenarien I bis III**.

Tabelle 11: Szenario I – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland		Szenario I					
	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Primärenergieverbrauch	[TWh]	826	763	734	738	708	699
Endenergieverbrauch	[TWh]	583	547	537	528	492	436
Industrie	[TWh]	202	206	204	202	192	171
Haushalte	[TWh]	268	240	234	228	199	165
GHD	[TWh]	111	97	94	92	92	92
Verkehr	[TWh]	1	4	5	6	15	29
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	20	26	27	28	29	31
Einsatz Umwandlungssektor	[TWh]	213	180	160	172	177	224
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	22	19
Kraftwerke der allg. Versorgung und Heizkraftwerke der allg. Versorgung	[TWh]	151	118	101	111	113	155
Industriekraftwerke Strom	[TWh]	38	39	36	39	42	50
Eigenverbrauch Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	10	9	8

Quelle: AG Energiebilanzen 2011, Prognos

Tabelle 12: Szenario II – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario II	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Primärenergieverbrauch	[TWh]	826	758	725	727	716	689
Endenergieverbrauch	[TWh]	583	547	537	528	492	436
Industrie	[TWh]	202	206	204	202	192	171
Haushalte	[TWh]	268	240	234	228	199	165
GHD	[TWh]	111	97	94	92	92	92
Verkehr	[TWh]	1	4	5	6	15	29
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	20	26	27	28	29	31
Einsatz Umwandlungssektor	[TWh]	213	175	151	162	184	213
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	22	19
Kraftwerke der allg. Versorgung und Heizkraftwerke der allg. Versorgung	[TWh]	151	113	93	101	102	140
Industriekraftwerke Strom	[TWh]	38	38	35	37	61	55
Eigenverbrauch Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	10	9	8

Quelle: AG Energiebilanzen 2011, Prognos

Tabelle 13: Szenario III – Gasbedarf in Deutschland insgesamt

Gasbedarf Deutschland Szenario III	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Primärenergieverbrauch	[TWh]	826	749	710	709	620	
Endenergieverbrauch	[TWh]	583	541	530	518	448	
Industrie	[TWh]	202	203	200	197	181	
Haushalte	[TWh]	268	238	232	225	188	
GHD	[TWh]	111	96	93	91	66	
Verkehr	[TWh]	1	4	5	5	14	
Nichtenergetischer Verbrauch	[TWh]	20	26	27	28	29	
Einsatz Umwandlungssektor	[TWh]	213	172	144	154	134	
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	20	
Kraftwerke der allg. Versorgung und Heizkraftwerke der allg. Versorgung	[TWh]	151	110	88	95	80	
Industriekraftwerke Strom	[TWh]	38	38	33	35	34	
Eigenverbrauch Umwandlungssektor	[TWh]	10	10	10	9	9	

Das Jahr 2032 bleibt leer, da das Szenario A der ÜNB für die Kraftwerke nur bis 2022 reicht.

Quelle: AG Energiebilanzen 2011, Prognos

3.5 Regionalisierter Gasbedarf

(1) Nach der Darstellung der Ergebnisse für den Szenariorahmen auf gesamtdeutscher Ebene werden die Ergebnisse nun regionalisiert, das heißt es erfolgt **eine kreisscharfe Zuordnung des Gasbedarfs**. Dabei wird sich auf die Ergebnisse des „Referenzszenarios 2010“ konzentriert. Dies hat verschiedene Gründe: Einerseits bildet das Szenario bis zum Jahr 2030 eine realistische Entwicklung für den Fall einer „gemäßigteren“ internationalen Klimapolitik ab (Rückgang der Treibhausgasemissionen zwischen den Jahren 1990 und 2050 um rund 62 %). Andererseits bildet das „Referenzszenario 2010“ im Vergleich zum „Zielszenario 2011“ einen höheren Gasbedarf für Deutschland ab. Im Szenariorahmen erfolgt so eine konservative Herangehensweise für die Erstellung des Netzentwicklungsplans, die eine obere Abschätzung vornimmt und trotzdem den Bezug zu aktuellen Studien der Bundesregierung herstellt.

Die regionalen Ergebnisse für jeden Verbrauchssektor und deren Entwicklung im Zeitverlauf werden kartografisch dargestellt. Für das „**Referenzszenario 2010**“ wird die Entwicklung des Gasbedarfs in den **Jahren 2015, 2022 und 2032** im Vergleich zum Basisjahr 2009 dargestellt. Für das „Zielszenario 2011“ wird der identische Verteilschlüssel verwendet, so dass hier relativ die gleiche regionale Entwicklung zum Tragen kommt. Daher wird für das „Zielszenario 2011“ anschließend lediglich die Gesamtentwicklung des Gasbedarfs bis zu den Jahren 2015 und 2022 abgebildet.

Hinweise zur Kartendarstellung:

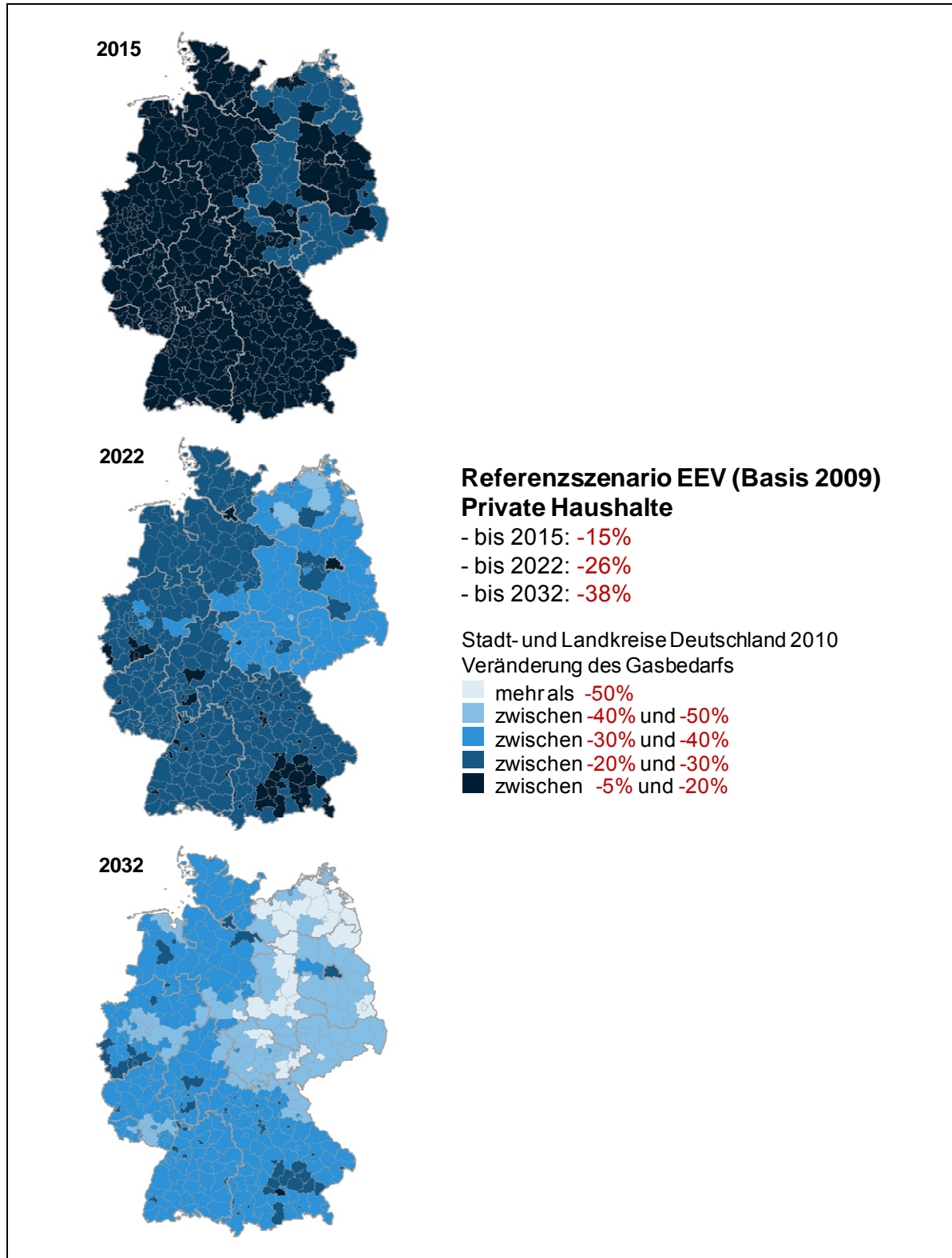
In den Karten werden zum Teil relative **Veränderungen zum Basisjahr 2009** dargestellt. Beispielsweise bedeutet „-10 % im Jahr 2015“ ein Rückgang des Gasbedarfs in dem entsprechenden Kreis um 10 % gegenüber dem Gasbedarf im Jahr 2009. In anderen Karten wurden **absolute Verbrauchs- bzw. Aufkommenswerte** dargestellt

Grundsätzlich sind Kreise in denen der Gasbedarf stärker zurückgeht **farblich heller** dargestellt, hier wird in Zukunft nicht mehr so viel Gas im Vergleich zur heutigen Ausgangssituation benötigt.

Die **Klasseneinteilung** in einer Abbildung wird für alle Jahre konstant gehalten, wodurch auch die Gasbedarfsentwicklung im Zeitverlauf deutlich wird.

(2) Die regionale Entwicklung des **Gasbedarfs der Privaten Haushalte** bis zum Jahr 2032 entsprechend dem „Referenzszenario 2010“ zeigt die folgende Abbildung 6.

Abbildung 6: „Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs der Privaten Haushalte 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV)



Quelle: Prognos

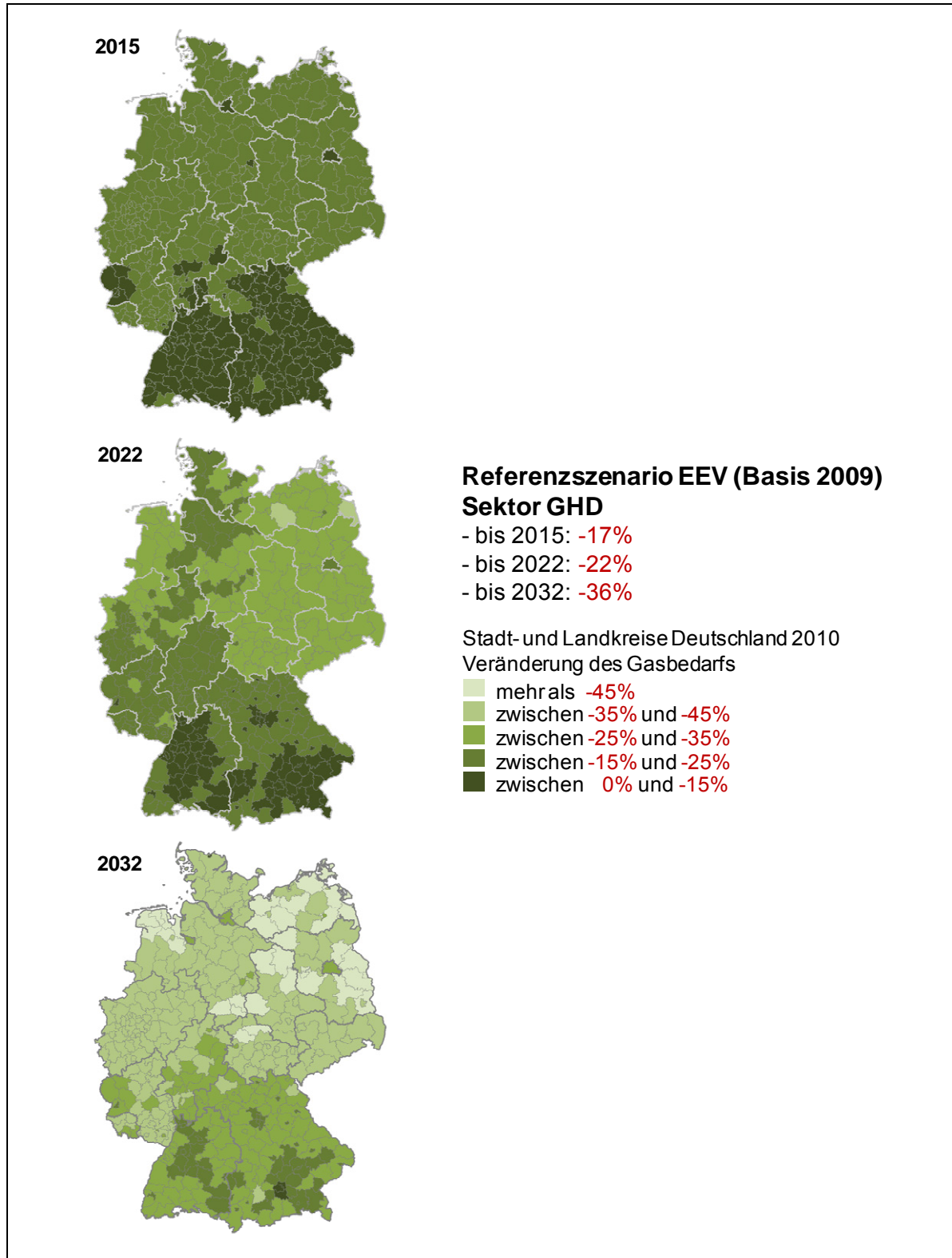
(3) Abbildung 6 zeigt, dass der gesamte Endenergiebedarf für Gas im Sektor der **Privaten Haushalte** bis zum Jahr 2015 für Deutschland um rund 15 % zurückgeht. Bis zum Jahr 2022 sinkt der Endenergiebedarf um rund 26 % im Vergleich zum Basisjahr 2009 (bis 2032: um minus 38 %). Grundsätzlich zeigt sich, dass der Gasbedarf in den ostdeutschen Kreisen, vor allem aufgrund eines höheren Bevölkerungsrückgangs, stärker abnimmt. Im Süden (z. B. Region München) fällt der Rückgang des Gasbedarfs hingegen relativ geringer aus.

(4) Die folgende Abbildung 7 zeigt die regionale Entwicklung des Gasendenergiebedarfs für den Sektor **Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen**. Insgesamt liegt der Rückgang des Gasverbrauchs in diesem Sektor in einer ähnlichen Größenordnung wie im Sektor Private Haushalte. Zudem zeigen sich wieder grundlegende regionale Unterschiede. In Ostdeutschland sinkt der Gasbedarf erneut am stärksten. Daneben zeigt sich ein Nord-Süd-Gefälle. In den wirtschaftsstarken Regionen Süddeutschlands – insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg – nimmt der Gasbedarf dagegen weniger stark ab.

(5) Abbildung 8 stellt die Entwicklung des Sektors **Industrie** dar. Hierbei sind sowohl der Endenergieverbrauch der Industrie als auch der Verbrauch im Umwandlungssektor, der nichtenergetische Verbrauch (NEV) und der Gaseinsatz der Industriekraftwerke zusammengefasst. Es wird dabei unterstellt, dass für diese Einzelbereiche die Industrieproduktion der entscheidende treibende Faktor ist. In Summe bleibt der Verbrauch der Industrie bis zum Jahr 2022 im „Referenzszenario 2010“ relativ konstant, bis zum Jahr 2032 kommt es zu einem Rückgang von rund 10 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2009. Erneut zeigt sich eine unterschiedliche Entwicklung in Nord- und Süddeutschland. Insbesondere in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg kommt es zumindest zwischenzeitlich zu einem teilweise deutlichen Anstieg des Gasbedarfs. Nicht berücksichtigt ist bei der Regionalisierung des Gasbedarfs in der folgenden Abbildung 8 der Gasbedarf der in Zukunft neu errichteten Industriekraftwerke. Deren Gasbedarf wird in der Karte als Summenwert für die Jahre 2015, 2022 und 2032 ausgewiesen.

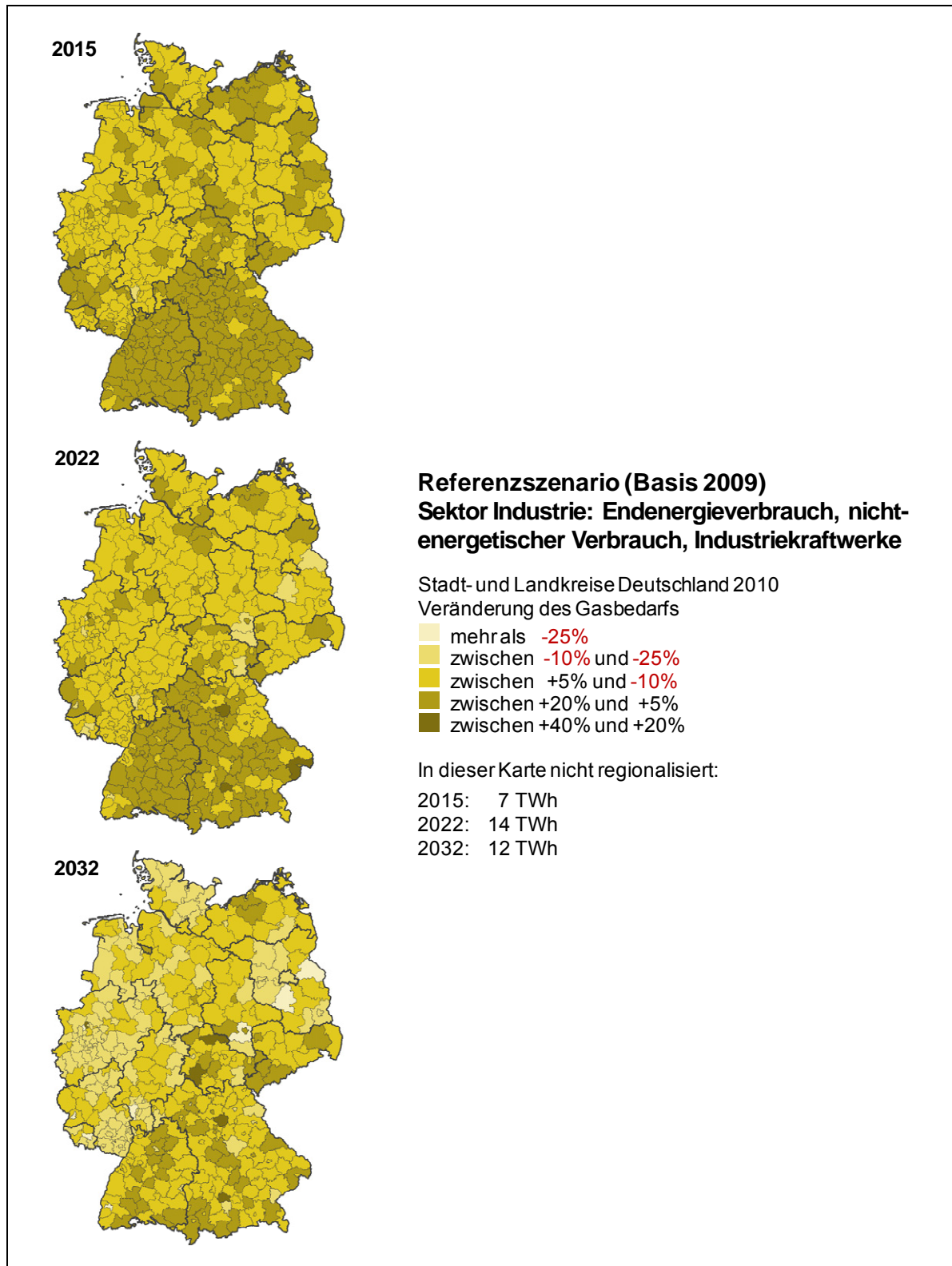
(6) Abbildung 9 zeigt die regionale Entwicklung des Gasbedarfs im **Verkehrssektor**. Die Verteilung im Ausgangsjahr 2009 basiert auf der aktuellen Verteilung der Erdgas-Fahrzeuge in Deutschland [KBA 2011]. Fortgeschrieben wird der Gasbedarf in diesem Sektor anhand der Bevölkerungsentwicklung. Insgesamt verzehnfacht sich in etwa der Gasbedarf im Verkehrssektor bis zum Jahr 2022. Allerdings erfolgt das Wachstum auf einer sehr geringen absoluten Ausgangsbasis.

