

Elke Bruns • Matthias Futterlieb • Dörte Ohlhorst • Bernd Wenzel

Unter Mitarbeit von Frank Sailer und Thorsten Müller



Netze als Rückgrat der Energiewende

**Hemmnisse für die Integration erneuerbarer Energien
in Strom-, Gas- und Wärmenetze**

gefördert durch:



IMPRESSUM

Forschungsgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Projektträger: Projektträger Jülich – PTJ
Originaltitel: „Restriktionsanalyse Netze“ - Netze als Voraussetzung für die Realisierung hoher Anteile erneuerbarer Energien in der leitungsgebundenen Energieversorgung in Deutschland (FKZ: 0325193)
Projektkronym: ReNet (Restriktionsanalyse Netze)

Berlin, Oktober 2012

Projektbearbeitung an der TU Berlin:

Dr. Elke Bruns, TU Berlin, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung (ILaUP)
Matthias Futterlieb, Dr. Dörte Ohlhorst, TU Berlin, Zentrum Technik und Gesellschaft (ZTG)

Projektbearbeitung im Unterauftrag:

Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Teltow
Thorsten Müller, Frank Sailer, Stiftung Umweltenergierecht (SUER), Würzburg

Studentische Mitarbeit:

Judith Hirschmann, TU Berlin, Masterstudiengang Umweltplanung
Sabine Reichert, FU Berlin, Politische Wissenschaften (Diplom)

Zitiervorschlag: Elke Bruns, Matthias Futterlieb, Dörte Ohlhorst, Bernd Wenzel (2012): Netze als Rückgrat der Energiewende – Hemmnisse für die Integration erneuerbarer Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetze. Unter Mitarbeit von Frank Sailer und Thorsten Müller. Universitätsverlag der TU Berlin. 404 Seiten.

ISBN: 978-3-7983-2471-8 (Online-Version)

Vertrieb: Universitätsverlag der TU Berlin • Universitätsbibliothek • Fasanenstraße 88 (im VOLKSWAGEN-Haus) • D-10623 Berlin • www.univerlag.tu-berlin.de

Bildquellen Umschlag (Vorderseite v.l.n.r.): privat; EnBW; BMU /Brigitte Hiss; Vattenfall
Bildquellen Umschlag (Rückseite v.l.n.r.): BMU / H.-G. Oed; privat; privat; TenneT TSO

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis.....	12
1 Kurzfassung	15
1.1 Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in die Stromnetze	15
1.1.1 Restriktionen für die Integration im Übertragungsnetz.....	15
1.1.2 Restriktionen für den Netzanschluss von Offshore-Windparks	17
1.1.3 Restriktionen für die EE-Integration auf Verteilnetzebene	17
1.1.4 Restriktionen für den Stromspeicherausbau	18
1.2 Hemmnisse für hohe EE-Anteile in den Gasnetzen.....	19
1.2.1 Restriktionen für die Biomethaneinspeisung.....	19
1.2.2 Restriktionen für die Integration von Wasserstoff und synthetischem Methan (Power-to-Gas)	19
1.3 Hemmnisse für hohe EE-Anteile in den Wärmenetzen.....	20
1.3.1 Restriktionen für hohe EE-Anteile in bestehenden Wärmenetzen.....	20
1.3.2 Restriktionen für den Neubau von Wärmenetzen	20
2 Einleitung	23
2.1 Fragestellungen und Zielsetzungen des Projekts	24
2.2 Methodik und Vorgehensweise	25
2.2.1 Untersuchungsgegenstand und Analysestruktur	25
2.2.2 Analysemethoden	28
2.2.3 Methodenreflexion	30
3 Rahmenbedingungen für die Netzintegration erneuerbarer Energien	33
3.1 Steuerungsimpulse für die EE-Netzintegration auf EU-Ebene	33
3.1.1 EU-Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien.....	34

3.1.2	Strategien der EU im Energiesektor	34
3.1.3	Neue Infrastrukturkompetenzen im Lissabon-Vertrag (AEUV)	38
3.1.4	Drittes EU-Binnenmarktpaket zur Strom- und Gasmarktliberalisierung	39
3.1.5	Zusammenfassende Einschätzung der EU-Aktivitäten	42
3.2	Rechtliche Steuerungsimpulse für die EE-Netzintegration	43
3.2.1	Rechtsrahmen für die Integration der erneuerbaren Energien	43
3.2.2	Konzepte für den Ausgleich von Nutzenasymmetrien	44
3.3	Planung von Energieinfrastrukturen	47
3.3.1	Vom Anzeigeverfahren zur Planfeststellung	48
3.3.2	Folgen von Entflechtung und der freien Standortwahl für die Netzplanung	48
3.3.3	Die Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber	49
3.3.4	Zulassungsverfahren für Leitungsinfrastrukturprojekte in Länderkompetenz	52
3.3.5	Akzeptanz für den Ausbau der Energieinfrastrukturen	58
3.3.6	Umweltprüfungen in Planungs- und Zulassungsverfahren	61
3.3.7	Maßnahmen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren	65
3.4	Akteure der leitungsgebundenen Energieversorgung	67
3.4.1	Akteure für die Netzintegration auf EU-Ebene	67
3.4.2	Akteure für die Netzintegration auf nationaler Ebene	69
4	Netzspezifische Hemmnisse im Stromsektor	81
4.1	Ausgangslage, Ziele und Herausforderungen für den Stromsektor	81
4.1.1	Ziele der Bundesregierung für die Stromversorgung	82
4.1.2	Integration verbrauchsferner und volatiler EE-Erzeugung	83
4.1.3	Erfordernis des Lastausgleichs im Stromnetz	84
4.1.4	Europäische Interessen am Ausbau von Übertragungskapazitäten	86
4.1.5	Netzausbau im Verzug	87
4.2	Restriktionen für den Ausbau der Übertragungsnetze (Höchstspannungs- und Overlaynetz)	89
4.2.1	Unsicherheiten für den Ausbau des Übertragungsnetzes	89
4.2.2	Optionen für Bedarfssenkung, Kapazitätserhöhung und Netzausbau	95
4.2.3	Rechtlicher und ökonomischer Rahmen für den Ausbau des Übertragungsnetzes	105

4.2.4	Administrative Hemmnisse für den Übertragungsnetzausbau	113
4.2.5	Restriktionen durch Konflikte im Übertragungsnetzausbau	120
4.2.6	Akteure im Übertragungsnetzausbau	128
4.2.7	Zusammenfassung: Restriktionen für den Übertragungsnetzausbau.....	134
4.3	Restriktionen für die Integration des offshore erzeugten Stroms	137
4.3.1	Triebkräfte der Offshore-Stromerzeugung und Stand der Netzanbindung	137
4.3.2	Technische Optionen zur Anbindung von Offshore-Windparks.....	139
4.3.3	Rechtlicher und ökonomischer Rahmen für Seekabelanbindungen	142
4.3.4	Herausforderungen der Planung und Genehmigung von Offshore- Anbindungen	144
4.3.5	Akteure der seeseitigen Integration von Offshore-Strom.....	149
4.3.6	Zusammenfassung der Restriktionen für den Netzanschluss von Offshore- Windparks.....	152
4.4	Restriktionen für den Aus- und Umbau der Verteilnetze	154
4.4.1	Ausbau- und Modernisierungsbedarf der Verteilnetze	154
4.4.2	Optimierung des Verteilnetzausbaus	156
4.4.3	Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen und Restriktionen	164
4.4.4	Planung und Genehmigung des Verteilnetzes	167
4.4.5	Akteure im Aus- und Umbau der Verteilnetze	170
4.4.6	Zusammenfassung: Restriktionen für die EE-Integration auf Verteilnetzebene.....	176
4.5	Restriktionen für den Ausbau von Stromspeichern zur Netzentlastung.....	178
4.5.1	Zukünftige Entwicklung des Speicherbedarfs	178
4.5.2	Speichertechniken und ihre Einsatzbereiche	183
4.5.3	Energirechtlicher und ökonomischer Rahmen für den Ausbau nationaler Speicheroptionen	189
4.5.4	Rahmenbedingungen der Planung und Genehmigung von Stromspeichern.....	193
4.5.5	Für den Speicherausbau relevante Akteure	196
4.5.6	Zusammenfassung: Restriktionen für den Stromspeicherausbau	200

5 Rahmenbedingungen und Hemmnisse der Integration hoher EE-Anteile in der leitungsgebundenen Gasversorgung

203

5.1	Ausgangslage und Rahmenbedingungen der deutschen Gaswirtschaft.....	204
5.1.1	Entwicklung der Erdgasnachfrage und Preisentwicklung	204

5.1.2	Ziele, Steuerungsebenen und Impulse für den Gassektor	208
5.1.3	Der konventionelle Gassektor im Überblick.....	210
5.1.4	Zusammenfassung zur Ausgangslage der konventionellen Gaswirtschaft	213
5.2	Rolle des Gasleitungsnetzes für die Integration erneuerbarer Gase	214
5.2.1	Aktueller Netzausbau, Netzebenen und technische Ausstattung des Leitungsnetzes.....	214
5.2.2	Mögliche Hemmnisse für den zukünftigen Gasleitungsnetzausbau	219
5.2.3	Zwischenfazit zur Rolle der Gasleitungsnetzes für EE-Integration.....	220
5.3	Rolle von Gasspeichern für die EE-Integration.....	222
5.3.1	Gasspeicher – Ausgangssituation	222
5.3.2	Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen für Gasspeicher.....	225
5.3.3	Unternehmensstruktur im Gasspeichersektor	226
5.3.4	Planungsanforderungen, Umwelteffekte und Akzeptanz von Gasspeichern	227
5.3.5	Zwischenfazit: Rolle der Speicher für die Erhöhung der EE-Anteile.....	230
5.4	Hemmnisse für die Integration von Biomethan in das Gasnetz.....	231
5.4.1	Das Konzept Biomethaneinspeisung	231
5.4.2	Technische Voraussetzungen für die Biomethaneinspeisung.....	234
5.4.3	Administrativer und ökonomischer Rahmen der Biomethaneinspeisung	237
5.4.4	Hemmnisse für die Biomethaneinspeisung aus unternehmerischer Perspektive	241
5.4.5	Rahmenbedingungen für den Bau von Einspeiseanlagen und Gasnetzausbau	243
5.4.6	Akteure und Akteurskonstellationen für Integration von Biomethan	244
5.4.7	Zusammenfassung der Restriktionen für Biomethaneinspeisung – Konstellationsübersicht	249
5.5	Erhöhung der EE-Anteile an der leitungsgebundenen Gasversorgung durch erneuerbare Speichergase.....	251
5.5.1	Das Konzept Power-to-Gas (PtG)	251
5.5.2	Technische Voraussetzungen für das PtG-Konzept.....	253
5.5.3	Rechtliche und administrative Rahmenbedingungen	259
5.5.4	Ökonomische Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit.....	259
5.5.5	Akteure und Protagonisten des PtG-Konzepts.....	260
5.5.6	Zusammenfassung der Restriktionen für SNG-Integration/PtG – Konstellationsübersicht	263

6 Rahmenbedingungen und Hemmnisse der Integration hoher EE-Anteile in die leitungsgebundene Wärmeversorgung	265
6.1 Ausgangslage und Ziele im Wärmesektor	266
6.1.1 Spezifika von Wärmenetzen	266
6.1.2 Bestandsdaten und bisherige Entwicklung	268
6.1.3 Entwicklungsprognosen und Zielsetzungen für den EE-Wärmesektor	269
6.2 Erzeugung, Netztechnologie und Speicherung	270
6.2.1 Differenzierung zwischen Nah- und Fernwärme	271
6.2.2 (Erneuerbare) Wärmeerzeugung	272
6.2.3 Wärmenetze	275
6.2.4 Wärmespeicher	277
6.3 Ökonomische Rahmenbedingungen und Herausforderungen	280
6.3.1 Kostenstruktur Leitungswärme	280
6.3.2 Sinkender Wärmebedarf durch Gebäudeenergieeffizienz	280
6.3.3 Veränderung der Nachfragestruktur	283
6.3.4 Unzureichende wirtschaftliche Entflechtung	285
6.4 Hemmnisfaktoren für hohe EE-Anteile in Bestands- und Neubaunetzen	286
6.4.1 Erhöhung der Anteile von EE-Wärme in Bestandsnetzen	286
6.4.2 Erhöhung der Anteile erneuerbarer Wärme in Neubaunetzen	290
6.5 Rechtliche Rahmenbedingungen und Förderimpulse	296
6.5.1 Steuerungsimpulse, Vorgaben und Prioritäten auf europäischer Ebene	296
6.5.2 Steuerungsimpulse, Vorgaben und Fördermaßnahmen auf Bundesebene	299
6.6 Planungs- und Genehmigungsverfahren	312
6.6.1 Planung und Genehmigung von Wärmeinfrastrukturen	312
6.6.2 Konzessionsabgaben	314
6.6.3 Umweltwirkungen und Akzeptanzkonflikte bei Wärmeinfrastrukturen	314
6.7 Akteure	315
6.7.1 Wärmeerzeuger und ihre Interessenverbände	315
6.7.2 Katalysatoren, Wärmenutzer und administrative Akteure	317
6.7.3 Gegenspieler und Bremser	320
6.7.4 Merkmale der Akteurskonstellation im Überblick	321
6.8 Zusammenfassung: Hemmnisse, Perspektiven und Lösungsansätze	323

6.8.1	Hemmnisse für die Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen	324
6.8.2	Hemmnisse für den Neubau von Wärmenetzen mit hohen EE-Anteilen.....	325
6.8.3	Lösungsansätze (Neubaunetze).....	326
6.8.4	Perspektiven der leitungsgebundenen Wärmeversorgung	333
7	Zusammenfassung der Restriktionen.....	335
7.1	Erhöhung der EE-Anteile an der leitungsgebundenen Stromversorgung	335
7.1.1	Restriktionen für höhere EE-Anteile an der Stromversorgung im Bereich des Übertragungsnetzes	335
7.1.2	Restriktionen für die Anbindung der Offshore-Windparks	343
7.1.3	Restriktionen für die EE-Integration in das Verteilnetz und die Entwicklung von Smart Grids	345
7.1.4	Restriktionen für den Speicherausbau	348
7.2	Zusammenfassung der Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in die Gasnetze	350
7.2.1	Restriktionen aufgrund der Charakteristik des Gasmarktes	350
7.2.2	Restriktionen für die Einspeisung von Biomethan	350
7.2.3	Restriktionen für die Einspeisung von Substitute Natural Gas	352
7.3	Zusammenfassung der Restriktionen für die Integration von EE-Wärme in Wärmenetze	354
7.3.1	Restriktionen für bestehende und für neu zu errichtende Wärmenetze	354
7.3.2	Restriktionen für die Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen.....	355
7.3.3	Restriktionen für Neubau und Erweiterung von Wärmenetzen mit hohen EE-Anteilen	356
8	Literaturverzeichnis	359
9	Rechtsquellenverzeichnis	396
10	Ressortverzeichnis	400
11	Verzeichnis der BT-Drucksachen	401
12	Drucksachen des Bundesrates	402

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Strukturierung des Untersuchungsgegenstands für die Restriktionsanalyse im Stromsektor	26
Abbildung 2-2:	Strukturierung des Untersuchungsgegenstands für die Restriktionsanalyse im Gassektor	26
Abbildung 2-3:	Strukturierung des Untersuchungsgegenstands für die Restriktionsanalyse im Wärmesektor	27
Abbildung 2-4:	Elementekategorien einer Konstellation.....	29
Abbildung 3-1:	Energiewirtschaftlicher Rechtsrahmen für Integration der EE-Anteile.....	44
Abbildung 3-2:	Gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung und Netzentwicklungsplanung in den Regelzonen.....	50
Abbildung 3-3:	Abfolge Szenariorahmen, Netzentwicklungsplanung und Bedarfsplanung nach § 12 EnWG.....	51
Abbildung 3-4:	Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens	57
Abbildung 3-5:	Plattform Zukunftsfähige Netze – Organisationsstruktur	72
Abbildung 3-6:	Verbandslandschaft Strom- und Gassektor.....	76
Abbildung 4-1:	Struktureller Aufbau des Stromnetzes in Deutschland mit Lastflüssen	85
Abbildung 4-2:	Netzinvestitionen der deutschen Netzbetreiber 1991 bis 2011	87
Abbildung 4-3:	Optionen zur Kapazitätserhöhung, Priorisierung nach dem NOVA-Prinzip	98
Abbildung 4-4:	Konstellation der zentralen Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in das Übertragungsnetz.....	134
Abbildung 4-5:	Anbindung der Offshore-Sammelpunkte in der Nordsee	138
Abbildung 4-6:	Anbindung der Offshore-Windparks und Sammelpunkte in der Ostsee	139
Abbildung 4-7:	Prinzip der Sammelanbindung von Offshore-Windparks.....	140
Abbildung 4-8:	Umspannwerk „Baltic 1“ von 50 Hertz Offshore.....	142
Abbildung 4-9:	Kabelpflug zur Seekabelverlegung im Wattenmeer	149
Abbildung 4-10:	Konstellation der zentralen Restriktionen für den Offshore-Netzausbau	152
Abbildung 4-11:	Schema: Funktionsweise eines Smart Grid	157
Abbildung 4-12:	Technisches Potenzial für Nachfragemanagement für das Jahr 2015	162
Abbildung 4-13:	Konstellation der zentralen Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in das Verteilnetz	176
Abbildung 4-14:	Einflussfaktoren auf den Stromspeicherbedarf	179

Abbildung 4-15:	Vergleich der Arbeitskapazität verschiedener Stromspeichertypen.....	184
Abbildung 4-16:	Investitionskosten verschiedener Speichertechniken (Stand und kurzfristiges Senkungspotenzial)	191
Abbildung 4-17:	Vollkostenvergleich von Großspeichern für Langzeitspeicherung und Load-Levelling-Aufgaben (Leistungsspeicher)	192
Abbildung 4-18:	Konstellation der zentralen Restriktionen für den Stromspeicherausbau.....	200
Abbildung 5-1:	Erneuerbare Gase – Begriffe	203
Abbildung 5-2:	Erdgasnachfrage in Europa.....	205
Abbildung 5-3:	Erdgasverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland.....	206
Abbildung 5-4:	Übersicht Ferngasleitungsnetz in Deutschland	216
Abbildung 5-5:	Standorte der bestehenden deutschen Erdgasspeicher im Überblick.....	223
Abbildung 5-6:	Leitungsgebundenen Sammelsysteme.....	232
Abbildung 5-7:	Schema der Verfahrensschritte zur Methaneinspeisung in das Erdgasnetz	234
Abbildung 5-8:	Schema Gasrückspeisung	237
Abbildung 5-9:	Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile in der Gasversorgung durch Biomethaneinspeisung.....	249
Abbildung 5-10:	Die Integration von Gas und Strom in einem zukünftigen Energieversorgungssystem	252
Abbildung 5-11:	Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan	253
Abbildung 5-12:	Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile in der Gasversorgung durch SNG-Einspeisung	263
Abbildung 6-1:	Entwicklung des Heizenergieverbrauchs von Wohngebäude 2002 bis 2010.....	281
Abbildung 6-2:	Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile in Bestandsnetzen	324
Abbildung 6-3:	Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile beim Neubau von Wärmenetzen	325

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Mitteilungen der Kommission mit Relevanz für die Integration erneuerbarer Energien.....	35
Tabelle 3-2:	Übersicht Richtlinien und Verordnungen des Dritten Binnenmarktpakets	40
Tabelle 3-3:	Verfahrensablauf ROV (Länder)/ Bundesfachplanung (Bundesnetzagentur)	54
Tabelle 3-4:	Inhalte und mögliche Gliederung eines Umweltberichts.....	62
Tabelle 4-1:	Studien bzw. handlungsleitende Szenarien zum Ziel der 100 % EE-Versorgung („Stromlücken-Diskussion“)	90
Tabelle 4-2:	Optionen der Höchstspannungs-Übertragungstechnik	101
Tabelle 4-3:	Übersicht über Durchführung von und Zuständigkeit für Planung und Genehmigung von Übertragungsleitungen.....	116
Tabelle 4-4:	Seekabelanbindungen in der Nordsee	147
Tabelle 4-5:	Seekabelanbindungen in der Ostsee.....	148
Tabelle 4-6:	UVP-Pflicht für 110 kV-Freileitungen (UVP-G, Anlage 1).....	169
Tabelle 4-7:	Zusammenstellung der Kennzahlen von Speichertechniken zur Rückverstromung und Bewertung.....	189
Tabelle 5-1:	Ferngasunternehmen in Deutschland, nach Marktgebieten (Stand 2011).....	211
Tabelle 5-2:	Gesamtlänge des Gasnetzes, differenziert nach Druckbereichen	215
Tabelle 5-3:	Umweltwirkungen untertägiger Gasspeicher	228
Tabelle 5-4:	Pilot- und Demonstrationsvorhaben zur SNG-Herstellung (Stand 2012).....	255
Tabelle 5-5:	Speicherleistung der Erdgasinfrastrukturen im Vergleich.....	257
Tabelle 6-1:	Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien 2010-2050	270
Tabelle 6-2:	Wärmenetzförderung im Rahmen des EEWärmeG/MAP	301
Tabelle 6-3:	Zuschläge nach dem KWKG (2009 und 2012)	302
Tabelle 6-4:	Wärmenetzförderung im Rahmen des KWKG.....	304
Tabelle 6-5:	Treibende und hemmende Kräfte auf den EE-Wärmenetzausbau (Neubau) und die Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen.....	323

Abkürzungsverzeichnis

10YNDP	Ten-Year-Network-Development-Plan
AC	Alternating Current
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
B.KWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BR-Drucksache	Bundesratsdrucksache
BT-Drucksache	Bundestagsdrucksache
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
BWP	Bundesverband Wärmepumpe
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Usage
CDU/CSU	Christlich Demokratische Union/Christlich Soziale Union
CEN	Europäische Komitee für Normung
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Gas, z. B. in Druckflaschen)
CO ₂	Kohlendioxid
CoGen	CoGeneration Europe
CSC	Current Sourced Converter
DC	Direct Current
DIN	Deutsches Institut für Normung
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DStGB	Deutscher Städte- und Gemeindebund
DUH	Deutsche Umwelthilfe
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFP	Energieforschungsprogramm
EG	Europäische Gemeinschaft
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EREF	The European Renewable Energies Federation

ESTIF	European Solar Thermal Industry Federation
ETSI	Europäische Institut für Telekommunikationsnormen
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
FDP	Freie Demokratische Partei
FFH	Flora-Fauna-Habitat
G-10YNDP	Gemeinschaftsweite zehnjährige Netzentwicklungspläne
H-Gas	high caloric gas
GIL	gasisolierte Leiter
GuD-Kraftwerk	Gas-und Dampf-Kraftwerk
L-Gas	low caloric gas
IKEP	Integriertes Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	International Energy Agency
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IGBT	Insulated-Gate-Bipolar Transistor
IZES	Institut für ZukunftsEnergieSysteme
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kWh	Kilowattstunde
kWh/(m ² *a)	Kilowattstunde pro Quadratmeter und Jahr
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCC	Line Commutated Converter
LPG	Low Pressure Gas (Autogas)
MAP	Marktanreizprogramm
mdl.	mündlich
MW _{el}	Megawatt elektrisch; Maß für die elektrische Leistung
MWh	Megawattstunde
MW _{th}	Megawatt thermisch; Maß für die Wärmeleistung
NABU	Naturschutzbund Deutschland e.V.
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
SNG	Substitute Natural Gas
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
TEN-E	Trans-European Energy Networks
TWh	Terawattstunde
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer
VfW	Verband für Wärmelieferung
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VPE	vernetztes Polyethylen
VSC	Voltage-Sourced Converter
VZBV	Bundesverband der Verbraucherzentralen

1 Kurzfassung

Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) an der Energieversorgung in Deutschland wächst kontinuierlich und soll bis zum Jahr 2050 mindestens 60 % am Endenergiebedarf decken. Für die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in die leitungsgebundene Energieversorgung bestehen verschiedene ökonomische, technische, rechtliche, administrative und soziale Restriktionen, die es im Rahmen der Transformation des Energiesystems zu überwinden gilt.

Die Studie fokussiert in einer systemübergreifenden Betrachtung auf die Barrieren und Herausforderungen bei der Realisierung hoher EE-Anteile in der leitungsgebundenen Energieversorgung. Ziel ist es, das Problemfeld in einer Gesamtschau zu strukturieren, offene Forschungsfragen zu verdeutlichen und Ansatzpunkte zur Überwindung der Restriktionen zu liefern. Diese werden aus interdisziplinärer Perspektive mit Hilfe der Konstellationsanalyse dargestellt. Ausgangspunkt der Analyse sind die notwendigen Ausbau- und Modernisierungsmaßnahmen an den technischen Infrastrukturen, d. h. den Transportleitungen und ihren Nebenanlagen sowie die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendige Steuerung.

Die größten Herausforderungen stellen sich bei der Integration hoher EE-Anteile in das Stromnetz. Auch wenn in der Gas- und Wärmeversorgung kein vergleichbarer Integrationsdruck besteht, sind diese beiden Anwendungsbereiche für erneuerbare Energien nicht zuletzt wegen der sich abzeichnenden Schnittstellen zwischen den Sektoren interessant. Im Folgenden werden die Restriktionen für hohe Anteile erneuerbarer Energien in den Strom-, Gas- und Wärmenetzen überblicksartig zusammengefasst. Eine detailliertere Darstellung der Restriktionen findet sich in Kapitel 7 (Zusammenfassung).

1.1 Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in die Stromnetze

Im Stromsektor sind die politischen Ziele der EE-Erzeugung durch den Ausbau an Land bereits erreicht, zum Teil auch übererfüllt. Dadurch entsteht in den Schwerpunktregionen der EE-Erzeugung ein hoher Integrationsdruck in das Verteil- aber auch das Übertragungsnetz, wenn die Anlagen nicht abgeregelt werden sollen. Besondere Herausforderungen stellen sich bei der Umsetzung der Offshore-Strategie. Der Erfolg dieser Strategie hängt maßgeblich davon ab, ob die Netzanbindung der Offshore-Anlagen zeitgerecht bereitgestellt wird und die Integration großer offshore erzeugter Energiemengen in das Übertragungsnetz gelingt. Angesichts zunehmender Anteile fluktuierender Strommengen gilt es darüber hinaus, das Stromnetz mit Steuerungs- und Speichertechniken zu versehen, damit die Netzstabilität gewährleistet ist.

Im Bereich des Stromnetzes wurden die Restriktionen für hohe Anteile erneuerbarer Energien in den Bereichen Übertragungsnetz, Offshore-Anbindung, Verteilnetz und Stromspeicherung betrachtet.

1.1.1 Restriktionen für die Integration im Übertragungsnetz

Maßgebliches Hemmnis für eine EE-gerechte Transformation der Übertragungsnetzstruktur sind die hohen Investitionskosten und das Regulierungsregime. Letzteres ist nach Auffassung der Netz-

betreiber für diese umfassende Ausbau- und Modernisierungsaufgabe nicht geeignet. Die Anreizregulierungsverordnung bietet aus ihrer Sicht zu geringe Investitionsanreize bzw. Renditen für Neuinvestitionen. Es besteht das Risiko, dass insbesondere innovative Netztechniken, die mit höheren Kosten und mit ggf. auch mit einem höheren finanziellen Risiko verbunden sind, nicht eingesetzt werden.

Restriktionen für die Plausibilität von Netzausbauplänen resultieren aus den großen Unsicherheiten über den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes. Diese ergeben sich aus der großen Bandbreite an Prognosen für die künftige erneuerbare und konventionelle Stromeinspeisung, ihre räumliche Verteilung sowie alternative Netzoptimierungsoptionen. Trotz der Verpflichtung zu einer öffentlichen Netzentwicklungsplanung bleibt die Herleitung des energiewirtschaftlichen Bedarfs (Rechenmodelle und Daten) teilweise intransparent und nicht nachvollziehbar.

Vor allem neue Höchstspannungsfreileitungsprojekte werden von Kommunen, Anwohnern sowie von Natur- und Umweltschutzverbänden aufgrund der erwarteten negativen Auswirkungen vielfach abgelehnt. Nahezu jeder Genehmigungsbeschluss (EnLAG-Verfahren) wird beklagt, was zu Realisierungsverzögerungen führt. Es bleibt abzuwarten, ob die erweiterten Möglichkeiten der Öffentlichkeitsbeteiligung (Konsultationen) die Legitimation der Planungen verbessert. Die Akzeptanz auf der Zulassungsebene wird wesentlich von der Transparenz der Verfahren, Nachvollziehbarkeit der Inhalte, Berücksichtigung der Eingaben im Konsultationsverfahren sowie der Glaubwürdigkeit der Protagonisten abhängen.

Eine Restriktion besteht auch darin, dass die Differenzen um Erdverkabelungen bisher nicht beigelegt werden konnten. Erdverkabelungen sind aus Sicht der Betroffenen aus Gründen der Gesundheitsvorsorge (Schutz vor Strahlung) und zum Schutz der Landschafts- und Wohnumfeldqualität zu bevorzugen. Es bestehen jedoch Unsicherheiten über die Einsatzmöglichkeiten und -risiken von Höchstspannungs-Erdkabeln. Entscheidungen über ihren Einsatz müssen technische Parameter (Übertragungszweck, Länge, Kapazität) und die spezifischen lokalen Bedingungen berücksichtigen. Erdkabel-Pilotanwendungen werden nur schleppend umgesetzt, sodass bisher kaum praktischer Erkenntnisfortschritt erzielt werden konnte. Zudem sind die gegenüber den Freileitungen deutlich höheren Kosten eine Restriktion für den Einsatz von Erdkabeln. Aufgrund der Umlagefähigkeit auf die Netzentgelte wirken sich diese Kosten auch auf die Energiepreise für Verbraucher aus.

Eine administrative Restriktion für eine zügige Realisierung des Übertragungsnetzes ist die Zersplitterung der planerischen Zuständigkeiten. Hieraus resultierende Verzögerungen sollen durch die Einführung einer Bundesfachplanung (nach NABEG) überwunden werden, durch die nun der Bund (Bundesnetzagentur) für die Zulassung länderübergreifender und grenzüberschreitender Übertragungsleitungen zuständig ist. Hieraus ergeben sich neue Risiken, denn die entsprechenden Kompetenzen und Kapazitäten müssen in der Behörde erst geschaffen werden. Die Konzentration der Zuständigkeiten in einer zentralen Behörde schafft überdies Zweifel, ob der Anspruch auf Bürgernähe erfüllt werden kann und geht mit dem Risiko zeitintensiver Auseinandersetzungen über die verbleibenden Kompetenzen der Bundesländer einher.

1.1.2 Restriktionen für den Netzanschluss von Offshore-Windparks

Zentrales Hemmnis der Offshore-Anbindung ist das „Henne-Ei-Problem“ zwischen Offshore-Windpark-Betreiber und den für die Netzanbindung zuständigen Netzbetreibern. Diese sehen sich ebenfalls vielfältigen technischen Herausforderungen auf offener See gegenüber. Während die Netzbetreiber die zeitlichen Verzögerungen gegenüber den ursprünglichen Planungen zur Realisierung der Offshore-Windparks beklagen, betonen Offshore-Windpark-Betreiber die wirtschaftliche Bedeutung der termingerechten Netzanbindung. Beide Parteien fordern die Absicherung ihrer Investitionsrisiken. Durch die neu eingeführte Haftungsregelung wird nun eine Umlage der Risiken auf die Verbraucher ermöglicht. Die Kosten und der Koordinationsaufwand zur Realisierung der Offshore-Strategie erscheinen sehr hoch.

1.1.3 Restriktionen für die EE-Integration auf Verteilnetzebene

Auch für den Ausbau der Verteilnetze stellen der hohe Finanzierungsaufwand bzw. Wirtschaftlichkeitsaspekte maßgebliche Restriktionen dar. Diese werden verstärkt durch die oft geringe Motivation der Verteilnetzbetreiber, aktiv Möglichkeiten zur Aufnahme von möglichst viel erneuerbar erzeugtem Strom voranzutreiben. In der Regel streben Netzbetreiber die Maximierung ihrer Gewinne an und scheuen Investitionen in die Netze, die sich negativ auf die Erlöse auswirken. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Investitionen aufgrund der Erlösobergrenze im Rahmen der Anreizregulierung nicht umlegbar sind.

Obwohl eine Erdverkabelung im Hochspannungsbereich technisch problemlos möglich ist, werden die 110 kV-Leitungen Verteilnetzebene wegen der höheren Kosten überwiegend als Freileitung gebaut. Hier gelten im Grundsatz dieselben Restriktionen und Interessenkonflikte wie auf Übertragungsnetzebene (Höchstspannung). Auch Hochspannungstrassen sehen sich der Kritik von Natur- und Umweltschutzverbänden sowie Bürgerinitiativen gegenüber. Die vom Gesetzgeber formulierten Vorgaben, die zu einer Stärkung der Verkabelungspflicht führen sollten, bleiben jedoch aufgrund zahlreicher Einschränkungen hinter den Absichten zurück. Insbesondere die Begrenzung, dass die Gesamtkosten der Erdverkabelung die Kosten der technisch vergleichbaren Freileitung nicht um mehr als den Faktor 2,75 überschreiten dürfen, führt dazu, dass Netzbetreiber in vielen Fällen weiterhin den Freileitungsbau beantragen.

Für die Modernisierung des Verteilnetzes zu einem umfassend informationstechnisch aufgerüsteten Smart Grid bestehen noch vielfältige Hemmnisse. Dazu zählen wiederum die hohen Kosten, derzeit aufgrund fehlender kostenvariabler Tarife weder aus Verbraucher- noch aus Netzbetreibersicht erkennbare Vorteile durch elektronische Zähler („Smart Meter“), fehlende Datenschutzregelungen sowie fehlende einheitliche technische Standards für Messgeräte und Zähler. Obwohl die Netzstabilisierung auf Verteilnetzebene eine komplexe Koordinierungsaufgabe darstellt, ist - im Gegensatz zum Übertragungsnetz - eine koordinierte Planung nicht vorgeschrieben. Überdies besteht weitgehende Unsicherheit darüber, inwieweit ein Erzeugungs- und Lastmanagement im informationstechnisch ausgestatteten Smart Grid den Netzausbaubedarf senken kann.

1.1.4 Restriktionen für den Stromspeicherausbau

Das Leistungsangebot durch EE-Erzeugungsanlagen übersteigt zeitweise die Nachfrage. Um diese Erzeugungsüberschüsse zu nutzen, sind Energiespeicher erforderlich. Bislang erfolgt eine Speicherung zur zumindest stundenweisen Lastverschiebung in Deutschland nur in sehr geringem Umfang.

Unter den verfügbaren Speichertechniken ist lediglich die Pumpspeichertechnik hinreichend erprobt und hat sich als wirtschaftlich erwiesen. Die Standortpotenziale in den deutschen Mittelgebirgen gelten aber als weitgehend ausgeschöpft. Die wenigen in Planung befindlichen Projekte sehen sich aufgrund der starken Eingriffe in Natur und Landschaft großen Akzeptanzproblemen gegenüber.

Als restriktiv für eindeutige Weichenstellungen wirken auch hier Bedarfsunsicherheiten. Gegenwärtig ist der konkrete künftige Speicherbedarf (Kapazitäten und Zeitpunkt der Verfügbarkeit) noch unklar. Diskutiert wird, inwieweit Lastüberschüsse durch eine Erweiterung der Verbindungen in das europäische Stromnetz abgeführt werden können. Im Vergleich zum Netzausbau wäre der Speicherausbau die teurere Option. Ob und in welchem Umfang Speicher den Netzausbaubedarf mindern können, ist unklar. Werden Speicher aus wirtschaftlichen Gründen marktgeführt betrieben, ist ihre Entlastungswirkung für das Netz gering.

Die öffentlich viel diskutierte Umrüstung skandinavischer Wasserkraftwerke zu Pumpspeichern und deren Anbindung an das deutsche Stromnetz erscheint kurz- bis mittelfristig nicht realisierbar. Die Nutzung dieser Speicheroption setzt leistungsstarke Seekabelverbindungen zwischen beiden Ländern voraus, die bislang nicht existieren. Umweltinitiativen vor Ort stehen dem Ausbau sehr kritisch gegenüber. Norwegische Stromverbraucher fürchten, dass die Verknüpfung der Strommärkte zu steigenden Energiepreisen im eigenen Land führt. Teile der norwegischen Industrie sind zudem an Gasexporten für den Ausgleich volatiler EE in Europa interessiert.

Um in der Zukunft in Deutschland ausreichend große Speicherkapazität zur Verfügung zu stellen, ist die Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas durch EE-Überschussstrom (Power-to-Gas; PtG) ein aussichtsreicher Lösungsansatz, der aber erst bei sehr hohen EE-Anteilen relevant wird. Mit dem Gasleitungsnetz und Gasspeichern ist eine Infrastruktur vorhanden, die die Speichergase aufnehmen und über mehrere Wochen vorhalten kann. Die hohen Umwandlungsverluste bei PtG lassen die Technik derzeit noch unwirtschaftlich erscheinen. Ergänzt werden könnte dies durch Druckluftspeicher, wovon erst ein Pilotkraftwerk existiert. Zudem ist deren Potenzial ungewiss. Der Verwendung elektrochemischer Speicher (Batterien) stehen ein hoher Materialaufwand (Rohstoffbedarf), eine geringe Lebensdauer sowie Entsorgungs- bzw. Recyclingaufwand entgegen. Insgesamt stellen die hohen Kosten und nicht vorhandene Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern (mit Ausnahme von Pumpspeichern) eine wesentliche Restriktion ihrer Verbreitung dar.

Fraglich ist, unter welchen Bedingungen Speicher in Deutschland als Geschäftsfeld interessant werden können. Bislang setzt der Rechtsrahmen keine Impulse für den Ausbau von Speichern. Modelle, die zeigen wie Speicher und ihre Leistungen in den Strommarkt integriert werden könnten, fehlen bislang weitgehend.

1.2 Hemmnisse für hohe EE-Anteile in den Gasnetzen

Gasnetze dienen gegenwärtig weit überwiegend dem Transport und der Versorgung mit fossilem Erdgas. Aus technischer Perspektive gibt es daher keine grundlegenden Restriktionen für eine hohe Einspeisungen erneuerbarer Gase. Voraussetzung für die Speicherung von Bio- oder Synthesegas in konventionellen Gasspeichern ist jedoch, dass zur Gasrückspeisung aus dem Gasverteilnetz in das Transportnetz an den Druckregelstationen Verdichteranlagen vorhanden sind.

Zwar bedrohen die aktuellen Einspeiseraten erneuerbarer Gase das Geschäftsmodell der dominierenden Akteure des Gassektors nicht, sie sind jedoch vorwiegend am Absatz des konventionellen Erdgases interessiert. Beimischungen von „Grünem Gas“ nutzen sie zur Imageverbesserung. Höhere Einspeiseraten bzw. höhere Anteile erneuerbarer Gase im Gasmarkt scheitern an den derzeit begrenzten Erzeugungsmengen und an den nicht konkurrenzfähigen Erzeugungskosten. So lange der Erdgaspreis niedrig bleibt, kann diese Restriktion kaum überwunden werden.

1.2.1 Restriktionen für die Biomethaneinspeisung

Aufgrund der jahreszeitlich bedingten diskontinuierlichen Gasabnahme insbesondere in ländlichen Verteilnetzen können bei der Biomethaneinspeisung punktuelle Einspeiserestriktionen auftreten. Investitionen für die Gasflussumkehr stellen eine Wirtschaftlichkeitshürde dar, sind jedoch überwindbar. Die grundlegende Restriktion für hohe Biomethananteile im Gasnetz liegt nicht in der Netzinfrastruktur begründet, sondern besteht in der begrenzten Biogasproduktion.

Eine weitere zentrale Restriktion für höhere Einspeiseraten ist die fehlende Wirtschaftlichkeit des Biomethans aufgrund der hohen Erzeugungskosten im Vergleich zum Erdgas.

Die Biogaserzeugung gerät unter zunehmenden Rechtfertigungsdruck, da der Klimaschutzeffekt (Beitrag zur CO₂-Emissionsminderung) bei der Vergärung von Substraten aus Intensivkulturen („Energienmais“) umstritten ist und weil mit der Intensivierung der landwirtschaftlichen Anbaukulturen negative Effekte für die Biodiversität, das Landschaftsbild sowie den Boden und das Grundwasser verbunden sind. Vor Ort stoßen Biogas-Großanlagen und ihr landschaftsverändernder „Substrathunger“ auf Konflikte mit den Anwohnern. Die landwirtschaftlichen Akteure und die gewerblichen Biogasproduzenten stehen zwar in gewisser Konkurrenz zueinander, halten aber beide an der Biogasstrategie fest, da die Biogaserzeugung mittlerweile ein wichtiges wirtschaftliches Standbein im ländlichen Raum geworden ist.

1.2.2 Restriktionen für die Integration von Wasserstoff und synthetischem Methan (Power-to-Gas)

Die Hauptrestriktion für die Einspeisung von Speichergasen in das Gasnetz ist die fehlende Wirtschaftlichkeit. Nur bei deutlich höheren Erdgaspreisen und großen EE-Stromüberschüssen wäre das Konzept wirtschaftlich darstellbar. Vorteilhaft ist die Nutzbarkeit vorhandener Leitungs- und Speicherinfrastrukturen. Es ist jedoch fraglich, ob dieser Vorteil die Nachteile des geringen Wirkungsgrades und der hohen Kosten ausgleicht. Technische Hemmnisse stehen weder der Integration von synthetischem Methan noch der Integration höherer Wasserstoffanteile in das Gasnetz (derzeit bis 10 %) entgegen.

Anwendungen des Konzeptes befinden sich derzeit noch im Pilotstadium. Zu erproben ist, inwieweit sich die Wandlungsprozesse auch in großem Maßstab umsetzen lassen. Das Konzept erfährt starke Unterstützung aus der EE-Branche. Mit der dena-Plattform „Power-to-Gas“ hat es eine erste Institutionalisierung erfahren. Daneben wird es v. a. von den Forschungsakteuren gestützt.

1.3 Hemmnisse für hohe EE-Anteile in den Wärmenetzen

Im Unterschied zu den Strom- und Gasnetzen besteht im Wärmemarkt eine starke Konkurrenzsituation zwischen Wärmenetzen und nicht-leitungsgebundenen Einzelheizungen, die mit fossilen (Heizöl, Erdgas) oder erneuerbaren Energieträgern (Holz, Wärmepumpen/ Erdwärme, Solarwärme) betrieben werden können. Die Marktdominanz bzw. die Option einer nicht-leitungsgebundenen Heizungsanlage ist das wesentliche Hemmnis für den (Aus)Bau von Wärmenetzen. Die Unterstützer von Wärmenetzen konnten bisher keine starke Lobby aufbauen. Wärmenetze werden als geschlossene Einheit aus Erzeugung und Transport geplant und betrieben, entsprechend herrscht gerade in Bestandsnetzen eine Monopolstruktur der etablierten Versorger vor. Der Netzzugang für Drittanbieter ist bisher rechtlich nur unzureichend geregelt. Ob bei verbesserten rechtlichen Rahmenbedingungen für den Netzzugang tatsächlich Drittanbieter in größerem Umfang einspeisen würden, ist aufgrund der damit verbundenen technischen Herausforderungen allerdings fraglich.

1.3.1 Restriktionen für hohe EE-Anteile in bestehenden Wärmenetzen

Bei bestehenden Wärmenetzen handelt es sich üblicherweise um konventionelle, größere Stadtnetze (sogenannte „Fernwärme“), die durch Heizkraftwerke mit Wärme aus konventioneller Erzeugung versorgt werden. Höhere EE-Anteile sind dort vor allem durch die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse erreichbar, die von den konventionellen Wärmeversorgern befürwortet wird. Dieser Mitverbrennung sind allerdings durch anlagenbedingte technische Einschränkungen bzw. hohe Investitionskosten sowie durch die Rohstoffverfügbarkeit enge Grenzen gesetzt. Die Wirtschaftlichkeit neuer Wärmeerzeugungsanlagen ist durch den tendenziell rückläufigen Bedarf im Einzelfall zu überprüfen.

1.3.2 Restriktionen für den Neubau von Wärmenetzen

Neue Wärmenetze entstehen meist als kleine Netze mit einer überschaubaren Zahl von Anschlusskunden (sogenannte „Nahwärme“), deren Wärme z. B. aus Biogas-Blockheizkraftwerken stammt. Die Vorlauftemperaturen sind niedriger als bei Bestandsnetzen, sodass auch Solarthermieanlagen eingebunden werden können.

Neben vergleichsweise hohen Anfangsinvestitionen wirken sich insbesondere vorhandene Gasnetze bei der Planung von Wärmenetzen im Gebäudebestand als starkes Hemmnis aus. Problematisch ist dabei die Doppelrolle von Kommunen und Stadtwerken, die von den Konzessionsabgaben aus dem Gasnetzbetrieb profitieren, gleichzeitig aber maßgeblichen Einfluss auf den Bau neuer Wärmenetze nehmen könnten. In Neubaugebieten müssen Wärmenetze vor dem Hintergrund eines niedrigen Wärmebedarfs (durch bessere Gebäudedämmung) besonders konkurrenzfähig sein. Diese wirtschaftlichen Restriktionen führen dazu, dass neue Wärmenetze nur bei Zusammentreffen günstiger

Rahmenbedingungen, z. B. in verdichteten Siedlungsbereichen (zur Vermeidung hoher Netzverluste) bei entsprechender Wärmenachfrage (wenig energetisch sanierte Gebäude), gleichzeitiger Abwesenheit eines Gasnetzes und hohem Engagement der beteiligten (kommunalen) Akteure, realisiert werden können.

2 Einleitung

Das Forschungsprojekt startete Ende 2010 mit dem Ziel, die Voraussetzungen für die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in der leitungsgebundenen Energieversorgung aufzubereiten und transparent zu machen. Der Fokus sollte auf möglichen Restriktionen liegen, denn vor allem im Stromsektor waren die erneuerbaren Energien in Deutschland zu der Zeit auf Wachstumskurs. Es war zu erwarten, dass die gesetzten Mindestziele sogar übertroffen werden würden: Bis 2020 sollen mindestens 35 % der Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden – 2012 waren es bereits 25 %. Umso deutlicher zeichnete sich vor dem Hintergrund der vorhandenen und geplanten EE-Stromeinspeisungen (v. a. von Offshore-Windstrom) ab, dass die Stromnetze zu einem Engpass einer auf hohe Anteile erneuerbarer Energien ausgerichteten Entwicklung werden würden. Zugleich war absehbar, dass die Bereiche Strom, Gas und Wärme zukünftig mehr miteinander verschmelzen würden.

Daher stellte sich auch die Frage, welche Herausforderungen mit der Integration hoher EE-Anteile in die Gas- und Wärmenetze verbunden sind. Denn auch in diesen Sektoren sind ehrgeizige Ziele formuliert. So soll der Wärmebedarf bis 2020 zu 14 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden (2012 waren es über 11 %; ein hoher Anteil wurde in Einzelfeuerungsanlagen erzeugt). Bezogen auf den Gassektor sollen hohe Biogas-Einspeiseziele (6 Mrd. m³ bis 2020) erreicht werden.

Die Netze, so die Hypothese, bilden das Rückgrat des Energieversorgungssystems. Ihre kontinuierliche Anpassung an steigende – und im Stromsektor darüber hinaus fluktuierende – Einspeisungen ist essentiell für die Erreichung der Klimaschutzziele.

Kurz nachdem die Arbeit am Forschungsprojekt aufgenommen worden war, führte der Reaktorunfall im japanischen Fukushima am 11. März 2011 zu einem heftigen Wendemanöver der schwarz-gelben Regierungskoalition. Erstmals im Jahr 2000 mit einer Vereinbarung zwischen der damaligen rot-grünen Bundesregierung und den Kernkraftwerkbetreibern zum Atomausstieg begonnen, wurde die Energiewende im Oktober 2010 durch die Beschlüsse der Bundesregierung zu einer verlängerten Nutzung der Atomenergie gestoppt. Das Fukushima-Unglück führte jedoch dazu, dass sich die schwarz-gelbe Bundesregierung abermals zu einer Wende – dieses Mal in Richtung Atomausstieg – gezwungen sah. Ein Moratorium leitete den endgültigen Ausstieg aus der Atomenergie und damit die Energiewende ein. Erstmals wurde hierüber ein parteienübergreifender Konsens erreicht. Im Anschluss an die Beschlüsse des Energiepakets, die vornehmlich den Stromsektor betrafen, waren die Ereignisse durch eine hohe Dynamik gekennzeichnet. Der Atomausstieg und die kurzfristig gesetzten, starken Impulse zum Restriktionsabbau für den Stromnetzausbau lenkten die Aufmerksamkeit auf die Stromnetzinfrastrukturen.

Hatte die Steuerungsaufmerksamkeit bis zu diesem Zeitpunkt vorwiegend der EE-Erzeugung gegolten, gewann der Stromnetzausbau eine bis dahin nicht gekannte politische Aufmerksamkeit. Er galt als Voraussetzung für das Gelingen einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung. Der Umbau der Stromnetze wurde zu einem zentralen Thema der Energiewende.

Im Juni 2011 folgte ein Gesetzespaket („Energiepaket“), das den Weg ebnen sollte. Mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz und dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz enthielt es zwei wesentliche Steuerungsimpulse, die auf die Beseitigung administrativer Restriktionen für den Ausbau

der Stromnetze ausgerichtet waren. Aus Sicht der Forschungsnehmer war es von großem Interesse, die Implementierung dieser Prozesse zu begleiten und erste Einschätzungen über die Wirkungsweise zu treffen.

In den Gas- und Wärmenetzen besteht im Vergleich zum Stromnetz ein geringerer Handlungsdruck für den Neubau oder die Modernisierung der Infrastrukturen. Insofern weisen die Integrations- bzw. Infrastrukturanpassungsprozesse in diesen Bereichen eine deutlich geringere Dynamik auf.

Im Gassektor war die Forschungsfragestellung darauf ausgerichtet, diesen wenig transparenten Sektor mit Hilfe des konstellationsanalytischen Ansatzes in seinen Grundstrukturen zu analysieren. Die Analyse sollte Aufschluss über dominierende Strukturen und etwaige Beharrungskräfte geben und Handlungsbedarf aufzeigen. Neue Aufmerksamkeit erlangte der Gassektor durch das Power-to-Gas-Konzept, bei dem den Gasinfrastrukturen eine Speicherfunktion für mit Überschussstrom hergestellte „erneuerbare“ Gase zukommt. Im Falle seiner Anwendbarkeit werden die Gasinfrastrukturen in Zukunft einen Bedeutungszuwachs als saisonale Speicher erlangen.

Auch der Wärmesektor wurde bisher selten aus interdisziplinärer Perspektive betrachtet. Um die Grundstrukturen des in der energiepolitischen Diskussion unterrepräsentierten Wärmesektors darzulegen, wurden die Restriktionen für die Integration erneuerbarer Wärme in bestehende Wärmenetze sowie deren Neubau vergleichsweise detailliert analysiert. Damit sind die Voraussetzungen dafür geschaffen, die Chancen und Perspektiven der Integration erneuerbar erzeugter Wärme in die Netze und dafür notwendige Weichenstellungen fundiert zu beurteilen.¹

2.1 Fragestellungen und Zielsetzungen des Projekts

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts sollen das Problemfeld der Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in die Netze für die politischen Prozesse transparenter machen. Sie sollen auch dazu beitragen, einen besseren Überblick über das Spektrum der vorhandenen Restriktionen und Herausforderungen zu gewinnen, um darauf aufbauend Lösungsansätze entwickeln zu können.

Zu Projektbeginn lagen Informationen über die Anpassungs- und Transformationsnotwendigkeiten nur verteilt und weitgehend zusammenhangslos vor. Ebenso waren Ansatzpunkte für den Umgang mit möglichen Restriktionen noch diffus und auf viele Quellen verteilt. Das Projekt sollte die aktuellen, in Fragmenten bereits vorliegenden Schlussfolgerungen aus den verschiedenen Forschungsbereichen zu den erneuerbaren Energien (Strom-, Wärme- und Gasverteilung, Speicherung) ermitteln und zusammenführen.

Die Fragestellung fokussiert sowohl auf die schon bekannten als auch die sich neu abzeichnenden Restriktionen und Herausforderungen für die Anpassung bzw. Transformation der Leitungsinfrastrukturen. Im Zentrum der Analyse stehen nicht nur die Restriktionen hinsichtlich der Ausweitung der kapazitären Aufnahmefähigkeit der Netze und ihrer last- bzw. bedarfsgerechten Steuerbarkeit, sondern auch Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der länderübergreifenden Steuerung und Koordination von Erzeugung, Netz und Speicherung, Fragen nach den Interessenlagen der für das

¹ Zum Wärmesektor hat das Autorenteam 2012 einen Artikel mit dem Titel „Erneuerbare Energien in Wärmenetzen – eine realistische Perspektive?“ veröffentlicht (vgl. Bruns et al. 2012).

Politikfeld relevanten Akteure sowie nach den Unsicherheiten über die künftige Entwicklung, deren Kosten und technische Machbarkeit.

Wohl wissend, dass gegenwärtig der Stromsektor im Vordergrund der Diskussion steht, untersucht das Vorhaben auch die Rahmenbedingungen für die Erhöhung der EE-Anteile in der Gas- und Wärmeversorgung, um mögliche Interdependenzen und technische Schnittstellen verdeutlichen zu können. Sowohl im Gas- als auch im Wärmesektor wurde deutlich, dass der Informationsstand deutlich geringer und der grundlegende Erklärungsbedarf der dort wirksamen Prinzipien deutlich höher war. Diese Abschnitte (Kapitel 5 und 6) enthalten daher mehr deskriptive, erläuternde Darstellungen als das Stromkapitel (Kapitel 4).

Adressaten der vorliegenden Studie sind zum einen diejenigen, die sich für die spezifischen Konstellationen zentraler Akteure, Allianzen und treibenden Kräften, aber auch die Hemmnisse interessieren und mehr erfahren möchten über das kausale Wirkungsgefüge gesellschaftlicher, technischer, ökologischer und ökonomischer Einflussfaktoren beim Ausbau der netzgebundenen erneuerbaren Energien. Zum anderen wendet sich der Bericht an politische Entscheidungsträger auf Bundes- und auf Länderebene, die für zentrale Weichenstellungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien Verantwortung tragen und damit auch deren Innovations- und Wirtschaftskraft zur Entfaltung bringen.

2.2 Methodik und Vorgehensweise

2.2.1 Untersuchungsgegenstand und Analysestruktur

Das Forschungsprojekt stellt die Leitungsinfrastrukturen der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in den Mittelpunkt. Ausgangspunkt der Betrachtung sind die technischen Eigenschaften der Leitungen, der Einspeisevorrichtungen und der Steuerungskomponenten im Netz. Diese Infrastrukturen werden im Hinblick auf Restriktionen für die Aufnahme hoher fluktuierender EE-Einspeisemengen untersucht. Der Ausbau und die Modernisierung der Netze, das Erzeugungs- und Lastmanagement sowie die Energiespeicherung sind die wesentlichen Maßnahmen, mit denen ein Lastausgleich im Versorgungsnetz erreicht und eine stabile Versorgung mit erneuerbaren Energien gewährleistet werden kann. Insofern fragt das Forschungsvorhaben auch nach den Restriktionen für die Verwirklichung dieser Maßnahmen. Wenngleich geringe Erzeugungsmengen den Anteil erneuerbarer Energien im Netz von vornherein begrenzen würden, ist die *Erzeugung* von Strom, Gas oder Wärme aus erneuerbaren Energien nicht Gegenstand der Restriktionsanalyse.

Da sich sowohl die Ausgangssituation als auch die zukünftigen Herausforderungen in den betrachteten Sektoren erheblich unterscheiden, wurde für jeden Sektor eine eigene Herangehensweise gewählt.

Stromversorgungsinfrastruktur

Im Stromsektor stehen die Maßnahmen zum kapazitären Ausbau und die Modernisierung der Netze, das Erzeugungs- und Lastmanagement sowie die Energiespeicherung im Vordergrund. Zur Strukturierung der Analyse ist eine Unterscheidung der Netzebenen zielführend. Das Übertragungsnetz (Kapitel 4.2) und das Verteilnetz (Kapitel 4.4) werden folglich separat behandelt. So können die jeweils

spezifischen technischen Maßnahmenoptionen und die darauf wirkenden Kräfte (u. a. Rechtsnormen) sowie die Akteurskonstellationen in angemessener Differenzierung berücksichtigt werden. Die seeseitige Anbindung der Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz (Kapitel 4.3) wird als ein besonderer Fall des Übertragungsnetzausbaus betrachtet. Hier fragen wir nach den spezifischen Restriktionen für den Bau neuer Kabel unter maritimen Bedingungen. Auf der Ebene des Verteilnetzes gewinnen v. a. Informations- und Kommunikationstechnologien (Smart Grid; Demand Side Management) an Bedeutung. Fragen des Erzeugungs- und Lastmanagements sind sowohl für die EE-Erhöhung im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz relevant. Die Optionen der Stromspeicherung bieten Lastausgleich und Stabilisierung für beide Netzebenen, daher bilden diese Technologien und die Restriktionen für ihre Umsetzung ein eigenständiges Thema (Kapitel 4.5).

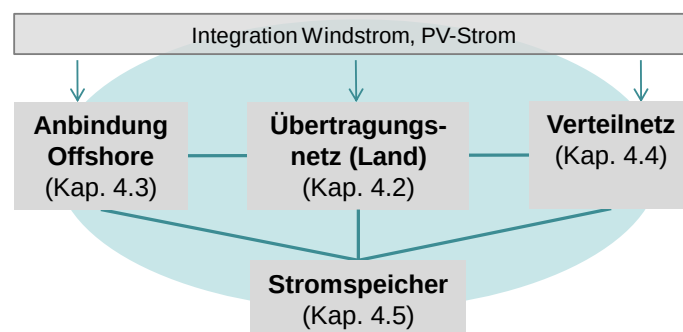


Abbildung 2-1: Strukturierung des Untersuchungsgegenstands für die Restriktionsanalyse im Stromsektor

Gasversorgungsinfrastruktur

Anders als im Stromsektor werden für die Untersuchung der Restriktionen im Gassektor zunächst Ausgangsbedingungen der Gasversorgung und der Leitungsinfrastrukturen geklärt. Die Analyse der Ausgangssituation schließt den Gasimport und die technischen Merkmale der Netzebenen (Gastransport- und Versorgungsnetz) sowie die Gasspeicherkapazitäten und -eigenschaften ein. Im weiteren Verlauf wird dann untersucht, welche Restriktionen der Integration von Biomethan bzw. der Integration von Erdgassubstitut aus erneuerbaren Energien (SNG = Substitute Natural Gas) oder Wasserstoff entgegenstehen.

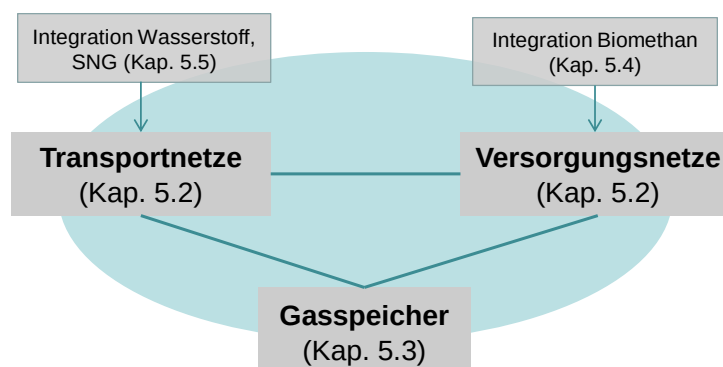
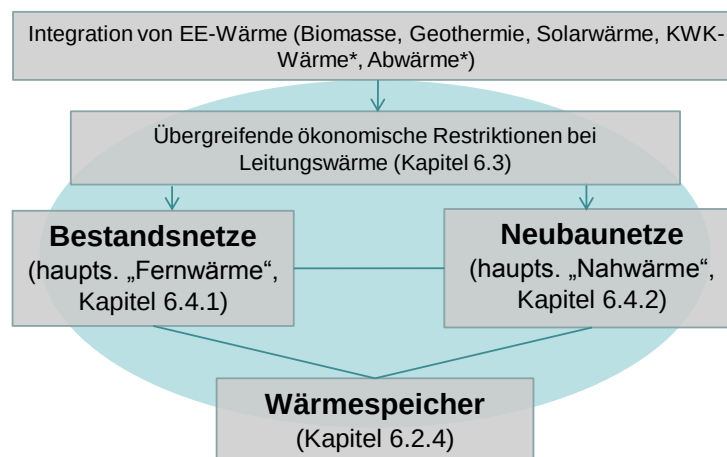


Abbildung 2-2: Strukturierung des Untersuchungsgegenstands für die Restriktionsanalyse im Gassektor

Wärmenetze

Im Unterschied zu Strom- und Gasnetzen handelt es sich bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung fast immer um Inselnetze. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung steht zudem in Konkurrenz zu Einzelheizungen. Damit gehen einige ökonomische Restriktionen einher, die zunächst unabhängig davon sind, ob es sich um konventionelle „Fernwärmenetze“ oder kleine „Nahwärmenetze“ handelt. Diese übergreifenden Restriktionen werden im ersten Schritt erörtert. Danach wird die Betrachtung differenziert zwischen Restriktionen für die Erhöhung der EE-Anteile in bereits bestehenden Netzen (traditionelle „Fernwärme“) und Restriktionen in neu zu bauenden Netzen (häufig als „Nahwärme“ bezeichnet). Dabei wird unterschieden zwischen konventionellen Fernwärmenetzen, die meist in Verbindung mit fossilen Heizkraftwerken betrieben werden, und neueren Nahwärmenetzen, die etwa im Rahmen von Biogasdörfern gebaut und mit der Wärmeauskopplung aus kleinen BHKW betrieben werden.



* hier vereinfachend als „erneuerbar“ dargestellt

Abbildung 2-3: Strukturierung des Untersuchungsgegenstands für die Restriktionsanalyse im Wärmesektor

Der Inselnetzcharakter jedes Leitungswärmenetzes erfordert dabei eine integrierte Betrachtung von Wärmeerzeugung und Transport, denn meist muss das recht teure Transportnetz durch eine relativ günstige Wärmeerzeugung (z. B. Abwärmennutzung) querfinanziert werden. Die Wärmespeicherung ist schließlich für beide Teilbereiche relevant. Sie erlaubt die Entkopplung der Stromerzeugung und Wärmeeinspeisung und trägt so entscheidend zu einer Flexibilisierung der KWK bei.

Schnittstellen

Das Projekt erlaubt durch die integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen eine Würdigung der Schnittstellen zwischen den Energieformen. Diese werden nicht in einem eigenen Kapitel aufgegriffen, sondern in die Spartenkapitel integriert. Als wichtigste Schnittstelle gilt die Speicherung. Gerade die Vollversorgung (oder hohe Anteile) mit regenerativ erzeugtem Strom setzt eine Umwandlung voraus. Daraus entstehen zukünftige Schnittstellen zu anderen Sektoren: So ist die Stromspeicherung in Form von Gas (SNG, Wasserstoff, Biomethan) denkbar und wird bereits in einigen Pilotanwendungen umgesetzt. Dazu können Gasinfrastrukturen, insbesondere Gaskavernen mit sehr hohen Speicherkapazitäten, genutzt werden. Überschussstrom aus erneuerbaren Energien kann jedoch – mit vergleichsweise geringem Aufwand – auch in Form von Wärme (in Heißwasser-

speichern) gespeichert werden. Obwohl dabei die hochwertige Elektrizität in Wärme gewandelt wird, ist diese Lösung unter Umständen einer Abregelung von Erzeugungsanlagen vorzuziehen. Die Verknüpfung der Sektoren wird für ein integriertes, auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem weiter an Bedeutung gewinnen.

2.2.2 Analysemethoden

Im vorliegenden Forschungsvorhaben wurde mit einem Methodenmix gearbeitet, der im Folgenden kurz dargestellt ist.

Empirische Analyse, Politik- und Akteursanalyse

Gegenstand der Politik- und Akteursanalyse war die Betrachtung eines breiten Spektrums der beteiligten individuellen und institutionellen Akteure sowie ihre Strategien und Präferenzen, der relevanten Diskurse sowie Konflikte und Interessenkoalitionen, der Politikinhalte sowie der Veränderung von Politikinhalten, der Determinanten und Wirkungen des politischen Handelns, des gegebenen politischen Rahmens auf unterschiedlichen politisch-administrativen Ebenen, der Lernprozesse im Verlauf des Policy-making sowie der Bedeutung und Veränderung des institutionellen sowie politisch-rechtlichen Rahmens. Die Politik- und Akteursanalyse wurde im Rahmen der Konstellationsanalyse (Kapitel 2.2.2.3) ergänzt und kombiniert mit einer Analyse der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen, der ökologischen Einflussfaktoren sowie des planungs-, raumordnungs- und energierechtlichen Handlungsrahmens.

2.2.2.1 Dokumentenanalyse

Grundlage der empirischen Analyse war eine auf den aktuellen Zeitraum bezogene, umfassende Dokumentenanalyse. Entsprechend der disziplinären Perspektiven (Technik, Akteure, Umwelt, Rechtsetzung) wurden die einschlägigen Informationsgrundlagen (Fachliteratur, Fachvorträge, Pressemitteilungen, Positionspapiere) erfasst und durch qualitative Inhaltsanalysen ausgewertet. Aufgrund des schnell voranschreitenden Erkenntnisstandes sind die für diese Arbeit ausgewerteten Quellen möglicherweise bald überholt. Bei der Formulierung der Restriktionen (vgl. Kapitel 7) haben wir uns daher darauf konzentriert, Restriktionen zu benennen, die über den aktuellen Zeitraum hinaus Relevanz haben werden.

2.2.2.2 Experteninterviews

Aufgrund der Aktualität des Themas war davon auszugehen, dass der Umfang bereits veröffentlichter Fachbeiträge gering sein würde. Der Forschungsansatz zielte daher darauf ab, zusätzliches spezifisches Praxis- oder Erfahrungswissen durch Interviews und Gespräche zu erschließen. Dabei richtete sich das Interesse auf solche Personen, die einen privilegierten Zugang zu Informationen bzw. Entscheidungsprozessen hatten.

Anstelle der ursprünglich vorgesehenen ausführlichen Experten-Einzelinterviews wurden Expertengespräche, vielfach in Verbindung mit oder am Rande von Fachveranstaltungen geführt. Die Expertengespräche zielten darauf ab, Sachinformationen zu ergänzen und vor allen Einschätzungen und Bewertungen aus den verschiedenen Perspektiven der Befragten, u. a. zur Wirkungsweise von Ereignissen oder Impulsen, einzuholen. Diese Form der Informationsgewinnung zu wählen lag nahe,

weil die Forschergruppe, wie viele der Experten, in der sehr dynamischen Phase ab März 2011 ohnehin an den zahlreichen Fachveranstaltungen teilnahm und sich – angesichts der Zeitknappheit – so leichter Termine finden ließen.

2.2.2.3 Konstellationsanalyse

Durch die Anwendung des kombinierten analytischen Ansatzes der Konstellationsanalyse im interdisziplinär zusammengesetzten Forscherteam ergibt sich der Vorteil, dass sowohl gesellschaftliche Regelsysteme als auch die Entwicklung der technisch-materiellen Bestandteile der Konstellation als ein Zusammenwirken heterogener Einflussfaktoren untersucht werden können.

Der Untersuchung liegt das methodische Konzept der Konstellationsanalyse nach Schön et al. (2007)² zugrunde. Mit Hilfe der Konstellationsanalyse können die unterschiedlichen Problemsichten, Wissensbestände und Lösungsansätze der beteiligten Disziplinen aufeinander bezogen werden. Sie ermöglicht eine multiperspektivische Analyse der treibenden und hemmenden Kräfte innerhalb einer Konstellation aus Akteuren, Zeichenelementen (Steuerungsimpulse, Normen, Preise etc.), technischen Optionen und der Umwelt. Die Konstellationsanalyse gibt einen relativ flexiblen methodischen Rahmen vor, der jeweils auf den Untersuchungsgegenstand abgestimmt und auf die jeweiligen Fragestellungen zugeschnitten werden muss.

Konstellationselemente

In der vorliegenden Arbeit werden vier Elemente-Typen unterschieden, aus denen sich die Konstellationen zusammensetzen: Diese Elemente gehören den Kategorien Technik, Zeichen, Akteure und Umwelt an. Die Elementekategorien sind farblich und graphisch unterscheidbar (vgl. Abbildung 2-4).

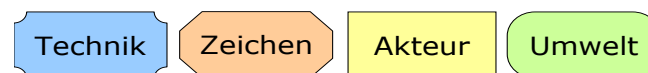


Abbildung 2-4: Elementekategorien einer Konstellation³

Der Kategorie *Technik* werden alle Artefakte (materielle Produkte) zugerechnet. Alle technischen Eigenschaften und Optionen der Energieübertragung, der Speicherung sowie der Steuerung fallen in diese Kategorie. Technischelemente stehen in den Sektorkapiteln jeweils meist im Zentrum der Konstellation. Dies verdeutlicht, dass die Fragestellung bzw. Perspektive auf die möglichen Restriktionen für die Umsetzung dieser Technologien gerichtet ist.

Die Kategorie *Zeichen* umfasst Gesetze, Konzepte und Strategien, Leitbilder, Normen und Preise. Diese können eine Steuerungsfunktion ausüben. Räumliche Planung und Genehmigung zählt zur Kategorie der Zeichen, ebenso wie die administrativen Vorgaben zur Umsetzung zum Beispiel des Netz- oder Speicherausbaus. Als *Akteure* werden Einzelpersonen, Interessenverbände und Institutionen bezeichnet. Sie treten teils als Protagonisten oder Katalysatoren, teils auch als Antagonisten oder Bremser eines hohen EE-Anteils in den Netzen in Erscheinung. Zur Kategorie

² Für eine ausführliche Darstellung des methodischen Ansatzes der Konstellationsanalyse vgl. auch <http://www.konstellationsanalyse.de>.

³ Quelle: Nach Schön et al. (2007), verändert.

Umwelt zählen natürliche Ressourcen wie Wasser, Boden, Luft, Tiere und Pflanzen, die Landschaft sowie Naturphänomene. In den Konstellationen können zum Beispiel unbeabsichtigte, negative Wechselwirkungen zwischen der Technik und der Umwelt deutlich gemacht werden.

Im Zentrum der Konstellationen steht jeweils das zu erreichende Ziel (z. B. der Verteilnetzausbau). Die darum herum gruppierten Elemente beziehen sich auf diese Technologieoptionen.

Die für die Fragestellung relevanten Rahmenbedingungen, Einflussfaktoren, Akteure und Umwelt-effekte wurden diesen vier Elementekategorien zugeordnet und „kartiert“. Dies ist ein selektiver Prozess, der eine Wertung enthält. Die Konstellationselemente wurden anschließend durch Zuweisen bestimmter *Relationen* zueinander in Beziehung gesetzt. Zunächst wurden alle Arten von Relationen berücksichtigt, also neben den restriktiven auch treibende, neutrale oder ambivalente Wirkungsbeziehungen zwischen den Konstellationselementen. In einem weiteren Schritt wurde das komplexe Geflecht der Relationen auf diejenigen reduziert, die restriktiven (hemmenden) Charakter haben. Das Ergebnis dieses Arbeitsschritts sind die im Forschungsbericht enthaltenen Konstellationsabbildungen, die den Blick auf die wesentlichen restriktiven Einflussfaktoren lenken.