Abbildung 7: „Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs des Sektors GHD 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV)



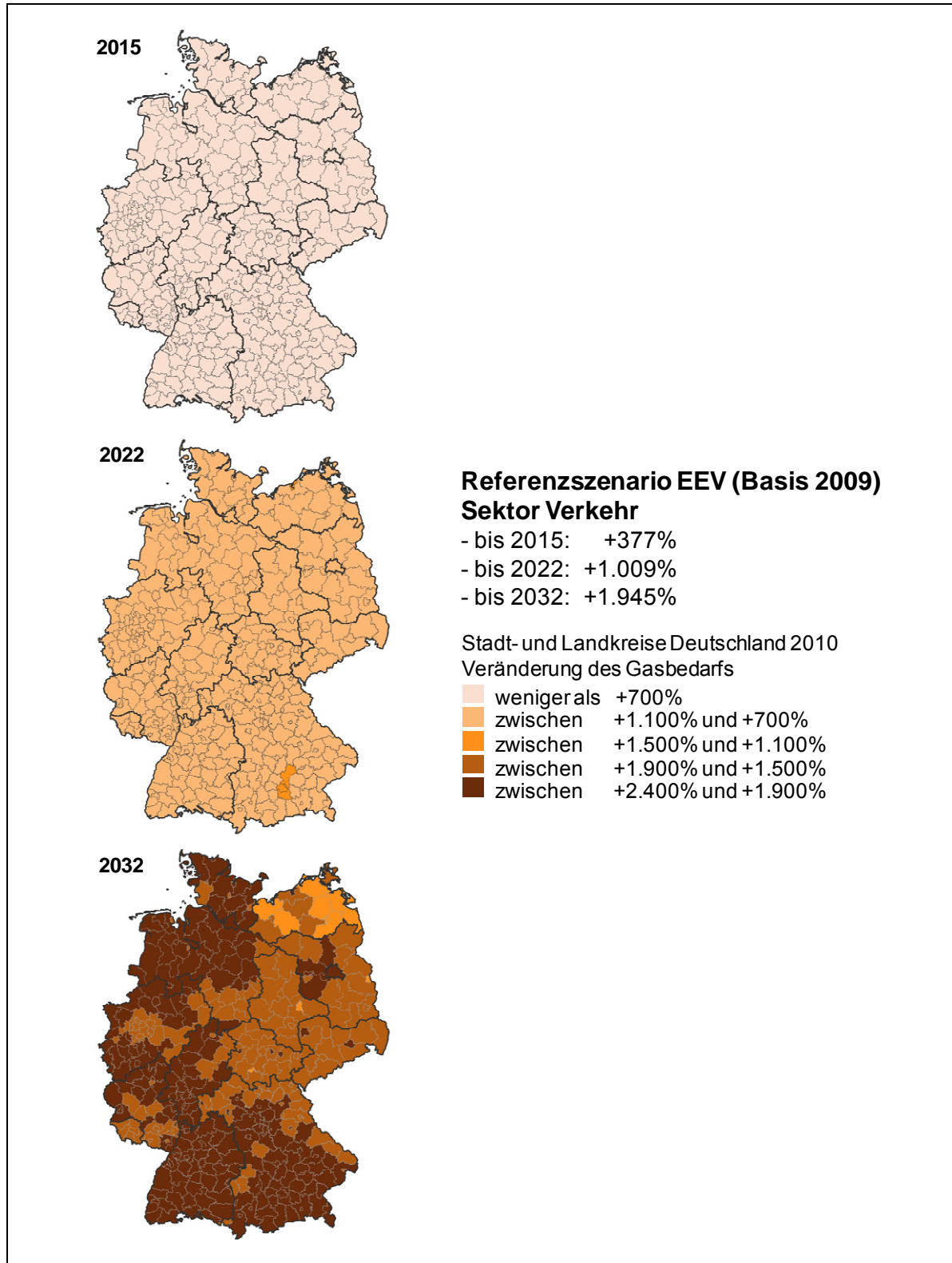
Quelle: Prognos

Abbildung 8: „Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs der Industrie 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV, NEV, Industriekraftwerke)



Quelle: Prognos

Abbildung 9: „Referenzszenario 2010“ – Veränderung des regionalen Gasbedarfs des Verkehrssektors 2009 bis 2015, 2022 und 2032 (EEV)



Quelle: Prognos

(7) Die folgenden Karten stellen die Veränderung des regionalen **Gasbedarfs der Strom- und Wärmeerzeugung** der allgemeinen Versorgung und der **Fernheizwerke** dar. Ausgewiesen sind die Ergebnisse für die Szenarien I bis III aus Kapitel 3.2:

- **Szenario I:**
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung: ÜNB-Szenario B
Fernheizwerke: Referenzszenario 2010
- **Szenario II:**
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung: Szenario Prognos
Fernheizwerke: Referenzszenario 2010
- **Szenario III:**
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung: ÜNB-Szenario A
Fernheizwerke: Zielszenario 2011

Dargestellt wird jeweils der Gaseinsatz in den Jahren 2009, 2015, 2022. Für die Szenarien I und II wird darüber hinaus ein Ausblick für das Jahr 2032 gegeben.

(8) Zusätzlich wird für das **Szenario II** die **erforderliche Gaskapazität** (maximale stündliche Abnahme) **der Strom- und Wärmeerzeugung** der allgemeinen Versorgung (ohne Fernheizwerke) in den Jahren 2009, 2015, 2022 und 2032 in einer gesonderten Karte ausgewiesen.

(9) **Nicht in die Regionalisierung** in den folgenden Karten **einbezogen** wurden der Gasbedarf und die erforderliche Gaskapazität derjenigen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung, die zusätzlich errichtet werden, deren Standorte jedoch noch nicht feststehen (vgl. Kapitel 3.2).

Die entsprechenden Werte für diese Kraftwerke werden in den Karten gesondert ausgewiesen. Zusätzliche Industriekraftwerke, deren Standorte ebenfalls noch nicht sicher bekannt sind, wurden bereits bei der Regionalisierung des industriellen Gasbedarfs berücksichtigt (vgl. Abbildung 8).

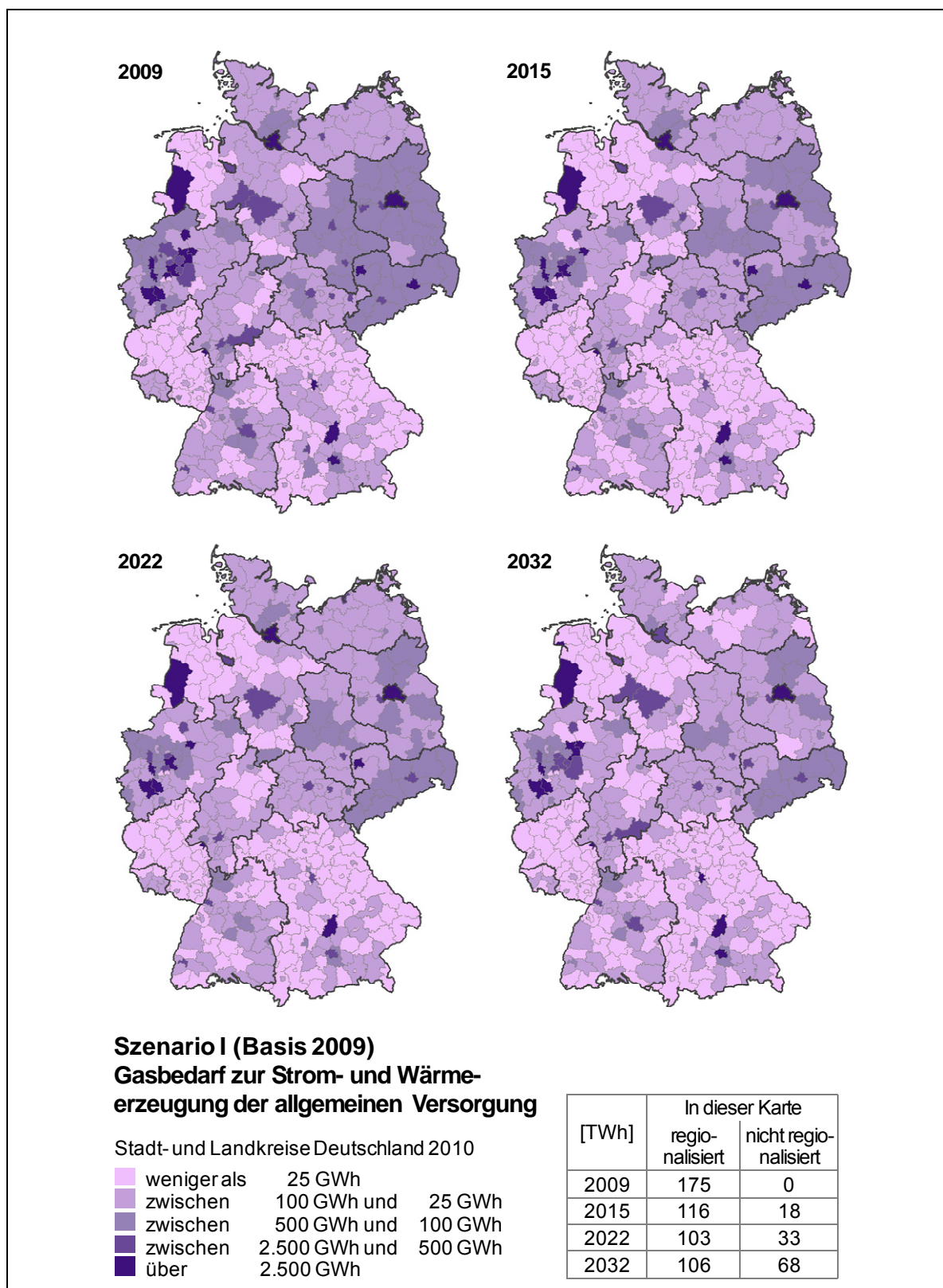
Das Mengengerüst für Abbildung 10 bis Abbildung 13 ist der folgenden Tabelle 14 zu entnehmen:

Tabelle 14: Mengengerüst für die Regionalisierung des Gasbedarfs und der erforderlichen Gaskapazität

Mengengerüst Regionalisierung	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Gasbedarf Szenario I							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	151	118	101	111	113	155
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	22	19
Summe	[TWh]	175	141	124	134	135	174
<i>davon nicht regionalisierbar</i>	<i>[TWh]</i>	<i>0</i>	<i>9</i>	<i>13</i>	<i>18</i>	<i>33</i>	<i>68</i>
Gasbedarf Szenario II							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	151	113	93	101	102	140
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	22	19
Summe	[TWh]	175	137	116	124	124	159
<i>davon nicht regionalisierbar</i>	<i>[TWh]</i>	<i>0</i>	<i>9</i>	<i>13</i>	<i>18</i>	<i>18</i>	<i>40</i>
Erforderliche Gaskapazität Szenario II							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[GW]	51	55	58	58	56	66
<i>davon nicht regionalisierbar</i>	<i>[GW]</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>10</i>	<i>20</i>
Gasbedarf Szenario III							
Kraftwerke der allgemeinen Versorgung	[TWh]	151	110	88	95	80	
Fernheizwerke	[TWh]	24	24	23	23	20	
Summe	[TWh]	175	134	111	118	100	
<i>davon nicht regionalisierbar</i>	<i>[TWh]</i>	<i>0</i>	<i>11</i>	<i>8</i>	<i>10</i>	<i>13</i>	

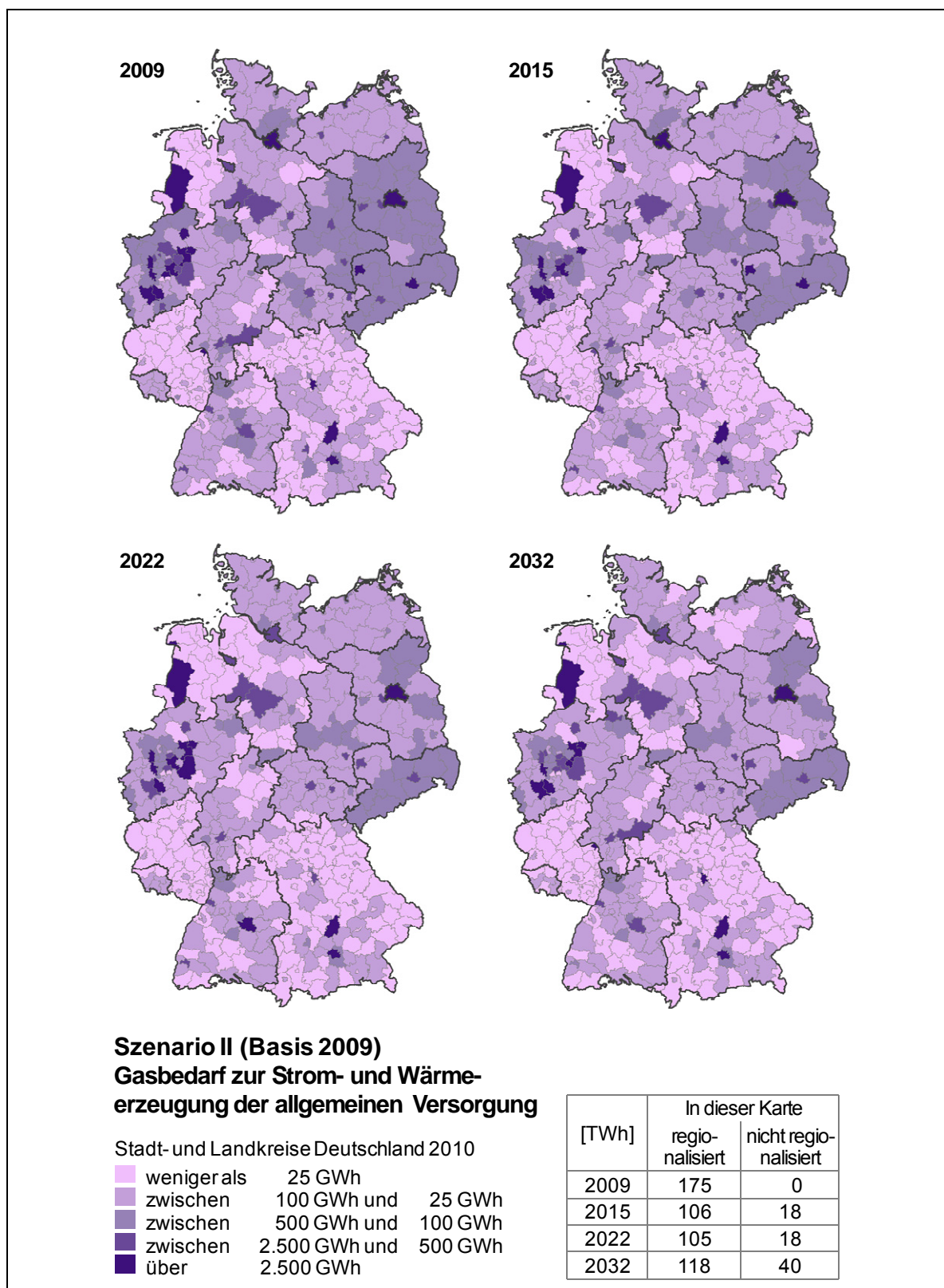
Quelle: Prognos

Abbildung 10: Szenario I – regionaler Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Fernheizwerke 2010 bis 2032



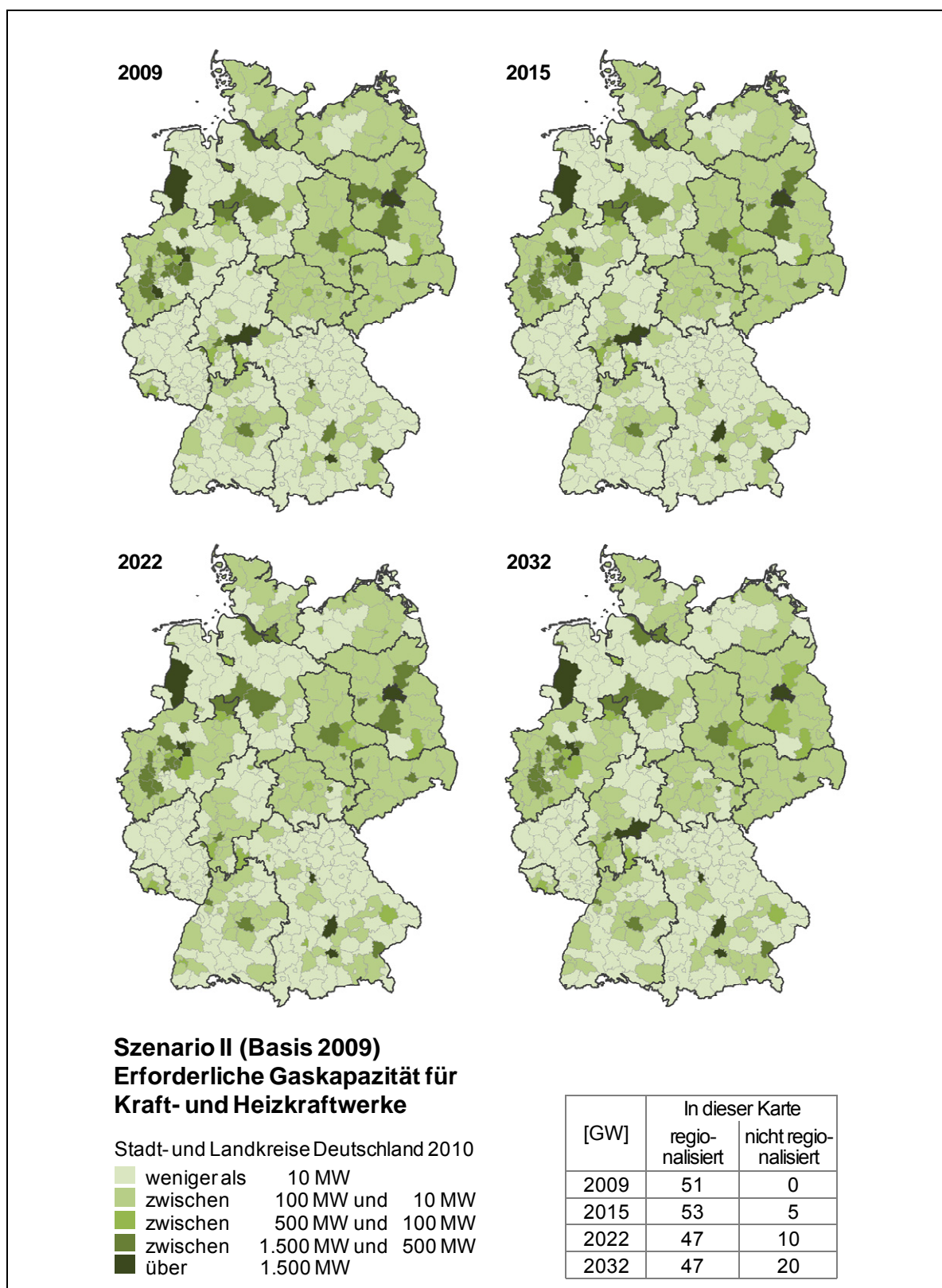
Quelle: Prognos

Abbildung 11: Szenario II – regionaler Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Fernheizwerke 2010 bis 2032