Sie sind Ausgangspunkt für die zusammenfassende Erläuterung der wesentlichen Wirkungsbeziehungen und Restriktionen in den einzelnen Unterkapiteln. Sie bilden darüber hinaus die Grundlage für einen Vergleich der jeweils unterschiedlichen Konstellationsmerkmale.

2.2.2.4 Transdisziplinäre Zusammenarbeit

Der fachliche Austausch der Forschungsnehmer wurde in regelmäßigen Arbeitstreffen organisiert. Die Herausforderung bestand darin, die vorhandene disziplinäre Expertise auf alle drei Sektoren der Energieversorgung – Strom, Gas und Wärme – anzuwenden. Die Zwischenergebnisse wurden in so genannten interdisziplinären Kolloquien diskutiert und reflektiert. Die Arbeitstreffen dienten darüber hinaus der integrierten Erarbeitung der Texte. Der Forschungsbericht zeichnet sich dadurch aus, dass die einzelnen disziplinären Perspektiven auch textlich miteinander verschränkt sind.

2.2.3 Methodenreflexion

Die vom Projektteam in vorangegangenen Forschungsprojekten im Bereich der Energieversorgung mit erneuerbaren Energien durchgeführten Konstellationsanalysen waren retrospektiv angelegt. Sie bezogen sich, wie im Fall der Innovationsbiographien (vgl. Bruns et al. 2008 und Bruns et al. 2010), auf bestimmte zeitlich definierte Phasen bzw. Phasenabfolgen in der Vergangenheit. Zwar waren Beginn und Ende einer Phase nicht datumsgenau definiert, dennoch gab es durch die Phasenabgrenzung einen zeitlich eindeutig abgegrenzten Bezugsrahmen für die zu berücksichtigenden Einflussfaktoren.

Im vorliegenden Forschungsprojekt wurde die Konstellationsanalyse auf einen in der Gegenwart stattfindenden, sehr dynamisch verlaufenden Prozess angewendet. Es zeigte sich aber, dass der Vorlauf (z. B. Drittes Binnenmarktpaket), der zur aktuellen Ausgangslage führte, nicht ausgeblendet werden kann. Über die Gegenwartsbetrachtung hinaus waren demnach auch rückblickend Ereignisse und Einflussfaktoren einzubeziehen.

Ab März 2011, unmittelbar nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima, entstand durch das Moratorium zum Atomausstieg eine sehr hohe Dynamik im Stromsektor. Fragen der Energie-

versorgungssicherheit, notwendiger fossiler Brückentechnologien und die Möglichkeiten der Integration von Strom aus regenerativen Energieträgern wurden parallel diskutiert. Durch das „Energiepaket“ im Juni 2011 und die nachfolgenden Maßnahmen und Schritte der Netzentwicklungsplanung wurde die hohe Dynamik aufrechterhalten. Zahlreiche parallel zur Projektarbeit ablaufende Prozesse erzeugten einen fortgesetzten Aktualisierungsbedarf – die einzubeziehenden Einflussfaktoren mussten immer wieder aktualisiert, erweitert, verändert und neu bewertet werden. Die Einschätzung der Relevanz und der Wirkungsweise der (legislativen) Entwicklungen war ebenfalls einem dynamischen Wandel unterworfen, sodass phasenweise aufgrund der laufenden Verfahren keine „belastbaren“ Konstellationen kartiert werden konnten. Das Arbeiten in rekursiven, iterativen Schleifen, welches ein Merkmal der Konstellationsanalyse ist, war in diesem Projekt eine besondere Herausforderung. Diese Erfahrungen führen zu der Erkenntnis, dass die Konstellationsanalyse auf aktuelle hochdynamische, mit hohen Unsicherheiten behaftete Prozesse nur mit sehr hohem Arbeitsaufwand anwendbar ist.

Auch die hohe Komplexität der ineinander verwobenen technischen Optionen sowie der hohe Grad an Interdependenzen vieler unterschiedlicher Einflussfaktoren stellte eine Herausforderung in der Projektbearbeitung dar. Je komplexer und verflochtener der Untersuchungsgegenstand ist, desto schwerer fällt es, eine angemessene Form für die Konstellationsabbildung zu finden.

Die entstandenen Konstellationsabbildungen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Konstellationsanalyse und insbesondere die Abbildungen dienen dem Zweck, die komplexen Zusammenhänge in angemessener Übersichtlichkeit darzustellen. Sie muss sich daher notwendigerweise auf zentrale Elemente und Relationen beschränken. Unter Fokussierung auf die Fragestellung wird eine bewusste Selektion der Elemente und Relationen vorgenommen. Das Ergebnis des Bewertungs- und Selektionsprozesses sind die Konstellationsabbildungen, welche nicht selbst-erklärend, sondern nur in Zusammenhang mit dem Kontext und vor dem Hintergrund der Texte zu verstehen sind.

Die Fokussierung der Fragestellung auf die restriktiven Kräfte führte zu einer starken Reduktion der abgebildeten Einflussfaktoren. Die Konstellationen, die keine unterstützenden und treibenden Einflussfaktoren enthalten, erscheinen daher für den fachkundigen Betrachter möglicherweise unvollständig oder verkürzt und sind stark erläuterungsbedürftig. Eine Schwierigkeit war die Kartierung *fehlender* Elemente, die aufgrund ihrer *Abwesenheit* restriktiv wirken. Ein Ergebnis der vorliegenden Arbeit im Hinblick auf die Methodik und das Instrumentarium ist somit, dass sich die Konstellationsanalyse aus Sicht des Forscherteams besonders für Fragestellungen eignet, bei denen es um eine retrospektive Darstellung des Zusammenspiels sowohl der treibenden als auch der hemmenden Kräfte geht.

3 Rahmenbedingungen für die Netzintegration erneuerbarer Energien

Kapitel 3 hat zwei Funktionen: Zum einen dient es dazu, den Kontext, in den die aktuellen Aktivitäten zur EE-Netzintegration eingebettet sind – mittelbar wirkende Vorgaben und Rahmenbedingungen, Hintergründe und Ereignisse – darzustellen. Hierzu gehört z. B. die Einbettung in den europäischen Kontext. Kapitel 3.1 befasst sich daher mit den für die Transformation des Energiesystems bedeutsamen Impulsen auf EU-Ebene, u. a. mit den Zielen und Vorgaben des Dritten Binnenmarktpakets sowie mit den Richtlinien der EU zum Infrastrukturausbau im Energiebereich. Diese Impulse sind sowohl für den Strom- als auch den Gassektor relevant.

Auch auf nationaler Ebene richtet sich ein Teil der maßgeblichen Steuerungsimpulse und Einflussfaktoren sowohl auf die Stromnetz- als auch auf die Gasnetzinfrastrukturen. Ein Beispiel ist das Energiepaket der Bundesregierung von Juni 2011. Um Wiederholungen vor allem in den Kapiteln 4 und 5 zu vermeiden, werden diese übergreifenden, für die Transformation des Energiesystems bedeutsamen Impulse „vorgezogen“ dargestellt (vgl. Kapitel 3.2). Ihre Wirkungen werden in den jeweiligen Sektorkapiteln eingeschätzt. Dort erfolgt überdies die Darstellung und Interpretation der sektorspezifischen Steuerungsimpulse, Einflussfaktoren und Akteure.

Den Vorgaben zur räumlichen Steuerung und Zulassung der Infrastrukturen ist ein eigenes Kapitel (Kapitel 3.3) gewidmet. Eine kurze Darstellung der Planungs- und Verfahrensabläufe erscheint angesichts der Bedeutung, die das Thema Planung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren einnimmt, angemessen.

Das Kapitel 3.4 skizziert schließlich den *erweiterten Kreis* von Akteuren, die mittelbar oder unmittelbar an der Transformation des Energieversorgungssystems mitwirken. Der Schwerpunkt liegt an der Darstellung von Positionen und Interessenschwerpunkten derjenigen Akteure, die *sektorübergreifend* auf die EE-Integration in die Netze einwirken. Diese Darstellungen werden durch die Analyse der spezifischen Akteurskonstellationen, die für die Realisierung bestimmter Optionen von Bedeutung sind, ergänzt.

Die im Folgenden behandelten Steuerungsimpulse sind vor allem für die Strom- und Gasnetzinfrastruktur relevant. Für den EE-Wärmebereich gilt ein gesonderter Regelungsrahmen. Die wärmesektorspezifischen Steuerungsimpulse und Akteure finden sich vorwiegend in Kapitel 6.

3.1 Steuerungsimpulse für die EE-Netzintegration auf EU-Ebene

Das folgende Kapitel geht der Frage nach, welche von der EU ausgehenden Impulse die Integration der erneuerbaren Energien in die Strom-, Gas- und Wärmeversorgung vorantreiben. Neben der EE-Richtlinie mit verbindlichen Vorgaben für die Mitgliedstaaten zur Förderung der erneuerbaren Energien existieren eine Reihe von Absichtserklärungen (Mitteilungen) zur zukünftigen Gestaltung der Energietransportinfrastrukturen, die nicht in verbindliche Vorgaben für die Mitgliedsstaaten münden. Da sie jedoch die Intentionen und Interessen aus europäischer Perspektive verdeutlichen, werden sie im Folgenden dargestellt. Auch nach der Kompetenzerweiterung durch den Lissabon-

Vertrag (vgl. Kapitel 3.1.3) ist die EU-Kompetenz zum Erlass verbindlicher Vorgaben eingeschränkt und wird in Einzelfällen angezweifelt. Das energiepolitisch wohl einflussreichste Handlungsfeld der EU ist die Wettbewerbsförderung im gemeinsamen Energiebinnenmarkt, welcher durch das Dritte Binnenmarktpaket von 2009 noch einmal Nachdruck verliehen wurde (vgl. Kapitel 3.1.4).

3.1.1 EU-Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien werden seit 1997 durch die Energiepolitik der EU gefördert. Die Sorge um die Erreichung der in Kyoto vereinbarten Klimaschutzziele führte 2009 zur Verabschiedung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG.⁴ Mit dieser Richtlinie wurde eine europaweite konkrete Zielfestlegung getroffen: Bis 2020 sollen 20 % des europäischen Endenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden.⁵ Die Richtlinie ist mit strikten Vorgaben zur Umsetzung in nationales Recht und Sanktionsmöglichkeiten im Falle von Verstößen verbunden. Erstmals sind die formulierten Ziele rechtlich bindend. Die Richtlinie umfasst darüber hinaus die Verpflichtung zur Erstellung nationaler Aktionspläne. Überdies sieht sie vor, dass Anlagen für Strom aus erneuerbaren Energien europaweit ein vorrangiger oder ein garantierter Netzzugang gewährt wird (Art. 16 Abs. 2 lit. b).

Mit der Richtlinie wurde auch das Zielspektrum erweitert: Neben dem Strommarkt wurde erstmals auch der erneuerbare Wärmesektor in die europäischen EE-Ausbauziele eingebunden. Durch das Festlegen der Zielgröße von 20 % am Endenergieverbrauch bildet die Richtlinie einen wichtigen Orientierungs- und Legitimationsrahmen für das politische Handeln auf nationaler Ebene. Direkte Förderimpulse gehen nicht von ihr aus, denn es ist den Mitgliedsstaaten jeweils überlassen, mit welchen Maßnahmen und durch welche Kombination der EE-Anteile im Strom-, Transport- und Wärmemarkt sie die Ziele erreichen wollen.

In einer ersten Bilanz stellte die EU-Kommission in einer Mitteilung (Europäische Kommission 2011a) fest, dass – die noch ausstehende Erfüllung wesentlicher Verpflichtungen vorausgesetzt – die EU-Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien für 2020 aller Voraussicht nach erfüllt oder sogar übertroffen werden können.

3.1.2 Strategien der EU im Energiesektor

In den vergangenen zwei Jahren legte die EU-Kommission mehrere Rahmenfahrpläne für die Entwicklung der Energieinfrastrukturen unter Einbezug hoher Anteile erneuerbarer Energien vor. Hierzu gehören die Mitteilungen der Kommission⁶ für die Bereiche der Strom- und Gasnetze und zur Integration erneuerbarer Energien, die *mittelbare* Auswirkungen auf die Netzplanung in den Mitgliedstaaten bzw. den Ausbau der grenzüberschreitenden Netze haben.

⁴ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁵ Für Deutschland ist die Zielmarke 18 % festgelegt. Darüber hinaus wird ein unverbindlicher Zielerreichungspfad für die Mitgliedstaaten definiert (Zwischenziele). Im Jahr 2012 sollen 20 %, im Jahr 2014 30 %, im Jahr 2016 45 % und im Jahr 2018 65 % der jeweiligen nationalen Ziele erreicht werden.

⁶ Diese Mitteilungen sind als politische Absichtserklärungen der Europäischen Kommission ggf. zum Erlass zukünftiger Unionsmaßnahmen zu verstehen.

Tabelle 3-1: Mitteilungen der Kommission mit Relevanz für die Integration erneuerbarer Energien

Jahr	Titel der Kommissionsmitteilung
Relevanz für die Integration erneuerbarer Energien	
2011	KOM (2011) 885: Energiefahrplan 2050
2011	KOM (2011) 539: Zur Energieversorgungssicherheit und internationalen Zusammenarbeit*
2011	KOM (2011) 109: Energieeffizienzplan 2011*
2011	KOM (2011) 21: Ressourcenschonendes Europa – eine Leitinitiative innerhalb der Strategie Europa 2020*
2011	KOM (2011) 112: EU-Fahrplan für eine CO ₂ -arme Wirtschaft bis 2050*
2010	KOM (2010) 2020: Europa 2020 – Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum*
Relevanz für den Infrastrukturausbau	
2011	KOM (2011) 658: „Connecting Europe“ Novellierung und Erweiterung der TEN-E Leitlinien
2010	KOM (2010) 677: Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz
2010	KOM (2010) 639: „Energie 2020“: Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie*
2010	KOM (2010) 677: EU-Energieinfrastrukturpaket bis 2020

* im nachfolgenden Text nicht näher ausgeführt.

Nachfolgend werden die Mitteilungen mit Relevanz für den Infrastrukturausbau im Einzelnen betrachtet.

EU-Strategie „Energie 2020“ (KOM (2010) 639 endg.)

Die EU-Energiestrategie 2020 legt die energiepolitischen Prioritäten⁷ der nächsten zehn Jahre sowie Maßnahmen zur Bewältigung der damit einhergehenden Herausforderungen fest. Dem Netzausbau und der Förderung erneuerbarer Energien wird dabei jeweils ein hoher Stellenwert eingeräumt. Innerhalb der Energiestrategien ist es mit Blick auf die angestrebte Technologieführerschaft der EU ein Ziel der Kommission, die Umsetzung des Strategic Energy Technology Plan mit verschiedenen Initiativen zur Erprobung neuer Technologien voranzutreiben.⁸ Der Plan beinhaltet auch die European Electricity Grid Initiative. Darüber hinaus sollen Großprojekte in den Bereichen Offshore-Anbindung und Stromspeicherung aufgelegt werden (Europäische Kommission 2010a, 19).

Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 (KOM (2010) 677 endg.)

In der Mitteilung zu den Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 unterstreicht die Kommission den Handlungsbedarf vor allem im Bereich der Strom- und Gasnetze sowie Speicher. Einen prioritären Schwerpunkt bilden vier grenzüberschreitende Korridorprojekte (u. a. Anbindung von Offshore-Anlagen, allgemeine Netzverbesserung in Süd-, Mittel- und Osteuropa). Dabei wird eine Finanzierungslücke bei der Deckung des hohen Investitionsbedarfs konstatiert. Allein das für Energietransportnetze benötigte Investitionsvolumen wird auf ca. 200 Mrd. Euro geschätzt, von denen laut Kommission rund 100 Mrd. Euro aus Staatshand finanziert werden soll, während der Rest von

⁷ Dazu zählen: Realisierung von Energieeinsparungen, Schaffung eines Marktes mit wettbewerbsfähigen Preisen und sicherer Versorgung, Förderung der Technologieführerschaft und wirksames Verhandeln mit internationalen Partnern.

⁸ Dazu gehört auch die Förderung der CCS-Technologie. So sollen europaweit acht CCS-Projekte mit rund 4,5 Mrd. Euro gefördert werden.

privaten Investoren getragen werden könne (Europäische Kommission 2010b, 9). Mit den Energieinfrastrukturprioritäten wurde ein Instrumentarium für den Erhalt der Energieversorgungssicherheit und der Energieinfrastrukturen sowie die Straffung von energiepolitischen Prioritäten in verschiedenen EU-Programmen eingeleitet (vgl. Europäische Kommission 2010b, 19). Einen wesentlichen Schritt dazu bildet die Novellierung der TEN-E Leitlinien („Connecting Europe“, s.u., Europäische Kommission 2011b).

Fraglich ist allerdings, inwieweit das Infrastrukturpaket den Netzausbau im Interesse der erneuerbaren Energien befördert. Kritiker bemängeln, dass Infrastrukturen für erneuerbare Energien nicht bevorzugt werden. Vielmehr stünden in den Energieinfrastrukturprioritäten neue Erdgaspipelines, eine CO₂-Transportinfrastruktur zu unterirdischen Lagerstätten (CCS) und Korridore für den Transport von Windstrom gleichberechtigt nebeneinander – eine Priorisierung zugunsten erneuerbarer Energien findet nicht statt. So kritisiert Vorholz (2011) z. B. den intendierten Ausbau von Erdgas(import)pipelines, die – obwohl Erdgas die klimaverträglichste fossile Energie ist – nicht mit einem weitgehend klimaneutralen Europa vereinbar seien. So scheint es, dass auch in den neuen Leitlinien keine klare Priorisierung erneuerbarer Energien vorgenommen wird.

Energiefahrplan 2050 (KOM (2011) 885 endg.)

Der sektorenspezifische Fahrplan für die Energiewirtschaft vom Dezember 2011 bewertet anhand von fünf Szenarien, wie und mit welchen politischen Maßnahmen eine langfristige Dekarbonisierung des Energiesektors umgesetzt werden kann. Der Netzausbau, insbesondere ein Zubau der internationalen Kuppelstellen (Interkonnektoren) sowie intelligenter Stromnetze, wird in allen Szenarien als Grundvoraussetzung angesehen. Bis 2020 ist eine Kapazitätserweiterung des europäischen Übertragungsnetzes um 40 % vorgesehen (Europäische Kommission 2011c, 15). Für die Zeit nach 2020 sieht die Kommission die Notwendigkeit, die EE-Strategien weiterzuentwickeln, um Unsicherheiten über die zukünftige Richtung vorzubeugen und Investitionssicherheit für Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen zu schaffen (ebda., 2). Der Wärmemarkt wird im Energiefahrplan vor allem in Zusammenhang mit der Abwärmenutzung, den Dezentralisierungstendenzen in der Versorgung und der anzustrebenden Gebäudeenergieeffizienz genannt (ebda., 9).

Die europäischen Grünen und der europäische EE-Verband EREF kritisieren den Fahrplan, da das Potenzial erneuerbarer Energien systematisch unterschätzt (maximal 30 % am Endenergieverbrauch bis 2030) und stattdessen auf Atomenergie sowie das unausgereifte CCS gesetzt werde (The Greens/European Free Alliance 15.12.2011; EREF 15.11.2011).

„Connecting Europe“ und TEN-E: Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (KOM (2011) 658)

Die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (Trans-European Energy Networks; TEN-E) legen eine Priorität auf die beschleunigte Umsetzung von Verbindungsleitungen der *Stromnetze*. Sie wurden 1996 erstmals aufgelegt. Langfristiges Programmziel war zunächst nur der Ausbau des Energiebinnenmarktes. Der Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung und zum Umweltschutz wurde als Ziel erst mit der Novellierung 2006 bekräftigt (Europäische Kommission 2010c, 7).⁹ Die voran-

⁹ Die Anpassung und Entwicklung von Netzen zur Erleichterung der Integration und des Anschlusses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stellen nach Art. 4 Nr. 2 lit. a) eine Priorität des Leitlinienvorschlags dar. Für den Bereich der Gasnetze fehlt nach Art. 4 Nr. 3 hingegen eine entsprechende Priorität.

gegangenen Leitlinien wurden durch die Kommission selbst als zu unfokussiert und zu unflexibel evaluiert. Insbesondere seien die TEN-E Leitlinien als Hauptinstrument der Energienetzentwicklung bezüglich der Finanzkraft nicht im Hinblick auf die heutigen Herausforderungen aufgelegt worden. Sie haben bisher nicht die gewünschte Wirkung bei der Schaffung grenzüberschreitender Energieinfrastrukturen erzielt. Der Fokus in der Neuauflage sollte darum auf einer begrenzten Anzahl strategischer Projekte liegen (ebda., 4).

Im Oktober 2011 brachte die Kommission einen Vorschlag für die Neuauflage der bisherigen TEN-E Leitlinien ein, der dazu führte, dass die TEN-E künftig durch die umfangreichere Finanzierungsfazilität „Connecting Europe“ ergänzt werden (Europäische Kommission 2011b). Im kommenden Finanzrahmen der EU (2014-2020) sollen insgesamt 9,1 Mrd. Euro für die Fertigstellung vorrangiger Energieinfrastrukturen bereitgestellt werden (ebda., 2).¹⁰ Wie in den vorangegangenen TEN-E Leitlinien wird die finanzielle Beteiligung maßgeblich für die Kofinanzierung von Studien und nur unter eng definierten Voraussetzungen, zum Beispiel wenn starke positive externe Effekte wie gesteigerte Versorgungssicherheit zu erwarten sind, auch anteilig für konkrete Planungs- und Trassenbauarbeiten eingesetzt (ebda., 35).¹¹

Ziel der Novellierung ist außerdem die Straffung der Genehmigungsverfahren und Verbesserungen bei der Beteiligung der Öffentlichkeit und der öffentlichen Akzeptanz. Zukünftig soll das TEN-E Programm auf zwölf strategische transeuropäische Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete verengt werden.¹² Entscheidend für die Bestimmung der prioritären Stromkorridore und -gebiete ist u. a. der Aspekt, Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu integrieren (ebda., 38).

Darüber hinaus schlägt die Kommission vor, dass in jedem Mitgliedstaat eine nationale Stelle besondere Zuständigkeit für die Koordinierung und Beaufsichtigung der Genehmigungsverfahren für Vorhaben von gemeinsamem Interesse innerhalb dieser Korridore und Gebiete erhalten soll. Die maximal zulässige Dauer des Genehmigungsverfahrens soll bei diesen Vorhaben drei Jahre nicht überschreiten (ebda., Art. 11).

In den TEN-E Leitlinien können inhaltlich lediglich Rahmenbedingungen für die Mitgliedstaaten festgelegt werden, da die Union nach Art. 170 AEUV („transeuropäische Netze“; vgl. Kapitel 3.1.3) nur zum Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze in den Bereichen der Verkehrs-, Telekommunikations- und Energieinfrastruktur „beitragen“ darf. Die Rechtsgrundlage ist unzureichend, um die im Novellierungsvorschlag enthaltenen Regelungen in den Mitgliedstaaten verbindlich umzusetzen. Die Leitlinien können zudem nicht als verbindliche Bedarfsplanung angesehen werden, weil eine Ermittlung oder Prüfung des Ausbaubedarfs durch Fachbehörden fehlt. Die Anerkennung als TEN-E-Projekt dient vielmehr durch das „Prioritätslabel“ der Erleichterung der Projektumsetzung (Weyer 2011, 8).

¹⁰ Für den Haushaltszeitraum 2007-2013 standen demgegenüber nur 155 Mio. Euro aus der TEN-Finanzierungsverordnung zur Verfügung, was selten mehr als 1 % der Gesamtinvestitionskosten eines Projekts ausmachte. Erst im Zusammenspiel mit Mitteln der Europäischen Investitionsbank, der EU-Strukturfonds und des Energieprogramms zur Konjunkturbelebung konnte eine nennenswerte EU-Projektbeteiligung geschaffen werden (Europäische Kommission 2010c, 6; Europäische Kommission 2008a, 5).

¹¹ Kofinanzierung von Studien üblicherweise zu 50 %, Beteiligung an Arbeiten mit maximal 10 %.

¹² Vgl. Bericht über die Realisierung der transeuropäischen Energienetze (Europäische Kommission 2010c, 4).

Die Leitlinien können somit nur als *Rahmenvorgaben* betrachtet werden, auf deren Verwirklichung die Mitgliedstaaten hinwirken *sollen*. Entgegenstehende Regelungen des nationalen Planungsrechts der Mitgliedstaaten können durch die Leitlinien nicht überwunden werden. Dies kann beispielsweise zur Folge haben, dass ein in den Leitlinien als prioritär ausgewiesenes Vorhaben nicht verwirklicht wird, weil ihm nationales Planungsrecht entgegensteht.¹³

Der Leitlinienvorschlag müsste wegen der erhöhten Einflussnahme auf nationale Planungsverfahren zumindest auf die Rechtsgrundlage nach Art. 194 Abs. 1 lit. d) AEUV (Energiekompetenz) gestützt werden, um seine Wirksamkeit zu entfalten. Im Zuge des Gesetzgebungsprozesses wurde der Vorschlag zur Novellierung der TEN-E Leitlinien am 15. Juni 2012 erneut im Rat erörtert. Das weitere Gesetzgebungsverfahren bleibt abzuwarten.

3.1.3 Neue Infrastrukturkompetenzen im Lissabon-Vertrag (AEUV)

Mit Inkrafttreten des Vertrages von Lissabon im Dezember 2009 wurde der EG-Vertrag grundlegend erweitert. Maßgebliche Änderungen für den Energiesektor wurden mit dem neuen Artikel 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) umgesetzt, er enthält erstmals eine ausdrückliche energiepolitische Kompetenz auch für den Infrastrukturbereich.¹⁴ Die Energiepolitik wurde mit dem Lissabon-Vertrag in den Status einer „geteilten Kompetenz“¹⁵ zwischen EU und Mitgliedstaaten gehoben. Zu den in Art. 194 AEUV formulierten Zielen gehört ausdrücklich die Förderung des grenzüberschreitenden Ausbaus durch Interkonnektoren.¹⁶

Für Entscheidungen unter Art. 194 („Energie“) gilt das ordentliche Gesetzgebungsverfahren, welches die Zustimmung von 55 % der Mitgliedstaaten erfordert, die 65 % der EU-Bevölkerung repräsentieren müssen. Die Verankerung von Infrastrukturkompetenzen im Primärrecht gibt darüber hinaus Grund zu der Annahme „dass die europäische Energiepolitik insbesondere auch im Rahmen der Außenpolitik der Europäischen Union eine gewichtige Stellung einnehmen wird“ (Frenz & Kane 2010, 468). Insofern kann angenommen werden, dass die Kommission diese Kompetenzen ausfüllen und die Rolle der EU für den Energieinfrastrukturausbau deutlich aufgewertet wird. Demgegenüber steht die These, dass die Union in der Vergangenheit auch ohne spezifische energiepolitische Kompetenzen bereits weitreichende Aktivitäten entfaltet hat, sodass die Kompetenzerweiterung keine gänzlich neue Situation erwarten lässt (Frenz & Kane 2010, 474). Während die rechtliche Kompetenz also gestiegen ist, bleibt der konkrete Einfluss auf die Energieinfrastrukturpolitik abzuwarten.

¹³ Vgl. Callies & Ruffert (2011, Art. 171 AEUV, Rn. 5).

¹⁴ Zuvor basierte die europäische Energiepolitik, insbesondere die Liberalisierungsmaßnahmen, auf den Kompetenzvorschriften der Artikel 95 und 175 EGV (Frenz & Kane 2010, 367).

¹⁵ EU sowie die Mitgliedstaaten dürfen gesetzgeberisch tätig werden. Die Rechtsetzung durch die EU entfaltet in der Folge eine Sperrwirkung soweit ein Tatbestand abschließend geregelt oder bewusst auf eine Regelung verzichtet wird (Frenz & Kane 2010, 467).

¹⁶ Vgl. auch Art. 170-172 AEUV, laut denen die EU zum „Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze in den Bereichen der Verkehrs-, Telekommunikations- und Energieinfrastruktur“ beitragen soll.

3.1.4 Drittes EU-Binnenmarktpaket zur Strom- und Gasmarkliberalisierung

Die ersten Schritte zur Liberalisierung der Energiemärkte wurden auf EU-Ebene 1996 für den Strommarkt und 1998 für den Gasmarkt eingeleitet.¹⁷ Kernelemente dieses ersten Liberalisierungspakets waren die Einführung des Wettbewerbs durch eine schrittweise Öffnung der Märkte und des für den Wettbewerb notwendigen Netzzugangs. Aus Kommissionsperspektive schritt die gewünschte Liberalisierung in den Mitgliedsstaaten jedoch nicht zügig genug voran. Die Liberalisierung der Gasmärkte erfolgte dabei noch langsamer als die der Strommärkte. 2003 wurden daher die so genannten Beschleunigungsrichtlinien¹⁸ für den Strom- und Gasmarkt erlassen (zweites Liberalisierungspaket). Darin wurde der „regulierte Netzzugang“ zur alleinigen Option der Umsetzung europäischen Rechts erklärt, sodass der „verhandelte Netzzugang“ entfiel. Daraus resultierte für Deutschland die Verpflichtung, das Energiewirtschaftsgesetz umfassend an das EU-Recht anzupassen (EnWG; In-Kraft-Treten 2005).

Im Jahr 2007 veröffentlichte die Europäische Kommission die so genannte Sektoruntersuchung (Sector Inquiry; Europäische Kommission 2007). Dieser Bericht, der den Entwurf des Dritten Energiebinnenmarktpakets vorbereiten sollte, beurteilte die Wettbewerbsentwicklungen der Europäischen Energiebranchen als unzureichend. Während im Strombereich die Beurteilung noch relativ milde ausfiel¹⁹, kam die Untersuchung zu dem Ergebnis, dass im Gassektor kaum Wettbewerb vorhanden sei. Vor dem Hintergrund dieser Einschätzungen nahm die EU mit dem Entwurf des Dritten Binnenmarktpakets einen erneuten Vorstoß zur Verwirklichung eines liberalisierten Marktes vor.

Nach intensiven Diskussionen und mehrfachen Modifikationen und Änderungen wurde das Dritte Binnenmarktpaket zur Liberalisierung von Strom- und Erdgasmarkt am 25. Juni 2009 verabschiedet. Es umfasst fünf Richtlinien bzw. Verordnungen, mit denen die bisherigen Beschleunigungsrichtlinien fortgeschrieben werden:

¹⁷ Richtlinie 96/92/EG und Richtlinie 98/30/EG (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

¹⁸ Richtlinie 2003/54/EG und Richtlinie 2003/55/EG (vgl. Rechtsquellenverzeichnis). Beide Richtlinien wurden im Rahmen des Dritten Binnenmarktpakets ersetzt.

¹⁹ Kritisiert wurden hier die in vielen Fällen zu hohe Marktkonzentration und Marktzutrittsbarrieren, ebenso wie der Markt für Regenergie. Darüber hinaus wird der schleppende Ausbau der grenzüberschreitenden Interkonnektorkapazität als Problem eingestuft.

Tabelle 3-2: Übersicht Richtlinien und Verordnungen des Dritten Binnenmarktpakets

Bezeichnung	Richtlinien und Verordnungen des Dritten Binnenmarktpakets
Elektrizität	
	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG
	Verordnung 714/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung 1228/2003/EG
Gas	
	Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG
	Verordnung 715/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung 1775/2005/EG
Regulierung	
	Verordnung 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (vgl. Kapitel 3.1.4.2).

Ziel des Dritten Energiebinnenmarktpakets ist es, eine effektivere Trennung des Netzbetriebs von der Energieerzeugung zu erreichen, die Versorgungssicherheit zu verbessern, die Befugnisse der Regulierungsbehörden zu stärken, einen diskriminierungsfreien Zugang zu Übertragungs- und Fernleitungsnetzen sowie Speichereinrichtungen zu ermöglichen und die Verbraucherrechte zu erweitern.

Der Verabschiedung gingen zähe, kontroverse Verhandlungen voraus. Wesentlicher Streitpunkt war die Verpflichtung zum „Full Ownership Unbundling“, welches von Seiten der Kommission 2007 mit Nachdruck gefordert worden war. Die *zwangsweise* Eigentumsentflechtung der integrierten Energiekonzerne wurde schließlich abgewendet. Stattdessen wurde mit dem Independent Transmission Operator eine dritte Option zur Netzentflechtung als gleichberechtigte Alternative ermöglicht (Schmidt-Preuß 2009, 82). Erst nachdem dieses Verhandlungsziel erreicht war, trug Deutschland den Kompromiss zum Gesamtpaket mit.

Im Folgenden werden die wesentlichen für den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastrukturen bedeutsamen Neuerungen des Dritten Binnenmarktpakets dargestellt.

3.1.4.1 Entflechtungsvorgaben und -modelle für die Mitgliedsstaaten

Die EU gibt den Mitgliedsstaaten vor, wie die Trennung zwischen Energieerzeugung und Netzbetrieb im Stromsektor sowie im Gassektor auch zwischen Netzbetrieb und Speicherung erfolgen soll. Im Übertragungs- und Fernleitungsbereich können die Mitgliedstaaten auf drei gleichwertige Optionen für die Trennung von Energieerzeugung und Netzbetrieb zurückgreifen:

Neben dem „Full Ownership Unbundling“ können sie das Modell des „Independent System Operators“ oder das Modell „Independent Transmission Operators“ wählen.²⁰ Dabei stellt das Modell

²⁰ Zu den Entflechtungsvorgaben und Unternehmensmodellen vgl. ausführlich Stenneken & Fürst (2010) und Schmidt-Preuß (2009).

des „Full Ownership Unbundling“ mit der vollständigen Trennung von Energieerzeugung und -vertrieb sowie dem Betrieb der Strom- und Gastransportnetze das am weitesten gehende Entflechtungsmodell dar. Die Modelle des „Independent System Operator“²¹ und des „Independent Transmission Operator“²² sehen eine weniger strikte Entflechtung vor.

Die Entflechtung der deutschen Energiewirtschaftsunternehmen ist nach dem „Independent Transmission Operator“-Modell erfolgt. Der „Independent Transmission Operator“ finanziert sich aus den erhobenen Netznutzungsentgelten. Eine Finanzverantwortung der Muttergesellschaft für künftige Investitionsprojekte bleibt bestehen, sofern dabei die Unabhängigkeit und Handlungsautonomie des Netzbetreibers gewahrt bleibt (Schmidt-Preuß 2009, 85).

Die Entflechtungsmodelle richten sich in erster Linie an Übertragungsnetz- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber. Für die nachgelagerten Verteilnetzbetreiber gelten nach Art. 26 (2009/72/EG und 2009/73/EG) weniger strikte Entflechtungsregelungen.²³ Der Betrieb von Gasspeicheranlagen unterliegt nach Art. 15 RL 2009/73/EG eher moderaten Entflechtungsvorgaben.

3.1.4.2 Institutionelle Stärkung auf EU-Ebene: Gründung der ACER

Mit der Gründung der ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators; vgl. Kapitel 3.4.1) geht eine Institutionalisierung der Regulierungsaufgaben, verbunden mit einer Kompetenzerweiterung in grenzüberschreitenden Angelegenheiten einher.²⁴ So führt ACER Konsultationen zum zehnjährigen Netzentwicklungsplan (10YNDP; vgl. Kapitel 3.3.3.1) der Übertragungsnetzbetreiber durch und prüft, ob die Kohärenz mit diesem gemeinschaftsweit geltenden, nicht bindenden Plan gewahrt ist (vgl. Art. 22 Abs. 5 der RL 2009/72/EG). Ist die Kohärenz nicht gewahrt, kann die ACER vom Übertragungsnetzbetreiber z. B. verlangen, dass dieser seinen 10YNDP ändert. Ferner kann ACER nach Art. 22 Abs. 7 (RL 2009/72/EG) durch Maßnahmen der Investitionskontrolle eine bislang unterbliebene Realisierung von Netzinvestitionen vorantreiben²⁵, indem sie

- den Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung der betreffenden Investition auffordert,

²¹ Das „Independent System Operator“-Modell sieht vor, dass das vertikal integrierte Unternehmen ein selbständiges Unternehmen benennt, welches den Netzbetrieb übernimmt. Der „Independent System Operator“ wiederum darf keine Kontrolle oder Rechte über ein Erzeugungs- oder Vertriebsunternehmen ausüben (Schmidt-Preuß 2009, 84).

²² Beim „Independent Transmission Operator“-Modell dürfen vertikal integrierte Unternehmen ihre Übertragungsnetze behalten, müssen aber bestimmte Vorgaben zur Trennung des Netzbetriebs von den Erzeugungs- oder Vertriebsunternehmen erfüllen, um die Unabhängigkeit der verschiedenen Unternehmen voneinander zu gewährleisten (Schmidt-Preuß 2009, 84).

Das Übertragungsnetz und alle Vermögenswerte, welche für die Energieübertragung erforderlich sind, müssen im Eigentum des Übertragungsnetzbetreibers selbst stehen. Das notwendige Personal muss zwingend beim Übertragungsnetzbetreiber angestellt sein. Bestimmte Führungskräfte des Übertragungsnetzbetreibers dürfen drei Jahre vor Beginn und vier Jahre nach Beendigung ihrer Tätigkeit für diesen nicht bei anderen Unternehmensteilen innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens beschäftigt sein (sog. "Cooling-Off Periode") (Stenneken & Fürst 2010).

Der Übertragungsnetzbetreiber muss außerdem in seiner Entscheidungsbefugnis über den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes unabhängig sein. Dienstleistungen innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens sind nur noch eingeschränkt möglich (Stenneken & Fürst 2010).

²³ Nach Stenneken & Fürst (2010, 14) müssen die Verteilnetzbetreiber z. B. durch eine ausreichende finanzielle und personelle Ausstattung ihre Unabhängigkeit sichern. In ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik müssen vertikal integrierte Verteilnetzbetreiber insbesondere dafür sorgen, dass eine Verwechslung mit anderen Geschäftsbereichen des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist.

²⁴ So kann sie nicht nur Stellungnahmen abgeben und Empfehlungen aussprechen, sondern in bestimmten Fällen auch Entscheidungen treffen.

²⁵ Vgl. Gärditz & Rubel (2010) zur regulierungsbehördlichen Sanktionierung ausbleibender Netzinvestitionen.

- ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition einleitet, das allen Investoren offen steht,
- oder den Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, einer Kapitalerhöhung im Hinblick auf die Finanzierung der notwendigen Investitionen zuzustimmen und unabhängigen Investoren eine Kapitalbeteiligung zu ermöglichen.²⁶

Die Möglichkeit, Netzbetreiber zur Durchführung bestimmter Netzausbaumaßnahmen bzw. zur Realisierung eines bestimmten Ausbauumfangs zu veranlassen, besteht nicht.

3.1.4.3 Erstellen von gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen (10YNDP)

Die Strom- und der Gasrichtlinie 2009 enthalten jeweils eine Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung von zehnjährigen Netzentwicklungsplänen. Daraus wird zunächst durch ENTSO-E bzw. ENTSO-G der gemeinschaftsweite Zehnjahresplan (10YNDP) entwickelt. Ziel ist es, damit die Transparenz und Koordination der Investitions- und Ausbauaktivitäten zu gewährleisten. Die Erstellung jährlich zu aktualisierender Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber soll sich an der gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplanung orientieren (vgl. detaillierte Ausführungen in Kapitel 3.3.3).

3.1.5 Zusammenfassende Einschätzung der EU-Aktivitäten

Die EU-Klimapolitik hat in den vergangenen Jahren einen starken Bedeutungszuwachs erlebt. Insbesondere stellt die erstmalige Festlegung verbindlicher Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG einen zentralen und klimapolitisch bedeutsamen Impuls dar.²⁷ Zudem nimmt Europa in internationalen Verhandlungen die Rolle eines treibenden Vorreiters im Klimaschutz ein. Intern ist die Situation jedoch von zahlreichen Divergenzen zwischen den Mitgliedstaaten geprägt. Diese bestehen vor allem bezüglich der zukünftigen Rolle der Kernenergie im europäischen Energiemix und der Umsetzung des CO₂-Handels (KAS 2011, 10 ff.).

Auch die Politik zur Integration von erneuerbaren Energien in die Strom- und Gasnetzinfrastrukturen erscheint ambivalent. Bisher stellte die Förderung des Netzausbaus unter dem Aspekt der Modernisierung und Ertüchtigung nur einen Nebenschauplatz der EU-Aktivitäten dar. Die finanzielle Förderung des europaweiten Netzausbaus durch TEN-E (vgl. Kapitel 3.1.2) entfaltete noch nicht die gewünschte Wirkung bei der Schaffung grenzüberschreitender Energieinfrastrukturen. Sie soll nach dem Willen der EU konzentrierter und effektiver als bisher ausgestaltet werden. Die Union hat jedoch über finanzielle Anreize hinaus keine direkte Handhabe, den Ausbau der erforderlichen Netzinfrastrukturen zu forcieren – Planung und Durchführung bleiben Sache der Mitgliedstaaten. Zukünftig könnten der Union in diesem Bereich neben der neuen Kompetenz zur Förderung der Interkonnektion der Energienetze gemäß Art. 194 Abs. 1 lit. d) AEUV noch Kompetenzen zum Erlass

²⁶ Von den drei genannten Maßnahmen der Investitionskontrolle ist v. a. die letztgenannte umstritten, da hier ein Eingriff der Regulierungsbehörden in die wirtschaftliche Unabhängigkeit der Unternehmen gesehen wird. Aus juristischer Perspektive wird darüber hinaus hinterfragt, ob eine derart weitreichende behördliche Investitionssteuerung mit den unternehmerischen Grundrechten vereinbar ist (vgl. Gärditz & Rubel 2010).

²⁷ Die Einführung verbindlicher Ziele wurde Mitte 2012 – eingeschränkt – auch für die Energieeffizienz umgesetzt, vgl. dazu Kapitel 6.5.1.4.

von Rahmenvorschriften für nationale Verwaltungsverfahren bei grenzüberschreitenden Energieinfrastrukturvorhaben erwachsen.

Die geplante Einführung einer Frist für die maximale Länge eines Verwaltungsverfahrens durch die neuen TEN-E Leitlinien soll eine Beschleunigung und Vereinheitlichung der Dauer der Verwaltungsverfahren bewirken. Der bisher für den Vorschlag KOM (2011) 658 gewählte Art. 172 AEUV erscheint jedoch als Rechtsgrundlage für eine solche verbindliche Regelung nicht ausreichend. Zumindest müsste sie sich auf die neue Energiekompetenz des Art. 194 Abs. 1 lit. d) AEUV stützen, wobei die tatsächliche Reichweite dieses Artikels für Eingriffe in nationale Planungs- und Verwaltungsverfahren noch nicht ausreichend geklärt ist.

Der Ansatz, die Verwaltungsverfahren durch (unverbindliche) Leitlinien zu verbessern, sollte nicht unterschätzt werden. Die Einrichtung einer zentralen Kontaktbehörde kann die Koordinationsfähigkeit der mitgliedstaatlichen Behörden untereinander verbessern. Zusammen mit den bereits eingerichteten Vereinigungen der Netzbetreiber ENTSO (Strom und Gas) sowie der ACER ergibt sich ein Geflecht aus zwar meist unverbindlich ausgestalteten, aber immer dichteren Koordinierungsmöglichkeiten zum Auf- und Ausbau der grenzüberschreitenden Energieinfrastruktur auf Gemeinschaftsebene.

3.2 Rechtliche Steuerungsimpulse für die EE-Netzintegration

Die übergreifenden Steuerungsimpulse auf nationalstaatlicher Ebene, die sowohl für Strom- und Gasnetze (weniger für Wärmenetze) richtungsweisend sind, gliedern sich in die politischen Zielsetzungen und die Kompensationsmöglichkeiten bei Nutzenasymmetrien, deren Rechtsrahmen in Kapitel 3.2.1 nur kurz umrissen wird. Er ist in den Sektorenkapiteln 4, 5 und 6 jeweils im Detail dargestellt.

3.2.1 Rechtsrahmen für die Integration der erneuerbaren Energien

Die Integration erneuerbarer Energien wird von einem komplexen Rechtsrahmen aus Gesetzen und Verordnungen gesteuert. Abbildung 3-1 verdeutlicht den zeitlichen Verlauf der Rechtsentwicklung seit 2005. Das EnWG bildet das Rückgrat des energiewirtschaftsrechtlichen Rahmens. Es wurde 2011 umfassend novelliert (EnWG 2011²⁸). Seither wurde es durch zwei Änderungsgesetze fortgeschrieben. Für ein drittes Gesetz zur Änderung der Offshore-Haftungsregeln und zur Ergänzung der Offshore-Netzplanung liegt seit August 2012 ein Kabinettsbeschluss vor.²⁹ Auf das EnWG beziehen sich die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV 2005), die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV, zuletzt novelliert in 2010) sowie die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Das KWKG und das EEWärmeG (sowie mit der Novellierung 2012 auch das EEG) sind zentrale Rechtsinstrumente für die Integration erneuerbarer Energien im Wärmesektor.

²⁸ Die im Folgenden genannten Gesetze sind ausführlich im Rechtsquellenverzeichnis aufgeführt.

²⁹ Vgl. Gesetzentwurf Stand 24. August 2012.

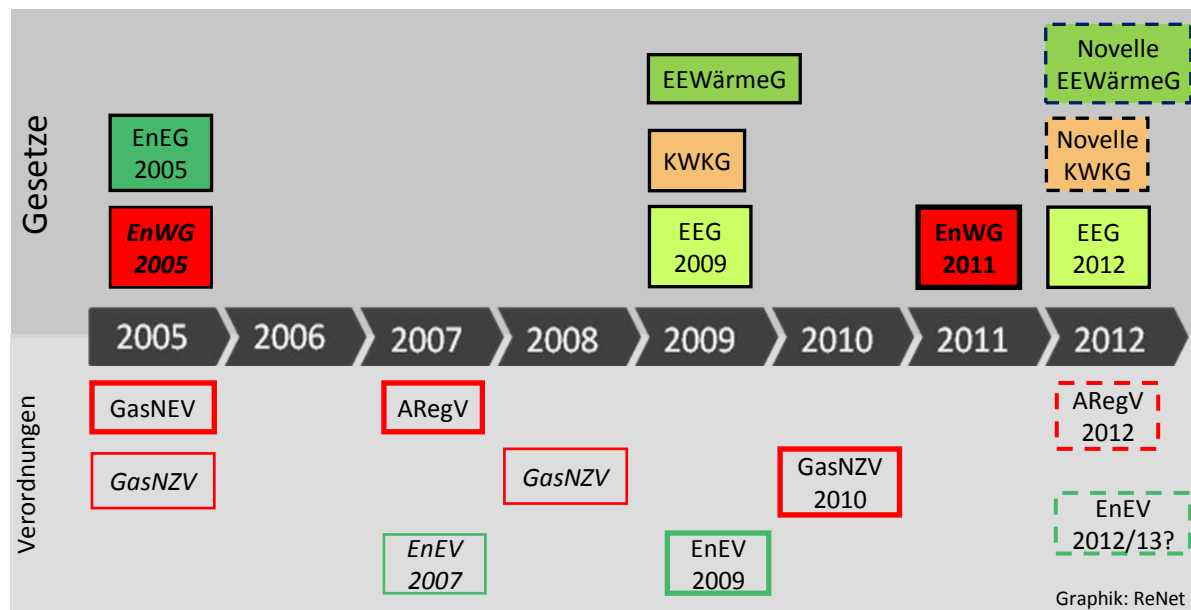


Abbildung 3-1: Energiewirtschaftlicher Rechtsrahmen für Integration der EE-Anteile³⁰

Das EEG ist seit 2000 das zentrale Anreizinstrument für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien. Es gab den wichtigsten Anstoß dafür, dass die zu integrierenden EE-Stromerzeugungsmengen signifikant anstiegen. Die letzte Fortschreibung trat zum 01.01.2012 in Kraft (EEG 2012).³¹ Das EEG sieht vor, dass im Rahmen einer Verordnung Regelungen über die von den EE-Erzeugern zu erbringenden Systemdienstleistungen getroffen werden (SdIV). Die Verordnung ist ein Baustein für ein Erzeugungsmanagement. Dieser Ansatz der Laststeuerung im Netz wird im vorliegenden Forschungsvorhaben jedoch nicht weiter betrachtet.

Das Energieeinspargesetz (EnEG) bildet die Grundlage für die Energieeinsparverordnung (EnEV), die eine Steuerungswirkung im Hinblick auf die Reduzierung des Energieverbrauchs hat. Für die Frage der Integration von EE-Strom spielt es weniger eine Rolle als für den Gas- und Wärmesektor.

3.2.2 Konzepte für den Ausgleich von Nutzenasymmetrien

Ebenfalls sektorenübergreifend ist die Thematik, inwieweit die durch einseitige Belastungen entstehenden Nutzenasymmetrien ausgeglichen werden können und sollten. Durch den Bau von Energieleitungsinfrastrukturen entstehen zum einen Belastungen (z. B. durch Bautätigkeit) bzw. Nachteile (z. B. Minderung der Attraktivität) in den betroffenen Gebietskörperschaften (Kommunen). Kommunen erhalten bisher Konzessionsabgaben (vgl. Kapitel 3.2.2.1). Bei einer Ausdehnung der Möglichkeiten des Gewerbesteuer-Splittings (vgl. Kapitel 3.2.2.2) würden sie auch von Gewerbesteuererträgen profitieren. Für Ausbauprojekte des Übertragungsnetzes können die Kommunen nach der StromNEV seit 2011 auch eine Entschädigung pro Trassenkilometer im Gemeindegebiet erhalten (vgl. Kapitel 3.2.2.4 und 4.2.3.4).

³⁰ Ohne Änderungsgesetze zum EnWG.

³¹ Seither erfolgte eine Änderung durch das Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien (sog. PV-Novelle) vom 17.08.2012 (vgl. Rechtsquellenverzeichnis). Dadurch wurde insbesondere die Photovoltaik-Vergütung grundlegend geändert.

Private (z. B. Anlieger in unmittelbarer Trassennähe), die nicht grundstücksrechtlich betroffen sind, müssen die Belastungen hingegen entschädigungslos hinnehmen. Dies wird angesichts des Nutzens, den der Netzbetreiber aus dem Bau der Leitung zieht, als ungerecht empfunden. Im Zuge der Akzeptanzdebatte hat die Frage, wie Nutzenasymmetrien ausgeglichen werden könnten, daher an Bedeutung gewonnen. Die Einführung einer finanziellen Kompensation von Belastungen, unabhängig von der grundstücksrechtlichen Betroffenheit und möglicherweise orientiert an den wirtschaftlichen Vorteilen des Netzbetreibers, würde in mehrfacher Hinsicht einen Paradigmenwechsel in der bisherigen Entschädigungspraxis³² bedeuten.

Im Folgenden werden die bestehenden finanziellen Beteiligungs- und optionalen Entschädigungsmöglichkeiten näher erläutert.

3.2.2.1 Ausgleich durch Konzessionsabgaben der Netzbetreiber an die Kommunen

Konzessionsabgaben³³ fallen an, solange die Kommunen nicht selber Eigentümer der Gas- oder Stromversorgungsleitungen sind, was regelmäßig nicht der Fall ist (auch nicht, wenn z. B. Stadtwerke als Netzbetreiber zu 100 % in Hand der Kommune sind). Die Netzbetreiber zahlen die Konzessionsabgaben für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege und die Verlegung und den Betrieb von Gas- und Stromleitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern (Verteilnetz) im Gemeindegebiet dienen.

Rechtsgrundlage ist die Konzessionsabgabenverordnung (KAV)³⁴ und der jeweilige Konzessionsvertrag zwischen Netzbetreiber und Gemeinde.³⁵ Die Konzessionsabgaben werden vom Netzbetreiber auf die Strom- und Gaslieferanten umgelegt. Sie machen einen erheblichen Anteil der Bezugskosten für Endkunden aus. Nach der Gewerbesteuer ist die Konzessionsabgabe die wichtigste Einnahmequelle für Kommunen. Ihr Gesamtaufkommen betrug 2008 insgesamt 3,9 Mrd. Euro.³⁶ Seitens der Kommunen besteht einerseits ein erhebliches Interesse an diesen regelmäßigen Einnahmen. Sie sind daher keinesfalls „per se“ gegen die Realisierung von Leitungsprojekten der Versorgungsebene. Für die Transport- bzw. Übertragungsnetzebene sieht das anders aus. Dort müssen die Kommunen die mit Bau und Betrieb der Leitungen verbundenen Einschränkungen ohne Gegenleistung hinnehmen.

Für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung sieht die Konzessionsabgabenverordnung hingegen keine Abgaben vor. Nutzungsentgelte für Fernwärmeleitungen können jedoch im Gestattungsvertrag vereinbart werden.

³² Veränderung des Stellenwerts der Sozialpflichtigkeit des Eigentums, Abkehr von der grundstücksrechtlichen Betroffenheit als Voraussetzung für Entschädigungsansprüche und Abkehr von der bisherigen Bemessungsgrundlage, nämlich dem Verkehrswert von Grundstücken.

³³ Konzessionsabgaben sind nicht zu verwechseln mit Entschädigungszahlungen nach StromNEV für den Bau von Höchstspannungs-Übertragungsleitungen.

³⁴ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

³⁵ Die KAV setzt der Kommune Grenzen bei der Aushandlung der Abgabenhöhe (vgl. Bundeskartellamt 18.09.2009). Die Konzessionsabgaben für Strom und Gas werden in Cent-Beträgen je gelieferte Kilowattstunde vereinbart.

³⁶ Vgl. Klemm & Strohe (2009).

3.2.2.2 Ausgleich durch Gewerbesteuer-Splitting

Durch eine Aufteilung der Gewerbesteuereinnahmen zwischen der Kommune des Firmensitzes des Netzbetreibers und der betroffenen Kommune könnte die Akzeptanz von Kommunen gegenüber Infrastrukturprojekten erhöht werden. Bei der Realisierung von Windparks wird das Modell des Gewerbesteuer-Splittings bereits erfolgreich zur Akzeptanzsteigerung in der Standortgemeinde, die 70 % der Gewerbesteuer erhält, eingesetzt (BEE 2011, 5). Eine solche, für den Verbraucher kostenneutrale Regelung könnte auch bei Netzausbauvorhaben zur Akzeptanzsteigerung angewendet werden. Bisher ist eine Aufteilung der Steuerschuld auf mehrere Gemeinden nach § 28 Abs. 2 Nr. 2 Gewerbesteuergesetz (GewStG) für „Transitleitungen“ jedoch ausgeschlossen.

3.2.2.3 Ausgleich durch Entschädigung der Grundeigentümer

Der Bau von Energieinfrastrukturen betrifft Grundeigentümer und Landwirte in besonderem Maße. Stellen die Grundeigentümer dem Vorhabenträger ihre Flächen nicht freiwillig zur Verfügung, kann dieser, sobald ein Planfeststellungsbeschluss vorliegt, die Fläche unter bestimmten Voraussetzungen auch enteignen. In dem Fall ist der Vorhabenträger zur Entschädigung der durch die Enteignung entstehenden Wertverluste verpflichtet. Diese richtet sich nach § 45 und 45a EnWG in Verbindung mit den jeweiligen Landesenteignungs- und Entschädigungsgesetzen.

Überlässt der Grundeigentümer dem Vorhabenträger (hier Netzbetreiber) das Nutzungsrecht, wird dieses durch grundbuchliche Einträge³⁷ gesichert. Diese Einträge sind wertmindernd. Die Höhe der Entschädigung richtet sich dabei nach dem Verkehrswert der Grundstücke. Weitere Aufschläge (z. B. Jagdwertminderung) sind möglich. Darüber hinaus können die entstehenden Flurschäden und daraus resultierende Ertragseinschränkungen kompensiert werden (vgl. Wolfram 22.02.2011).

Der Grundeigentümer-Verband sowie der Deutsche Bauernverband³⁸ halten diese Formen der Entschädigung jedoch nicht mehr für ausreichend (vgl. Born 22.02.2011). Wertverlust und Nutzungseinschränkungen der land- und forstwirtschaftlichen Flächen durch Energieleitungen gehen nach Born (ebda.) einseitig zu Lasten der im ländlichen Raum Wirtschaftenden. Die Grundeigentümer streben die Novellierung des Entschädigungsrechts mit dem Ziel an, für Wertverluste der Immobilien deutlich höhere Entschädigungen vorzusehen. Dieses Ziel gilt auch für die Entschädigung von Nutzungsausfällen und Bewirtschaftungseinschränkungen, etwa durch die Folgeschäden der Bau-tätigkeit mit schweren Maschinen. Durch die direkte Inanspruchnahme von Grund und Boden würden dann Gasleitungen und Erdkabelprojekte mit höheren Entschädigungsforderungen belegt.

Die Forderungen der Grundeigentümer werden damit gerechtfertigt, dass sich in den letzten Jahren eine Umstrukturierung der Energiewirtschaft hin zu privatrechtlich organisierten, gewinnorientierten Netzbetreiberunternehmen vollzogen habe. Daher sollte nach den Vorstellungen des Deutschen Bauernverbandes die Entschädigung zukünftig nicht mehr nur als Einmalzahlung erfolgen, sondern wie eine Rente über einen längeren Zeitraum (z. B. die Betriebsdauer des Projekts) ausgezahlt werden. Vorstellbar sei auch, dass sich die Entschädigung nicht mehr am Verkehrswert des Grundstücks, sondern am wirtschaftlichen Nutzen des Betreibers ausrichtet. Je höher die Gewinne ausfallen, desto höher die Entschädigung. Ein Grund für diese Haltung dürfte die Kenntnis über die in

³⁷ In der Regel erfolgt der Eintrag einer Grunddienstbarkeit in das Grundbuch. Damit scheidet die Fläche ggf. für andere Nutzungen (z. B. Umwandlung in Bauland) aus.

³⁸ Vgl. <http://www.bauernverband.de/entschaedigungsgrundsaeetze-pruefstand>, Abruf 13.09.2012.

den letzten Jahren realisierten Unternehmensgewinne in der Energiewirtschaft sein. Angesichts der Höhe dieser Gewinne seien die o. a. Transferleistungen gerechtfertigt.

Der o. a. Bemessungsvorschlag widerspricht allerdings den Prinzipien des heutigen, am Verkehrswert orientierten Entschädigungsrechts. Insgesamt zeigt die Diskussion aber, dass die Grundeigentümer auf eine wirtschaftliche Teilhabe drängen, ohne die sie ihre Grundstücke nicht länger zur Verfügung stellen wollen. Ihr Ziel ist es, eine Gleichstellung mit den Kommunen zu erreichen, die ihre Interessen über die Erhebung der Konzessionsabgabe für Verteilnetzinfrastrukturen (vgl. Kapitel 3.2.2.1) sichern.

Die Netzbetreiber bzw. deren Verbandsvertreter lehnen eine Erhöhung der Entschädigungssummen mit Blick auf die Kosten ab (Wesche 22.02.2011). Nach ihrer Auffassung würden diese am Ende zu nicht vertretbaren Kostensteigerungen für den Verbraucher führen. Außerdem dürften Entschädigungszahlungen nicht als „Quersubventionierung“ für den ländlichen Raum missbraucht werden. Das wichtigste Gegenargument der Netzbetreiber dürfte aber sein, das höhere Entschädigungszahlungen auch unmittelbar zu Gewinneinbußen der Netzbetreiber führen.

3.2.2.4 Ausgleich durch Entschädigung nach Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

Mit dem Energiepaket 2011 wurde die StromNEV dahingehend geändert, dass Kommunen im Falle der Realisierung von 380 kV-AC-Trassen oder 300 kV-DC-Trassen eine einmalige Entschädigung in Höhe von 40.000 EUR/km Trassenlänge erhalten sollen (§ 5 Abs. 4 StromNEV³⁹). Seitens der Betroffenen wird kritisiert, dass sich die Bemessung der Entschädigungshöhe nicht an nachvollziehbaren Kriterien orientiert. So sollte die Höhe der Entschädigung den Grad der Beeinträchtigung widerspiegeln und/oder sich am wirtschaftlichen Nutzen des Vorhabenträgers orientieren. Aus Sicht der Kommunen ist die Entschädigung insgesamt zu niedrig bemessen⁴⁰ und als Einmalzahlung unbefriedigend. Die empfundenen Nutzenasymmetrien von Höchstspannungsfreileitungen sind nach dem Stand der Diskussion mit der in der StromNEV verankerten Entschädigung jedenfalls nicht ausgeglichen. Die Nichterfüllung der diesbezüglichen Erwartungen dürfte weiterhin dafür sorgen, dass die Vorbehalte der Kommunen gegenüber neuen Höchstspannungsfreileitungen bestehen bleiben. Inwieweit Entschädigungen an die Kommunen auch bei Erdkabelprojekten eine Rolle spielen, kann derzeit nicht beantwortet werden.

3.3 Planung von Energieinfrastrukturen

Anders als z. B. in der Verkehrswegeplanung war die Planung von Energieinfrastrukturen (Kraftwerke, Leitungen) nicht Gegenstand einer staatlichen „Energiefachplanung“ oder Netzentwicklungsplanung. Vielmehr stand allein im Ermessen des jeweiligen Energieversorgungsunternehmens, wie sie in ihren Regelzonen die Bedarfsermittlung, Standort- und Trassenfragen sowie die technische Auslegung der

³⁹ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁴⁰ Zum Vergleich: In Österreich (380 kV-Leitung in der Oststeiermark) wurden Kommunen z. B. mit 65.000 EUR/km entschädigt (<http://stmv1.orf.at/stories/178863>, Abruf 13.09.2012).

Infrastrukturen lösen.⁴¹ Diese Situation hat sich durch die Veränderung der Zulassungsverfahren, durch die Entflechtung sowie durch die Zusammenlegung der Regelzonen (Netzregelverbund) geändert (Kapitel 3.3.1.). Kapitel 3.3.2 beschreibt die Folgen der Entflechtung von Energieerzeugung und Netzbetrieb für die koordinierte Planung.

3.3.1 Vom Anzeigeverfahren zur Planfeststellung

Bis Ende der 1990er waren energiewirtschaftliche Vorhaben gegenüber den Behörden lediglich anzeigepflichtig. Das Anzeigeverfahren sollte sicherstellen, dass die betroffenen Fachbehörden zumindest informiert wurden. Um den Bedarf neuer Kraftwerke und Netzanbindungen zu begründen, genügte in der Regel der Hinweis auf die Notwendigkeit zur Wahrung der Versorgungssicherheit. Die Möglichkeiten der Einflussnahme auf das Projekt waren gering. Die Öffentlichkeit war in diesen Anzeigeverfahren nicht involviert. Der Energieversorger trat in Einzelverhandlungen an die Eigentümer der betroffenen Grundflächen heran, um sich die notwendigen Rechte zu sichern. Die Konflikte um Grundstücksrechte und Duldungen wurden bilateral im Wege der Verhandlung gelöst.

Diese Vorgehensweise war bis Ende der 1990er Jahre hinein prägend für das Selbstverständnis und das Auftreten der Energieversorger gegenüber Behörden und Öffentlichkeit. Ihre geringe Angreifbarkeit führte bei Beteiligten und Betroffenen zu Negativerfahrungen⁴² und zu einem grundlegenden Misstrauen gegenüber den Energieversorgern.

Da die Anforderungen bezüglich der Koordination und der umwelt- und sozialverträglichen Eingliederung der Netzinfrastrukturen in das vorhandene Nutzungsmuster stiegen, wurde ab 2002 eine Planfeststellungspflicht für Leitungen einer bestimmten Spannung oder Druckstufe eingeführt. Eine übergeordnete Netzplanung war damit aber nicht verbunden.

Durch die Einführung der Planfeststellungspflicht für die Vorhabensgenehmigung musste sich der Energieversorger – bzw. nach der Entflechtung auch der selbstständige Netzbetreiber – in eine andere Rolle hineinfinden. Er ist nun Antragsteller in einem Verfahren und unterliegt damit den Regeln und Forderungen der verfahrensführenden Behörde. Zum anderen bestehen nun formale Beteiligungspflichten zur Einbeziehung der anderen Behörden und der (betroffenen) Öffentlichkeit. Diese Beteiligung geht über eine bloße Information hinaus und erfordert die Bereitschaft, ggf. Änderungen und Anpassungen in der Planung vorzunehmen. Selbst wenn die rechtliche Position des Vorhabenträgers vergleichsweise stark ist, steigt der Rechtfertigungsdruck aufgrund der förmlichen Beteiligungspflichten im Zulassungsverfahren. Die Netzbetreiber müssen hier einen Lernprozess durchlaufen, der bei anderen Planungsträgern (Straßenbau) schon weiter fortgeschritten ist.

3.3.2 Folgen von Entflechtung und der freien Standortwahl für die Netzplanung

Die Standortwahl von Erzeugungsanlagen hat starken Einfluss auf den Netzausbaubedarf. Die unternehmerische Entflechtung von Erzeugung und Transport ist allerdings nicht von Vorteil. Da es

⁴¹ Der Umstand, dass andere Ver- und Entsorgungsinfrastrukturen (Verkehr, Abfallwirtschaft, Wasserwirtschaft, auch Wärmenetze; vgl. Kapitel 6.6) hingegen einer Trassen- bzw. Standortplanung nach den Vorgaben der jeweiligen Fachgesetze und damit einer staatlichen Kontrolle unterlagen, unterstreicht die ehemalige Sonderstellung der Strom- und Gaswirtschaft.

⁴² Ohnmacht gegenüber den autokratisch auftretenden Energieversorgern; Rechteabtretung an die Energieversorgungsunternehmen ohne angemessene Gegenleistung; in Verhandlungen „über den Tisch gezogen“ werden.

der Netzbetreiber ist, der die Kosten des Netzausbaus zu tragen hat und nicht der Energieerzeuger, ist es für diesen nicht zwingend notwendig die Standortwahl aus Kostengründen so zu optimieren, dass die Entfernungen zwischen Erzeugungsstandorten und Verbrauchszentren möglichst gering sind. Die Unternehmensentflechtung kann in Verbindung mit der den Erzeugern eingeräumten freien Standortwahl⁴³ zu regional oder lokal starken Belastungen der Netze oder auch zu einem Mehrbedarf an Netzausbau führen. Die aktuellen Planungen von großen Kraftwerkseinheiten illustrieren, dass weniger die Entfernung zu Verbrauchszentren, als vielmehr die Rohstoffverfügbarkeit bzw. die Kosten von deren Beschaffung ausschlaggebend sind. Kohle- und Gaskraftwerke werden z. B. vorzugsweise an der Küste geplant, wo Importkohle oder Flüssiggas angelandet werden.

Im Bereich der EE-Erzeugung richtet sich die Standortwahl nach der bestmöglichen Ausnutzung der Erzeugungspotenziale (v. a. Windhöffigkeit). Dies ist unter dem Gesichtspunkt der Erzeugungseffizienz sinnvoll, führt aber, wie z. B. bei Offshore-Windparks oder der großtechnischen Nutzung der Sonnenenergie in Solarparks (z. B. DESERTEC) zu einem hohen Transportaufkommen, da Erzeugungs- und Verbrauchsorte räumlich weit auseinander liegen.

Mit der Netzentwicklungsplanung (vgl. Kapitel 3.3.3) sind erste Schritte in Richtung einer verbesserten Koordination der Übertragungsnetzplanung unternommen worden. Soll der Netzausbaubedarf für den Energietransport aber von vornherein vermindert werden, bedürfte es einer energiewirtschaftlichen Infrastrukturplanung, die auch eine optimierte Planung und Festlegung von Erzeugungsstandorten vorsieht.

Die durch die Entflechtung verloren gegangene Interessenkongruenz zwischen Erzeugung und Netzbetrieb, die in der Vergangenheit dazu geführt hatte, dass kurze Transportwege bevorzugt wurden, muss durch externe (staatliche) Koordination wettgemacht werden.

3.3.3 Die Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber

Die energiewirtschaftliche Planung war bisher für nicht direkt involvierte Akteure kaum transparent. Die Energieversorgungsunternehmen hatten auch aus wettbewerblichen Gründen kein Interesse, ihre Netzausbauabsichten offen zu legen. Mit der Novellierung des EnWG 2011 hat sich diese Situation dahingehend geändert, dass die Transportnetzbetreiber (Gas) und Übertragungsnetzbetreiber (Strom) nun verpflichtet sind, eine Netzentwicklungsplanung zu betreiben und diese öffentlich zu machen. Die Impulse dafür gingen maßgeblich von der EU (Drittes Binnenmarktpaket) aus. Die EU sieht in der koordinierten strategischen Planung und der Koordination der Investitionen auf europäischer wie auf nationaler Ebene eine wesentliche Voraussetzung für eine effiziente Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturen. Im Folgenden wird in Kapitel 3.3.3.1 zunächst die Netzentwicklungsplanung auf EU-Ebene kurz erläutert, bevor Kapitel 3.3.3.2 auf die nationale Netzentwicklungsplanung eingeht.

⁴³ Erzeugungskapazitäten und -standorte sind frei planbar. Ein freier Kraftwerksanschluss für „jedermann“ wird über § 20 EnWG (Zugang zu den Energieversorgungsnetzen) sowie die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) gewährleistet.

3.3.3.1 Netzentwicklungsplanung auf EU-Ebene: der Gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan

Die Richtlinien 2009/73/EG und 2009/72/EG⁴⁴ verpflichten die Übertragungsnetzbetreiber für Strom und Gas einen „Gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan“ zu erstellen. Die Aufstellung von gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplänen für Strom und Gas (G-10YNDP) erfolgt durch ENTSO-E bzw. ENTSO-G (vgl. Kapitel 3.4.1) und ist alle zwei Jahre fortzuschreiben. Die gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung und die Planung in den Regelzonen sollen kohärent sein. Diese Kohärenz soll durch Abstimmungsprozesse zwischen den Ebenen gewährleistet werden, jedoch sind Vorgaben darüber, wie dies im Einzelnen erfolgt, bisher nicht präzisiert.⁴⁵

Abbildung 3-2 illustriert, wie die gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung für Strom und Gas (G-10YNDP) und Netzausbaupläne für die einzelnen Regelzonen nach den Vorstellungen der EU ineinandergreifen.

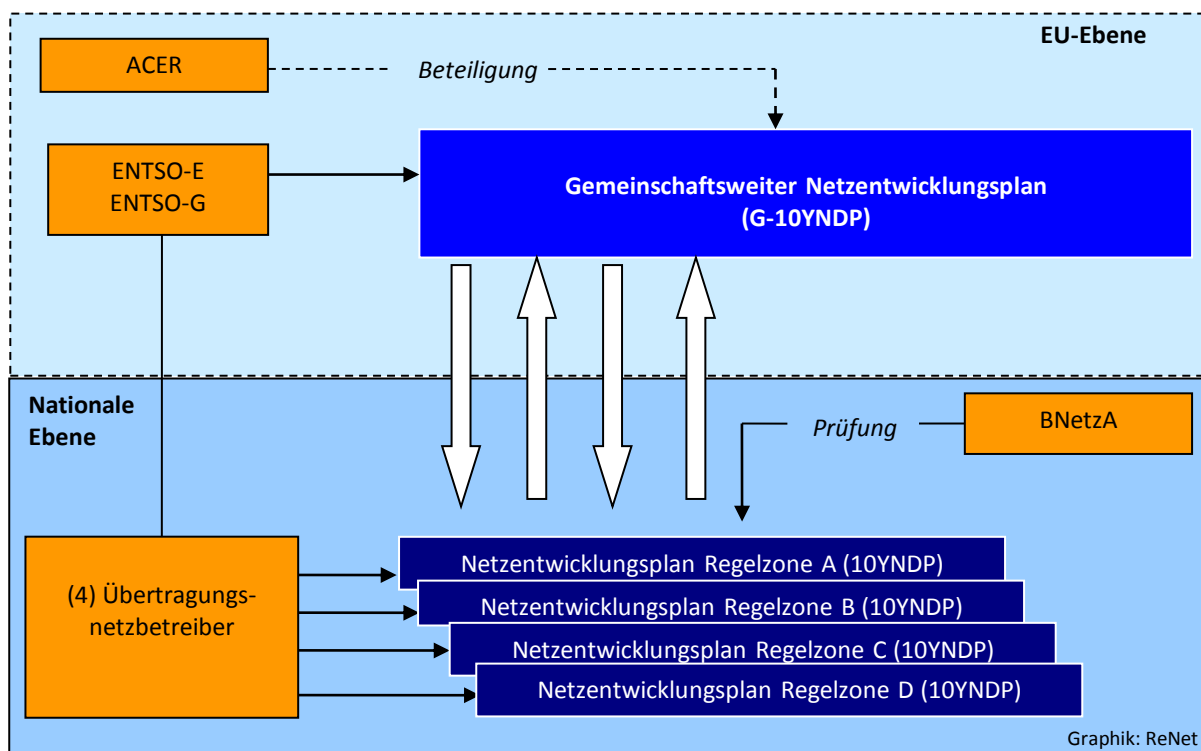


Abbildung 3-2: Gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung und Netzentwicklungsplanung in den Regelzonen

Die Abstimmung zwischen der gemeinschaftsweiten Planung und den nationalen Netzentwicklungsplänen für die Regelzonen soll nach dem Gegenstromprinzip erfolgen. Der G-10YNDP soll dabei über eine reine „compilation of national plans“ hinausgehen und eigene Konzeptionen der Netzentwicklung aus europäischer Perspektive entwickeln und vorantreiben (vgl. ERGEG 2009, 7). Im Juni 2010 veröffentlichten die Übertragungsnetzbetreiber den ersten G-10YNDP. Der G-10YNDP 2012 identifiziert die Notwendigkeit zur Investition von ca. 100 Mrd. Euro für Optimierung und Ausbau von

⁴⁴ Arts. 22 der Richtlinie 2009/73/EG (Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt) und der Richtlinie 2009/72/EG (Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt).

⁴⁵ Die Vorgaben für die Planaufstellung des G-10YNDP wurden bisher flexibel gehalten, nicht zuletzt um ein ausgewogenes Verhältnis von *top down*- und *bottom up*-Vorschlägen zu gewährleisten.

Hochspannungsleitungen in ganz Europa. 80 % davon unterstützen direkt oder indirekt die Integration erneuerbarer Energien (Die Übertragungsnetzbetreiber 2012, 394).

Der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan kann über die Kohärenzvorgaben einen gewissen Anpassungsdruck auf die nationale Netzentwicklungsplanung ausüben. Die nationale Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur), die bei der Aufstellung des nationalen Netzentwicklungsplans prüft, ob dessen Kohärenz mit dem G-10YNPD gegeben ist, kann ggf. Anpassungen und Änderungen fordern.

3.3.3.2 Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung auf nationaler Ebene

Die Vorgaben der Richtlinien 2009/73/EG und 2009/72/EG⁴⁶ zur nationalen, Regelzonen übergreifenden Netzentwicklungsplanung wurden im EnWG 2011 umgesetzt. Die Verpflichtungen gelten sowohl für das Strom- als auch das Gasnetz. Beide Sektoren erstellen jeweils eigene Netzentwicklungspläne.⁴⁷ Für das Stromnetz sieht das EnWG neben dem Szenariorahmen und dem Netzentwicklungsplan einen Bundesbedarfsplan vor. Für jeden Teilschritt der Planung existieren spezifische Vorgaben über die Zuständigkeiten, die Aufstellung der Öffentlichkeitsbeteiligung und begleitende Umweltprüfungen.

Abbildung 3-3 illustriert die Abfolge der Verfahrensschritte und kennzeichnet die Aufgabenteilung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur. Die verbindliche Beschlussfassung über den Bundesbedarfsplan nimmt der Bundestag vor.

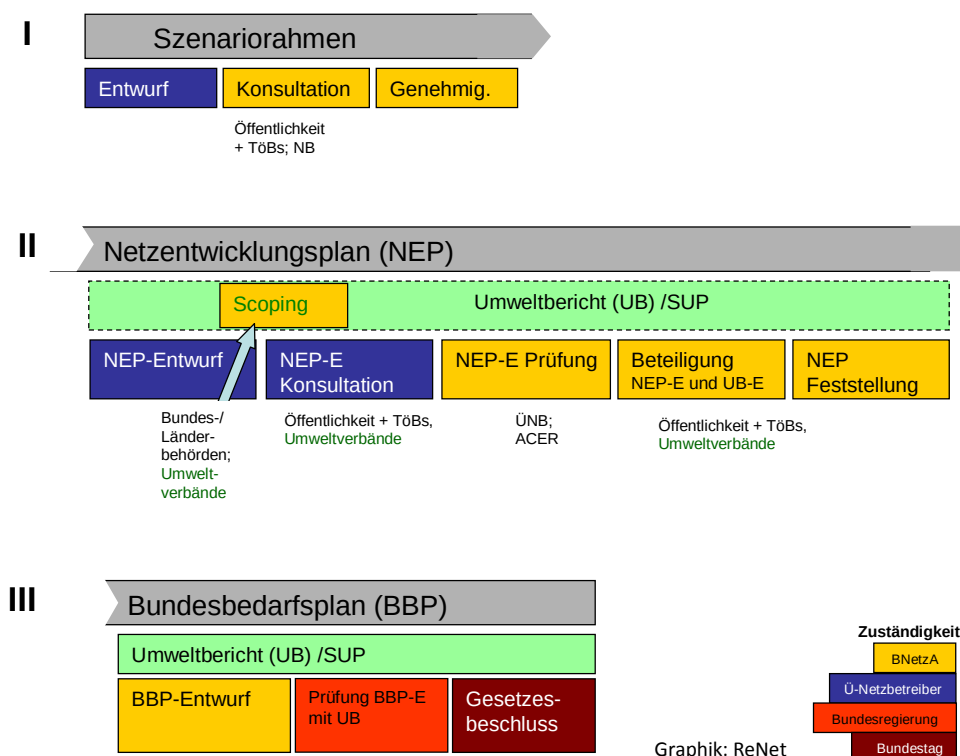


Abbildung 3-3: Abfolge Szenariorahmen, Netzentwicklungsplanung und Bedarfsplanung nach § 12 EnWG

⁴⁶ Nach den Arts. 22 der Richtlinie 2009/73/EG und der Richtlinie 2009/72/EG.

⁴⁷ Lastausgleich und Energiespeicherung im Gasnetz müssten zukünftig in den kapazitären Annahmen für die Strom-Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden.

Mit dem *Szenariorahmen* legen die Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Varianten der kapazitätswirksamen Eckdaten und Basisannahmen (Entwicklung des Energieverbrauchs, der Energieerzeugung bzw. -importe, der Energiepreise etc.) vor. Der Szenariorahmen wird jährlich fortgeschrieben. Die Beteiligung ist für jedermann möglich, also über die Träger öffentlicher Belange und Verbände hinaus auch für die interessierte Öffentlichkeit.

Sowohl im Strom- als auch im Gassektor haben die Übertragungs- bzw. Transportnetzbetreiber jeweils drei alternative Szenarien mit den dazugehörigen Annahmen entwickelt.⁴⁸ Der Szenariorahmen wurde jeweils einem Konsultationsverfahren unterzogen⁴⁹ und anschließend (mit Anpassungen) von der Bundesnetzagentur genehmigt. Damit bildete er die Grundlage für die Modellberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung des kapazitären Ausbaubedarfs. Darauf aufbauend entstand der Netzentwicklungsplanentwurf mit Projekten und Maßnahmen des Netzausbaus, der ebenfalls einem Konsultationsverfahren unterzogen wurde. Die Bundesnetzagentur prüft und genehmigt schließlich den im Netzentwicklungsplan gekennzeichneten Ausbaubedarf.

Im Stromsektor entwickelt die Bundesnetzagentur anschließend den Bundesbedarfsplan aus dem Netzentwicklungsplan. Der Bundesbedarfsplan enthält die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Projekte und Angaben zu deren angestrebter zeitlicher Realisierung. Mit dem Beschluss des Bundesbedarfsplans (voraussichtlich Ende 2012) wird der vordringliche energiewirtschaftliche Bedarf der Maßnahmen und Projekte des Stromnetzausbaus verbindlich festgestellt. Der Bundesnetzagentur kommt die Aufgabe zu, den Bedarfsplan-Entwurf mit Umweltbericht zu erstellen und beides zusammen der Bundesregierung zuzuleiten. An den Bundesbedarfsplan schließt sich die Zulassungsebene an: per Verordnung wird bestimmt, welche Projekte der Zulassung nach NABEG unterfallen⁵⁰ und welche im Rahmen von Raumordnungsverfahren (Korridorplanung) und Planfeststellung in Zuständigkeit der Länder zugelassen werden. Unabhängig ob eine Bundes- oder Länderzuständigkeit vorliegt: Der Bedarf kann auf der Zulassungsebene nicht mehr in Frage gestellt werden.

Im Folgenden wird das Zulassungsverfahren für Projekte, deren Zulassung in der Kompetenz der Bundesländer liegt, erläutert. Die Verfahrensabläufe, Fristen und Regeln der Beteiligung gelten für Strom und Gasleitungen. Das Zulassungsverfahren für Stromnetzausbauprojekte in Bundeskompetenz (nach NABEG) ist in Kapitel 4.2.4.3 näher erläutert.

3.3.4 Zulassungsverfahren für Leitungsinfrastrukturprojekte in Länderkompetenz

Dauer und Komplexität der Zulassungsverfahren⁵¹ werden als „Flaschenhals“ für den Netzausbau angesehen. Die langen Planungs- und Genehmigungszeiten verzögern den Netzausbau, darin sind

⁴⁸ Nach Angaben der Ferngasnetzbetreiber stellt der Szenariorahmen Gas (Prognos AG 2011a) eine Verbindung zum Szenariorahmen der Strom-Übertragungsnetzbetreiber her. Die Annahmen zur Innovationstechnologie „Power-to-Gas“ seien „entsprechend dem gegenwärtigen Forschungsstand“ berücksichtigt worden.

⁴⁹ Zum Szenariorahmen Stromnetzausbau gingen über 90 Stellungnahmen ein (vgl. http://www.netzausbau.de/cln_1911/DE/Bedarfsermittlung/Szenariorahmen%20zum%20NEP%202012/szenarios_nep2012_node.html, Abruf 13.09.2012); zum Szenariorahmen Gas waren es etwa 19 Stellungnahmen (vgl. <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/konsultationsverfahren/konsultationsverfahren-stellungnahmen.html>, Abruf 13.09.2012).

⁵⁰ Bundesfachplanung (Korridorplanung) und Planfeststellung in Zuständigkeit des Bundes (Bundesnetzagentur).

⁵¹ Der Begriff Zulassungsverfahren wird als Oberbegriff für Planungs- und Genehmigungsverfahren verwendet.

sich Politik und Wirtschaft einig. In den nachfolgenden Kapiteln werden die Zulassungsverfahren, bestehend aus raumordnerischer Korridorfestlegung (Raumordnungsverfahren) und Vorhabensgenehmigung (Planfeststellungsverfahren) in ihren wesentlichen Zielsetzungen und Verfahrensschritten erläutert.

3.3.4.1 Raumordnungsverfahren der Länder für Leitungsinfrastrukturprojekte

Erfordernis und Ziele von Raumordnungsverfahren

Nach § 1 Nr. 14 Raumordnungsgesetz (ROG) müssen Raumordnungsverfahren bei der Errichtung von Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 110 kV oder mehr und von Gasleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm durchgeführt werden. Raumordnungsverfahren werden also für diejenigen Vorhaben (Leitungen bzw. Leitungsabschnitte) erforderlich, die aufgrund ihrer Dimensionen oder Effekte *überörtliche* Bedeutung haben. Unterliegt das Vorhaben der UVP-Pflicht, wird im Rahmen des Raumordnungsverfahrens auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach den Vorschriften des Landesrechts durchgeführt. Die Durchführung einer solchen Umweltverträglichkeitsprüfung ist mit bestimmten Vorschriften zur Öffentlichkeitsbeteiligung verbunden.

Bei Vorhaben, die nicht dem NABEG unterliegen und länderübergreifend sind, muss für jeden Trassenabschnitt innerhalb eines Landes ein Raumordnungsverfahren nach den *Vorgaben des jeweiligen Bundeslandes* durchgeführt werden. Die Abstimmungsprozesse zwischen den Bundesländern über Anschlusspunkte an den Landesgrenzen sowie Unterschiede in den Verfahrensabläufen (Fristen) und Verfahrensanforderungen bergen hohe Transaktionskosten und stellen ein Hemmnis für eine beschleunigte Verfahrensdurchführung dar.

Ziel des Raumordnungsverfahrens ist es, raumbedeutsame Vorhaben hinsichtlich ihrer Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung sowie der Abstimmung mit sonstigen Planungen und Maßnahmen zu überprüfen. Das Raumordnungsverfahren zielt darauf ab, bereits in einem frühen Planungsstadium Konflikte frühzeitig zu erkennen und Maßnahmenempfehlungen für eine raum-, umwelt- und sozialverträgliche Lösung zu geben. Zuständig sind jeweils die Raumordnungsbehörden der Länder. Diese können – je nach Bundesland – in den Ministerien, aber auch in den Landesoberbehörden oder Bezirksregierungen angesiedelt sein. Die unterschiedliche Zuordnung der Behörden zu den Verwaltungsebenen und Fachressorts erschwert die Behördenkommunikation bei länderübergreifenden Vorhaben, da die Behörden den „Dienstweg“ einhalten müssen.

Gegenstand und Ablauf des Raumordnungsverfahrens

Welcher Trassenverlauf Gegenstand der Raumordnung ist, entscheidet der Vorhabenträger. Ob er eine oder mehrere alternative Trassenführungen in das Verfahren einstellt, ist letztlich ihm überlassen. Das Raumordnungsverfahren, in dem auf einer Maßstabsebene zwischen 1:25.000 und 1:50.000 gearbeitet wird, ist allerdings die geeignete Ebene, um vor allem räumliche Alternativen der Trassenführung zu prüfen. Da die Frage der Raum- und Umweltverträglichkeit eng mit der technischen Ausführung des Vorhabens verbunden ist, bietet es sich an, räumliche und technische Varianten kombiniert zu prüfen.

Tabelle 3-3: Verfahrensablauf ROV (Länder)/ Bundesfachplanung (Bundesnetzagentur)

Verfahrensschritte	Erläuterung
Antragstellung	Für die Antragstellung muss das Vorhaben plausibel und machbar erscheinen und einen ausreichenden Konkretisierungsgrad erreicht haben.
Entscheidung über Antrag	Die zuständige Raumordnungsbehörde entscheidet auf Grundlage einer ersten Vorhabensbeschreibung (innerhalb einer Frist von vier Wochen nach Einreichung der Antragsunterlagen), ob ein Raumordnungsverfahren – ggf. mit integrierter Umweltverträglichkeitsprüfung – durchzuführen ist.
Antragskonferenz	In einer Antragskonferenz (bei UVP-pflichtigen Vorhaben zugleich Scoping-Termin) können sich die Träger öffentlicher Belange sowie Umwelt- und Interessensverbände zum Vorhaben äußern und darlegen, inwieweit sie sich in ihren Belangen berührt sehen und welchen Untersuchungsbedarf sie als erforderlich betrachten.
Erarbeitung Unterlagen	Der Vorhabenträger lässt die erforderlichen Planunterlagen und Studien (i.d.R. durch Gutachter) gem. den Anforderungen aus dem Scoping-Termin erstellen.
Prüfung Vollständigkeit/ Verfahrenseröffnung	Die Behörde prüft die vorgelegten Unterlagen auf Vollständigkeit. Hierbei spielen formale, aber auch fachliche Maßstäbe eine Rolle.
Auslegung der Unterlagen/ Öffentlichkeitsbeteiligung	Die Unterlagen werden zur Einsichtnahme ausgelegt. Ort und Zeitraum sind bekanntzugeben.
Auswertung der Stellungnahmen	Die Behörde prüft die eingegangenen Stellungnahmen, wertet diese aus und leitet sie an den Vorhabenträger weiter. Es steht in dessen Ermessen, ob er die Anregungen aufnimmt und in die Planung integriert oder nicht. Die Stellungnahmen sollen bei der Abwägung im Rahmen der Landesplanerischen Beurteilung berücksichtigt werden.
Landesplanerische Beurteilung	In der Landesplanerischen Beurteilung wird dargestellt, inwieweit das Vorhaben im Einklang mit den Zielen der Raumordnung steht bzw. diesen widerspricht. Ergebnis eines Raumordnungsverfahrens ist in der Regel die Festlegung eines „raumverträglichen“, vergleichsweise konfliktarmen Trassenkorridors. Dem Vorhabenträger wird empfohlen, die Trassenplanung innerhalb dieses Korridors weiter zu führen.

Ergebnis und Rechtswirkung

Raumordnungsverfahren stellen mit der Korridorfestlegung die erste Stufe des Zulassungsverfahrens dar. Das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens in den Ländern ist bei allen weiteren Entscheidungen über die Zulässigkeit der Planung oder Maßnahme, wie fachrechtlichen oder bauplanerischen Genehmigungen oder Planfeststellungen, zu *berücksichtigen*. Es hat aber keine unmittelbare Rechtswirkung. Aus Sicht der Raumordnung ist dies ein Nachteil. Der Netzbetreiber kann von der Empfehlung der Raumordnungsbehörde abweichen und im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren eine abweichende Trassenführung beantragen.

Die für bestimmte prioritäre Projekte geltenden Regelungen zur Bundesfachplanung im NABEG sollen dieses Manko beheben, indem sie festlegen, dass die Ergebnisse der Bundesfachplanung für den Netzbetreiber bindend sind. Dadurch soll eine höhere Stringenz der Planung erreicht werden.

Raumordnungsverfahren – Restriktion oder Hilfestellung?

Raumordnungsverfahren haben sich auf dem Weg zur Realisierung großer, linienförmiger Infrastrukturvorhaben bewährt. Das Raumordnungsverfahren entfallen zu lassen und direkt in das Planfeststellungsverfahren zu gehen, dürfte nur unter bestimmten Voraussetzungen zielführend sein. Wesentlicher Vorteil der Raumordnungsverfahren ist es, dass sie die Diskussion räumlicher Planungsalternativen erlauben und die Wirkungen eines Projekts in einem größeren Zusammenhang vergleichend in den Blick zu nehmen. Die Planfeststellungsebene ist hierzu aufgrund der geforderten Konkretisierung nur bedingt geeignet.

Ob die Raumordnungsaufgaben besser auf Länder- oder auf Bundesebene angesiedelt sind, kann erst beantwortet werden, wenn erste Erfahrungen mit der Bundesfachplanung nach NABEG vorliegen.

3.3.4.2 Planfeststellungsverfahren für Energieinfrastrukturprojekte

An das Raumordnungsverfahren schließt sich für die Zulassung von bestimmten Freileitungen, Gasleitungen oder Erdkabeln ein Planfeststellungsverfahren nach § 43 EnWG an. Die Besonderheit eines Planfeststellungsverfahrens besteht darin, dass in einem Verfahren von einer Behörde ein in der Regel umfassender, d. h. alle notwendigen Teilgenehmigungen beinhaltender Zulassungsbescheid mit „Konzentrationswirkung“ ergeht, der Baurecht schafft.

Erforderlichkeit und Ziele des Planfeststellungsverfahrens

Die Pflicht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens ergibt sich aus § 43 EnWG; dabei besteht in bestimmten Fällen auch die Möglichkeit, ein „vereinfachtes“ Verfahren, z. B. in Form einer Plangenehmigung⁵² durchzuführen. Der Vorteil für den Netzbetreiber liegt in der konzentrierenden Wirkung der Planfeststellung, die ihn vom Einholen weiterer Einzelgenehmigungen entlastet. Allerdings muss sich der Netzbetreiber dann dem Regime des behördlichen Verfahrens unterwerfen. Ziel der Planfeststellung ist es, die erforderlichen Teilgenehmigungen zu bündeln und die Frage der Zulässigkeit in einer Gesamtschau aller relevanten Aspekte abwägend zu entscheiden.

Die Zuständigkeit für die Planfeststellung liegt in den Ländern in der Regel bei den Oberen Landesfachbehörden. Diese sind – je nach Verwaltungsgliederung – entweder auf Landesebene oder bei den Bezirksregierungen angesiedelt. Damit sind die zuständigen Behörden relativ weit von der lokalen Ebene bzw. den konkret Betroffenen entfernt. Dieses hat Nachteile, aber auch Vorteile, nämlich dass sie dadurch den lokalen Partikularinteressen weniger stark ausgesetzt sind.

Da die Zuständigkeit in den Ländern nicht nur hinsichtlich der Ebenen, sondern auch im Hinblick auf die fachliche Zuordnung differiert, ist die länderübergreifende Kooperation der Planfeststellungsbehörden untereinander erschwert. Dieses Manko soll das NABEG zumindest für ausgewählte Vorhaben beheben.

Gegenstand und Ablauf des Planfeststellungsverfahrens

Die Gesamttrasse wird für ein Planfeststellungsverfahren auch innerhalb eines Landes i. d. R. in Planfeststellungsabschnitte unterteilt. Eine solche Abschnittsbildung ist naheliegend, damit Großprojekte überhaupt handhabbar sind. Im Vergleich zum Raumordnungsverfahren muss auf Ebene der Planfeststellung nämlich eine deutlich detailliertere Bearbeitung (Maßstabsebene je nach

⁵² Bei einem Plangenehmigungsverfahren entfällt die Öffentlichkeitsbeteiligung.

Projektdimension 1:5.000 bis 1:10.000) erfolgen, da der Planfeststellungsbeschluss parzellenscharfe Festlegungen trifft.

Welcher Trassenverlauf Gegenstand der Planfeststellung wird, entscheidet der Vorhabenträger. Er kann auf dieser Ebene den Trassenverlauf noch optimieren, indem er kleinere räumliche und/oder technische Ausführungsvarianten mit prüfen lässt.

Ähnlich wie auf Ebene der Raumordnung beginnt das Planfeststellungsverfahren mit der Antragstellung bei der Planfeststellungsbehörde. Diese prüft den Antrag und führt einen so genannten Scoping-Termin durch, in dem der Untersuchungsrahmen sowie Art und Umfang der beizubringenden Genehmigungsunterlagen festgelegt wird.

Die vom Vorhabenträger (gemäß den Anforderungen aus dem Scoping-Termin) erarbeiteten Unterlagen werden der Behörde zur Prüfung vorgelegt. Sofern sie vollständig sind, wird das Verfahren eröffnet. Ist dies nicht der Fall, muss der Vorhabenträger nachbessern und die Unterlagen erneut zur Vollständigkeitsprüfung einreichen.

Die folgende Abbildung 3-4 illustriert den Verfahrensablauf nach Eröffnung des Verfahrens und beschreibt, welche Aufgaben und Funktionen die einzelnen Beteiligten in diesen Phasen haben. Das formell eröffnete Verfahren gliedert sich grob in die Anhörungsphase und die Beschlussphase. Innerhalb der Anhörungsphase findet die formell vorgeschriebene Öffentlichkeitsbeteiligung statt.

Das Anhörungsverfahren beginnt mit der Bekanntmachung durch Auslegung der Planunterlagen, die der Vorhabenträger erstellt hat. Für die Beteiligung der Behörden und der Öffentlichkeit sowie für die Bearbeitung der eingegangenen Stellungnahmen und Einwendungen bestimmte Fristen vorgesehen.⁵³

Die Auslegung erfolgt i. d. R. in den betroffenen Gemeinden. Innerhalb einer bestimmten Frist (siehe unten) können die Beteiligten (Träger öffentlicher Belange, anerkannte Verbände, betroffene Private) Einwendungen erheben. Es ist Sache der planfeststellenden Behörde, dafür zu sorgen, alle Träger öffentlicher Belange, die durch das Vorhaben berührt sein könnten, zu informieren. Die Planfeststellungsbehörde ist verpflichtet, Einwendungen und Stellungnahmen zu prüfen und nach Möglichkeit auszuräumen. Die Einwendungen werden auch an den Vorhabenträger weitergeleitet. Dieser kann ggf. Gegenäußerungen formulieren oder aber die Anregungen aufnehmen und in die Planung integrieren. In der Regel nimmt der Vorhabenträger aber nur solche Einwendungen ernst, die rechtsrelevant sind und die Genehmigungsfähigkeit bzw. Rechtssicherheit des Verfahrens in Frage stellen. Die Beteiligten haben anschließend Gelegenheit, ihre Einwendungen und Stellungnahmen bei einem Erörterungstermin⁵⁴ vorzubringen. Über die im Anhörungsverfahren nicht ausgeräumten Einwendungen wird von der Planfeststellungsbehörde durch Abwägung aller betroffenen öffentlichen und privaten Belange entschieden. Ein wichtiger, den privaten Interessen entgegenstehender öffentlicher Belang ist jeweils die Versorgungssicherheit.

An die Anhörungsphase schließt sich die Beschlussphase an, in der die Behörde die Ergebnisse der Anhörung auswertet und diese ggf. in die Abwägung über die Zulässigkeit des Vorhabens nach

⁵³ Die Beteiligungsregeln für Planfeststellungsverfahren richten sich nach § 73 VwVfG.

⁵⁴ Der Erörterungstermin hat u. a. den Zweck, rechtzeitig erhobene Einwendungen und Stellungnahmen mit den Beteiligten sowie mit den Betroffenen zu besprechen, diese über die vorgesehenen Maßnahmen näher zu unterrichten und nach Möglichkeit eine Einigung zu erzielen.

fachgesetzlichen Maßstäben einbezieht. Die Phase endet mit der Feststellung des vorgenannten Plans und der Bekanntmachung des Planfeststellungsbeschlusses. Der Beschluss kann innerhalb einer bestimmten Frist beklagt werden.

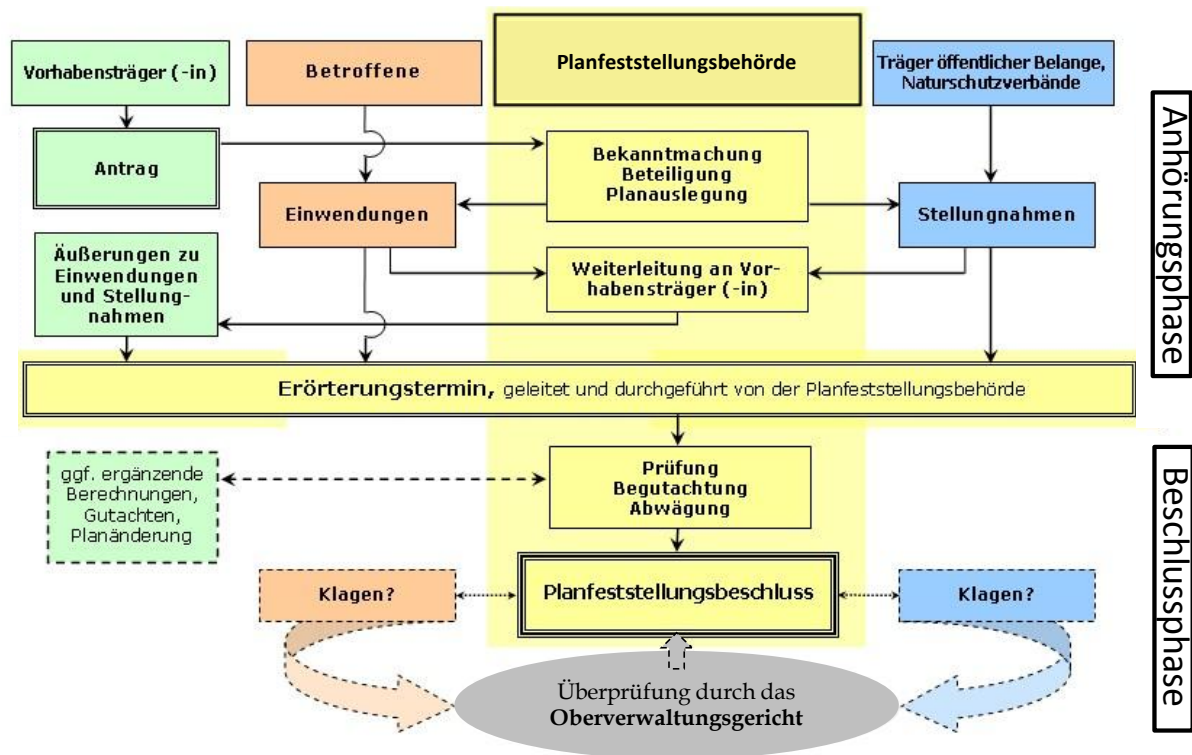


Abbildung 3-4: Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens⁵⁵

Ergebnis und Rechtswirkung

Durch den Planfeststellungsbeschluss wird eine Entscheidung über den genauen Trassenverlauf (parzellenscharfe Festlegung) getroffen. Der Plan hat Bestandskraft, wenn der Planfeststellungsbeschluss unanfechtbar geworden ist. Sobald dies der Fall ist, ergeht der Zulassungsbescheid und das Bauvorhaben kann beginnen.

Anfechtung

Bei einer Anfechtung können Verfahrensfehler und z. B. Mängel bei Abwägung geltend gemacht werden.⁵⁶ Die Anfechtung von Planfeststellungsbeschlüssen vor dem Verwaltungsgericht führt regelmäßig zu schwer kalkulierbaren Verzögerungen. In einigen Fällen ist es v. a. das Einlegen von Rechtsmitteln, das den Zeitraum bis zur Erlangung des Baurechts verlängert, zumal es auch durch die hohe Auslastung der Verwaltungsgerichte zu Verzögerungen von mehreren Jahren kommen kann. Planungsbeschleunigend würden alle Maßnahmen wirken, mit denen bereits während des Verfahrens verbindliche außergerichtliche Einigungen herbeiführt werden können.

⁵⁵ Quelle: Nach <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/images/planfeststellungsverfahrenablauf.jpg>, Abruf 05.09.2012, verändert.

⁵⁶ Diese sind aber nur erheblich, wenn sie offensichtlich sind, auf das Abwägungsergebnis Einfluss hatten und wenn diese Mängel nicht anderweitig behoben („geheilt“) werden können.

Weiterentwicklung der Planfeststellungsverfahren

Mit dem Planfeststellungsbeschluss wird eine rechtlich belastbare Entscheidung über die Zulässigkeit eines Vorhabens erreicht. Die ist für ein Unternehmen und die Absicherung seiner geplanten Investitionen unverzichtbar. Aus der Sicht der zuständigen verfahrensführenden Behörde sind alle Informationen von Bedeutung, die die Rechtssicherheit des Beschlusses absichern. Insofern sieht sich die verfahrensführende Behörde stark an die Einhaltung rechtlicher Formalien gebunden. Abweichungen vom vorgeschriebenen Prozedere bergen die Gefahr der Anfechtbarkeit. Insofern besteht nur eine geringe Bereitschaft, vom den gesetzlich normierten Prozedere abzuweichen.

Von politischer Seite gab es in der Vergangenheit Bestrebungen, die Verfahrensdauer von Planfeststellungsverfahren weiter zu verkürzen. Durch ein Planungsvereinheitlichungsgesetz sollten z. B. Fristen für die Öffentlichkeitsbeteiligung und der Instanzenweg im Falle einer Anfechtung verkürzt werden. Diese Bestrebungen haben sich nicht durchgesetzt. Mit dem im März 2012 vorgestellten neuen Entwurf des Planungsvereinheitlichungsgesetzes⁵⁷ soll bei Infrastrukturplanungen vielmehr die „frühe Öffentlichkeitsbeteiligung“ noch vor dem eigentlichen Genehmigungsverfahren eingeführt werden. Diese Maßnahme soll dazu beitragen, die Transparenz zu verbessern und eine breite Akzeptanz unter den Planungsbetroffenen zu schaffen. Ob die frühe Öffentlichkeitsbeteiligung auch dazu beiträgt, etwaigen gerichtlichen Auseinandersetzungen vorzubeugen, bleibt abzuwarten.

3.3.5 Akzeptanz für den Ausbau der Energieinfrastrukturen

Obwohl nach den Umfragen des forsa-Instituts eine breite Zustimmung für die Integration erneuerbarer Energien in die Energieversorgung vorherrscht („gesellschaftliche Akzeptanz“), treten vor Ort zum Teil erhebliche Widerstände gegenüber konkreten Netzausbauvorhaben auf. Einzelne Abschnitte von Höchstspannungstrassen (z. B. der Trasse Wahle-Mecklar oder der „Thüringer Strombrücke“), aber auch Pumpspeicherwerke (z. B. Pumpspeicherwerk Atorf, Schwarzwald) sind als besonders konfliktträchtig hervorgetreten. Die gesellschaftliche Anerkennung der Notwendigkeit des Infrastrukturausbaus für Übertragung und Speicherung ist demzufolge nicht gleichzusetzen mit der Bereitschaft, konkrete Infrastrukturgroßprojekte in der direkten Nachbarschaft zu dulden. Die Gründe für die Ablehnung sind vielschichtig: Sie reichen von der Ablehnung von Großinfrastrukturen als solchen (Systemkritik) über die Nicht-Anerkennung der Ausbaunotwendigkeit und Infragestellung der Standortfindung bis hin zur Weigerung, wirtschaftliche oder qualitative Nachteile (ohne einen entsprechenden Nutzen) hinzunehmen. Die Bevölkerung ist z. T. bereits durch die Realisierung anderer Großvorhaben nicht nur durch nachteilige Effekte, sondern auch durch Negativerfahrungen bei der Einbeziehung in das Verfahren und der Entscheidungsfindung vorbelastet. Die Bereitschaft, nachteilige Auswirkungen hinzunehmen, ist begrenzt. Moderne Kommunikationsformen wie das Internet erleichtern die Organisation des Widerstands und führen zu einer verbesserten Außenwirkung der Betroffenen.

Seitens der Politik wird betont, dass der Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber den Leitungsausbauvorhaben ein hoher Stellenwert zukommt. Die Proteste gegen „Stuttgart 21“ haben die Bedeutung einer frühzeitigen Einbindung, die Notwendigkeit von Entscheidungstransparenz und Kommunikation der Entscheidungswege und -gründe in den Vordergrund gerückt. Die Diskussion über Möglichkeiten

⁵⁷ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

und Formen der Partizipation an Planungsprozessen und -entscheidungen, wie sie bereits in den 1980er und 1990er Jahren geführt wurde, erlebt nicht nur angesichts der Planungsaufgabe „Energiewende“ eine Renaissance, sondern erstreckt sich auf alle Infrastrukturgroßprojekte.

Mit den Vorgaben zur Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung im EnWG und der Einführung des NABEG hat der Gesetzgeber die Beteiligungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit deutlich erweitert. Dahinter stand die vielfach bekundete Absicht, eine Planungsbeschleunigung (weniger Widerspruch) durch „mehr Beteiligung“ zu erreichen. So wurde nicht nur die Gelegenheiten (Beteiligungszeitpunkte und -häufigkeit) erhöht, sondern auch der Kreis der zu Beteiligten erweitert. Die Fristen der Beteiligung und die daraus entstehenden zeitlichen Begrenzungen der formell vorgesehenen Beteiligungen wurden jedoch nicht verändert. Die Ergebnisse von „mehr Beteiligung“ müssen also innerhalb derselben Zeiträume verarbeitet werden wie bisher.

3.3.5.1 Akzeptanzförderung durch Öffentlichkeitsbeteiligung

Als wesentlich für das Erreichen einer – im Idealfall – möglichst hohen Zustimmung bzw. das Erreichen zumindest der Duldung von Netzausbauprojekten gelten eine Reihe von Empfehlungen, die sich teils an die Vorhabenträger (Netzbetreiber), teils an die verfahrensführende Behörde wenden. Diese haben sich auf der Grundlage von Befragungen⁵⁸ und Auswertung bereits vorhandener Erfahrungen aus dem Bereich der verfahrensbezogenen Konfliktmediation⁵⁹ heraus kristallisiert.

Ein übergeordnetes Ziel der Öffentlichkeitsbeteiligung muss es sein, durch den Austausch das Vertrauen in die Entscheidungsfähigkeit von Politik und Verwaltung wieder herzustellen. Dies gelingt aber nur, wenn die Qualität der Beteiligung, d. h. ein angemessener Rahmen und eine angemessene Form des Umgangs, vor Quantität geht. Allein die Zahl der durchgeführten Informationsveranstaltungen ist kein Indikator für eine akzeptanzfördernde Öffentlichkeitsbeteiligung.

Selbstverständnis der Planungsbeteiligten

Öffentlichkeitsbeteiligung wird unter den gegebenen Umständen (Zeit- und Personalknappheit) von den Behörden als lästige Pflicht betrachtet, die einen hohen Aufwand erfordert. Diesen Aufwand im Interesse von Transparenz und Fairness zu treiben, wird nach der vorherrschenden Rationalität von behördlichen Entscheidungsprozessen kaum honoriert. Der Anreiz, das eingefahrene Selbstverständnis zu überwinden, ist gering. Sowohl Vorhabenträger als auch die verfahrensführenden Behörden legen vor dem Hintergrund ihrer internen Anreizsysteme und Erfolgskriterien ein Rollenverständnis an den Tag, das dem Mitwirkungsbedürfnis der Planungsbetroffenen nicht mehr gerecht wird. Beteiligungen und fortwährender Diskussionsbedarf werden als nicht zielführend im Hinblick auf das Verfahrensergebnis empfunden. Unternehmen wie Behörden befürchten eher Störungen des Verfahrensablaufs als dass sie sich davon einen Vorteil versprechen. So sei der Informationsgewinn aus Öffentlichkeitsbeteiligungen und ihr Beitrag zur Qualifizierung der Entscheidungen im Verfahren oftmals nur sehr gering und stünden in keinem Verhältnis zum Aufwand (vgl. Böhm 2011, 615 f.).

Wertschätzung des Beteiligungsprozesses

Eine vorwiegend formelle, ergebnisorientierte Betrachtung des Prozesses vernachlässigt jedoch die emotionale Komponente der Beteiligung. Beteiligungsangebote, in denen die Wertschätzung der

⁵⁸ Vgl. zum Beispiel Schweizer-Ries et al. (2010); Hübner & Pohl (2011).

⁵⁹ Vgl. Arbter (2011); Bertelsmann Stiftung (2010); Bertelsmann Stiftung (2012); Hilpert (2011).

Beteiligung nicht glaubhaft zum Ausdruck kommt, werden als Alibi empfunden. Glaubwürdigkeit bei den Betroffenen kann nur erreicht werden, wenn ihre Ansprüche als berechtigt und legitim anerkannt werden. Diese emotionalen Aspekte angemessen einzubeziehen ist wichtig. Es bleibt aber eine schwer lösbare Herausforderung, die subjektiven Befindlichkeiten angemessen in den Entscheidungsprozess zu integrieren.

Transparenz durch möglichst frühzeitige Beteiligung (Information, Konsultation)

Nach Umfragen wünschen sich die Planungsbetroffenen und die interessierte Öffentlichkeit, bereits frühzeitig über Planungsabsichten informiert und in den Planungsprozess einbezogen zu werden. Dies ist Aufgabe der Vorhabenträger. Um eine breite Information zu erreichen, muss der Vorhabenträger aktiv auf den Kreis möglicher Betroffener oder Beteiligungswilliger zugehen. Eine Schwierigkeit ist, dass sich der Kreis der Betroffenen in einem frühen, häufig noch unkonkreten Stadium nur schwer eingrenzen lässt. Auch lässt sich die Öffentlichkeit in einer frühen Phase nur schwer aktivieren, da die eigene Betroffenheit zu diesem Zeitpunkt häufig noch unklar ist.⁶⁰

Erwartet wird in dieser Phase, dass der Vorhabenträger offen und ausgewogen über das Vorhaben informiert und sich offen für Gespräche und Diskussionen zeigt. Eine einseitige "Werbeveranstaltung" wird dieser Anforderung nicht gerecht. Es wird vielmehr erwartet, dass kritische Nachfragen zugelassen werden und auch offen über Nachteile und Risiken informiert wird. Es wird darüber hinaus erwartet, dass der Vorhabenträger die Gesamtstrategie aufzeigt, d. h. die Einbindung des Projekts in den Gesamtzusammenhang verdeutlicht und auf mögliche Folgeprojekte hinweist. Bei der Entwicklung einer Kommunikationsstrategie mit den Betroffenen sollte der Vorhabenträger eventuelle Vorbelastungen, Parallelplanungen und Erfahrungen einbeziehen. In Anbetracht der vorgeannten Anforderungen wird deutlich, dass sich die Erwartungshaltung gegenüber den Netzbetreibern erhöht hat.

Konsens über das Planungs- und Genehmigungsregime herstellen

Behörden, Vorhabenträger und Beteiligte gehen mit unterschiedlichen Vorkenntnissen über den Verfahrensablauf, aber auch unterschiedlichen Erwartungen in ein Verfahren. Um Missverständnisse zu vermeiden und falschen Erwartungen vorzubeugen, sollte eindeutig geklärt sein, worin die Mitwirkungsmöglichkeiten der Beteiligten im Einzelnen bestehen und inwieweit diese Mitwirkung auch eine Mitentscheidung beinhaltet. Nach den gegenwärtigen gesetzlichen Bestimmungen bleibt die Letztentscheidung über ein Vorhaben und die Auflagen und Bedingungen seiner Zulassung der verfahrensführenden Behörde überlassen. Die Behörde trifft diese Entscheidung im Wege der Abwägung, wobei auch bei intensiver Beteiligung nicht sichergestellt werden kann, dass für alle gegenläufigen Interessen ein angemessener Ausgleich gefunden werden kann. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieses Ziel erreicht wird, steigt allerdings, wenn im Rahmen des Beteiligungsprozesses Bedingungen und Spielräume ausgelotet werden konnten.

Ausschöpfen bzw. Erweitern informeller Beteiligungsangebote

Die Behörden tendieren dazu, in absehbar konflikträchtigen Fällen die formelle Eröffnung des Verfahrens hinauszuschieben, bis absehbar ist, dass das Verfahren innerhalb der dann geltenden Fristen erfolgreich beendet werden kann. Gerade im Vorfeld der Verfahrenseröffnung können so

⁶⁰ Das Ungleichgewicht zwischen dem Wunsch nach frühzeitiger Beteiligung und geringer Aktivierbarkeit der (potenziell) Betroffenen wird nach Reinert (2009) auch als Partizipationsparadox bezeichnet.

genannte informelle (d. h. gesetzlich nicht zwingend notwendige) Beteiligungsangebote dazu beitragen, den „common ground“ darüber zu festigen, welche Lösungen überhaupt in Frage kommen, welche Alternativen bestehen und unter welchen Bedingungen das Projekt zustimmungsfähig wäre. Ein solches Vorgehen ist auch bei den zukünftigen NABEG-Projekten nicht auszuschließen, da die Fristen für die formelle Öffentlichkeitsbeteiligung nicht länger sind als bei anderen Projekten. Ohne die Verfahren auszusetzen, sind auch hier die Chancen für informelle Beteiligungsangebote vor der Verfahrenseröffnung am größten.

3.3.6 Umweltprüfungen in Planungs- und Zulassungsverfahren

Unter Umweltprüfungen werden die nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG)⁶¹ vorgeschriebenen Prüfungen (Strategische Umweltprüfung und Umweltverträglichkeitsprüfung) zusammengefasst. Sie bieten mit den darin verankerten Anforderungen zur Erarbeitung von Studien und Berichten, in denen die Umweltwirkungen dargelegt werden, zentrale Informationsgrundlagen für die Öffentlichkeitsbeteiligung.

Über die angesprochenen Umweltprüfungen hinaus sind für die Zulassung von Projekten weitere Prüfungen wie die FFH-Verträglichkeitsprüfung und die spezielle artenschutzrechtliche Prüfung durchzuführen. Daneben ist auch die Eingriffsregelung zur Vermeidung und Verminderung von Beeinträchtigung bzw. zu deren Kompensation anzuwenden. Aus letzteren Prüfpflichten entstehen jedoch keine gesonderten Anforderungen an eine Öffentlichkeitsbeteiligung.

3.3.6.1 Strategische Umweltprüfung für Pläne und Programme

Seit 2006⁶² sind Pläne und Programme nach § 5 Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG)⁶³ einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) zu unterziehen.⁶⁴ Die mit der EnWG-Novelle 2011 eingeführte Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung wird nun ebenfalls durch diese Bestimmungen erfasst. Ziel einer Strategischen Umweltprüfung ist es, vorausschauend zu untersuchen, mit welchen Umweltauswirkungen die Realisierung der jeweiligen Pläne und Programme verbunden ist, welche Alternativen zur Ausführung der Pläne und Programme bestehen und welchen Umweltzielen diese zuwiderlaufen. Durch diese Informationen soll mehr Transparenz über komplexe Umweltfolgen geschaffen werden.⁶⁵ Zentrales Dokument der Strategischen Umweltprüfung ist der Umweltbericht.

Strategische Umweltprüfung zum Netzentwicklungsplan

Eine zentrale Aufgabenstellung der Bundesnetzagentur wird es nach § 12 c EnWG zukünftig sein, eine Strategische Umweltprüfung zum Netzentwicklungsplan durchzuführen und in diesem Zusammenhang einen Umweltbericht zu erstellen, in dem die wesentlichen Effekte der Netzentwicklungs- und

⁶¹ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁶² Die Umsetzung der SUP-Richtlinie (2001/42/EG; vgl. Rechtsquellenverzeichnis) erfolgte in Deutschland durch das Gesetz über die Strategische Umweltprüfung (SUPG), das das UVPG ergänzt (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

⁶³ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁶⁴ Die Pflicht zur Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung besteht generell für solche Pläne und Programme, die von einer Behörde ausgearbeitet oder angenommen wurden, sowie solche, die aufgrund von Rechts- und Verwaltungsvorschriften erstellt werden (vgl. SUP-RL 2001/42/EG, Anhang II). Zur Umsetzung im UVPG wurden die prüfpflichtigen Pläne und Programme in Anlage 3 zum UVPG konkretisiert.

⁶⁵ Die Strategische Umweltprüfung ist also nicht wie die Umweltverträglichkeitsprüfung darauf gerichtet, die Wirkfaktoren eines einzelnen Vorhabens zu erfassen, sondern soll Auswirkungen bestimmter *Pläne und Programme* auf die Umwelt, d. h. auf die in § 2 Abs. 1 Satz 2 UVPG benannten Schutzgüter, in ihrem Gesamtzusammenhang erfassen und beurteilen.

Bedarfsplanung dargelegt werden.⁶⁶ Mit der Erstellung des Umweltberichts wird bereits parallel zur Erstellung des Netzentwicklungsplans begonnen.

Tabelle 3-4: Inhalte und mögliche Gliederung eines Umweltberichts⁶⁷

Nr.	Inhalt
1	Einleitung
1.1	SUP-Pflicht
1.2	Kurzdarstellung des Plans/ Programms
1.3	Untersuchungsrahmen
1.4	Erläuterungen zum Planungsprozess (Verfahrensschritte und Beteiligung)
2	Ziele des Umweltschutzes
2.1	Darstellung der geltenden Ziele des Umweltschutzes
2.2	Darstellung, wie diese Ziele / Umwelterwägungen bei der Ausarbeitung des Plans / Programms berücksichtigt wurden
3	Merkmale der Umwelt, derzeitiger Umweltzustand, Umweltzustand bei Nichtdurchführung des Plans / Programms und Umweltprobleme
3.1	Derzeitiger Umweltzustand im Gesamttraum
3.2	Umweltprobleme (Vorbelastungen) im Gesamttraum
3.3	Voraussichtliche Entwicklung des Gesamttraums bei Nichtdurchführung des Plans/ Programms (Prognose-Nullfall)
4	Umweltauswirkungen (positiv/negativ)
4.1	Kurzdarstellung zur Auswahl der in die Prüfung einbezogenen Alternativen
4.2	Umweltauswirkungen einzelner Planfestlegungen und der geprüften Alternativen (einschl. Maßnahmen zur Vermeidung oder Verminderung negativer Umweltauswirkungen)
4.3	Umweltauswirkungen des Plans/ Programms insgesamt (und der geprüften Alternativen, soweit nicht schon Gegenstand von 4.2)
5	Schwierigkeiten bei der Zusammenstellung der Angaben/ Kenntnislücken/ Unsicherheiten
6	Geplante Überwachungsmaßnahmen (Monitoring)
7	Allgemein verständliche, nichttechnische Zusammenfassung

Wesentliche Vorzüge einer Strategischen Umweltprüfung liegen in der umfassenden und großräumigen Ermittlung und Bewertung auch kumulativer/summarischer Umweltauswirkungen (vgl. Punkt 4.3 in Tabelle 3-4).

Dabei sollen auch mögliche (räumliche aber auch technische und systemare) Alternativen zur Erreichung des Planungsziels diskutiert werden (Alternativenprüfung; vgl. Punkt 4.2). Durch die Einführung der Pflicht zur Strategischen Umweltprüfung für die Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung haben sich die formalen Voraussetzungen für die Öffentlichkeitsbeteiligung erweitert. Die Strategische Umweltprüfung sieht eine frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung vor. Die Öffentlichkeit kann sich bereits bei der Aufstellung der jeweiligen Pläne und Programme, d. h. in einem Planungsstadium, in dem noch Weichenstellungen möglich sind, beteiligen.

Die erste Möglichkeit zur Beteiligung der Öffentlichkeit besteht im Rahmen des Scoping. Im konkreten Fall waren 2012 die Vertreter von Bundesbehörden und bundesweit organisierten Verbänden

⁶⁶ Die Gliederung des Umweltberichts richtet sich nach § 14 g Abs. 1-3 UVPG.

⁶⁷ Nach Balla et al. (2010, 4), verändert.

dazu eingeladen. Im Scoping-Termin können die Teilnehmer ihre Anforderungen an den Untersuchungsrahmen für den Umweltbericht formulieren. Sie benennen methodische und fachinhaltliche Anforderungen, die bei der Ermittlung der Sachverhalte, auf deren Basis die Auswirkungen der Projekte des zukünftigen Bedarfsplans beurteilt werden sollen, zu berücksichtigen sind. Die Bundesnetzagentur legt den Untersuchungsrahmen dann auf dieser Grundlage fest.

Der Umweltbericht wird parallel zum Netzentwicklungsplan erstellt, und schließlich von der Bundesnetzagentur zusammen mit dem Netzentwicklungsplan-Entwurf veröffentlicht. Er ist eine wichtige Informationsgrundlage für die Öffentlichkeit und für die Angehörigen des Bundestages, die den aus dem Netzentwicklungsplan entwickelten Bundesbedarfsplan beschließen und ihm damit Rechtsverbindlichkeit verleihen.

3.3.6.2 Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren

Die Umweltverträglichkeitsprüfung in den nachfolgenden Zulassungsverfahren bezieht sich auf konkrete Projekte. Ihre Durchführung ist jeweils in ein Trägerverfahren (Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsverfahren) integriert.

Ziel des Raumordnungsverfahrens ist die Festlegung eines vergleichsweise konfliktarmen Korridors, innerhalb dessen die Umsetzung des Projekts mit den Zielen der Landesplanung und Raumordnung übereinstimmt. Die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen der Raumordnung ergibt sich aus den jeweiligen Landesgesetzen. Sobald diese Pflicht besteht, gelten ebenfalls bestimmte Mindestanforderungen zur Einbeziehung der Öffentlichkeit (Scoping; Auslegung bzw. Zugang zu den Unterlagen). Wie dies im Einzelnen gehandhabt wird, d. h. welche Teile der Öffentlichkeit regelmäßig oder fakultativ einbezogen werden, richtet sich nach den jeweiligen landesrechtlichen Vorgaben.

Im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgt eine *überschlägige* Prüfung der verschiedenen vorhabensspezifischen Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter Mensch, Pflanzen, Tiere, Boden, Wasser, Klima/Luft, Landschaft und Kultur- und Sachgüter. Die Prüfung erfolgt hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den jeweiligen fachgesetzlichen Vorgaben (Grenzwerte, Schutzvorschriften etc.), soweit das nach dem Planungsstand und dem Detaillierungsgrad der Planung erkennbar ist. Auf Ebene der Raumordnung wird absehbar, wie hoch die Konfliktdichte durch Umweltrisiken sind und inwieweit dadurch Restriktionen für die Vorhabensrealisierung bestehen.

Verfahrensablauf und Fristen für die Beteiligung im Raumordnungsverfahren

Der Verfahrensablauf richtet sich nach den Raumordnungsgesetzen und zugehörigen Verwaltungsvorschriften der Länder. Der Einleitung eines Raumordnungsverfahrens geht eine Antragskonferenz voraus. Zu dieser Konferenz muss der Vorhabenträger geeignete Unterlagen beibringen, auf deren Grundlage das Erfordernis, Gegenstand, Umfang und Ablauf des Raumordnungsverfahrens mit dem Träger des Vorhabens erörtert werden. Die verfahrensführende Behörde beteiligt die wichtigsten Behörden, Verbände und sonstigen Stellen und klärt mit diesen den erforderlichen Inhalt und Umfang der Antragsunterlagen. Einige Länder unterscheiden zwischen obligatorisch und fakultativ zu Beteiligende.⁶⁸ Privatpersonen haben – anders als in den Verfahren der Bundesfachplanung nach

⁶⁸ Die Öffentlichkeitsbeteiligung auf Ebene der Raumordnung sieht i. d. R. eine Beteiligung der Träger öffentlicher Belange und der vom Land anerkannten, landesweit tätigen Naturschutzvereinigungen vor. Außerdem können Verbände und Vereinigungen, deren Aufgabenbereich für die Entwicklung des jeweiligen Planungsraums von Bedeutung ist, *fakultativ* beteiligt werden.

NABEG – aber keinen Anspruch auf Beteiligung. Nach einer Vollständigkeitsprüfung entscheidet die Raumordnungsbehörde über die Eröffnung des Verfahrens. Die Frist zur Stellungnahme zu den ausgelegten Unterlagen beträgt zwei Monate für alle Beteiligten.

3.3.6.3 Umweltverträglichkeitsprüfung im Planfeststellungsverfahren

Die Unterlagen der Umweltverträglichkeitsprüfung (Umweltverträglichkeitsstudie) werden im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren konkretisiert. Die Umweltverträglichkeitsstudie erfasst und beschreibt den Ausgangszustand der Schutzgüter sowie die von Vorhaben ausgehenden Wirkfaktoren. Dieser Arbeitsschritt bildet die Grundlage für die Durchführung einer detaillierten Wirkungsprognose im Hinblick auf die Dauer, Reichweite und Schwere der Projektwirkungen. Im Gegensatz zur Ebene der Raumordnung, bei der weitgehend auf der Grundlage vorhandener Datengrundlagen (Karten, Umweltinformationssysteme etc.) gearbeitet wird, werden mit zunehmender Konkretisierung in der Regel Bestandserhebungen erforderlich. Vor allem Erhebungen zum Ausgangszustand von Pflanzen und Tieren sind in der Regel zeitaufwändig. Sie dauern nach guter fachlicher Praxis mindestens eine ganze Vegetationsperiode bzw. müssen einen kompletten Entwicklungszyklus umfassen. Versäumnisse bei der Bestandserhebung („vergessene“ Arten/-gruppen, Durchführung der Erhebungen in einem zu geringen Korridor aufgrund von Fehleinschätzungen der Reichweite) führen schnell zu einer Verdopplung der Erhebungszeiträume, da diese dann erst in der kommenden Vegetationsperiode nachgeholt werden können. Dauer und Umfang der Verträglichkeitsprüfungen sind aufgrund des Zeit- und Kostenaufwands von je her ein Streitpunkt bei der Vorhabenzulassung.

Verfahrensablauf und Fristen für die Behördenbeteiligung im Planfeststellungsverfahren

Der Verfahrensablauf im Planfeststellungsverfahren ist streng geregelt. Die planfeststellende Behörde informiert die zu beteiligenden Behörden und Träger öffentlicher Belange innerhalb eines Monats nach Verfahrensbeginn und bittet um eine Stellungnahme. Die Behörden haben drei Monate Zeit für eine schriftliche Stellungnahme.⁶⁹ Nach Ablauf der Stellungnahmefrist setzt sich die planfeststellende Behörde mit den Stellungnahmen auseinander. Hierfür ist im Gesetz keine Frist vorgegeben. Ist die Auswertung der schriftlichen Stellungnahmen abgeschlossen, wird mit einwöchiger Ankündigungsfrist ein Erörterungstermin⁷⁰ durchgeführt. Im Erörterungstermin sollen möglichst viele der bei der Auswertung erkannten Probleme und Konflikte ausgeräumt werden. Anschließend soll die Behörde die Ergebnisse innerhalb eines Monats aufbereiten und entscheiden, wie mit den Stellungnahmen umzugehen ist.

Insgesamt ergibt sich allein aus den gesetzlich festgelegten *Fristen für die Behördenbeteiligung* eine Minstdauer von fünf Monaten. Inwieweit diese überschritten wird, ist von den Zeiträumen abhängig, die die Planfeststellungsbehörde zur Bearbeitung der Stellungnahmen und für die Formulierung des Ergebnisses benötigt.

Verfahrensfristen für Öffentlichkeitsbeteiligung

Für die parallel durchzuführende Öffentlichkeitsbeteiligung gelten vom Behördenbeteiligungsverfahren abweichende Fristen für die Bekanntmachung der Planungsabsichten und der Beteiligungstermine, die Auslegung der Planunterlagen und die Bearbeitung der Einwendungen.

⁶⁹ Aufgrund personeller Unterbesetzung bitten die beteiligten Behörden vielfach um Fristverlängerung.

⁷⁰ Oft als gemeinsamer Erörterungstermin mit der beteiligten Öffentlichkeit.

Nach Eröffnung des Verfahrens müssen die Gemeinden innerhalb eines Monats veranlasst werden, die Planunterlagen öffentlich auszulegen. Die Auslegung selbst muss drei Wochen vor Beginn der Auslegung „ortsüblich“ bekannt gemacht werden. Die Pläne selbst liegen dann einen Monat lang öffentlich aus (vgl. Abbildung 3-4). Bis zu zwei Wochen nach Ende der Auslegung können schriftliche Einwendungen abgegeben werden. Die anschließende Auswertung der Einwendungen *soll* nach Möglichkeit nicht länger als drei Monate dauern; dies ist jedoch nicht gesetzlich fixiert.

Anschließend findet der oben bereits erwähnte Erörterungstermin statt, der mindestens eine Woche vorher ortsüblich bekannt gemacht werden muss.

Nach dem Erörterungstermin muss die Behörde die Ergebnisse des Erörterungstermins innerhalb von einem Monat aufarbeiten, um eine Entscheidung zu fällen. Bis zur Entscheidung über die Einwendungen ist keine Frist vorgegeben. Die Bearbeitungsdauer hängt auch hier von der Zahl der Einwendungen und der personellen Besetzung der zuständigen Behörde ab.

Insgesamt ergibt sich aus den gesetzlich festgelegten Fristen für die Öffentlichkeitsbeteiligung rechnerisch keine Überschreitung der o. g. Minstdauer von fünf Monaten. In der Praxis lassen sich jedoch die beiden Beteiligungsverfahren oftmals nicht problemlos zeitlich synchronisieren, sodass es hier zu Verzug kommen kann.

Grundsätzlich führen Änderungen der Planunterlagen (z. B. Umtrassierungen) während des Verfahrens zur Verlängerung, da die veränderten Planunterlagen erneut, gegebenenfalls allerdings verkürzt, auszulegen sind. „Die Dauer eines Planfeststellungsverfahrens ist trotz gesetzlicher Sollfristen bei der Anhörung besonders wegen möglicher Planänderungen nicht abschätzbar“ (StMi Bayern - Oberste Baubehörde 2012).

3.3.7 Maßnahmen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren

Planung, Genehmigung und Bau von Energieinfrastrukturen benötigen Planungs- und Realisierungszeiträume von zehn Jahren und mehr (vgl. Europäische Kommission 2011b, 4). Kaum eines der Großprojekte im Energiebereich wird nach der Planfeststellung nicht beklagt, was zu weiteren erheblichen Verzögerungen führt. Planung und Genehmigung gelten daher als zentrales Hemmnis für den beschleunigten Ausbau der Energietrassen. Maßnahmen zur Beschleunigung der Prozesse haben daher derzeit einen hohen Stellenwert.

Die Bundesregierung hat 2011 – unter Protest der Bundesländer – mit dem EnWG und dem NABEG gesetzliche Regelungen zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren veranlasst.

Weitere Maßnahmen⁷¹, wie sie zunächst im Planungsvereinheitlichungsgesetz-Entwurf 2010⁷² vorgesehen waren, wurden aus politischen Erwägungen (vor dem Hintergrund der Proteste bei Stuttgart 21) heraus nicht umgesetzt. Vielmehr wurde betont, dass man die Bürger bei der Energiewende

⁷¹ Einführung von Fristen für Planfeststellungsverfahren (einschließlich der Möglichkeit des Verzichts auf die Durchführung von Erörterungsterminen), die Einschränkung der Klagemöglichkeiten von Verbänden oder die Verkürzung des Instanzenweges auf nur eine Instanz (Letztentscheidung).

⁷² Mit einem Planungsvereinheitlichungsgesetz (Entwürfe des Bundesinnenministeriums vom 06.12.2010) sollte eine Harmonisierung der Rechtszersplitterung im Bereich der bundesrechtlich geregelten Planfeststellung erreicht werden. Zugleich zielt der Gesetzentwurf auf die Verkürzung und Vereinfachung des Planfeststellungsverfahrens.

„mitnehmen müsse“. Dafür sei die Erweiterung der Mitwirkungsmöglichkeiten von Bürgern erforderlich.

Zentraler Ansatzpunkt ist die Bündelung der Zuständigkeit für die energiewirtschaftliche Planung und die Zulassung der einzelnen Projekte in einer Bundesbehörde. Dadurch werden Reibungsverluste zwischen der Bundes- und der Länderebene verringert. Bei länderübergreifenden Projekten soll die Verlagerung auf die Bundesebene dazu beitragen, „föderale Reibungsverluste“ und Zeitverzögerungen durch politische Interessendivergenzen der Bundesländer zu vermeiden.

Die Bündelung der Zuständigkeit für die Bundesfachplanung (Korridorfestlegung) und Planfeststellung bei der Bundesnetzagentur soll für eine bessere Kohärenz der Verfahrensebenen sorgen. Anforderungen an die Erstellung der Antragsunterlagen für Bundesfachplanung und Planfeststellung können vereinheitlicht werden, wodurch deren Erarbeitung (und Prüfbarkeit) erleichtert werden würde. Zeitverzögerungen z. B. aufgrund fehlender Abschichtung und daraus resultierenden Doppel-erhebungen könnten vermieden werden.

Noch ist nicht absehbar, ob die beabsichtigten Beschleunigungseffekte im erwarteten Maße greifen. Auf dem Weg dahin sind noch einige Restriktionen zu überwinden:

Zum einen muss die Bundesnetzagentur zunächst einmal die fachlich einschlägig qualifizierten personellen Kapazitäten schaffen sowie entsprechende administrative Arbeitsabläufe etablieren. Bisher hatte die Bundesnetzagentur keine vergleichbaren Aufgabenstellungen, sodass hier Neuland betreten wird. Der Kompetenzaufbau wird nach den Erfahrungen des Verwaltungsaufbaus in den neuen Bundesländern mindestens ein bis zwei Jahre dauern.

Zum anderen kann die Reichweite der Bündelung dadurch beschränkt sein, dass sich die Bundesländer mit § 2a NABEG ein Mitbestimmungsrecht darüber gesichert haben, welche Projekte in die Planfeststellungszuständigkeit des Bundes fallen und welche nicht. Die Projekte, für die die Vorteile der Bündelung greifen sollen, müssen zuvor per Verordnung, die der Zustimmung des Bundesrates bedarf, festgelegt werden. Der Zeitvorteil einer Kompetenzbündelung wird also nur unter Vorbehalt wirksam.

Als nachteilig kann es sich erweisen, dass die Bündelung der Zuständigkeiten für prioritäre Projekte auf Bundesebene zu einer größeren Distanz zwischen den vor Ort Betroffenen und der Entscheidungsebene führt. Eine Präsenz der Bundesnetzagentur in den Regionen kann nur begrenzt etabliert werden. Strukturen für die Mitwirkung lokaler Stakeholder in den Entscheidungsprozessen der Bundesnetzagentur sind bisher nicht etabliert.

Aus Sicht der Bundesregierung und der beteiligten Ressorts sind Verfahrensbeschleunigung und verbesserte Öffentlichkeitsbeteiligung kein Widerspruch. Dem ist allerdings entgegen zu halten, dass die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung auch angemessen verarbeitet und in den Planungsprozess eingespeist werden müssen, wenn sie über eine Alibifunktion hinausgehen sollen. Überdies lassen sich die mit der Öffentlichkeitsbeteiligung angestrebten Konsensbildungsprozesse nicht beliebig beschleunigen. Soll die Öffentlichkeitsbeteiligung zu einer verbesserten Legitimation und Akzeptanz der Projekte beitragen, wird sich dies nicht unbedingt unter Zeitdruck in einem eng getakteten Zeitplan erreichen lassen.

Die Vereinheitlichung der Anforderungen für die Erarbeitung der Planunterlagen für die NABEG-Netzausbauprojekte hat bereits begonnen. Von Umweltverbänden wird befürchtet, dass damit eine Absenkung der fachlichen Standards verbunden ist. In diesem Falle scheinen Konflikte wahrscheinlich.

3.4 Akteure der leitungsgebundenen Energieversorgung

Wie genau sich der Energiemix Deutschlands künftig zusammensetzen wird, ist noch offen – die Akteure ringen um die Weichenstellungen für die Zukunft. Die Energiewende bedingt die Überwindung dominanter energiepolitischer Vorstellungen, was zugleich mit einem Wandel der Akteursstrukturen und -mehrheiten sowie einer Neuorientierung des politischen Diskurses einhergeht. Der Übergang in eine atomstromfreie und kohlenstoffarme Energieversorgung, verbunden mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien, Leitungsnetze und Speicher, bringt Gewinner und Verlierer mit sich. Daher sind die aktuellen Debatten durch Lösungsansätze unterschiedlicher Interessenskoalitionen geprägt, die im Hinblick auf ihre Schwerpunktsetzungen, Ziele und Forderungen divergieren.

Während der unmittelbare politische Einfluss der Europäischen Kommission auf den Energieinfrastrukturausbau Deutschlands derzeit relativ schwach ist (vgl. Kapitel 3.1.5), haben europäische Institutionen wie ENTSO-E, ENTSO-G und ACER (vgl. Kapitel 3.4.1) indirekten Einfluss auf den Ausbau der Energieinfrastrukturen gewonnen, indem sie koordinierende und, im Fall von ACER, auch prüfende Aufgaben bei der europäischen Netzplanung erfüllen.

In Deutschland war die Bereitschaft der Bundesregierung (vgl. Kapitel 3.4.2.1), die Herausforderung einer zügigen Transformation anzunehmen, bis vor wenigen Jahren noch gering. Insbesondere seit der Reaktorkatastrophe von Fukushima jedoch ist die Akteurslandschaft stark in Bewegung geraten. Immer mehr Akteure in den Parteien (vgl. Kapitel 3.4.2.1) setzen sich für eine Energiewendepolitik ein bzw. überdenken ihre bisherigen Positionen. Energiepolitik ist eine Querschnittsaufgabe, mit der sich auf Ebene der deutschen Bundespolitik mehrere Ministerien sowie nachgeordnete Behörden befassen (vgl. Kapitel 3.4.2.2). Für die Gestaltung der Strom- und Gasnetze spielt zudem die Bundesnetzagentur wegen ihrer umfangreichen Regulierungskompetenzen eine zentrale Rolle (vgl. Kapitel 3.4.2.3). Die überwiegend staatseigene, von der traditionellen Energiewirtschaft mitfinanzierte Deutsche Energie-Agentur nimmt ebenfalls Einfluss auf politische Entscheidungsprozesse bezüglich der Energienetze (vgl. Kapitel 3.4.2.4). Neben den Institutionen des politisch-administrativen Systems ist eine Vielzahl von Verbänden in den Politikprozess eingebunden – sowohl Industrieverbände (vgl. Kapitel 3.4.2.6) als auch Umwelt- und Verbraucherschutzverbände (vgl. Kapitel 3.4.2.5 und 3.4.2.7). Eine Vielzahl weiterer Interessengruppen bringt ihre Standpunkte ins Politikfeld der Energieversorgung und des Energietransports ein. Für die Ebene der Strom- und Gasverteilnetze sowie lokaler Wärmenetze spielen die Städte und Gemeinden bzw. ihre Stadtwerke eine zentrale Rolle (vgl. Kapitel 3.4.2.8).

3.4.1 Akteure für die Netzintegration auf EU-Ebene

Auf europäischer Ebene sind die Vereinigung europäischer Netzbetreiber ENTSO (European Network of Transmission System Operators) und die Regulierungsbehörde ACER (Agency for the Cooperation

of Energy Regulators) die für den Strom- und Gasnetzausbau sowie die netzbezogene Regulierung maßgeblichen Akteure.

Institutionen, die sich speziell mit der Förderung des Wärmenetzausbaus befassen, gibt es auf europäischer Ebene bisher nur in Form der Verbände CoGeneration Europe (CoGen) und der Dachverband Euroheat & Power, welcher die nationalen Interessengruppen, in Deutschland den AGFW, (vgl. Kapitel 6.7.1) vertritt. Da leitungsgebundene Wärme vorwiegend regional oder lokal genutzt wird, muss der Leitungsausbau selten auf europäischer Ebene oder Bundesebene geplant und reguliert werden.