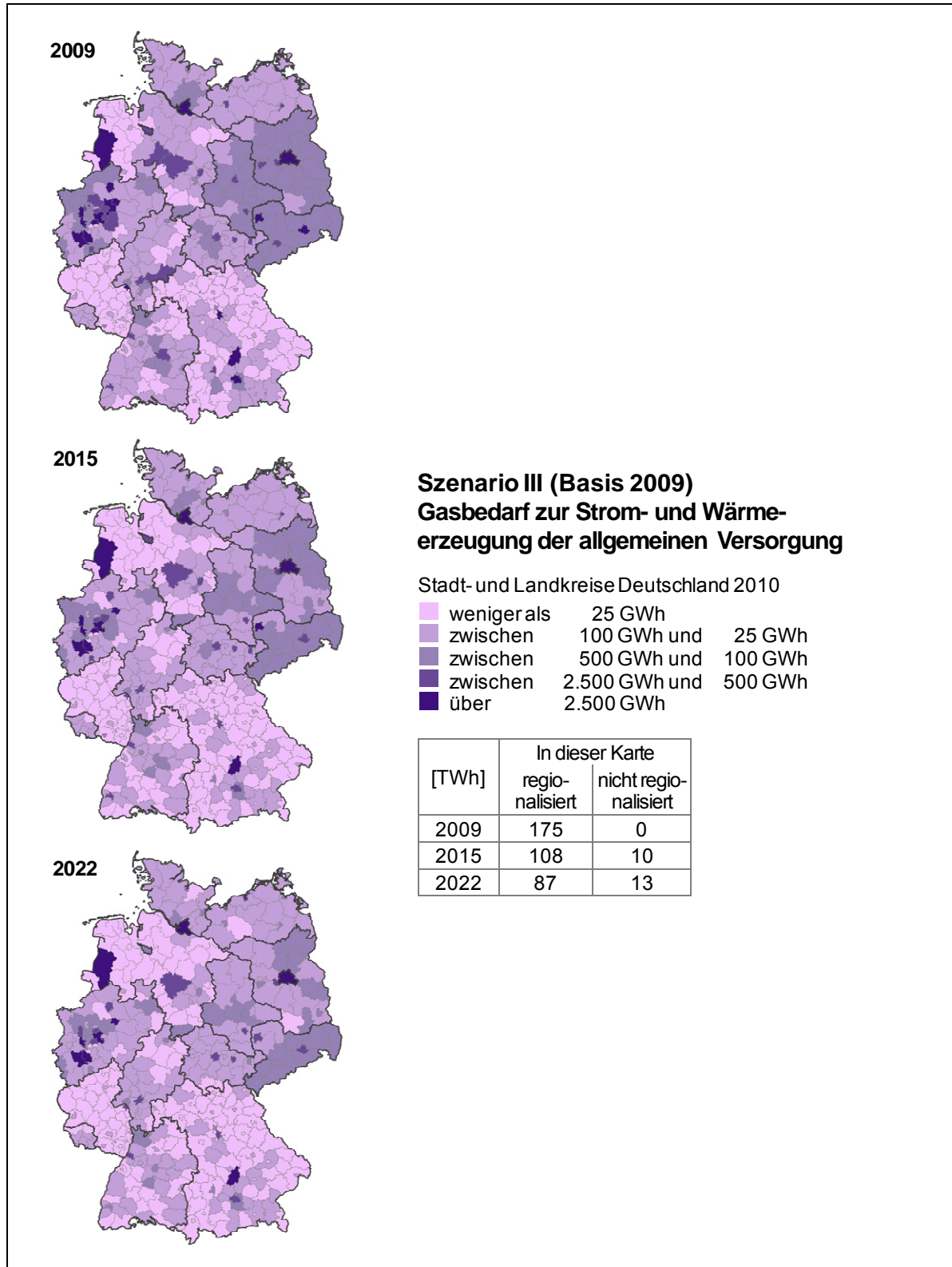
Quelle: Prognos

Abbildung 12: Szenario II – regional erforderliche Gaskapazität für Kraft- und Heizkraftwerke 2010 bis 2032



Quelle: Prognos

Abbildung 13: Szenario III – regionaler Gasbedarf zur Strom- und Wärmeerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Fernheizwerke 2010 bis 2022



Quelle: Prognos

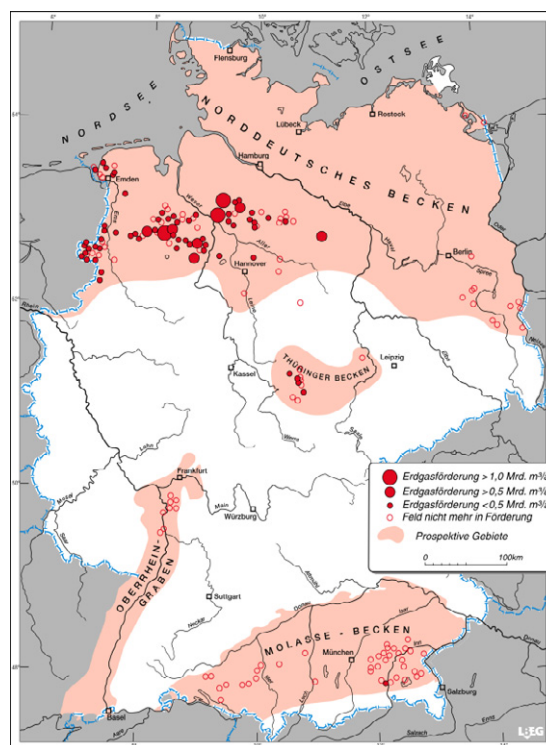
4 Szenarienergebnisse zum Gasaufkommen

4.1 Inländische Erdgasförderung

(1) Deutschland ist der fünftgrößte Erdgas-Verbraucher der Welt. Im Vergleich zum gesamten Gasverbrauch hat die **inländische Erdgasförderung** eine **relativ geringe Bedeutung**, so dass Deutschland in hohem Maße auf Importe angewiesen ist. Laut [BGR 2010] lag der Anteil der Eigenversorgung am gesamten Erdgas-Primärenergieverbrauch im Jahr 1999 bei rund 22 %; 2009 waren es demgegenüber nur noch 16 %.

Die folgende Abbildung zeigt die heutigen Gebiete der Erdgasförderung in Deutschland. Grundsätzlich verteilen sich die (potenziellen) **Förderfelder** auf das Norddeutsche Becken, das Thüringer Becken, den Oberrheingraben und das Molasse-Becken, wobei der derzeitige Förderschwerpunkt eindeutig im Norddeutschen Becken – und hier insbesondere in Niedersachsen – liegt.

Abbildung 14: Erdgasförderung (konventionell) in Deutschland



Quelle: LBEG 2011c

(2) Für die detaillierte Analyse der Eigenförderung von Erdgas in Deutschland wurde auf Veröffentlichungen des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie des Landes Niedersachsen (LBEG) zurückgegriffen. In den jährlichen Veröffentlichungen

„Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2005 bis 2010“ [LBEG 2006-2011] finden sich Angaben zu den **jährlichen Fördermengen von Erdgas und Erdöl** nach Förderregionen und -feldern. Die folgende Tabelle 15 zeigt die Entwicklung der Erdgasförderung in Deutschland in den letzten Jahren.

Tabelle 15: Erdgasförderung in Deutschland, detailliert für die Jahre 2005 bis 2010

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Inländische Erdgasförderung gesamt	[Mio. m³ (V_n)]	19.897	19.792	18.069	16.543	15.550	13.666
Erdgasförderung	[Mio. m³ (V_n)]	19.762	19.667	17.966	16.449	15.464	13.584
Nordsee		943	956	667	491	402	325
Elbe-Weser		8.585	8.422	7.408	6.922	6.809	6.006
Weser-Ems		9.900	10.036	9.659	8.811	8.012	6.982
Westlich der Ems		271	212	192	191	206	239
Thüringer Becken		34	28	28	28	27	27
Niederrhein-Münsterland		2	0	—	—	—	—
Alpenvorland		27	13	12	6	9	5
Erdölgasförderung	[Mio. m³ (V_n)]	135	125	103	94	86	81
Nördlich der Elbe		55	47	27	23	20	19
Oder/Neiße-Elbe		8	7	7	5	6	6
Elbe-Weser		17	13	6	7	6	4
Weser-Ems		21	23	24	26	22	23
Westlich der Ems		32	31	35	30	29	26
Oberheintal		1	1	1	1	1	1
Alpenvorland		3	3	2	2	2	1

Quelle: LBEG 2006-2011

(3) Die **inländische Erdgasförderung** ging in den letzten Jahren stetig zurück. Im Jahr 2010 wurden in Deutschland rund 1,9 Mrd. m³ (V_n) weniger Erdgas gefördert als im Vorjahr. Dies entspricht einem Rückgang von rund 12 %. Tabelle 15 zeigt, dass in fast allen Erdgas-Förderregionen in Deutschland ein rückläufiger Fördertrend besteht. Eine langfristige Möglichkeit diesen Rückgang abzumildern, könnte in der Förderung von **nicht-konventionellem Erdgas** bestehen; aus heutiger Sicht ist diese Option allerdings mit einer Reihe von Risiken und Ungewissheiten behaftet (vgl. hierzu Kapitel 4.4).

(4) Entscheidend für die Beurteilung der zukünftigen Erdgasförderung in Deutschland sind die ausgewiesenen Erdgasreserven. Dabei wird im Rahmen einer Reichweitenbetrachtung zwischen Reserven und Ressourcen unterschieden. Als **Reserven** werden heute bekannte und wirtschaftlich abbaubare Vorräte bezeichnet. **Ressourcen** umfassen auch zukünftig wirtschaftlich gewinnbare und heute noch nicht identifizierte Vorräte und weisen in der Regel ein wesentlich höheres Potenzial auf (vgl. Abbildung 15). Die

Angaben zu den Ressourcen sind daher im Zeitverlauf größeren Schwankungen unterworfen.

Abbildung 15: Begriffsbestimmung Reserven und Ressourcen

		Identifizierte Vorräte		Nicht identifizierte Vorräte	
		sicher	wahrscheinlich	bekannte Gebiete	unbekannte Gebiete
Möglichkeit der technisch-wirtschaftlichen Nutzung	derzeit wirtschaftlich gewinnbar	Reserven			
	wirtschaftlich gewinnbar zu zukünftigen Preisen		Ressourcen		
Ungewissheitsgrad bezüglich der Lagerstätte					

Quelle: Prognos

(5) In den Veröffentlichungen [LBEG 2006-2011] finden sich neben den aktuellen Erdgasfördermengen auch Angaben zu den aktuell verfügbaren **Erdgas-Reserven** für jedes Fördergebiet (vgl. Tabelle 16). Für die einzelnen Förderfelder werden diesbezüglich keine Angaben gemacht. Ebenso finden sich in den LBEG-Berichten keine Angaben zu etwaigen Erdgasreserven. Laut [BGR 2010] liegen die Erdgasreserven in Deutschland zum 01.01.2010 bei rund 162 Mrd. m³, was auch den Veröffentlichungen in [LBEG 2011] entspricht. Zudem gibt [BGR 2010] die **Erdgasressourcen** in Deutschland mit rund 150 Mrd. m³ an; allerdings wird keine regionale Untergliederung vorgenommen.

Auf Basis der aktuellen Erdgas-Fördermenge sowie der verfügbaren Reserven im Jahr 2010 wurde für jedes Fördergebiet die **statische Reichweite** ermittelt. Die statische Reichweite gibt an, wie lange die heute bestehenden Reserven bei der aktuellen Fördermenge reichen werden. Sie ergibt sich als Quotient aus den bestehenden Reserven am Ende des Jahres 2010 und der Erdgasförderung im Jahr 2010. Hierbei handelt es sich um eine vereinfachende Kennziffer, die beispielsweise Fördermengenänderungen, Effizienzsteigerungen in der Fördertechnik oder die Erschließung neuer Lagervorkommen nicht abbildet. Zudem hat die Produktionsrate eines Förderfeldes in der Praxis keinen sprunghaften Verlauf, wie dies bei der statischen Reichweite unterstellt wird. Die folgende Tabelle fasst den heutigen Stand des Wissens hinsichtlich der Erdgasreserven (Erdgas und Erdölgas) in Deutschland zusammen.

Tabelle 16: Regionale Verteilung der Erdgasreserven in Deutschland

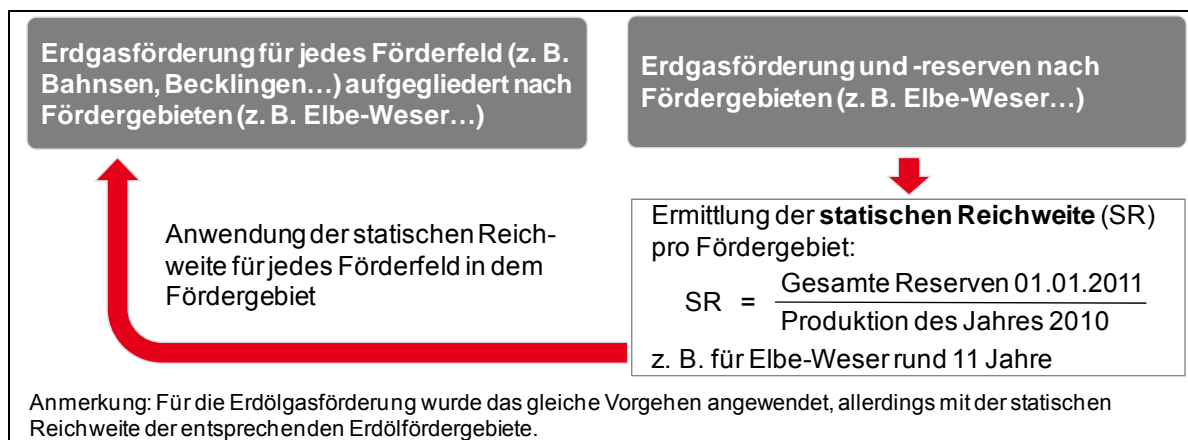
Reserven jeweils zum Jahresanfang (Stand zum 01.01. des jeweiligen Jahres)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Produktion 2010	Stat. Reichweite (in Jahren)
Erdgasreserven (Rohgas) [Mrd. m³]	255,21	232,71	218,36	193,67	161,92	146,27	13,58	11
Nordsee	4,33	3,14	2,50	1,60	1,13	1,18	0,33	4
Elbe-Weser	119,62	110,70	103,97	97,11	76,18	63,82	6,01	11
Weser-Ems	129,01	117,15	110,54	93,42	83,03	79,45	6,98	11
Westlich der Ems	1,83	1,46	1,18	1,38	1,45	1,70	0,24	7
Thüringer Becken	0,17	0,13	0,09	0,07	0,05	0,05	0,03	2
Niederrhein-Münsterland	---	---	---	---	---	---	---	---
Alpenvorland	0,25	0,13	0,09	0,09	0,07	0,07	0,01	14
Erdöl [Mio. t]	46,46	40,89	36,93	33,98	41,13	35,89	2,51	14
Nordsee	0,18	0,15	0,11	0,11	0,09	0,06	0,01	5
Nördlich der Elbe	30,19	25,68	23,42	21,62	21,14	14,56	1,36	11
Oder/Neiße-Elbe	0,14	0,09	0,06	0,05	0,10	0,15	0,02	7
Elbe-Weser	1,49	1,70	1,77	1,67	1,52	1,29	0,14	9
Weser-Ems	5,16	4,98	4,45	3,75	3,77	3,36	0,26	13
Westlich der Ems	8,46	7,53	6,40	5,99	6,69	6,74	0,59	11
Ober rheintal	0,30	0,26	0,35	0,38	7,41	9,36	0,10	91
Alpenvorland	0,54	0,51	0,38	0,41	0,43	0,36	0,03	12

Quelle: LBEG 2006-2011

(6) Eine (regelmäßige) **Neubewertung der Erdgas- und Erdölreserven**, z. B. aufgrund von Preisentwicklungen, Weiterentwicklungen in der Fördertechnik oder Explorationen, führt auch zu Änderungen bei der statischen Reichweite. Die Tabelle 16 zeigt beispielsweise, dass die Erdgas- und auch die Erdölreserven im Jahr 2010 stärker zurückgingen als die Höhe der Produktion im Jahr 2010 war. Es wird auch deutlich, dass die (statische) Reichweite der verschiedenen Förderregionen in Deutschland sehr unterschiedlich ist. Im Durchschnitt liegt die statische Reichweite der Erdgasreserven in Deutschland bei rund 11 Jahren.

Aufgrund fehlender Detailinformationen über die Charakteristik der einzelnen Förderfelder wurde für die **Prognose der Erdgasförderung** auf die ermittelte statische Reserven-Reichweite der Fördergebiete zurückgegriffen. Jedes Erdgas-Förderfeld lässt sich einem bestimmten Fördergebiet zuordnen (vgl. Abbildung 16). Für jedes Fördergebiet wurde die statische Reichweite ermittelt (vgl. Tabelle 16), welche dann für alle Felder dieses Fördergebietes zugrunde gelegt wurde. Im Ergebnis ergibt sich eine zukünftige Erdgas-Fördermenge. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle 17 dargestellt. Aufgrund der aktuell verfügbaren Daten für das Jahr 2010 wird in dieser Tabelle als Basis das Jahr 2010 dargestellt, obwohl das Basisjahr dieser Untersuchung eigentlich das Jahr 2009 ist. Für die weitere Regionalisierung des Gasaufkommens (vgl. 4.3) wurde jedes Förderfeld dem Kreis zugeordnet, in dem der jeweilige Förderstandort liegt.

Abbildung 16: Vorgehen bei der Fortschreibung der heutigen Erd(öl)gasförderung



Quelle: Prognos, LBEG 2011a

Tabelle 17: Erdgasförderung in Deutschland

Erdgas und Erdölgasförderung Deutschland		2010	2013	2014	2015	2022	2032
Erdgasförderung	[GWh]	122.828	122.655	122.655	118.793	58.769	0
Nordsee		3.862	3.862	3.862	---	---	---
Elbe-Weser		57.584	57.584	57.584	57.584	---	---
Weser-Ems		58.709	58.709	58.709	58.709	58.709	---
Westlich der Ems		2.440	2.440	2.440	2.440	---	---
Thüringer Becken		174	---	---	---	---	---
Niederrhein-Münsterland		---	---	---	---	---	---
Alpenvorland		59	59	59	59	59	---
Erdölgasförderung	[GWh]	757	757	757	757	487	14
Nordsee		---	---	---	---	---	---
Nördlich der Elbe		171	171	171	171	---	---
Oder/Neiße-Elbe		55	55	55	55	---	---
Elbe-Weser		44	44	44	44	---	---
Weser-Ems		196	196	196	196	196	---
Westlich der Ems		265	265	265	265	265	---
Oberheintal		14	14	14	14	14	14
Alpenvorland		14	14	14	14	14	---

Quelle: Prognos, LBEG 2006-2011

(7) Aufgrund der Verwendung der statischen Reichweite zur Fortschreibung der Erdgasförderung in Deutschland geht die **Fördermenge sprunghaft zurück**. Die Tabelle 17 zeigt, dass es gegen Ende des Betrachtungszeitraums praktisch keine konventionelle Erdgasförderung mehr in Deutschland geben wird. Es stellt sich deshalb auch aus Gründen der Versorgungssicherheit die Frage, wie sich andere Möglichkeiten (z. B. Biogaseinspeisung und nicht-konventionelle Gasförderung) zur Erhöhung des inländischen Gasaufkommens entwickeln. Im Folgenden wird die Thematik der Biogaseinspeisung untersucht.

4.2 Einspeisung von Biogas

(1) Die Biogaseinspeisung ins deutsche Erdgasnetz stellt eine relativ neue Art der energetischen Biomassenutzung dar. Für die **Ist-Analyse** der heute bestehenden, im Bau befindlichen und geplanten Einspeiseanlagen wurde auf eine **Projektliste** zurückgegriffen, die auf der Internetseite www.biogaspartner.de veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert wird. Die Daten werden von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zur Verfügung gestellt [dena 2011]. Auf Basis dieser tabellarischen Auflistung konnten für das Jahr 2009 die bestehenden Anlagen zur Biogaseinspeisung identifiziert werden. Es wird davon ausgegangen, dass für das Jahr 2009 alle bestehenden Einspeisestandorte in Deutschland erfasst sind. In der Auflistung werden auch Aussagen zur Einspeisekapazität und zum Teil zu Einspeisemengen gemacht. Falls Angaben hinsichtlich der jährlichen Einspeisemengen fehlten, wurden plausible Ergänzungen auf Basis der verfügbaren Daten vorgenommen.

(2) Für die **Prognose der Biogaseinspeisung** wurde auf die Ergebnisse der „**Leitstudie 2010**“ [Leitstudie 2010] zurückgegriffen. In dieser Studie ist einerseits der Entwicklungspfad von Biogas zur Stromerzeugung und andererseits die Nutzung von biogenen gasförmigen (und flüssigen) Brennstoffen zur Wärmebereitstellung (Endenergie) bis zum Jahr 2050 dargestellt (vgl. Tabelle 18). Da sich die Angaben in der „Leitstudie 2010“ auf erzeugte Strommenge auf Basis von Biogas bzw. auf die endenergetisch verbrauchte Wärmeenergie beziehen, wurden diese Angaben um die Wirkungsgradverluste bei der Strom- und Wärmebereitstellung bereinigt, um die tatsächlich eingespeiste Biogasmenge (vor dem Auftreten der Verluste) zu erhalten. Dabei wurde vereinfachend ein genereller Wirkungsgrad von 85 % unterstellt.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die im Jahr 2009 bestehenden Biogaseinspeiseanlagen nur einen geringen Anteil an der in der „Leitstudie 2010“ für das Jahr 2009 genannten Biogasmenge zur Strom- und Wärmebereitstellung hatten. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Biogaseinspeisung sowohl im Bereich der Strom- als auch der Wärmeanwendung auf 50 % im Jahr 2032 steigen wird. Dabei wird ein linearer Anstieg unterstellt. Unter diesen Annahmen ergibt sich der in der folgenden Tabelle aufgezeigte Entwicklungspfad der Biogaseinspeisung in Deutschland. Demnach steigt die Biogaseinspeisung von rund 2 TWh im Jahr 2009 auf rund 31 TWh im Jahr 2032.