European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E und ENTSO-G)

ENTSO-E ist 2009 aus dem Verbund der Übertragungsnetzbetreiber ETSO (European Transmission System Operators) hervorgegangen. Mit der Neustrukturierung sollte erreicht werden, dass sich die 41 Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator – TSO) aus 34 europäischen Ländern koordinieren und „mit einer Stimme“ sprechen, wenn sie sich zu technischen Fragen und Fragen des Marktgeschehens äußern (vgl. ENTSO-E 2011).⁷³ Einen ähnlichen Ansatz verfolgt das für den Gassektor gegründete Netzwerk ENTSO-G, das im Frühjahr 2011 seine Arbeit aufnahm. Beide Organisationen sollen die gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung vorantreiben.

Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)

ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) ist im Jahr 2010 aus einer informellen Kooperation der nationalen Regulierungsbehörden hervorgegangen. Die Agentur soll den grenzüberschreitenden Handel mit Energie durch Koordinierung der Zusammenarbeit zwischen nationalen Regulierungsbehörden und der Kommission unterstützen. ACER verfügt über keine direkten Regulierungskompetenzen, schließt aber eine regulatorische Lücke bei grenzüberschreitenden Projekten im Strom- und Gasnetzsektor. Die Agentur übernimmt eine wichtige Rolle bei der Ausarbeitung von Rahmenleitlinien für die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden, die von den europäischen Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern (vertreten durch ENTSO-E, vgl. Kapitel 0, und ENTSO-G) bei der Entwicklung der Netzkodizes für Strom und Gas eingehalten werden müssen. In Teilbereichen, z. B. Modalitäten des Zugangs zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen, Betriebssicherheit nach Art. 8 der Verordnung 713/2009, hat ACER weitreichende Befugnisse. Die Agentur prüft auch die Zehnjahrespläne der ENTSO-E und arbeitet gegebenenfalls nicht-bindende Änderungsvorschläge in einer Stellungnahme aus (Hancher & Hauteclocque 2010; SRU 2011, 215).

Darüber hinaus ist ACER an der Entwicklung europäischer Regelungen zu Netzinfrastrukturen beteiligt, kann Entscheidungsvorlagen für die EU-Kommission erarbeiten, hat eine beratende Funktion in Energiefragen für verschiedene europäische Einrichtungen und übernimmt Berichtspflichten an das Europäische Parlament und den Rat (Hancher & Hauteclocque 2010, 6). Obwohl ACER keine europäische Regulierungsbehörde ist, kann die Bedeutung der Agentur wachsen, wenn sich die Kommission auf ihre Empfehlungen stützt (SRU 2011, 215). ACER kann überdies mit ihren Stellungnahmen Druck auf die Mitgliedstaaten ausüben, wenn die nationalen Netzentwicklungen

⁷³ Vgl. <https://www.entsoe.eu/the-association/>, Abruf 13.09.2012.

nicht mit den Plänen der ENTSO-Agenturen übereinstimmen. Sie hat somit auch gegenüber den Marktteilnehmern (ENTSO-E/ENTSO-G) eine relativ starke Stellung.

3.4.2 Akteure für die Netzintegration auf nationaler Ebene

In Deutschland standen sich bislang zwei weitgehend konträre Akteurskoalitionen gegenüber (Hirschl 2008, 192 ff.). Der überragend hohe Anteil der fossil-atomaren Energiewirtschaft in Deutschland verlieh dieser Interessenkoalition starken politischen und ökonomischen Einfluss (Gammelin & Hamann 2005; Ohlhorst 2011). Ihr Interesse bestand – und besteht zum Teil noch heute – in der Erhaltung der Marktanteile und der gewachsenen Struktur zentralisierter, fossil-atomarer Energieerzeugung in Großkraftwerken. Die Branchen der erneuerbaren Energien sind im Vergleich mit den etablierten Energieversorgungskonzernen noch jung und vorwiegend durch kleine und mittlere Unternehmen geprägt (Hirschl 2008, 90). Die wirtschaftspolitische Bedeutung der erneuerbaren Energien nimmt jedoch zu. Ihnen wird neben der umwelt- und klimapolitischen Bedeutung auch eine hohe innovations-, technologie- sowie arbeitsmarktpolitische Bedeutung beigemessen (vgl. z. B. DLR et al. 2010).

3.4.2.1 Bundesregierung und Parteien

Für die Energiepolitik der Bundesregierung ist das Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung maßgebend.⁷⁴ Über diese Ziele herrscht weitgehender Konsens aller Parteien, allerdings unterscheiden sich die daraus resultierenden Politiken stark (vgl. auch SRU 2011, 197 ff.). Während FDP, Union und SPD ein stärkeres Gewicht auf Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit legen, stellen Bündnis 90/Die GRÜNEN und die Linkspartei verstärkt den Klimaschutz und den Verzicht auf nukleare Energie in den Vordergrund. Union und FDP betonen die Bedeutung der Strommarktiliberalisierung und des europäischen Wettbewerbs (CDU 2011; CDU Bundesvorstand 2011; Döring & Lindner 17.06.2011).

Sowohl bei der SPD, die traditionell eine große Nähe zur Kohleindustrie aufweist, als auch bei der CDU/CSU, die der Atomwirtschaft nahe steht, nahm die Anzahl der Befürworter erneuerbarer Energien in den letzten Jahren zu. Die großen Volksparteien zeigen angesichts ihrer heterogenen Wählerschaft im Detail uneinheitliche energiepolitische Positionen; parteiübergreifend besteht jedoch Einigkeit, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zu forcieren ist. Die strukturkonservativen Wirtschaftsvertreter haben in diesen Parteien jedoch weiterhin großen Einfluss und konnten bisher grundsätzlichere regulatorische Beschränkungen für die konventionelle Wirtschaft abmildern (Ohlhorst 2011, 73 ff.).

Aus Sicht von Bündnis 90/Die GRÜNEN müssen für den *Stromnetzausbau* zunächst eine nachvollziehbare Bedarfsprüfung und die Offenlegung der Lastflüsse in den Stromnetzen erfolgen. Aus der Perspektive der Partei Die LINKE darf der Netzausbau nur dem notwendigen Bedarf dienen und muss möglichst effizient erfolgen. Alle Parteien sprechen sich mehr oder weniger deutlich für das NOVA-Prinzip⁷⁵ und weiterer Forschungsförderung aus.

⁷⁴ Mittlerweile wird diesem Zieldreieck insbesondere auf Ebene der Bundesländer die gesellschaftliche Akzeptanz als vierte Zieldimension hinzugefügt (vgl. z. B. <http://www.energie.brandenburg.de/sixcms/detail.php/bb1.c.277267.de>, Abruf 13.09.2012).

⁷⁵ NOVA = Netz Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau.

Einigkeit besteht auch darüber, dass das Stromnetz als wichtiges Rückgrat der Energiewende ausgebaut werden muss; die Kontroverse besteht hinsichtlich des erforderlichen Umfangs und des Vorgehens beim Netzausbau. Die SPD fordert eine langfristige, bundeseinheitliche Bedarfsplanung mit einer Zielvision für 2050. Sie plädiert in ihrem aktuellen Programm für die Gründung einer „Deutschen Netz AG“ unter staatlicher Beteiligung, mit dem Auftrag der Bedarfsermittlung und Koordination des Netzausbaus (BT-Drucksache 17/5481). Gleichzeitig sollen den Kommunen im Zuge der Rekommunalisierung der Netze mehr Mitwirkungsmöglichkeiten geboten werden. Überdies fordert die SPD mehr Dezentralität der Erzeugung sowie eine stadtwerke-freundliche Netzregulierung (SPD Parteivorstand 2011). Auch aus Sicht von Bündnis 90/Die GRÜNEN sollten die Netze in die öffentliche Hand überführt und langfristig in eine europäische Netzgesellschaft eingegliedert werden (Bündnis 90/ Die GRÜNEN Bundestagsfraktion 2011a; Bündnis 90/ Die GRÜNEN Bundestagsfraktion 2011b). Die Ausbauplanung soll in einer verstärkt europäischen Zusammenarbeit erfolgen. Schwerpunkte legen Bündnis 90/Die GRÜNEN auf Alternativen zum Netzausbau, wie etwa Optimierungen im Bereich Energieeffizienz, Lastmanagement, Netzverstärkung sowie auf den Speicherausbau (Bündnis 90/ Die GRÜNEN Bundestagsfraktion 2011b). Die LINKE fordert die Verstaatlichung von Hochspannungsleitungen und die Kommunalisierung von Verteilnetzen als Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge (Die LINKE 2009). Auch die Strompreisbildung sollte aus Sicht der LINKEN von staatlicher Hand gestaltet werden.

Die aktuellen Verzögerungen beim Netzausbau sind aus Sicht von FDP und CDU vor allem auf Akzeptanzprobleme in den Gemeinden und in der Bevölkerung sowie auf Defizite in den Planungsverfahren zurückzuführen. Insbesondere von der FDP-Fraktion gehen Vorstöße zur Deregulierung, Vereinfachung und Beschleunigung der Planungs- und Zulassungsverfahren aus. Der Vorwurf lautet, dass das deutsche Planungsrecht hochbürokratische Verfahren mit zu vielen Mehrfachprüfungen erfordere. Dieser Aufwand müsse im Interesse der Verfahrensbeschleunigung und zur Entlastung der Unternehmen reduziert werden. Die Umweltverträglichkeit sollte aus Sicht der FDP nicht mehr sowohl auf Raumordnungs- als auch auf Planfeststellungsebene, sondern nur auf *einer* der beiden Planungsstufen geprüft werden. Die Liberalen wollen einschlägige Gesetze im Hinblick auf mögliche Hindernisse für den Netzausbau überprüfen, mit dem Ziel, diese abzubauen. Die Überprüfung bezieht sich ausdrücklich auch auf natur- und umweltschutzrechtliche Regelungen (Döring & Lindner 17.06.2011). Aus Sicht der FDP sollten Prüfanforderungen und Umweltstandards darin gesenkt werden.

Um die *Akzeptanz des Netzausbaus* zu fördern, setzen die Parteien unterschiedliche Schwerpunkte. Es besteht Konsens darüber, dass die Planungsverfahren weitreichende Beteiligungsmöglichkeiten bieten sollen, um die Akzeptanz der Netzneu- und -ausbauprojekte zu fördern (SPD Parteivorstand 2011). Im Konfliktfall sollen Modelle der Konfliktbewältigung wie Mediationsverfahren zum Einsatz kommen (Döring & Lindner 17.06.2011). Bündnis 90/Die GRÜNEN wollen Akzeptanz durch eine weitgehende Minimierung der Auswirkungen auf Natur und Anwohner erreichen, was durch alternative Trassenführungen sowie durch Bündelung von Infrastrukturtrassen ermöglicht werden soll. Uneinigkeit besteht in Bezug auf die Einführung weitergehender Entschädigungsregeln für Kommunen (oder anderen Gebietskörperschaften) aufgrund der zusätzlichen Belastungen.

Differenzen bestehen in Bezug auf den Einsatz der möglichen Übertragungstechnologien. Die SPD fordert eine Verpflichtung, auch kostenintensivere Maßnahmen (z. B. Erdkabel, Gleichstromtrassen)

einzusetzen, um Akzeptanz für einen raschen Netzausbau zu erreichen (SPD Parteivorstand 2011). Die CDU/CSU spricht sich gegen eine Priorisierung von Kabellösungen aus und betont, dass über eine Verkabelung in Abwägung der Ergebnisse von Pilotprojekten sowie den zusätzlich entstehenden Kosten entschieden werden muss. Aus Sicht von Bündnis 90/Die GRÜNEN soll eine Verkabelung von 380 kV-Leitungen in sensiblen Bereichen eingesetzt werden, um Konfliktpotenziale zu mindern (Bündnis 90/ Die GRÜNEN Bundestagsfraktion 2011b).

3.4.2.2 Bundesministerien

Die Energiepolitik Deutschlands ist eingebettet in die Wirtschafts- und Technologiepolitik sowie die Umwelt- und Klimaschutzpolitik. Daher formen in erster Linie das Bundeswirtschaftsministerium (zuständig für fossile und nukleare Energieträger) sowie das Bundesumweltministerium (zuständig für erneuerbare Energien, Reaktorsicherheit und die Endlagerung radioaktiver Abfälle) den energiepolitischen Rahmen. Mit Schwerpunktsetzungen in der Forschungs- und Technologieförderung hat zudem das Bundesforschungsministerium Gestaltungsmöglichkeiten bei der Technologieentwicklung, Grundlagenforschung und institutionellen Forschungsförderung.

Die Rolle des Bundeswirtschaftsministeriums für die Netzintegration

In der Vergangenheit wirkten sich die engen Verflechtungen zwischen dem Bundeswirtschaftsministerium und den großen Energiekonzernen stark auf die bundesdeutsche Energiepolitik aus (SRU 2011, 193 ff.). Das Bundeswirtschaftsministerium hatte im Jahr 2002 die Kompetenzen für die erneuerbaren Energien an das Bundesumweltministerium abgeben müssen und in diesem Bereich an Gestaltungsmacht verloren. Es blieb weiterhin für die konventionelle atomare und fossile Energieversorgung sowie für die Leitungsnetze zuständig.

Unter dem Druck der Energiewende trieb das Bundeswirtschaftsministerium 2011 die Novellierung des EnWG zur Umsetzung des Dritten Binnenmarktpaketes (vgl. Kapitel 3.1.4) voran. In Kenntnis der Netzausbaufizite gingen die nationalen Vorschriften für die Netzinfrastrukturplanung über die europarechtlichen Vorgaben hinaus. Ergänzend zur Einführung einer nationalen Netzentwicklungsplanung sieht das EnWG 2011 einen vom Bundestag zu beschließenden Bedarfsplan vor, mit dem der energiewirtschaftliche Bedarf für den Netzausbau verbindlich festgestellt wird. Zugleich hat das Bundeswirtschaftsministerium mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) eine Bundesfachplanung für prioritäre Trassen in der Zuständigkeit des Bundes etabliert. Es beabsichtigt darüber hinaus, gemeinsam mit den Ländern die Entwicklung von Musterplanungsleitlinien voranzutreiben, um die Genehmigungspraxis zu vereinheitlichen und so für schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren zu sorgen (DStGB 2011a).

Das Bundeswirtschaftsministerium präsentiert sich mit diesen Maßnahmen als Mitgestalter der Energiewende. Dabei setzt es aber weiterhin den Akzent auf die Versorgungssicherheit und legt besonderes Augenmerk auf die Kosteneffekte des Umbaus und ihre Rückwirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland (SRU 2011, 297).

Fraglich ist, inwieweit ein tatsächliches Umdenken und eine Neubewertung der Eckpunkte der zukünftigen Energieversorgung stattgefunden haben. Es entsteht der Eindruck, dass das Bundeswirtschaftsministerium gewisse Anpassungen des Energieversorgungssystems unterstützt, die eine verbesserte *Integration* der erneuerbaren Energien ermöglicht. Grundsätzlich scheint es aber die von

den Befürwortern der Erneuerbaren geforderte weitergehende *Transformation* des Energieversorgungssystems nicht aktiv zu unterstützen.

Plattform „Zukunftsfähige Netze und Systemsicherheit“ beim Bundeswirtschaftsministerium

Bereits im Juni 2010 wurde die Plattform „Zukunftsfähige Netze und Systemsicherheit“ (vgl. BMWi 06.07.2010; Abbildung 3-5) beim Bundeswirtschaftsministerium ins Leben gerufen. Mit den Arbeitsgruppen der Plattform sollen wesentliche Problemfelder der zukünftigen Netzinfrastrukturen für die Stromversorgung adressiert werden.

Die Gründung der Plattform unterstreicht den Anspruch des Ministeriums auf die Gestaltungskompetenz zukunftsfähiger Netzinfrastrukturen. Zugleich wird damit aber auch deutlich, dass die Entwicklung zukunftsfähiger Netze eine Querschnittsaufgabe darstellt, deren Bewältigung eine ressortübergreifende bzw. aktorsgruppenübergreifende Kooperation erfordert. Die Plattform wurde ab Februar 2011 als ein permanentes Dialogforum eingerichtet und sieht sich als Ideengeber u. a. für das Energiepaket 2011. Das Forum umfasst Vertreter der Energie-, Wirtschafts-, Umwelt- und Verbraucherverbände, der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, des Bundeswirtschaftsministeriums, der Bundesnetzagentur, des Bundesumweltministeriums, der Bundesländer sowie der dena (vgl. Ahlefeldt 05.10.2011).

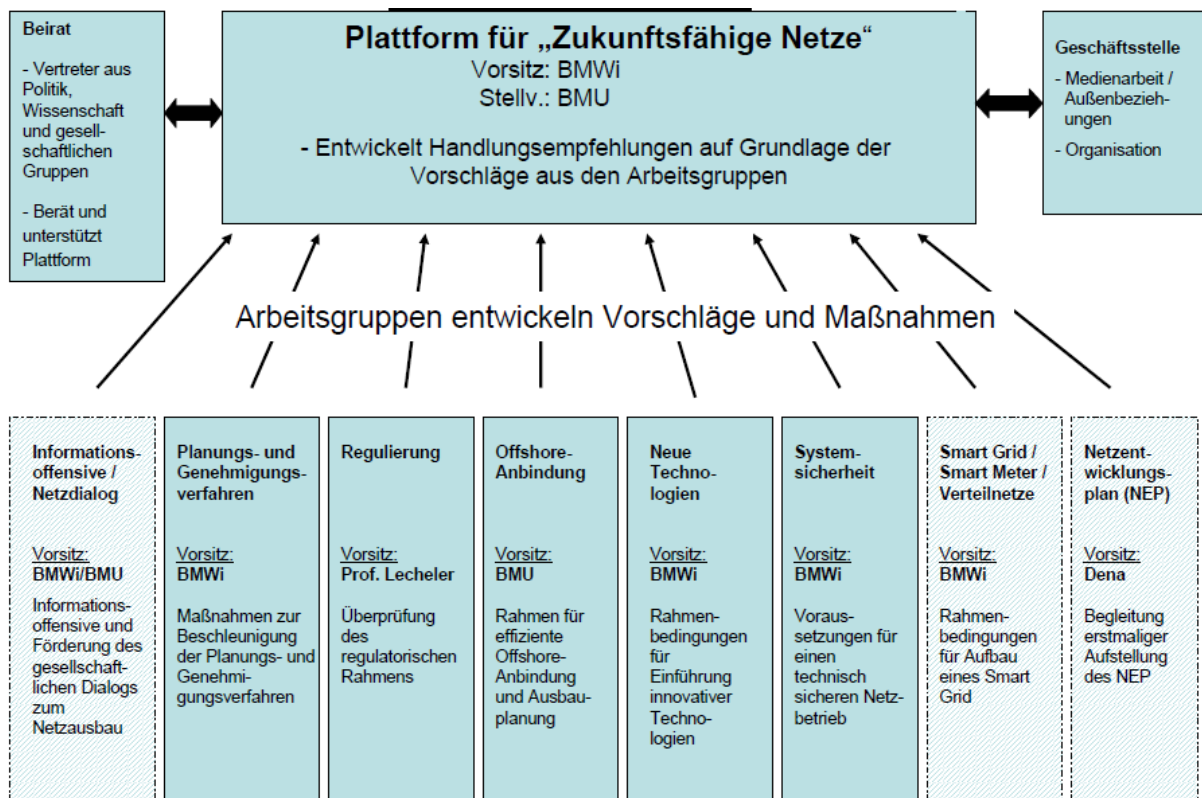


Abbildung 3-5: Plattform Zukunftsfähige Netze – Organisationsstruktur⁷⁶

Das Forum wird darüber hinaus seit November 2011 von einem Beirat flankiert, der sich aus den energie- bzw. wirtschaftspolitischen Sprechern der Bundestagsfraktionen, renommierten Wissen-

⁷⁶ Quelle: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-pakt-fuer-netze,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf 13.09.2012.

schaftlern aus den Bereichen Energierecht, Energiewirtschaft und Energietechnik sowie Vertretern von gesellschaftlichen Gruppen zusammensetzt (vgl. BMWi 2011a).

Die Rolle des Bundesumweltministeriums für die Netzintegration

Für das Bundesumweltministerium steht die Steigerung der Erzeugung erneuerbarer Energien im Fokus der Energiewende. Ihm obliegt die Fortschreibung des EEG als dem zentralen Steuerungsinstrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Restriktionen – wie etwa unzureichende Voraussetzungen für die Netzintegration von erneuerbarem Strom – bedrohen den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung. Als maßgeblicher Treiber der Offshore-Strategie der Bundesregierung (Die Bundesregierung 2002) ist es an deren erfolgreicher Umsetzung interessiert. Insofern hat das Bundesumweltministerium ein massives Interesse daran, die Voraussetzungen für die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu schaffen und diesbezügliche Restriktionen abzubauen.

Das Ministerium hat den Atomausstieg ausdrücklich begrüßt und entsprechende Zielsetzungen für den Umbau der Energieversorgung bei der Ausarbeitung des Energiekonzepts der Bundesregierung (BMU & BMWi 2010) unterstützt.

Hausinterne Zielkonflikte entstehen durch die mit den Netzausbaumaßnahmen verbundenen Effekte für den Natur- und Landschaftsschutz. Auf politischer Ebene geht es darum, die Zielkonflikte zwischen Maßnahmen des Klimaschutzes und der CO₂-Minderung auf der einen, und den Erfordernissen der nationalen Biodiversitätsstrategie (BMU 2007), der Meeresschutzstrategie⁷⁷ und der Strategie zum Schutz des Waldes (BT-Drucksache 17/7292) zu vereinbaren. Im Einzelfall kann die Berücksichtigung naturschutzfachlicher Belange wie auch die Beachtung von Vorgaben des europäischen Arten- und Gebietsschutzes (Natura 2000) zu Restriktionen oder erheblichem Mehraufwand bei der Realisierung von EE-Anlagen führen.

Plattform „Erneuerbare Energien“ beim Bundesumweltministerium

Schließlich wurde vom Bundesumweltministerium im April 2012 – wohl nicht ohne Seitenblick auf die Plattform „Zukunftsfähige Netze“ beim Bundeswirtschaftsministerium – die Plattform „Erneuerbare Energien“ gegründet (BMU 25.04.2012). Diese soll ebenfalls relevante Akteure der Energiewende zusammenbringen. Ähnlich wie bei der Plattform des Bundeswirtschaftsministeriums kommen auch hier die Vertreter von Bund, Ländern und Gemeinden, Natur- und Umwelt- sowie Verbraucherschutzverbänden, Netzbetreibern, Wirtschaftsverbänden, erneuerbarer und konventioneller Energiewirtschaft sowie Wissenschaftler und Forscher zusammen.

Schwerpunktmäßig soll es um die Koordinierung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, ihre Marktintegration und das Zusammenwirken mit konventionellen Energien und den Planungen für den Netzausbau gehen. Dafür wurden drei Arbeitsgruppen eingerichtet: „Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien“, „Zusammenspiel von Netzausbau und Ausbau erneuerbarer Energien“ sowie „Zusammenwirken von erneuerbaren Energien, konventionellen Energien und der Nachfrageseite“.

⁷⁷ Richtlinie 2008/56/EG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

3.4.2.3 Regulierung und Netzentwicklungsplanung: Die Bundesnetzagentur

Die im Jahr 2005 als nationale Regulierungsbehörde für den Gas- und Strommarkt eingesetzte Bundesnetzagentur⁷⁸ ist eine selbstständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundeswirtschaftsministeriums. Sie ist als untergeordnete Behörde dem Bundeswirtschaftsministerium gegenüber weisungsgebunden. Die Bundesnetzagentur beaufsichtigt alle größeren und überregionalen Netzbetreiber, während die regionalen Strom- und Gasnetzbetreiber in den Aufsichtsbereich der Landesregulierungsbehörden⁷⁹ fallen. Zu ihren Aufgaben gehört es, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Investitionen mit überregionalem Charakter in einem bundesweiten Kontext und mit der Maßgabe eines volkswirtschaftlichen Kostenoptimums zu bewerten. Im Rahmen der Anreizregulierung entscheidet die Bundesnetzagentur über die beantragten Investitionen in den Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur. Eine weitere wesentliche Aufgabe der Bundesnetzagentur im Strom- und Gasmarkt ist die Kontrolle und Genehmigung der Netznutzungsentgelte (basierend auf der StromNEV und GasNEV) und die Schaffung des diskriminierungsfreien Netzzugangs zu Stromversorgungs- und Gasnetzen. Ihr obliegt zudem die Missbrauchsaufsicht sowie die Überwachung der Vorschriften zur Entflechtung der Netzbereiche (Unbundling) und zur Systemverantwortung der Versorgungsnetzbetreiber. Überdies muss die Bundesnetzagentur dafür Sorge tragen, dass die Energieversorgungsunternehmen die Transparenzanforderungen erfüllen. Die Bundesnetzagentur hat ca. 185 Mitarbeiter im Bereich der Regulierung der Strom- und Gasmärkte (BNetzA 2011a, 81). Mit Verabschiedung des Energiepakets⁸⁰ wurde der Bundesnetzagentur zusätzlich die neue Aufgabe der *Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung* anvertraut.

Diese umfangreichen Aufgabenstellungen erfordern sowohl zukunftsgerichtetes, gestaltendes Handeln als auch eine Auseinandersetzung mit der Frage der räumlichen Umsetzung von Infrastrukturprojekten. Daher muss die Bundesnetzagentur gegenwärtig neue, grundlegende Strukturen und Kompetenzen aufbauen. Aufgrund der umfänglichen Regulierungskompetenzen spielt die Bundesnetzagentur eine sehr zentrale Rolle im deutschen Regulierungsregime für Strom- und Gasnetze. Die politische Unabhängigkeit ist jedoch umstritten, denn sie ist „auf unklarer Armeslänge von der Exekutive angesiedelt, die Ausübung der bestehenden Rechts- und Fachaufsicht lässt grundsätzlich eine relativ enge Steuerung der Regulierungstätigkeit durch das Bundeswirtschaftsministerium zu. [...] Eine Unabhängigkeit in der Regulierung besteht damit nur bei freiwilliger Zurückhaltung des Ministeriums“ (Grashof 2007, 44; vgl. Ruhbaum 2011, 31 f.).

Die Bundesnetzagentur sieht sich einer gewissen Skepsis seitens der Fachwelt gegenüber, ob sie die angemessene Entscheidungsinstanz zur Lösung raumordnerischer Aufgaben und regionaler Konflikte sein kann. Denn aufgrund ihrer bisherigen Aufgabenstellung entstand der Eindruck, sie würde energiewirtschaftlichen Erwägungen ein höheres Gewicht beimessen als raumordnerischen Fragen

⁷⁸ Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Post, Telekommunikation und Eisenbahnen wurde mit Verabschiedung des EnWG 2005 als nationale Regulierungsbehörde für den Gas- und Strommarkt eingesetzt. Ihre Aufgaben und Befugnisse sind in Abschnitt 4 (§§ 29-35) des am 13.07.2005 in Kraft getretenen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG 2005, vgl. Rechtsquellenverzeichnis) geregelt.

⁷⁹ Die Landesregulierungsbehörden sind in der Regel in den jeweiligen Wirtschaftsministerien der Länder angesiedelt. Sie üben die Regulierungsaufsicht für alle Strom- und Gasnetze aus, die nicht über die Landesgrenzen hinausreichen und an die weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind. Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Berlin und Bremen haben keine *eigenen* Landesregulierungsbehörde, sondern haben deren Aufgaben teilweise an die Bundesnetzagentur delegiert.

⁸⁰ Gesetzesbeschlüsse des Bundestags am 06.06.2011 in Folge des Fukushima-Unglücks.

der umwelt- und sozialverträglichen Realisierung von Energieleitungen. Intern soll eine Trennung zwischen den für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs zuständigen Organisationseinheiten und den für die Bundesfachplanung zuständigen Organisationseinheiten vorgenommen werden (vgl. EFZN 2011a, 110). Ob diese organisatorische Trennung ausreicht, um Entscheidungsunabhängigkeit sicherzustellen, bleibt abzuwarten.

3.4.2.4 Deutsche Energie-Agentur

Die Rolle der Deutschen Energie-Agentur (dena)⁸¹ soll die eines Moderators sein, der staatliche und privatwirtschaftliche Akteure zusammen bringt. Dabei nimmt die dena jedoch keine gänzlich neutrale Stellung ein. In der Vergangenheit hat ihr Präsident, Stephan Kohler, mehrfach Positionen vertreten, die offensichtlich der konventionellen Energiewirtschaft entgegenkommen.⁸² Zugleich ist bei der dena mit der „Plattform Biogaspartner“ aber auch eine Initiative angesiedelt, die der Förderung der erneuerbaren Energien im Gassektor dient.

Momentan wirkt die dena am Aufbau der vom Bundeswirtschaftsministerium ins Leben gerufenen Plattform „Zukunftsfähige Netze“ mit. Sie übernahm den Vorsitz für die Arbeitsgruppe Netzentwicklungsplanung (vgl. Kapitel 3.4.2.2) und begleitete die erstmalige Aufstellung des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Die nationale Netzentwicklungsplanung sollte nach dem Willen der beteiligten Ressorts durch eine Informations- und Dialogoffensive begleitet werden, um die Akzeptanz für den im Rahmen der Energiewende unumgänglichen Um- und Ausbau der Stromnetze in der Bevölkerung zu stärken. Die Durchführung der Informations- und Dialogoffensive war als gemeinsames Projekt der dena und der Deutschen Umwelthilfe (DUH; vgl. Kapitel 3.4.2.5) vorgesehen.

3.4.2.5 Umweltverbände (BUND, NABU, DUH)

Die Aktivitäten der Umweltverbände im Bereich EE konzentrieren sich derzeit neben der naturverträglichen Erzeugung auf den Stromnetzausbau. Der BUND engagiert sich bei den Planungen zum Neu- oder Ausbau von Pumpspeicherwerken, wobei sich die Aktivitäten auf den süddeutschen Raum konzentrieren (vgl. Kapitel 4.5.5.1). Der NABU hat verschiedene Positionspapiere zum Umbau der Stromversorgungsinfrastrukturen veröffentlicht (vgl. NABU 2009; NABU 2011), sowie auf die Notwendigkeit für deren natur- und umweltverträgliche Gestaltung hingewiesen.

Von den Umweltverbänden ist die Deutsche Umwelthilfe (DUH) am intensivsten in die Fragen des anstehenden Netzausbaus involviert. Die DUH bearbeitet das Projekt „Forum Netzintegration“ im Auftrag des Bundesumweltministeriums (vgl. Kapitel 3.4.2.2). Dabei nimmt die DUH eine Informations- und Moderatorenfunktion wahr. Sie organisiert den Dialog zwischen den Vertretern der Netzbetreiber, EE-Verbänden, Bürgerverbänden und Umweltverbänden. Ergebnis dieser Arbeit ist der „Plan N“, der Leitlinien für den umwelt- und sozialverträglichen Netzausbau aufzeigt. Diese

⁸¹ Die 2000 gegründete dena gehört zu 50 % dem Bund direkt, zusätzlich sind indirekt die KfW-Bankengruppe mit 21 % und die Länder mit 5 % beteiligt. Seit 2007 sind mit je 8 % die Allianz SE, Deutsche Bank und DZ BANK Anteilseigner. Die Energiewirtschaft, davon überwiegend die vier großen Energieversorgungsunternehmen, zahlen über 50 % der laufenden Kosten, weitere Mittel kommen aus staatlichen Förderprogrammen und Aufträgen.

⁸² So schlug die dena beispielsweise im Mai 2012 die Kopplung der EE-Stromerzeugung an die (langsamen) Fortschritte beim Netzausbau vor (vgl. <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article106385902/Netzausbau-an-die-Oekostromproduktion-koppeln.html>, Abruf 21.09.2012).

versorgungssicherheit und auch aufgrund der unzureichenden Netzinfrastruktur – einen Bedarf für so genannte „Brückentechnologien“ wie Kohle- und Atomkraft. Vertreter der erneuerbaren Energien verweisen hingegen auf die Versäumnisse der Netzplanung und des Netzausbaus in der Vergangenheit sowie auf die strukturkonservativen Interessen der Netzbetreiber. Sie fordern verstärkte Anreize für den Netzausbau, eine Umstrukturierung des Netzbetriebs sowie dessen gesellschaftspolitische Unterstützung.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) entstand 2007 durch die Verschmelzung der bis dahin selbstständigen Verbände von Netzbetreibern sowie Strom-, Gas-, Fernwärme- und Wasserversorgern.⁸⁵ Er ist heute mit 1.800 Mitgliedsunternehmen der größte Verband im Energiesektor. Die vertretenen Unternehmen repräsentieren rund 90 % des Stromabsatzes, 90 % des Erdgasabsatzes und gut 60 % der leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Innerhalb des Verbandes haben die großen Energieversorger eine dominierende Position. Ihre Vertreter überwiegen in den Entscheidungsgremien, sodass deren Interessen vielfach zum Tragen kommen (Hirschl 2008, 201). In energiewirtschaftlichen Fragen vertreten dagegen einzelne Mitglieder, z. B. die Stadtwerke (vertreten durch den VKU, s. u.) oder die regionalen Energieversorger abweichende Interessen (Ohlhorst 2011, 73 ff.). Der BDEW fordert als Vertreter der deutschen Energiewirtschaft eine hohe Priorität für den Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa.

Verband kommunaler Unternehmen und Stadtwerke

Im Verband kommunaler Unternehmen (VKU) sind ca. 1.400 kommunale Infrastruktur- und Wirtschaftsunternehmen organisiert. Die Mitgliedsunternehmen des VKU, die neben der Energieversorgung auch in der Wasser-, Abwasser- und Abfallwirtschaft tätig sind, repräsentieren die kommunale Energiewirtschaft (Stadtwerke⁸⁶), die über rund 10 % der in Deutschland installierten Kraftwerksleistung (Nettoengpassleistung) verfügen (VKU 2011, online⁸⁷). Der VKU unterstützt die Erhöhung der EE-Anteile am Endenergiebedarf auf 18 % bis 2020. Langfristig sollen erneuerbare Energien den Hauptteil der Energieversorgung ausmachen. Viele Stadtwerke betreiben neben EE-Erzeugungsanlagen auch Verteilnetze. Etwa 80 % des Stroms aus EE werden über die Verteilnetzebene eingespeist. Weil der für diese Netzebene notwendige Investitionsbedarf bis 2030 nach VKU-Angaben bei 25 Mrd. Euro liegt (VKU 15.12.2011), setzt sich der VKU für eine Unterstützung des Ausbaus der Verteilnetze auf allen politisch-administrativen Ebenen ein.

Kommunale Stadtwerke haben eine wichtige Funktion bei der Erschließung erneuerbarer Energiequellen und tragen zur Entwicklung von Wettbewerb auf den Strommärkten bei. Aus der Erschließung dezentraler Ressourcen in ihrem Netzgebiet können sie finanzielle Vorteile ziehen, die wiederum die lokale Akzeptanz erneuerbarer Energien erhöhen.

Derzeit und in den kommenden Jahren laufen in vielen Städten und Gemeinden die Konzessionsverträge für Energieversorgungsnetze (Verteilnetze) aus. Insofern bietet sich den Kommunen die

⁸⁵ Verschmelzung von VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft), VDN (Verband der Netzbetreiber), VRE (Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger) und BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft). 2008 wurde auch die HEA (Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung) in den BDEW integriert.

⁸⁶ Aus dem Querverbund einzelner Versorgungssparten entwickelten sich die Stadtwerke. Die Zusammenfassung mehrerer Sparten im Querverbund bringt erhebliche Synergievorteile mit sich.

⁸⁷ Vgl. <http://www.vku.de/ueber-uns.html>, Abruf 13.09.2012.

Möglichkeit, die wirtschaftlichen, finanziellen und kommunalpolitischen Weichen bei der Konzessionsvergabe neu zu stellen und sich als Netzbetreiber zu betätigen. Vor allem in Kommunen mit verstärktem Engagement im Energiebereich besteht Interesse, die neuen Konzessionsverträge an kommunale Unternehmen oder Unternehmensgemeinschaften zu vergeben. Jedoch sind einer Rekommunalisierung der Verteilnetze aufgrund der schwierigen Finanzlage vieler Kommunen und dem dafür notwendigen Know-how Grenzen gesetzt (DStGB 2011b).

Ein besonderes Merkmal der Energieerzeugung durch kommunale Unternehmen ist der hohe Anteil an KWK-Strom. KWK etwa aus kleinen Gaskraftwerken oder BHKW ist - aus Sicht des VKU - als flexible Energieform notwendig, um die schwankenden Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Daher tritt der VKU für politische Maßnahmen ein, die den Ausbau der kommunalen Energieerzeugung im KWK-Bereich fördern (vgl. Kapitel 6.7.1).

Zu den Schwerpunkten der Verbandsarbeit gehören die Mitarbeit an der Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes (EEWärmeG) und der Vorschriften über die Biogaseinspeisung.

Bundesverband Erneuerbare Energie und Bundesverband WindEnergie

Der 1991 gegründete Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) ist der Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branchen.⁸⁸ Die Arbeit im Verband wird als konsensorientiert beschrieben, dennoch treten aufgrund der Heterogenität der Fachverbandsinteressen sowie Machtverschiebungen innerhalb des BEE auch hier interne Interessendivergenzen auf (Baars 2007, 6; Suck 2008, 195; vgl. Ohlhorst 2011).

Als mitgliedstärkster Verband des BEE ist vor allem der Bundesverband WindEnergie (BWE)⁸⁹ starker Befürworter eines beschleunigten Netzausbaus, um Einspeiseengpässe und damit Einbußen der EE-Erzeuger möglichst gering zu halten. Der Verband betont daher die Bedeutung des Netzum- und -ausbaus für die Transformation des Energiesystems.

Nach Auffassung des BEE bestehen erhebliche Zweifel daran, dass die dem Netzentwicklungsplan zugrundegelegten Szenarien auf die Verwirklichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung ausgerichtet sind. Er kritisiert die zu schwache Berücksichtigung von Möglichkeiten zur Reduktion des Netzausbaubedarfs sowie Maßnahmen für einen stärker dezentral und lastnah ausgerichteten Kraftwerkspark (BEE 2012). Neben dem aktuell stark im Vordergrund stehenden Ausbaubedarf im Übertragungsnetz (insbesondere im Zusammenhang mit der Offshore-Planung) sieht der BEE einen starken, nicht minder kostenintensiven und folgenreichen Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene. Die systemgerechte Anpassung der Verteilnetzebene ist insbesondere dann entscheidend, wenn die Einspeiseanteile des Onshore-Windstroms weiter steigen sollen. Ein wichtiges Anliegen des BEE ist es, die Erzeugung in die Netzplanung so zu integrieren, dass Verteilnetzbetreiber den Netzausbaubedarf minimieren können (BEE 2011, 7).

⁸⁸ Der BEE fungiert als Zusammenschluss der Fachverbände aus den Bereichen Wasserkraft, Windenergie, Bioenergie, Solarenergie und Geothermie (http://www.bee-ev.de/_downloads/bee/2011/2011-12_BEE-Mitgliedsverbaende.pdf, Abruf 13.09.2012).

⁸⁹ Mit rund 20.000 Mitgliedern ist der BWE der weltweit größte Verband für Erneuerbare Energien.

3.4.2.7 Verbraucherschutzverbände

Der stetigen Erhöhung der EE-Anteile stehen die Verbraucherzentralen und -verbände kritisch gegenüber. Sie befürworten die Energiewende aus Klimaschutzgründen, haben sich aber wiederholt kritisch hinsichtlich der dadurch hervorgerufenen möglichen Preissteigerungen geäußert (u. a. Krawinkel 22.03.2011). Der Bundesverband der Verbraucherzentralen (VZBV) übernimmt damit die Rolle des „Mahners“, der dazu auffordert, im Interesse der Verbraucher die Kosten der Energiewende im Blick zu behalten.⁹⁰ Der VZBV wendet sich auch gegen eine Befreiung großer Teile der Industrie von den Stromnetzentgelten, die im Zuge des Energiepakets beschlossen wurde.⁹¹ Sie belaste kleine Gewerbetreibende und Privatkunden, auf die die Kosten abgewälzt würden. Verbraucherzentralen und -verbände fordern zudem von der Energieindustrie die Weitergabe von Preisvorteilen an die Endkunden. Ein besonderes Anliegen der Verbände ist die Herstellung von Transparenz bei der Preisbildung und das Aufdecken von Preisabsprachen, da diese in der Regel mit der (unzulässigen) Weitergabe von Kosten an die Kunden verbunden ist (VZBV 2011, online⁹²). Dies gilt auch für die Einführung neuer Technologien zur Effizienzsteigerung sowie solcher für eine intelligentere Steuerung von Nachfrage und Angebot. Im Hinblick auf die Einführung des Smart Metering drängt der Verband darauf, den Datenschutz zu beachten (Krawinkel 22.03.2011).

3.4.2.8 Deutscher Städte- und Gemeindebund als Sprachrohr der Kommunen

Kommunen nehmen in mehrfacher Hinsicht eine Schlüsselstellung für die Transformation der Energieversorgung ein. Sie spielen für die Energieerzeugung (Wind, Photovoltaik) sowohl als Planungsträger wie auch als Planungs- und Baugenehmigungsbehörde eine Rolle. Darüber hinaus sind sie auch Energielieferanten (Stadtwerke) und haben als Gebäudeeigentümer, Warenbeschaffer und Verbraucher eine Vorbildfunktion für Private und die örtliche Wirtschaft (vgl. u. a. DStGB 2011c). In Raum- und Planfeststellungsverfahren sind Kommunen als Träger öffentlicher Belange beteiligt. Kommunen sehen sich aufgrund der Flächeninanspruchnahme und der einzuhaltenden Sicherheitsabstände zu den Hochspannungstrassen des Übertragungsnetzes in ihren baulichen und verkehrlichen Entwicklungsmöglichkeiten beschränkt. Der Deutsche Städte- und Gemeindebund (DStGB) vertritt die Kommune auf Bundesebene. Eine wichtige Forderung des DStGB ist, die Kommunen an der Wertschöpfung des Netzbetriebs zu beteiligen.⁹³ Damit könne die Akzeptanz der Bürger gesteigert werden (ebda.).

Die Kommunen fordern die Einführung einer Entschädigung (z. B. in Form einer „Durchleitungsgebühr“) als Ausgleich für die Belastungen. Dadurch würde den Kommunen neben der bereits etablierten Konzessionsabgabe für das Verteilnetz (vgl. Kapitel 3.2.2.1) auch eine finanzielle Entschädigung für das Übertragungsnetz zugutekommen.

⁹⁰ So hat sich der VZBV anlässlich der EEG-Novellen mehrfach kritisch gegen die aus seiner Sicht preistreibende Solarförderung geäußert.

⁹¹ Große Stromabnehmer können sich auf Antrag bei der Bundesnetzagentur vollständig von Netzentgelten befreien lassen. Die Festlegung der Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 der StromNEV gilt seit dem 01. Januar 2012.

⁹² Vgl. http://www.vzbv.de/Aufgaben_und_Ziele.htm, Abruf 13.09.2012.

⁹³ Vgl. <http://www.beobachter-online.de/seesen/lokales/sander-fordert-finanzielle-entschaedigung-fuer-kommunen-mit-freileitungstrassen-d3503.html>, Abruf 13.09.2012.

4 Netzspezifische Hemmnisse im Stromsektor

Ziel dieses Kapitels ist die systematische Analyse potenzieller Hemmnisse des Stromnetzausbaus⁹⁴ im Hinblick auf einen hohen Anteil erneuerbarer Energien in der Stromversorgung. Zunächst sollen die Ausgangslage und die Ziele für den Stromsektor umrissen werden (Kapitel 4.1). Die Stromnetze unterschiedlicher Spannungsebenen unterliegen jeweils spezifischen Rahmenbedingungen und ihr Betrieb ist eng mit der Speicherung von Strom verknüpft. Daher werden im Folgenden sowohl die Hemmnisse im Bereich der Höchstspannungsnetze (Kapitel 4.2) und der Integration des auf See erzeugten Stroms (Kapitel 4.3), die Restriktionen für den Aus- und Umbau der Verteilnetze (Kapitel 4.4) sowie Restriktionen für den Ausbau von Speichern (Kapitel 4.5) untersucht. Die Analyse soll dazu beitragen, wirksame Maßnahmen zur Überwindung der Hemmnisse sowie zur Gewährleistung eines bedarfsgerechten Ausbaus der Stromnetze und -speicher zu entwickeln.

Grundsätzlich ist es weitgehend unumstritten, dass es einer Anpassung und Erweiterung der Elektrizitätsnetze bedarf. Umstritten sind jedoch der Umfang des Ausbaubedarfs, die Trassenführung, die Art der technischen Umsetzung konkreter Ausbauvorhaben sowie die Kostenverteilung. Die Steuerung des Netzausbaus erfolgt vor allem durch den politisch gesetzten, rechtlich-ökonomischen Rahmen sowie die räumliche und planerische Steuerung. Hinzu kommt, dass der Stromnetzausbau die Interessen und Belange einer Vielzahl privater und öffentlicher Akteure betrifft. Daher wird in den Kapiteln 4.2 bis 4.5 jeweils zunächst der Ausbaubedarf von Netzen und Speichern diskutiert und der Rahmen technologischer Optionen umrissen, dann potenzielle Hemmnisse in Bezug auf den rechtlichen und den ökonomischen Rahmen sowie im Hinblick auf die räumliche Steuerung herausgearbeitet und abschließend die wichtigsten Akteure und ihre jeweilige Rolle in Bezug auf den Ausbau der Elektrizitätsübertragungsnetze und Speicher herausgearbeitet.

4.1 Ausgangslage, Ziele und Herausforderungen für den Stromsektor

Die deutsche Bundesregierung hat mit ihrem Energiekonzept⁹⁵ wichtige strategische Ziele der deutschen Energie- und Klimapolitik beschlossen (vgl. Kapitel 4.1.1). Sie will die Emissionen der Treibhausgase bis 2020 um 40 % unter das Niveau von 1990 senken und bekennt sich zudem zu dem internationalen Ziel einer Treibhausgas-Emissionsreduktion in den Industrieländern um mindestens 80 % bis 2050 (CDU/CSU & FDP 2009, 26). Um diese Ziele zu erreichen, müsste der heutige Energiemix für die Stromversorgung vollständig auf CO₂-freie Energieträger umgestellt werden, da im Strombereich die Rahmenbedingungen für eine Umstellung vergleichsweise günstig sind (SRU 2010, 6). Die Bundesregierung hat überdies den Ausstieg aus der Atomenergie beschlossen.⁹⁶ Eine zentrale Rolle für die Energiewende spielt somit eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und darüber hinaus die Steigerung von Energieeffizienz und Energieeinsparung als eine wichtige

⁹⁴ Gemeint ist der kapazitäts Netzausbau (nicht Erhaltungsinvestitionen).

⁹⁵ Das Energiekonzept wurde im September 2010 verabschiedet. Im August 2011 wurde eine überarbeitete Fassung vorgelegt.

⁹⁶ Entscheidung des Deutschen Bundestages vom 30. Juni 2011, die 2010 beschlossene Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke rückgängig zu machen, acht Kernkraftwerke dauerhaft stillzulegen und die übrigen neun zeitlich gestaffelt, aber bis spätestens 2022 dauerhaft abzuschalten (13. AtGÄndG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

Voraussetzung für die Umstellung auf eine kostengünstige Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 4.1.1).

Zur Ergänzung der erneuerbaren Energien und für einen Ausgleich der wachsenden, volatilen und nur bedingt steuerbaren Stromerzeugung durch Wind- und Sonnenenergie ist der Ersatz von relativ unflexiblen Kohle- und Kernkraftwerken durch flexibel steuerbare Gaskraftwerke erforderlich, die schnell reagieren und Leistungsveränderungen im Netz rasch ausgleichen können. Wenn jedoch Atom- und Kohlekraftwerke stillgelegt werden, bedeutet dies zugleich eine Abschaltung von Kraftwerkskapazitäten in relativ laststarken Regionen (Kapitel 4.1.2).

Die Energiewende geht zudem mit sehr hohen Managementanforderungen einher, die sowohl ein Angebots- als auch das Nachfragemanagement umfassen (vgl. Kapitel 4.1.3).

Die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien erfordert den Ausbau⁹⁷ der Energieleitungsinfrastrukturen sowie von Speichern in erheblichem Umfang, damit der durch erneuerbare Energien erzeugte, im Fall von Windenergie und Photovoltaik intermittierende Strom in das Netz integriert und bedarfsgerecht zu den Verbrauchsschwerpunkten geleitet werden kann. Überdies steigt aufgrund des von der EU angestrebten Binnenmarkts für Strom, der zwischenstaatlichen Absicherung der Stromversorgungssicherheit und aufgrund der Lage Deutschlands als Stromtransitland in Europa der Bedarf an grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten (vgl. Kapitel 4.1.4). Der Netzausbau bedarf steigt auch, weil die Stromerzeugung in einem zunehmend dezentralen System relativ fern von den Lastschwerpunkten erfolgt.

Die Aufgabe des Netzausbaus wird dadurch erschwert, dass die Planungs- und Genehmigungsprozesse insbesondere für neue Hochspannungsleitungen viel Zeit in Anspruch nehmen (vgl. Kapitel 4.1.5) und viele Entscheidungen vor dem Hintergrund erheblicher Unsicherheiten (z. B. bzgl. der Datenverfügbarkeit, der Prognostizierbarkeit von Erzeugungspotenzialen, der Variabilität getroffener Annahmen) getroffen werden müssen (Ahlefeldt 05.10.2011). Eine zentrale Herausforderung besteht somit darin, dass Fehler, Mängel oder Zeitverzögerungen beim Ausbau und der Ertüchtigung des Stromnetzes nicht zum Bremsklotz der Energiewende werden.

4.1.1 Ziele der Bundesregierung für die Stromversorgung

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung (Die Bundesregierung 2010a) wurde erstmals eine Planung des Stromnetzes auf Bundesebene anvisiert („Zielnetz 2050“). Das Zielnetz umfasst den UCTE Transmission Development Plan (UCTE 2008). Darüber hinaus enthält es die Vorrangprojekte der TEN-E Leitlinien sowie den im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)⁹⁸ aufgeführten Katalog der Vorhaben, für die ein vordringlicher Ausbaubedarf festgestellt wurde (Die Bundesregierung 2010a, 48). Damit sind die aus Sicht der Bundesregierung vordringlich notwendigen Netzerweiterungsmaßnahmen im deutschen Stromnetz (Stand 2010) beschrieben.

Das im Jahr 2010 vorgelegte Energiekonzept war nach dem Atomausstiegsmoratorium im Frühjahr 2011 sehr schnell überholt. Im August 2011 wurde eine überarbeitete Fassung verabschiedet. Diese

⁹⁷ Der Begriff Ausbau umfasst die Modernisierung, die Optimierung, den Umbau sowie den Neubau von Leitungsinfrastrukturen.

⁹⁸ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

enthält eine Reihe von Maßnahmen, deren konkrete Ausgestaltung und Entwicklung mit erheblichen Unsicherheiten für die zukünftige Netzstruktur verbunden sind. Hierzu gehören

- der Ausbau der Offshore-Windenergie. Die Maßnahmen zur Förderung und Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See⁹⁹ erzeugen Handlungsdruck zur Bereitstellung der notwendigen Kapazitäten für den Transport des offshore erzeugten Stroms in die Verbrauchszentren im Süden Deutschlands.
- die Förderung der Energieeffizienz. Eine umfangreiche Realisierung von Stromeinsparpotenzialen kann dazu führen, dass der Netzausbaubedarf sinkt. Die Einschätzungen darüber, ob der Stromverbrauch durch Effizienzmaßnahmen sinkt, gehen jedoch auseinander. Unsicherheiten für den Netzausbau entstehen dadurch, dass der Stromsektor mit den Verbrauchssektoren Gas, Wärme, und Mobilität gekoppelt ist. Zudem können Effizienzerfolge durch Rebound-Effekte¹⁰⁰ nivelliert werden.
- die Rolle der stärker dezentralen Energieversorgungskonzepte und deren Anteil an der zukünftigen Energieversorgung.

4.1.2 Integration verbrauchsferner und volatiler EE-Erzeugung

Insbesondere durch das EEG induziert, hat die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien stetig zugenommen. Während die konventionellen Kraftwerksstrukturen hohe Leistungen aufweisen und sich bislang an Aufkommens- oder Verbrauchsschwerpunkten konzentrieren, sind die EE-Erzeugungsstrukturen – abgesehen von den noch zu realisierenden Offshore-Windparks – eher von kleinen und mittleren Leistungen in disperser Verteilung geprägt. Angesichts weiterhin hoher Ausbauraten werden die Anteile fluktuierender Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien weiter zunehmen.

Verbrauchsferne Erzeugungs- und Einspeisekapazitäten benötigen einen Ausbau der Netzinfrastuktur. Die Erzeugungsstandorte sind überdies nicht gleichmäßig verteilt, sondern unter dem Aspekt der Ertragsmaximierung (hohe Windhöffigkeit bzw. Sonneneinstrahlung) gewählt. Dies führt zu einer ungleichmäßigen Verteilung in Deutschland, was wiederum einen erheblichen Einfluss auf die Lastflüsse zur Folge hat.

Durch das Nord-Süd-Gefälle – hohe Windenergiekapazitäten (onshore und zukünftig auch offshore) und verbrauchsschwache Regionen im Norden Deutschlands und Verbrauchszentren im Süden – entstehen auf nationaler Ebene insbesondere in Nord-Süd-Richtung Netzengpässe, weil das bestehende Übertragungsnetz nicht für hohe Transite ausgelegt ist. Die Situation wird zusätzlich durch die Neubaupläne für konventionelle Kraftwerke verschärft, die sich wegen niedrigerer Transportkosten für die benötigten Brennstoffe auch auf den norddeutschen Raum konzentrieren.

⁹⁹ Investitionen in die ersten zehn Windparks auf See sollen mit einem Sonderprogramm zur Offshore-Windenergie über die KfW mit einem Kreditvolumen von 5 Mrd. Euro gefördert werden. Im Rahmen der Novelle des EEG sollen Alternativen zur Einspeisevergütung in Bezug auf die Offshore-Windenergie untersucht und Genehmigungsverfahren für entsprechende Offshore-Großprojekte vereinfacht werden.

¹⁰⁰ Eine Studie des Wuppertal-Instituts geht davon aus, dass „im Mittel mit gesamtwirtschaftlichen Rebound-Effekten von mindestens 50 % gerechnet werden darf“ (Santarius 2012, 19).

Zudem ist das Problem der hohen Volatilität von Wind- und Sonnenenergie, d. h. Schwankungen im Tagesgang wie auch saisonale Schwankungen, zu bewältigen. Damit das Energiesystem zuverlässig betrieben und schwankende Situationen im Netzbetrieb beherrscht werden können, sind zum einen technologische und kapazitive Anpassungen des Netzes erforderlich. Darüber hinaus bedarf es einer verbesserten Vorhersehbarkeit der fluktuierenden Einspeisung, einer kurzfristigen flexiblen Anpassung der konventionellen Erzeugungseinheiten (auch der planbaren erneuerbaren Kapazitäten) und der Steuerung der Nachfrageseite. Auch kann eine großflächige Vernetzung der erneuerbaren Energien extreme Fluktuationen weiträumig ausgleichen (Möst et al. 2010, 23 f.).

Während in der Vergangenheit die so genannten Verbundunternehmen (z. B. RWE oder Vattenfall) in ihrem jeweiligen Zuständigkeitsgebiet die Stromerzeugung und das Übertragungsnetz als Gesamtaufgabe optimiert hatten, ist dies infolge des Unbundling durch eine – aus betriebswirtschaftlicher Sicht nachvollziehbare – Einzeloptimierung abgelöst worden. Offen ist, wie die notwendige Koordination künftig erfolgen soll und welche Anreize für die Unternehmen gesetzt werden können, zu einer Gesamtoptimierung beizutragen. Dies betrifft die Koordination bzw. Optimierung und räumliche Steuerung von (teilweise) verbrauchsfernen Standorten volatiler EE-Stromerzeugung, konventionellen Kraftwerken, Speichern und dem verbindenden Übertragungsnetz.

4.1.3 Erfordernis des Lastausgleichs im Stromnetz

Der beabsichtigte weitere Umbau der Stromversorgung hin zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist mit einer Reihe von Herausforderungen für das Gesamtsystem der Stromerzeugung verbunden.

Abbildung 4-1 zeigt, dass sich das Stromnetz hierarchisch in drei Spannungsebenen gliedert. Es wird bislang ausschließlich mit Wechselspannung bei 50 Hertz Frequenz betrieben.¹⁰¹ Die Transformation des Stroms auf die jeweilige Spannung des Hoch- bzw. Mittel- und Niederspannungsnetz erfolgt über Umspannwerke mit Leistungstransformatoren. Diese enthalten auch Schaltanlagen für das Zusammenschalten und Trennen der Leitungen. Alle technischen Elemente (Transformatoren, Schalter u. a.) sowie die Leitungen sind unter Berücksichtigung des so genannten (n-1)-Kriteriums (Redundanz) ausgelegt, sodass bei Ausfall eines Betriebsmittels die Versorgung weiterhin gewährleistet ist.

In den 1990er Jahren konnten die noch geringen Anlagenleistungen und produzierten Strommengen der neu errichteten EE-Anlagen in der Regel problemlos in das Stromnetz integriert werden. In den letzten Jahren wurde aber deutlich, dass das Netz nun gezielt angepasst werden muss. Die Standorte leistungsstarker Windstromerzeugungen (Windparks) befinden sich in schwächer besiedelten Gebieten bzw. auf dem Meer. Die Distanzen zu den Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten erfordern den schnellstmöglichen Ausbau mit leistungsfähigen Stromleitungen, zum einen, um den weiteren Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (Windenergie und Photovoltaik) nicht durch Kapazitätsengpässe zu begrenzen und zum anderen, um die Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten. Vor allem die kurzfristigen Wechsel von Phasen mit sehr hohem und sehr geringem Leistungsangebots stellen eine große Herausforderung an die verfügbare Netzkapazität und die Netzsteuerung dar. Perspektivisch wird ein Bündel von Maßnahmen

¹⁰¹ Eine Ausnahme ist das Bahnstromnetz, das mit 16,7 Hertz arbeitet.

(Nachfragemanagement, Lastverteilung und Speicherung) erforderlich sein, um diesen Herausforderungen begegnen zu können.

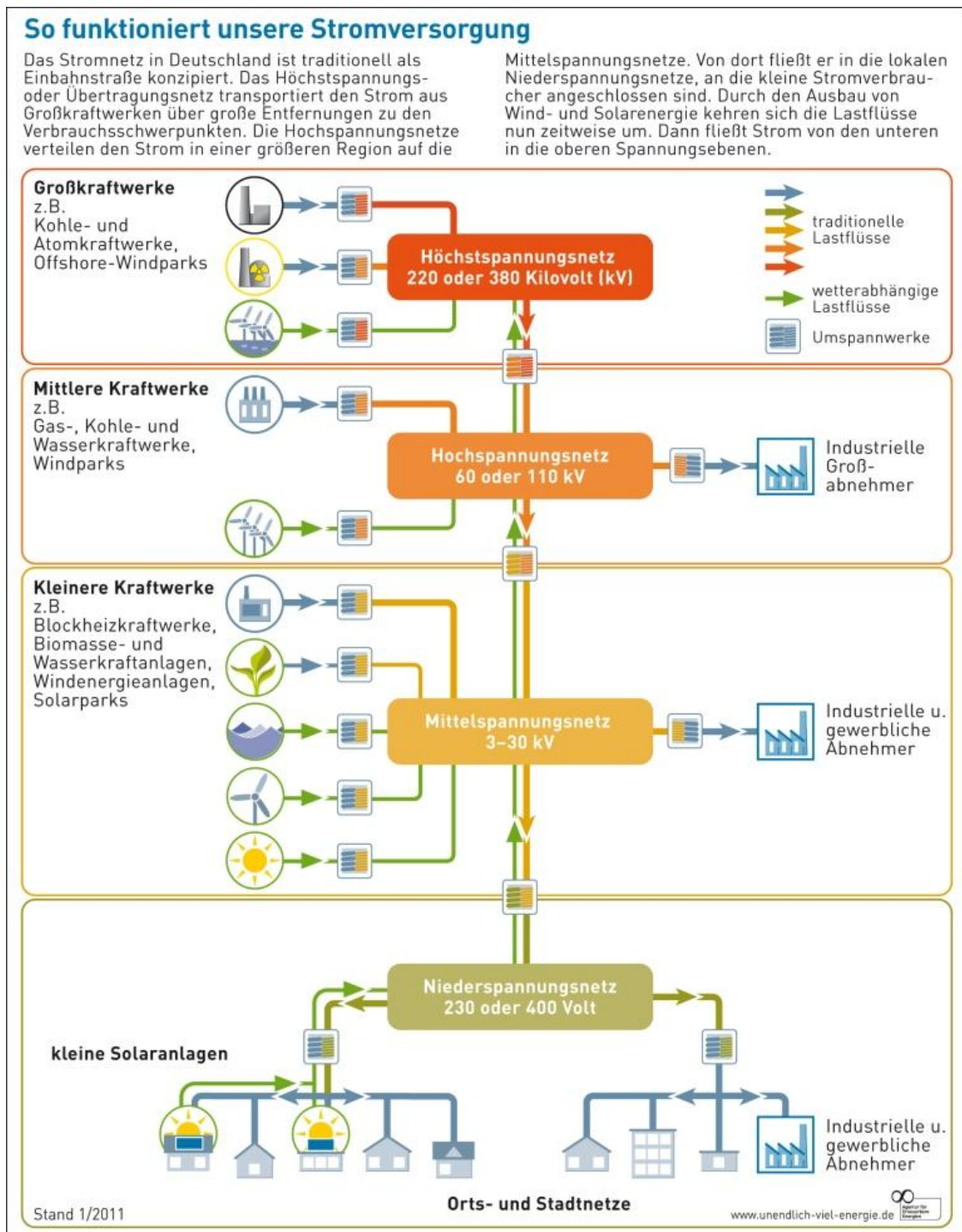


Abbildung 4-1: Struktureller Aufbau des Stromnetzes in Deutschland mit Lastflüssen¹⁰²

Bereits die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (Enquete-Kommission "Nachhaltige Energie" 2002) kam zu

¹⁰² Quelle: AEE (2011a, 9).

dem Ergebnis, dass der Umbau der Stromnetze eine Abkehr von der traditionellen mono-direktionalen Netzsteuerung und Verteilung bedeutet. Anstelle des ausschließlichen Lastflusses von der Höchst- zur Niederspannungsebene müssen mehr und mehr bidirektionale Lastflüsse zwischen den Netzebenen möglich sein.

4.1.4 Europäische Interessen am Ausbau von Übertragungskapazitäten

Die EU strebt die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte sowie eine Intensivierung des europäischen Stromhandels an. Der Stromhandel ist zunächst marktgetrieben und nutzt Preisunterschiede in den verschiedenen Marktgebieten aus. Nach dem Willen der EU sollen grenzüberschreitende Verbindungen und Kuppelstellen zu den Nachbarländern weiter ausgebaut und die Voraussetzungen für den europäischen Stromhandel verbessert werden. Aufgrund der zentralen geographischen Lage Deutschlands spielt das deutsche Stromnetz dabei eine wichtige Rolle.

Der Ausbau grenzüberschreitender Leitungen und Grenzkuppelstellen wird auch angestrebt, weil damit der Lastausgleich für fluktuierende Strommengen aus Wind- und Solarstrom sowie EE-Überschussmengen nicht allein im deutschen Netzgebiet bewältigt werden müssen. Mit einer verstärkten grenzüberschreitenden Verknüpfung der Stromnetze könnten nicht nur Lasten besser ausgeglichen, sondern auch potenzielle Speicher – z. B. Pumpspeicherwerke in der Alpenregion oder in Skandinavien – erschlossen werden. Die Einbindung insbesondere von Speichern in Norwegen würde allerdings den Bau *neuer* Transportkapazitäten erforderlich machen (z. B. die geplanten Seekabel NorGer / NordLink nach Norwegen). Der europäische Stromaustausch reduziert also nicht den Netzausbaubedarf, sondern erfordert eine Erweiterung über das deutsche Netzgebiet hinaus.

Bei der Übertragung von elektrischem Strom kann auch der Fall eintreten, dass die Interessen des Stromhandels der Stabilisierung von Lastflüssen und des Lastausgleichs entgegenstehen. Im internationalen Handel werden die grenzüberschreitenden Durchleitungskapazitäten versteigert. Strom kann physisch somit nur geliefert werden, wenn die entsprechende Durchleitungskapazität für die Kuppelstelle erworben wurde. Dabei könnten Engpässe insbesondere auf den der Kuppelleitung vorgelagerten Leitungsabschnitten entstehen, auf denen sowohl die innerdeutschen Kunden beliefert werden als auch der europäische Handel abgewickelt wird – dies betrifft in Deutschland insbesondere die Nord-Süd-Verbindungen.

Um Regionen mit hohen EE-Potenzialen für eine systematische und umfassende Nutzung erneuerbarer Energien zu erschließen, wird ein Stromtransport auch über weite Distanzen diskutiert. Die Realisierung von Stromerzeugungsgroßanlagen in Nordafrika oder Südeuropa würde allerdings einen großräumigen Stromnetzausbau mit hohen Übertragungskapazitäten erforderlich machen. Als Konzept für den Stromtransport über weite Distanzen käme ein europäisches Overlay-Netz¹⁰³ (vgl. Kapitel 4.2.2.6) auf Basis der Gleichstromtechnik in Frage. Dessen Realisierung wäre allerdings mit erheblichen Kosten, neuen Abhängigkeiten und Sicherheitsrisiken verbunden.

¹⁰³ Das Overlay-Netz bezeichnet eine zusätzliche Netzebene, die als Punkt-zu-Punkt-Verbindung den verlustarmen Stromlangstreckentransport über mehrere hundert Kilometer innerhalb Deutschlands oder Europas ermöglichen würde. Dies ist insbesondere durch Gleichstrom-Übertragung, aber auch durch Drehstrom mit deutlich niedrigerer Frequenz als 50 Hertz, möglich (z. B. bei Verwendung von 16,7 Hertz wie beim Bahnstromnetz).

4.1.5 Netzausbau im Verzug

Im Fokus der politischen Steuerung lag in den letzten Jahren die Förderung der EE-Erzeugung. Insbesondere durch das EEG forciert, erfolgte ein dynamischer Zubau von EE-Stromerzeugungsanlagen, während die netzseitige Anpassung an die veränderten Einspeisebedingungen vernachlässigt wurde. Zwar wurde das Problem gesehen und die Netzbetreiber wurden sowohl mit Regelungen im EEG als auch im EnWG zum Ausbau der Netze verpflichtet.¹⁰⁴ Konkretisierte Verpflichtungen oder Anreize für einen *adäquaten und zeitlich synchronisierten Ausbau* der Netzinfrastrukturen fehlten jedoch.

Netzbetreiber haben in Folge des Unbundling über Jahre in die Unterhaltung, nicht aber zukunftsgerichtet in die Modernisierung der Netzinfrastruktur oder in neue Übertragungstechnik investiert. Da der Ausbau der Stromnetze lange Zeiträume beansprucht, haben sich der Investitionsrückstand sowie die Asynchronität zwischen der Zunahme der EE-Erzeugung und der Netzanpassung zusehends verschärft.

In Deutschland ist daher die Schaffung der notwendigen Systemvoraussetzungen für die Integration der EE und für den Erhalt der Systemstabilität der Stromversorgung zu einem zentralen Thema auf der politischen Agenda avanciert. Der Netzausbau für die Energiewende läuft dennoch laut EnLAG-Monitoring nur schleppend.¹⁰⁵ Zwar stieg das Investitionsvolumen der Netzbetreiber in den letzten zehn Jahren nach dem Tiefststand im Jahr 2003 wieder deutlich an und erreichte fast wieder das Niveau von 1993, als nach der Wiedervereinigung in Ostdeutschland erhebliche Netzinvestitionen zu tätigen waren (vgl. Abbildung 4-2).



Abbildung 4-2: Netzinvestitionen der deutschen Netzbetreiber 1991 bis 2011¹⁰⁶

¹⁰⁴ Zu Regulierungen des Onshore-Netzausbaus vgl. Kapitel 4.2.3.2, zu Regulierungen des Offshore-Netzausbaus vgl. Kapitel 4.3.

¹⁰⁵ Quelle: http://www.netzausbau.de/cIn_1931/DE/Netzausbau/EnLAG-Monitoring/enlag-monitoring.html, Abruf 19.09.2012.

¹⁰⁶ Quelle: AEE (2011a, 15).

Dennoch bleiben die gemeldeten Investitionsdaten erheblich hinter den Planungen zurück.¹⁰⁷ Die bestehenden Verzögerungen bei gut einem Viertel der Netzausbauvorhaben haben sich auch im ersten Halbjahr 2012 nicht verringert, sodass sich die Inbetriebnahme neuer Trassen weiterhin um mehrere Jahre verzögern wird. Der Netzausbau stellt also nach wie vor einen kritischen Flaschenhals für den fortgesetzten Ausbau der erneuerbaren Energien dar (Cavanagh 2009, 98; Zimmermann 2011).

¹⁰⁷ Der Netzausbau stellt neben der Netzunterhaltung für die Übertragungsnetzbetreiber den zweiten Kostenschwerpunkt dar. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur schwankten die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in den Neubau, Ausbau und die Erweiterung der Netze in der Zeit von 2007 bis 2009 zwischen 400 und 600 Mio. Euro, die Gesamtaufwendungen für deren Netzinfrastruktur lagen zwischen rund 700 Mio. und 1 Mrd. Euro (BNetzA 2010, 25). Der Anteil für Neuinvestitionen liegt somit bei rund 60 %.

4.2 Restriktionen für den Ausbau der Übertragungsnetze (Höchstspannungs- und Overlaynetz)

Das deutsche Höchstspannungs-Übertragungsnetz wird mit Dreiphasenwechselstrom¹⁰⁸ bei einer Spannung von 220.000 bzw. 380.000 Volt betrieben und dient dem überregionalen Stromtransport.¹⁰⁹ Es umfasst ca. 36.000 km bzw. 2 % der in Deutschland verlegten Leitungen. Die erzeugte und ins Netz eingespeiste Energie wird über diese Höchstspannungsleitungen zu den Verbrauchszentren geleitet. Über Kuppelstellen ist das deutsche Höchstspannungsnetz mit den Übertragungsnetzen der Nachbarländer und darüber mit dem europäischen Übertragungsnetz verbunden. Die knappen Kapazitäten dieser Kuppelstellen gelten als Nadelöhr für die Übertragung in das europäische Netz. Das Höchstspannungsnetz gliedert sich in vier Regelzonen, für die vier Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Kapitel 0) jeweils für die Einhaltung der Netzfrequenz von 50 Hertz verantwortlich sind.¹¹⁰

4.2.1 Unsicherheiten für den Ausbau des Übertragungsnetzes

Es besteht weitgehende Einigkeit darüber, dass fehlende Transport- und Ausgleichskapazitäten im Übertragungsnetz eine zentrale Restriktion für hohe EE-Einspeiseanteile darstellen.¹¹¹ Restriktiv wirken darüber hinaus die vielfältigen Unsicherheitsfaktoren, die Entscheidungen über den zukünftigen Netzausbaubedarf erschweren. In Kapitel 4.2.1.1 werden die Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Erneuerbare-Energien-Anteile am Energiemix beschrieben. Sowohl die Anteile erneuerbarer Stromerzeugung, als auch der Zeitrahmen des Ausbaus und die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen unterliegen in gewissem Umfang unwägbaren Rahmenbedingungen und damit auch Prognoseunsicherheiten. Kapitel 4.2.1.2 greift die mit der Ermittlung des Netzausbaus verbundenen Unsicherheiten auf und beschreibt die Rolle der so genannten „dena-Studien“, den Vorläufern der gesetzlichen Netzentwicklungsplanung. Kapitel 4.2.1.3 problematisiert anschließend die Folgen mangelnder Legitimation von Netzausbauplanungen, die sich auf die Planungs- und Genehmigungszeiträume und die nunmehr formal erforderliche Netzentwicklungsplanung auswirken können.

4.2.1.1 Zukünftige Anteile der Erneuerbaren am Energiemix

Eine zentrale Restriktion für einen beschleunigten Netzausbau stellen die Unsicherheiten bzgl. der künftigen Zusammensetzung des Energiemix und damit der Größenordnung der Dezentralität der Stromerzeugung sowie der Weiträumigkeit von Stromtransporten dar. Somit ist nicht gewiss, welche Übertragungskapazitäten künftig wo gebraucht werden. Zwar werden die zusätzlichen Netzkapa-

¹⁰⁸ Wird auch als Höchstspannungs-Drehstromnetz (HDÜ) bezeichnet. Nicht nur die Höchstspannung, sondern alle Netzebenen werden mit Dreiphasenwechselstrom betrieben. Im Text wird in der Regel vereinfachend nur von Wechselstrom bzw. abgekürzt AC (engl. Alternating Current) gesprochen, da die Unterscheidung von Einphasen- oder Dreiphasenwechselstrom für die Restriktionsanalyse nicht relevant ist.

¹⁰⁹ 220 kV Transportleitungen werden nicht mehr neu gebaut und die bestehenden Leitungen nach und nach auf 380 kV umgerüstet, um die Transportverluste zu reduzieren. Je höher die Spannung, desto mehr Strom kann bei gleicher Leiterseilstärke transportiert werden und desto geringer sind die spezifischen Leitungsverluste.

¹¹⁰ Die Netzfrequenz als zentrales Qualitätskriterium darf im Regelbetrieb nur $\pm 0,2$ Hertz schwanken.

¹¹¹ Vgl. z. B. Die Bundesregierung (2010a), Nitsch et al. (2010).

zitäten größtenteils erst mittel- bis langfristig benötigt. Angesichts der langen Planungs- und Realisierungszeiträume sind jedoch die weichenstellenden Entscheidungen bereits heute zu treffen.

Um die Machbarkeit einer Umstellung auf eine EE-dominierte Energieversorgung und die hierfür erforderlichen Zeithorizonte abschätzen zu können, wurden zwischen 2009 und 2011 im Zusammenhang mit der „Stromlücken-Diskussion“ verschiedene wissenschaftliche Studien bzw. handlungsleitende Szenarien erstellt. Einen Überblick gibt die Studiensynopse des BDEW (BDEW 2010a). In Tabelle 4-1 ist nur eine kleine Auswahl der Studien zusammengestellt, die darauf ausgerichtet waren zu zeigen, dass eine auf erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung innerhalb der angestrebten Zeithorizonte grundsätzlich realisierbar ist und dabei keine Stromversorgungsengpässe zu befürchten sind.

Tabelle 4-1: Studien bzw. handlungsleitende Szenarien zum Ziel der 100 % EE-Versorgung („Stromlücken-Diskussion“)

Autoren / Quelle	Titel	Bemerkungen
DLR et al. (2012a)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global	Jährlich fortgeschriebene Prognose-Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums
UBA (2010)	Energieziel 2050	Untersuchung der Umstellung auf 100 % EE- Strom unter der Voraussetzung, dass alle Regionen Deutschlands ihre Potenziale für erneuerbare Energien weitgehend ausnutzen und ein deutschlandweiter Stromaustausch stattfindet.
FVEE (2010)	Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien	Das Energiekonzept 2050 versteht sich als ein Beitrag zum Energiekonzept der Bundesregierung von Oktober 2010.
SRU (2011)	Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung	Das Sondergutachten des SRU soll auf der Basis verschiedener Zielszenarien belegen, dass 100 % Versorgung mit EE-Strom möglich, sicher und bezahlbar ist.

Die Prognosen für die zukünftige Entwicklung der Anteile der Erneuerbaren am Energiemix, die Marktpreis- und Verbrauchsentwicklung sowie mögliche Transportbedarfe basierten jeweils auf weit auseinander liegenden Annahmen.¹¹² Entsprechend vielfältig und heterogen waren die Ergebnisse. Diese Heterogenität führt zu einer Verunsicherung in Bezug auf die Frage, woran sich zukünftige Strategien und Maßnahmen zum Netzausbau orientieren sollen. Sie verdeutlichen aber auch, dass es keinen „Königsweg“ für den Netzausbau gibt, sondern dass bezüglich der Rahmen setzenden Parameter vieles noch offen ist. Aufgrund der z. T. noch nicht vorhersehbaren Entwicklungen auf Erzeugungsseite können manche Annahmen gegenwärtig weder falsifiziert noch verifiziert werden.

¹¹² Zum Beispiel unterscheiden sich die Annahmen über die zukünftigen EE-Erzeugungsanteile, den zukünftigen Energiemix und die Verbrauchsentwicklung erheblich. Große Divergenzen (bis hin zur Nicht-Berücksichtigung) bestehen auch bzgl. der Annahmen über die zukünftige räumliche Verteilung von Energieerzeugung und -verbrauch.

4.2.1.2 Ermittlung des Netzausbaubedarfs

dena-Netzstudien

Bereits im Vorfeld der Aktivitäten zur beschleunigten Energiewende wurde deutlich, dass es einer die Regelzonen übergreifenden Gesamtbetrachtung bedarf, um die Netzausbaubedarfe ermitteln zu können. In Ermangelung einer *formalen* staatlichen Zuständigkeit für diese Aufgabe vor 2011 initiierte die dena die Erarbeitung zweier „Netzstudien“ durch die vier Übertragungsnetzbetreiber.¹¹³ Diese Studien können als Vorläufer der heutigen Netzentwicklungsplanung (vgl. Kapitel 4.2.3.2) betrachtet werden.

Die *dena-Netzstudie I* von 2005 (dena 2005) untersuchte den notwendigen Ausbau der Stromübertragungsnetze für die Nutzung von 20 % erneuerbarer Stromerzeugung bis zum Jahr 2015. Als Ergebnis wurden trassenkonkrete Netzverstärkungsmaßnahmen und ein Ausbaubedarf von 850 km neuen Leitungstrassen bis 2015 im deutschen Übertragungsnetz ermittelt. Wenngleich umstritten, hatte diese Studie handlungsleitenden Charakter für die Auswahl prioritärer Trassenabschnitte, die in das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG 2009) aufgenommen wurden.

Die im November 2010 veröffentlichte *dena-Netzstudie II* (dena 2010a) setzte die informelle Netzplanung fort. Ziel der Studie war es, potenziell geeignete Systemlösungen (einschl. Kraftwerkspark und Speicheroptionen) für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem (bis 2020 mit Ausblick 2025) zu untersuchen, um einen Anteil von 39 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit in das Übertragungsnetz zu integrieren (dena 2010b). Die Autoren kamen zu dem Ergebnis, dass bis 2020 – zusätzlich zu den in der dena-Netzstudie I benannten Trassen – ein Netzausbaubedarf von 1.700 bis 3.600 km Trassenlänge erforderlich ist.

Die Ergebnisse der Studie wurden von vielen Seiten kritisch kommentiert.¹¹⁴ Ein zentraler Kritikpunkt war, dass in der Studie technische Modernisierungsmaßnahmen¹¹⁵ und der Ausbau von Speichern vor allem aus betriebswirtschaftlichen Gründen als kaum geeignet betrachtet werden, um zu einer Verringerung des Ausbaubedarfs beizutragen. In diesem Zusammenhang wurde der vor allem kostenoptimierende Ansatz der dena-Studie kritisiert.¹¹⁶ Wie bereits nach Veröffentlichung der ersten dena-Studie monierten Experten erneut die mangelnde öffentliche Datenlage hinsichtlich der Lastflüsse sowie der Übertragungseigenschaften des Übertragungsnetzes. Die intransparente Datenlage verhindere für Außenstehende eine Validierung der Ergebnisse, lasse deren Objektivität

¹¹³ An der Erarbeitung der Studie waren darüber hinaus das Bundeswirtschaftsministerium, das Bundesumweltministerium sowie Vertreter der Regenerativbranche beteiligt.

¹¹⁴ Kritiker unterstellten, dass die Studie interessengeleitet sei (Zimmermann 2011, 32 und 34). Es wurde vermutet, dass der Ausbaubedarf in der dena-Netzstudie II so hoch beziffert wurde, um diese Zahl als Argument gegen den zügigen Ausbau der Energieerzeugung aus Wind und Sonne zu missbrauchen (DUH 23.11.2010).

¹¹⁵ Zum Beispiel das Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturleiterseile, Erdkabel sowie das Lastmanagement (Nachfrageanpassungen) und eine zusätzliche Einbindung von Speichern (dena 2010b, 10 und 13; Zimmermann 2010, 18; dena 2010b, 18).

¹¹⁶ Vgl. u.a. AEE (2011a, 18); Hirschhausen et al. (2010, ii und 8); Jarass (2011).

daher zweifelhaft erscheinen¹¹⁷ und schwäche so die Akzeptanz der Öffentlichkeit gegenüber Netzausbaumaßnahmen (u.a. AEE 2011a, 18).

Nach dem Atomausstiegsbeschluss im Frühjahr 2011 waren die Annahmen der dena-Netzstudie II bezüglich der Erzeugungskapazitäten und ihrer räumlichen Verteilung überholt. In ihren Grundzügen diente die Studie jedoch weiterhin als Ausgangspunkt und Begründungskontext für das NABEG¹¹⁸. Der Entwicklung des Szenariorahmens im August 2011 und der einsetzenden Netzentwicklungsplanung wurden allerdings differenziertere Daten zugrunde gelegt (vgl. Kapitel 4.2.3.2).

Verfügbarkeit und Potenzial von Technologien zur Minderung des Netzausbaus

Angesichts der Konfliktrichtigkeit des Netzausbaus und in Anbetracht der volkswirtschaftlichen Kosten werden Optionen diskutiert, durch die der Netzausbaubedarf vermindert werden könnte. So befürwortet auch der Bundestag (BT-Drucksache 17/5816) die Möglichkeiten der Netzoptimierung prioritär zu prüfen (vgl. auch § 12 EnWG). Eine rechtliche Verpflichtung der „Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau“ („NOVA“)¹¹⁹ lässt sich daraus jedoch nicht ableiten. Derzeit werden verschiedene Technikoptionen¹²⁰ im Hinblick auf ihren Beitrag zur Netzentlastung geprüft. Umstritten ist, in welchem Maße Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes senken können.

Auch über den Beitrag von Speichern zur Netzentlastung bestehen Unsicherheiten (vgl. Kapitel 4.5.1). Mittlerweile ist aber unumstritten, dass ein Speicherausbau den Netzausbaubedarf nur geringfügig vermindern kann. Der Zubau von Speichern löst das Problem der verbrauchsfernen Erzeugung und des daraus resultierenden Transportbedarfs nicht. Sie stellen vielmehr selber Lasten dar, für die Netzkapazitäten vorzuhalten sind. Hinzu kommt, dass die bedarfsgerechte Verfügbarkeit einer Reihe zukünftiger Speicherkonzepte (Power-to-Gas, Druckluftspeicher, Batteriespeicher) noch unsicher ist. Bei Pumpspeicherwerken – einer bereits etablierten Technik – sind die Ausbaupotenziale stand-örtlich, aber auch angesichts des gesellschaftlichen Konfliktpotenzials begrenzt. Abgesehen davon gelten Speicher als Lastausgleich auch als die teuerste Option.

Festzuhalten ist, dass trotz einiger Fortschritte nach wie vor erhebliche Unsicherheiten in Bezug auf den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten bestehen. In dieser Situation ist eine szenarienbasierte Vorgehensweise für die Bedarfsermittlung unumgänglich um Fehlentwicklungen vorzubeugen. Es ist davon auszugehen, dass sich nicht überprüfbare – und insbesondere nicht zutreffende – Annahmen restriktiv auf die Legitimität und Akzeptanz und damit auf die Umsetzung der Netzausbauplanungen auswirken.

¹¹⁷ Der Entstehungsprozess der Studie war insofern nicht transparent, als dass die zugrundeliegenden Netzdaten (Daten über Lastflüsse im Übertragungsnetz sowie über Übertragungseigenschaften) der Betreiber nicht veröffentlicht wurden. Der abgeleitete Netzausbaubedarf kann nach wie vor weder von der Bundesnetzagentur noch von Außenstehenden nachgeprüft werden (Zimmermann 2011, 30; Hirschhausen et al. 2010; AEE 2011a, 18).

¹¹⁸ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

¹¹⁹ Vgl. DUH (2009, 48 f.); vgl. auch Kapitel 4.2.2.4.

¹²⁰ V. a. Austausch gegen leistungsfähigere Leiterseile, Leiterseil-Temperaturmonitoring, Hochtemperaturleiterseile.

4.2.1.3 Fehlende Legitimation und Akzeptanz der Netzausbauplanung

Für die gesellschaftliche Akzeptanz des Übertragungsnetzausbaus ist eine nachvollziehbare und plausibel begründete Darlegung des Ausbaubedarfs von großer Bedeutung. Durch die dena-Netzstudien (vgl. Kapitel 4.2.1.2) wurde eine solche Bedarfslegitimation nicht erreicht. Die verwendete Datenbasis war intransparent und galt als nicht validierbar. Autoren und Ergebnisse galten als nicht glaubwürdig. Es wurde unterstellt, die Studie sei interessengeleitet und unterstütze die Fortsetzung der fossilen Energieversorgung. Der ermittelte Netzausbaubedarf wurde als übertrieben hoch empfunden. Die Zweifel an der Bedarfsermittlung führten nicht zur gewünschten „Abschichtung“ der Bedarfsfrage, sondern blieben auch auf der Zulassungsebene Gegenstand der Auseinandersetzung.¹²¹

Mit dem 2011 eingeleiteten Prozess der Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung sollte die Transparenz und dadurch die Legitimation der Netzentwicklungs- sowie der Bundesbedarfsplanung durch eine Öffentlichkeitsbeteiligung verbessert werden. Für Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan sind nun Konsultationsverfahren vorgesehen. Darüber hinaus erfolgt eine Validierung durch die Bundesnetzagentur, unter deren Prüf- und Genehmigungsvorbehalt der von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelte Ausbaubedarf steht (vgl. hierzu ausführlich Kapitel 4.2.4.3).

Um den ermittelten Ausbaubedarf überprüfen zu können, ist insbesondere ein weitgehender Zugang zu den Lastflussdaten der Netzbetreiber die Voraussetzung. Sowohl Übertragungsnetz- wie auch Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, tatsächliche Lastflüsse und bestimmte netzrelevante Daten „unverzüglich und in geeigneter Weise“ zu veröffentlichen (§ 17 Abs. 1 StromNZV). Dabei handelt es sich um eine Informationspflicht gegenüber der Allgemeinheit bezüglich wichtiger Strukturdaten der Netze (vgl. Lüdtker-Handjery 2012). Zu den Veröffentlichungspflichten zählen nach § 17 Abs. 1 Ziff. 2 StromNZV u. a. auch die Daten über die Jahreshöchstlast und den Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung in den Elektrizitätsversorgungsnetzen. Diese Daten veröffentlichen die Netzbetreiber mittlerweile im Internet.¹²² Nach § 27 II StromNZV sind die Strukturelemente der Netze zu veröffentlichen, z. B. Stromkreislänge, entnommene Jahresarbeit, Einwohnerzahl und geographische Länge des Netzbetriebs. Nach § 15 IV StromNZV sind Engpässe im Netz zumindest auf der Internetseite zu veröffentlichen. Zudem hat die Bundesnetzagentur dem Bundeswirtschaftsministerium, dem Bundesumweltministerium und dem Umweltbundesamt alle Daten zur Verfügung zu stellen, die für digitale Netzberechnungen erforderlich sind, insbesondere Einspeise- und Lastdaten sowie Impedanzen und Kapazitäten von Leitungen und Transformatoren. Sie muss nach § 12 f EnWG auf Antrag insbesondere netzknotenpunktscharfe Einspeise- und Lastdaten sowie Informationen zu Impedanzen und Kapazitäten von Leitungen und Transformatoren an bestimmte Dritte herausgeben.

Die Stellungnahmen im Rahmen des öffentlichen Konsultationsverfahrens zum Szenariorahmen (vgl. Kapitel 4.2.5.5) lassen jedoch erkennen, dass die grundlegende Kritik an der Intransparenz der Lastflussdaten noch nicht ausgeräumt werden konnte. Es bestehen Zweifel an dem Willen zur Transparenz, da die veröffentlichten Daten nach wie vor nicht für die Nachvollziehbarkeit der Bedarfsermittlung ausreichen. Ein grundlegendes Problem besteht darin, dass die veröffentlichten

¹²¹ So wurde die Bedarfsfrage zum grundlegenden Streitpunkt im Fall der „Thüringer Strombrücke“; zumal ein von den Bürgerinitiativen beauftragtes Gutachten („Jarass-Gutachten“) zu dem Ergebnis kam, dass der Bau nicht erforderlich sei.

¹²² Vgl. bspw. http://www.eon-hanse.com/pages/eha_de/Netz/Stromnetz/Netzrelevante_Daten/B__17_StromNZV/index.htm, Abruf 19.09.2012.

Daten in der Praxis kaum überprüfbar sind, da sie von den Netzbetreibern erhoben werden. Selbst die Bundesnetzagentur muss sich teilweise auf eine Plausibilitätskontrolle beschränken.

Ob die Legitimation gegenüber der kritischen Öffentlichkeit auf Bundesebene verbessert werden kann, hängt allerdings in starkem Maße von der Glaubwürdigkeit der verantwortlichen Akteure ab. Auch die Bundesnetzagentur muss sowohl ihre Fachkompetenz als auch ihre Objektivität als kontrollierende und genehmigende Behörde für die Netzentwicklungsplanung (vgl. Kapitel 4.2.4.3) unter Beweis stellen.

4.2.1.4 Einfluss von Strommarktfaktoren auf konventionelle Kraftwerksstandorte und den Netzausbaubedarf

Neben den Netzbetreibern sind auch die Betreiber konventioneller Kraftwerke ein wesentlicher Akteur der Stromwirtschaft und auf leistungsfähige Stromnetze angewiesen. Die Stromerzeugungskosten sind zum einen vom Kraftwerkstyp und zum anderen von den Brennstoffkosten abhängig. Ob die Erzeugungskosten beim Verkauf erzielt werden können, zeigt sich erst an der Strombörse und ist dort nur von Stromangebot und -nachfrage abhängig. Bei der Preisbildung an der Strombörse spielen benötigte Leitungskapazitäten bisher keine Rolle. Bestehende Netzengpässe in bestimmten Regionen Deutschlands, z. B. von Norden nach Süden, finden heute keinen Niederschlag in der Preisbildung der Börse.¹²³ Folglich berücksichtigt die Standortsuche für neue Kraftwerke kaum die zu überwindende Entfernung zu den Stromkunden, sondern orientiert sich primär an den Transportkosten für den erforderlichen Brennstoff (z.B. Braun- oder Steinkohle, Erdgas) zum Kraftwerksstandort. Planungen für neue Kohlekraftwerke aber auch einige Erdgaskraftwerke zielen somit häufig auf Standorte an den Küsten, großen Flüssen bzw. Nähe zu Gasimportleitungen. Diese liegen überwiegend im Norden Deutschlands und nicht in der Nähe der industriellen Verbrauchsschwerpunkte. Werden die bisher räumlich näher an den Verbrauchszentren errichteten konventionellen Alt-Kraftwerke sukzessive stillgelegt und durch neue verbrauchsferne Kraftwerksplanungen ersetzt, würde daraus voraussichtlich ein zusätzlicher Netzausbaubedarf resultieren.

Daneben hat der sehr hohe Photovoltaik-Zubau in kurzer Zeit zwischen 2009 und 2011 (rund 19 GW) die wirtschaftliche Lage für bestehende und neue konventionelle Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, die einen Großteil ihrer Einnahmen in Verbrauchspitzen des Tages erzielen müssen (primär Gas- und Steinkohlekraftwerke) schneller als erwartet verschlechtert. Das hohe Photovoltaik-Leistungsangebot mit Tagesspitzen von 20 GW und mehr verdrängt diese konventionellen Kraftwerke aus den bisher lukrativen Tageszeiten und führt an der Börse zu signifikanten Preisdämpfungen (sog. Merit-Order-Effekt¹²⁴). So lag an manchen Tagen im Jahr 2012 der Stromgroßhandelspreis an der Strombörse EEX

¹²³ Wenn sich regionale Angebotsüberschüsse bzw. -knappheiten in Marktsignalen widerspiegeln sollen, müsste das einheitliche Marktgebiet wieder in verschiedene Preiszonen aufgeteilt werden. Damit würde ein Anreiz zum Bau von (konventionellen) Erzeugungskapazitäten in den teureren Zonen entstehen, ohne dass das Netz zu benachbarten Preiszonen ausgebaut werden müsste. Eine solche Zonierung würde aber dem bisherigen Ansatz, einen Strombinnenmarkt zu schaffen, zuwiderlaufen und wird daher von der Bundesnetzagentur nicht favorisiert (Frontier Economics & Consentec 2011, 40).

¹²⁴ Merit Order (Verdienst-Reihenfolge) bezeichnet die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese wird durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt. Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis (Market Clearing Price). Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Zum Merit Order Effekt (Preissenkungseffekt) der Erneuerbaren Energien vgl. u. a. Sensfuß (2011).

während der sonst teuersten Tageszeit (Mittags) auf oder sogar unter dem Nachtpreisniveau. Bestimmte Kraftwerksbetreiber fahren dadurch bereits Verluste ein und wollen deswegen unwirtschaftliche Altkraftwerke kurzfristig stilllegen.¹²⁵

Die Leistung stillgelegter Kraftwerke würde jedoch im Winterhalbjahr (bei geringem Photovoltaik-Leistungsangebot) fehlen. Insbesondere in Süddeutschland könnte dies zu Netzengpässen führen, weil das Stromnetz dort für diesen Fall noch nicht genügend ausgebaut ist, um die dann benötigten zusätzlichen Leistungen von Nord nach Süd zu übertragen. Die Bundesnetzagentur prüft deshalb die Möglichkeit, statt der Stilllegung dieser zur Versorgungssicherheit und Transformation des Stromsystems benötigten Kraftwerke, diese in eine strategische Reserve zu überführen, damit sie zunächst weiter zur Verfügung stehen.¹²⁶

Ohne nennenswerte Stromspeicherkapazitäten werden künftig weiterhin flexible Gas- und ggf. Kohlekraftwerke mit großer installierter Leistung benötigt, um kurzfristig erforderliche Leistungsanpassungen an die stark fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik bzw. Phasen schwacher EE-Erzeugung zu überbrücken. Dass dies aus Sicht der Betreiber konventioneller Kraftwerke wirtschaftlich sein muss, liegt auf der Hand. Dem wirtschaftlichen Einsatz konventioneller Kraftwerke als Backup für fluktuierende EE-Einspeisung kommt damit in Kombination mit dem Netzausbau eine Schlüsselstellung für die Erzielung hoher EE-Anteile am Stromverbrauch zu. Außerdem besteht wie bei EE-Anlagen auch hier ein direkter Zusammenhang zwischen ggf. ebenso verbrauchsfernen Kraftwerksstandorten und erforderlichlichem Netzausbau.

4.2.2 Optionen für Bedarfssenkung, Kapazitätserhöhung und Netzausbau

4.2.2.1 Realisierung verbrauchsnahe Erzeugungs- und Einspeisungskonzepte

Stromerzeugung durch Windenergie konzentriert sich auf den norddeutschen Raum. Zudem sind auch die aktuellen konventionellen Kraftwerksprojekte¹²⁷ auf den nord- und westdeutschen Raum konzentriert, während die Verbrauchsschwerpunkte im Süden Deutschlands liegen. Diese Entwicklung verschärft die regionalen Ungleichgewichte und damit den Netzausbaubedarf (vgl. BDEW 30.05.2011).

Um den Netzausbaubedarf auf das notwendige Minimum zu beschränken und Übertragungsverluste zu minimieren, sollten die überbrückenden Wege zwischen Erzeugung und Verbrauch möglichst kurz gehalten werden. Diesem Prinzip sind die vor der Strommarktliberalisierung vertikal integrierten Energieunternehmen weitgehend gefolgt. Die Unternehmen hatten aus betriebswirtschaftlichen Gründen ein Interesse daran, ihre Kraftwerks- und Netzplanung nach dem Prinzip möglichst kurzer Distanzen zu optimieren. Der Ausbau der EE-Stromerzeugung (vor allem Windkraftanlagen) erfolgte

¹²⁵ Zum Beispiel will E.ON drei Gaskraftwerke in Bayern stilllegen: http://www.focus.de/panorama/welt/sorge-um-sichere-stromversorgung-e-on-will-weitere-kraftwerke-stilllegen-_aid_752606.html, Abruf: 19.09.2012.

¹²⁶ Die Kosten würden über die Netzentgelte auf die Stromkunden gewälzt. Daneben empfiehlt die Bundesnetzagentur für den Winter 2012/13 Reservekraftwerke mit einer Leistung von über 2 GW vertraglich einzukaufen, um kritische Engpässe in der Stromversorgung Süddeutschlands zu vermeiden (BNetzA 2012a, 78). Diese Situation macht deutlich, dass der Netzausbau auch eine Voraussetzung dafür ist, dass Altkraftwerke in bestimmten Bereichen dauerhaft stillgelegt werden können.

¹²⁷ BDEW-Kraftwerksliste (Stand April 2012): [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/91C0FC9A8D7AD3EEC12579E9002F8CBF/\\$file/120424%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerksliste%20aktuell.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/91C0FC9A8D7AD3EEC12579E9002F8CBF/$file/120424%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerksliste%20aktuell.pdf), Abruf 10.10.2012.

und erfolgt jedoch unabhängig von einer solchen Optimierung. Die Stromerzeuger tragen keine Verantwortung für das Netz. Sie orientieren sich nur an den Standortpotenzialen für die Erzeugung und nicht danach, welche Transportdistanzen und -kosten für die eingespeiste Energie daraus entstehen.

Einige Akteure fordern daher, durch Planung und die Schaffung entsprechender Anreize eine verbrauchsnahe Stromerzeugung mit geringem Langstreckentransportbedarf zu fördern.¹²⁸ Dahinter steht die Hoffnung, dass es in den nächsten Jahren und Jahrzehnten durch eine Gesamtplanung gelingt, auch im Süden Deutschlands den Windkraft-Zubau signifikant zu steigern und gleichzeitig kleinere, räumlich geschickt verteilte konventionelle Backup-(Gas)Kraftwerke zu errichten, damit – in Verbindung mit Stromspeichern – die erforderliche Nord-Süd-Transportkapazität des Stromnetzes (vgl. Kapitel 4.1.2) geringer ausfällt. Eine Restriktion für kleinteilige Erzeugungs- sowie Speicherkapazitäten sind die vergleichsweise hohen Kosten, deren Umfang aus der Sicht von Kritikern dieses Konzeptes ein akzeptables Maß überschreitet (vgl. z. B. Leprich 07.07.2011, mdl.).

4.2.2.2 Bedarfsgerechte Steuerung fossil betriebener Kraftwerke

Vor allem Braunkohle- und Kernkraftwerke laufen bislang im Volllastbetrieb mit konstanter Leistungsabgabe. Die Kraftwerke sind zwar regelbar, aber dennoch vergleichsweise träge. Auf kurzfristige Leistungsänderungen können diese Kraftwerke nur langsam reagieren, d. h. ihr Leistungsänderungsgradient ist gering. Durch diese relative Starrheit auf der Erzeugungsseite werden die Höchstspannungsnetze technisch bedingt mit konventioneller Grundlast belegt und das Potenzial für kurzfristig zu transportierende hohe Windstromleistungen ist entsprechend geringer.

Ohne eine Reduzierung der unflexiblen Netzlasten würden perspektivisch in wachsendem Maße Situationen entstehen, in denen temporäre Leitungsengpässe im Höchstspannungsnetz nicht durch die kurzfristige Leistungsreduzierung der konventionellen Kraftwerke abgebaut werden könnten, sondern durch Abregelung der leichter zu regelnden Windkraftanlagen aufgefangen werden müssten (Einspeisemanagement nach § 11 EEG).

In den für das Bundesumweltministerium erstellten Langfristszenarien (DLR et al. 2012a) wurde daher ein steigender Bedarf für Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ermittelt, der vorrangig durch Gas- und Dampfkraftwerke gedeckt werden kann. Dies gilt umso mehr, wenn sich der angestrebte Netzausbau verzögert (vgl. Nitsch et al. 2010, 103). Für die Netzstabilität und den Ausgleich volatiler erneuerbarer Energieeinspeisung ist es erforderlich, dass künftig der flexible Lastfolgebetrieb zum Regelfall für konventionelle Kraftwerke wird und den heute dominierenden Grundlastbetrieb mit konstanter Einspeisung ablöst. Eine Flexibilisierung ist auch für Erdgas-BHKW-Anlagen erforderlich.

4.2.2.3 Bedarfsgerechte Steuerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Analog zu den konventionellen Kraftwerken ist auch die Flexibilisierung von EE-Stromerzeugungsanlagen erforderlich, damit das starre Einspeiseprinzip des EEG keine Inflexibilitäten schafft. Die Änderung der Regelennergie-Ausschreibungsbedingungen durch die Bundesnetzagentur im April 2011

¹²⁸ Zu den Akteuren, die eine stärker dezentrale Erzeugung fordern, gehören zum Beispiel der Verband Deutscher Grundstücksnutzer, der Bundesverband Neuer Energieanbieter und der VKU (<http://www.vdgn.de/presse/pm-einzelansicht/article/stromautobahnen-vdgn-fordert-verbrauchsnahe-produktion-von-oekostrom/>, Abruf 19.09.2012; BNE 2011b; <http://www.vku.de/service-navigation/veranstaltungen/rueckblick/vision-2050-perspektiven-fuer-stadtwerke-im-energiemarkt.html>, Abruf 23.09.2012).

(vgl. BNetzA 2011) ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung: EE-Stromerzeugungsanlagen müssen künftig nicht nur bedarfsgerecht gesteuert werden können, sondern auch Beiträge zu Systemdienstleistungen im Primär- und Sekundärregelenergiemarkt erbringen, um zur Systemstabilität beizutragen.

Mit der EEG-Novelle 2012 wurden mit dem Marktprämienmodell und der Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen zwei weitere Flexibilisierungsanreize eingeführt. Wechselt der Anlagenbetreiber aus der fixen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung, erhält nach dem Marktprämienmodell zusätzlich zur EEG-Vergütung eine so genannte Managementprämie. Diese soll den Mehraufwand für die Vermarktung abdecken. Die Teilnahme am Marktprämienmodell ist Voraussetzung für die Flexibilitätsprämie bei Biogasanlagen. Dort wird die elektrische Anlagenleistung erhöht und ein Gasspeicher eingebunden, sodass – bei nahezu unveränderter Jahresstromerzeugung – die Anlagenleistung bedarfsgerecht(er) geregelt werden kann, obwohl die Biogaserzeugung weiterhin kontinuierlich erfolgt. Ab dem Jahr 2014 ist die Vermarktung von Strom aus neuen Biogasanlagen ab 750 kW über das Marktprämienmodell sogar verpflichtend. Zusätzlich können am Marktprämienmodell teilnehmende Anlagen auch am Regelenergiemarkt anbieten und so ggf. weitere Einnahmen erzielen.

Beide neuen Elemente im EEG haben das Ziel, dass Marktsignale bei der EEG-Stromerzeugung verstärkt berücksichtigt werden und zu mehr Flexibilität bei der Leistungsbereitstellung führen. Ob diese Instrumente dafür geeignet sind und ihr Ziel erreichen, lässt sich wenige Monate nach der Einführung noch nicht abschließend beurteilen. Der Anreiz der Managementprämie hat sich jedoch als zu hoch angesetzt erwiesen, denn Ende August 2012 wurde von der Bundesregierung ggü. der sowieso festgelegten Absenkung eine zusätzliche Absenkung der Managementprämie zum 01.01.2013 beschlossen (BMU 29.08.2012). Damit sollen die zusätzlichen Kosten der Managementprämie für das EEG reduziert werden, da bereits große Teile der Wind- und Biomassestromerzeugung in das Marktprämienmodell gewechselt sind und weitere Wechsel wahrscheinlich sind.

4.2.2.4 Optionen zur Kapazitätserhöhung von Übertragungsleitungen

Die Darstellung der technischen und organisatorischen Optionen der Kapazitätserhöhung von Netzen durch Optimierung und der dadurch möglichen Senkung des Netzausbaubedarfs bildet eine wichtige Grundlage für die Beurteilung des technisch Machbaren und gesellschaftlich Zumutbaren. Die verschiedenen Möglichkeiten der Ertüchtigung und Kapazitätserhöhung werden in diesem Kapitel im Überblick dargestellt. Sie beziehen sich primär auf die Höchst- und teilweise auch Hochspannungsebene, da die Diskussionen um Freileitung oder Erdkabel bzw. Dreh- oder Gleichstrom vor allem auf diesen beiden Spannungsebenen statt finden.

Für die Kapazitätserhöhung können Ertüchtigungs-, Aus- und Neubaumaßnahmen vorgenommen werden. Die jeweils vorteilhafteste Form der Kapazitätserhöhung hängt von den netzspezifischen Erfordernissen im Einzelfall ab. Die Netzbetreiber haben sich darauf verständigt, nach dem NOVA-Prinzip vorzugehen: Netzoptimierung geht dabei vor Netzverstärkung, bevor als letzte Option der Netzausbau erwogen wird.¹²⁹ Die folgende Abbildung 4-3 verdeutlicht die jeweils im Rahmen der Optimierung, Ertüchtigung sowie dem Aus- oder Neubau verfügbaren Optionen.

¹²⁹ Vgl. Feix & Barth (31.01.2012); vgl. auch BT-Drucksache 17/5816.

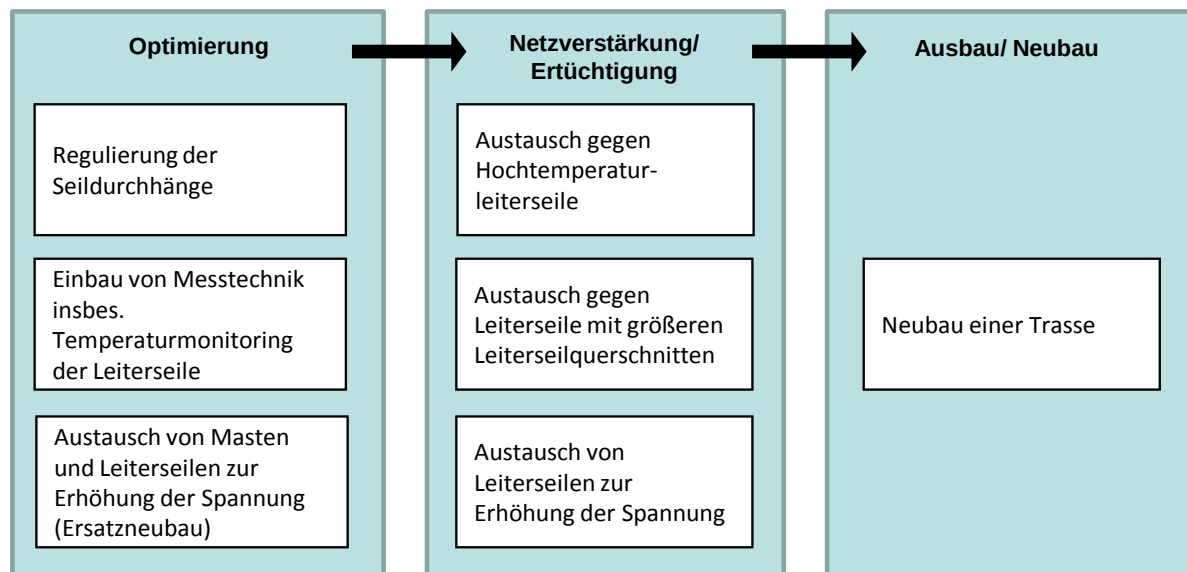


Abbildung 4-3: Optionen zur Kapazitätserhöhung, Priorisierung nach dem NOVA-Prinzip¹³⁰

Rechtlich bindend ist diese Vorgehensweise allerdings nicht. Im Folgenden werden einige ausgewählte Optionen näher erläutert.

Temperaturmonitoring der Leiterseile

Eine mögliche Optimierungsmaßnahme ist das Temperaturmonitoring der Leiterseile. Damit können zeitlich begrenzt auftretende Kapazitätsengpässe beseitigt werden.

Nach DIN 50321 wird „die Übertragungskapazität der Freileitungstechnologie durch die maximal zulässige Temperatur der Leiterseile und ihren Durchhang im Dauerbetrieb begrenzt. Durch ein Ansteigen der Leiterseiltemperatur wird mit der Materialausdehnung der Durchhang der Freileitung größer; der Abstand zum Erdboden wird geringer. Ein minimaler Bodenabstand muss jedoch aus Sicherheitsgründen jederzeit eingehalten werden. Die maximal zulässige Leiterseiltemperatur liegt bei den üblichen Leiterseilen bei 80°C. Wesentlichen Einfluss auf die Leiterseiltemperatur haben Umgebungsbedingungen wie die Sonneneinstrahlung, der Wind und die Umgebungstemperatur“ (Vennegeerts et al. 2007, 162 f.). Die durch die Normung festgelegten Grenzwerte für die Umgebungsbedingungen gestatten in Deutschland saisonal eine temporäre Erhöhung der Übertragungskapazität. Langzeitmessungen der Stadt Bremen (Norddeutschland) haben gezeigt, dass in 95 % der Zeit die Umgebungstemperatur unterhalb der Normbedingungen (35°C) liegt und auch die Wetterbedingungen von der Normbedingung (Windgeschwindigkeit 0,6 m/s, volle Sonneneinstrahlung) abweichen (ebda., 165).

Wenn die Leitungskapazitäten mit Hilfe statischer Verfahren *monatlich* (basierend auf statistischen Wetterdaten) festgesetzt würden, könnten bis zu 20 % zusätzliche Kapazität vor allem in den Wintermonaten bereitstehen (ebda., 168). Werden die Kapazitäten *dynamisch* festgelegt, müssen die erforderlichen Messgrößen¹³¹ für die Kapazitätsberechnung laufend *in Echtzeit* erfasst werden. Durch

¹³⁰ Eigene Darstellung nach BNetzA (2011a, 25).

¹³¹ Dies sind Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung und Leiterseiltemperatur.

ein solches dynamisches Leiterseilmonitoring kann die Auslastung bis zu 50 % gesteigert werden, wie in einem Feldversuch von E.ON ermittelt wurde (ebda., 171).

Jahreszeitlich differenzierende statische Verfahren sind bereits in vielen Ländern im Einsatz, während eine dynamische Echtzeitberechnung bisher nur in wenigen Fällen angewandt wird (dena 2010a, 140). Regional und wetterbedingt sind in Deutschland unterschiedliche Potenziale der Auslastungssteigerung gegeben: Im kühleren und windreicheren Norden Deutschlands können im Durchschnitt höhere Steigerungen erreicht werden als im Süden (Vennegeerts et al. 2007, 154 ff.). Nicht nur die Leiterseile, sondern der gesamte Stromkreis und auch dessen Komponenten (z. B. Transformatoren) müssen dabei für eine höhere Belastung ausgelegt sein. Die hierfür notwendigen Zusatzinvestitionen können sich hemmend auf die Motivation der Übertragungsnetzbetreiber auswirken, diese Maßnahmen der Leistungssteigerung durchzuführen (vgl. Kapitel 4.2.3.3). Zudem unterliegt der Einsatz von Temperaturmonitoring weiteren wirtschaftlichen Restriktionen, da mit der Temperatur auch die Übertragungsverluste steigen.

Hochtemperaturleiterseile

Der Austausch der normalen Beseilung gegen Hochtemperaturleiterseile stellt eine Ertüchtigungsmaßnahme an vorhandenen Trassen dar. Hochtemperaturleiterseile lassen eine Erwärmung bis deutlich über 80°C zu. Die dena-Netzstudie II ging von einer maximalen Betriebstemperatur von 150°C und einer Kapazitätserhöhung um den Faktor 1,5 aus (dena 2010a, 130). Leiterseile mit Betriebstemperaturen > 200°C wurden darin nicht als Stand der Technik angesehen. Aus Japan liegen jedoch Erfahrungen mit Hochtemperaturleiterseilen vor, die bis zu 210°C Leiterseiltemperatur erlauben. Sie sind dort seit rund 40 Jahren im Einsatz und ermöglichen eine Kapazitätserhöhung um den Faktor 1,5 bis 2 (Pink 09.07.2010).

Die Umrüstung auf Hochtemperaturleiterseile kostet im Vergleich zu einer neuen Leitung etwa ein Drittel. Für eine Umrüstung spricht zudem, dass der Austausch innerhalb kurzer Zeiträume realisiert werden kann (Pink 09.07.2010). Ein erheblicher Nachteil ist jedoch, dass die Leiterseile bei hoher Last aufgrund der ansteigenden Seiltemperatur auch deutlich höhere Leitungsverluste verursachen. Dadurch verkürzt sich zudem die Lebensdauer, sodass Hochtemperaturleiterseile häufiger ausgetauscht werden müssen. Damit sind Mehrkosten verbunden. Diese Nachteile können ggf. durch neue Kabel-Materialien vermindert werden (BWE 29.11.2011), die ein deutlich besseres Kosten-Nutzen-Verhältnis als herkömmliche Kabel aufweisen.¹³² Die Zusatzkosten liegen gegenüber der Normalbeseilung um 20 % bis 30 % höher.¹³³ Damit käme der Austausch von Normalbeseilung gegen Hochtemperaturleiterseile finanziell in einen Bereich, in dem er (unter Umständen) eine wirtschaftliche Alternative zum Ersatzneubau bzw. Neubau darstellen kann.

¹³² Neue Hochtemperaturleiterseile (z. B. ACCR – Aluminium Conductor Composite Reinforced oder 3M-Kabel) haben v. a. den Vorteil, dass sie erst ab einer Temperatur von > 200°C beginnen durchzuhängen. Derzeit werden die neuen Kabel von allen vier Übertragungsnetzbetreibern erprobt (<http://www.wiwo.de/technologie/umwelt/innovation-der-woche-3m-beschleunigt-die-stromversorgung/5927504.html>, Abruf 19.09.2012).

¹³³ Für die Hochtemperaturleiterseil-Technik wurden von der dena (2010a) noch 70 % Mehrkosten angenommen. Die dena-Netzstudie II ging davon aus, dass die Technik u. a. aus wirtschaftlichen Gründen nicht maßgeblich zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beitragen kann.

Umrüstung auf Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Nach Häusler et al. (1997) können bestehende AC-Freileitungs-Trassen grundsätzlich zu Gleichstrom-Freileitungen umgebaut werden. An den Endpunkten der Leitungen müssen hierfür Konverterstationen neu errichtet werden. Die vorhandenen Masten und Leiterseile können – abhängig vom Zustand – weiter verwendet werden.

Bei einer Betriebsspannung von 500 kV kann auf der gleichen Strecke eine zweieinhalbfach höhere Leistung übertragen werden (im Vergleich zu einer 380 kV-AC-Leitung), wobei sich die Übertragungsverluste halbieren. Auch der Planungs- und Realisierungszeitbedarf reduziert sich gegenüber Neubaustrecken signifikant.

Umrüstung zur Gleichstrom-Wechselstrom-Kopplung

Bei den Übertragungsnetzbetreibern (Amprion zusammen mit TransnetBW) gibt es konkrete Überlegungen, Gleichstromübertragung und Wechselstromübertragung *auf einer Trasse* zu realisieren. Das Konzept wird als „Ultranet“ bezeichnet. Über bestehende Höchstspannungstrassen kann zusätzliche elektrische Leistung fließen, indem eines der beiden 380 kV-Wechselstrom-Leitungsbündel auf 400 kV-Gleichstromtechnik (HGÜ) umgestellt wird. Bis 2017 soll eine solche 400 km lange Leitung mit Gleichstrom-Wechselstrom-Kopplung vom Niederrhein nach Baden-Württemberg weitgehend auf vorhandenen Masten errichtet werden (vgl. Amprion GmbH 29.05.2012). Der geplante Abschnitt ist Teil einer der vier HGÜ-Trassen, die im Netzentwicklungsplan 2012 vorgesehen sind. Er soll Teil des zukünftigen Overlay-Netzes werden.

Das Konzept soll zunächst auf einer 2,4 km langen Leitungsstrecke zwischen dem Kraftwerksstandort Datteln und dem Anschlusspunkt Mengender Heide getestet werden.¹³⁴ Geprüft werden soll, welche Effekte bei einem gemeinsamen Betrieb von Gleich- und Wechselspannungsstromkreisen auf einem Freileitungsgestänge auftreten, z. B. ob es zu ungewollten Überlagerungen der beiden Stromkreise kommt.

4.2.2.5 Freileitungen und Erdkabel als Optionen der Höchstspannungsübertragung

Für den Neubau von Langstrecken-Transportleitungen zwischen den Erzeugungsstandorten und Verbrauchszentren stehen – neben den im vorherigen Kapitel aufgeführten Kapazitätserhöhungen bestehender Leitungen – die Optionen Freileitung und Erdkabel zur Verfügung. Mögliche Ausführungsvarianten wurden u. a. in der dena-Netzstudie II und von EFZN untersucht (vgl. Tabelle 4-2).

¹³⁴ Vgl. E.ON AG (2012, 5). Das Projekt wird von der TU Dortmund wissenschaftlich begleitet.

Tabelle 4-2: Optionen der Höchstspannungs-Übertragungstechnik¹³⁵

Übertragungstechnik	Ausführung	Erfahrungen
380 kV-Wechselstrom-Übertragung	Freileitung	in Deutschland üblich
380 kV-Wechselstrom-Übertragung	Kabel (VPE oder GIL)	kurze Strecke in Berlin (Tunnel)
750/800 kV-Wechselstrom-Übertragung	Freileitung	in Deutschland nicht im Einsatz; aber erprobt
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (CSC)	Freileitung	International z.B. China
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (CSC)	Kabel (Ölkabel)	Bisher primär bei Seekabeln in Verwendung
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (VSC)	Freileitung	k.A.
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (VSC)	Kabel (VPE)	Pyrenäen-Querung von Baixas (F) nach Santa Llogaia (E) 65 km

CSC= Current Sourced Converter; VSC= Voltage-Sourced Converter, GIL= gasisolierter Leiter; VPE= vernetztes Polyethylen

Die beiden folgenden Abschnitte befassen sich mit den Vor- und Nachteilen der Technikoptionen, jeweils differenziert nach der Ausführung als Freileitung oder Kabel. Wechselspannung wird dabei mit AC (Alternating Current) und Gleichstrom mit DC (Direct Current) abgekürzt.

Freileitungen (Gleichstrom, Wechselstrom)

Die seit über 100 Jahren eingesetzten Freileitungen sind die einfachste und kostengünstigste Form für die Übertragung hoher Leistungen mit *Höchstspannung*. Die benötigten Komponenten für AC- und DC-Freileitungen sind vergleichbar und technischer Standard. Grundsätzliche technische Restriktionen bestehen nicht. AC-Leitungen eignen sich wegen zunehmender Verluste (Blindleistung) weniger gut für Langstreckentransporte über mehrere hundert Kilometer. Hierfür sind Gleichstromverbindungen besser geeignet. HGÜ-Verbindungen sind in der Lage, sehr hohe elektrische Leistungen (bis zu 10 GW) bei hohen Spannungen (bis 1.000 kV) verlustarm über lange Distanzen zu übertragen.¹³⁶

Erdverkabelung (Wechselstrom, Gleichstrom)

Die Vor- und Nachteile der Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen werden kontrovers diskutiert. Für eine zielführende Diskussion sind vorab folgende Fragen zu klären:

- Handelt es sich um eine Höchst-, Hoch- oder Mittelspannungsstrecke?
- Geht es um Wechsel- oder Gleichstromtechnik?
- Ist eine hohe Auslastung mit dauerhaft hoher Leistungsübertragung zu erwarten?
- Ist die Strecke kurz (wenige km) oder lang (größer 100 km)?

¹³⁵ Nach dena (2010a) und EFZN (2011b).

¹³⁶ Einsatzbeispiele dafür gibt es in China: Zwischen Yunnan und Guangdong werden fast 1.500 km mit einer bipolaren +/- 800 kV-Gleichstromleitung (d. h. 1.600 kV Spannungsdifferenz) überwunden, wobei eine Leistung von 5.000 MW übertragen werden kann. Die Leitungsverluste liegen bei 2 % pro 1.000 km plus knapp 1,5 % Verluste an den Konverterstationen (vgl. http://www.innovations-report.de/html/berichte/energie_elektrotechnik/erste_800_kv_hgUe_leitung_china_vollbetrieb_156736.html, Abruf 19.09.2012).

Die folgenden Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf Höchstspannungs-Kabelverbindungen. Während sich Freileitungen technisch als sehr robust, langlebig (bis 80 Jahre) und effizient erwiesen haben, gibt es für AC-Höchstspannungserdkabel signifikante technische Einschränkungen und betriebliche Nachteile. So erreichen Kabelstrecken nur 30 bis 40 % der Leistungsübertragungskapazität einer vergleichbaren Freileitung, da die Kabeltemperaturen bzw. die Kühlung eine wesentliche Leistungsbegrenzung darstellen. Weltweit wurden folglich bisher nur sehr wenige Erdverkabelungsstrecken mit AC-Höchstspannungskabeln realisiert (Vattenfall Europe 2005, 2 ff.). Ein Beispiel ist die 380 kV-Traversale in Berlin.

Für AC-Kabelstrecken können zur unterschiedliche Kabeltechniken zum Einsatz kommen: Öl-isolierte Kabel, kunststoffisolierte VPE-Kabel oder in Rohren verlegte gasisolierte Leiter (GIL). Bei Ölkabeln wird ölgetränktes Papier als Isolator verwendet. VPE-Kabel besitzen eine Isolierung aus vernetztem Polyethylen. Beide benötigen eine aufwändige teure Abschirmung und Kühlung. GIL haben gegenüber VPE-Kabeln zwei Vorteile: Sie schirmen das elektrische Magnetfeld sehr gut ab¹³⁷ und erlauben die Übertragung hoher, mit Freileitungen vergleichbarer Leistungen bis zu 4.000 MW. Hinzu kommt eine Überlastbarkeit von bis zu 100 % für mehrere Tage (Vennegeerts et al. 2007, 177). Da bei AC-Höchstspannungserdkabeln kapazitive Blindstrom- und Ladestromverluste auftreten, ist der Einbau von Kompensationseinrichtungen (Drosseln) unverzichtbar. Die möglichen Übertragungslängen bei Höchstspannungs-Wechselstromkabeln werden vor allem durch die hohe Kabelerwärmung und den Aufwand zur Blindleistungskompensation begrenzt. Somit ist eine Erdverkabelung von AC-Höchstspannungsleitungen nur für über Entfernungen von deutlich unter 100 km¹³⁸ sinnvoll. Bei HGÜ-Technik entfällt eine aufwändige Kühlung und es entstehen nur geringe Leitungsverluste. Beispiele dafür sind die Kabelverbindungen in der Nord- oder Ostsee, die das deutsche Stromnetz mit dem skandinavischen Netz verbinden. Aber auch HGÜ-Kabelverbindungen erreichen nicht die Übertragungsleistungen von HGÜ-Freileitungen, sodass für hohe Leistungsübertragungsanforderungen mehrere Kabel parallel verlegt werden müssen. Während bei HGÜ-Kabeln nur geringe ohmsche Verluste auftreten¹³⁹, liegen die Leitungsverluste bereits bei 380 kV-AC-Freileitungen mit ca. 1,5 % pro 100 km bereits deutlich höher, und die Verluste bei AC-Höchstspannungskabeln nochmals deutlich darüber.

Zur Ausführung einer HGÜ-Verbindung (als Freileitung oder Kabel) stehen zwei Varianten zur Auswahl, die sich in ihren Möglichkeiten und Grenzen deutlich unterscheiden:

- **Netzgeführte Hochspannungs-Gleichstromübertragung (LCC – Line Commutated Converter)**

Diese klassische Variante arbeitet netzgeführt mit Thyristoren oder IGBT.¹⁴⁰ Diese Technik wurde bislang vornehmlich für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen genutzt. Ein wesentlicher

¹³⁷ Bei Hochspannungs-Gleichstromkabeln (HGÜ-Kabel) tritt keine elektromagnetische Strahlung auf.

¹³⁸ Die Ansichten zur maximalen Entfernung gehen sowohl bei den Übertragungsnetzbetreibern als auch in der Literatur weit auseinander, was wesentlich mit den zusätzlichen Kosten und Betriebsaufwand zusammenhängt (vgl. Kapitel 4.2.3.3).

¹³⁹ Beim NorNed-Kabel (LCC) von Holland nach Norwegen wurden über 580 km nur 3,7 % Verlust gemessen (Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages 2009, 2).

¹⁴⁰ Ein Thyristor ist ein Halbleiterbauelement (Schalter), das durch einen geringen Gatestrom eingeschaltet wird und dann so lange leitend ist, bis der sogenannte Haltestrom unterschritten wird. IGBT (Insulated-Gate-Bipolar Transistor) ist auch ein Halbleiterbauelement, das mehr Freiheiten im Betrieb ermöglicht (pulsmodulierter Betrieb; Blindleistung und Wirkleistung unabhängig voneinander einzustellen). ABB und Siemens nennen dies HVDC classic.

Nachteil der LCC-Technik ist, dass im Gegensatz zur neueren VSC-Technik nicht verschiedene Spannungsebenen über Umrichter verbunden werden können und so kein vermaschtes Netz aufgebaut werden kann. Für Freileitungen werden normale Leiterseile genutzt. Bei LCC-HGÜ Kabelstrecken werden Ölkabel verwendet.

- **Selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstromübertragung (VSC – Voltage-Sourced Converter)**

Diese jüngere Variante der Gleichstromübertragung ist transistorenbasiert.¹⁴¹ Durch die Verwendung von Hochleistungstransistoren arbeitet diese wie ein elektronischer Generator, womit auch ein spannungsloses Netz selbstständig aufgebaut werden kann (Schwarzstart-Fähigkeit).¹⁴² Die Spannung ist variabel, sodass auch vermaschte Netze möglich sind. Hauptnachteil ist bislang, dass die maximal möglichen übertragbaren Leistungen bei Kabelstrecken (VPE-Kabel) bisher bei nur 1.000 MW und die maximalen Spannungen bei 330 kV liegen. Mit der technischen Weiterentwicklung (u. a. bei den erforderlichen, aber noch nicht kommerziell verfügbaren Gleichstrom-Leistungsschaltern¹⁴³) in den nächsten Jahren wird jedoch erwartet, dass die heutigen Leistungsbegrenzungen deutlich überschritten werden. Wenn sich die Erwartungen erfüllen, kann die VSC-HGÜ künftig eine wichtige Funktion in einem mit Drehstrom vermaschten Stromnetz wahrnehmen.

Sollten bis zum Jahr 2030 rund 25 GW Offshore-Windkraftanlagen in Nord- und Ostsee aufgestellt sein (vgl. Die Bundesregierung 2002), müssten bis dahin zum Abtransport des Stroms rechnerisch sieben neue 380 kV-AC-Doppelfreileitungen errichtet werden (Erlich et al. 09.07.2010). Bei Erdverkabelung wären wegen der geringeren Leitungskapazitäten von AC-Höchstspannungserdkabeln (40 %) sogar bis zu 18 Doppelerdkabel erforderlich. Diese einfache Rechnung zeigt deutlich, dass es aller Voraussicht nach sinnvoll ist, für den Langstreckentransport auf leistungsfähige HGÜ zu setzen. Aber auch für HGÜ gilt, dass Freileitungen deutlich kostengünstiger (vgl. Kapitel 4.2.3.3) zu realisieren sind als Erdkabel. Akzeptanzsteigernde Teilverkabelungsstrecken sind jedoch bei durchgängigen HGÜ-Langstreckenverbindungen technisch gesehen einfacher und im Vergleich kostengünstiger zu realisieren, als Höchstspannungs-Wechselstromkabel, da Gleichstromkabel nicht aufwändig gekühlt werden müssen und dennoch hohe Leistungen übertragen können.

Wegen der weltweit nur geringen Nachfrage nach Höchstspannungs-VPE-Kabeln werden keine Lieferengpässe bei den sieben führenden Herstellern erwartet. Nach bisherigen Erfahrungen im 110 kV-Bereich beträgt die Lebensdauer von VPE-Kabeln bis zu 40 Jahre. Bei 380 kV-Kabeln liegen noch keine Langzeiterfahrungen vor. Auch für GIL-Kabelstrecken können aufgrund des seltenen Einsatzes keine belastbaren Aussagen getroffen werden, Erfahrungswerte gibt es lediglich für gasisierte Schaltanlagen: hier liegen Lebensdauererfahrungen von 40 Jahren vor.¹⁴⁴

¹⁴¹ Ein Transistor ist mit elektrischer Spannung steuerbarer Widerstand. Siemens nennt VSC-Verbindungen HVDC plus; ABB nennt sie HVDC light.

¹⁴² Vgl. http://www.energie-und-technik.de/automatisierung/technik-know-how/smart-grid/article/30098/1/HG_und_FACTs_fuer_stabile_Netze, Abruf 19.09.2012.

¹⁴³ Leistungsschalter werden benötigt, um Leitungsverbindungen abschalten zu können. Eine Abschaltung ist bei Wechselspannungstechnik weniger schwierig, da der Leistungsschalter beim Nulldurchgang der Sinuskurve aus- oder einschalten kann, wenn die Spannung nahezu Null ist. Bei Gleichstrom tritt kein Nulldurchgang ein. Im Falle der Abschaltung können starke Lichtbögen entstehen.

¹⁴⁴ Vgl. <http://www.energiespektrum.de/index.cfm?pid=1388&pk=78732>, Abruf am 19.09.2012.

Zwischenfazit

Im Zentrum der Diskussion um den als notwendig erachteten Aus- und Umbau des Stromnetzes stehen die verfügbare Netztechnik für das Übertragungsnetz und letztlich die damit verbundenen Kosten. Der Überblick über die verschiedenen Möglichkeiten zur Ertüchtigung und Kapazitätserhöhung des Übertragungsnetzes zeigt, dass die Auswahl der Technik jeweils in hohem Maße von den fallspezifischen Rahmenbedingungen abhängt (Kurz- oder Langstreckentransport, zu übertragende Lasten, Wechsel- oder Gleichspannung). Eine verallgemeinerbare Bevorzugung bestimmter Techniken ist nicht möglich. Der Vergleich der technischen Möglichkeiten ist eine komplexe, mehrdimensionale Aufgabe. Dabei sind in der Öffentlichkeit differenzierte technische Erwägungen oft schwer zu vermitteln.¹⁴⁵ Gegensätzliche Expertenauffassungen über die technische Machbarkeit von 380 kV AC-Erdverkabelungsstrecken mit einer Länge von über 20 km verdeutlichen, dass hier noch Forschungsbedarf und Unsicherheiten bzgl. des technisch Machbaren bestehen. Die Unsicherheiten können sich restriktiv auf die Akzeptanz von Netzplanungen auswirken. In der Erdverkabelung liegt eine Möglichkeit zur Steigerung der Akzeptanz zusätzlicher Hochspannungsleitungen (vgl. Kapitel 4.2.4.1). Zugleich sind jedoch auch die sehr hohen Kosten von 380 kV AC-Erdkabeln (vgl. Kapitel 4.2.3.3) als ökonomische Restriktion zu betrachten. Optimierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen an den Übertragungsleitungen sind prinzipiell schneller umsetzbar als ein Trassenneubau, sie sind jedoch mit Blick auf den Leistungszuwachs oftmals nicht kostengünstiger. Um wie viel sich der Neubaubedarf durch Netzoptimierung vermindern lässt, hängt zudem von den spezifischen Bedingungen im Einzelfall ab.

4.2.2.6 Overlay-Netz als zusätzliche Übertragungsnetzebene

Die Langstreckenübertragung großer Leistungen im Stromnetz über Distanzen von mehreren hundert Kilometern war in Deutschland bisher nicht erforderlich, da die Erzeugungskapazitäten in der Vergangenheit in Nähe der Verbrauchszentren errichtet wurden. Mit der Errichtung der verbrauchsfernen Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee in Verbindung mit Windparks an Land in Norddeutschland entsteht künftig ein Bedarf, hohe Leistungen über mehrere hundert Kilometer in die Verbrauchszentren Mittel- und Süddeutschlands zu transportieren. Um dies verlustarm zu ermöglichen, ist die Errichtung eines so genannten Overlay-Netzes (in Deutschland und Europa) in der Diskussion. Die deutliche Reduzierung der Netzfrequenz von 50 Hertz bis hinunter auf Null bei Gleichstrom ist die einzige Möglichkeit, einen verlustarmen Langstreckentransport von Strom zu realisieren. Bereits im Vorfeld des Netzentwicklungsplans 2012 gab es verschiedene Überlegungen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber, welche HGÜ-Verbindungen zwischen den Aufkommens- und Verbrauchsgebieten sinnvoll wären. Diese Überlegungen wurden im Zuge der Netzentwicklungsplanung 2012 konsolidiert und aufeinander abgestimmt. Die HGÜ-Trassen müssen nicht notwendigerweise neu errichtet werden. Derzeit wird geprüft, inwieweit eine Mitführung auf bestehenden Leitungsmasten möglich ist. Technisch gesehen ist dies grundsätzlich möglich. Offen ist jedoch noch die Frage der Vermaschung¹⁴⁶ mit dem AC-Höchstspannungsnetz. Um diese vollständig

¹⁴⁵ Kommunikation und Vermittlung sowie die Kompetenzen, die Voraussetzung für ein Verständnis der komplexen Technik sind, stellen eine Restriktion des Netzausbaus dar, mit der wir uns in Kapitel 4.2.5 befassen.

¹⁴⁶ „Der Vermaschungsgrad gibt an, mit wie vielen anderen Knoten einzelne Netzknoten im Übertragungsnetz verbunden sind. In einem hoch vermaschten Netz haben die Netzknoten eine große Anzahl direkter Verbindungen zu anderen Knotenpunkten“ (Die Übertragungsnetzbetreiber 2012, 395).

zu ermöglichen, muss die VSC-Technik (vgl. Kapitel 4.2.2.5) eingesetzt werden, die jedoch noch nicht Stand der Technik ist. Mit der CSC-Technik, die bisher weiter verbreitet ist, ist keine Vermaschung und Stabilisierung des Wechselstrom-Übertragungsnetzes, sondern nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen möglich.

Alternativ zu einem HGÜ-Overlay-Netz könnte alternativ auch ein 16,7 Hertz-Wechselstromnetz betrieben werden, wie es bei der Deutschen Bahn der Fall ist. Bei dieser niedrigen Netzfrequenz würden sich die Übertragungsverluste um zwei Drittel verringern. Wie bei VSC könnte die Verbindung zum 50 Hertz-Netz über Umrichter hergestellt werden (Erlich et al. 09.07.2010; Brakelmann 06.05.2010), sodass weiterhin eine Vermaschung möglich wäre. Die Verfügbarkeit und Funktionsfähigkeit der Umrichter ist in der Bahnstromversorgung Stand der Technik und wäre damit grundsätzlich gegeben. Dennoch sind die Hürden dafür noch groß, denn die Umrichter müssten entweder sehr große Leistungen von einigen Tausend MW erbringen können – was derzeit noch nicht in der Breite üblich ist – oder die Generatoren in den Erzeugungsanlagen müssten auf 16,7 Hertz umgerüstet werden, was einen direkten Anschluss der Anlagen an das Overlay-Netz erfordern würde.

4.2.3 Rechtlicher und ökonomischer Rahmen für den Ausbau des Übertragungsnetzes

Die Diskussion um den Netzausbau im Höchstspannungsbereich dreht sich im Kern um die Umsetzbarkeit von Neubaustrecken unter Zeit-, Kosten- und Akzeptanzrestriktionen. Zwar sollen prioritäre Leitungen beschleunigt ausgebaut werden. Sofern aber eine Beschleunigung nicht vorrangig durch einen effizienteren und bundesländerübergreifend koordinierten Verfahrensablauf möglich ist, zieht der Zeitdruck Einschränkungen bei der Bürgerbeteiligung nach sich. Betroffene Anwohner fordern mehr Erdverkabelungen von Höchstspannungsleitungen, was bisher nur in wenigen Einzelfällen üblich war und die Kosten beim Ausbau des Höchstspannungsnetzes vervielfacht. Zudem stellt sich die Frage der Anerkennung von Mehrkosten in den Investitionsbudgets seitens der Bundesnetzagentur.

4.2.3.1 Vorgaben und Initiativen für den Übertragungsnetzausbau auf EU-Ebene

Durch die Initiativen der EU zum Netzausbau soll vor allem erreicht werden, dass die nationalen Einzelprojekte im Interesse der Verwirklichung des Europäischen Binnenmarkts beizeiten aufeinander abgestimmt werden. Hierzu gehören nicht nur die zeitliche Koordination, sondern auch technische Fragen wie z. B. die Kompatibilität der Transportsysteme hinsichtlich der gewählten Leistungsfähigkeit und der Spannungsebene. Um einen unkoordinierten Wildwuchs zu verhindern, steht der EU neben dem 2006 aufgelegten Finanzierungsinstrument der TEN-E-Leitlinien seit Verabschiedung des Dritten Binnenmarktpakets auch die Gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung (10YNDP; vgl. Kapitel 3.1.4.3) zur Verfügung.

Neue TEN-E Leitlinien (2011)

Der im Oktober 2011 eingebrachte Vorschlag der Kommission (Europäische Kommission 2011b) soll die bisherigen Leitlinien für transeuropäische Energienetze (TEN-E) ablösen (detailliert: Kapitel 3.1.2). Für eine verbesserte Wirksamkeit soll das TEN-E-Programm zukünftig auf zwölf strategische transeuropäische Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete fokussiert werden. Die Bestimmung der Stromkorridore und -gebiete soll dabei unter dem Aspekt erfolgen, Strom aus erneuerbaren Energie-

quellen zu integrieren (ebda., 38). Hauptmotiv bleibt jedoch die Vollendung des europäischen Energie-Binnenmarkts, indem der physische Stromfluss zwischen den Mitgliedsstaaten verbessert wird.

Durch die novellierten Leitlinien werden 9,1 Mrd. Euro im nächsten mehrjährigen Finanzierungsrahmen (2014 bis 2020) bereitgestellt (ebda., 2). Wie in den vorangegangenen TEN-E-Leitlinien wird die finanzielle Beteiligung maßgeblich zur Kofinanzierung von Umsetzungsstudien aufgewendet. Verglichen mit der vorherigen Finanzierungsverordnung wurde die Förderung deutlich erhöht. Dennoch wird bei Aufteilung der Summe anteilig auf 27 Mitgliedsstaaten deutlich, dass diese Zuschüsse äußerst gering bemessen sind. Die Investitionszurückhaltung bzw. Kapitalschwäche der Netzbetreiber kann damit keinesfalls überwunden werden.

Neben Finanzierungsanreizen zielt der neue TEN-E Vorschlag überdies auf eine Straffung der Genehmigungsverfahren, verbesserte Öffentlichkeitsbeteiligung und öffentliche Akzeptanz ab (Europäische Kommission 2011b, 4; Europäische Kommission 2010c, 10). Die maximal zulässige Dauer eines Genehmigungsverfahrens soll bei Vorhaben von gemeinsamem Interesse die Dauer von drei Jahren nicht überschreiten (Europäische Kommission 2011b, 28). Eine solche Vorgabe würde in erheblichem Maße in die nationalstaatlichen Kompetenzen eingreifen und wird aus diesem Grund kontrovers diskutiert.

Der Vorschlag, dass jeweils *eine* nationale Stelle besondere Zuständigkeiten und Aufsicht über das Genehmigungsverfahren für Vorhaben von gemeinsamem Interesse erhalten soll (Europäische Kommission 2010c, 9), wurde in Deutschland im Zuge der EnWG-Novelle und der Verabschiedung des NABEG bereits umgesetzt.

Koordinationsfunktion des gemeinschaftsweiten 10YNDP

Die gemeinschaftsweiten Netzentwicklungspläne werden alle zwei Jahre vom Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E für einen Zeithorizont von jeweils 10 Jahren erstellt. Nach Auffassung der Europäischen Kommission (hier: DG Energy) soll der G-10YNDP über eine bloße „*compilation of national plans*“, also einer bloßen Sammlung der Vorstellungen und Prioritäten der Mitgliedsstaaten, hinausgehen. Vielmehr soll er eigene Konzeptionen der Netzentwicklung aus europäischer Perspektive entwickeln und vorantreiben (vgl. ERGEG 2009, 7).

Die Regulierungsbehörde ACER ist an der Aufstellung zu beteiligen. Sie prüft, ob die Kohärenz der nationalen Netzausbaupläne mit dem 10YNDP gewahrt ist und kann ggf. Änderungen von den Übertragungsnetzbetreibern einfordern. Ob dadurch eine ausreichende Steuerungswirkung entfaltet werden kann, bleibt abzuwarten.

Einfluss auf den Energieinfrastrukturausbau Deutschlands

Die Bundesregierung und die EU sind sich über die Notwendigkeit des Netzausbaus grundsätzlich einig – jedoch sind die Ziele auf EU-Ebene nicht primär auf die notwendige Integration höherer EE-Strommengen gerichtet. Dieses Ziel gewinnt neben dem Energiebinnenmarkt erst langsam an Bedeutung (vgl. z. B. Europäische Kommission 2011b, 5). Angesichts der relativ niedrigen EU-Förderbeträge wirkt sich diese Prioritätensetzung voraussichtlich nicht hemmend auf die Umsetzung nationaler Netzausbauprojekte aus. Abgesehen von den relativ geringen Zuschüssen hat die EU bisher keine direkte Handhabe, den Ausbau der erforderlichen Netzinfrastrukturen zu forcieren. Die

tatsächliche Planung und Durchführung liegt bei den Mitgliedstaaten. Trotz des Kompetenzzuwachses nach AEUV (vgl. Kapitel 3.1.3) ist letztendlich nur ein geringer Einfluss auf die Mitgliedstaaten möglich. Die TEN-E Leitlinien können, ebenso wie der EnLAG-Bedarfsplan, nicht als echte (staatliche) Bedarfsplanung angesehen werden, weil die eigenständige Ermittlung oder Prüfung des Ausbaubedarfs durch Fachbehörden fehlt. Die Aufnahme in den Bedarfsplan dient vielmehr der Erleichterung ihrer Umsetzung. So können die TEN-E allenfalls als Zwischenschritte zu einer fachlichen Bedarfsplanung gesehen werden (Weyer 2011, 8).