Tabelle 18: Biogaseinspeisung in Deutschland

	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Biogas zur Stromerzeugung [Leitstudie 2010]	[TWh]	10	13	14	15	20	22
Gasförmige (und flüssige) biogene Brennstoffe zur Wärmebereitstellung [Leitstudie 2010]	[TWh]	17	21	22	23	28	30
Biogaseinspeisung in Deutschland* [Prognos]	[TWh]	2	8	9	11	19	31

* unter Berücksichtigung des angenommenen Wirkungsgrades von 85 %

Quelle: Prognos, Leitstudie 2010, dena 2011

(3) Im Zuge der **Ist-Analyse** konnten die bestehenden Biogaseinspeiseanlagen entsprechend der Projektliste [dena 2011] über den **Anlagenstandort** kreisscharf zugeordnet werden. In dieser Auflistung befinden sich auch Einspeiseprojekte, die sich im Bau bzw. in Planung befinden. Diese Projekte wurden anhand des genannten Inbetriebnahmejahres in die Betrachtung einbezogen und konnten ebenfalls regionalisiert werden.

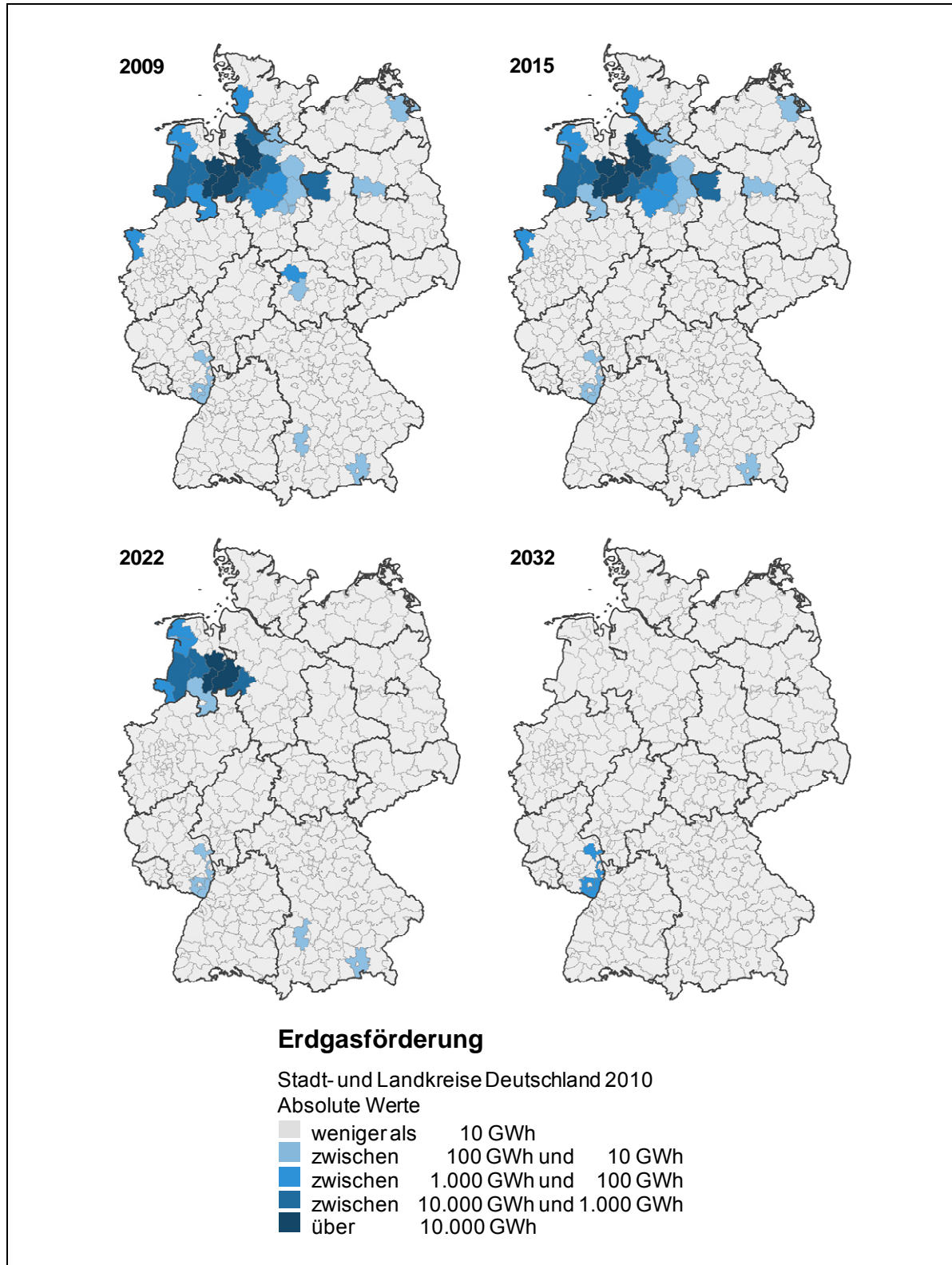
Es ergibt sich jedoch eine Differenz zwischen den Biogasmengen, welche durch die in der dena-Projektliste genannten Anlagen eingespeist werden können und dem zuvor ermittelten Biogaseinspeisepfad für Deutschland entsprechend der Tabelle 18. Diese „**Restmenge**“ wird anhand der anteiligen **Landwirtschaftsfläche** eines Kreises an der gesamtdeutschen Landwirtschaftsfläche regionalisiert. Basis dieses Schlüssels ist die Veröffentlichung der regionalen Landwirtschaftsfläche auf der Internetseite www.regionalstatistik.de Demnach beträgt die gesamtdeutsche Landwirtschaftsfläche zum 31.12.2009 rund 18,7 Mio. Hektar. Beispielsweise hat der Landkreis Nordfriesland eine Landwirtschaftsfläche von rund 158 Tausend Hektar, was einem Anteil von rund 0,8 % entspricht. Genau diesen Anteil erhält dann der Landkreis Nordfriesland an der Biogas-„Restmenge“. Dabei wird die Landwirtschaftsfläche – und somit auch der Verteilschlüssel – über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten.

4.3 Regionalisierung des Gasaufkommens

(1) Die **Vorgehensweise der Regionalisierung** des Gasaufkommens – sowohl für die konventionelle Erdgasförderung (vgl. 4.1) als auch für die Biogaseinspeisung (vgl. 4.2) – wurde bereits in den vorangegangenen Kapiteln erläutert. Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Entwicklung des inländischen Gasaufkommens dargestellt und kommentiert. Für das Gasaufkommen wurde **eine szenarische Entwicklung** abgebildet, die für alle in dieser Studie untersuchten Gasentwicklungspfade gleichermaßen gilt. Es wird diesbezüglich also keine Unterscheidung vorgenommen, anders als beispielsweise beim Erdgasverbrauch.

(2) Abbildung 17 zeigt die **regionale Verteilung der gesamtdeutschen Erdgasfördermengen** aus Tabelle 17, wobei die Erdgas- und Erdölgasförderung zusammengefasst wurden. Es wird deutlich, dass der Förderschwerpunkt im Land Niedersachsen liegt. Im Zeitverlauf zeigt die Abbildung 17, dass die Erdgasförderung in Deutschland entsprechend diesem Szenario kontinuierlich zurückgeht. Im Jahr 2032 wird lediglich noch eine geringe Menge Erdölgas im Fördergebiet Oberrheintal gefördert.

Abbildung 17: Entwicklung der regionalen Erdgasförderung (Erdgas und Erdölgas) 2009 bis 2015, 2022 und 2032



Quelle: Prognos, LBEG 2011a

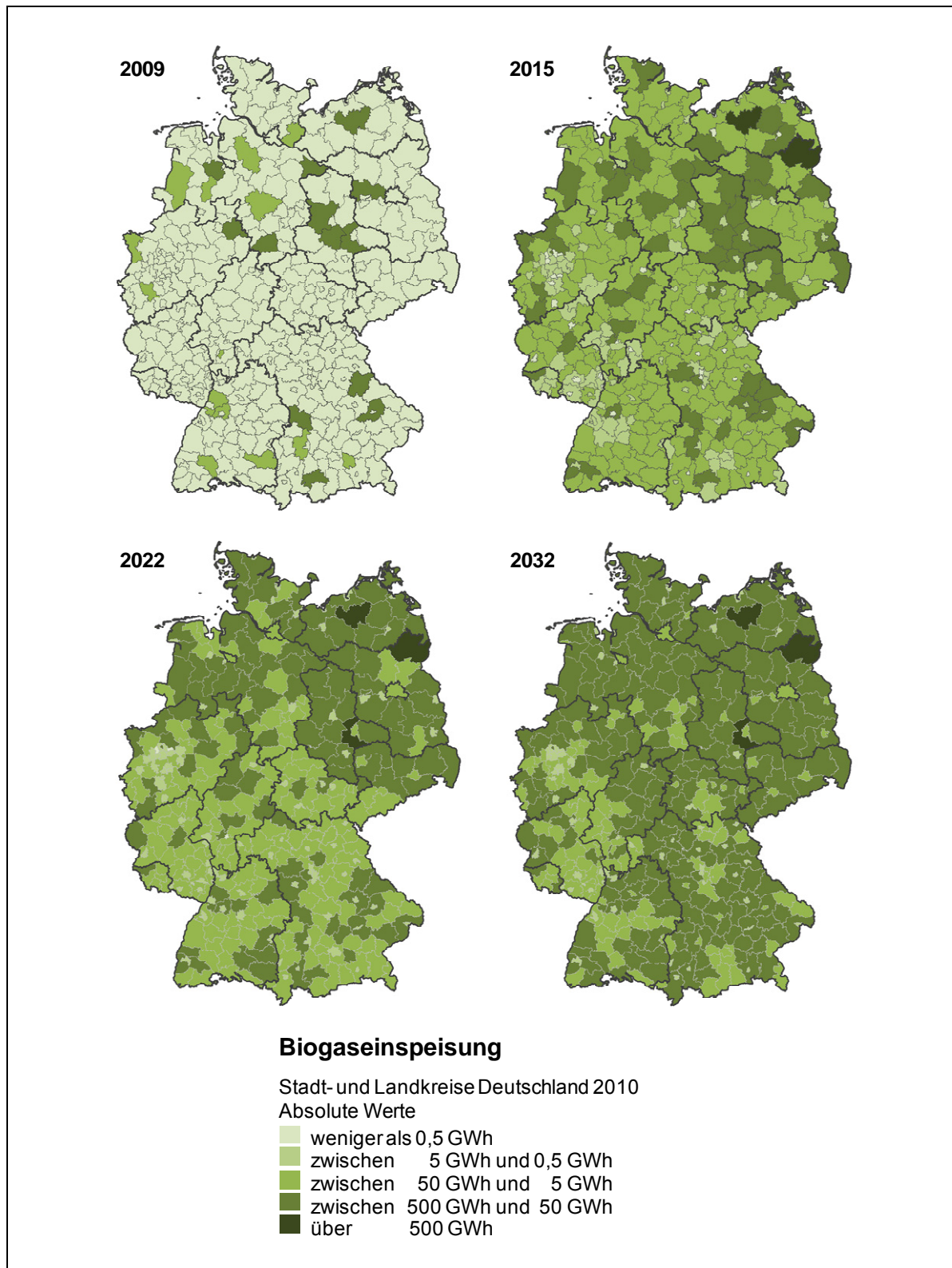
(3) Abbildung 18 zeigt die **regionale Entwicklung der Biogaseinspeisung** über den Betrachtungszeitraum. Die Gesamtentwicklung der Biogaseinspeisemenge sowie das Vorgehen zur Regionalisierung wurden im Kapitel 4.2 ausführlich erläutert.

Die Karte zur Biogaseinspeisung für das Jahr 2009 zeigt die Schwerpunkte für bereits zum damaligen Zeitpunkt bestehende Einspeiseanlagen. Insgesamt wird deutlich, dass die Biogaseinspeisung an Bedeutung gewinnen wird. In der dena-Projektliste befinden sich geplante Anlagen maximal bis zum Inbetriebnahmejahr 2013. Alle weiteren Steigerungen bei der Biogaseinspeisung müssen – entsprechend dem gewählten Verfahren – regional über den Anteil der Landwirtschaftsfläche verteilt werden. Dementsprechend kommt es zu einer großflächigen Verbreitung der Biogaseinspeisung entsprechend des entwickelten Szenarios. Die Karten in der Abbildung 18 zeigen einen Schwerpunkt der Biogaseinspeisung in Nord- und insbesondere in Ostdeutschland.

(4) Die darauffolgende Grafik (vgl. Abbildung 19) fasst die **Entwicklung des gesamten Gasaufkommens** (Erdgas-, Erdölgasförderung und Biogaseinspeisung) in Deutschland bis zum Jahr 2032 zusammen. Auf die Quantifizierung potenzieller Aufkommensmengen aus nicht-konventionellen Erdgasvorräten oder Power-to-Gas wurde im Rahmen der Erstellung dieses Szenario Rahmens verzichtet. Ein Ausblick zu diesen beiden möglichen Optionen für die Zukunft findet sich in den folgenden Abschnitten 4.4 und 4.5.

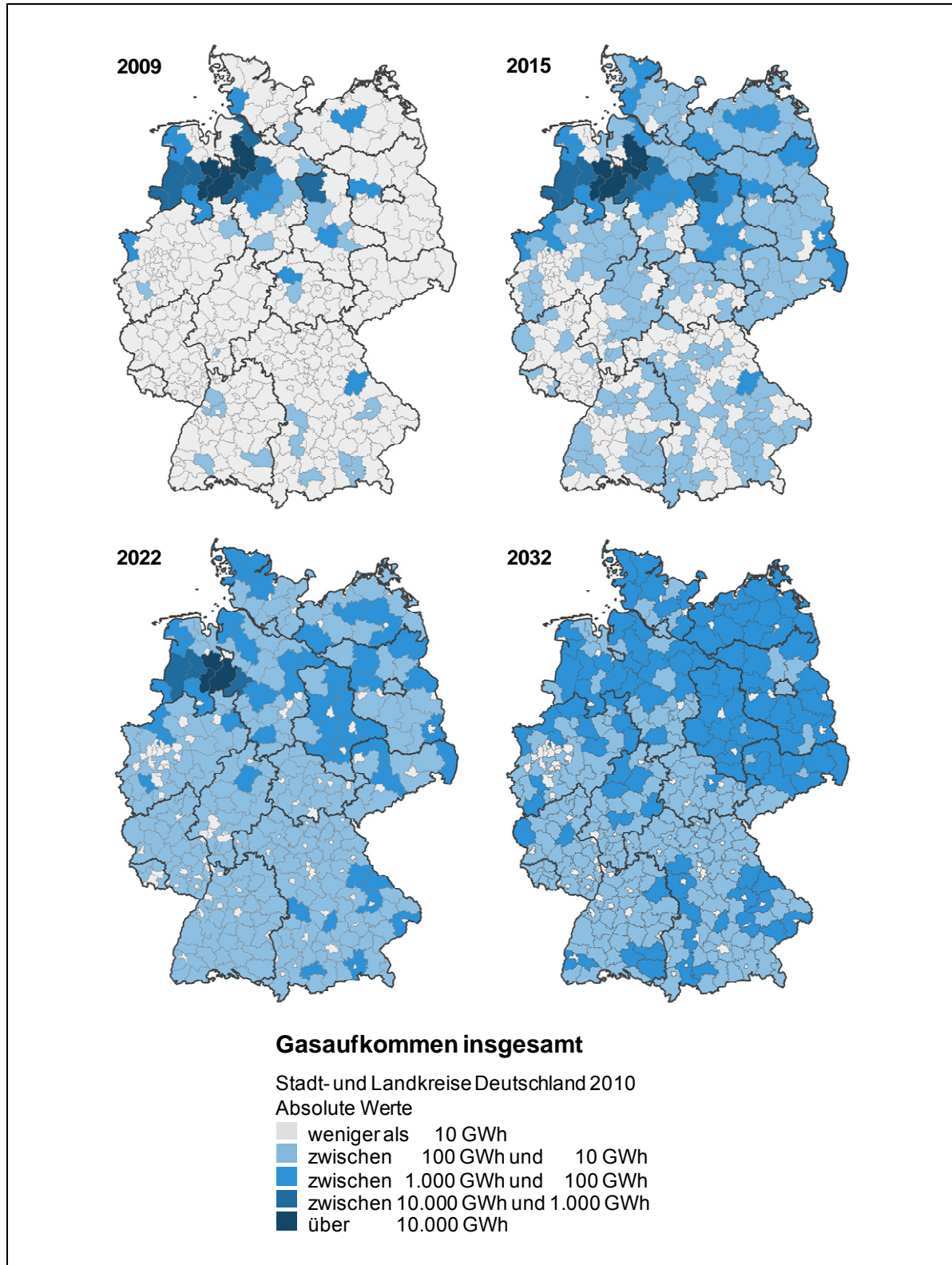
Die zurückgehende Erdgasfördermenge in Deutschland kann in Summe langfristig nicht durch die zunehmenden Biogaseinspeisemengen ausgeglichen werden. Zumindest bis zum Jahr 2022 wird es weiterhin im Land Niedersachsen Regionen ein relativ hohes Gasaufkommen geben. Dies ändert sich mit der Einstellung der konventionellen Gasförderung. Grundsätzlich wird sich das Gasaufkommen in Deutschland in Zukunft flächiger über die Republik verteilen, was auf eine dezentrale Biogaseinspeisung zurückzuführen ist. Daraus ergeben sich unter Umständen regionale Herausforderungen für die bestehende Gasinfrastruktur.

Abbildung 18: Entwicklung der regionalen Biogaseinspeisung 2009 bis 2015, 2022 und 2032



Quelle: Prognos

Abbildung 19: Entwicklung des gesamten Gasaufkommens (Erdgasförderung und Biogaseinspeisung) 2009 bis 2015, 2022 und 2032



Quelle: Prognos, LBEG 2011 a

4.4 Nicht-konventionelles Erdgas

Nicht-konventionelles Erdgas

(1) Neben der Förderung von konventionellem Erdgas wird gegenwärtig auch verstärkt die mögliche Förderung von nicht-konventionellem Gas diskutiert. Fraglich ist, ob eine Förderung in Deutschland in den nächsten 10 bis 20 Jahren zu erwarten ist.

Gegenwärtig stammen mehr als 85 % der weltweiten Produktion aus den qualitativ hochwertigen und relativ günstig zu fördernden konventionellen Vorkommen. **Nicht-konventionelle Ressourcen** wie Kohleflözgas („coal bed methane“), Schiefergas („shale gas“) und „tight gas“³ sind demgegenüber zumeist technisch aufwendiger zu fördern – mit Hilfe des sogenannten „Frackings“⁴. Nichtsdestotrotz werden die Kosten ihrer Förderung für Nordamerika bereits als wettbewerbsfähig im Vergleich zu den Kosten der konventionellen Erdgasförderung eingeschätzt. Für die west- und mitteleuropäischen Länder gibt es dagegen noch keine Erfahrungswerte [IEA 2009, 2011].