Die gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung hat eine rahmengebende und koordinierende Funktion. Die beteiligten europäischen Institutionen haben mit der übergreifenden Netzentwicklungsplanung, an denen sich die nationalen Pläne ausrichten sollen, zumindest *indirekten* Einfluss auf den Ausbau der Energieinfrastrukturen. Inwieweit der 10YNDP zukünftig eine Steuerungswirkung entfaltet, muss sich noch erweisen. Es zeichnet sich aber bereits jetzt ab, dass auch die europäische Netzausbauplanung in erster Linie die Vollendung des europäischen Energie-Binnenmarktes (Verbesserung des physischen Stromflusses zwischen den Mitgliedsstaaten) und eine Verbesserung der Versorgungssicherheit zum Ziel hat. Die Herstellung der Systemkompatibilität mit einer EE-basierten Versorgung ist sekundär.

4.2.3.2 Vorgaben des EnWG für den Übertragungsnetzausbau

Ausbau-, Optimierungs- und Verstärkungspflichten der Netzbetreiber

Auf nationaler Ebene bildet das EnWG den rechtlichen Rahmen für den Übertragungsnetzausbau. Nach § 11 Abs. 1 EnWG besteht eine allgemeine Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaupflicht für die Übertragungsnetzbetreiber (Die Bundesregierung 2010b, 47). Diese Verpflichtung wird durch die Festlegung von Aufgaben der Betreiber in § 12 EnWG konkretisiert. Betreiber von Übertragungsnetzen haben demnach „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen“ (§ 12 Abs. 3). Dies umfasst den Ausbau bei einem Anstieg der fluktuierenden Einspeisung. Indirekt wirkt sich auch der individuelle Anspruch des Anlagenbetreibers auf unverzüglichen Netzausbau (nach § 9 EEG) darauf aus, dass Übertragungsnetzbetreiber ausreichende Übertragungsnetzkapazitäten bereitstellen und für Netzstabilität sorgen müssen.¹⁴⁷

Gleichwohl ist festzustellen, dass die Netzbetreiber ihren Pflichten weitgehend nach eigenem unternehmerischen Ermessen nachkommen. Vor dem Unbundling haben sie als integrierte Unternehmen durch den Ausbau der Transportnetze für den störungsfreien Absatz der von ihnen erzeugten Energie innerhalb der eigenen Regelzone gesorgt. Zwar kann der Netzbetreiber alle Kosten umwälzen und hat – so gesehen – keine Motivation, Investitionen zu meiden, die die Aufnahme eines hohen Anteils erneuerbaren Stroms ermöglichen. Allerdings liegen der Netzausbau zur Aufnahme der

¹⁴⁷ § 65 Abs. 2a EnWG besagt, dass ein Betreiber von Transportnetzen, der aus anderen als zwingenden, von ihm nicht zu beeinflussenden Gründen eine Investition nicht durchführt, die er entsprechend dem Netzentwicklungsplan (innerhalb von drei Jahren nach Verbindlichkeit) hätte durchführen müssen, von der Regulierungsbehörde mit Fristsetzung zur Durchführung der betreffenden Investition aufgefordert wird, sofern die Investition noch relevant ist. Die Regulierungsbehörde kann nach Ablauf der Frist nach Satz 1 ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition durchführen.

fluktuierenden Einspeisung und der Netzanschluss auch nicht im eigenen Interesse entflochtener Netzbetreiber.

Zum Zeitpunkt des Abschlusses dieser Studie kann zu Pflichtversäumnissen keine Aussage getroffen werden, da die erst in jüngerer Vergangenheit erlassenen Vorschriften zunächst zur Anwendung kommen müssen. Fraglich ist, ob bei fehlender Eigenmotivation der rechtliche Rahmen ausreichende Impulse für den Netzbetreiber setzt, das Netz regelzonenübergreifend und unter Berücksichtigung der vielfältigen Erzeugungs- und Verbrauchsabhängigkeiten auszubauen. Nach der bestehenden Rechtslage besteht jedenfalls keine Möglichkeit, mit ordnungsrechtlichen Sanktionen (bspw. Bußgeld) gegen etwaige Pflichtversäumnisse anzugehen.

Verpflichtung zur Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung

Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)¹⁴⁸ wurde erstmals der Bedarf für 24 vordringliche Leitungsbauvorhaben im Bereich der Höchstspannungsübertragungsnetze¹⁴⁹ gesetzlich festgelegt. Die vordringlichen Vorhaben sind als Anhang zu dem Gesetz aufgelistet. Der Rechtsweg für diese Vorhaben ist auf eine Instanz verkürzt (gemäß § 1 Abs. 3 EnLAG). Erst- und letztinstanzlich ist das Bundesverwaltungsgericht zuständig. Diese Regelungen zielen auf eine beschleunigte Umsetzung der genannten Vorhaben ab. Es zeigte sich aber, dass die intransparente Herleitung des Bedarfs immer wieder zu Legitimationsproblemen führte und dem Gesetz die erwartete Triebkraft fehlt(e). So konstatierte die Bundesnetzagentur in ihren Monitoringberichten (BNetzA 2010; BNetzA 2011a) nach wie vor einen schleppenden Verfahrensfortschritt. Es zeichnete sich ab, dass weitergehende Regelungen zur Bedarfsplanung und – vor dem Hintergrund des Dritten Binnenmarktpakets – zur Netzentwicklung notwendig waren.

Diese Regulierung erfolgte im Zuge der Novellierung des EnWG als Teil des “Energiepakets” im Juni 2011: Danach wurden die Übertragungsnetzbetreiber erstmals formal verpflichtet, eine energie-wirtschaftliche Netzausbauplanung zu erstellen und der Bundesnetzagentur zur Prüfung und Genehmigung vorzulegen. Darüber hinaus wurde – in Fortführung der im EnLAG verfolgten Ziele – die Erstellung eines Bundesbedarfsplans (zuständig: Bundesnetzagentur) eingeführt.

4.2.3.3 Hoher Finanzierungsbedarf bei geringer Kapitalkraft der Übertragungsnetzbetreiber

Ein wesentliches Hemmnis für den schnellen Ausbau des Höchstspannungsnetzes liegt neben Akzeptanzfragen in den hohen Investitionssummen, die kurz- und mittelfristig von den Übertragungs-netzbetreibern zur Anpassung der Netze an die neuen Anforderungen der EE-Integration aufgebracht werden müssen.

Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in den Netzausbau: Die unternehmerische Perspektive

Die Finanzierung der Investitionssummen, deren Umfang an den von der Bundesnetzagentur genehmigten Investitionsbudgets abzulesen ist, stellt die Übertragungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen.

¹⁴⁸ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

¹⁴⁹ Gemäß § 1 Abs. 2 EnLAG entsprechen diese Vorhaben den Zielsetzungen von § 1 EnWG, womit die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die Planfeststellung und die Plangenehmigung nach den §§ 43 bis 43d EnWG verbindlich feststehen. Das “Ob” der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit kann somit rückwirkend nicht in Frage gestellt werden. Die EnLAG-Vorhaben 1, 3, 4, 9 und 12 sind zugleich TEN-E Vorhaben in Deutschland (BT-Drucksache 16/10491, 17).

In Folge der unternehmerischen Trennung¹⁵⁰ sind die Netzbetreiber nicht mehr Teil von finanzstarken Verbundunternehmen. Dies hat Folgen hinsichtlich der Kreditwürdigkeit und der Finanzierungskosten über den Kapitalmarkt. Zum Beispiel kann auf die Konzernrücklagen der großen Verbundunternehmen bzw. deren besseres Kreditrating nicht zugegriffen werden.

Einzelne Unternehmen, wie z. B. TenneT TSO, in dessen Zuständigkeit mehrere prioritäre Hochspannungstrassen sowie die Seekabelanbindungen der Nordsee-Offshore-Windparks fallen, sind finanziell besonderen Belastungen ausgesetzt.¹⁵¹ Die Bereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber, angesichts hoher Kosten und einer gedeckelten Rendite in den Übertragungsnetzausbau zu investieren, ist begrenzt. Der Trassenaus- oder -neubau muss sich aus unternehmerischer Perspektive erkennbar lohnen. Trassen, die der Sicherheit bzw. der Stabilität des Stromnetzes dienen, jedoch keine hohe Auslastung aufweisen und entsprechende Einnahmen aus Netzentgelten generieren, sind aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht interessant.

Finanzierung, Kreditwürdigkeit und -konditionen von unabhängigen Netzbetreibern

Unabhängige Netzbetreiber sind zudem auf möglichst niedrige Finanzierungskosten angewiesen. Die Kreditwürdigkeit der unternehmerisch eigenständigen Übertragungsnetzbetreiber wird von (internationalen) Ratingagenturen und Anleiheinvestoren analysiert (u. a. durch Ratingagenturen wie Standard & Poor's oder Moody's). Deren Rating orientiert sich an den Gewinnaussichten der Unternehmen. Hohe risikoreiche Investitionen verschlechtern das Rating und damit die Konditionen der Kreditvergabe. Verlangen die Banken höhere Risikozuschläge, erhöhen sich auch die Finanzierungskosten für neue Projekte. Da die klassische Beteiligung der Banken aufgrund von Restriktionen bei langfristigen Engagements limitiert ist,¹⁵² zieht die Netzwirtschaft auch neue Finanzierungsformen wie z. B. die Projektfinanzierung in Betracht, bei der sich auch branchenfremde Unternehmen beteiligen können. In der Regel ist dieser Weg aber teurer (Meyer 2011, 8). Zudem haben fachfremde institutionelle Anleger (z. B. Infrastrukturfonds, Versicherungen oder Pensionskassen), die Anteile an den Übertragungsnetzbetreibern erwerben, ein besonderes Interesse an einem stabilen, kalkulierbaren Geldfluss. Um den hohen Finanzierungsbedarf zu decken und die Bedingungen erfüllen zu können, die zu einer hohen Kreditwürdigkeit und geringen Hürden bei der Kapitalbeschaffung führen, richten die Unternehmen ihr Handeln weniger auf eine volkswirtschaftliche Optimierung, sondern vor allem auf betriebswirtschaftliche Gewinne aus.

Höhere Kosten durch (Teil-) Erdverkabelung

Die Forderungen nach einer (Teil-)Verkabelung von Höchstspannungsleitungen führen zu erheblichen zusätzlichen Kosten. Um wie viel höher die Mehrkosten eines Kabels sind, hängt von Trassenlänge, Übertragungsleistung, geographischer Bedingungen und notwendiger technischer Begleitmaßnahmen ab. Die Angaben zur Höhe der Kosten schwanken entsprechend. Während die Netzbetreiber und ihre Verbände dazu neigen, hohe Kostensteigerungen anzunehmen, gehen die Kabelhersteller und -befürworter oft von geringeren Kostensteigerungen aus.

¹⁵⁰ Die bisherige unternehmerische Einheit von Erzeugung, Transport und Vertrieb von Strom ist nur noch bei Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100.000 Kunden erlaubt. Für alle größeren Unternehmen gilt die rechtliche Entflechtung der Bereiche Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb. Der Netzbetrieb muss dann als rechtlich eigenständiges Unternehmen am Markt auftreten und somit eine eigenständige Organisationsstruktur entwickeln.

¹⁵¹ TenneT TSO hat im November 2011 hierzu einen „Brandbrief“ an die Regierung geschickt. Siehe auch Kapitel 4.3.3.2.

¹⁵² Für Banken gilt ab 2013 die Bankenregulierung nach Basel III, die höhere Eigenkapitalquoten vorgibt als bisher (Basel II) gefordert werden.

Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen haben gezeigt, dass sich in jedem Fall Mehrkosten gegenüber einer Drehstrom-Freileitung ergeben. Drehstrom-Kabel-Varianten haben über eine 40-jährige Nutzungsdauer um den Faktor 3 bis 4 höhere Gesamtkosten, wobei kurze Strecken (50 km) höhere Faktoren aufweisen als Langstrecken (500 km). Bei VSC-HGÜ-Kabelverbindungen liegt der Faktor zwischen 2 (Langstrecke 500 km) und 10 (Kurzstrecke 50 km). HGÜ-Kabelverbindungen sind ggü. Drehstrom-Kabel-Strecken erst bei längeren Entfernungen ab 130 oder 280 km kostengünstiger (EFZN 2011b, 306).

Verschiedene Institutionen und Forschungseinrichtungen, die sich mit der Einschätzung der Kosten für Erdverkabelung befasst haben, kommen – je nach berücksichtigten Kostengruppen – zu unterschiedlichen Ergebnissen. Tendenziell fallen die Kostenschätzungen der Netzbetreiber höher aus.¹⁵³ In der dena-Netzstudie II (2010) wurde ermittelt, dass eine Verkabelung um den Faktor 3 bis 4 teurer ist als eine Freileitungsstrecke (dena 2010a, 9).

Eine Studie von IZES et al. (2011) ermittelte dagegen geringere Mehrkosten: Die Investitionskosten teilverkabelter Trassen sind danach nur um das 1,6 bis 2,4-fache höher als bei Freileitungen.

In der genannten Studie wird argumentiert, dass ein *gesamtwirtschaftlicher* Vergleich von Erdkabel und Freileitung sogar kostenneutral ausfallen könne, wenn die Realisierung durch eine Teilverkabelung um ein Jahr beschleunigt werden würde. Dies trifft allerdings nur unter zwei Voraussetzungen zu: Zum einen müssen Erdkabel tatsächlich derart konfliktmindernd wirken, dass sie innerhalb kürzerer Zeit genehmigt werden können und keine aufschiebenden Rechtsmittel eingelegt werden. Zum anderen müsste sich die frühzeitigere Inbetriebnahme tatsächlich durch Mehreinnahmen vorteilhaft auswirken, sodass zusätzliche Investitionskosten (IZES et al. 2011, 3) damit ausgeglichen werden können. Die Verfasser dieser Studie beurteilen die Erfüllbarkeit der Voraussetzungen eher kritisch.

Die Netzbetreiber argumentieren, dass Erdkabel – auch Teilverkabelungen – im Bereich der Höchstspannung eine Ausnahme bleiben sollten, da die deutlich höheren Kosten des Übertragungsnetzausbaus zu maßgeblichen Steigerungen der Netzentgelte führen würden. Bisherige Kostenvergleiche können jedoch aufgrund der sehr komplexen Parameter und einer stark einzelfallabhängigen Kostenermittlung von neutraler Seite kaum nachvollzogen werden.

4.2.3.4 Ökonomische Steuerungsimpulse

Die ökonomischen Steuerungsimpulse für den Netzausbau sind durch ein Zusammenwirken verschiedener Anreizsysteme gekennzeichnet. Hierzu gehören die Stromnetzentgeltverordnung und die Anreizregulierung (s. u.). Zusätzlich ist eine – angesichts von 27 Mitgliedstaaten relativ geringfügige – Finanzierung von Seiten der EU über das Finanzierungsinstrument der TEN-E und dessen Nachfolger möglich (vgl. dazu Kapitel 4.2.3.1 und 3.1.2). Der Anwendungsbereich der TEN-E-Leitlinien ist jedoch auf Übertragungs- und Fernleitungsnetze beschränkt.

¹⁵³ So setzt ENTSO-E für eine Erdkabelführung fünf- bis zehnfach höhere Mehrkosten im Vergleich zur Ausführung als Freileitung an. Bei starker Belastung des Kabels und hoher Leistung können die Mehrkosten aber auch den Faktor 10 überschreiten (vgl. ENTSO-E & Europacable 2010).

Stromnetzentgeltverordnung 2011

Die Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (StromNEV) regelt die Methode zur Ermittlung der Nutzungsentgelte für die Stromdurchleitung. Die Höhe der Nutzungsentgelte spielt eine wesentliche Rolle für die Rentabilität der Leitung. Die StromNEV steuert mittelbar den Netzausbau über die Festlegung der Umlagefähigkeit der Kostenpositionen (§ 17 StromNEV). Netznutzungsentgelte können somit nicht beliebig erhöht werden. Nur genehmigte Investitionsbudgets ermöglichen eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte gemäß § 23 ARegV. Nicht umlegbare Kosten gehen zu Lasten des Netzbetreibers – Netzbetreiber sind dementsprechend bestrebt, solche Kosten zu vermeiden.

Im Zuge der Novellierung der StromNEV wurde ein Passus zur Akzeptanzsicherung eingefügt. Die Kommunen können gemäß § 5 Abs. 4 StromNEV eine maximale Entschädigung von bis zu 40.000 Euro pro Trassenkilometer im Gemeindegebiet erhalten. Die für die Entschädigung der Kommunen zu zahlenden Kosten sind auf die Nutzungsentgelte umlegbar.¹⁵⁴ Nicht umgelegt werden können hingegen etwaige bilateral ausgehandelte Entschädigungszahlungen für Grundeigentümer, mit deren Hilfe die Netzbetreiber eine Duldung des Vorhabens erzielen.

Anreizregulierung / Anreizregulierungsverordnung

Energienetze stellen ein natürliches Monopol dar, da es in der Praxis keinen Wettbewerb *mehrerer* Netzbetreiber um den Energietransport gibt. Um dennoch einen preisreduzierenden Wettbewerb auszuüben, wendet die Bundesnetzagentur bei der jährlichen Genehmigung der maximalen Netzentgelt-Höhe seit dem 01. Januar 2009 die so genannte Anreizregulierung an. Diese soll die bestehenden Ineffizienzen abbauen, indem die unternehmensbezogene Erlösobergrenze aus den Netzentgelten durch die Bundesnetzagentur kontinuierlich abgesenkt wird (vgl. § 21a EnWG). Wenn dabei nicht gleichzeitig der Gewinn zurückgehen soll, müssen Netzbetreiber mindestens ebenso hohe Einsparungen bei den (vom Netzbetreiber beeinflussbaren) Kosten erzielen. Liegen die Kosteneinsparungen über der Absenkung der Erlösobergrenze, können auch Gewinnsteigerungen erreicht werden. Der 100 %-Standard („effizienter Netzbetreiber“) wird von der Bundesnetzagentur in einem bundesweiten Effizienzvergleich festgelegt (vgl. §§ 12 ff. ARegV).

Die erforderlichen Kapital- und (seit 2010¹⁵⁵) auch Betriebskosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze (Strom) werden von der Bundesnetzagentur durch so genannte Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 1 Satz 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)¹⁵⁶ genehmigt. Durch die Genehmigung können die Netzbetreiber die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung festgelegte Erlösobergrenze um die genehmigten Investitionskosten anpassen, was ihnen einen entsprechenden Kapitalrückfluss ermöglicht (BNetzA 2008, 9). Zu den genehmigungsfähigen Investitionsprojekten gehören seit 2009 auch Erdkabel-Höchstspannungsleitungen (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV) sowie Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und neue grenzüberschreitende Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungsleitungen (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV)¹⁵⁷.

¹⁵⁴ Zahlungen werden nach § 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 1 StromNEV bei Wechselstromfreileitungen nur für die Spannungsebene ab 380 kV berücksichtigt.

¹⁵⁵ Eingefügt durch Art. 7 GasNZVEV (vgl. Rechtsquellenverzeichnis).

¹⁵⁶ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

¹⁵⁷ Beides eingefügt durch § 2 Abs. 4 EnLAG.

Die Möglichkeit, auch Betriebskosten im Rahmen des Investitionsbudgets zu genehmigen¹⁵⁸, soll Hemmnisse für Investitionen, die gleichzeitig zu höheren Betriebskosten führen, abbauen (BNetzA 2008, 12). Die Erhöhung des Kostenfaktors für die Erdverkabelung auf der 110 kV-Ebene in § 23 Abs. 1 Nr. 6 von 1,6 auf 2,75¹⁵⁹ soll die Erdverkabelung in der Hochspannung wirtschaftlich erleichtern (BT-Drucksache 17/6073, 35). Die Beispiele zeigen, dass die Regulierung zwischen Effizienzsteigerung und anspornenden Investitionsanreizen abwägen muss. Die Preisentwicklung seit 2006¹⁶⁰ zeigt, dass die Regulierung einen signifikanten Beitrag zur Effizienzsteigerung und Senkung der Netzentgelte geleistet hat. Damit sind aber auch die Gewinne der Netzbetreiber zurückgegangen, wenn diese ihre Kosten nicht gleichzeitig senken konnten. Der Rückgang wirkt sich auf die Investitionsneigung der Übertragungsnetzbetreiber aus.¹⁶¹

Auch die Bedingungen der Verzinsung können eine restriktive Wirkung entfalten. Im Zuge der Anreizregulierung erlaubt die Bundesnetzagentur bei Neuinvestitionen in Strom- und Gasnetze bisher eine Verzinsung von 9,29 % auf eingesetztes Eigenkapital. Für Altanlagen gelten 7,56 %. Bei Netzerweiterungen und Umstrukturierungen wird eine Einzelfallprüfung durchgeführt, wobei hier auch höhere Renditen möglich sein können (BNetzA 07.07.2008). Die Bundesnetzagentur strebte zunächst an, die Eigenkapitalzinssätze auf 8,2 % bei Neuanlagen in der kommenden Regulierungsperiode (ab 2014 für Strom) zu senken¹⁶², konnte sich damit nach Branchenprotesten und politischem Druck jedoch nicht durchsetzen. Tatsächlich festgesetzt wurde im November 2011 für die zweite Regulierungsperiode nur eine leichte Reduzierung auf 9,05 % (Neuanlagen) bzw. 7,14 % (Altanlagen).

Die bereits geltenden und erst recht die ursprünglich vorgeschlagenen Eigenkapitalzinssätze werden von den Netzbetreibern als viel zu gering angesehen. Sie befürchten unter anderem, dass potenzielle Kapitalgeber verschreckt werden könnten. In seiner Stellungnahme zur vorgeschlagenen Absenkung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze wird vom BDEW stattdessen eine Anhebung gefordert und die Absenkung als „fatales Signal“ bezeichnet, das die Energiewende gefährden könnte. Im internationalen Vergleich müssten „angemessenere Eigenkapitalzinssätze“ erreicht werden (BDEW 05.10.2011). Die Bundesnetzagentur sieht dagegen wegen steuerlich anderer Behandlung im Ausland (z. B. Niederlande oder Frankreich) deutlich höhere Eigenkapitalzinssätze als nicht erforderlich an (Focht 2011). Die Netzrendite liegt damit nach Auskunft des BDEW unter dem internationalen Durchschnitt (BDEW 27.10.2011).

Ein wesentlicher Kritikpunkt von Seiten der Netzbetreiber an der Anreizregulierung betraf die verspätete Erlöswirksamkeit von Investitionen. Der Zeitverzug betrug in der Praxis zwei Jahre zwischen Entstehung der Investitionskosten und Berücksichtigung in den Netzerlösen. Mit einer

¹⁵⁸ Durch Art. 7 GasNZVEV.

¹⁵⁹ Durch § 5 NABEG.

¹⁶⁰ Netzentgelte für Haushaltskunden (Niederspannung) sind von durchschnittlich 7,34 auf 5,80 Cent/kWh im Jahr 2010 um rund 20 % gesunken. Noch stärker war der Rückgang bei den leistungsgemessenen Gewerbekunden (Niederspannung), der rund 23 % im selben Zeitraum betrug. In der Mittelspannung (Industrie) waren es nur 7 % Rückgang - von 1,65 auf 1,54 Cent/kWh (BNetzA 2010, 199).

¹⁶¹ Dies gilt auch für Verteilnetzbetreiber.

¹⁶² Als Begründung wurde zum einen das allgemeine Zinsniveau am Kapitalmarkt, zum anderen das aus den stabilen Renditen resultierende niedrige Risiko angeführt. Die Untersuchung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze hätte gezeigt, dass mit 8,2 % kalkuliertem Eigenkapitalzins die investitionsentscheidende Bruttoverzinsung vor Steuern bei 9,5 % liegt (vgl. BNetzA 07.09.2011).

Änderung der ARegV im Februar 2012 wurde dieser Kritikpunkt an den Investitionsbudgets beseitigt. Die Kosten einer Investitionsmaßnahme werden nun bereits im Jahr der Entstehung in der Erlösobergrenze abgebildet (BNetzA 2012b, 9).

Allerdings wurden nach Müller et al. (2011) die besonderen Herausforderungen innovativer Infrastrukturinvestitionen der Energiewirtschaft bisher weder theoretisch abschließend diskutiert noch durch die bisherige Ausgestaltung der Anreizregulierung regulatorisch berücksichtigt. Somit werden innovative (ggf. teurere) Infrastrukturinvestitionen nicht nachhaltig forciert, weil sie aus dem betriebswirtschaftlichen Kalkül des Netzbetreibers nicht attraktiv sind (ebda, 169). Er wird innovative Maßnahmen daher eher meiden.

Das Regulierungsparadigma der Anreizregulierung strebt an, in einem natürlichen Monopol ohne Wettbewerb Anreize zur Kostensenkung zu implementieren. Hier stellt sich die Frage, inwieweit die bestehende Anreizregulierung weiterentwickelt werden kann, um nicht nur die Effizienz bestehender Infrastrukturen, sondern auch eine langfristige innovative Infrastrukturentwicklung zu befördern.

Neue oder in Deutschland bisher wenig genutzte Optionen in der Netztechnik (z. B. Gleichstromkabel, Hochtemperaturseile, Leiterseilmonitoring) sind hinsichtlich ihrer Kosten-Nutzen-Wirkung beim Netzbetreiber noch wenig bekannt und stellen einen Unsicherheitsfaktor dar. Dies wirkt sich hemmend auf die Nutzungsbereitschaft dieser Optionen aus. Der gewünschte verstärkte Einsatz erfordert vor allem in der Demonstrationsphase ein dem Stand der Technikentwicklung entsprechendes Anreizregime.

4.2.4 Administrative Hemmnisse für den Übertragungsnetzausbau

Der SRU hat sich in seinem Sachverständigengutachten ausführlich mit den Ursachen für den schleppenden Übertragungsnetzausbau befasst (SRU 2011). Neben der ökonomisch bedingten Investitionszurückhaltung der Übertragungsnetzbetreiber sind es demnach vor allem administrative Hemmnisse, die den Übertragungsnetzausbau verlangsamen. Daher seien die Planungs- und Genehmigungsverfahren in ihren Abläufen verbesserungswürdig. Kapitel 4.2.4.1 befasst sich mit den Ursachen langer Planungs- und Genehmigungszeiträume und beleuchtet die unterschiedlichen Perspektiven der beteiligten Akteure. Kapitel 4.2.4.2 geht auf den Versuch ein, den Netzausbau durch das EnLAG zu beschleunigen. Nach dem Reaktorunglück von Fukushima konnten sich die Energiewirtschaft und die Politik auf Bundes- und Länderebene unter dem hohen Handlungsdruck schließlich auf weitergehende Maßnahmen zur Beschleunigung der administrativen Prozesse einigen. Kapitel 4.2.4.3 stellt die zur Überwindung der Hemmnisse ergriffenen Maßnahmen dar und nimmt eine erste Einschätzung ihrer Effekte vor.

4.2.4.1 Ursachen für Planungs- und Genehmigungsverzug

Die Genehmigungszeiträume für Infrastrukturtrassen sind im europäischen Vergleich nicht überdurchschnittlich lang. Allerdings ist die Problemwahrnehmung angesichts der EE-Ausbauziele und der zu integrierenden Mengen an bereits erzeugtem EE-Strom geschärft und die Dringlichkeit, Abhilfe zu schaffen, höher als anderswo in Europa.

Bereits die Vorhabensdimension an sich (Trassenlänge) stellt bei den meisten aktuellen Leitungsbauprojekten eine besondere Herausforderung für die Planung und Genehmigung von Netzausbau-

projekten dar. Sie bringt per se einen erhöhten Zeitaufwand für die Erarbeitung von Planunterlagen, deren Prüfung sowie für die Koordination der Verfahrensbeteiligten mit sich. Die damit verbundenen Transaktionskosten sind bei länderübergreifenden Trassenverläufen besonders stark ausgeprägt. Sie entstehen zum einen aufgrund zersplitterter Zuständigkeiten. Zum anderen erschweren divergierende politische Interessen in den Ländern sowie Unterschiede des jeweiligen Landesrechts, z. B. hinsichtlich der umwelt- und planungsrechtlichen Anforderungen, den reibungslosen Planungsfortschritt, sodass die Verfahren Zeiträume von zehn oder mehr Jahren¹⁶³ benötigen. Für grenzüberschreitende Projekte können es auch 15 bis 20 Jahre sein.

Die beteiligten Akteure weisen sich gegenseitig die Schuld an langen Planungs- und Genehmigungszeiträumen zu. Netzbetreiber führen überzogen hohe Anforderungen an die Planungsunterlagen, Doppelprüfungen und Versäumnisse der Behörden als Gründe für eine lange Verfahrensdauer an. Die Behörden werfen den Netzbetreibern wiederum unkooperatives Verhalten, eine unprofessionelle Verfahrensvorbereitung und z. T. eine wissentliche Verschleppung der Unterlagenerstellung vor. Der Antragsteller nehme die Anforderungen der Behörden nicht ernst und lege unvollständige oder nicht prüffähige Antragsunterlagen vor. Die notwendigen Nachbesserungen führten dann dazu, dass bereits der Zeitraum bis zur Verfahrenseröffnung mehr als ein Jahr betragen kann. Auch die personelle Unterbesetzung in den Behörden wird als Grund dafür angeführt, dass die komplexen Verfahren nicht beschleunigt durchgeführt werden können.

Aus Sicht der Netzbetreiber kommt es zu Verzögerungen, weil die Behörden eine z. T. überzogene Absicherungsstrategie betreiben. Den Behörden käme es nicht auf eine „gute Lösung“, sondern auf eine rechtssichere Verwaltungsentscheidung an. Diese ließen sie sich durch umfangreiche Gutachten untersetzen, was zu Lasten einer beschleunigten Verfahrensdurchführung geht. Allerdings sind die Netzbetreiber selbst auch an einer rechtssicheren und nicht nur schnellen Entscheidung interessiert.

Netzbetreiber, Behörden und Politiker sind sich weitgehend darüber einig, dass vor allem Widerstände von Bürgerinitiativen und betroffenen Gemeinden zur Verlängerung der Verfahrensdauer beitragen.

4.2.4.2 Das EnLAG als erster Beschleunigungsversuch

Ein erster Schritt in Richtung Planungsbeschleunigung wurde 2009 mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)¹⁶⁴ unternommen. Das Gesetz sollte ausgewählte Leitungsbauvorhaben im Bereich der Höchstspannungsübertragungsnetze beschleunigen, indem die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgelegt werden. In den Planungs- und Zulassungsverfahren entfällt dann die Überprüfung des Bedarfs. Zugleich wurde der Instanzenweg im Falle der rechtlichen Anfechtung auf nur eine Instanz verkürzt.¹⁶⁵ Dies soll Verzögerungen durch etwaige Klagen vermindern.

¹⁶³ Der SRU (2011) und die Bundesnetzagentur (2009a, 134 f.) gehen in ihren Veröffentlichungen von diesen Zeiträumen aus.

¹⁶⁴ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

¹⁶⁵ Erst- und letztinstanzlich ist das Bundesverwaltungsgericht zuständig. Wird die Klage dort abgewiesen, besteht keine weitere Möglichkeit der Anfechtung mehr und das Vorhaben kann realisiert werden.

Für Konflikte sorgte unter anderem die im EnLAG 2009 enthaltene Beschränkung der Erdverkabelung auf vier Pilottrassen¹⁶⁶, anstatt diese als Alternative für alle Trassenplanungen vorzusehen. In nahezu allen Fällen zeichneten sich bereits in den Raumordnungsverfahren erhebliche Konflikte mit Bürgerinitiativen um die Frage der Verkabelungsnotwendigkeit und die Einhaltung von Mindestabständen von Freileitungen zu Wohnbebauung ab.¹⁶⁷ Örtliche Bürgerinitiativen forderten, die gesetzliche Verpflichtung für die Anwendung der Erdkabeltechnik auf alle Trassen zu erweitern (DUH 2010, 10). Dies lehnten die Übertragungsnetzbetreiber mit Hinweis auf eine noch nicht ausgereifte Kabeltechnologie im AC-Höchstspannungsbereich ab.¹⁶⁸ Hauptgrund für die Ablehnung dürften auch die fünf- bis zehnfach höheren Kosten (vgl. Kapitel 4.2.3.3) sein.

Angesichts der sich zuspitzenden Konflikte wurde das EnLAG Anfang 2011 überarbeitet. Der Bundestag beschloss am 27. Januar 2011, dass eine im EnLAG vorgesehene Höchstspannungsleitung nun nach § 2 als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern ist, wenn die *für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde* dies verlangt.¹⁶⁹ Damit entfällt die bisherige Beschränkung der Verkabelung auf die Pilotabschnitte.¹⁷⁰ Nunmehr liegt es im Ermessen der zuständigen Behörde, ob und wo zu verkabeln ist.

Das Gesetz erbrachte bisher nicht den gewünschten Beschleunigungseffekt. Nach dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2012, online¹⁷¹) sind bei mindestens der Hälfte der 24 Projekte nach wie vor massive Planungs- und Genehmigungsverzögerungen festzustellen. Die Planungsverläufe zeigen, dass das EnLAG nicht die notwendigen Voraussetzungen für eine gesellschaftliche Legitimation der Großprojekte schafft, die für eine Verfahrensbeschleunigung erforderlich wäre. Der Gesetzgeber hat sich mit dem Energiepaket daher entschlossen, durch die Einführung einer Netzentwicklungsplanung und Bundesbedarfsplanung die Legitimations- und Planungsgrundlage zu verbessern.

4.2.4.3 Minderung administrativer und planungsrechtlicher Hemmnisse durch das Energiepaket

Im Zuge des „Energiepakets“ wurde eine Reihe von planungsrechtlichen Adaptionen und Ergänzungen vorgenommen, die zum Abbau administrativer Hemmnisse beitragen und eine Beschleunigung des Netzausbaus bewirken sollten. Diese werden im Folgenden dargestellt und im Hinblick auf ihr Beschleunigungspotenzial beurteilt.

Neuorganisation der Zuständigkeiten für die Zulassung von Übertragungsleitungen

Der im Zuge des Moratoriums zur Verabschiedung des Energiepakets 2011 aufgebaute Handlungsdruck war Anlass dafür, vergleichsweise kurzfristig Regelungen zur Neuorganisation der Zuständig-

¹⁶⁶ Die Verpflichtung erstreckte sich nur auf die in § 2 genannten vier Pilottrassen. Darüber hinaus besteht lediglich eine Option auf eine Verkabelung, wenn die Trassen mit weniger als 400 m Abstand von Wohngebäuden (im beplanten Innenbereich) bzw. weniger als 200 m Abstand (im Außenbereich) errichtet werden soll.

¹⁶⁷ Die Einleitung der nachfolgenden Planfeststellungsverfahren wurde dadurch z. T. hinauszögert. Vgl. u. a. Monitoringbericht der Bundesnetzagentur zum Stand der 24 EnLAG-Projekte (BNetzA 30.11.2010, 2).

¹⁶⁸ Strittig ist, ob die Höchstspannungs-Kabeltechnologie, wie die Kabelhersteller es darstellen, bereits „Stand der Technik“ ist oder nicht und ob mit einer Verkabelung die Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist.

¹⁶⁹ Diese Formulierung wurde auch für den besonders konfliktreichen Fall der Rennsteigquerung übernommen (Saßnick 2009).

¹⁷⁰ Vor allem Niedersachsen setzte sich aufgrund seiner Vorreiterrolle (Nieders. Erdkabelgesetz) für den Gesetzentwurf mit der erweiterten Verkabelungsregelung ein. Er wurde am 11. Februar 2011 durch den Bundesrat angenommen.

¹⁷¹ Vgl. http://www.netzausbau.de/cin_1932/DE/Netzausbau/EnLAG-Monitoring/enlag-monitoring_node.html, Abruf 22.09.2012.

keiten für den Ausbau des Übertragungsnetzes zu erlassen. Eine Bündelung der Zuständigkeit auf Bundesebene wurde (in Vorwegnahme des Vorschlags zur Novellierung der TEN-E Leitlinien¹⁷²) jedoch mit dem NABEG nur für grenzüberschreitende und länderübergreifende Vorhaben umgesetzt. Einerseits auf Vereinfachung abzielend, hat die neue Rechtslage andererseits zu einer Diversifizierung des Planungsregimes und der Planungsfälle geführt. Für die Zulassung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen im Übertragungsnetzbereich sind die in Tabelle 4-3 dargestellten Fälle zu unterscheiden.

Tabelle 4-3: Übersicht über Durchführung von und Zuständigkeit für Planung und Genehmigung von Übertragungsleitungen¹⁷³

Planungsverfahren/ Korridorfestlegung			Genehmigungsverfahren/ Trassenbestimmung	
Raumordnung (RO)	Zuständigkeit RO		Planfeststellung (PFST)	Zuständigkeit PFST
A: Reguläre“ PFST-pflichtige Vorhaben und nach Landesrecht ROV-pflichtige Übertragungsleitungen				
Korridorfestlegung im Rahmen der Raumordnung der Bundesländer	RO-Behörden der Länder	→	Planfeststellung nach § 43 EnWG	Landesfachbehörden
B: Prioritäre Übertragungsleitungen nach EnLAG				
Korridorfestlegung im Rahmen der Raumordnung der Bundesländer	RO-Behörden der Länder	→	Planfeststellung nach § 43 EnWG	Landesfachbehörden
C: Prioritäre länderübergreifende oder grenzüberschreitende Übertragungsleitungen nach Bundesbedarfsplan				
Korridorfestlegung im Rahmen der Bundesfachplanung nach NABEG	Bundesnetzagentur	→	Planfeststellung nach § 43 EnWG	Landesfachbehörden
Korridorfestlegung im Rahmen der Bundesfachplanung nach NABEG	Bundesnetzagentur	→	Planfeststellung nach NABEG soweit Zuständigkeit per VO nach § 2 Abs. 2 NABEG zugewiesen	Bundesnetzagentur

Soweit für Hoch- und Höchstspannungsleitungen im Übertragungsnetzbereich kein vordringlicher Bedarf durch das EnLAG oder einen Bundesbedarfsplan ausgewiesen ist (Fall A), sind diese in einem „regulären“ zweistufigen Zulassungsverfahren (Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren)¹⁷⁴ in der Zuständigkeit der jeweiligen Behörden der Bundesländer zu bearbeiten. Die Genehmigung richtet sich nach § 43 EnWG.

Für die Fälle B und C (vgl. obenstehende Tabelle 4-3) werden die Verfahren zur Zulassung „prioritärer“ Projekte in den folgenden Kapiteln beschrieben.

Die Zersplitterung von Zuständigkeiten und rechtlichen Vorgaben und daraus resultierende hohe Transaktionskosten gelten als Kernproblem für die Realisierung großer Infrastrukturvorhaben in

¹⁷² Vgl. Europäische Kommission (2011d).

¹⁷³ Soweit keine Voraussetzungen für eine Vereinfachung (Plangenehmigung; vereinfachtes Verfahren nach NABEG) vorliegen.

¹⁷⁴ Die Grundzüge des zweistufigen Zulassungsverfahrens sind in Kapitel 3.3.4 beschrieben.

einem föderalen Staat. Die Bundesregierung wollte diesem Problem begegnen, indem sie die Zuständigkeit für das Zulassungsverfahren bei vordringlichen Leitungsprojekten auf eine Bundesbehörde – die Bundesnetzagentur – übertrug. Die Bündelung auf Bundesebene soll maßgeblich zur Beschleunigung beitragen, da die Vorhaben von der Bedarfsplanung bis zur Genehmigung in einer Behörde bearbeitet werden.

Die Bundesländer haben dieser Kompetenzübertragung im Bundesrat nur unter der Voraussetzung eines Verordnungsvorbehalts (§ 2 Abs. 2 NABEG)¹⁷⁵ zugestimmt, sodass sie möglicherweise nur für einen Teil der Vorhaben erreicht wird. So lange offen ist, ob die Bundesnetzagentur die Zuständigkeit für den weit überwiegende Zahl der Vorhaben bekommt, besteht das Risiko, dass sich eine Zuständigkeitenteilung zwischen Bundes- und Länderbehörden etabliert, die die Abstimmungsprozesse voraussichtlich eher noch verkompliziert als vereinfacht.

Den verfahrenspraktischen Vorteilen einer Bündelung auf der Bundesebene stehen Nachteile einer eingeschränkten Bürgernähe gegenüber. In Anbetracht der Konflikte mit Anwohnern ist die Vor-Ort-Präsenz der verfahrensführenden Behörde wichtig, um Glaubwürdigkeit und Vertrauen aufzubauen. Hier stellt sich die Frage, ob eine zentrale Bundesbehörde die nötige Vor-Ort-Präsenz aufweist, um die einschlägigen länderspezifischen Besonderheiten sowie die Interessen der Öffentlichkeit angemessen berücksichtigen zu können.¹⁷⁶

Verpflichtung der Netzbetreiber zur Antragstellung

Der Netzbetreiber muss die Versorgungssicherheit gewährleisten. Wann und wie er dieser Verpflichtung nachkommt, hängt stark von seinen unternehmerischen Erwägungen ab. Ihm steht die Entscheidung über Zeitpunkt und Gegenstand der Antragstellung zu. Die verfahrensführende Behörde kann allenfalls Einfluss darauf nehmen, aber keine Vorgaben machen. Sieht der Netzbetreiber keinen ausreichenden wirtschaftlichen Nutzen, ist zu befürchten, dass die Antragstellung für das Vorhaben sich verzögert oder die Erstellung der für die Eröffnung des Verfahrens benötigten Antragsunterlagen schleppend verläuft. Nach Erfahrung der Behörden kann zwischen der ersten Kontaktaufnahme zur Eröffnung eines Raumordnungsverfahrens bis zur Einreichung geeigneter, prüffähiger Antragsunterlagen z. T. mehr als ein Jahr vergehen (v. Nicolai, 17.04.2011, mdl.)¹⁷⁷ Aufgrund ihrer Schlüsselposition für den Verfahrensfortschritt liegt es nahe, den Übertragungsnetzbetreibern striktere Verpflichtungen für die Antragstellung und die Beibringung der Antragsunterlagen aufzuerlegen.

Seit Mitte 2011 kann die Bundesnetzagentur zumindest für prioritäre Vorhaben des Bundesbedarfsplans den Netzbetreiber nach § 6 NABEG durch Bescheid auffordern, einen Antrag auf Eröffnung des Verfahrens der Bundesfachplanung zu stellen. Damit ist der Zeitpunkt nicht mehr allein in das Belieben des Netzbetreibers gestellt. Folgt er der Aufforderung nicht, ist allerdings keine Sanktio-

¹⁷⁵ Danach bedarf es einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates, mit der festgelegt werden kann, für welche Vorhaben die Planfeststellungsverfahren nach Abschnitt 3 von der Bundesnetzagentur durchgeführt werden. Damit haben die Länder zugleich eine Handhabe zu bestimmen, welche der prioritären Vorhaben in der Zuständigkeit der Länder bleiben.

¹⁷⁶ In Großbritannien wurde die mit dem Planning Act 2008 eingeführte zentralisierte Planung/Planungsinstanz für Infrastrukturgroßprojekte aufgrund von Protesten der lokalen Ebene inzwischen wieder rückgängig gemacht.

¹⁷⁷ Referatsleiter für Raumordnung im Ministerium für Verkehr, Bau und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern anlässlich eines Workshops zur Akzeptanz von Offshore-Windkraftanlagen am 17.04.2011 in Hamburg.

nierung vorgesehen. Es bleibt also abzuwarten, inwieweit der Aufforderungscharakter der jetzigen Regelung ausreicht.

Kriterien für die Verfahrenseröffnung

Die Erstellung der Antragsunterlagen¹⁷⁸ erfordert den höchsten Zeitaufwand im Verfahren. Je nach Größe und Komplexität des Untersuchungsraumes werden hierfür zwischen ein und zwei Jahren benötigt. Die Behörde ist zur Wahrung der Rechtssicherheit daran interessiert, dass die fraglichen und konfliktträchtigen Aspekte in den Unterlagen zum Zeitpunkt der Verfahrenseröffnung in hinreichender Genauigkeit und sachlich gebotener Qualität betrachtet werden. Erst nach positiv entschiedener Vollständigkeitsprüfung wird das Verfahren eröffnet. Von diesem Zeitpunkt an muss das Verfahren nach sechs Monaten abgeschlossen sein. Insofern ist der Zeitpunkt der Vollständigkeitsprüfung ausschlaggebend für den weiteren zeitlichen Ablauf.

Strittig ist allerdings, wann die Vollständigkeit und Prüffähigkeit der Unterlagen gegeben ist. In den bisherigen Rechtgrundlagen waren hierfür keine konkreten Kriterien genannt. Mit § 21 Abs. 5 NABEG hat der Gesetzgeber die Vollständigkeitsprüfung auf die Prüfung der *formellen* Vollständigkeit sowie eine Plausibilitätskontrolle der Unterlagen beschränkt. Die Behörde hat demnach bei den zukünftigen NABEG-Projekten nur beschränkte Möglichkeiten, die Erfüllung fachlicher und qualitativer Anforderungen einzufordern, bevor das Verfahren eröffnet wird. Hierin liegt eine nicht zu unterschätzende Gefahr, einerseits für die Fristeinhaltung und andererseits für die Rechtssicherheit des Verfahrens.

Stärkere Bindungswirkung der Korridorplanung

Das Raumordnungsverfahren in den Bundesländern endet mit einer landesplanerischen Beurteilung, die in anschließenden Genehmigungsverfahren zu *berücksichtigen* ist. Eine rechtliche Bindungswirkung für den Übertragungsnetzbetreiber, die landesplanerisch bevorzugte Trasse weiterzuverfolgen, ist daraus nicht abzuleiten. Aufgrund des Zeit- und Kostenaufwands für die Planungsunterlagen sollte der Netzbetreiber allerdings ein Interesse daran haben, sich an die raumordnerische Beurteilung zu halten. Dies ist auch im Sinne einer „Abschichtung“ sinnvoll. Wählt der Netzbetreiber einen anderen als den raumordnerisch abgestimmten Korridor für die Trassenplanung, kann dies im weiteren Planungsverlauf zu Zeitverzögerungen durch notwendige Nacharbeiten führen. Der Netzbetreiber übernimmt in diesem Fall die Verantwortung für das eventuelle Scheitern des Verfahrens aufgrund nicht lösbarer Konflikte und daraus resultierenden Klagen.

Im Rahmen des NABEG wurde die Bindungswirkung der Bundesfachplanung gestärkt, um ein stringenteres und im Sinne der Abschichtung effektiveres Vorgehen zu ermöglichen. Für die lt. Bundesbedarfsplan erforderlichen Höchstspannungsleitungen werden Trassenkorridore ermittelt, hinsichtlich ihrer Raum- und Umweltverträglichkeit geprüft und zeichnerisch dargestellt. Für die Vorhabensträger, die Länder und Gemeinden sowie die betroffenen Bürger wird damit deutlich, welche Bereiche räumlich konkret betroffen sein können. Das Ergebnis der Bundesfachplanung ist gem. § 15 Abs. 1 NABEG darüber hinaus verbindlich für das Planfeststellungsverfahren. Der Übertragungsnetzbetreiber muss sich mit der weiteren Trassenplanung innerhalb des Korridors bewegen. Da der Bundesfachplan keine unmittelbare Außenwirkung entfaltet, kann er nicht beklagt

¹⁷⁸ Diese umfassen die technische Planung sowie alle Studien zur Darlegung der Umweltwirkungen (Umweltverträglichkeitsprüfung, FFH-Verträglichkeitsprüfung, artenschutzrechtliche Prüfung, Eingriffsregelung).

werden. Damit wird eine Rechtsschutzebene eingespart, was zur Beschleunigung beitragen könnte. Allerdings ist zu bedenken, dass sich damit alle Konflikte, die sich bereits auf der raumordnerischen Ebene nicht lösen ließen, auf letzte und einzige rechtlich anfechtbare Ebene der Planfeststellung verschoben werden. Dies könnte zu einer Kumulation der Konflikte und dem Versuch ihrer Lösung auf dem Klageweg führen. Beschleunigungseffekte würden dadurch relativiert (vgl. Lüdtke-Handjery 2012, 12).

Länderübergreifende Vereinheitlichung der Anforderungen und Abschichtung der Prüfinhalte

Da die Bundesländer jeweils eigene landesrechtlich begründete Vorgaben und eine unterschiedliche Fachpraxis haben, kommen bei länderübergreifenden Projekten Abstimmungs- bzw. Kompatibilitätsprobleme hinzu. Eine Vereinheitlichung der Standards für die Erarbeitung der Antragsunterlagen soll auf untergesetzlicher Ebene erreicht werden. Umweltverbände befürchten, dass mit der Vereinheitlichung eine Absenkung der Anforderungen einhergehen könnte.

Im Rahmen der Vereinheitlichung von Planungsanforderungen sollen auch die Möglichkeiten einer sachgerechten Abschichtung mitbetrachtet werden. Im zweistufigen Zulassungsverfahren komme es sonst vor allem bei den Umweltprüfungen aufgrund einer unzureichenden Abschichtung der Prüfinhalte immer wieder zu Doppelprüfungen¹⁷⁹ und damit zu Mehraufwand (vgl. z. B. Teupen 14.09.2011). Vor allem bei den Umweltprüfungen bestehen Unsicherheiten darüber, auf welcher Maßstabsebene welche Prüfinhalte in welcher Detaillierung zu bearbeiten sind. Eine Abschichtung der Prüfinhalte fällt insbesondere bei der Prüfung von artenschutzrechtlichen Verbotstatbeständen (§§ 34 ff. und §§ 41 ff. BNatSchG) schwer. Vielmehr ist dort nicht erst im Genehmigungsverfahren, sondern bereits auf den vorgelagerten Planungsebenen in hinreichender Genauigkeit zu klären, ob ggf. Verbotstatbestände der Beeinträchtigung streng oder besonders geschützter Arten (bei Freileitungen insbesondere Vögel und Fledermäuse) erfüllt sind und ob diese Verbotstatbestände einer Genehmigung entgegenstehen können oder nicht. Grenzen für einen den Bearbeitungsumfang reduzierende Abschichtung bestehen auch dadurch, dass Planunterlagen der vorgelagerten Ebene nach drei bis fünf Jahren als veraltet gelten. Werden diese Zeiträume überschritten, so sind grundlegende Nacherhebungen erforderlich.

Wenn die Zuständigkeitsbündelung für Korridorplanung und Planfeststellung auf Bundesebene zum Tragen kommt,¹⁸⁰ könnte dies eine gezielte Abschichtung verbessern. Behalten sich hingegen die Länder die Zuständigkeit für die Planfeststellung vor, würde dieser Vorteil nicht wirksam werden.

Verstärkung der personellen Ressourcen

Die zuständigen Behörden haben eine hohe Verantwortung für den Erfolg der Korridorplanung und der Vorhabensgenehmigung. Eine zentrale Voraussetzung für eine zügige und zugleich sorgfältige Verfahrensabwicklung ist eine ausreichende Ausstattung mit personellen Ressourcen. Für die beschleunigte Abwicklung der EnLAG-Verfahren ist weiterhin von Belang, dass es in den Bundesländern nach wie vor Personalengpässe in den Behörden gibt. Die Behörden können sich zwar von bestimmten, nicht hoheitlichen Aufgaben entlasten, die Bereitstellung zusätzlicher Expertise oder

¹⁷⁹ Fragen, die auf Ebene der Korridorplanung bereits bearbeitet worden sind, würden unnötigerweise auf der Planfeststellungsebene erneut aufgegriffen.

¹⁸⁰ Für welche der Vorhaben des Bundesbedarfsplans dies realisiert wird, wird per Verordnung festgelegt. Eine solche Verordnung ist zeitlich nach erfolgreicher Verabschiedung des Bundesbedarfsplans zu erwarten.

Personalkapazitäten – u. a. für die Durchführung einer qualifizierten Öffentlichkeitsbeteiligung – bleibt in der Regel jedoch auf Einzelfälle („Prestigeprojekte“) beschränkt. In den Ländern dürften hinsichtlich der Bereitstellung entsprechender Finanzmittel weiterhin Restriktionen bestehen.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Funktion als verfahrensführende Behörde neue Stellen zugewiesen bekommen und innerhalb kurzer Zeit Kapazitäten für die Netzentwicklungsplanung aufgestockt. Überdies kann die Bundesnetzagentur nach § 29 NABEG auf Vorschlag oder mit Zustimmung des Vorhabenträgers für die unter das NABEG fallenden Projekte sich durch den Einsatz von so genannten Projektmanagern von bestimmten, nicht hoheitlichen Aufgaben entlasten. Die Kosten hierfür trägt der Übertragungsnetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur ist durch diese Finanzierungsregelung gegenüber den Länderbehörden besser gestellt.

In den verfahrensbeteiligten Fachbehörden des Bundes (z. B. das Bundesamt für Naturschutz mit wesentlichen Aufgaben im Bereich der SUP) sind hingegen kapazitäre Aufstockungen nicht in gleichem Maße vorgenommen worden.

4.2.5 Restriktionen durch Konflikte im Übertragungsnetzausbau

Die aktuellen Übertragungsnetzausbauprojekte sind von einem Grundkonflikt begleitet: den Bürgern werden durch einen massiven Netzausbau neue bzw. höhere Belastungen zugemutet, denen im Gegenzug kein adäquater Nutzen für die Region oder für den Einzelnen gegenüber steht. Das Interesse der Anwohner geht dahin, die zusätzlichen Belastungen weitgehend zu vermeiden, was aus ihrer Sicht am ehesten durch die Verlegung als Erdkabel anstelle einer Freileitung gewährleistet wäre. Die Erdkabelführung wird von den Übertragungsnetzbetreibern jedoch als generelle Lösung aus Kostengründen abgelehnt.

Alle Konfliktfelder die im Folgenden skizziert werden, stehen in Bezug zu diesem Grundkonflikt: sie würden sich durch eine Erdverkabelung zu großen Teilen reduzieren lassen. Soweit eine solche Lösung nicht verfolgt wird, gehen von den Auseinandersetzungen um elektromagnetische Felder (vgl. Kapitel 4.2.5.1), den Wertminderungen für Grundstücke (vgl. Kapitel 4.2.5.2) und den grundlegenden naturschutzfachlichen Konflikten (vgl. Kapitel 4.2.5.3) weiterhin Restriktionen für einen beschleunigten Netzausbau aus.

Im Folgenden werden Konfliktfelder dargestellt, denen nach wie vor eine restriktive Wirkung zukommen kann, zumal für ihre Bewältigung noch keine adäquaten Lösungen gefunden wurden.

4.2.5.1 Umstrittene Auswirkungen elektrischer und elektromagnetischer Felder

Die Risiken und Belastungen durch elektrische und elektromagnetische Felder sind eine zentrale Ursache für den Widerstand gegenüber Höchstspannungsleitungen. Dabei stellen sich die Einstellungen und Befürchtungen der Betroffenen sowie die nach wie vor bestehenden Unsicherheiten über die Wirkungsweise und Wirkungsintensität der elektrischen und elektromagnetischen Felder als Restriktion dar. Im Anschluss an die Erläuterung der Konfliktebenen wird die Möglichkeit diskutiert, die Risikowahrnehmung in der Bevölkerung zu beeinflussen.

An Freileitungen treten sowohl *elektrische* als auch *elektromagnetische* Felder auf. Die messbare Belastung durch *elektrische Felder* an Freileitungen nimmt nach den Untersuchungen des Bundesamtes für Strahlenschutz (BfS 2010, 85 ff.) an 380 kV-Freileitungen mit der Entfernung relativ

rasch ab. Als problematischer gelten niederfrequente Magnetfelder.¹⁸¹ Die Messwerte nehmen ebenfalls mit der Entfernung zur Trasse ab, sodass in einem Abstand von 20 m noch etwa 10 % des Grenzwertes von 100 Mikrottesla (vgl. 26. BImSchV) gemessen werden.¹⁸² Mit Ausbreitungsmodellen kann illustriert werden, dass die messbare Belastung mit zunehmendem Abstand von der Kabeltrasse deutlich zurückgeht. Ab 20 m Abstand können die Grenzwerte der BImSchV in der Regel eingehalten werden. Dieser Abstand reicht Anwohnern aber nicht aus.

Bei *Erdkabeln* sind elektromagnetische Strahlungen und Felder geringer als bei Freileitungen. Die Kabel werden durch das Erdreich abgeschirmt und verursachen keine *elektrischen* Felder in der Umgebung. Die *magnetischen* Felder direkt oberhalb von Erdkabeln sind zwar etwa mit denen unterhalb einer Freileitung vergleichbar. Erdkabelsysteme weisen mit zunehmendem Abstand von der Trassenmitte aber eine deutlich frühere und schnellere Abnahme der magnetischen Flussdichte auf (BfS 2010, 86 f.).

Bei der kontroversen Auseinandersetzung ist zum einen strittig, ob der in Deutschland geltende Grenzwert von 100 Mikrottesla gering genug ist, um gesundheitlichen Schäden wirkungsvoll vorzubeugen. Die Belastungswirkungen und damit verbundene gesundheitliche Risiken empfinden die Betroffenen – auch bei Einhaltung von 20 bis 50 m Abstand zur Wohnbebauung – als zu groß. Das Bundesamt für Strahlenschutz und auch das Bundesumweltministerium gehen hingegen davon aus, dass bei Einhalten des geltenden Grenzwertes keine gesundheitlichen Gefährdungen zu erwarten sind. Die Festlegung des bundesdeutschen Grenzwertes orientiert sich an den ICNIRP-Guidelines von 1998 (ICNIRP 1998) sowie an neueren wissenschaftlichen Erkenntnissen (EMF-Statements 2009). Nach Keller (03.10.2011) könnten die Grenzwerte aufgrund der wissenschaftlich belegten Werte sogar noch heraufgesetzt werden. Da dies allerdings angesichts der vielfach geäußerten Besorgnisse in der Bevölkerung ein falsches Signal wäre, ist nicht zu erwarten, dass die Grenzwerte im Zuge der aktuellen 26. BImSchV-Überarbeitung¹⁸³ verändert werden (Keller 03.10.2011).

Kritiker verweisen bei ihren Forderungen nach Absenkung auf die im benachbarten Ausland geltenden, zum Teil strengeren Grenzwerte. Ein Vergleich dieser Grenzwerte sollte aber nicht ohne Rücksicht auf Entstehung, Verbindlichkeit und Zweck der Grenzwertbildung erfolgen. Die Ursache für unterschiedliche nationale Grenzwerte liegt nicht zwingend in der unterschiedlichen Gefährdungseinschätzung, sondern in den verschiedenen Rechtsetzungswegen und -traditionen.

Eine zentrale Restriktion für die Auflösung dieses Konflikts liegt darin, dass bereits die wissenschaftlichen Methoden zur Klärung, *ob* und *ab wann* gesundheitliche Risiken zu befürchten sind, umstritten sind. Seitens der Kritiker besteht die Sorge, dass Effekte bisher – absichtlich oder

¹⁸¹ Niederfrequente Magnetfelder können Reizwirkungen auf Sinnes-, Nerven- und Muskelzellen auslösen. Es werden verschiedene biologische Wirkungen diskutiert, wie z. B. ein möglicherweise erhöhtes Risiko für Leukämie bei Kindern, ein erhöhtes Risiko für Erkrankungen des Nervensystems bei einer (beruflichen) Exposition mit starken niederfrequenten Feldern oder eine Risikohöherung für Demenzerkrankungen (Alzheimer). Allerdings erlauben die bisher vorliegenden Studienergebnisse noch keine klare Beurteilung. Die Weltgesundheitsorganisation stuft schwache niederfrequente Magnetfelder bereits seit 2002 als möglicherweise kanzerogen ein (<http://www.bfs.de/de/elektro/nff/wirkungen>, Abruf 19.09.2012).

¹⁸² Der Wert wurde unter maximaler betrieblicher Anlagenauslastung ermittelt. Im Normalbetrieb einer Leitung dürften die gemessenen Werte meist erheblich geringer sein, da eine Vollauslastung nur selten erreicht wird. Eine direkte Überspannung von Wohngrundstücken ist zulässig, wenn der Grenzwert auch direkt unter der Freileitung nicht überschritten wird.

¹⁸³ Soweit ersichtlich wird derzeit noch an einem Entwurf gearbeitet.

unabsichtlich – nicht vollständig erfasst wurden. Biologische Effekte und Risiken seien nicht auszuschließen, auch wenn diese bisher nicht nachgewiesen wurden. Da es keine anerkannten Instanzen zur Verifizierung oder Falsifizierung eventuell bestehender Gesundheitsrisiken durch elektrische und magnetische Felder gibt, ist der Konflikt kaum beizulegen.

Angesichts der fortgesetzten Konflikte um die Strahlenbelastung sieht das Bundesamt für Strahlenschutz den Bedarf für mehr Aufklärung und Information. Auch würde weiterer Untersuchungsbedarf bestehen, damit Unsicherheiten bei der Bewertung möglicher Auswirkungen niedriger Magnetfeldstärken auf Kinder vermindert werden.¹⁸⁴ Im Umgang mit den Konflikten um Mobilfunk habe sich gezeigt, dass ggf. spezifische Formen der Risikokommunikation zur Konfliktminderung beitragen können.

Eine dritte Konfliktebene ist die Frage, inwieweit sich Forderungen der Bürger nach Erdverkabelung oder der Einhaltung von Mindestabständen auf fachgesetzliche Vorschriften stützen können.¹⁸⁵ Anwohner fordern Erdverkabelung oder zumindest die Einhaltung von Mindestabstandswerten von 400 m bzw. 200 m zur Wohnbebauung, wie sie im Niedersächsischen Erdkabelgesetz vorgesehen waren.¹⁸⁶ Das Bundesverwaltungsgericht hat in einem Urteil¹⁸⁷ jedoch letztinstanzlich entschieden, dass einer Überspannung von Grundstücken zwingende Vorschriften des Immissionsschutzrechts nicht entgegenstehen, solange die Grenzwerte eingehalten werden. Mindestabstände zu Wohnbebauung könnten nur eingefordert werden, wenn der aktuell geltende Grenzwert auf dem Grundstück überschritten wird. Dies sei jeweils im Einzelfall zu prüfen. Eine gesetzliche Maßgabe für einzuhaltende Mindestabstände sei daraus jedoch nicht abzuleiten.

Ungeachtet der Frage, ob die festgelegten Grenzwerte dem Vorsorgeanspruch genügen, wird im Interesse der Akzeptanzsicherung gefordert, dem Schutz des Wohnumfelds einen höheren Stellenwert beizumessen als es bisher der Fall ist (vgl. DUH 2010). Ebenso wie die Teilverkabelung in siedlungsnahen Abschnitten würde im Falle von Freileitungen das (freiwillige) Einhalten größerer Abstände¹⁸⁸ akzeptanzfördernd wirken und möglicherweise dazu beitragen, dass zeitraubende Auseinandersetzungen unterbleiben.

Einfluss auf die Risikowahrnehmung von elektromagnetischen Feldern?

Wie oben dargelegt, wird die Konflikträchtigkeit maßgeblich von der Risikowahrnehmung der Betroffenen beeinflusst. Diese ist durch ein Misstrauen gegenüber den bestehenden Grenzwerten und hohe Unsicherheit aufgrund der bislang nicht endgültig zu klärenden Fragen über die Wirkungsweise der Strahlung geprägt. Negative Einstellungen und Befürchtungen können überdies durch Werthaltungen und Emotionen verstärkt werden. Information und Aufklärung können in diesen Fällen nur einen sehr begrenzten Beitrag dazu leisten, die Risikowahrnehmung zu verändern. Auch sind die Spielräume für Verhandlungslösungen eingeschränkt.

¹⁸⁴ Elektromagnetische Strahlung steht im Verdacht, bei Kindern u. U. Leukämie auslösen zu können.

¹⁸⁵ § 43h EnWG enthält eine Verpflichtung zur Erdverkabelung von 110 kV und kleiner unter der Bedingung, dass die Kosten im Vergleich zur Freileitung nicht um mehr als das 2,75-fache überschritten werden.

¹⁸⁶ Vgl. auch Forderungen der Bürgerinitiativen-Vertreter in „PlanN“ (vgl. DUH 2010).

¹⁸⁷ Vgl. BVerwG, Urteil vom 21.09.2010, 7 A 18.10: http://www.bverwg.de/enid/311?e_view=detail&meta_nr=1595, Abruf 19.09.2012.

¹⁸⁸ 200 m zu Wohngebäuden im Außenbereich; 400 m zu Wohngebäuden im Geltungsbereich eines Bebauungsplans (vgl. DUH 2010).

Erschwerend kommt hinzu, dass eine Gemengelage an Belastungswahrnehmungen vorliegt. Neben den befürchteten gesundheitlichen Risiken sind ein latentes Bedrohungsgefühl und der drohende Verlust der gewohnten Umgebungs- und Wohnqualität von Bedeutung.¹⁸⁹ Es besteht ein generelles Unbehagen gegenüber elektrischen Großinfrastrukturen mit schwer einschätzbarem Risikopotenzial.

4.2.5.2 Grundstückswertminderung und Verschlechterung der Wohnumfeldqualität

Grundeigentümer und Immobilienbesitzer sehen sich durch den Netzausbau wirtschaftlich benachteiligt. Zwar stehen ihnen im Falle der Überspannung bzw. Inanspruchnahme (Erdkabel) Entschädigungen für Wertminderungen auf den betroffenen Grundflächen zu. Nach ihrem Empfinden ist die einmalige Entschädigung, die sich nach dem gegenwärtigen Entschädigungsrecht nach dem Verkehrswert bemisst, aber zu gering, zumal wenn man sie dem Nutzen des Netzbetreibers gegenübergestellt. Grundeigentümer haben angekündigt, der Nutzung ihrer Flächen nicht zuzustimmen und alle Rechtsmittel gegen die Planfeststellung auszuschöpfen.

Auch die Kommunen haben – abgesehen von der Konzessionsabgabe – in der Regel Nachteile und keine wirtschaftlichen Vorteile durch neue Leitungen. Sie sehen sich überwiegend mit den Nachteilen (Einschränkungen der baulichen Entwicklungsmöglichkeiten, Entwertung der Attraktivität als Wohn- und Erholungsort) konfrontiert. Jenseits einer konkreten entschädigungsfähigen Wertminderung von Immobilien und Grundstücken mindern Freileitungen die Qualität des Wohnumfeldes („amenities“; vgl. Jay 2007) erheblich. Auch die Qualität des Aufenthalts im Freien wird durch die technischen Bauwerke geschmälert. Zur Verringerung von Nutzenasymmetrien sieht die 2011 novellierte Stromnetzentgeltverordnung (§ 5 Abs. 4 StromNEV) eine einmalige Ausgleichszahlung an Gemeinden von bis zu 40.000 Euro pro km Trassenlänge im Gemeindegebiet vor.¹⁹⁰ Ob diese Summe ausreicht, um die Konflikte mit den Kommunen zu befrieden, muss bezweifelt werden. Da die Höhe der Entschädigung nicht nachvollziehbar abgeleitet ist, sind weitere Diskussionen zu erwarten.

Den Kommunen andere finanzielle Vorteile zukommen zu lassen, etwa nach dem Modell des Gewerbesteuersplittings für Windenergieanlagen, oder ihnen Vorteile durch direkte Finanzierungsleistungen zu verschaffen, ist derzeit nur in sehr engem Rahmen möglich. Die Ausdehnung des Gewerbesteuersplittings auf Netze¹⁹¹ hat bislang keinen Eingang in das Gesetzgebungsverfahren gefunden.

4.2.5.3 Landschaftsbildbeeinträchtigungen und Vogelschlag

Der Übertragungsnetzausbau steht in mehrfacher Hinsicht in Konflikt mit den Zielen des Natur- und Landschaftsschutzes und des Biodiversitätsschutzes. Darüber hinaus konfligiert der Leitungsausbau mit dem Ziel der Reduzierung der Flächeninanspruchnahme und dem Ziel des Erhalts unzer-

¹⁸⁹ Die Beeinträchtigungen beziehen sich laut Bundesamt für Strahlenschutz auf eine negativ erlebte Lebensqualität, den optischen Eindruck, die Besorgnis um gesundheitliche Wirkungen und auf finanzielle Verluste beim etwaigen Verkauf einer Immobilie (BfS 2011, 28).

¹⁹⁰ Die Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV können gemäß § 11 Abs. 2 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden. Damit wird für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit geschaffen, dass die auf Grundlage einer Vereinbarung mit Städten oder Gemeinden geleisteten Entschädigungszahlungen für Freileitungen auf neuer Trasse ohne Abstriche im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt werden.

¹⁹¹ Dies war von der Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ gefordert worden, um die Akzeptanz der Kommunen für Netzinvestitionen zu erhöhen (vgl. Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung 2011, 37).

schnittener Räume. Im Hinblick auf die naturbezogene Erholung wird der Wert der Landschaft durch die technische Überprägung bisher naturnaher Landschaftsräume geschmälert. Für den Schutz der „gewachsenen Kulturlandschaft“ besteht nach dem Naturschutzgesetz eine besondere Verantwortung. Die optischen Zerschneidungswirkungen und die technische Überprägung des Landschaftsbildes stellen hier die wesentlichen Konfliktfelder dar. Innerhalb und außerhalb von Schutzgebieten sind bei bestimmten Arten strenge artenschutzrechtliche Verbotstatbestände zu beachten. Die von Freileitungen ausgehenden Gefährdungen¹⁹² für Vögel stellen hier das Hauptkonfliktfeld dar. Die linienhaften Strukturen treffen auf ein Netz nationaler und europäischer Schutzgebietsausweisungen, mit z. T. restriktiven Schutzvorschriften. Konfliktminderungsstrategien zielen auf eine Umgehung hochrangiger Schutzgebietskategorien wie Nationalparke oder Vogelschutzgebiete. Ist dies nicht realisierbar¹⁹³, können die Konflikte durch Freileitungen zu einem gewissen Grad durch besondere Maßnahmen zu naturverträglichen Ausgestaltung gemindert werden. In bestimmten Bereichen kann eine Konfliktminderung nur durch die Ausführung als Erdkabel erreicht werden. Bei Erdkabeln liegt ein Schwerpunkt der Beeinträchtigung in der Bauphase. Von der Bautätigkeit können intensive Störungswirkungen ausgehen. Die unterirdische Verlegung bedeutet Eingriffe in den Boden und den Grundwasserhaushalt, die z. B. im Fall grundwassernaher Feuchtgebiete und Moore sowie in Bereichen seltener und störungsempfindlicher Böden ebenfalls konflikträchtig sind. Die im Vergleich zu Freileitungen deutlich höhere direkte Flächeninanspruchnahme und der wesentlich höhere Aufwand für Rückbau und Rekultivierung sind weitere Nachteile, die Erdkabel nicht grundsätzlich zu einer besseren Alternative machen.

Umgehung und Verkabelung ziehen in der Regel höhere Planungs- und Realisierungskosten nach sich. Diese Kosten in Kauf zu nehmen kann allerdings dazu beitragen Verzögerungen abzuwenden.

4.2.5.4 Konfliktminderung durch Bündelung mit anderen Infrastrukturprojekten?

Zusätzliche Belastungswirkungen durch neue Energieleitungstrassen lassen sich ggf. durch Bündelung mit anderen linienhaften Infrastrukturprojekten vermindern. Die dafür bestehenden Möglichkeiten der Bündelung von Erdkabeln wurden in einer Studie des VDE/ETG (VDE 2011) untersucht. Rein technisch gesehen bietet die Parallelverlegung an Autobahn- und Eisenbahntrassen sowie Kanälen die erfolgversprechendsten Bündelungsmöglichkeiten. Ein Grundproblem stellt jedoch die Organisation der baulichen Realisierung dar. Im Idealfall könnte ein Erdkabel zeitgleich mit dem Neubau der Verkehrsinfrastruktur errichtet werden. Die dafür notwendige Synchronisierung der Planungs-, Genehmigungs- und Bauabläufe stellt gegenwärtig jedoch eine zentrale Restriktion für die Umsetzung von Bündelungskonzepten dar.

Sollen die Leitungen entlang bereits bestehender Infrastrukturen gebaut werden, müsste sichergestellt sein, dass Störungen des laufenden Betriebs ausgeschlossen sind. Den Kabelbetreibern drohen sonst haftungsrechtliche Folgen im Fall von Ausfällen oder baulichen Schäden. Da das Risiko

¹⁹² Als wesentliche Gefährdungen gelten Tötung oder Verletzung durch den Anflug auf Erd- und Leiterseile, Vogelschlag (Elektroktion) sowie die Beeinträchtigung von wichtigen Habitatqualitäten (Unzerschnittenheit, Störungsfreiheit) für Brut-, Nahrungs- und Rastvögel (vgl. GFN et al. 2009; Egerer et al. 2011; EFZN 2011c).

¹⁹³ Die Umgehung kann zu neuen Konflikten führen, wenn dadurch z. B. der Trassenverlauf näher an Siedlungsgebiete herangeführt wird.

von Störungen nicht gänzlich auszuschließen ist, hält sich der Bündelungswille bei den betreffenden Akteuren in Grenzen.

Im Falle der Bündelung von Freileitungen mit Bahntrassen und ggf. Bahnstromleitungen hat die Deutsche Bahn AG ebenfalls grundsätzliche Zustimmung geäußert. Hier könnte eine Belastungsminderung insbesondere durch die Bündelung *visueller* Effekte erreicht werden. Darüber hinaus können Flächeneinsparungseffekte erzielt werden, wenn Bahnstrom- und Stromleitungen an einem Mast (so genannte Hybridmasten) geführt werden.

Bündelung als Mittel der Konfliktminderung stößt an Grenzen, wenn starke Vorbelastungen durch bereits vorhandene Infrastrukturgroßprojekte bestehen. In diesen Fällen werden aus Sicht der Anwohner (z. B. DUH-Konferenz, 12.10.2011) die Zumutbarkeitsgrenzen überschritten.

Eine Parallelverlegung von Freileitungen z. B. zu Autobahnen ist nur dann sinnvoll, wenn von der Bündelung insgesamt ein Minderungseffekt ausgeht und sich nicht jeweils *unterschiedliche, komplementäre* Belastungswirkungen¹⁹⁴ addieren. Dies ist der Fall, wenn z. B. bestehende Lärmbelastungen und flächenhafte Zerschneidungseffekte mit dreidimensionalen visuellen Belastungswirkungen zusammentreffen.

4.2.5.5 Konfliktminderung durch mehr Öffentlichkeitsbeteiligung?

Im Rahmen des Energiepakets (hier: EnWG und NABEG) sollten die Möglichkeiten der Öffentlichkeitsbeteiligung als ein Instrument der Akzeptanzsicherung und Konfliktbewältigung erweitert werden. Die getroffenen Maßnahmen standen unter dem Einfluss der Erfahrungen von „Stuttgart 21“. Tatsächlich haben sich die Beteiligungsmöglichkeiten und der zu beteiligende Personenkreis zumindest für zukünftige Übertragungsnetzausbauprojekte erweitert. Für alle anderen bleiben die bisherigen Regelungen bestehen, sodass ein fallweises Nebeneinander verschiedener Regeln zur Öffentlichkeitsbeteiligung existiert. Zu welchem Zeitpunkt welche Teile der „Öffentlichkeit“ in welchen Verfahren und in welcher Form einbezogen sind und welche Zeiträume dafür zur Verfügung stehen, ist für Außenstehende nicht leicht nachzuvollziehen. Die Möglichkeiten können ggf. besser genutzt werden, wenn die Voraussetzungen, der Ablauf und die jeweiligen Entscheidungsmöglichkeiten transparent und nachvollziehbar vermittelt würden. Im Folgenden werden die Vorgaben zur formellen Öffentlichkeitsbeteiligung kurz erläutert.

Aktuelle Öffentlichkeitsbeteiligung in den Raumordnungsverfahren der Länder

Die Ausgestaltung der im Raumordnungsverfahren durchzuführenden Öffentlichkeitsbeteiligung liegt in der Zuständigkeit der Länder. Das Beteiligungsangebot richtet sich zumeist vorrangig an Träger öffentlicher Belange (v. a. an andere, in ihrer Aufgabenwahrnehmung betroffene Fachbehörden) sowie an Umweltverbände¹⁹⁵. Ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung vorgeschrieben, kann nach den Bestimmungen des UVPG überdies die *betroffene* Öffentlichkeit (§ 9 Abs. 5 UVPG) einbezogen werden. Die Bundesländer fassen den Kreis der hierbei zu Beteiligenden unterschiedlich weit, sodass es keine bundesweit einheitliche „Liste“ gibt. Niedersachsen unterscheidet z. B. zwischen obligatorisch und fakultativ zu Beteiligenden. Die konkrete Festlegung erfolgt jeweils einzelfallbezogen

¹⁹⁴ Bei Straßen z. B. Verlärmung, Versiegelung sowie Zerschneidungs- und Barriereeffekte für mobile Arten am Boden. Bei Freileitungen hingegen herrschen visuelle Beeinträchtigungen sowie Zerschneidungs- und Barriereeffekte in der Luft vor. Das örtliche Belastungsspektrum würde sich damit eher erweitern und verstärken als verringern.

¹⁹⁵ Anerkannte Umweltverbände besitzen (anders als andere Verbände) eine rechtliche Sonderstellung.

durch die zuständige Behörde. Die Behörden haben die Möglichkeit, den Kreis der Beteiligten im begründeten Einzelfall über die formalen gesetzlichen Mindestanforderungen hinaus zu erweitern sowie auch weitergehende Formen der Öffentlichkeitsbeteiligung anzuwenden. Aufgrund der beschriebenen personellen und zeitlichen Restriktionen (vgl. Kapitel 4.2.4.1 und Kapitel 4.2.4.3) wurde und wird von dieser Möglichkeit nur eingeschränkt Gebrauch gemacht.

Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen der neuen Netzentwicklungsplanung und Bedarfsplanung

Dem Interesse an frühzeitiger Information und Beteiligung entgegenkommend wurden Konsultationsverfahren zur Erstellung der Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung vorgesehen. Nun besteht erstmals auf Ebene der Festlegung des Szenariorahmens die Möglichkeit, an einem Konsultationsverfahren zu den zugrunde gelegten Parametern (zukünftiger Bedarf, zukünftige Entwicklung der Erzeugung, etc.) teilzunehmen. Zum Netzentwicklungsplan-Entwurf führen die Übertragungsnetzbetreiber ein weiteres Konsultationsverfahren durch. Hier können die Bürger den ermittelten Netzausbaubedarf kommentieren, bevor der Netzentwicklungsplanung von der Bundesnetzagentur genehmigt wird. Im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan können sich die Bürger abermals im Rahmen der nach UVPG vorgesehenen Beteiligungsregeln zu der Bedarfsplanung und ihren Effekten äußern. Kritisch anzumerken ist, dass die Konsultation eine vergleichsweise schwache Beteiligungsform ist. Die Berücksichtigung der im Rahmen der Konsultation eingehenden Stellungnahmen ist nicht geregelt. Es bleibt denjenigen, die die Konsultation durchführen überlassen, ob und wie sie eventuellen Forderungen und Änderungswünschen nachkommen.

Angesichts der erklärten Absicht, durch die Konsultationen eine frühzeitige Aktivierung der Öffentlichkeit zu erreichen, ist einschränkend festzustellen, dass die Konsultationen auf einer noch ziemlich abstrakten Planungsebene stattfinden. Von der interessierten Öffentlichkeit wird nicht nur ein hohes Abstraktionsvermögen, sondern auch ein hohes Maß energiewirtschaftlicher und technischer Kenntnisse verlangt, was die Breitenwirkung der Beteiligung ggf. einschränken dürfte.

Öffentlichkeitsbeteiligung in der Bundesfachplanung nach NABEG

Die Öffentlichkeitsbeteiligung auf Ebene der Korridorplanung nach NABEG (Bundesfachplanung) soll zukünftig über die bisherige Praxis in den Raumordnungsverfahren der Länder (siehe oben) hinausgehen. Im Rahmen der Bundesfachplanung ist nun die Einbeziehung der interessierten Öffentlichkeit – ohne Rücksicht auf deren *tatsächliche* oder rechtliche Betroffenheit – vorgesehen. Damit kann sich ein größerer Personenkreis als bisher, z. B. auch Bürger, die nicht innerhalb des beplanten Korridors wohnen, beteiligen. Eine entsprechende Aktivierung vorausgesetzt, erhöht sich dadurch die Zahl der Stellungnahmen und somit auch der administrative Aufwand. Offen ist, wie die Bundesnetzagentur als zuständige Behörde mit den Stellungnahmen umgeht. Die Erweiterung der Öffentlichkeitsbeteiligung ist grundsätzlich positiv zu werten. Voraussetzung ist allerdings, dass es der Bundesnetzagentur als verfahrensführender Behörde gelingt, hierfür Vertrauen und Glaubwürdigkeit vor Ort aufzubauen.

Öffentlichkeitsbeteiligung im Planfeststellungsverfahren

Auf Ebene der Planfeststellung werden Träger öffentlicher Belange und Umweltverbände beteiligt. Private Akteure werden nur dann beteiligt und sind einwendungsberechtigt, wenn sie im rechtlichen Sinn „betroffen“ sind. Grundstückseigentümer gelten z. B. als betroffen, wenn das Grundstück vom Vorhaben selbst oder davon ausgehenden Wirkungen betroffen ist oder Nutzungsrechte einge-

schränkt werden. Gegenüber dem Raumordnungsverfahren verringert sich somit die Zahl der potenziell Betroffenen. Im Gegenzug steigt der Grad der individuellen Betroffenheit und damit auch die Bereitschaft, sich gegen unzumutbare Belastungen zu wehren.

Die Öffentlichkeitsbeteiligung dient vornehmlich dazu, die begründeten Einwendungen der Betroffenen zu erfassen, damit diese in die Abwägungsentscheidung der Behörde angemessen berücksichtigt werden können. Dies liegt im Interesse der Rechtssicherheit. Weitergehende, die Planung modifizierende Vorschläge und Änderungswünsche laufen auf Ebene der Planfeststellung dagegen oftmals ins Leere bzw. stoßen auf Ablehnung, da sie ggf. einen Mehraufwand für Behörde und Vorhabenträger bedeuten. Wenn allerdings der Eindruck entsteht, dass keine ernsthafte Prüfung der Vorschläge und Argumente mehr stattfindet¹⁹⁶, ist zu erwarten, dass der Widerstand auf Seiten der Einwender steigt. Die Behörde befindet sich in einem Dilemma zwischen effizienter Verfahrensabwicklung, rechtssicherer Planung, politischen Interessen und den Wünschen und Interessen der Bürger.

Planvereinfachung – Risiken für die Öffentlichkeitsbeteiligung?

Für Hochspannungsleitungen, die nicht der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegen, kann auf Antrag des Vorhabenträgers an Stelle eines Planfeststellungsverfahrens grundsätzlich auch ein Plangenehmigungsverfahren als verkürztes Genehmigungsverfahren durchgeführt werden. Eine Plangenehmigung wird in Betracht gezogen, wenn keine wesentlichen widerstreitenden Konflikte zu erwarten sind oder sich die betroffenen Akteure bereits im Vorfeld auf einen Interessensausgleich einigen konnten.

Im Vergleich zum Planfeststellungsverfahren entfällt bei der Plangenehmigung das nach § 73 VwVfG vorgesehene Anhörungsverfahren¹⁹⁷ – insofern ist die Öffentlichkeitsbeteiligung in diesen Fällen eingeschränkt.

Auch für Übertragungsnetzausbauvorhaben, die dem NABEG unterfallen, kann die Bundesfachplanung in einem vereinfachten Verfahren durchgeführt werden, soweit nach § 14d S 1 des UVPG eine Strategische Umweltprüfung nicht erforderlich ist und die Ausbaumaßnahme in der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung erfolgt und die Bestandsleitung ersetzt oder ausgebaut werden soll oder unmittelbar neben der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung errichtet werden soll oder innerhalb eines Trassenkorridors verlaufen soll, der in einem Raumordnungsplan im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 7 des ROG oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist, gem. § 11 Abs. 1 NABEG.

Im vereinfachten Verfahren stellt die Bundesnetzagentur im Benehmen mit den zuständigen Landesbehörden fest, ob die Ausbaumaßnahme raumverträglich ist. Eine Öffentlichkeitsbeteiligung ist nach § 11 Abs. 3 NABEG nicht ausgeschlossen, ist aber auch nicht verpflichtend. Die Frist für den Abschluss des vereinfachten Verfahrens verkürzt sich auf drei Monate nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen bei der Bundesnetzagentur. Die Regelungen zielen darauf ab, das Verfahren für die Übertragungsnetzbetreiber zu erleichtern, wenn sie für den Ausbau keine neuen Trassen bzw. Korridore in Anspruch nehmen und das Bündelungsprinzip verfolgen.

¹⁹⁶ Laut SRU (2011, 311) wird das Planfeststellungsverfahren in der Öffentlichkeit als „bloßes Ratifikationsverfahren“ wahrgenommen.

¹⁹⁷ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

Zwar liegen noch keine Erfahrungen zur Durchführung der Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur vor. Die Vertreter von Bürgerinitiativen stehen diesen Regelungen dennoch kritisch gegenüber. Wenn Wohngebiete betroffen sind, die bereits von Hochspannungsleitungen tangiert oder überspannt sind, und der Umbau mit einer deutlichen Spannungserhöhung einhergeht, wären Konflikte mit Anwohnern sehr wahrscheinlich.

4.2.6 Akteure im Übertragungsnetzausbau

Die Konstellation der Akteure in Bezug auf den Ausbau des Übertragungsnetzes ist einerseits durch ein breites Akteursbündnis charakterisiert, das den Netzausbau unterstützt und vorantreiben will, auch wenn die Motivationen dabei durchaus verschieden sind. Andererseits lehnen Naturschutzverbände sowie betroffene Anwohner und Kommunen den Netzausbau in der jeweiligen Region ab oder fordern eine Modifizierung des jeweiligen Vorhabens, z. B. durch Verlagerung der Leitungen unter die Erde, erweiterte Abstandsregelungen oder eine andere Streckenführung.

Die Bundesregierung, das für Energiewirtschaft zuständige Bundeswirtschaftsministerium sowie das für die erneuerbaren Energien zuständige Bundesumweltministerium betonen die Notwendigkeit des Übertragungsnetzausbaus.

Veränderte Zuständigkeiten staatlicher Akteure

Die Verteilung der Zuständigkeiten für die Energieerzeugung und Netzinfrastrukturplanung hat an Komplexität zugenommen. Auf Bundesebene sind die Steuerungskompetenzen zwischen dem Bundesumweltministerium (EE-Erzeugung; Offshore-Ausbau; EEG) und dem Bundeswirtschaftsministerium (konventionelle Energieerzeugung, Übertragungsnetzausbau, EnWG) aufgeteilt.

Das Bundeswirtschaftsministerium hat mit der Novellierung des EnWG entscheidende Weichen für den Netzausbau gestellt. Im Bereich der Infrastrukturplanung und -genehmigung ist neben der Länderzuständigkeit für Raumordnung und Genehmigungsverfahren für bestimmte Leitungen eine Bundeskompetenz geschaffen worden: Mit der Verabschiedung des NABEG wurden die Regelungskompetenzen des Bundeswirtschaftsministeriums auf die Planung der Übertragungsnetzinfrastrukturen ausgedehnt. Zuvor war dies eine originäre Aufgabe der Raumordnungsbehörden in den Bundesländern. Nun ist die Kompetenz für die Netzentwicklungsplanung und Vorbereitung des Bundesbedarfsplans sowie für die Korridorbestimmung prioritärer Trassen des Übertragungsnetzes der Bundesnetzagentur zugewiesen, die dem Bundeswirtschaftsministerium nachgeordnet ist.

Angesichts der Komplexität der Transformationsaufgabe wird in jüngerer Zeit der Ruf nach einer Bündelung der energiewirtschaftlichen Zuständigkeiten in einem eigenständigen Ressort („Energieministerium“) laut.¹⁹⁸ Kritiker haben jedoch die Sorge, dass ein solches Ministerium durch einseitige Interessen dominiert wird und der Interessenausgleich zwischen den Ministerien dadurch eine Gewichtung erhalten könnte, die dem Ziel eines hohen Anteils erneuerbarer Energien zuwiderläuft.

¹⁹⁸ Analog z. B. zu Großbritannien „Energie- und Klimaschutzministerium“ (Department of Energy and Climate Change). Neben den vier großen Energieversorgungsunternehmen, die diese Forderung schon wiederholt gestellt haben, plädiert nun auch der VKU für ein Energieministerium; vgl. <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/stadtwerke-fordern-energieministerium/4746746.html>, Abruf 20.09.2012. Die großen und kleinen Energieversorger fordern eine „klare Zuständigkeit einer Stelle in der Bundesregierung für die Umsetzung der Energiewende“ (ebda.).

Die dena als vermeintlich neutraler Akteur

Die vom Bundeswirtschaftsministerium und Bundesumweltministerium mitfinanzierte Deutsche Energie-Agentur (dena) übernimmt offiziell eine Koordinations- und Moderatorenfunktion zwischen den verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern. Von der dena wird eine kritische Neutralität erwartet. Es entsteht jedoch der Eindruck, dass ihre Positionen und Ziele mit denen der konventionellen Energiewirtschaft verschmelzen (Beispiel „Stromlückendiskussion“). Hierunter leidet die Glaubwürdigkeit der dena als neutraler Akteur. So wurden auch die (informellen) Netzausbau-bedarfsermittlungen (dena-Netzstudien I und II), die die dena gemeinsam mit den Übertragungs-netzbetreibern und ausgewählten Experten erstellte, wegen mangelhafter Transparenz kritisch aufgenommen (vgl. Kapitel 4.2.1.2).

Die Vertreter der erneuerbaren Energien als Treiber

Die EE-Verbände setzen sich für einen beschleunigten Netzausbau ein, mit dem Ziel, eine Abregelung von EE-Anlagen möglichst zu vermeiden.¹⁹⁹ Sie fordern daher Netzbetreiber und Politik auf, die Ursachen für den bisher schleppenden Netzausbau zu beseitigen. Der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) kritisiert in diesem Zusammenhang die Anreizregulierung (ARegV 2010), weil sie die Netzbetreiber zu einem stark kostenorientierten Netzausbau zwingt. Der Verband schlägt ein Gewerbesteuer-splitting zwischen der Kommune, in der der Netzbetreiber ansässig ist, und der jeweils betroffenen Kommune vor, um die Akzeptanz neuer Leitungen zu steigern (BEE 2011, 5 f.), und unterstützt damit die Forderungen von Kommunen. Zudem weist der Bundesverband WindEnergie (BWE) auf die Notwendigkeit einer verbesserten Systemintegration, z. B. durch Kombikraftwerke und Speicherlösungen hin (BWE 2010, 3). Ziel der Verbände ist es, die Konflikte um den Übertragungsnetzausbau möglichst rasch beizulegen, um die Einspeisung von erneuerbarem Strom nicht unterbrechen zu müssen.

Verhaltenes Engagement der Übertragungsnetzbetreiber

Die Struktur der in Deutschland agierenden Übertragungsnetzbetreiber, die für den weiträumigen Stromtransport in dem rund 11.000 km umfassenden Höchstspannungsnetz zuständig sind, hat sich im Zuge der Entflechtung durch Verkäufe und Neustrukturierung verändert. Nach den Entflechtungs-vorgaben sind die Aufgabenbereiche der Energieversorgung (Erzeugung, Netzbetrieb und Strom-vertrieb) klar voneinander zu trennen. Zentrale Akteure für den Betrieb der Übertragungsnetze sind TransnetBW²⁰⁰, Amprion²⁰¹, TenneT TSO²⁰² und 50 Hertz Transmission²⁰³. Drei der vier Übertragungs-

¹⁹⁹ 2009 wurden 0,2 % der Windleistung abgeregelt, 2010 waren es bereits 0,5 % oder 150 GWh (Ecofys 2011; vgl. Kapitel 4.5). Das Einspeisemanagement stellt manche Windparks vor existentielle finanzielle Probleme.

²⁰⁰ TransnetBW ist der vierte und letzte Übertragungsnetzbetreiber, der unternehmerisch vom Konzern EnBW entflochten wurde. Bislang befindet sich TransnetBW noch zu 100 % in Besitz von EnBW. Eine Beteiligung von Partnern wird aber angestrebt.

²⁰¹ RWE übertrug 2011 das Eigentum der Höchstspannungsnetze auf die Tochter Amprion. Die Mehrheit (75 %) wurde im selben Jahr an ein Konsortium von Finanzinvestoren verkauft (RWE 14.07.2011).

²⁰² Der niederländische Netzbetreiber TenneT TSO hat das Höchstspannungs-Übertragungsnetz der Transpower (ehem. E.ON Netz) zum 31.12.2009 gekauft. E.ON hatte von der EU-Kommission aus kartellrechtlichen Gründen die Auflage bekommen, sich vom Übertragungsnetz und einem Teil der Stromerzeugungskapazitäten (4.800 MW) zu trennen; http://www.strom-magazin.de/strommarkt/eon-verkauft-stromnetz-fuer-ueber-eine-milliarde-euro_27229.html, Abruf 20.09.2012.

netzbetreiber sind formal aus ihrer früheren Konzerneinbettung herausgelöst. Eine Folge davon ist, dass die nun rechtlich und unternehmerisch selbstständigen Übertragungsnetzbetreiber seit der Entflechtung nicht mehr auf die Finanzkraft und Sicherheit eines großen Verbundunternehmens zurückgreifen können. Sie müssen ihre Investitionen nun zu teilweise ungünstigeren Konditionen über den freien Kapitalmarkt sowie über den Netzbetrieb finanzieren.

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind nach § 11 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Hierzu gehört auch, das Netz entsprechend den Systemveränderungen umzubauen und den Netzbetrieb durch ein Netzengpassmanagement²⁰⁴ bzw. durch Maßnahmen der Spannungshaltung zu sichern und zu stabilisieren. Im Interesse der Transformation der Energieversorgung wird über die rechtlich fixierten Verpflichtungen hinausgehend erwartet, dass die Übertragungsnetzbetreiber das Netz systematisch optimieren, aktiv zu einem Ausgleich von Angebots- und Nachfrageoptionen beitragen, für den standortoptimierten Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen sorgen und moderne Steuerungs- und Regelungstechnik einsetzen, also zunehmend Kontroll- und Steuerungsfunktionen übernehmen.²⁰⁵ Restriktiv gegenüber dieser Erwartung wirkt sich jedoch aus, dass Netzbetreiber aufgrund ihrer historisch gewachsenen Struktur und Unternehmenskultur – zumindest bis vor kurzem – auch Interessen verfolgten, die der Integration eines möglichst hohen Anteils erneuerbarer Energien zuwiderliefen. Fraglich ist, inwieweit die bestehenden Anreize ausreichen, um die Übertragungsnetzbetreiber zu einer aktiveren Wahrnehmung der genannten Aufgaben und Erwartungen zu bewegen. Gegenwärtig sind sie in ihrer Bereitschaft, in neue Netzinfrastrukturen zu investieren, aufgrund ihrer Unternehmenslage vielfach eher zurückhaltend, wenngleich sie die Notwendigkeit des Netzausbaus ausdrücklich bekräftigen und diesbezüglich auch zunehmend unter öffentlichem Druck stehen.²⁰⁶

Durch den 2010 eingeführten Netzregelverbund²⁰⁷ sind die Übertragungsnetzbetreiber zu einer intensiveren Zusammenarbeit verpflichtet. Er soll ein „Gegeneinanderregeln“ im Überlastungsfall verhindern, einen großräumigen Lastausgleich ermöglichen und den Bedarf an Regelenergie verringern (vgl. BNetzA 16.03.2010). Der Regelverbund reicht aus Sicht von Kritikern jedoch nicht aus. Die Übertragungsnetzbetreiber müssten eine noch aktivere Rolle einnehmen, um den übergreifenden Steuerungsaufgaben zur Optimierung der Versorgungsaufgaben gerecht zu werden.

In der Vergangenheit gab es angesichts der Investitionszurückhaltung der Übertragungsnetzbetreiber und ihrer dominierenden Bedeutung für den Übertragungsnetzausbau Vorstöße seitens einzelner

²⁰³ 50 Hertz Transmission ist der aktuelle Betreiber des (früheren) Übertragungsnetzes der Vattenfall Europe. Seit Anfang 2010 ist ein Konsortium aus dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia System Operator (Elia) sowie den Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM) Eigentümer des Übertragungsnetzes; <http://www.welt.de/die-welt/wirtschaft/article6605282/Energiernetz-zu-verkaufen.html>, Abruf 22.09.2012.

²⁰⁴ Das Engpassmanagement kann mit Hilfe der Lieferung von Blindleistung erfolgen (Blindleistungskompensation; vgl. BTU Cottbus 2011a, 44).

²⁰⁵ Zum „Leitbild des aktiven Netzbetreibers“ vgl. Leprich (28.10.2009).

²⁰⁶ Vgl. z. B. BDEW (07.05.2009); BDEW (2010b); BDEW (03.02.2011).

²⁰⁷ Die Bundesnetzagentur verpflichtete die Übertragungsnetzbetreiber, bis zum 31.05.2010 einen Netzregelverbund einzuführen. Im Rahmen des Netzregelverbunds werden Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen jetzt saldiert, sodass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden muss. Die Bundesnetzagentur erwartet eine Kosteneinsparung in dreistelliger Millionenhöhe (BNetzA 16.03.2010). Hinsichtlich des Netzausbaubedarfs führt der Netzregelverbund jedoch nicht zu Entlastungen.

Regierungsvertreter und Parteien, die Übertragungsnetze in einer „unabhängigen und kapitalmarktfähigen Netzgesellschaft“ (Arbeitstitel „Deutsche Netz AG“) mit staatlicher Beteiligung zu bündeln (vgl. CDU/CSU & FDP 2009, 29). Dies fand 2008 jedoch keine politische Mehrheit und konnte von den Übertragungsnetzbetreibern, die Eigentümer der Netze bleiben wollten, erfolgreich abgewehrt werden. Sie forderten stattdessen Unterstützung für die bereits beantragten Projekte, z. B. eine weniger restriktive Anreizregulierung. Mit dem Vorschlag einer „Deutschen Übertragungsnetz AG“ hat sich die Haltung zumindest eines Übertragungsnetzbetreibers (TenneT, vgl. Kapitel 4.3.5.1) geändert. Es ist jedoch nicht absehbar, ob sich die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber in naher Zukunft dadurch ändert.

Bundesnetzagentur als zentraler Regulierer mit bedeutender Handlungsmacht

Für die Regulierung, d. h. die Anwendung der Rechtsverordnungen zur Festlegung der Netznutzungsentgelte (StromNEV) sowie der Genehmigung der Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist die Bundesnetzagentur zuständig. Als nationale Regulierungsbehörde bestimmt sie letztlich die Gewinnmöglichkeiten der Netzbetreiber. Mit der Novellierung von EnWG und NABEG hat die Bundesregierung der Bundesnetzagentur weitere Kompetenzen übertragen. Sie ist nun auch zuständig für die Netzentwicklungs- und Bedarfsplanung des Übertragungsnetzes sowie für die nachfolgende Zulassung prioritärer Projekte.

Die Verlagerung der Zuständigkeiten für derartige Projekte auf die Bundesebene soll nach dem Willen der Bundesregierung die Planungs- und Genehmigungsprozesse bündeln und beschleunigen. Damit dies gelingt, muss die Bundesnetzagentur die für die Durchführung komplexer Infrastrukturplanungen notwendige Sachkompetenz erst aufbauen. Überdies muss sich das bisherige Selbstverständnis von einer regulierenden und reagierenden Prüfbehörde zu einer stärker prospektiv agierenden und prozessgestaltenden Behörde weiterentwickeln. Mit den nun zugewiesenen Kompetenzen ist eine erhebliche Konzentration von Gestaltungsmacht in einer als wirtschaftsnah wahrgenommenen Behörde verbunden.

Kompetenzkonflikte zwischen Bund und Ländern – das Föderalismusproblem

Aufgrund der konkurrierenden Gesetzgebung nach § 74 Nr. 11, 32 des Grundgesetzes fallen die Bereiche Energiewirtschaft und Raumordnung in die Kompetenz des Bundes. Auf bestimmten Gebieten können die Länder Regelungen treffen, die von den Bundesgesetzen abweichen. Hierzu zählt die Raumordnung, für die die Länder zuständig sind. Die Bundesländer nehmen in Bezug auf den Netzausbau über die Raumordnung teils gestaltende, im Rahmen der notwendigen Genehmigungen aber vor allem administrative Aufgaben wahr. Bis zur Verabschiedung des Energiepakets im Juni 2011 besaßen die Bundesländer die alleinige Kompetenz für die Ausgestaltung und Durchführung der Planung und Genehmigungsverfahren für Energieleitungen.

Die Verlagerung der Planungs- und Genehmigungskompetenzen im Rahmen der so genannten Bundesfachplanung stieß auf erheblichen Widerstand der Bundesländer. Diese sahen ihre Mitbestimmungsrechte bei der räumlichen und technischen Ausführung der Großprojekte beschnitten. Durch eine Verordnungsermächtigung (§ 2b NABEG) behielten sie sich ein Mitentscheidungsrecht des Bundesrates vor. Die Zustimmungspflicht des Bundesrates zu der Verordnung birgt allerdings das Risiko, dass allein die Einigung darüber, welche Projekte in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen und welche weiterhin in den Ländern bearbeitet werden, zeitraubend sein kann. Der Bund-

Länder-Konflikt ist mit dieser Lösung daher noch nicht ausgeräumt. Vertreter der Länderbehörden zweifeln daran, dass die Bundesnetzagentur in kurzer Zeit die notwendige Sachkompetenz und Erfahrung für die Durchführung komplexer Infrastrukturplanungen aufbringen kann.

Der Abtretung der Kompetenzen an die Bundesnetzagentur stehen einige Bundesländer, wie z. B. Niedersachsen, nach wie vor sehr kritisch gegenüber. Dennoch haben sich alle Bundesländer dazu bekannt, die Bundesfachplanung unterstützen zu wollen.²⁰⁸

Koordinierungsinstanzen auf europäischer Ebene

Das europäische Pendant zur Bundesnetzagentur ist die 2009 gegründete europäische *Energie-regulierungsagentur ACER* (vgl. Kapitel 3.4.1), die die Zusammenarbeit nationaler Regulierungs-behörden ermöglichen und fördern soll. Sie ist primär für grenzüberschreitende Projekte und für die Überwachung der koordinierten Zusammenarbeit nationaler Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Zudem soll sie durch EU-Netzkodizes den transparenten Netzzugang grenzüberschreitend sicherstellen. Direkte Regulierungskompetenz hat sie nicht, durch die Entwicklung von Rahmenleitlinien (die von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern einzuhalten sind) ist der Einfluss auf grenzüberschreitende Projekte dennoch hoch.

Seit 2009 sind die europäischen Übertragungsnetzbetreiber im *European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E* (vgl. Kapitel 3.4.1) organisiert. Ziel ist die physische Optimierung der Stromübertragung und der Abbau von Handelshemmnissen (ENTSO-E 2011). ENTSO-E ist zuständig für die Erstellung des gemeinschaftsweiten Zehnjahresplans (10YNDP), der zunächst auf Basis der nationalen Zehnjahrespläne entwickelt werden soll. Zukünftig soll der 10YNDP unter anderem die Entwicklung von Szenarien und eine Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung sowie die Identifikation von Investitionslücken beinhalten (Art. 8, Abs. 10 der Verordnung 714/2009/EG²⁰⁹). Beide Organisationen sollen die gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplanung vorantreiben. Ihr Einfluss auf den nationalen Netzausbau ist in erster Linie koordinierender Art (durch die 10YNDP). Hauptmotiv ist die Vollendung des europäischen Energie-Binnenmarktes, indem der physische Stromfluss zwischen den Mitgliedsstaaten verbessert wird.

Kommunen fordern Kompensation entstehender Benachteiligungen

Es waren zuerst die niedersächsischen Kommunen, die die Einschränkungen ihrer baulichen oder touristischen Entwicklungsmöglichkeiten durch die notwendigen Übertragungsleitungen für Offshore-Windstrom zum Thema machten. Aufgrund der Nutzenasymmetrien (vgl. Kapitel 3.2.2) stehen die Kommunen den Netzausbauprojekten heute bundesweit eher kritisch gegenüber. Da sie abgesehen von der Konzessionsabgabe keine wirtschaftlichen Vorteile von Übertragungsleitungen auf ihrer Gemarkung haben, sind die Kommunen an einer finanziellen Entschädigung interessiert (vgl. DStGB 2012).

²⁰⁸ Niedersachsen hat 2007 die Initiative für das so genannte Niedersächsische Erdkabelgesetz 2007 (vgl. Rechtsquellenverzeichnis) ergriffen. Es berief sich auf das Recht der Länder, Gesetze zu erlassen, wenn entsprechende Bundesregelungen fehlen. Das Niedersächsische Erdkabelgesetz galt mit der Einführung der Planfeststellungspflicht für Erdkabel und den für Freileitungen einzuhaltenden Mindestabständen zu Wohngebieten als sehr weitreichend. Mit dem Landesgesetz leistete das Land einen Vorstoß und erhöhte den Handlungsdruck für die Bundesebene: 2009 wurde das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis) verabschiedet, welches das Landesgesetz außer Kraft setzte. Allerdings kritisiert das Land Niedersachsen, dass das EnLAG in seinen Vorgaben zur Erdverkabelung hinter den Vorgaben des Landesgesetzes zurück bleibt.

²⁰⁹ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

Eine solche Kompensation sollte aus Sicht der Kommunen allerdings nicht pauschal und als Einmalzahlung erfolgen, sondern sich möglichst über den gesamten Betriebszeitraum (40 bis 60 Jahre) erstrecken und sich in der Höhe an den Unternehmensgewinnen orientieren. Mittlerweile wurde eine Kompensationsregelung (§ 5 Abs. 4 StromNEV, vgl. Kapitel 4.2.3.4) eingeführt. Diese ist aus Sicht der Kommunen jedoch zu gering bemessen, um den Widerstand der Kommunen aufzuheben.

Betroffene Bürger als Bremser des Übertragungsnetzausbaus

Aus der Perspektive der lokal oder regional organisierten Bürgerinitiativen profitieren vor allem die Netzbetreiber vom Netzausbau, während die Anwohner Lasten und Nachteile wie Wertminderung von Immobilien und Grundstücken, potenzielle gesundheitliche Beeinträchtigungen durch elektrische und magnetische Felder sowie Beeinträchtigungen der Wohn- und Lebensqualität hinnehmen müssen. Entlang der Trassen der EnLAG-Projekte haben sich zahlreiche Bürgerinitiativen gebildet, die sich teils grundsätzlich gegen die Übertragungsleitung wenden. Teils akzeptieren sie den Bedarf, fordern aber höhere Abstände zu Wohnbebauungen (200 m/400 m²¹⁰; vgl. DUH 2010 und DUH 2012) sowie Erdverkabelungen über möglichst weite Streckenabschnitte. Viele Vertreter der Bürgerinitiativen lehnen es ab, die Frage der Duldung über eine finanzielle Kompensation der Belastungen zu regeln. Die entspricht nicht ihrem Interesse am Erhalt bestimmter Wohnumfeldqualitäten.

Offen ist, ob und wie finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten für den Bürger an Übertragungsnetzen möglich sein könnten und ob diese geeignet wären, die Identifikation mit dem Projekt und damit die Akzeptanz zu erhöhen.²¹¹

Naturschutzverbände als Vertreter von Umweltbelangen

Naturschutzverbände setzen sich einerseits für den Klimaschutz, andererseits für den Schutz der un bebauten Landschaft, den Erhalt von wertvollen Kultur- und Naturlandschaften sowie für den Artenschutz (speziell Vogelschutz) ein. In besonders sensiblen Bereichen wie z. B. unzerschnittenen Landschaftsräumen, schutzwürdigen Natur- oder Kulturlandschaften sowie Vogelschutzgebieten fordern sie eine Erdverkabelung zur Minderung der visuellen Beeinträchtigungen und des Vogelschlagrisikos. Grundsätzlich gibt sich der behördliche Naturschutz konstruktiv und an Lösungen interessiert, die zu einer möglichst naturverträglichen Ausführung einer Trasse führen. Nach eigenem Bekunden sei der Naturschutz jedenfalls nicht Schuld am Netzausbaurückstand. Damit begegnet der Naturschutz einem Vorstoß des Wirtschaftsministers Philipp Rösler (FDP), die naturschutzrechtlichen Schutz- und Kompensationsbestimmungen für Netzausbauprojekte aufheben zu wollen.

Im Hinblick auf die Trassenführung können Bürgerinitiativen und Naturschutzverbände durchaus auch gegenläufige Ziele verfolgen: Während Bürgerinitiativen zum Schutz der menschlichen Gesundheit z. B. für einen möglichst großen Abstand der Trasse zu bestehenden Siedlungsgebieten plädieren, kann aus der Perspektive der Naturschutzverbände auch eine siedlungsnahen Trassenführung aus Gründen der Belastungskonzentration vorzugswürdig sein. Für beide ist in der Regel eine Bündelung mit anderen linienhaften Infrastrukturen sinnvoll. Eine Erdverkabelung ist aus Sicht des Naturschutzes nicht grundsätzlich gegenüber einer Freileitung zu bevorzugen. Da eine Erdverkabe-

²¹⁰ Nähere Erläuterung zu den Abständen: vgl. Kapitel 4.2.5.1.

²¹¹ Erfahrungen bei der Windparkentwicklung haben gezeigt, dass Beteiligungsmöglichkeiten (finanzielle Teilhabe) die Identifikation mit dem Projekt stärken und die Akzeptanz verbessern.

lung stärker in den Boden- und Wasserhaushalt eingreift und die Flächen in der Regel der land- und forstwirtschaftlichen Nutzung entzogen sind, ist die Realisierung von Erdkabeln ebenfalls nicht konfliktfrei.

4.2.6.1 Zusammenfassende Einschätzung

Resümierend ist festzustellen, dass die maßgeblichen treibenden Kräfte für den Übertragungsnetzaus- und -umbau zum einen staatliche Akteure auf nationaler Ebene sind, die das Ziel der Energiewende verfolgen, und zum anderen die Vertreter der EE-Branchen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben ambivalente Interessen, ihr Engagement ist entsprechend verhalten. Sie besitzen die zentrale Handlungsmacht und werden darin im Wesentlichen von der Bundesnetzagentur beschnitten. Das Bemühen um einen verstärkten Netzausbau ist zugleich ein Macht- und Verteilungskampf zwischen diesen beiden Gegenspielern.

Die vom Übertragungsnetzausbau betroffenen Kommunen und Anwohner treten im konkreten Planungsfall als Antagonisten auf. Sie sind nicht bereit, die negativen Effekte von Leitungsbauprojekten auf ihre Lebensumwelt hinzunehmen und fordern Maßnahmen, die den Übertragungsnetzausbau erheblich verteuern. Ihre Akzeptanz ist auch dadurch eingeschränkt, dass sie nicht (ausreichend) an den Profiten der Netzbetreiber partizipieren.

4.2.7 Zusammenfassung: Restriktionen für den Übertragungsnetzausbau

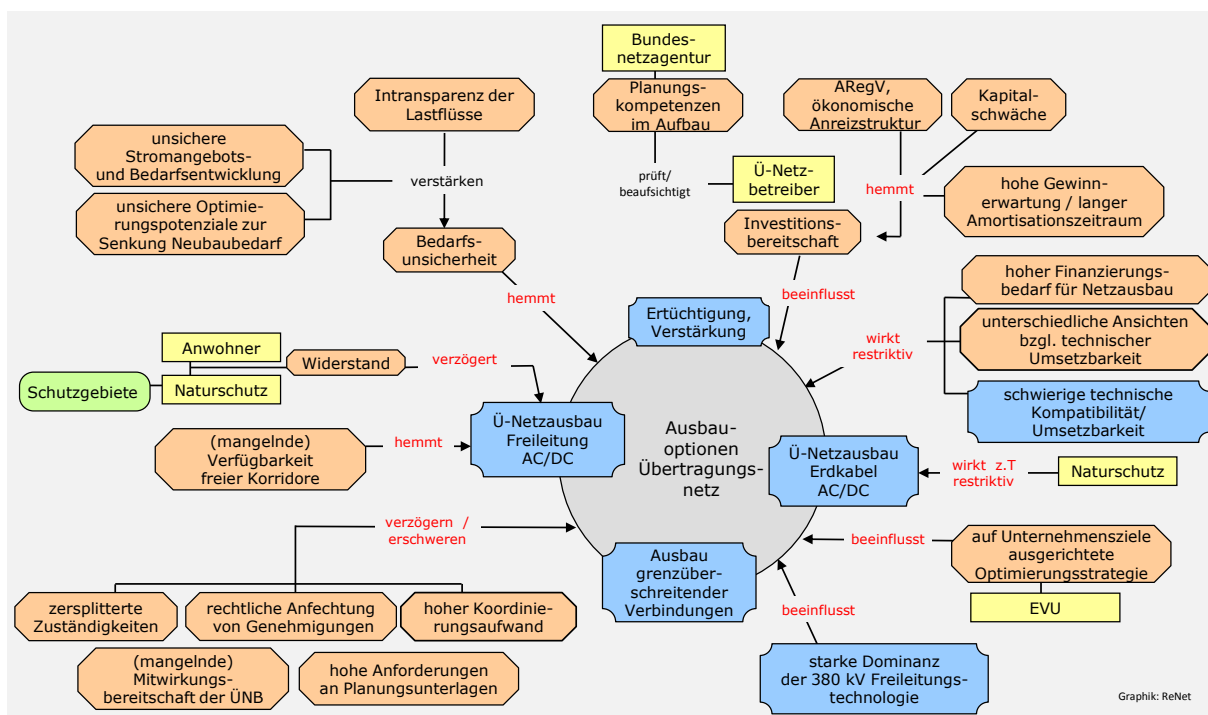


Abbildung 4-4: Konstellation der zentralen Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in das Übertragungsnetz

Abbildung 4-4 bildet die zahlreichen zentralen Restriktionen für den Ausbau des Übertragungsnetzes ab. Die Abbildung verdeutlicht durch die Vielzahl der Faktoren zum einen die Komplexität dieses Politikfelds, zum anderen illustriert sie die Vielzahl der zu überwindenden Hemmnisse und

Herausforderungen bei der Aufgabe, das Übertragungsnetz für die Aufnahme eines möglichst hohen Anteils erneuerbarer Energie auszurüsten.

Die Notwendigkeit des Übertragungsnetzausbaus als Rückgrat des Energieversorgungssystems ist gegenwärtig unbestritten, insofern ist die notwendige Integration der steigenden Erzeugungsmengen erneuerbarer Energien an verbrauchsfernen Standorten die „treibende Kraft“ für den Ausbau der leitungsgebundenen Infrastrukturen. Dieser Ausbau kann durch unterschiedliche technische Optionen erfolgen, diese sind auf dem Kreis in der Mitte der Konstellation (Kern der Konstellation) abgebildet.

Neben der Aufnahmefähigkeit für hohe Anteile erneuerbarer Energien sind der (grenzüberschreitende) Lastausgleich und die Sicherung der Netzstabilität auf nationaler und europäischer Ebene treibende Gründe für den Netzausbau. Zu den ausschlaggebenden Restriktionen zählen die große Bedarfsunsicherheit (vor dem Hintergrund der prognostizierten EE-Einspeisung, aber auch gegenüber der Alternative Netzoptimierung), aber auch die Intransparenz bei der energiewirtschaftlichen Bedarfsentwicklung seitens der Netzbetreiber. Diese Unsicherheit hemmt den Netzausbau und führt zusätzlich zu dem Vorwurf seitens Anwohnern und Umweltverbänden, dass die Trassenplanung auf die Erfordernisse einer zentralisierten, konventionellen Energieversorgung (Atomstrom-Durchleitung) hin ausgerichtet ist.

Die vorherrschende Übertragungstechnologie sind Wechselstrom-Freileitungen. Ihre Dominanz, die Anwendungserfahrungen und die Kosteneffizienz führen zu einer Bevorzugung gegenüber technischen Alternativen (Pfadabhängigkeit), zumal Freileitungen die – durch die ARegV vorgegebenen – Kosteneffizienzkriterien am einfachsten erfüllen. Dies kommt gleichzeitig dem Interesse der Übertragungsnetzbetreiber am nächsten. Ein Hemmnis für den Bau neuer Freileitungen ist die eingeschränkte Verfügbarkeit freier Korridore. Während die Zustimmung zur EE-Stromversorgung in der Bevölkerung auf abstrakter Ebene grundsätzlich hoch ist, wird der Neubau von konkreten Höchstspannungs-Freileitungsprojekten von Anwohnern, Natur- und Umweltschutzverbänden scharf kritisiert. Dies trägt zu Verzögerungen in der Projektrealisierung bei. Kritikpunkte sind die mit dem Trassenaus- und -neubau verbundenen nachteiligen Wirkungen auf das Landschaftsbild, die Wohnumfeldqualität, die Vogelwelt und die menschliche Gesundheit sowie die Verminderung der Grundstückswerte. Die empfundenen Nutzenasymmetrien (überproportionaler Nutzen der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber Belastungen und wirtschaftlichen Nachteilen für Private) befeuern den Widerstand.

Als administrative Restriktion wirkt sich die Zersplitterung der planerischen Zuständigkeiten und der (erst im Aufbau befindlichen) Planungskompetenzen aus. Diese führt zu einem hohen Koordinierungsaufwand gerade bei länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2011) zielt darauf, diese Restriktionen zu überwinden, indem die Zuständigkeit auf Bundesebene verlagert wird. Welche der neuen Projekte des Bundesbedarfsplans schließlich in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen, wird per Verordnung bestimmt, deren Verabschiedung unter dem Vorbehalt der Zustimmung der Bundesländer steht. Aufgrund dieses Vorbehalts ist der Beitrag des NABEG zur Erreichung des Beschleunigungsziels noch unsicher.

Gegenüber dem Vorzustand haben die 2011 beschlossenen Reformen die Transparenz der Bedarfserleitung für den Übertragungsnetzausbau verbessert. Die vorgesehenen Konsultationen sowie die im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung gebotene Öffentlichkeitsbeteiligung verbessert die Glaubwürdigkeit und Legitimation der Bedarfsfeststellung. Ob sich damit verfahrensrechtlich bedeutsame Restriktionen (Ablehnung, Widerstand, Einlegen von Rechtsmitteln) für nachfolgende Zulassungsverfahren mindern lassen, kann noch nicht abschließend beurteilt werden.

Die Beschleunigung des Netzausbaus hängt maßgeblich von der Initiative und der Mitwirkungsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber ab. Die Möglichkeiten, die Übertragungsnetzbetreiber rechtlich – über die bestehende Verpflichtung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit hinaus – zu einem stärkeren Engagement beim Ausbau oder der Modernisierung des Übertragungsnetzes zu verpflichten, sind begrenzt.

Eine gewichtige Restriktion sind laut Netzbetreibern die unzureichenden Investitionsanreize. Die für den beschleunigten Ausbau und die Modernisierung der Übertragungsnetze notwendigen Investitionen sind sehr hoch und amortisieren sich aus Sicht der Netzbetreiber unter dem gegenwärtigen Regulierungssystem nur schwer. Die somit zu geringen Renditeaussichten begrenzen die Gewinnerwartung. Geringe Gewinnerwartungen senken wiederum die Investitionsbereitschaft. Weitere Faktoren, die sich eher kontraproduktiv auf die Investitionsbereitschaft auswirken, sind lange Amortisationszeiträume bzw. der Zeitverzug zwischen getätigter Investition und Beginn der Abschreibung. Auch die nach der Entflechtung reduzierte Kapitaldecke der Übertragungsnetzbetreiber wirkt eher hemmend.²¹²

Die zahlreichen in der Konstellation zusammengefassten Hemmnisse verdeutlichen das Risiko, dass das Zusammenspiel der gegebenen Regulierungen, Planungen und Marktanreize noch nicht ausreichend ist, um die Übertragungsnetze im erforderlichen Umfang und in der gebotenen Geschwindigkeit für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energien auszubauen.

²¹² Die Problemlage hinsichtlich der Anreizregulierung gleicht derjenigen im Bereich der Offshore-Netze (Kapitel 4.3) und – mit einigen Unterschieden – der Verteilnetze (Kapitel 4.4.3.2).

4.3 Restriktionen für die Integration des offshore erzeugten Stroms

Voraussetzung für die Integration hoher Anteile offshore erzeugten Stroms sind leistungsfähige Übertragungsnetze. Die Restriktionen für den Ausbau des Übertragungsnetzes an Land wurden im vorangegangenen Kapitel 4.2 dargelegt. Sie sind zugleich Restriktionen für die Integration hoher Offshore-EE-Stromanteile. Das folgende Kapitel beleuchtet ergänzend die Rahmenbedingungen und mögliche Restriktionen der *seeseitigen* Netzanbindung bis zum Anschlusspunkt an Land.

4.3.1 Triebkräfte der Offshore-Stromerzeugung und Stand der Netzanbindung

Die Bundesregierung betrachtet die Nutzung von Offshore-Windenergie als unabdingbare Voraussetzung für die Erreichung der gesetzten Klimaschutzverpflichtungen und Substitutionsziele.²¹³ In der Vergangenheit wurden seitens der Bundesregierung erhebliche Anstrengungen unternommen, um das technische Know-how voranzutreiben, rechtliche und planerische Rahmenbedingungen für die Errichtung zu optimieren und ökonomische Restriktionen zu reduzieren (vgl. Bruns et al. 2010). Der Zubau von Offshore-Windparks versprach einen „Quantensprung“ der EE-Erzeugung, unabhängig von Standortverfügbarkeit und daraus resultierenden Restriktionen an Land.

Die ursprünglichen Zielsetzungen wurden wegen rechtlicher, technischer und organisatorischer Schwierigkeiten mittlerweile nach unten korrigiert. Das Energiekonzept der Bundesregierung (Die Bundesregierung 2010a) betrachtet die Offshore-Entwicklung aber weiterhin als wichtige Säule der zukünftigen Energieversorgung und geht von 20 bis 30 GW bis 2025/2030 aus. Für die nähere Zukunft halten Nitsch et al. (2010) bis zum Jahr 2020 die Installation von 10 GW Offshore-Wind für realistisch. Gegenwärtig sind mit dem Testfeld Alpha Ventus und BARD Offshore 1 in der Nordsee und Baltic 1 in der Ostsee erst 250 MW installiert. Es erscheint fraglich, ob die genannten Ausbauziele im angestrebten Zeitrahmen erfüllt werden können.

Deutschland plant seine Offshore-Windparks bis auf wenige Ausnahmen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) jenseits der 12-sm-Grenze. Diese küstenfernen Standorte bedeuten hohe Risiken – sowohl für künftige Windparkbetreiber hinsichtlich der Baubedingungen und des störungsfreien Betriebs als auch für den Netzbetreiber, der das Risiko der rechtzeitigen Erstellung der Seekabelverbindung und seiner Auslastung trägt. Die Verteilung der Risiken auf zwei Akteursgruppen mit unterschiedlichen Interessen verursacht ein „Henne-Ei-Problem“ (BNetzA 2011b, 51), für dessen Lösung das Energiekonzept der Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen nennt. Diese Maßnahmen beziehen sich vorrangig auf die Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Sie werden in Kapitel 4.3.3 ausgeführt und kommentiert.

Obwohl mit Beginn der Umsetzung der Offshore-Strategie bereits deutlich war, dass – früher oder später – der Netzanschluss bzw. die Netzintegration der Flaschenhals sein würde, fokussierten sich die Steuerungsimpulse zunächst auf die Beseitigung der o. a. Restriktionen für die Offshore-Windpark Realisierung.

Die dena-Netzstudien (dena 2005, dena 2010a) verdeutlichten schließlich erstmals den Integrationsbedarf der EE und seine Folgen für den Ausbau von Übertragungsleitungen. Der Abtransport der

²¹³ Legitimationshintergrund für die Aktivitäten der Bundesregierung zur Realisierung des Offshore-Ausbaus ist die „Strategie zum Ausbau der Windenergienutzung auf See (Offshore-Strategie)“ von 2002 (Die Bundesregierung 2002).

perspektivisch entstehenden Lastüberschüsse von Norden nach Süden (innerhalb Deutschlands) wurde von den Netzbetreibern als ein wesentlicher Grund für die Dimensionierung des Netzausbaubedarfs an Land genannt (vgl. BNetzA 2008, 6).

Seeseitige Netzanbindung der Windfelder

Die nachfolgende Abbildung 4-5 zeigt die Lage der in der Nordsee zu Sammelpunkten zusammengefassten Windfelder (BorWin, DolWin, SylWin, HelWin). Diese Felder sollen jeweils mit einem oder mehreren Seekabeln angebunden werden. Aus Abbildung 4-5 wird auch ersichtlich, dass die Anlandung der Seekabel an der niedersächsischen und der schleswig-holsteinischen Küste jeweils gebündelt erfolgt. Die Projekte des Netzbetreibers TenneT Offshore²¹⁴ sind in verschiedenen Phasen der Planung und Genehmigung bzw. Realisierung (vgl. Tabelle 4-4). Darüber hinaus sind einzelne Seekabel zwischen Offshore-Windparks und den zugehörigen Sammelpunkten in Planung.

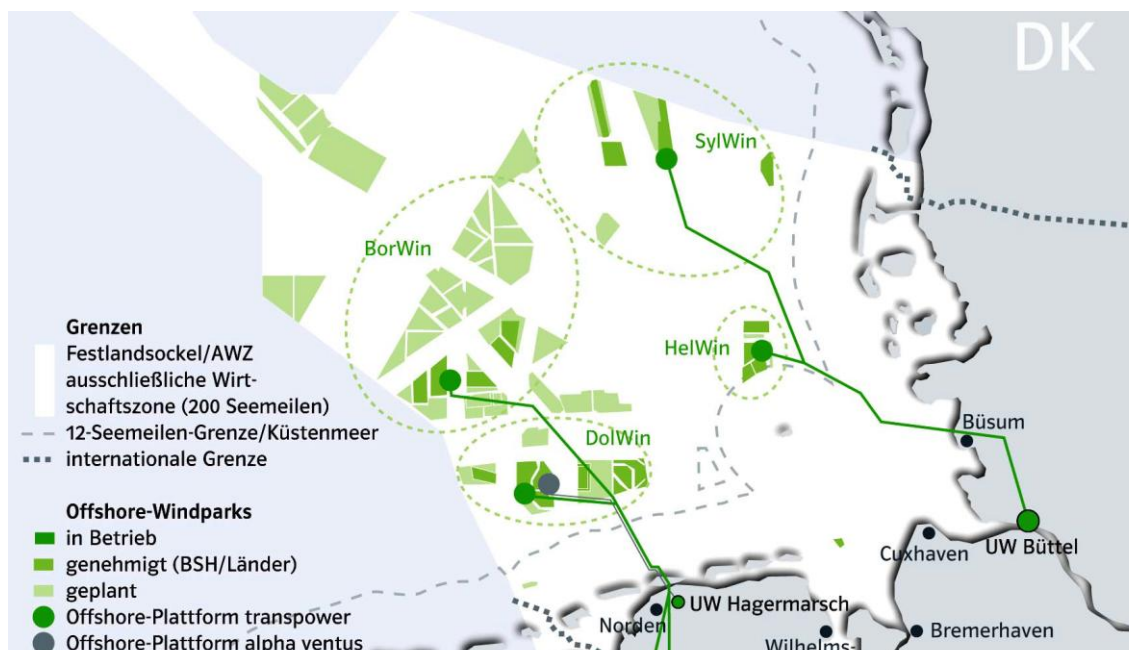


Abbildung 4-5: Anbindung der Offshore-Sammelpunkte in der Nordsee²¹⁵

Bisher sind in der Nordsee zwei Seekabelverbindungen (NorNed/Windnet 1 und BorWin 1) realisiert und in Betrieb gegangen. Bei WindNet 1 und der Anbindung von Riffgatt handelt es sich um Wechselstromverbindungen, alle anderen küstenferneren Standorte werden als Gleichstromverbindung hergestellt.

Die nachfolgende Abbildung 4-6 verdeutlicht die Situation in der Ostsee. Dort erfolgt der Seekabelanschluss durch die 50 Hertz Offshore.²¹⁶

²¹⁴ TenneT Offshore ist eine Schwestergesellschaft, die die Aufgabe der Seekabelanbindung im Auftrag der TenneT TSO wahrnimmt. TenneT Offshore ist Eigentümer und Betreiber der Anschlussleitungen und im Auftrag der TenneT TSO auch Antragstellerin im Planfeststellungsverfahren.

²¹⁵ Quelle: http://www.siemens.com/press/pool/de/pressebilder/2010/power_transmission/300dpi/EPT201006085-02d_300dpi.jpg, Abruf 20.09.2012.

²¹⁶ Zur Abgrenzung von der Geschäftstätigkeit an Land hat die 50 Hertz Transmission alle Aufgaben, die die Anbindung der Offshore-Windparks betreffen, an das Tochterunternehmen 50 Hertz Offshore übertragen.



Abbildung 4-6: Anbindung der Offshore-Windparks und Sammelpunkte in der Ostsee²¹⁷

Bisher wurde nur der Offshore-Windpark Baltic I per Seekabel angeschlossen. Für weitere Seekabelanbindungen sind die Raumordnungsverfahren überwiegend abgeschlossen, d. h. der Anlandungspunkt und Trassenkorridor stehen fest. Die Genehmigungen der Anschlüsse befinden sich in verschiedenen Stadien der Planfeststellung (vgl. Tabelle 4-5). Bis auf eine Leitung (Wiking: DC) erfolgt der Anschluss über AC-Seekabel mit vergleichsweise geringer Spannung. Die Seekabel werden auch hier gebündelt an Land geführt.

4.3.2 Technische Optionen zur Anbindung von Offshore-Windparks

Die finanziellen, technischen und organisatorischen Herausforderungen zur Anbindung von Offshore-Windparks sind groß. Wenngleich jahrzehntelange Erfahrungen mit der Verlegung von Seekabeln bestehen, wird mit der Netzanbindung küstenferner Offshore-Windparks Neuland betreten.

²¹⁷ Quelle: <http://www.50hertz.com/de/2730.htm>, Abruf 30.09.2012.

4.3.2.1 Stand der Übertragungstechnik und Verfügbarkeit

Zur Herstellung von Seekabelanbindungen werden VPE-Kabel²¹⁸ eingesetzt. Diese sind für die dort benötigten Spannungen und Übertragungsleistungen mittlerweile Stand der Technik. Bei steigender Nachfrage kann es zeitweilig aber zu Lieferengpässen kommen, da der Aufbau der Produktionskapazitäten Zeit beansprucht. Auch für die Seekabelverlegung und Errichtung der Anschlusskomponenten auf See (Umspannwerk) müssen die Kapazitäten und die gesamte Logistik zur Kabelverlegung ausgebaut werden. Die verwendeten Komponenten müssen für die besonderen maritimen Wetter- und Betriebsbedingungen (salzhaltige Luft, Wellenschlag, Starkwind, UV-Belastung) geeignet sein. Zudem werden Mitarbeiter benötigt, die für diese Aufgaben unter erschwerten Bedingungen qualifiziert sein müssen. Zeitliche Restriktionen können auch durch die engen Montage- und Servicezeitfenster zur Installation und Wartung der Netzkomponenten entstehen. Die stark wetterabhängigen Zeitfenster bedeuten zugleich, dass Projektlaufzeiten und Termine nur begrenzt einzuhalten sind.

4.3.2.2 Optionen für die Konzeption von Seekabelanbindungen und -netzen

Gegenwärtig bestehen mehrere Optionen, wie die Anbindung der Offshore-Windparks erfolgen kann. Neben Einzelanbindungen wird eine Bündelung durch Sammelanbindungen angestrebt.

Sammelanbindungen für Offshore-Windparks

Sammelanbindungen sehen vor, dass mehrere Windparks an Knotenpunkten miteinander verknüpft und der Strom über möglichst wenige Leitungen zum Festland transportiert wird (vgl. Abbildung 4-7). Die Zahl der notwendigen Kabeltrassen zur Anlandung in den sensiblen Küstenbereichen kann dadurch minimiert werden (Offshore Forum Windenergie 2010, 15). Aus Sicht der einzelnen Unternehmen sind allerdings betriebswirtschaftliche Gründe ausschlaggebend für die Wahl des Anbindungskonzepts. Sammelanbindungen sind nur unter bestimmten Voraussetzungen günstiger als individuelle Anbindungen.²¹⁹

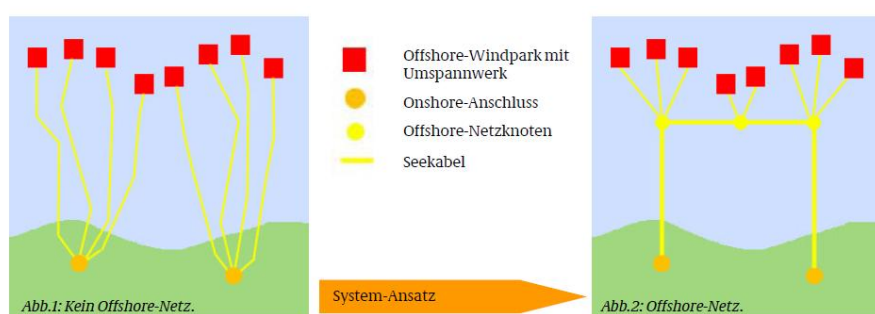


Abbildung 4-7: Prinzip der Sammelanbindung von Offshore-Windparks²²⁰

Sammelanbindungen setzen eine verbindliche Koordination und Synchronisation der Planung zwischen Offshore-Windparkbetreibern und Netzbetreiber voraus. Der Netzbetreiber, der für die Herstellung der Kabelverbindung vom Sammelpunkt auf See zum Einspeisepunkt an Land verant-

²¹⁸ Zu den Eigenschaften von Kabeln mit „vernetzter Polyethylen-Isolierung (VPE)“ vgl. Kapitel 4.2.2.5.

²¹⁹ Sammelanbindungen sind günstiger, wenn die Leitungen sehr lang sind (150 km offshore). Wenn z. B. der Fall eintritt, dass einer von drei Windparks mit 10 Jahren Verspätung angeschlossen wird, sind beide Optionen gleich teuer (vgl. Piria & Zavolas 2012).

²²⁰ Quelle: dena (2009).

wortlich ist, muss sich auf Anschlusszusagen der Offshore-Windparkbetreiber verlassen können und umgekehrt.

Weiterentwicklung zum vermaschten Seekabelnetz?

Mit dem Konzept eines vermaschten Seekabelnetzes wird das Ziel verfolgt, nicht nur Offshore-Windparks untereinander und mit dem Land zu verbinden. In dieses Konzept können auch internationale Seekabel einbezogen werden, die zugleich für den internationalen Stromhandel nutzbar sind. Langfristig würden dadurch deutliche finanzielle Vorteile gegenüber der klassischen Sammelanbindung entstehen (OffshoreGrid Projekt 2011, 9).²²¹ Die Vorteile eines vermaschten Seekabelnetzes werden in einer besseren Versorgungssicherheit (Redundanz) und geringeren Umweltauswirkungen gesehen. In der Nordsee werden nach derzeitigem Planungsstand beide Konzepte verfolgt. Gegenwärtig ist unklar, ob die Steuerungsmöglichkeiten ausreichen, um ein solches Seekabelnetz entstehen zu lassen, das sowohl der kostengünstigen Netzanbindung wie auch dem internationalen Stromhandel gleichermaßen dienen kann.

Die Umsetzung eines vermaschten Netzes bedarf einer erheblichen länderübergreifenden politischen Unterstützung (OffshoreGrid Projekt 2011). Der hohe politische und nicht zuletzt administrative Koordinierungsaufwand erscheint hier als die größte Herausforderung. Möglicherweise führt die Etablierung einer strategischen Offshore-Netzplanung (vgl. Kapitel 4.3.4.1) hier einen Schritt weiter.

Die Übertragungstechnologie: Wechselstrom oder Gleichstrom?

Für die Kompatibilität und Funktionsfähigkeit von Seekabelnetzen ist von Bedeutung, dass die Übertragungstechnologien aufeinander abgestimmt sind. Gegenwärtig werden Offshore-Windparks teils mit Gleichstrom, teils mit Wechselstromtechnik angebunden. Welche Technik gewählt wird, ist von den unternehmerischen Erwägungen (Kosten) im Einzelfall abhängig.

In der Ostsee wird aufgrund der geringen Entfernung zur Küste Wechselstrom bevorzugt. Das Offshore-Umspannwerk (vgl. Abbildung 4-8) wird dabei über ein Wechselstromkabel (VPE) mit dem Anschlusspunkt an Land verbunden. In der Nordsee wendet TenneT Offshore ein Mischkonzept bei der Realisierung von Sammelanbindungen an. Von den einzelnen Windparks bis zum Cluster-Netzanschlusspunkt werden Wechselstromkabel verwendet. Der Cluster-Anschlusspunkt („hub“ oder „Offshore-Steckdose“) stellt zugleich eine AC-DC Konverterstation dar. Von dort zum Festland kommt eine HGÜ-Leitung zum Einsatz. Im Hinblick auf die Entwicklung eines vermaschten Offshore-Netzes wird zu entscheiden sein, ob es sinnvoll ist, die beiden Übertragungstechnologien weiterhin zu kombinieren.

²²¹ Das im Oktober 2011 beendete Projekt „OffshoreGrid“ (unter Beteiligung der Offshore-Stiftung sowie der dena) favorisierte diese Lösung, bei der die verschiedenen Windparks untereinander verbunden werden.



Abbildung 4-8: Umspannwerk „Baltic 1“ von 50 Hertz Offshore²²²

4.3.3 Rechtlicher und ökonomischer Rahmen für Seekabelanbindungen

Die Frage der Verteilung der Verantwortlichkeiten und Kosten der seeseitigen Offshore-Windparkanbindung war von jeher ein zentraler Konfliktpunkt zwischen Offshore-Windparkbetreibern und Netzbetreibern (vgl. Kapitel 4.3.5). Die gesetzlichen Steuerungsimpulse der letzten Jahre zielten darauf ab, Investitionsrisiken und Kosten für Offshore-Windparkbetreiber und damit die Schwelle der Umsetzung zu senken. Im Gegenzug wurden die Übertragungsnetzbetreiber stärker in die Pflicht genommen. Diese verweisen hingegen auf die für diese „Herkulesaufgabe“ unzureichende Kapitalkraft. Stellschrauben für die Steuerung der Pflichten und der Kostenverteilung für eine termingerechte Bereitstellung sind die gesetzlichen Regelungen zur Netzanbindungspflicht (vgl. Kapitel 4.3.3.1) und zur Kostentragung (vgl. Kapitel 4.3.3.2).

Kapitel 4.3.4 geht anschließend auf den komplexen rechtlichen Rahmen für die administrative Umsetzung der Planung und Genehmigung ein.

4.3.3.1 Netzanbindungspflicht und Zuständigkeit

Die Netzbetreiber sind seit Dezember 2006 gesetzlich verpflichtet, in ihrem Zuständigkeitsbereich Netzanlüsse für Offshore-Windparks zu errichten und zu betreiben. Im Zuge der EnWG-Novelle 2011 wurde mit § 17 Abs. 2a EnWG die Verantwortung für die Netzanbindung weiter präzisiert: Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu planen, zu errichten und zu betreiben. Praktisch bedeutet dies, dass die Übertragungsnetzbetreiber für die „Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen“ einen Netzknoten (Steckdose) im Meer sowie eine Sammelanbindung zum wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt errichten müssen.

Um der Netzanbindungspflicht nachkommen zu können, ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich eine verbindliche Langfristplanung erforderlich. Für jeden Windpark sollten klare Startzeitpunkte, Orte und Größen zukünftiger Netzanlüsse z. B. im Offshore-Netzplan festgelegt werden.

²²² Quelle: http://www.50hertz.com/de/file/Offshore_download.JPG, Abruf 20.09.2012.

Im Sommer 2012 wurde die Netzanbindungspflicht der Netzbetreiber durch eine Haftungsregelung ergänzt (§ 12 EnWG).²²³ Kommt er der Bereitstellung des Netzanschlusses nicht termingerecht nach oder kommt es zu längeren Netzanschlussunterbrechungen, kann der Offshore-Windparkbetreiber Schadenersatz verlangen.²²⁴ Der Übertragungsnetzbetreiber kann die Kosten der Entschädigung abhängig vom eigenen Verschuldensgrad über eine Entschädigungsumlage wälzen. Dadurch werden erneut insbesondere Haushaltskunden und kleine Gewerbebetriebe belastet. Letztendlich führt die neue Haftungsregelung dazu, dass die Risiken für Offshore-Windparkbetreiber zu Lasten der Netzbetreiber gemindert werden. Diese wiederum können sich durch die Umlagefähigkeit entlasten. Das finanzielle Risiko einer nicht rechtzeitigen Netzanbindung trägt somit der Verbraucher.

4.3.3.2 Kostentragung für Seekabelanbindungen nach EnWG

Die Gesamtkosten für die Anbindung aller geplanten Offshore-Windparks summieren sich auf mehrere Milliarden Euro.²²⁵ Die hohen Kosten für die erforderlichen Netzanbindungen stellen die rechtlich und unternehmerisch eigenständigen Übertragungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Die Verteilung der insgesamt hohen Kosten auf Einspeiser, Netzbetreiber und Verbraucher ist eine politische Gratwanderung.