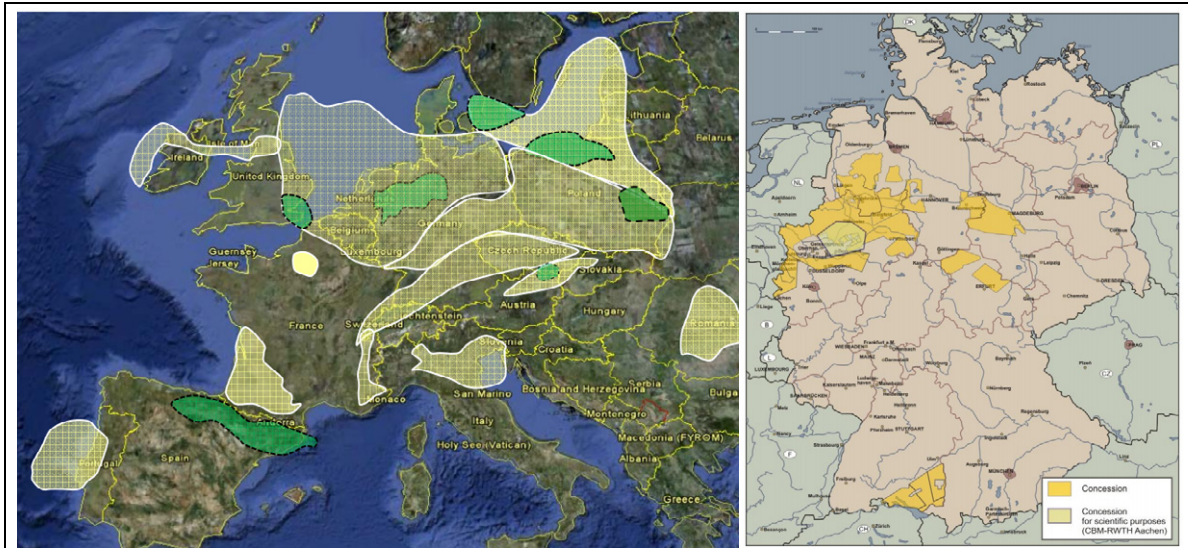
Potenzial in Deutschland

(2) Potenzielle Schiefergasvorkommen können sich grundsätzlich über weite Teile Deutschlands erstrecken, wie Abbildung 20 illustriert (linke Karte). Das wirtschaftlich förderbare Potenzial des nicht-konventionellen Gases in Deutschland ist bisher allerdings unbekannt und muss durch Exploration bestimmt werden. Die rechte Karte zeigt die im Mai 2011 bekannten Explorations- und Forschungsflächen für Schiefer- und Kohleflözgas in Deutschland. Im Rahmen einer auf mehrere Jahre angelegten Studie wird die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe bewerten, wie groß die Menge der vermuteten nicht-konventionellen Gasressourcen tatsächlich ist [LBEG 2011a, BGR 2010].

³ Zu dieser Gruppe zählen außerdem auch Gashydrate, deren Erschließung sich allerdings noch in der Forschungsphase befindet und die im Rahmen dieser Analyse keine Bedeutung haben.

⁴ Hydraulisches Fracturing („Fracking“): Eine besondere Rolle für die nicht-konventionelle Förderung spielt das Fracking. Hierbei werden große Mengen an Wasser, Chemikalien und Sand unter hohem Druck in die gasführenden Gesteinsformationen eingebracht, brechen diese auf und ermöglichen dadurch einen Gasfluss. Fracking ist keine komplett neue Technologie, sondern kommt teilweise auch bei der Ausbeutung konventioneller Gasvorkommen zum Einsatz [IEA 2009; LBEG 2011a].

Abbildung 20: Potenzielle Schiefergasregionen (links) und Explorations-/Forschungsflächen für Schiefer- und Kohleflözgas in Deutschland (rechts)



Legende linke Karte: gelb – Potenzielle Schiefergasvorkommen; grün – aktive Schiefergas-Exploration ; rechte Karte: gelb – Explorationsflächen; hellgrün – Forschungsflächen

Quelle links: Schlumberger nach Komduur 2010

Quelle rechts: BGR 2011 nach LBEG 2011b

(3) Derzeit werden die Potenziale und Risiken der nicht-konventionellen Gasressourcen in Deutschland kontrovers diskutiert. Politische Mehrheiten sind aber für die Nutzung der nicht-konventionellen Gasressourcen notwendig, und somit besteht derzeit unter anderem ein **politisches Umsetzungsrisiko**. Eventuell helfen hier weitere Studien und Forschungen (wie beispielsweise die angestoßene langfristige BGR-Studie), um den Stand des Wissens zu erweitern und um bessere Grundlagen für politische Entscheidungen zu liefern.

Ausblick

(4) Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist das wirtschaftlich förderbare Potenzial des nicht-konventionellen Gases in Deutschland noch unbekannt. Daher wird in den Szenarien keine Quantifizierung und Regionalisierung der Förderung solcher Gase vorgenommen. Am frühesten wäre eine Förderung grundsätzlich in solchen Regionen vorstellbar, in denen heute schon exploriert wird (vgl. oben). Allerdings müsste eine Förderung zunächst die bestehenden Hemmnisse überwinden. Hinzu kämen perspektivisch die **Kosten von Treibhausgasemissionen**, und dabei insbesondere die Rolle möglicher Methanemissionen [Howarth 2011]. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt schätzt die Internationale Energie-Agentur (IEA), dass mit angemessenen Umweltstandards produziertes Schiefergas nur geringfügig höhere

Gesamtemissionen (vom Bohrloch bis zur Verbrennung) an Treibhausgasen verursacht als konventionelles Erdgas [IEA 2011]. Langfristig dürften sich die mit den Treibhausgasemissionen zusammenhängenden Kosten entscheidend auf die Wirtschaftlichkeit von nicht-konventionellem Erdgas insgesamt auswirken. Auf Basis der vorliegenden Daten ist eine solche Abschätzung zum gegenwärtigen Zeitpunkt aber noch nicht möglich.

4.5 Zukunftsoption „Power-to-Gas“

(1) Die Erzeugung von **Gas aus Strom** (Power-to-Gas), der im Stromnetz nicht benötigt wird, ist eine neue Möglichkeit, um regenerativ erzeugten überschüssigen Strom zu nutzen. Mit dieser Technologie kann Strom zur langfristigen Erhaltung in den größten nationalen Energiespeicher überführt werden – die Gasinfrastruktur.

Für die Umwandlung von Strom in Gas stehen grundsätzlich zwei Optionen zur Verfügung. Beide beinhalten in einem Schritt die elektrolytische Erzeugung von **Wasserstoff**. Dieser kann dann entweder direkt ins Gasnetz eingespeist oder in einem zweiten Schritt weiter zu **Methan** umgewandelt werden [Klaus et al. 2010]. Die beiden Optionen unterscheiden sich aus technischer Sicht insbesondere hinsichtlich ihrer Wirkungsgrade (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 19: Wirkungsgrade der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und Methan

Umwandlungspfad	Wirkungsgrad	Anmerkung
Strom → Wasserstoff	54 – 77 %	jeweils abhängig vom benötigten Druck; z.B. für eine Gasfermleitung: 80 bar, für die meisten Gasspeicher: 200 bar
Strom → Methan	49 – 65 %	

Quelle: Sterner et al. 2011

Wasserstoff-Einspeisung

(2) Die einzelnen Komponenten des Gasversorgungssystems unterscheiden sich zum Teil erheblich hinsichtlich ihrer **Wasserstoff-Toleranz**. Im **DVGW** als der regelwerk-setzenden Organisation werden für die Zukunft einstellige Volumengrenzen der Wasserstoffeinspeisung diskutiert [Sterner et al. 2011]. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

(3) Wird ein bestimmter Wasserstoffanteil – der als solcher noch definiert werden muss – überschritten, können allerdings erhebliche technische Umstellungen im Gasnetz notwendig werden. Wahrscheinlich ist ab diesem Schwellenwert die Nutzung der zweiten Einspeise-Option, der Methanisierung (vgl. unten), vergleichsweise kostengünstiger [Sterner et al. 2011].

Methan-Einspeisung und -Erzeugung

(4) Anders als Wasserstoff kann Methan unbegrenzt ins Erdgasnetz eingespeist werden, ohne dass der Netzbetrieb hierzu tech-

nisch oder organisatorisch angepasst werden müsste [Müller-Syring et al. 2011a]. Die Herausforderungen liegen hier bei der Erzeugung des Methans. Der Prozess der Methan-Erzeugung erfordert neben dem umzuwandelnden Strom auch noch Kohlenstoffdioxid (CO₂). Als mögliche CO₂-Quellen kommen dabei grundsätzlich Vergärungs- und Vergasungsprozesse von Biomasse infrage sowie CO₂ aus der Atmosphäre, aus stofflichen industriellen Prozessen, aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe und aus Recyclingprozessen in Kraftwerken [Klaus et al. 2010; Sterner et al. 2011].

Die Wirtschaftlichkeit der Methan-Erzeugung wird beeinflusst durch den Erdgaspreis und den jeweils aktuellen Strompreis. Eine erste Abschätzung zeigt, dass eine Power-to-Gas-Anlage bei einem Gaspreis von 40 Euro/MWh noch einen positiven Deckungsbeitrag erzielen könnte, wenn der Strompreis unterhalb eines Grenzstrompreises von 9,54 Euro/MWh läge (vgl. Tabelle 20). Bei einem niedrigeren Gaspreis von 20 Euro/MWh müsste der Strompreis sogar negativ sein und unterhalb von -1,98 Euro/MWh liegen. Zum Vergleich: Aktuelle (durchschnittliche) Großhandelsstrompreise sind weit davon entfernt und bewegen sich in einem Bereich um 50 Euro/MWh. Trotzdem dürften mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zunehmend Situationen auftreten, in denen der Grenzstrompreis unterschritten wird. Auch wenn sich solche Anlagen insgesamt heute noch nicht rechnen, könnten die Anlagen in Zukunft bei lokalen Netzengpässen weitgehend kostenfrei überschüssige Strommengen beziehen [Kuhnhenne, Ecke 2011].

Tabelle 20: Grenzstrompreise der Power-to-Gas-Anlage

Erdgaspreis [€/MWh H ₀]	Grenzstrompreis [€/MWh]	
	ohne Netznutzungsentgelt	mit Netznutzungsentgelt*
20	11,52	-1,98
40	23,04	9,54

Grenzstrompreis: Preis, bis zu dem eine Power-to-Gas-Anlage (Wirkungsgrad: 64 %) gerade noch Strom beziehen könnte, um einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen.

* Netznutzungsentgelt für stromintensive Unternehmen (reduzierte Sätze)

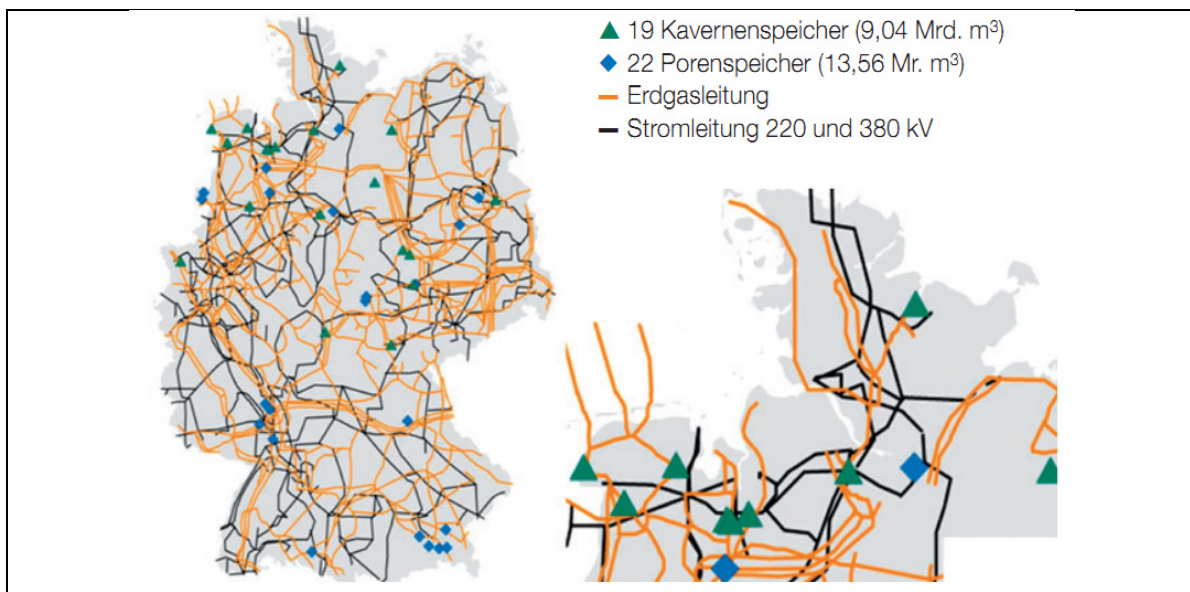
Quelle: Kuhnhenne, Ecke 2011

(5) Grundsätzlich bildet Power-to-Gas eine vielversprechende und schnell verfügbare Option, die beabsichtigte Integration der erneuerbaren Energieträger in das Energiesystem zu ermöglichen. Diese Entwicklung wird von den Fernleitungsnetzbetreibern begrüßt und im Rahmen ihrer Möglichkeiten unterstützt. Vor dem Hintergrund der noch zu beantwortenden offenen Fragen im Hinblick auf die Quantifizierung der Mengen, die Regionalisierung der Einspeisepunkte und die zeitliche Einordnung, ab wann Power-to-Gas wirtschaftlich einsetzbar ist, sind im vorliegenden Szenariorahmen noch keine Power-to-Gas-Mengen zugrundegelegt worden.

Mögliche Power-to-Gas-Standorte

(6) Für eine potenzielle Einspeisung von Power-to-Gas-Wasserstoff oder -Methan existieren in Deutschland grundsätzlich viele mögliche **Schnittstellen zwischen dem Strom- und Gasnetz**, wie Abbildung 21 verdeutlicht [Müller-Syring et al. 2011a]. Die Standortbestimmung solcher potenzieller Einspeisung ist allerdings durch die EnWG-Novelle erschwert, da sie infrastrukturunabhängig erfolgen kann.

Abbildung 21: Schnittstellen von Strom- und Gasnetz sowie Lage von Erdgasspeichern



Quelle: Müller-Syring et al. 2011a, angepasst

Power-to-Gas Untersuchungen der FNB

(7) Zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energien und in Anbetracht der deutlichen Zunahme der regenerativen Energieerzeugung analysieren die Fernleitungsnetzbetreiber Möglichkeiten, Wasserstoff in bestehende Ferngasleitungen einzuspeisen.

In Deutschland wird ein derartiges Verfahren vornehmlich für den in **Offshore-Windparks** erzeugten überschüssigen Strom diskutiert. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass eine große Menge des mittels dieser Anlagen in Nord- und Ostsee produzierten Stroms nicht in Nord- und Ostdeutschland verbraucht wird und daher Richtung Süden und Westen zu transportieren ist. Für die Einspeisung von Wasserstoff werden daher potenzielle Einspeisestellen in Ferngasleitungen in Küstennähe von Nord- und Ostsee geprüft.

(8) Die Fernleitungsnetzbetreiber betrachten dabei **folgende Varianten**:

1. Eine technisch restriktive Variante, die einen Wasserstoffanteil von 1 Vol.% im zu transportierenden Erdgas zulässt.
2. Eine mittelfristige Variante, die einen Wasserstoffanteil von bis zu 10 Vol.% im zu transportierenden Erdgas zulässt.
3. Eine durch Innovation begleitete zukunftsorientierte Variante, die eine Aufnahme der gesamten an Nord- und Ostsee durch Offshore Windkraftanlagen produzierten elektrischen Leistung ermöglicht. Als Basis dazu wird der derzeitige Stand des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplanes der Übertragungsnetzbetreiber im Stromnetz angenommen.

Die folgenden **Randbedingungen** sollen bei den Varianten Berücksichtigung finden:

- Die Auswahl der zu betrachtenden Einspeisestellen wird auf die in eine Richtung (unidirektional) betriebenen Importleitungen begrenzt.
- Bei der Zumischung von Wasserstoff in die bestehenden Ferngasleitungen wird unterstellt, dass dies im Rahmen der zur Verfügung stehenden Kapazitäten erfolgt.
- Zur Bewertung der möglichen Einspeisemöglichkeiten im Rahmen einer Beimischung werden die historischen Lastflüsse in den vergangenen fünf Jahren betrachtet und damit die Zukunft prognostiziert. Bei neuen Einspeisepunkten werden vergleichbare vorhandene Einspeisepunkte zur Erstellung eines solchen Lastgangs herangezogen.

Die betrachteten Varianten können aus den vorher genannten Aspekten zu einem weiteren Bedarf an Forschung und Entwicklung führen und erfordern gegebenenfalls die Anpassung des gastechnischen Equipments der Fernleitungsnetzbetreiber.

5 Gasbilanz für Deutschland

5.1 Entwicklung des Importbedarfs

(1) In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Szenarien zum Gasbedarf und zum Gasaufkommen zusammengeführt. Grundlage hierfür ist der Primärenergieeinsatz aus Kapitel 3.4 in den drei Gasbedarfsszenarien und das Gasaufkommen aus den Kapiteln 4.1 (Inlandsförderung) und 4.2 (Einspeisung von Biogas), das für alle Szenarien identisch ist.

Die Ergebnisse dieser drei Bilanzen zu Gasverwendung und Gasaufkommen zeigt die folgende Übersicht. Der **Erdgas-Importbedarf für Deutschland** geht in allen Szenarien bis 2015 zurück. Wegen des steigenden Gasbedarfs im Kraftwerkssektor steigt der Importbedarf in den Szenarien I und II in den Folgejahren wieder.

Tabelle 21: Entwicklung des Erdgas-Importbedarfs in den Szenarien des Szenariorahmens

Importbedarf Erdgas	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Szenariorahmen-Szenario I	[TWh]	682	631	602	608	630	668
Szenariorahmen-Szenario II	[TWh]	682	626	592	597	637	658
Szenariorahmen-Szenario III	[TWh]	682	617	578	579	542	

Quelle: Prognos

(2) Die Ergebnisse der Szenarien I bis III für den Erdgas-Importbedarf liegen für alle Jahre unter den in [EC 2010] von der EU-Kommission für Deutschland veröffentlichten Daten (vgl. Tabelle 22). Es ergibt sich jedoch für die Szenarien I und II im Zeitraum bis zum Jahr 2015 eine gute Übereinstimmung mit dem Szenario der [ENTSOG 2011].

Tabelle 22: Ergebnisse weiterer Szenarien zum zukünftigen Gas-Importbedarf Deutschlands

Importbedarf Erdgas	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
ENTSOG	[TWh]	k. A.	598	597	597	k. A.	k. A.
EU Energy Trends - Baseline 2009	[TWh]	783	852	851	850	880	820
EU Energy Trends - Reference Scenario	[TWh]	783	823	818	814	785	724

Quelle: EC 2010, ENTSOG 2011

(3) Als wesentliche **Gründe** für den geringeren Importbedarf gegenüber [EC 2010] im Ausgangsjahr 2009 und in der weiteren Entwicklung sind zu nennen:

- Für das **Ausgangsjahr 2009** weisen die Szenarien der EU-Kommission bereits einen Prognosewert aus, der wesentlich höher liegt als den offiziellen Statistiken zu entnehmen ist.
- Langfristig geht der **Endenergiebedarf** für Gas in den im Szenariorahmen berücksichtigten Szenarien der Bundesregierung (Referenz 2010 und Zielszenario 2011) deutlich stärker zurück als in den Szenarien der EU-Kommission, die vor den deutschen Beschlüssen zur Steigerung der Energieeffizienz im Energiekonzept 2010 berechnet wurden.
- Auch der zukünftige Gasbedarf zur **Stromerzeugung** wird im vorliegenden Szenariorahmen in allen Szenarien niedriger eingeschätzt als durch die EU-Kommission, deren Prognosen für 2009 bereits deutlich höher lagen, als in der Realität zu beobachten waren.

Aus den genannten Gründen ist der für den Szenariorahmen ermittelte Erdgas-Importbedarf für Deutschland belastbar und den Ergebnissen der EU-Kommission vorzuziehen.

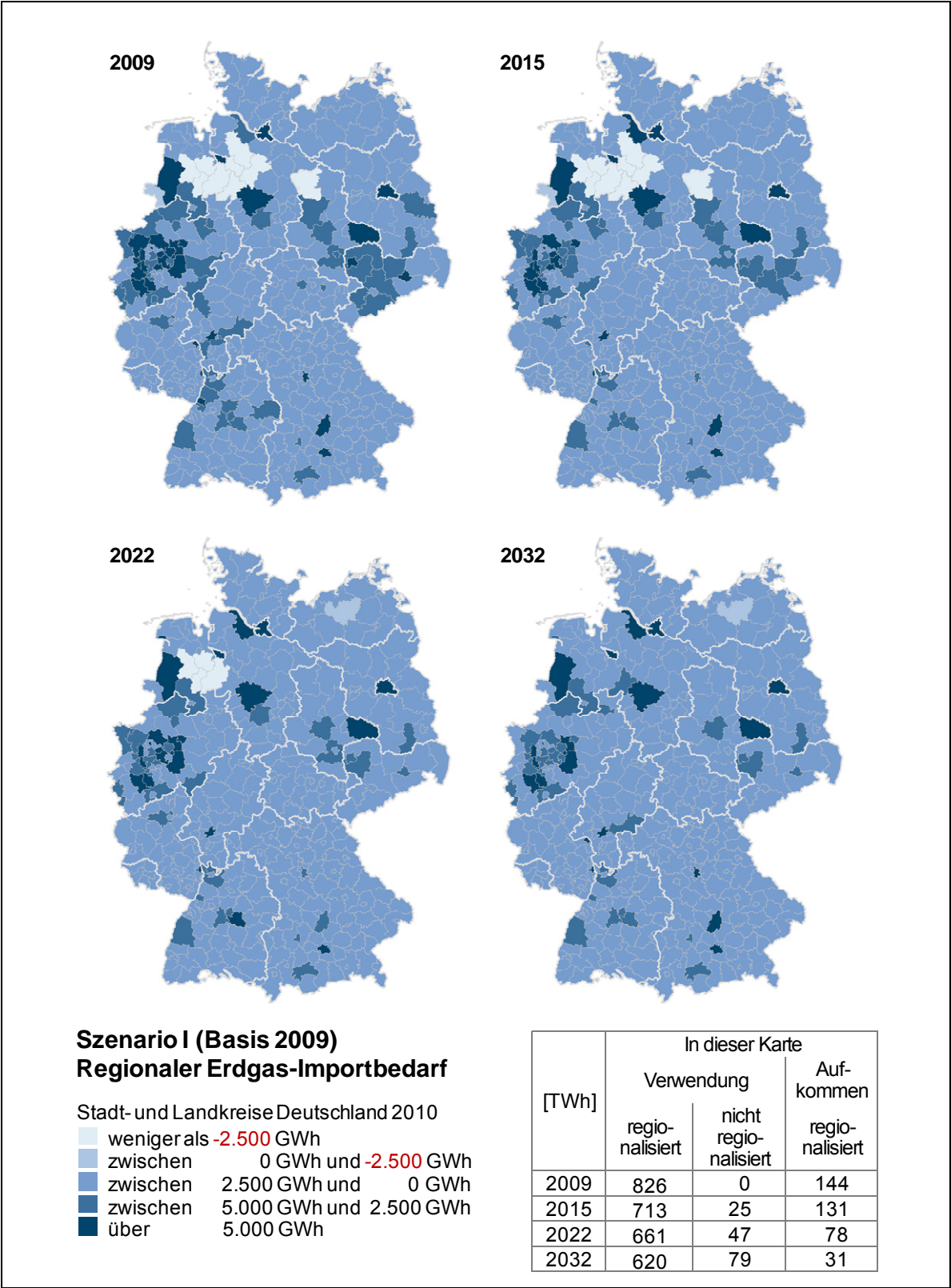
(4) Gegenüber dem Szenario der ENTSG zeigen sich Unterschiede vor allem in der Entwicklung der Eigenförderung von Erdgas in Deutschland, die durch ENTSG deutlich positiver eingeschätzt werden. Auch hier sind die Ergebnisse des vorliegenden Szenariorahmens vorzuziehen, die auf einer aktuellen Analyse der Erdgasreserven in Deutschland beruhen.

5.2 Regionaler Erdgas-Importbedarf

(1) Die Regionalisierung des Erdgas-Importbedarfs für die Szenarien I bis III zeigen die folgenden Übersichten. Dargestellt wird auf Kreisebene der absolute „Importbedarf“ im Zeitverlauf. Kreise mit einem negativen Importbedarf haben in Summe ein höheres Gasaufkommen als in diesem Kreis verbraucht wird. Es handelt sich hierbei generell um Kreise, in denen Erdgas gefördert wird.

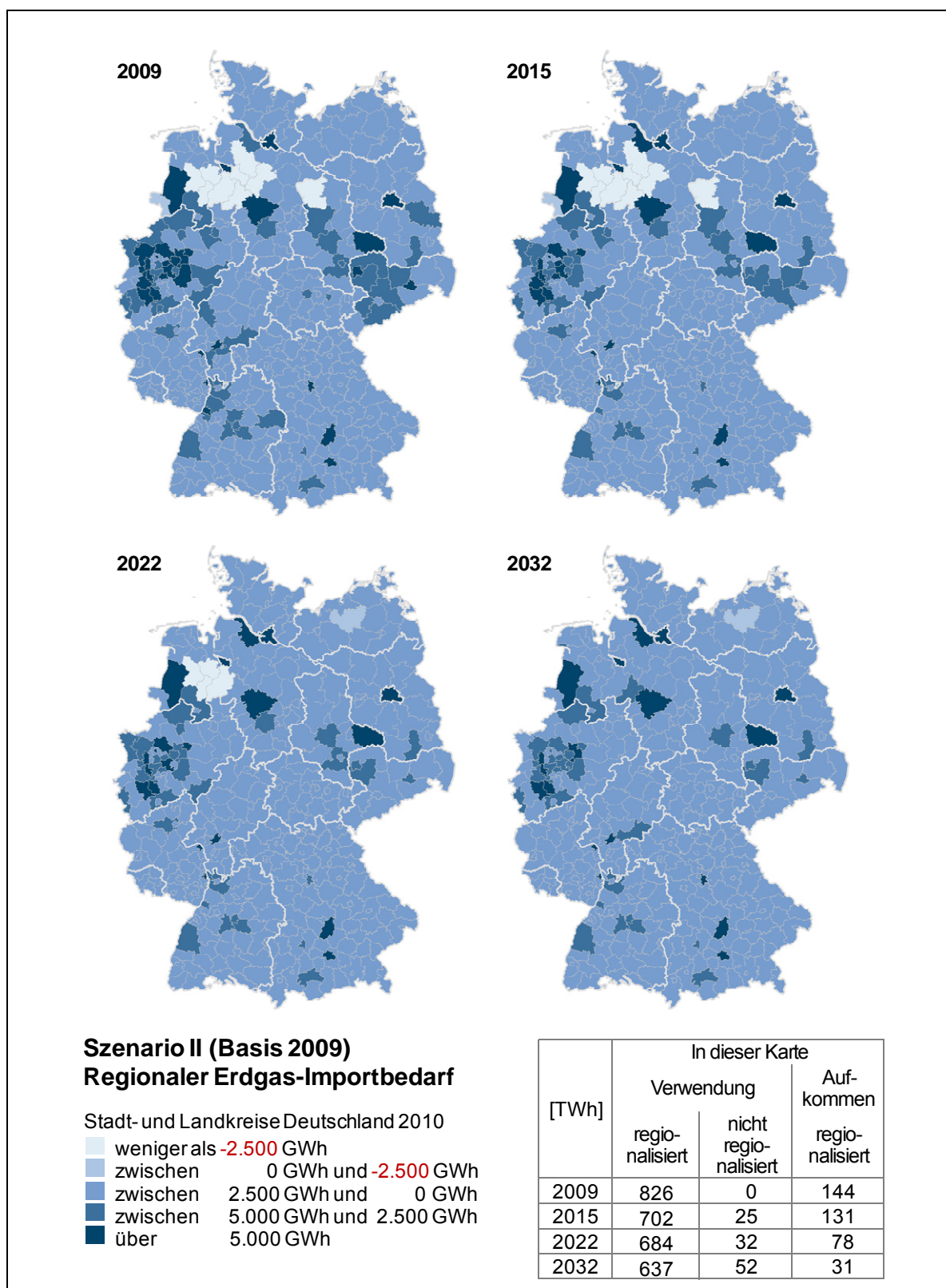
Auch in den folgenden Übersichten ist zusätzlich der nicht regionalisierbare Gasbedarf ausgewiesen, der in zusätzlichen Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und zusätzlichen Industriekraftwerken entsteht, deren Standorte jedoch heute noch nicht sicher feststehen.

Abbildung 22: Szenario I – Veränderung des regionalen Erdgas-Importbedarfs 2010 bis 2032



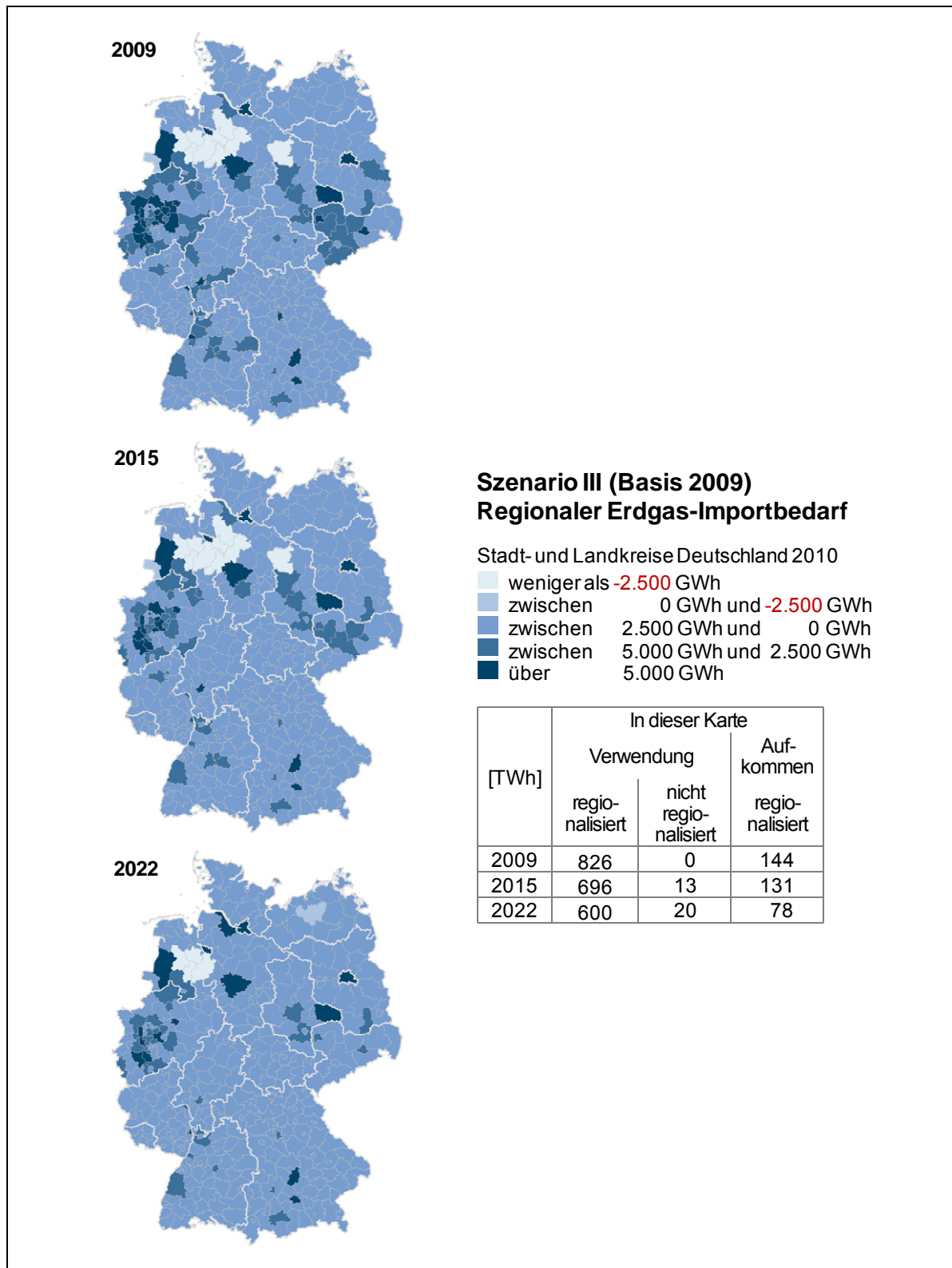
Quelle: Prognos

Abbildung 23: Szenario II – Veränderung des regionalen Erdgas-Importbedarfs 2009 bis 2032



Quelle: Prognos

Abbildung 24: Szenario III – Veränderung des regionalen Erdgas-Importbedarfs 2009 bis 2022



Quelle: Prognos

5.3 Einspeisekapazitäten von und Ausspeisekapazitäten zu Speichern

(1) In den folgenden Tabellen wird die erwartete Entwicklung der Ausspeisekapazitäten aus dem Netz zu den Speichern sowie der Einspeisekapazitäten des Netzes von den Speichern dargestellt. Hierbei sind ausschließlich die direkt an die Fernleitungsnetze angeschlossenen Speicher aufgeführt.

Die in den Tabellen dargestellten Kapazitätswerte wurden am 1. Januar 2011 bzw. für Open Grid Europe am 1. Februar 2011 ermittelt. Sie haben die Einheit GWh/Tag (bezogen auf 24 Stunden) und gelten für den 1. Januar des in der jeweiligen Spaltenüberschrift angegebenen Kalenderjahres. Sie enthalten die Summe der entsprechend der GasNZV definierten festen Kapazitäten.

(2) Zusätzlich liegen den Fernleitungsnetzbetreibern zum Stichtag 18.8.2011 Kapazitätsreservierungen nach § 38 GasNZV in Summe von 166 GWh/Tag Ausspeisekapazität aus dem Netz zu den Speichern sowie 160 GWh/Tag Einspeisekapazität des Netzes von den Speichern vor. Für 2022 beträgt die Summe der Reservierungen rund 4 % der Summe der in der Tabelle aufgeführten Einspeisekapazitäten sowie knapp 8 % der Ausspeisekapazitäten.

Inwiefern diese Kapazitäten für die Abdeckung denkbarer Versorgungsstörungen ausreichen, wird entsprechend Kapitel 2.2 untersucht.

Tabelle 23: Erwartete Entwicklung der festen Auspeisekapazitäten aus dem Netz zu den Speichern 2013 bis 2022

Feste Auspeisekapazitäten ¹ [GWh/Tag]		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
bn	Wolfersberg USP ²	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
EGMT	Empelde	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
EWE NETZ	Speicherzone West	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
GUD	Nüttermoor H	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Nüttermoor L	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Lesum	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	Uelsen	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	Jemgum	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
	Etzel	28	58	40	28	59	59	59	59	59	59
GVS	Fronhofen	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Sandhausen	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
ONTRAS	UGS Bad Lauchstädt	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
	UGS Bernburg	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	UGS Buchholz	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	UGS Katharina	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	UGS Kirchheilingen	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
	UGS Peckensen	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
OGE	Bierwang	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
	Breitbrunn	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
	Epe H	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113
	Epe L	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
	Eschenfelden	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	Etzel	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
	Friedeburg-Etzel	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
	Grounau-Epe H1	72	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	Grounau-Epe L1	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
	Hähnlein	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	Krummhörn	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
	Nüttermoor	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
	Stockstadt	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
TG	Epe	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
	Xanten	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
WITG	Rehden	374	374	374	374	374	374	374	374	374	374
	Nüttermoor	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
	Haidach	268	268	268	268	268	268	268	268	268	268
	Jemgum	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Gesamt³		2.177	2.205	2.187	2.175	2.206	2.206	2.206	2.206	2.206	2.206

¹ Hier nicht enthalten sind Kapazitäten, die von 2013 bis 2022 durchgängig gleich Null sind.

² Wird nur im Zeitraum von April bis einschließlich September als feste Kapazität angeboten, in den restlichen Monaten nur unterbrechbare Kapazität möglich.

³ mit der in Fußnote 2 beschriebenen Einschränkung

Quelle: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Erwartete Entwicklung der festen Einspeisekapazitäten von Speichern in das Netz 2013 bis 2022

Feste Einspeisekapazitäten ¹ [GWh/Tag]		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
bn	Woltersberg USP ²	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
EGMT	Empelde	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
EWE NETZ	Speicherzone West	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285
GUD	Nüstermoor L	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	Lesum	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
	Harsefeld	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
	Uelsen	45	68	68	68	68	68	68	68	68	68
	Jemgum	0	0	69	69	69	69	69	69	69	69
	Etzel	28	62	40	28	88	88	88	88	88	88
GVS	Fronhofen	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
	Sandhausen	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
ONTRAS	UGS Bad Lauchstädt	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247
	UGS Bernburg	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224
	UGS Buchholz	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	UGS Katharina	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
	UGS Kirchheilingen	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	E.ON Hanse Speicher Kraak	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	UGS Peckensen	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
OGE	Bierwang	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
	Breitbrunn	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
	Epe H	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
	Epe L	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
	Eschenfelden	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
	Etzel	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
	Grounau-Epe L2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Nüstermoor	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
TG	Epe	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
	Epe	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	Epe	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
	Kalle	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
	Xanten	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
WITG	Rehden	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482
	Haidach	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294
Gesamt³		3.512	3.570	3.617	3.604	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665	3.665

¹ Hier nicht enthalten sind Kapazitäten, die von 2013 bis 2022 durchgängig gleich Null sind.

² Wird nur im Zeitraum von Oktober bis einschließlich März als feste Kapazität angeboten, in den restlichen Monaten nur unterbrechbare Kapazität möglich.

³ mit der in Fußnote 2 beschriebenen Einschränkung

Quelle: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber

6 Gasaustausch zwischen Deutschland und den europäischen Nachbarländern

(1) Eine Prognose der Gasflüsse im europäischen Maßstab erfordert eine umfangreiche Modellierung. Ohne eine solche Modellierung sind keine belastbaren quantitativen Aussagen über die Entwicklung der Gasflüsse an einzelnen Grenzübergangspunkten möglich. ENTSOG trifft in seinem Ten-Year Network Development Plan 2011 - 2020 Aussagen über die erwartete künftige Entwicklung der Grenzübergangskapazitäten. Diese Aussagen bilden die Grundlage für den Szenariorahmen des deutschen Netzentwicklungsplans für die Gasnetze.

(2) **Ziel** dieses Kapitels ist, die Ergebnisse von ENTSOG auf Plausibilität zu prüfen. Dabei wählen wir folgende **Vorgehensweise**:

- Im ersten Schritt wird eine **Bestandsaufnahme** der Gasflüsse an den deutschen Grenzübergangspunkten im Zeitraum 2006 bis 2010 durchgeführt.
- Im zweiten Schritt überprüfen wir die **Annahmen** des Ten-Year Network Development Plan 2011 bis 2020 von ENTSOG anhand öffentlich verfügbarer Szenarien der EU-Kommission.
- Anschließend nehmen wir eine Bestandsaufnahme der relevanten bereits in Bau oder Planung befindlichen **Projekte** für Gasleitungen und LNG-Terminals in Europa vor.
- In der Schlussfolgerung treffen wir eine Aussage darüber, ob die in der Kapazitätsvorausschau der ENTSOG dargestellten Veränderungen unseren Annahmen und den Entwicklungen im europäischen Gasmarkt entsprechen und somit plausibel sind.

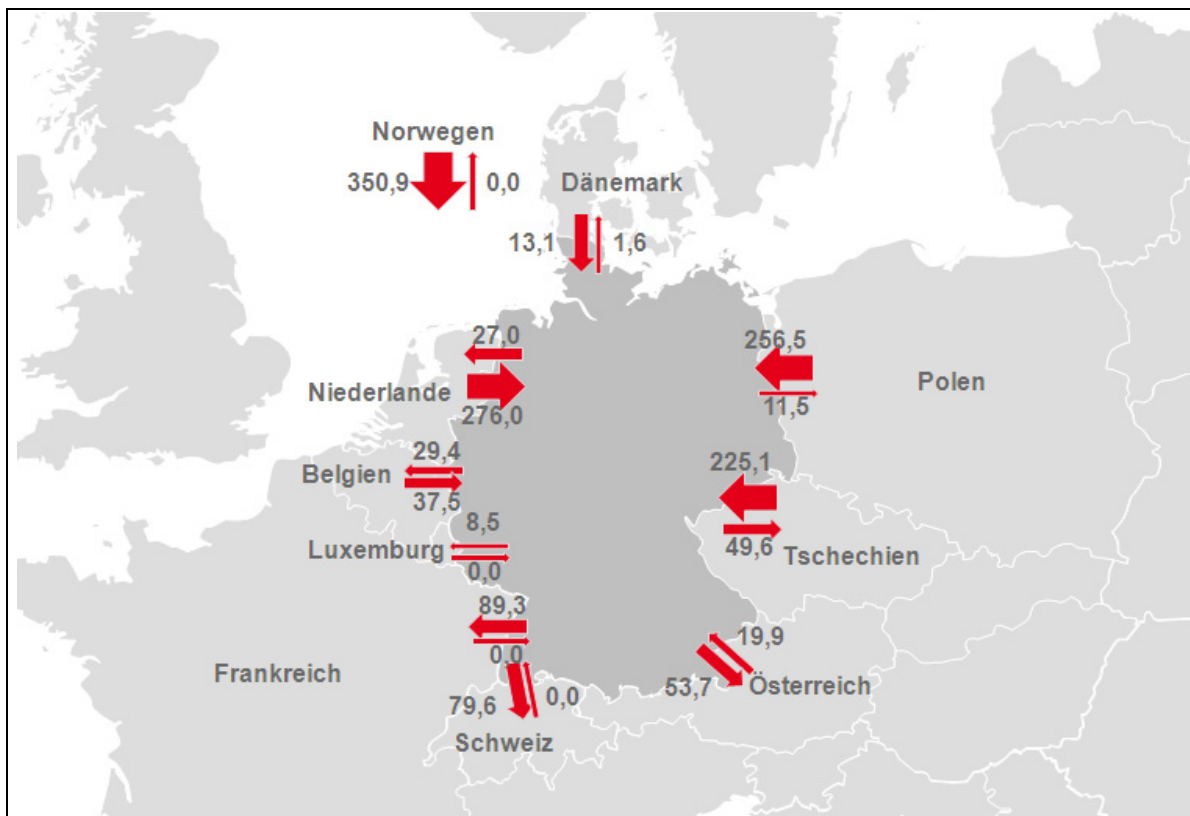
6.1 Gasflüsse an den deutschen Grenzübergangspunkten 2006 bis 2010

(1) Neben den inländischen Mengenströmen, die sich aus Gasaufkommen und Verwendung ergeben, spielen die Gasströme an den **Grenzübergangspunkten** eine bedeutende Rolle für das deutsche Gasnetz. Diese entstehen aus der Einspeisung von Erdgas aus den Herkunftsländern (z. B. Niederlande) und Transitländern (z. B. Polen, Tschechische Republik) bzw. aus der Auspeisung in Länder, für die Deutschland selbst ein Transitland darstellt (z. B. Frankreich). Dabei setzen sich die Mengenströme einerseits aus dauerhaft gerichteten Flüssen zur Bedienung der

Grundlast in nachgelagerten Netzen zusammen, andererseits aus handelsgetriebenen Flüssen, deren Richtung sich nach den kurz- bis mittelfristigen Preisdifferenzen richtet.

(2) Aus Sicht des Netzes sind Grenzübergangspunkte somit entweder wie große **Ausspeiser** oder wie **Einspeiser** zu behandeln. Die Bestandsaufnahme zeigt, dass die meisten Grenzübergänge aufgrund der großräumigen Verteilung der Gasressourcen in Europa eindeutig klassifiziert werden können (z. B. überwiegend Export bzw. Import).

Abbildung 25: Gasaustausch zwischen den deutschen Gasnetzen und Nachbarländern 2010 in TWh



Quelle: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber

(3) Trotz dieser eindeutigen Charakterisierung in der Momentaufnahme eines Jahres entstehen **zeitliche Änderungen**, die sich aus einer geänderten Nutzung dieser Kapazitäten durch die Shipper (Gashändler) oder dem Ausbau von Kapazitäten an den Grenzübergangsstellen ergeben können. Die Fernleitungsnetzbetreiber reagieren hiermit auf bereits eingetretene oder absehbare Entwicklungen an den Gasmärkten.

In der **Trendanalyse der Jahre 2006 bis 2010**, die anhand von Daten der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt wurde, zeigt sich, dass insgesamt sowohl die Importe Deutschlands als auch die Exporte in die Nachbarländer in Summe leicht abgenommen haben.

(4) Die folgende Charakterisierung zeigt die wichtigsten **Entwicklungen zwischen 2006 und 2010** für die einzelnen Länder auf. Dabei nehmen die ersten vier Grenzübergänge bereits 94 % der deutschen Importe auf. Die Auflistung beginnt mit den wichtigsten Lieferländern (Importe nach Deutschland) und endet mit den Ländern, in die Deutschland im Saldo am meisten Gas liefert:

- Der bedeutendste Gaseinspeiser in deutsche Netze ist **Norwegen**. Die aus Norwegen bezogene Gasmenge stieg zwischen 2006 und 2010 um 5 %, Lieferungen in die Gegenrichtung existierten nicht.
- Die ebenfalls bedeutenden Gasimporte aus den **Niederlanden** sind seit 2006 um 6 % zurückgegangen. Die um den Faktor 10 darunter liegenden Lieferungen in Richtung der Niederlande reduzierten sich im gleichen Umfang (7 %).
- Die Importe über **Polen** stiegen bis 2008 und sanken danach unter das Ausgangsniveau. Exporte nach Polen spielen heute eine untergeordnete Rolle, stiegen aber im Betrachtungszeitraum deutlich.
- Die Grenzübergangspunkte zur **Tschechischen Republik** spielen ebenso wie die zu Polen eine wichtige Rolle für den Import von russischem Erdgas nach Deutschland. Die Importe stiegen zwischen 2006 und 2008 um 20 %, fielen danach aber wieder und sanken bis 2010 auf einen leicht unter dem Ausgangsniveau des Jahres 2006 liegenden Wert. Die Exporte in Richtung Tschechien waren deutlich rückläufig.
- **Dänemark** liefert netto immer noch mehr Gas an Deutschland als es bezieht. Die Importmengen aus Dänemark waren in den letzten Jahren allerdings rückläufig. Ursache hierfür ist die Erschöpfung der dänischen Lagerstätten. Exporte nach Dänemark fanden im geringen Umfang erstmals 2010 statt.
- Der Gasbezug aus **Belgien** verdoppelte sich im Betrachtungszeitraum. Hierfür waren einerseits Netzausbaumaßnahmen maßgeblich. Andererseits dürften diese Veränderungen vor allem handelsgetriebene Ursachen haben. Durch den Preisverfall bei verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) bestand ein Anreiz, LNG über Zeebrugge nach Deutschland zu importieren und damit Pipelinegas zu erset-

zen. Die nach Belgien gelieferten Gasmengen gingen hingegen um 12 % zurück.

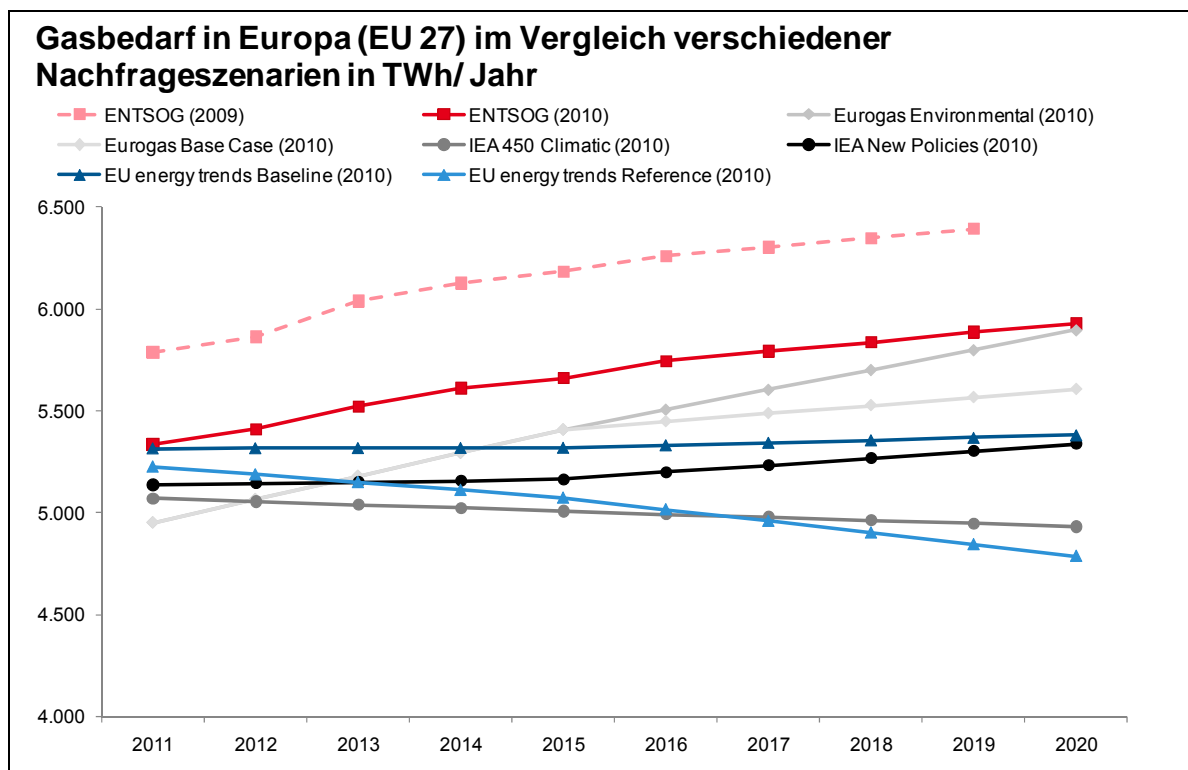
- **Luxemburg** bezog zwischen 2006 und 2010 eine ungefähr gleichbleibende Menge Gas aus deutschen Netzen. Lieferungen in die Gegenrichtung existierten nicht.
- Gasimporte über **Österreich** waren rückläufig, während Gassexporte in Richtung Österreich sich nahezu verdoppelten. Der Anstieg der Exporte dürfte vor allem auf Preisunterschiede zwischen den Spotmärkten NCG und Baumgarten zu erklären sein, also durch den Handel verursacht.
- Gasimporte nach Deutschland über die **Schweizer** Grenze fanden in den letzten 5 Jahren nicht statt. Die Exporte in die Schweiz vor allem zum Weitertransport nach Italien halbierten sich nahezu. Auch hier waren vermutlich Preisunterschiede die Ursache. Zusätzlich gab es im Jahr 2010 eine mehrmonatige technisch bedingte Lieferunterbrechung.
- Aus **Frankreichs** Gasnetzen wurde ebenfalls kein Gas nach Deutschland übergeben. Hierfür sind zurzeit technische Gründe ausschlaggebend. Hingegen ist Deutschland ein wichtiges Lieferland für den französischen Gasbedarf. Die Exporte nach Frankreich waren zwischen 2006 und 2010 stabil.

6.2 Szenarien zum europäischen Gasbedarf

(1) Der Ten-Year Network Development Plan 2011 bis 2020 der ENTSOG analysiert die Belastbarkeit der europäischen Gas-Infrastruktur auf der Basis eines **Bedarfsszenarios**, das anschließend anhand einer Annahme zu extrem kaltem Wetter variiert wird. Das ENTSOG-Bedarfsszenario basiert auf Meldungen der Mitgliedsunternehmen (also der Fernleitungsnetzbetreiber) aus den einzelnen Ländern [ENTSOG 2011].

(2) Bei einem **Vergleich** mit **Szenarien anderer Institutionen** fällt auf, dass das ENTSOG-Szenario 2010 am oberen Rand der Einschätzungen zur Entwicklung des europäischen Gasbedarfs angesiedelt ist (vgl. Abbildung 26). Zum Vergleich ist auch das ENTSOG-Szenario aus dem Jahr 2009 mit dargestellt.

Abbildung 26: Vergleich verschiedener europäischer Gasbedarfs-szenarien in TWh



Quelle: EU-Kommission, IEA zitiert bei ENTSOG 2011

(3) Die **Einordnung** des Gasbedarfs am oberen Rand ist aus Sicht einer abdeckenden Einschätzung zur Planung der gegebenenfalls notwendigen Infrastruktur zunächst nachvollziehbar. Eine Positionierung am unteren Rand der vorhandenen Szenarien könnte zur Folge haben, dass die Infrastruktur nicht ausreichend dimensioniert wird und somit zu einem späteren Zeitpunkt Engpässe auftreten könnten.

In den letzten Jahren wurde europaweit in vielen Ländern eine Korrektur der Prognoseerwartungen nach unten vorgenommen, da durch die intensivierte Klimaschutzpolitik und die schnell steigende Energieeffizienz kein Zuwachs des Endenergiebedarfs beim Erdgas mehr erwartet wird. Andererseits ist nach der Reaktor-katastrophe von Fukushima in einigen Ländern eine Neubewertung der Stromerzeugung aus Kernenergie vorgenommen worden. Dies könnte in der mittleren Perspektive zu einer Ausweitung der Gasverstromung führen. Die beiden genannten Entwicklungen – Schrumpfung des Endenergiebedarfs und verstärkte Verstromung von Gas – könnten in Summe zu einem leichten Rückgang oder bestenfalls ausgeglichenen Bedarfspfad für Erdgas in Europa führen, ein Ergebnis, das auch von den Szenarien der Europäischen Kommission (Generaldirektion Energie) „EU energy trends to 2030 - update 2009“ („EU energy trends Baseline“ bzw. „EU energy

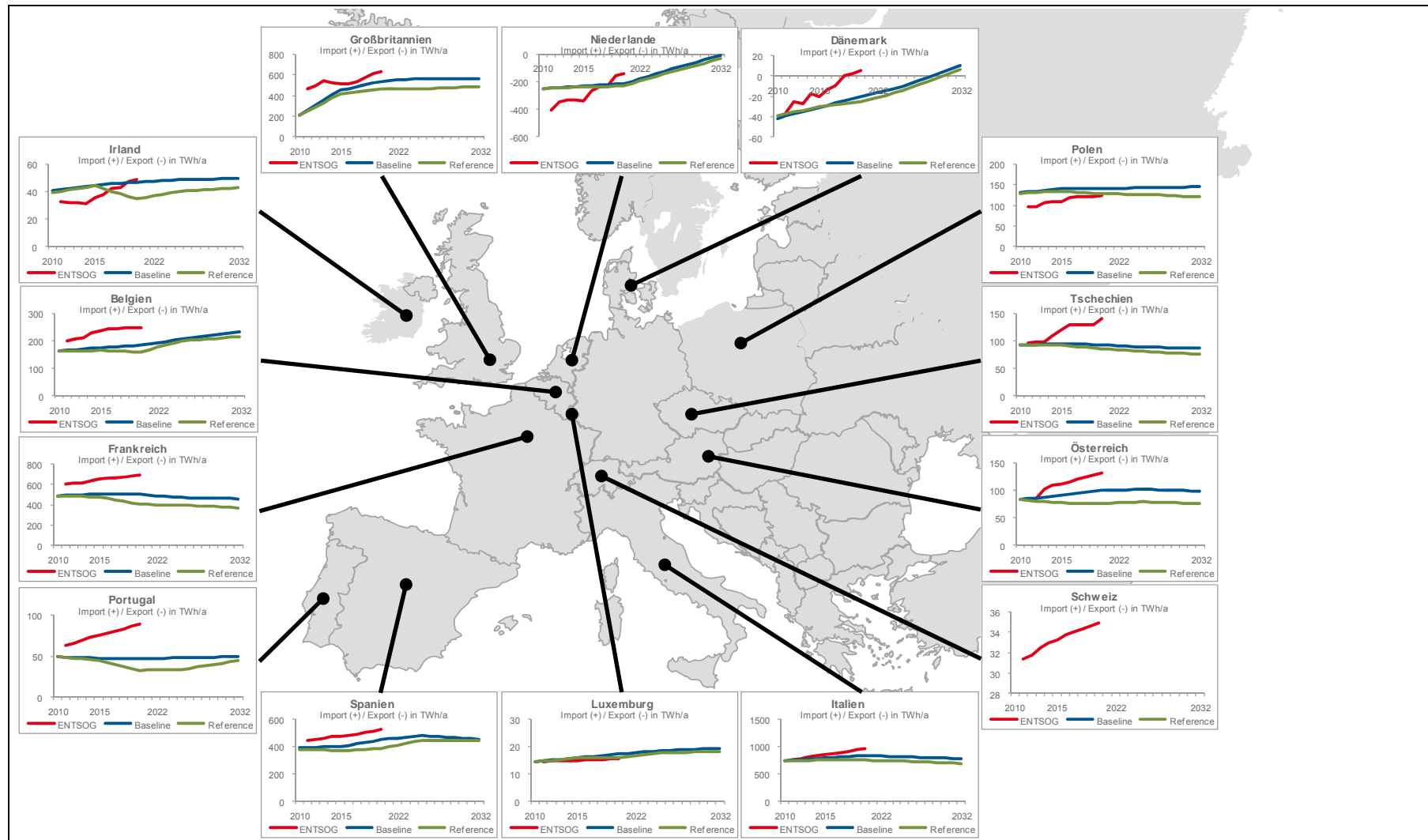
trends Reference“ in der obigen Abbildung) so wiedergegeben wird.

Es stellt sich die Frage, ob die von 2009 zu 2010 vorgenommene Korrektur des Bedarfsszenarios der ENTSOG bereits ausreichend war. Im Sinne einer vorsichtigen, abdeckenden Planung der Infrastruktur halten wir insgesamt den gewählten Bedarfsausblick 2010 der ENTSOG für **nachvollziehbar**.

(4) Für eine differenzierte Betrachtung der **einzelnen Länder** wurde anhand der aktuellen EU-Szenarien „Baseline“ und „Reference“ eine länderweise Einordnung der ENTSOG-Ergebnisse vorgenommen. Dabei stellen wir nicht auf den Gasbedarf ab, sondern analysieren den **Netto-Importbedarf**. Dieser ergibt sich aus dem Gasbedarf abzüglich der Eigenförderung (vgl. Abbildung 27), beschreibt also den durch Lieferungen aus dem Ausland zu deckenden Gasbedarf bzw. das Exportpotenzial eines Landes. Damit ist er ein wichtiger Parameter zur Planung der grenzüberschreitenden Infrastruktur.

(5) Es wird deutlich, dass die meisten Fernleitungsnetzbetreiber, die Daten für ENTSOG bereitgestellt haben, offenbar mit **höheren Zuwächsen** des Nettoimportbedarfs rechnen, als die EU-Szenarien. Insbesondere in Tschechien, Dänemark, Frankreich, Portugal und Österreich weichen die Einschätzungen der EU energy trends Szenarien gravierend von denen des ENTSOG ab. Eine eventuelle Überdimensionierung der Gasinfrastruktur ist hieraus nicht ableitbar.

Abbildung 27: Entwicklung des Gas-Netto-Importbedarfs in ausgewählten Ländern Europas in TWh



Quelle: EC 2010, ENTSGO 2011

6.3 Bestandsaufnahme neuer Projekte für die europäische Gasinfrastruktur

(1) Ob Infrastrukturprojekte realisiert werden, ist in erster Linie eine **ökonomische Entscheidung** des oder der Infrastrukturbetreiber. Eine solche Entscheidung kommt dann zustande, wenn der Projektträger der Überzeugung ist, dass das Projekt einen bereits bestehenden oder künftigen Bedarf decken wird und somit über entsprechende Entgelte der Nutzer zu refinanzieren ist. Hinzu kommen der politische Wille, derartige Vorhaben zu unterstützen, und die notwendige Akzeptanz der Öffentlichkeit.

Implizit gehen wir davon aus, dass die geplanten oder in Bau befindlichen Projekte einer solchen Logik folgen, sonst würden sie nicht gebaut. Weitere Erwägungen wie die Erhöhung der Versorgungssicherheit oder strategische Überlegungen zur Reduktion der Abhängigkeit von einzelnen Versorgungsregionen können allerdings ebenfalls eine Rolle bei Infrastrukturentscheidungen spielen.

(2) Eine Reihe von **Gasinfrastrukturprojekten** ist europaweit in **Planung oder bereits im Bau**. Die folgende Darstellung zeigt Leitungsbauprojekte und geplante oder bereits in Bau befindliche LNG-Terminals, die gegebenenfalls den Gasfluss in Deutschland beeinflussen könnten. Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Einige dieser Projekte sind bereits fertiggestellt und stehen kurz vor der Inbetriebnahme. Da Speicherung nicht Gegenstand dieser Studie ist, wurden geplante **Speicherprojekte nicht dargestellt**. Auch bekannte Kapazitätserweiterungen an Grenzübergangspunkten sind nicht dargestellt (vgl. hierzu ENTSOE 2011).

besteht die Möglichkeit, russische Gasmengen weiter Richtung Westen zu transportieren. Die erwarteten Rückgänge der Förderung in Deutschland (Nordsee, Niedersachsen) lassen erwarten, dass dort ein zusätzlicher Gasbedarf entstehen könnte. Die Darstellung in Abbildung 27 zeigt, dass der heute noch hohe **niederländische** Exportüberschuss bis 2030 verschwinden könnte. Dies bedeutet, dass die Niederlande perspektivisch als Gaslieferant an Bedeutung verlieren werden. Entsprechend besteht hier ein erhöhter Bedarf an Gas zum Ausgleich der heute aus diesem Land bezogenen Mengen. Dies betrifft nicht nur Deutschland, sondern auch andere Nutzer von niederländischem Gas, z. B. **Großbritannien**. Der britische Gas-Importbedarf könnte sich den EU energy trends Szenarien der DG ENER zufolge bereits bis zum Jahr 2015 verdoppeln, da die Gas-Förderung in Großbritannien schnell zurückgeht. Somit entsteht hier ebenfalls ein Gasbedarf, der teilweise mittels russischem Erdgas gedeckt werden könnte. All diese Entwicklungen dürften zu einer Zunahme von Mengenströmen Richtung Westen führen, also zu einer Zunahme von Exporten über die **niederländische und belgische Grenze**.

- Die in Planung befindliche **Tauerngasleitung** (TGL) soll von Haiming/ Burghausen in Bayern nach Auerbach im ober-österreichischen Innviertel, durch Salzburg und Kärnten bis über die österreichisch-italienische Grenze nach Tarvis führen. Mit dieser Leitung wird das deutsche Gasnetz mit dem italienischen verbunden und es wird eine zusätzliche Austauschkapazität zum österreichischen Netz geschaffen. Die Inbetriebnahme der Leitung wird nach jetzigem Stand Gasflüsse nach Italien aber auch in Gegenrichtung erlauben. Eine klare Aussage darüber, welche Richtung dabei überwiegen wird, ist nicht möglich, da dies von Preisunterschieden in den Märkten abhängt.
- Die beiden in Deutschland vorgeschlagenen **LNG-Terminals** in Wilhelmshaven und Rostock, die in der obigen Karte verzeichnet sind, sind bei ENTSG als Projekte in Planung dokumentiert. Ob sie in absehbarer Zeit gebaut werden, ist fraglich. Nachdem E.ON Ruhrgas aus dem schon lange bestehenden Projekt in Wilhelmshaven ausgestiegen ist, ist eine Realisierung unwahrscheinlich. Im mit Pipelines gut versorgten Deutschland und angesichts des sinkenden Nettoimportbedarfs in Deutschland ist fraglich, ob hier ein Bedarf für LNG-Terminals besteht. Insofern erwarten wir von diesen Planungen bis auf weiteres keine Auswirkungen auf die Gasflüsse in Deutschland.
- Hingegen könnte das in Rotterdam (Niederlande) unter Beteiligung von E.ON Ruhrgas geplante **LNG-Terminal GATE** mit einer Jahreskapazität von 16 Mrd. m³ pro Jahr zu

neuen Gasflüssen führen, die allerdings weniger den Charakter von dauerhaft gerichteten Grundlastströmen haben dürften. Ebenso wird das von GRTgaz geplante LNG-Terminal in Dunkerque (Frankreich) mit einer Kapazität von rund 10 Mrd. m³ pro Jahr voraussichtlich den Exportfluss von Deutschland nach Frankreich reduzieren. LNG wird bis auf weiteres im mitteleuropäischen Gasmarkt vor allem handelsgetrieben ergänzend zum Pipelinegas eingesetzt.

Damit sind die großen Projekte benannt, die unmittelbar Einfluss auf Gasströme im deutschen Netz und an den Grenzübergangspunkten haben könnten.

(4) Räumlich oder hinsichtlich ihres Planungsstandes **weiter entfernte Projekte** können nicht mit einfachen Mitteln oder Argumentationsketten auf ihre Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz überprüft werden. So ist offen, ob die Realisierung der Nabucco oder der South Stream Pipeline, für die beide nach wie vor keine finalen Investitionsentscheidungen getroffen wurden, zu einer Veränderung der Gasflüsse in Deutschland führen würden. Der Gasimport über den sogenannten südlichen Korridor aus dem kaspischen Raum über die Türkei, Bulgarien und Rumänien würde neue Gasmengen im österreichischen Gasnetz verfügbar machen, an die die Pipelines angeschlossen werden sollen. Hiervon könnten bei Bedarf Teilmengen auch nach Deutschland importiert bzw. durchgeleitet werden. Konkrete Auswirkungen auf die bestehende Infrastruktur sind aber nicht abzuschätzen. Gegebenenfalls wären bei Realisierung der beiden genannten Pipelines weitere Anbindungsleitungen erforderlich, um das Gas zu den Verbrauchern zu bringen.

(5) Neben den erwähnten Leitungsbau- und LNG-Terminal-Projekten können **Erweiterungen an Grenzübergangspunkten** zur Aufstockung der Kapazität zu Veränderungen der Gasflüsse führen. Derartige Maßnahmen erhöhen die Flexibilität des Gasnetzes und erlauben damit auch Shippern, Handelsgeschäfte abzuwickeln, die ohne diese Maßnahmen nicht möglich wären. Somit tragen Kapazitätserweiterungen an Grenzübergängen zur Integration der europäischen Gasmärkte bei. Detaillierte Angaben zu Planungen sind bei ENTSOG zu finden.

6.4 Fazit zur Konsistenzprüfung des Ten-Year Network Development Plan

(1) Im Rahmen der Konsistenz- bzw. Plausibilitätsprüfung zwischen dem Szenariorahmen und dem Ten-Year Network Development Plan 2011 der ENTSOG werden von Prognos die in den Kapiteln 6.1 bis 6.3 dargestellten Fakten herangezogen.⁵ Die nachfolgende Bewertung beginnt mit den gravierendsten Änderungen (vgl. Abbildung 29). Grenzübergänge, für die ENTSOG keine Veränderungen sieht, werden nicht kommentiert:

- Die auffälligste Änderung der Grenzübergangskapazitäten ist die Entstehung eines **russisch-deutschen Importpunktes**. Dieser entsteht durch die Errichtung der Nord Stream Pipeline. Die von Nord Stream kommunizierte Größenordnung von 55 Mrd. m³ pro Jahr passt sehr gut zur hier angegebenen Kapazität von etwas über 1.600 GWh/ Tag.⁶ Allerdings steht die volle Kapazität gemäß ENTSOG erst 2015 zur Verfügung.
- Die mögliche Steigerung der Kapazität zwischen **Italien** und Deutschland (Import/Export) über Österreich korrespondiert mit der geplanten Tauerngasleitung. Deren Leistung von 11 Mrd. m³/a entspricht etwa 340 GWh/Tag.
- Die Steigerung der Exportkapazität nach **Tschechien** ist mit der Anbindung der OPAL durch Tschechien in Richtung Waidhaus und Osteuropa zu erklären (35 Mrd. m³/a = ca. 1.070 GWh/Tag). Die Tatsache, dass an der bayerisch-tschechischen Grenze keine entsprechende Kapazitätserhöhung erwartet wird, zeigt, dass das nachgelagerte süddeutsche System offenbar nicht in der Lage ist, zusätzliche Gasmengen nach Westen zu transportieren. Hier findet demnach lediglich eine Substitution von Gasmengen, die bisher durch die Ukraine flossen, hin zur Nord Stream statt.
- Die mögliche Steigerung der Exportkapazitäten in die **Niederlande** lässt sich mit dem Rückgang des dortigen Exportüberschusses und der Möglichkeit zur Durchleitung von Gasmengen aus der Nord Stream Richtung Großbritannien erklären. Aber auch in Gegenrichtung rechnet ENTSOG mit steigenden Kapazitäten. Dies korrespondiert mit der Tatsache, dass in Rotterdam das GATE LNG Terminal unter Be-

⁵ Zur Durchführung der Plausibilisierung wurden in diesem Kapitel unter anderem Mengenentwicklungen (in TWh/Jahr) analysiert um Schlussfolgerungen für die Plausibilität der bei ENTSOG angegebenen Kapazitäten (in GWh/Tag) zu ziehen. Eine einheitliche Verwendung von Mengengrößen bzw. Leistungsgrößen war aufgrund der Datenlage nicht möglich.

⁶ Bei einem Brennwert von 11,2 kWh/m³ und der Annahme einer ganzjährigen Bandleistung ergeben sich 1.687 GWh/Tag.

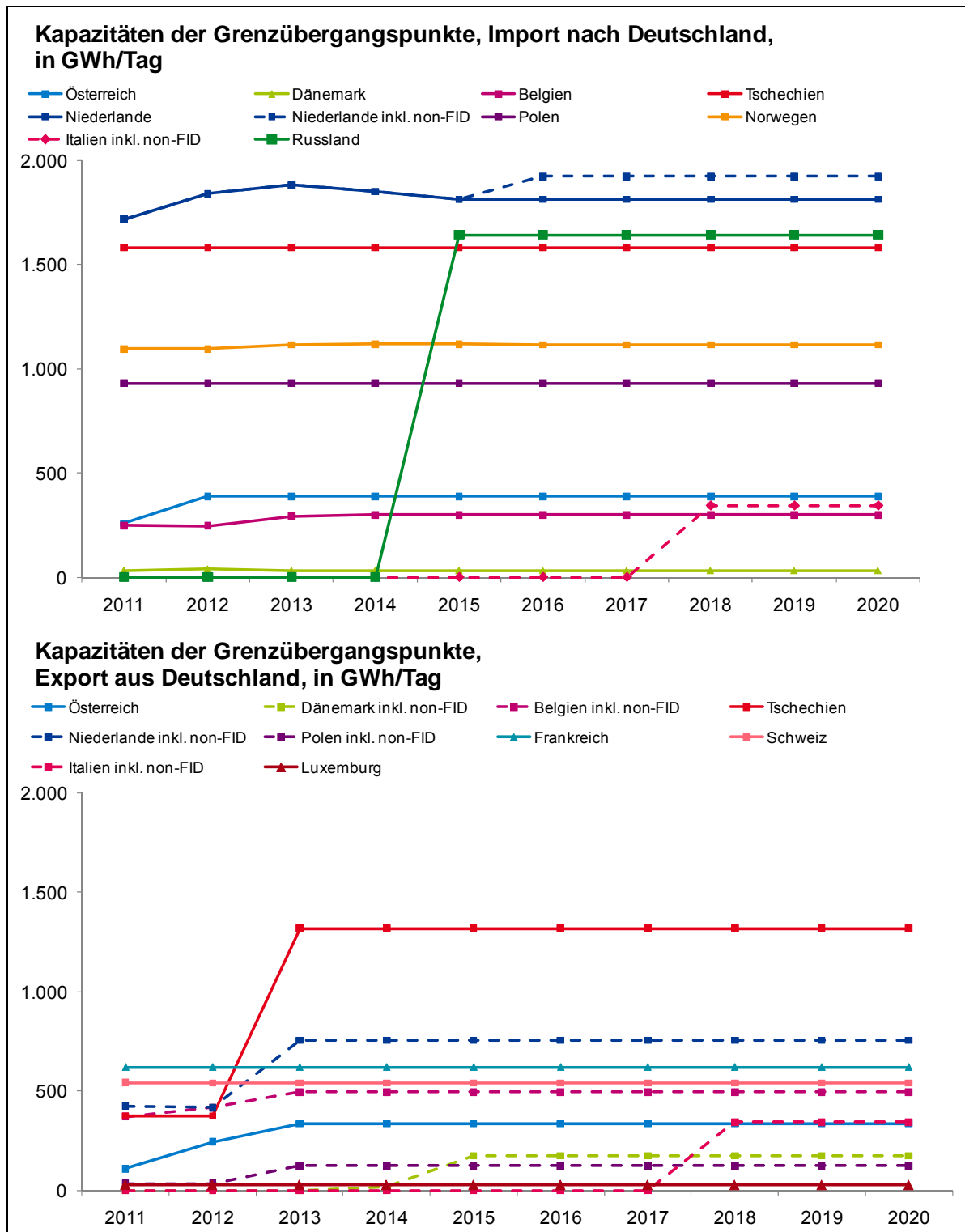
teilung von E.ON Ruhrgas errichtet wird. Hieraus könnten sich demnach auch Handelsströme für LNG in Richtung Osten ergeben.

- Die Erhöhung der Grenzübergangskapazitäten von und nach **Österreich** könnte mit der später geplanten Tauerngasleitung zusammen hängen, lässt sich aber anhand der vorliegenden Informationen nicht eindeutig begründen. Perspektivisch spielt Österreich eine immer wichtigere Rolle im europäischen Gasmarkt, da hier die geplanten Leitungen South Stream und Nabucco an das mitteleuropäische System angeschlossen werden sollen.
- Die leichte Steigerung der Kapazitäten zu **Belgien** dürfte ebenfalls aus dem erhöhten Gasaufkommen aus dem Nord Stream-System zu erklären sein und der Verbesserung der Handelsmöglichkeiten dienen.
- Die mögliche Steigerung der Exportkapazität nach **Dänemark** bis 2015 korrespondiert mit dem erwarteten Sinken des Exportüberschusses nach Dänemark.
- Deutschlands Kapazitäten für einen Export nach **Polen** dürften gemäß ENTSG ebenfalls leicht steigen. Eine Begründung hierfür ist anhand der in diesem Kapitel ausgewerteten Informationen nicht erkennbar. Aufgrund der hohen Abhängigkeit Polens von russischem Erdgas dürfte hier das Motiv der Diversifizierung und Verbesserung der Handelsmöglichkeiten im Vordergrund stehen.

(2) Im **Fazit** lässt sich festhalten, dass die Planungen der ENTSG aus Sicht der hier durchgeführten Analysen in weiten Teilen nachvollziehbar und plausibel erscheinen. Wir halten die Ergebnisse der Kapazitätsvorschau für konsistent mit den dargestellten Annahmen.

Die folgende Abbildung stellt die geplante Kapazitätsentwicklung gemäß ENTSG an den deutschen Grenzübergangspunkten dar:

Abbildung 29: Entwicklung der Kapazitäten an deutschen Grenzübergangspunkten gemäß ENTSG



Die gestrichelten Linien („inkl. non-FID“ = final investment decision) umfassen auch Projekte, für die noch keine Investitionsentscheidungen getroffen wurden.

Quelle: ENTSG 2011

7 Auf den Szenariorahmen aufbauende Arbeiten

(1) Dieser Szenariorahmen bildet die Grundlage für die Erstellung des NEP 2012. Hierfür wird die in diesem Dokument beschriebene Energiebetrachtung (Arbeit) in eine Leistungsbilanz überführt.

(2) Auf der Basis dieser Leistungsbilanz für die deutschen Fernleitungsnetze werden Szenarien zu den zukünftigen Gasflüssen (Lastfluss-Szenarien) für Deutschland entwickelt und zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern abgestimmt.

Anhand der konsolidierten Lastfluss-Szenarien werden die zukünftig notwendigen Transportkapazitäten für die deutschen Fernleitungsnetze abgeleitet.

8 Literatur

- [AG Energiebilanzen 2011] Energiebilanz 2009 für die Bundesrepublik Deutschland, Datenstand 31.03.2011, download unter (Download am 10.08.11):
<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>
- [BGR 2010] Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010, Datenstand Dezember 2009, download unter (Download am 10.08.2011):
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie-Kurzstudie2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [dena 2011] Biogaseinspeisung in Deutschland – Tabellarischer Überblick über Einspeiseprojekte in Deutschland, Quellen: dena, ISET e.V., DVGW e.V., IEA, download unter (Download am 08.08.2011):
<http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10074>
- [DVGW G 262 (A)] „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung.“ Technische Regel – Arbeitsblatt. Entwurf, Juli 2010
- [EC 2010] EU Energy Trends to 2030 – update 2009. European Commission, Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG, download unter (Download am 12.08.2011):
http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf
- [ENTSO G 2011] Ten-Year Network Development Plan 2011 – 2020, European Network of Transmission System Operators for Gas, Februar 2011
- [EWI/ Prognos/ GWS 2010] Energieszenarien für ein Energiekonzept 2010, August 2010, download unter (Download am 10.08.2011):
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=356294.html>
- [EWI/ Prognos/ GWS 2011] Energieszenarien 2011, Juli 2011, download unter (Download am 16.08.2011):
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/11_08_12_Energieszenarien_2011.pdf
- [FNB/ PG 2011] Homepages der Pipeline-Gesellschaften, Stand 12.8.2011
- [Howarth 2011] Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale, in: Climatic change, 106 (4), 679-690, download unter:
<http://dx.doi.org/10.1007/s10584-011-0061-5>

- [IEA 2009] World Energy Outlook 2009, International Energy Agency, Paris
- [IEA 2011] Are we entering a golden age of gas? Special Report, World Energy Outlook 2011, International Energy Agency, Paris, download unter (Download am 15.08.2011):
http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf
- [IWU 2011] Datei Gradtagszahlen_Deutschland.xls, Klimadaten deutscher Stationen, Institut Wohnen und Umwelt, Mai 2011, download unter (Download am 10.08.2011):
http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/Gradtagszahlen_Deutschland.xls
- [KBA 2011] Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2011 nach Kraftstoffarten und Zulassungsbezirken, Kraftfahrtbundesamt
- [Klaus et al. 2010] Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Energien. Umweltbundesamt, Fraunhofer-IWES, download unter (Download am 11.08.2011):
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>
- [Komduur 2010] Komduur, Rik (2010): Europe not ready for unconventional gas, yet, in: European Energy Review, 21. Juni 2010, download unter:
<http://www.europeanenergyreview.eu/data/docs/Viewpoints/ppt0000002.pdf>
- [Kuhnhenne, Ecke 2011] Power-to-Gas: Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last?, in: DVGW energie|wasser-praxis 7/8 2011, download unter (Download am 11.08.2011):
http://www.erdgas-innovativ-nutzen.de/wp-content/uploads/2011/08/ewp_070811_08-11_Ecke.pdf
- [LBEG 2006-2011] Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2006 bis 2011, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen, download unter (Download am 10.08.2011):
http://www.lbeg.niedersachsen.de/live/live.php?navigation_id=655&psmand=4
- [LBEG 2011a] Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, download unter (Download am 11.08.2011):
<http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/58703>
- [LBEG 2011b] Review of the E&P Activities in Germany in the Year 2010, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Präsentation, North West Europe Heads of Exploration Meeting, June 7-8, Aberdeen

- [LBEG 2011c] Persönliche Kommunikation mit Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie vom 02.08.2011, in Anlehnung an LBEG 2011a (vgl. oben)
- [Leitstudie 2010] „Leitstudie 2010“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Dezember 2010, inklusive Datenanhang II, download unter (Download am 10.08.2011):
http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-15254/
- [Müller-Syring et al. 2011a] Power-to-Gas, in: BWK, Bd. 63(2011), Nr.7/8
- [Peter, Krampe 2011] Brauchen wir eine grundlegende Reform des Stromhandels aufgrund der anstehenden Herausforderungen im Stromnetz?, in: Schütz, D.; Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes, Ponte Press, Bochum
- [Regionalstatistik 2011] Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung - Stichtag 31.12. - regionale Tiefe: Kreise und kreisfreie Städte, download unter (Download am 10.08.2011):
<https://www.regionalstatistik.de>
- [Statistik VG 2011] Energiestatistik – Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und kreisfreie Städte, 2011, download unter (Download am 11.08.2011):
<https://www.regionalstatistik.de>
- [Sternner et al. 2011] Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten. Fraunhofer-IWES, download unter (Download am 11.08.2011):
http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sternner.pdf
- [ÜNB 2011] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 Eingangsdaten der Konsultation - Stand: 18. Juli 2011, Übertragungsnetzbetreiber, download unter (Download am 15.08.2011):
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Energienetzausbau/SzenariorahmenNEP_2012pdf.pdf?__blob=publicationFile