Nachdem sich die Offshore-Windparkbetreiber zunächst zu Ungunsten der Netzbetreiber entlasten konnten, haben auch die Netzbetreiber wiederholt versucht, ihre Belastungen u. a. durch eine Änderung der Regelungen zur Umlegbarkeit zu verringern. Zum Beispiel wurde erreicht, dass - anders als sonst bei Netzentgelten üblich - die Kosten der Offshore-Netzanbindung nach § 17 Abs. 2a EnWG nicht nur in der eigenen Regelzone, sondern bundesweit auf alle vier Übertragungsnetzbetreiber verteilt werden können. Dies soll Wettbewerbsnachteile für die Offshore-Netzbetreiber, deren Netzentgelte sonst erheblich gestiegen wären, verhindern. Schließlich wurde im Februar 2012 erreicht, dass die Netzbetreiber die Investitionskosten für die Integration von Offshore-Windparks in die Übertragungsnetze über eine Anpassung der Netzentgelte refinanzieren dürfen (BNetzA 24.02.2012). Sie können sich bei der Bundesnetzagentur für besondere Erweiterungs- und Umstrukturierungsvorhaben gem. § 23 ARegV Investitionsbudgets genehmigen lassen und dürfen die entsprechenden Investitionskosten über eine Anpassung der Netzentgelte refinanzieren. Dabei geht es vor allem um Netzinvestitionen, die notwendig sind, um Strom aus erneuerbaren Energiequellen - wie Offshore-Windparks - und aus neuen konventionellen Kraftwerken in die Übertragungsnetze zu integrieren.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben ferner erreicht, dass die Kosten der sehr aufwändigen Vorplanungen als "dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil" gelten und somit dem Deckel der Regulierung entgehen. Sie können aber nicht zusätzlich auch in den Investitionsbudgets berücksichtigt werden (BNetzA 2009b, 18).

Ende November 2011 hatte sich TenneT TSO an die Bundesregierung gewandt, weil „die Errichtung von Anschlussleitungen für Offshore-Windparks in der Nordsee in der bisherigen Geschwindigkeit

²²³ Das Bundeskabinett hat am 29. August 2012 einen Entwurf des Änderungsgesetzes verabschiedet, es muss noch vom Bundestag verabschiedet werden (Stand: September 2012).

²²⁴ Der Schadenersatzanspruch besteht vom elften Tag an. Der Schadenersatz kann 90 % der entgangenen Ökostromvergütungen betragen. Die von den Verbrauchern zu zahlende Entschädigung ist jedoch auf 0,25 Cent pro Kilowattstunde begrenzt. Liegt sie höher, kann sie auf das Folgejahr übertragen werden.

²²⁵ Die Schätzungen gehen weit auseinander, sie differieren bis zu 40 Mrd. Euro. Interview mit TenneT TSO-Chef Martin Fuchs: <http://www.nordbayerischer-kurier.de/node/195452>, Abruf 20.09.2012.

und Form“ aufgrund der geringen Kapitalkraft des Unternehmens nicht mehr möglich ist (TenneT TSO 23.11.2011). Das Unternehmen spricht sich daher für eine Auslagerung des Offshore-Netzes in eine eigens zu schaffende „Deutsche Gleichstrom-Netzgesellschaft“ aus. Diese soll dann das Offshore-Gleichstromnetz in der Nordsee sowie ein diskutiertes künftiges Overlay-HGÜ-Netz betreiben (TenneT TSO 20.02.2012). Die anderen Übertragungsnetzbetreiber unterstützen diesen Vorschlag nicht und auch im politischen Raum wurde er bisher verfallen aufgenommen.

4.3.4 Herausforderungen der Planung und Genehmigung von Offshore-Anbindungen

Planung, Genehmigung und Verlegung von Seekabeln sind mit besonderen Herausforderungen verbunden (vgl. Kapitel 4.3.4.1). Dies ist den schwierigen Bedingungen auf See, dem hohen Schutzstatus und der hohen Sensibilität der zu querenden Gebiete zuzuschreiben. Die zügige und termingerechte Realisierung von Seekabelprojekten erfordert daher die bestmögliche Koordination und Synchronisation von Verfahrensabläufen der Planung und der Genehmigung.

4.3.4.1 Koordination und Synchronisation der Verfahrensabläufe für Offshore-Seekabelanbindungen

Seekabelanbindungen wurden verfahrensmäßig bisher immer als eigenständige Projekte behandelt. Sie waren und sind von der Genehmigung des Offshore-Windparks abgekoppelt, obwohl sie ein essentieller funktionaler Bestandteil der Anlage sind. Offshore-Windparkbetreiber und Netzbetreiber treten separat als Antragsteller auf, wobei die Veranlassung zur Kooperation und koordinierten Vorgehensweise bisher gering ausgeprägt war.

Erschwerend kommt hinzu, dass die Seekabel mit Startpunkt in der AWZ bis zum Einspeisepunkt an Land unterschiedlichen Zuständigkeiten und Rechtsregimen unterliegen. Ein Seekabelprojekt muss dann u. U. in mehrere Abschnitte (AWZ, Küstenmeer, Landstrecke) unterteilt werden. Diese Abschnittsbildung zieht hohe Transaktionskosten nach sich, insbesondere hinsichtlich der zeitlichen Synchronisation im Verfahrensablauf, der Durchführung gemeinsamer Anhörungstermine sowie der zeitlichen Synchronisation der Genehmigungsentscheidungen. In der Vergangenheit wurde zunächst versucht, eine Koordination durch Raumordnungspläne zu erreichen.

Steuerung durch Raumordnungspläne in der AWZ und im Küstenmeer

Im Küstenmeer obliegt die gebiets- und vorhabensbezogene Raumordnung den Landesplanungsbehörden der Küstenländer. Um die Beeinträchtigungen durch Seekabelverlegung zu minimieren, wurden in den Landesraumordnungsplänen der Länder Niedersachsen²²⁶, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein, die sich auch auf das Küstenmeer erstrecken, raumordnerische Festlegungen für Sammelkabeltrassen im Küstenmeer getroffen. Die Anlandung der Seekabel soll auf diese Korridore beschränkt werden. Seit 2009 existieren darüber hinaus auch Raumordnungspläne für die AWZ in Nord- und Ostsee (BSH 2011). Auch hier wurden Vorranggebiete (Korridore) für Seekabel ausgewiesen, innerhalb derer die Kabelverlegung erfolgen soll. Somit war seither ein Mindestmaß an räumlicher Koordination gegeben, allerdings mit vergleichsweise schwacher Bindungswirkung.

²²⁶ Niedersachsen hat im Landesraumordnungsprogramm zwei Seekabeltrassen, die „Norderneytrasse“ und die „2. Offshoretrasse“ festgelegt. Die festgelegten Trassenbereiche sollen für die Verlegung mehrerer Kabel freigehalten werden (vgl. <http://www.erneuerbare-energien-niedersachsen.de/ereignisse/010910---landesplanung/>, Abruf 20.09.2012).

Steuerung durch Einführung der Offshore-Netzplanung (§ 17 EnWG 2011)

Es zeichnete sich ab, dass angesichts der Vielzahl notwendiger Kabelanbindungen und der damit verbundenen Investitionskosten eine weitergehende Koordinierung von Windparkausbau und Netzanschluss erforderlich wird. Das EnWG 2011 sah vor, dass ein Offshore-Netzplan (§ 17 EnWG) für die AWZ erstellt wird. Dieser Offshore-Netzplan soll als strategisches Koordinationsinstrument für die notwendigen Trassen der Anbindungsleitungen, die Konverterplattformen und grenzüberschreitende Stromleitungen sowie für mögliche Verbindungen untereinander dienen. Die abgestimmten Anbindungen sollen zukünftig im Netzentwicklungsplan (§ 12b EnWG) berücksichtigt werden. Anbindungsleitungen von den Offshore-Umspannwerken zu den Netzverknüpfungspunkten an Land sollen darüber hinaus auch im Bundesbedarfsplan gekennzeichnet werden und damit eine besondere Priorität erhalten. Über die nationale Ebene hinaus kann der Offshore-Netzplan als Vorstufe für die Planungen auf europäischer Ebene (europäisches Offshore-Netz) genutzt werden. Zuständig ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz sowie den Küstenländern.

Bundesfachplan Offshore und Offshore-Netzentwicklungsplanung nach EnWG-ÄndG 2012 (§ 17a-d)

Die o.a. Offshore-Netzplanung geht durch die Vorgaben des Änderungsgesetzes²²⁷ in einem Bundesfachplan Offshore auf. Die Zuständigkeit liegt weiterhin beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Dieser enthält neben der Netzplanung (Trassen, Konverterstationen) auch die Offshore-Anlagen, die für eine Sammelanbindung geeignet sind. Der Bundesfachplan Offshore ist ggf. einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen. In diesem Rahmen ist auch eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorgesehen: Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, und die Öffentlichkeit werden zu dem Entwurf des Bundesfachplan Offshore und des Umweltberichts nach den Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung beteiligt.

Der Bundesfachplan Offshore soll eine Beschleunigung der nachfolgenden Genehmigungsverfahren erreichen, indem seine Festlegungen für die Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren nach den Bestimmungen der SeeAnIV verbindlich sind.

Neben diesen Vorgaben müssen die Netzbetreiber nun auch für die ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzanknüpfungspunkte an Land jährlich einen Netzentwicklungsplan erstellen. Diese Planung ist zusammen mit dem Netzentwicklungsplan (onshore) der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorzulegen. Damit solle eine bessere Kohärenz der Netzanbindung und Übergabepunkte erreicht werden.

Darüber hinaus soll der Offshore-Netzentwicklungsplan Festlegungen und Verpflichtungen zur Realisierungen beinhalten. Für alle vorgesehenen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen sollen Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung gemacht und verbindliche Termine für den Beginn der Umsetzung vorgesehen werden. Die veröffentlichten Termine dürfen ohne Zustimmung der Bundesnetzagentur nicht geändert werden. Mit diesen Maßgaben zielt der Gesetzgeber darauf ab, die Verlässlichkeit der Netzanschlussbereitstellung zu erhöhen.

²²⁷ Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften; Kabinettsbeschluss von August 2012.

4.3.4.2 Genehmigung der Kabelanbindungen im Küstenmeer und in der AWZ

In der AWZ und Küstenmeer gelten jeweils eigene Genehmigungsvorschriften und Zuständigkeitsregeln. In der AWZ ist der Bund (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) für die Erteilung von Seekabelgenehmigungen zuständig, im Küstenmeer sind es die Länder. Die Frage, nach welchem Recht die Seekabel-Genehmigungsverfahren durchzuführen waren (SeeAnIV oder BBergG), war in der Vergangenheit umstritten. Zuletzt hatte sich die Praxis des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie etabliert, die Seekabel nach SeeAnIV zu genehmigen. Der Gesetzgeber hat bei der Novellierung der SeeAnIV²²⁸ neben der Erzeugung von Energie nun ausdrücklich auch die „Übertragung von Energie“ in den Anlagenbegriff mit aufgenommen und die Praxis damit „legalisiert“.

Das bisherige Seekabel-Genehmigungsverfahren wird nach der neuen SeeAnIV 2012 auch in der AWZ auf ein Planfeststellungsverfahren umgestellt. Die Zuständigkeit für die Planfeststellung von Offshore-Windpark und Seekabelanbindung liegt in der AWZ nun gebündelt beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Das Bundesamt kann das Verfahren der Offshore-Windparkgenehmigung durch Fristsetzungen beschleunigen. Eine solche Beschleunigung vermindert die Risiken einer Unterauslastung bereits gebauter Sammelanbindungen.

Die Genehmigungen im Küstenmeer und an Land obliegen den Ländern. Durch die EnWG-Novelle wurde die Genehmigung von bestimmten Kabelanbindungen²²⁹ im Küstenmeer bis zum Umspannwerk an Land vereinfacht: Die Abschnitte im Küstenmeer und an Land können gemäß § 43 Abs. 1 EnWG nun in einem Verfahren (*Planfeststellungsverfahren*) zusammengefasst werden.

In der Nordsee ist die eigens gegründete TenneT Offshore für die Errichtung der Netzanbindungen zuständig. Hier wurde bisher die Seekabelanbindung von Alpha Ventus und die Anbindung von BorWin 1 realisiert und in Betrieb genommen (vgl. Tabelle 4-4). Die Verfahren für Nordergründe, DolWin 1 und SylWin 1 sind abgeschlossen. Die see- und landseitigen Planfeststellungsverfahren DolWin 2 befinden sich im Anhörungsverfahren und sollen Ende 2012 beendet sein.

²²⁸ Inkrafttreten 30. Januar 2012; vgl. Rechtsquellenverzeichnis. Die Änderung der SeeAnIV zielt auf eine beschleunigte Zulassung von Offshore-Windkraftanlagen. Künftig wird ein Zeit- und Maßnahmenplan das gesamte Verfahren bis zur Inbetriebnahme der Windenergieanlagen strukturieren.

²²⁹ Die Regelung gilt für Seekabel im Küstenmeer, die zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen dienen oder als grenzüberschreitende Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vorgesehen sind, und die landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes fortgeführt werden sollen.

Tabelle 4-4: Seekabelanbindungen in der Nordsee²³⁰

Bezeichnung Windfeld	Stand der Planung im Küstenmeer (Länder)	Länge (See-/ Landkabelstrecke)	Netzverknüpfungs- punkt	Technische Daten (Spannung/Leistung)
Transpower Netze GmbH / E.ON				
„Windnet 1“ (Alpha Ventus)	Inbetriebnahme erfolgt; selbe Strecke wie BorWin 1	Seekabel 60 km Landkabel 6 km	UW Hagermarsch	60 MW (12 × 5 MW); 110-kV-Drehstrom
TenneT Offshore GmbH				
Riffgat	ROV/PFV abgeschlossen <i>Inbetriebnahme 2012</i>	Seekabel 47 km Landkabel 30 km	NI: Emden Borssum (NI)	155-kV-AC
Nordergründe	ROV: abgeschl. (2003) PSV: abgeschl. (7/2012)	Seekabel 27 km Landkabel 3 km	UW Inhausen/ W.haven	155 kV-DC
BorWin 1	Inbetriebnahme erfolgt (Dez. 2010)	Seekabel 125 km Landkabel 75 km	UW Diele (NI)	150 kV DC (HVDC-VSC) / 400 MW (80 × 5 MW)
BorWin 2	ROV: k.A. PSV: in Vorb. (beantr. 2010) <i>Inbetriebnahme: 2013</i>	Seekabel 125 km Landkabel 75 km	UW Diele (NI)	300 kV DC (VSC) / 800 MW
BorWin 3	<i>Konzeptionsphase</i>	<i>Ca. 205 km gesamt</i>	<i>UW Diele (NI)</i>	<i>DC</i>
DolWin 1	ROV: k.A. PSV: abgeschl. (6/ 2011) <i>Inbetriebnahme: 2013</i>	Seekabel 76 km Landkabel 92 km ²³¹	UW Dörpen West (NI)	2x320 kV DC / 800 MW
DolWin 2	ROV: k.A. PSV: im Verfahren <i>Inbetriebnahme 2015</i>	Seekabel 45 km Landkabel 90 km	UW Dörpen West (NI)	320 kV DC / 900 MW
DolWin 3	<i>Konzeptionsphase</i>	<i>160 km</i>	<i>UW Dörpen West (NI)</i>	<i>k.A.</i>
HelWin 1	PSV: beantragt (2011) <i>Inbetriebnahme: 2013</i>	Seekabel 85 km, Landkabel 45 km	UW Büttel (SH)	HVDC-Plus-Technik / Leistung: 576 MW
HelWin 2	ROV: k.A. PSV: k.A. <i>Inbetriebnahme: 2015</i>	131 km	UW Büttel (SH)	320 kV-DC / 690 MW
SylWin 1	ROV /PSV abgeschl. <i>Inbetriebnahme 2014</i>	Seekabel 160 km, Landkabel 45 km	UW Büttel (SH)	320 kV-DC / 864 MW

In der Ostsee ist die 50 Hertz Offshore der zuständige Netzbetreiber. Bisher wurde die Verlegung und Inbetriebnahme des Kabels zur Anbindung von Baltic 1 realisiert. Für weitere Projekte wie Baltic 2 und Geofree sind die Verfahren bereits abgeschlossen (vgl. Tabelle 4-5).

²³⁰ Eigene Zusammenstellung nach den Projektbeschreibungen sowie Projektunterlagen der Niedersächsischen Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr (http://www.strassenbau.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=21073&_psmand=135); sowie Informationen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>).

²³¹ Der Beschluss zur 92 km langen Landtrasse erging am 01. Februar 2012. Er wird gegenwärtig beklagt.

Tabelle 4-5: Seekabelanbindungen in der Ostsee²³²

Bezeichnung	Stand der Planung im Küstenmeer (Länder)	Länge (See-, Landkabelstrecke)	Netzverknüpfungspunkt	Technische Daten (Spannung / Leistung)
50 Hertz Offshore GmbH				
EnBW Baltic 1	Inbetriebnahme erfolgt (Frühjahr 2011)	Seekabel 61 km Landkabel 16 km	UW Bentwitsch (MV)	150 kV AC / 50 MW
EnBW Baltic 2	ROV: abgeschl. (12/2005) PSV: abgeschl. (04/2005) <i>Inbetriebnahme 2013</i>	Baltic I + 77 km Seekabel	UW Bentwitsch (MV)	150 kV AC / 400 MW
Arcadis Ost 1	ROV: abgeschl. (06/2011) PSV: k.A. <i>Baubeginn 2015/2016</i>	86-108 km	UW Lüdershagen/ Stralsund (MV)	150 kV AC
Beta Baltic	ROV: abgeschl. (09/2011) PSV: im Verfahren	Seekabel 24 km Landkabel 27 km	UW Bentwitsch (MV)	150 kV AC
Geofree	ROV: abgeschl. (12/2003) PSV: abgeschl. (01/2007) <i>Inbetriebnahme noch offen</i>	Seekabel 20,2 km Landkabel 11,5 km	UW Göhl (SH)	AC
Arkonabecken Südost	ROV: abgeschl. PSV: in Vorbereitung	Seekabel 71,5 km Landkabel 3,8 km	UW Lubmin (MV)	220 kV AC
Wikinger	ROV: im Verfahren PSV: k.A. <i>Inbetriebnahme: 2016</i>	Gesamtlänge ca. 110 km	UW Lubmin (MV)	DC

Aus den Tabellen ist ersichtlich, dass die Verfahren für eine Reihe von Seekabelprojekten zwischen den Windsammelpunkten und dem Festland bereits abgeschlossen sind. Die Verfahrensdurchführung und der Verfahrensabschluss dürfte kein grundlegendes Hemmnis für die Anbindung darstellen.

4.3.4.3 Umweltprüfungen für Seekabel

Seekabel für Offshore-Windparks unterliegen in der AWZ nach geltender Rechtslage keiner UVP-Pflicht. Eine solche könnte sich nur aus dem UVPG ergeben, das über die SeeAnIV (§ 9) auch in der AWZ Anwendung findet. Bislang sind aber in der Anlage 1 zum UVPG nur Hochspannungsfreileitungen und Gasleitungen, nicht aber Seekabel erfasst. Dies hat sich auch bei der jüngsten Änderung des UVPG zum 24.08.2012 nicht geändert.

Im Rahmen der Ökologischen Begleitforschung des Bundesumweltministeriums wurde untersucht, inwieweit die in der Betriebsphase in der unmittelbaren Umgebung von Seekabeln entstehenden elektromagnetischen Felder oder die Erwärmung des Meeresbodens durch das Kabel zu Beeinträchtigungen führen können. In beiden Fällen erwiesen sich die Auswirkungen als lokal begrenzt, sodass auch keine Restriktionen durch betriebsbedingte Risiken zu erwarten sind.

²³² Eigene Zusammenstellung auf Grundlage der Angaben von 50 Hertz Transmission (<http://www.50hertz.com/en/2730.htm>) und des Ministeriums für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung in Mecklenburg-Vorpommern (<http://www.raumordnung-mv.de/>).



Abbildung 4-9: Kabelpflug zur Seekabelverlegung im Wattenmeer²³³

Sollten Seekabel die auf dem Meer ausgewiesenen FFH-Gebiete oder Vogelschutzgebiete queren, ist eine FFH-Verträglichkeitsprüfung durchzuführen.²³⁴ Nach bisherigem Recht waren in diesen Fällen Ausnahmen und Befreiungen von natur- und artenschutzrechtlichen Verboten durch das Bundesamt für Naturschutz erforderlich. Durch das Planfeststellungsverfahren mit seiner Konzentrationswirkung werden diese separaten Entscheidungen entfallen. Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens wird das Bundesamt für Naturschutz nunmehr „lediglich“ durch Anhörung beteiligt (§ 2 Abs. 3 SeeAnlV i.V.m. 73 Abs. 2 VwVfG). Der Wegfall der separaten Genehmigungsentscheidungen des Bundesamtes soll den Vorhabenträger im Hinblick auf Zeit- und Kostenaufwand entlasten. Für den Naturschutz bestehen danach weniger Möglichkeiten, Auflagen und Beschränkungen zur Sicherung einer naturverträglichen Realisierung geltend zu machen.

4.3.5 Akteure der seeseitigen Integration von Offshore-Strom

Die Entwicklung des Offshore-Ausbaus liegt deutlich hinter den ursprünglichen Prognosen und Ausbauzielen zurück, wodurch sich der Handlungsdruck zur Umsetzung und Integration der auf See erzeugten Windenergie weiter erhöht hat.

4.3.5.1 Offshore-Netzanbindung – eine Herkulesaufgabe für die Netzbetreiber

Die zur Herstellung des Netzanschlusses zwischen dem Sammelpunkt auf See und dem Netzanschlusspunkt an Land verpflichteten Netzbetreiber²³⁵ sind eigens gegründete Tochtergesellschaften der großen Netzbetreiber (TenneT Offshore in der Nordsee und 50 Hertz Offshore in der Ostsee). Zusammen mit den Herstellern und Anlagenbauern²³⁶ leisten sie nach eigener Einschätzung Pioniertätigkeit, die mit hohen Risiken behaftet ist. Die Anbindungen erfordern laut TenneT Offshore

²³³ Quelle: Breuer (05.07.2012).

²³⁴ Zu prüfen ist hier, ob geschützte Lebensraumtypen (Sandbänke, Riffe) in ihrem Erhaltungszustand erheblich beeinträchtigt werden und inwieweit geschützte Arten durch die Verlegung und damit verbundene Arbeiten in ihrem Fortbestand bedroht sein könnten.

²³⁵ Die Übertragungsnetzbetreiber sind seit 2006 nach dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (vgl. Rechtsquellenverzeichnis) gesetzlich verpflichtet, Netzanschlüsse für Offshore-Windparks zu errichten und zu betreiben.

²³⁶ Die TenneT TSO hat die Entwicklung, Konstruktion, Lieferung und Installation der Offshore-Plattform, der Offshore- und Onshore-Umrichterstationen sowie der Land- und Seekabelsysteme in der Nordsee an ABB vergeben. ABB gehört zu den größten Herstellern von Gleichstrom-Seekabeln und hat das System „HVDC Light“ (Seekabel bis 300 kV DC zur Stromübertragung von 10 bis 1.000 MW DC über große Entfernungen) entwickelt.

einen „beispiellosen Kapitaleinsatz“. In Anbetracht der hohen Amortisationsrisiken besteht grundsätzlich eine eher geringe Investitionsbereitschaft.²³⁷ Aus diesem Grund kommen die Netzbetreiber der Anschlussverpflichtung nach Auffassung der Offshore-Windparkbetreiber nicht in ausreichendem Umfang und mit ausreichender Zuverlässigkeit nach.

Mit den letzten Gesetzesänderungen im Energiepaket 2011 haben sich die Kostentragungsregeln und Verantwortlichkeiten zudem zu Ungunsten der Netzbetreiber verändert. Das Tochterunternehmen TenneT Offshore, auf das besonders hohe Belastungen durch kostenträchtige Seekabelanbindungen zukommt, verkündete daraufhin Ende 2011 in einem Brandbrief an die Bundesregierung, dass die Kapitalkraft des Unternehmens zu gering sei, um die Anbindungen aus eigener Kapitalkraft zu bewältigen (TenneT TSO 14.11.2011). Das Unternehmen machte deutlich, dass es unter den gegebenen Bedingungen den Netzanschlussverpflichtungen nicht nachkommen kann und wird. Stattdessen schlug es die Gründung einer Deutschen Gleichstrom-Netzgesellschaft mit staatlicher Beteiligung vor, die „das künftige deutsche HGÜ-Netz planen, finanzieren, bauen und betreiben soll“ (TenneT 20.02.2012, online²³⁸). Dieser Vorschlag zur Lösung der Finanzierungsfrage fand in der Politik jedoch bisher keinen Widerhall. Der Staat zeigte sich nicht bereit, die Finanzierungslücke zu schließen und die Verantwortung zu übernehmen, sicherte allerdings Unterstützung zur Absicherung der Risiken zu. Diese Unterstützung ist mittlerweile in Form eines EnWG-Änderungsgesetzes auf den Weg gebracht (vgl. die in Kapitel 4.3.3.1).

4.3.5.2 Unterstützung durch Politik und übergreifende Foren

Die Offshore-Thematik als „zentraler Baustein der Energiewende“ erfährt nach wie vor breite Unterstützung in der Politik. Mit dem Bundesumweltministerium als maßgeblichem Treiber der Offshore-Strategie und dem Bundeswirtschaftsministerium als Initiator der Plattform „Zukunftsfähige Netze“ vertreten zwei wichtige Ressorts die Interessen der Offshore-Netzanbindung.

Die vom Bundesumweltministerium ins Leben gerufene Stiftung Offshore-Windenergie²³⁹ soll die Umsetzung der Offshore-Windenergie-Nutzung unterstützen und beschleunigen. Sie vermittelt zwischen den gegenläufigen Interessen der OWP-Betreiber und der Netzbetreiber (vgl. „Henne-Ei-Problem“, Kapitel 4.3.1).

Allianzen

In einem „Eckpunktepapier“ (Stiftung Offshore-Windenergie et al. 2012) setzte sich 2012 eine breite Allianz aus *Offshore-Stiftung, Offshore Forum Windenergie, BDEW, VDMA und den Netzbetreibern TenneT und 50 Hertz* dafür ein, dass eine höhere Zuverlässigkeit der Netzanbindung v. a. in zeitlicher Hinsicht (verbindlicher Fertigstellungstermin) gewährleistet wird. Die genannten Protagonisten fordern eine erneute Anpassung des Rechtsrahmens, um den Restriktionen der Netzanbindung zu

²³⁷ Aus Sicht der TenneT Offshore stellen die zu geringen Renditeaussichten (9,29 % Eigenkapitalverzinsung) eine zentrale Restriktion dar. Dagegen hält die Offshore-Stiftung die ökonomischen Anreize, die im November 2011 durch die Bundesnetzagentur (erneut) auf eine Eigenkapitalverzinsung von 9,29 % taxiert wurden, für ausreichend (vgl. Stiftung Offshore-Windenergie, [http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/CAlbrecht|Stellungnahme](http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/CAlbrecht|Stellungnahme%20StiftungOffshore-Windenergie.pdf) StiftungOffshore-Windenergie.pdf, Abruf 30.09.2012).

²³⁸ Vgl. <http://www.tennetso.de/site/news/2012/februar/offshore-strukturlosung.html>, Abruf 20.09.2012.

²³⁹ Die Stiftung vereint Vertreter der Politik, der zuständigen Bundes- und Länderbehörden sowie der Interessenverbände. Sie wird von den beteiligten Industriebranchen sowie über Bundeszuschüsse finanziert (Stiftung Offshore-Windenergie 2009).

begegnen. Sie fordern, dass ein stimmiges, verlässliches Gesamtsystem (Offshore-Netzplanung) entwickelt wird. Zudem soll eine Standardisierung der Netzanbindungen erfolgen, um eine möglichst hohe Flexibilität im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung des Seekabelnetzes zu wahren. Gemeinsam stellt die Akteursallianz die Forderung auf, die vollständige Kostenanerkennung und zeitgleiche Wälzung aller Offshore-Netzkosten zu erreichen. Die Protagonisten fordern nicht weniger als einen „Systemwechsel“ (ebda.), der sich in einer deterministischen Planung sowie einer breiten Kostenumlage ausdrückt.

4.3.5.3 Administratoren der komplexen Netzanbindungsaufgabe

Planungs- und Genehmigungsbehörde

Nach der Novelle der Seeanlagenverordnung hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie als Anhörungs- und Genehmigungsbehörde für die Planfeststellung von Offshore-Windparks und Seekabelanbindungen Anfang 2012 einen Bedeutungszuwachs erfahren.²⁴⁰ Mit der Zuständigkeit für die Raumordnung in der AWZ sowie durch die Koordinationsaufgabe für den Offshore-Netzplan hat eine Konzentration administrativer Planungs- und Vollzugsaufgaben stattgefunden. Für die administrative Umsetzung der Netzanbindung in der AWZ hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie damit eine Schlüsselstellung erlangt.

Vertreter von Natur- und Umweltschutz

Bei der Entscheidung über die Genehmigung von Seekabeln in der AWZ ist neben anderen Fachbehörden auch das Bundesamt für Naturschutz zu beteiligen.²⁴¹ Der institutionalisierte Naturschutz und die Naturschutzverbände (NABU, BUND) setzen sich für eine stärkere Berücksichtigung des Meeresschutzes und des lokalen Naturschutzes bei der Seekabelverlegung ein. Da sich bestimmte Anforderungen des Naturschutzrechts²⁴² nun auch auf die AWZ erstrecken, befürchten die Netzbetreiber und der BDEW, dass die Transaktionskosten durch naturschutzrechtliche Fragen und Auflagen (BDEW 2011a, 4 f.) weiter ansteigen und das Kostenproblem verschärfen. Für das Bundesamt für Naturschutz hat die Befolgung der strikten Vorschriften des Natura 2000-Gebietsschutzes und des Artenschutzes oberste Priorität. Darüber hinaus setzt es sich u. a. für Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen, wie z. B. Bauzeitenbeschränkungen in störungsempfindlichen Bereichen, ein. Diese Maßnahmen können Auswirkungen auf den Zeitablauf und/oder die Kosten der Anbindung haben. Infolgedessen gilt das Bundesamt für Naturschutz eher als Verzögerer eines zügigen Netzanschlusses. Im Küstenmeer tragen die jeweiligen Fachbehörden der Küstenländer (Bergamt, Landesamt für Straßenbau und Verkehr, Landesamt für Umwelt und Naturschutz) die Verantwortung für die (naturverträgliche) Trassenplanung und Genehmigung. Durch die gesplittete Zuständigkeit für Küstenmeer und AWZ entsteht ein erhöhter Koordinationsbedarf.

²⁴⁰ Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie gehört dem Geschäftsbereich des Bundesverkehrsministeriums an.

²⁴¹ Das Bundesamt für Naturschutz ist seit 2010 als Bundesfachbehörde für die Erteilung der naturschutzrechtlichen Genehmigungen für Seekabelanbindungen in der AWZ zuständig und damit in die Genehmigungserteilung involviert.

²⁴² Zu den naturschutzrechtlichen Anforderungen gehören die Beachtung des Meeresbiotopschutzes sowie des Artenschutzes und des Gebietsschutzes. Hinzu kommt die Anwendung der Eingriffsregelung nach § 14 ff. BNatSchG, aus der ab 2017 auch materielle Kompensationsansprüche für Natur und Landschaft resultieren.

4.3.5.4 Betroffene und mögliche Profiteure

Von den Seekabelanbindungsprojekten sind die Anwohner an den Anlande- bzw. Übergabepunkten an Land betroffen. An Land müssen bestehende Umspannwerke ausgebaut bzw. weitere Konverterstationen errichtet werden (z.B. Konverterstation Büttel).

Um die regionalen wirtschaftlichen Potenziale durch Investitionen in Seehäfen und Fertigungsanlagen optimal ausschöpfen zu können wurde 2010 innerhalb der Offshore-Stiftung ein Arbeitskreis „Vernetzung der maritimen Wirtschaft mit der Offshore-Windenergie“ gegründet (Herr 02.12.2010, 1; Kuhbier 2011, 102). Die angeschlagenen Werften und die maritime Wirtschaft insgesamt streben an, hier neue Märkte etwa im Spezialschiffsbau zu erschließen. Damit eng verbunden sind die Interessen der küstennahen Kommunen am Erhalt bzw. der Schaffung von Arbeitsplätzen, der Wertschöpfungssteigerung und der Stärkung ihrer Hafenstandorte. Die Wirtschaftsakteure in diesem Bereich sind als Allianzpartner zu betrachten, die ein gemeinsames Interesse am Gelingen der Offshore-Strategie haben.

4.3.6 Zusammenfassung der Restriktionen für den Netzanschluss von Offshore-Windparks

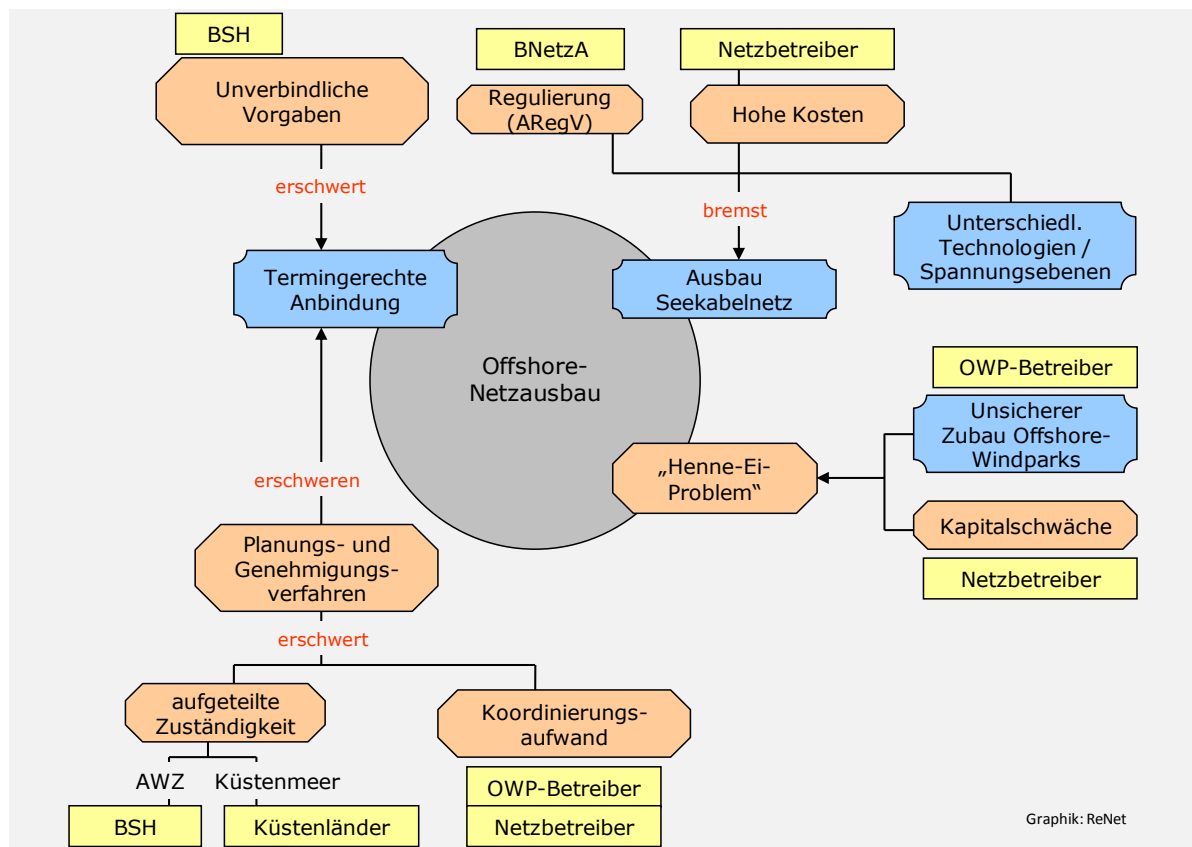


Abbildung 4-10: Konstellation der zentralen Restriktionen für den Offshore-Netzausbau

In Abbildung 4-10 sind die wichtigsten Elemente, Einflussfaktoren und Akteure, von denen *restriktive* Wirkungen auf die Integration hoher Anteile des offshore erzeugten Stroms ausgehen können, zusammengestellt.

Grundsätzlich ist die Frage der Netzanbindung in die Umsetzung der Offshore-Strategie eingebunden. Ein zentrales Hemmnis für die Bereitstellung ausreichender Netzanschlüsse sind die hohen Netzanschlusskosten auf See. In der Vergangenheit wurden die Regelungen zur Kostentragung sukzessive zu Lasten der beiden zuständigen Netzbetreiber TenneT TSO und 50 Hertz Transmission geändert. Die Netzbetreiber – insbesondere TenneT Offshore (Nordsee) – sieht sich aber nicht in der Lage, das Kapital für die hohen Investitionen aufzubringen. Neben geringer Kapitalkraft nennen die Netzbetreiber als weiteren Grund für ihre Zurückhaltung, dass die Realisierung der Offshore-Windparks nach wie vor nur zögernd voranschreite, und daher zu hohe Unsicherheiten über die kostendeckende Auslastung der Verbindungen bestehen. Diese sei aber Voraussetzung für eine zügige Refinanzierung der Netze. Wie im Bereich der Übertragungsnetze begrenzen die bestehenden Regulierungsregeln (ARegV) die Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber für Seekabelanbindungen. Dem Vorschlag von TenneT TSO, die Verantwortung für die Seekabelanbindungen angesichts ihrer Kapitalschwäche einer Gleichstromgesellschaft mit staatlicher Beteiligung zu übertragen, ist die Bundesregierung bisher nicht gefolgt. Die Finanzierungskonditionen sollen aber durch erweiterte Möglichkeiten der Umlegung der seeseitigen Netzanschlusskosten auf die Verbraucher sowie durch Investitionszuschüsse der KfW verbessert werden.

Mit dem EnWG 2011 wurde mit § 17 EnWG erstmals eine Offshore-Netzplanung (linke Seite der Konstellation) eingeführt. Diese strategische Planung sollte die Voraussetzungen für eine verbesserte technische Abstimmung schaffen und etwaigen Restriktionen aus der Verwendung unterschiedlicher Übertragungstechnologien (rechte Seite der Konstellation) vorbeugen. Aus Sicht der Windparkbetreiber bedarf es aber eines verbindlicheren Instruments, um die rechtzeitige Herstellung eines funktionsfähigen Netzanschlusses zuverlässig zu gewährleisten. Der Gesetzgeber hat daher ein Änderungsgesetz vorbereitet, wonach ein Bundesfachplan Offshore aufzustellen ist, der sowohl die Netzplanung als auch die realisierten und geplanten Offshore-Windparks enthält. Seine Festlegungen zur Art und Trassenführung der Anbindung sollen beschleunigend für nachfolgende Genehmigungsverfahren wirken. Darüber hinaus ist von den Netzbetreibern eine Netzentwicklungsplanung offshore zu erstellen, die selbstverpflichtende Vorgaben zu den Fertigstellungsterminen enthält. Es bleibt abzuwarten, ob das Henne-Ei-Problem damit gelöst werden kann.

Die Durchführung von Planungs- und Genehmigungsverfahren führt trotz bereits eingetretener Verbesserungen (z. B. Novellierung SeeAnIV) nach wie vor zu hohen Transaktionskosten. Ursache hierfür ist die Segmentierung des Gesamtprojekts „Offshore-Stromeinspeisung“ in getrennt zu behandelnde Teilprojekte.²⁴³ Die unterschiedlichen Projektträgerschaften, gepaart mit der Aufteilung der Zuständigkeiten zwischen AWZ (Bund) und Küstenmeer (Länder) erschweren das termingerechte Ineinandergreifen der Verfahren und erfordern einen hohen Koordinationsaufwand.

Hinzu kommen erhöhte Anforderungen zur Gewährleistung der Naturverträglichkeit bei der Realisierung der Komponenten der Offshore-Anbindung in ausgewiesenen Schutzgebieten. Alle genannten Hemmnisse erschweren die Realisierung von Netzanbindungen, stehen ihnen aber nicht grundsätzlich entgegen.

²⁴³ Planung und Genehmigung des Offshore-Windparks und seiner Anbindung bis zum Anschlusspunkt durch den Windparkbetreiber; Bau des Umspannwerks (Offshore-Steckdose) und dessen Anbindung bis zum Anschlusspunkt an Land durch den Netzbetreiber; dabei unterliegen die Planungen sowohl dem Rechtsregime der AWZ (Bundeszuständigkeit) als auch dem des Küstenmeeres (Zulassungsregime der Länder).

4.4 Restriktionen für den Aus- und Umbau der Verteilnetze

Das Verteilnetz umfasst Versorgungsleitungen mit Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie weitere technische Einrichtungen.²⁴⁴ Die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien erfolgt zu 97 % in das Verteilnetz (dena 2012, 3), verteilt auf verschiedene Spannungsebenen: Während Strom aus Photovoltaik vorrangig in die Niederspannungsnetze (bis 400 V) eingespeist wird, erfolgt die Einspeisung von Windenergie in Verteilnetze der Mittelspannungsebene (bis 30 kV). Über das 110 kV-Netz gelangt der Strom schließlich in das Höchstspannungs-Übertragungsnetz, soweit er nicht vor Ort verbraucht wird. Die Aufnahme zunehmender Mengen Wind- und Solarstrom verursachen Probleme der Spannungshaltung im regionalen bzw. lokalen Netz (Schmiesing 15.04.2010).²⁴⁵ In vielen Regionen sind die Möglichkeiten der bestehenden Netzinfrastruktur zur Integration von regenerativ erzeugtem Strom bereits nahezu erschöpft. Das Verteilnetz stellt damit einen Engpass für die Einspeisung des EE-Stroms dar.

Im Folgenden wird zunächst der Ausbau- und Modernisierungsbedarf im Verteilnetz diskutiert (Kapitel 4.4.1). Für die Optimierung des Verteilnetzausbaus (Kapitel 4.4.2) werden gegenwärtig verschiedene sich ergänzende Strategien verfolgt. Grundsätzliches Ziel ist dabei, den Ausbaubedarf des Netzes möglichst gering zu halten und nicht eine maximale, sondern eine optimale Netzkapazität zur Verfügung zu stellen. Der kapazitäts Netzausbau und die Netzmodernisierung sollen Netzengpässe beseitigen und im bidirektionalen Betrieb eine Weiterleitung in das vorgelagerte Netz ermöglichen. Der Umbau und die Weiterentwicklung zu einem Smart Grid (vgl. Kapitel 4.4.2.2) geht über einen rein kapazitären Ausbau hinaus. Die Ausrüstung mit Informations- und Kommunikationstechnik ändert den Charakter der bisherigen Netzführung. Mit Hilfe dieser Technologien soll auch das Einspeise- und Nachfragemanagement verbessert werden (vgl. Kapitel 4.4.2.3). Die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen und Restriktionen beim Aus- und Umbau des Verteilnetzes sind Gegenstand von Kapitel 4.4.3. Restriktionen, die sich aus der bislang defizitären Planung des Verteilnetzes ergeben, sowie Rahmenbedingungen der Genehmigungsverfahren werden in Kapitel 4.4.4 thematisiert. Gegenstand von Kapitel 4.4.5 sind die für die Modernisierung des Verteilnetzes relevanten Akteure.

4.4.1 Ausbau- und Modernisierungsbedarf der Verteilnetze

In der Vergangenheit wurden die Auslegung und die Steuerung der Verteilnetze anhand von Standardlastprofilen vorgenommen, die überwiegend ohne Lastflussmessungen auskamen. Die Dimensionierung der Kabelstrecken und Umspannwerke wurde so ausgelegt, dass sie bezogen auf die Standardlastprofile einen risikoarmen Netzbetrieb ermöglichten. Angesichts zunehmender Einspeisemengen von fluktuierendem Windstrom in das Mittel- und Hochspannungsnetz und Photovoltaik-Strom in das Niederspannungsnetz ist diese Vorgehensweise als technisches Konzept zur Gewährleistung der Spannungshaltung nicht mehr angemessen.

²⁴⁴ Zum Beispiel Einrichtungen zur Spannungsregulierung (Umspannwerke, Transformatoren) und Einrichtungen des Systemmanagements.

²⁴⁵ Laut der Studie „Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020“ (Prognos AG & Roland Berger 2010) haben 77 % der Verteilnetzbetreiber in Gebieten mit hohen Photovoltaik-Anteilen technische Schwierigkeiten mit der Netzintegration (vgl. auch ähnlich BTU Cottbus 2011b, 65).

Netzanschlussverpflichtung

Nicht nur die Übertragungs-, sondern auch die Verteilnetzbetreiber stehen sowohl kapazitär als auch hinsichtlich des Lastausgleichs vor großen Herausforderungen. Die Netzanschlussverpflichtungen nach EEG verschaffen den Einspeisern eine starke Rechtsposition, die ihnen den Marktzugang sichert. Die Anschlussregelungen verpflichten den Netzbetreiber nach § 5 Abs. 1 S. 1 EEG²⁴⁶ zum unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss. Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 9 EEG möglich wird (§ 5 Abs. 4 EEG). Nach § 9 Abs. 1 S. 1, Abs. 3 EEG sind die Netzbetreiber auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Dies erstreckt sich nach § 9 Abs. 2 EEG auf sämtliche, für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen. Die Verpflichtung entfällt gemäß § 9 Abs. 3 EEG nur, wenn die Erweiterung der Netzkapazität *wirtschaftlich unzumutbar* ist.

Die Netzanschlussverpflichtung ist der Motor für die Anpassung des Verteilnetzes an die Anforderungen der EE-Einspeisung. Umstrukturierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sind sowohl in der Anschlussebene als auch in vorgelagerten Netzebenen notwendig. Zudem steigen die Anforderungen an eine Koordination von Netz, Verbrauchern, Einspeisungen und Speichern.

Netzausbaubedarf

Der kapazitäre Netzausbau umfasst die Leistungserhöhung der Leitungen und der Übergabepunkte durch Zubau- und Ertüchtigungsmaßnahmen. Die Notwendigkeit hierfür ist auf den jeweiligen Spannungsebenen (400 V, 30 kV) unterschiedlich stark ausgeprägt. Über den konkreten Umfang des künftig notwendigen Netzausbaus konnte jedoch angesichts der zerstreuten Datenlage zunächst nur spekuliert werden. Im Rahmen eines Gutachtens des BDEW wurden 2011 erste Abschätzungen des notwendigen Umfangs für den Verteilnetzausbau in Deutschland auf Grundlage der Daten für Photovoltaik- und Onshore-Windkraftausbau des BMU-Leitszenarios 2010 (Basisszenario, vgl. Nitsch et al. 2010) beziehungsweise des Referenzszenarios der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Prognos AG et al. 2010) bis zum Jahr 2020 vorgenommen (BDEW 2011b). Dabei zeigte sich, dass die Prognosewerte für den Ausbau der Erneuerbaren (aus dem Energiekonzept und der Leitstudie) erheblich voneinander abweichen. Werden die Daten des Energiekonzepts zugrunde gelegt, kommt die Studie auf einen Ausbaubedarf von etwa 195.000 km. Die Kosten würden zwischen 10 und 13 Mrd. Euro bis 2020 betragen. Werden hingegen bei den Berechnungen die Daten der Leitstudie angenommen, müsste das Verteilnetz sogar um 380.000 km erweitert werden, mit resultierenden Kosten zwischen 21 und 27 Mrd. Euro bis 2020 (vgl. ZfK 2011). Hierbei sind die Investitionskosten für Smart Grid, Smart Meter, Speicher und E-Mobilität nicht berücksichtigt. Ebenfalls unberücksichtigt blieben die Einflussmöglichkeiten der Verteilnetzbetreiber durch Planung und Netzmanagement.

Mittlerweile ist eine Verteilnetzstudie unter koordinatorischer Leitung der dena in Arbeit (dena 2012), die genaueren Aufschluss über den Ausbau- und Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene

²⁴⁶ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

geben soll.²⁴⁷ Mehr noch als auf der Übertragungsnetzebene bedarf es dafür zunächst der Ermittlung und Zusammenführung von bereits bestehenden regionalen Lastdaten. Zugleich werden belastbare Daten über die zukünftige Entwicklung der EE-Einspeisung benötigt. Die Datenlage hierüber ist allerdings sehr dynamisch.

Der aufgrund zunehmender dezentraler und volatiler Einspeisungen immer dringlicher werdende Modernisierungs- sowie Aus- und Umbaubedarf der Stromverteilnetze erhält bislang eine weit geringere öffentliche Aufmerksamkeit als der Ausbaubedarf auf Ebene des Übertragungsnetzes (Nissen 03.05.2011). Ihre zentrale Rolle für die EE-Integration und die Erfordernisse und Folgen des Aus- und Umbaus rücken erst allmählich ins öffentliche Bewusstsein. Der Aus- und Umbau der Verteilnetze steht noch am Anfang. Konkrete Ausbauplanungen und Maßnahmen konzentrieren sich gegenwärtig auf Schwerpunktregionen der EE-Einspeisung wie z. B. Schleswig-Holstein.

4.4.2 Optimierung des Verteilnetzausbaus

4.4.2.1 Optimierung und Ertüchtigung statt Neubau

Eine weitere Parallele zum Übertragungsnetz ist, dass auch beim Verteilnetzausbau das NOVA-Prinzip²⁴⁸ zur Anwendung kommen soll. Optimierungsmaßnahmen wie das Leiterseil-Temperaturmonitoring oder die Ausrüstung mit Hochtemperaturleiterseilen²⁴⁹ wurden im Verteilnetz ebenfalls nur in geringem Umfang (geförderte Pilotanwendungen) erprobt.²⁵⁰ Maßgebliche Restriktion für eine breitere Anwendung des Leiterseilmonitoring ist die aufwändige und kostenträchtige Ausrüstung mit Messsystemen, die im Idealfall eine dynamische Rückmeldung über die Leiterseiltemperaturen sowie über die Umgebungsfaktoren geben, sodass eine (temporär) höhere Auslastung der Leitungen möglich ist. Die erzielbare Leistungserhöhung und der Kostenaufwand stehen bisher hierbei wie auch bei Hochtemperaturleiterseilen in einem ungünstigen Verhältnis (vgl. Kapitel 4.2.2.4).

Für Netzbetreiber haben Optimierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen im Bestand (BNetzA 2011a, 25) den Vorteil, dass anstelle eines förmlichen Verfahrens²⁵¹ nur ein vereinfachtes Verfahren (Anzeigeverfahren) durchgeführt werden muss. Planungs- und Genehmigungszeiten lassen sich damit erheblich verkürzen, was sich kostensenkend auswirken kann.

4.4.2.2 Umbau des Verteilnetzes zu einem Smart Grid

Bislang war der Abgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch durch die Leistungssteuerung von vergleichsweise wenigen konventionellen Kraftwerken möglich. In Zukunft muss die Leistungsregelung die Erzeugung einer Vielzahl von Kleinanlagen berücksichtigen, die ganz überwiegend in das Verteilnetz einspeisen. Die Erzeugung auf dieser Netzebene muss steuerbar sein und die Netz-

²⁴⁷ Die dena erstellt derzeit unter Einbindung von 17 Unternehmen der Verteilnetzbetreiber in Deutschland (Projektpartner) sowie wissenschaftlichen Forschungspartnern und Prüfgutachtern (Fachbeirat) eine Studie, deren Gegenstand die Ermittlung des Ausbau- und Innovationsbedarfs sowie des dafür nötigen energiewirtschaftlichen Rahmens im Stromverteilnetz in Deutschland bis 2030 ist. Die Ergebnisse der Studie „Bedeutung der Stromverteilnetze für die sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung in Deutschland“ waren bei Redaktionsschluss jedoch noch nicht verfügbar (vgl. dena 2012).

²⁴⁸ NOVA = Netz Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau.

²⁴⁹ Die Funktionsweise beider Technologien wird in Kapitel 4.2.2.4 erläutert.

²⁵⁰ Im Jahr 2010 führten neun Verteilnetzbetreiber ein Leiterseilmonitoring durch. Vgl. u. a. Teupen zum Leiterseilmonitoring von E.ON in Schleswig-Holstein (Teupen 14.09.2011).

²⁵¹ Zum Beispiel ein Planfeststellungsverfahren nach § 43 EnWG.

belastung bestimmter Abschnitte online überwacht werden – hierfür hat sich der Begriff „Smart Grid“ etabliert. Bislang enthält die Verteilnetzebene jedoch kaum intelligente Steuerungs- und Überwachungselemente für bidirektionale Stromflüsse.

Das Konzept des Smart Grid geht über die reine Erweiterung der Leitungskapazitäten hinaus. Es sieht eine kommunikative Vernetzung nicht nur der Netzbetriebsmittel, sondern darüber hinaus auch der im Netz vorhandenen Stromerzeuger, Stromverbraucher und gegebenenfalls Speicher vor (BMWi 2010a).

Die Umsetzung des Smart Grid-Konzepts – d. h. die Integration von Informations-, Kommunikations- und Steuerungstechnologie – ist technisch deutlich anspruchsvoller und komplexer als der rein kapazitätsmäßige Ausbau. Es führt zu einer stärkeren Vernetzung der Erzeugungskomponenten, der Einspeisemengen sowie einer Rückkopplung zwischen Einspeisung und Verbrauch (vgl. Abbildung 4-11).

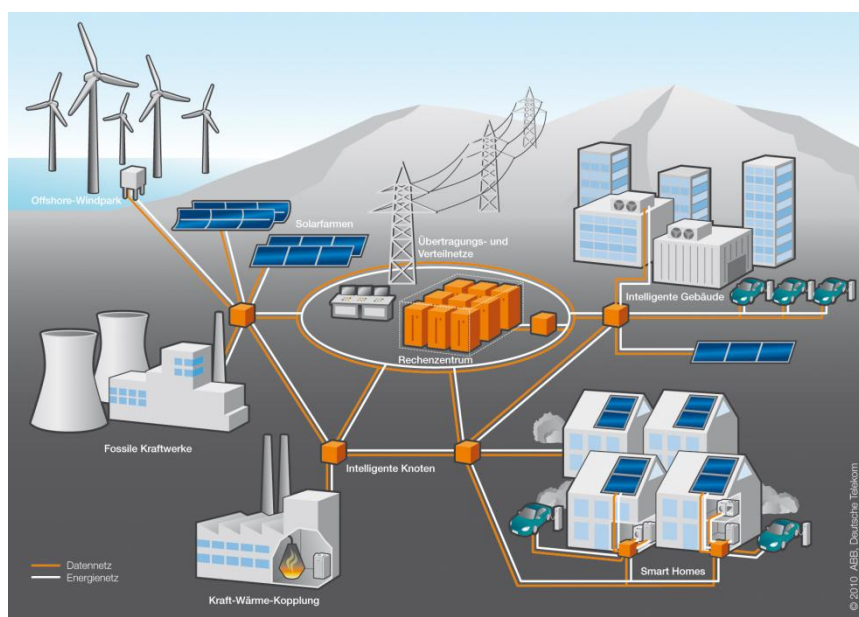


Abbildung 4-11: Schema: Funktionsweise eines Smart Grid²⁵²

Das Smart Grid-Konzept

Aufgrund des umfangreichen Ausbaus der erneuerbaren Energien wird die in der Vergangenheit übliche monodirektionale Top-Down-Verteilung des Stroms (von der höheren zur niedrigeren Spannungsebene) in Verteilnetzen durch einen bidirektionalen Stromfluss ersetzt. Der Netzbetrieb wird hierdurch wesentlich komplexer und erfordert von den Verteilnetzbetreibern mehr Kenntnisse über den jeweiligen aktuellen Netzzustand. Da sich Phasen von Erzeugungsüberschuss mit Phasen von Mehrverbrauch abwechseln, muss der Netzbetreiber zur Gewährleistung der Netzstabilität genaue Informationen über die Stromflüsse in seinem Netz haben. Smart Grids bieten die Möglichkeit, durch ein Last- und Einspeisemanagement (vgl. Kapitel 4.4.2.4) die vorhandenen Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und zur Netzstabilität beizutragen. Heute sind sowohl das Netz als auch die Stromerzeugungskapazität auf den Spitzenlastbedarf ausgelegt. Die durchschnittliche Netzauslastung ist jedoch deutlich geringer. Um die tatsächliche Auslastung zu verbessern, bedarf es technischer Optionen, die es ermöglichen den Lastfluss zu verstetigen, d. h. kurzzeitige Lastspitzen zu

²⁵² Quelle: http://www.powertown.no/?page_id=10, Abruf 20.09.2012.

reduzieren. Diese Verstetigung führt zu einer besseren Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten. Voraussetzung dafür sind Informations- und Kommunikationstechnik (u. a. Smart Meter und deren Datenanbindung), die die erforderlichen Informationen für ein Einspeisemanagement sowie für eine gezielte Nachfragesteuerung (Demand Side Management; vgl. Kapitel 4.4.2.4) verfügbar machen.

Smart Metering und regelbare Ortsnetztrafos

Smart Metering²⁵³, d. h. der Einsatz und die kommunikative Verknüpfung von „intelligenten“ Stromverbrauchsmessgeräten, ist eine zentrale Voraussetzung dafür, dass Kraftwerke, dezentrale Energieversorger und Verbraucher in Echtzeit miteinander kommunizieren können. Smart Meter gelten daher als ein zentraler Baustein für intelligente Energienetze. Die Datenanbindung ermöglicht es, Stromangebot und Nachfrage gezielt aufeinander abzustimmen anstatt die Verteilnetze wie bisher basierend auf Standardlastprofilen zu betreiben. Der Netzbetreiber kann auf Informationen zu aktuellen Lastgängen zugreifen und diese Informationen zur Sicherung der Netzstabilität nutzen. In Kenntnis der Verbrauchsdaten können Netzbetreiber auf Änderungen in der Stromnachfrage unmittelbar reagieren (BMW i 2010a). Bei entsprechender Tarifgestaltung wird für Stromkunden ein Anreiz geschaffen, ihr Verbrauchsverhalten entsprechend zu steuern, z. B. den Verbrauch zeitlich zu verlagern oder zu senken. Den Rechtsrahmen zur Einführung von Smart Metern bildet das EnWG sowie die Messzugangsverordnung (MessZV²⁵⁴). Jedoch hat in Deutschland – anders als z. B. in Italien, Schweden, Dänemark oder Großbritannien – der flächendeckende „Roll-Out“ der neuen Zählertechnologie noch nicht begonnen.²⁵⁵

Bis Mitte 2011 waren bei nur 0,2 % aller Standardlastprofil-Kunden intelligente Zähler eingebaut (BT-Drucksache 17/5346, 8). Dabei handelt es sich vor allem um Pilotvorhaben einiger Netzbetreiber wie RWE, E.ON oder EWE, die in Teilen ihres Netzgebiets die Technik und das Nutzerverhalten testen. Netzbetreiber sind vor allem aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit bisher nicht motiviert, die Zähler im Privatkundenmarkt zu etablieren.²⁵⁶ In einer Studie, die die KEMA Consulting für das Bundeswirtschaftsministerium im Jahr 2009 anfertigte, gaben Verteilnetzbetreiber an, dass die Kosten eines kompletten Roll-Outs von Smart Metern gegenüber ihrem Nutzen unverhältnismäßig hoch seien (KEMA Consulting 2009, 13).

Nach §§ 21c, 21d EnWG haben Messstellenbetreiber, soweit dies technisch möglich ist, Messsysteme zur Erfassung elektrischer Energie einzubauen, die in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind und den tatsächlichen Energieverbrauch sowie die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Die Einbaupflicht gilt erstens für Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen oder einer größeren Renovierung im Sinne der europäischen Richtlinie 2002/91/EG unterzogen werden.

²⁵³ Der Begriff umfasst alle technischen Messgeräte für die Stromverbrauchsmessung. Weitere Komponenten des Smart Grid können intelligente Geräte sein (smart devices/ smart home, z. B. programmierbare Waschmaschinen), die mit dem Netzbetreiber verbunden sind und ihren Betrieb dann aufnehmen, wenn es aus Systemsicht effizient ist (Knab et al. 2010, 13 f.).

²⁵⁴ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis: Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb.

²⁵⁵ Zum Stand des Smart-Metering-Rollouts in Europa vgl. Studie von trend:research (2011); danach sind in Italien bereits 95 % aller 36 Mio. Endkunden mit fernauslesbaren Stromzählern ausgestattet. In Italien lag der Motivationshintergrund in der Unterbindung von Stromdiebstahl (KEMA Consulting 2009, 13).

²⁵⁶ Nach BNetzA (2011a, 159) gaben von 631 befragten Netzbetreibern 498 an, im Jahr 2011 nicht im Bereich des Messstellenbetriebs tätig werden zu wollen. 48 % gaben als Grund Unwirtschaftlichkeit an, 17 % sahen darin keine Kernaufgabe, 21 % sagten, ihr Unternehmen sei organisatorisch bzw. personell zu klein und 14 % nannten schlechte Rahmenbedingungen als Grund für ihre Inaktivität.

Zweitens gilt sie bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 Kilowattstunden. Und drittens müssen Messsysteme bei Neuanlagen nach dem EEG oder dem KWKG mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt eingebaut werden. In allen übrigen Gebäuden sind die Messsysteme nur einzubauen, soweit dies technisch möglich (am Markt verfügbar und über § 21e Abs. 4 EnWG zertifiziert) und wirtschaftlich vertretbar ist. Die neuen Regelungen sind somit sehr spezifisch, enthalten weite Bestandsschutz- und Übergangsregelungen für bisher verwendete Messtechnik und knüpfen an die Einbaupflicht viele Voraussetzungen, die zunächst noch durch Rechtsverordnungen näher konkretisiert werden müssen. Mit der Neuregelung seit 04.08.2011 ist der Gesetzgeber aber zumindest von seiner ursprünglichen Linie abgewichen, den Einbau von Smart Metern vollständig dem Markt und den Kunden zu überlassen. Nach Expertenschätzungen soll dies ca. 15 % der Messstellen erfassen (Sörries 2012).

Aus Sicht der Endkunden würden Verbrauchseinsparungen den zentralen Anreiz bieten, Smart Meter zu installieren. Allerdings müssten dafür die angebotenen Tarifstufen und Boni so umgestellt werden, dass sie Einsparungen ermöglichen, indem sie z. B. Lastverschiebungen honorieren. In Pilotprojekten wurden – selbst unter günstigen Tarifbedingungen – lediglich Verbrauchseinsparungen bis zu 10 % erreicht (Müller 15.07.2011). Ob dies als Anreiz ausreicht, muss bezweifelt werden. Insbesondere bei geringem Strombedarf (unter 5.000 kWh jährlich) fallen durch Smart Meter eher höhere Gesamtkosten an, da die Mehrkosten des Smart Meters nicht durch Verbrauchseinsparungen aufgewogen werden. Die Lastverschiebepotenziale in Haushalten sind im Einzelfall sehr klein und können in der Summe nur zu relativ hohen Kosten erschlossen werden. Eine flächendeckende Einführung von Smart Metern in Haushalten wird daher von Netzbetreibern wie auch vielen Experten unter den aktuellen Rahmenbedingungen als nicht wirtschaftlich und daher wenig aussichtsreich angesehen (Müller 15.01.2012). Umgesetzt wurden bisher nur wenige Einzelfälle.²⁵⁷

Die Weiterentwicklung in Richtung eines Smart Grid kann allerdings nach Ansicht einiger Gutachter auch ohne einen flächendeckenden Roll-Out von Smart Metern erfolgen (acatech 2012, 25). Als zentrales Modul für ein „smartes“ Niederspannungsnetz wird von den Netzbetreibern vielmehr der regelbare Ortsnetz-Trafo angesehen. Praxistests haben gezeigt, dass ein solcher Transformator die Spannung auf der Niederspannungsseite konstant halten und eine bis zu viermal höhere Leistungsaufnahme im Netz ermöglichen kann. Damit kann die Auslastung des Niederspannungsnetzes bis an die elektrotechnische Grenze der Kabel (nach DIN/VDE-Norm festgelegte Obergrenze der Übertragungsleistung) gesteigert werden. Von Vorteil ist, dass dabei Nieder- und Mittelspannungsnetz weitgehend entkoppelt sind (Müller 15.01.2012).

Durch den zusätzlichen oder alternativen Einbau von Messgeräten in den Trafostationen, die auch kleine Erzeugungsmengen auf Minutenbasis erfassen können, würden die Netzbetreiber künftig ein realistisches Bild von der Einspeisung im Niederspannungsnetz bekommen.

²⁵⁷ Zum Beispiel haben die Stadtwerke Haßfurt Ende 2010 alle Haushalte mit elektronischen Zählern ausgestattet (rund 10.000 Stück). Wegen der guten Erfahrungen bei der automatisierten Ablesung und Abrechnung sowie Lastprofilwertung wurden im Folgejahr gleich auch die Gas- und Wasserzähler durch elektronische Zähler ersetzt (Müller 15.07.2012, 29).

4.4.2.3 Restriktionen für die Einführung und Verbreitung eines Smart Grid

Fehlende technische Standards für das Smart Grid

Einer breiten Anwendung steht neben mangelnder Wirtschaftlichkeit das Fehlen EU-weiter, einheitlicher technischer Standards für die Zähler entgegen (Güneysu et al. 2011, 871). In der EnWG-Novelle 2011 wurden zwar Bestimmungen zur Einführung neuer Zähler aufgenommen, jedoch sind diese noch unzureichend.²⁵⁸ Die Anforderungen an die Architektur, an Systeme und Protokolle für Smart Grids sind noch nicht ausreichend definiert.

Eine Spezifizierung der technischen Anforderungen an die elektronischen Zähler ist nicht nur auf nationaler, sondern auch auf europäischer Ebene geboten. In einer Mitteilung vom 12. April 2011 (Europäische Kommission 2011e) stellte die EU-Kommission fünf Aktionsfelder im Bereich der Smart Grids vor, welche von der Task Force „Intelligente Netze“ definiert wurden. Besonders im Bereich gemeinsamer technischer Normen sei dringend eine Standardisierung herbeizuführen.²⁵⁹ Die Gremienarbeit ist jedoch deutlich in Verzug, Ergebnisse werden frühestens Ende 2012 erwartet (ebda., 7). Die Kommission hat ein Normungsmandat zur Definition und Erarbeitung von Normen für Smart Grids an die europäischen Normungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI erteilt.²⁶⁰ Auf deutscher Seite sind das Deutsche Institut für Normung (DIN) und der Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) beteiligt (vgl. Sendner 01.09.2011).

Unklarheit bezüglich der Kostentragung bei der Installation von elektronischen Zählern

Eine weitere Restriktion liegt in der mangelnden Regelungstiefe des EnWG und der MessZV sowie der ARegV hinsichtlich der Kostentragung. Es ist unklar, welcher Akteur welche Kosten trägt, diese ggf. vorfinanziert und inwieweit die Kosten für Messtechnik und elektronische Zähler auf den Verbraucher umgelegt werden können. Hierzu sind weitergehende Festlegungen zu treffen (Güneysu et al. 2011, 871).

Unzureichende Normenklarheit beim Datenschutz

Ein weiteres Problem sind die fehlenden bzw. unkonkreten Regelungen zu Art und Umfang sowie zur Erhebung und Übermittlung von Daten. Bisher sind Stromnetze weitgehend abgeschottet vom offenen Internet-Datenverkehr. Ein Risiko besteht zum Beispiel in Angriffen auf Infrastruktur und Datenflüsse mit dem Ziel, die Energieversorgung zu unterbrechen oder Verbrauchsdaten zu manipulieren. Erfahrungen mit anderen elektronischen Systemen haben gezeigt, dass mit derartigen Risiken zu rechnen ist.

Nur wenn die Regelungen zum Datenschutz im EnWG und in der MessZV hinreichend konkretisiert sind, können sie gegen Missbrauch greifen. Güneysu et al. (2011, 873) kommen zu der Einschätzung, dass die Rechtsgrundlagen gegenwärtig nicht dem Gebot der Normenklarheit genügen. Somit sei eine Erhebung, Verwendung und Nutzung der Daten aus datenschutzrechtlicher Sicht allein auf der

²⁵⁸ Der Wortlaut des § 21b Abs. 3a EnWG, wonach die Zähler den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln sollen, erlaubt es z. B. nicht, darunter auch bidirektionale Zähler zu subsumieren. Diese wären aber für den Aufbau eines Smart Grid notwendig.

²⁵⁹ In einer Anfang 2012 veröffentlichten Mitteilung (2012/148/EU) gibt die Kommission Empfehlungen zur Einführung intelligenter Messsysteme ab, die den Mitgliedstaaten u. a. eine Orientierung bei datenschutzrechtlichen Fragen bieten soll und dazu das Konzept einer „Datenschutzfolgenabschätzung“ anbietet.

²⁶⁰ Gemeint sind das Europäische Komitee für Normung (CEN), das Europäische Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC) und das Europäische Institut für Telekommunikationsnormen (ETSI).

Basis der einschlägigen Bestimmungen im EnWG (§ 21b Abs. 3a) i. V. m. der MessZV unzulässig (ebda.).

Für die Sicherung einer größtmöglichen Zustimmung der Endkunden zur Einführung der Smart Meter Technik muss der Schutz gegen Datenmissbrauch ein zentrales Anliegen sein. Im Vorfeld eines breiten Roll-Outs sollten Sicherheitsstrategien erarbeitet werden. Bislang sind hierzu noch viele Fragen offen. Dies verdeutlicht auch die Roadmap „IT-Sicherheit im Smart Grid“ (Müller 15.01.2012).

4.4.2.4 Potenziale und Grenzen des Einspeise- und Nachfragemanagements

Der Netzverstärkungsbedarf kann durch ein gezieltes Lastmanagement teilweise vermindert werden. Allerdings ist es umstritten, in welchem Umfang ein Smart Grid bzw. ein Lastmanagement den erforderlichen kapazitären Zubau reduziert. Diese Frage ist nur anhand vieler Parameter zu beantworten und daher differenziert zu betrachten (BNetzA 2011c, 47).

Die Begriffe Einspeise- und Nachfragemanagement bezeichnen Konzepte des Lastausgleichs bzw. der Lastverschiebung. Das Einspeisemanagement nach § 11 EEG zielt auf eine angebotsseitige Leistungsregelung einer EEG- oder KWKG-Anlage bis hinunter auf Null-Leistung. Das Nachfragemanagement zielt auf die nachfrageseitige Leistungsregelung, um zeitlich steuerbare Lasten in Abhängigkeit vom Leistungsangebot einzusetzen. Einspeise- und Nachfragemanagement sollen dazu beitragen, eine möglichst unbeschränkte Einspeisung von EE-Strom zu ermöglichen und Phasen der Abregelung zu minimieren. So gingen z. B. im Jahr 2009 durch Abschaltung von Windenergieanlagen rund 74 GWh erneuerbaren Stroms verloren, 2010 waren es bereits 127 GWh (BT-Drucksache 17/6897, 1). Mit großer Wahrscheinlichkeit werden bis 2020 und vor allem in der Zeit danach bei Starkwindwetterlagen die Phasen eines tatsächlichen Leistungsüberschusses gegenüber dem Stromverbrauch und Netzengpasssituationen deutlich zunehmen.

Die Potenziale der Lastverschiebung durch Einspeise- und Nachfragemanagement werden unterschiedlich eingeschätzt. Fraglich ist, wie das Einspeiseverhalten bereits bei der Erzeugung gesteuert werden kann und welche Lasten auf der Nachfrageseite sinnvoll für die Lastverschiebung eingesetzt werden können (Großverbraucher, Speicher).

Das *technische* Potenzial für Nachfragemanagement (Demand Side Management) wurde in der dena-Netzstudie II (dena 2010a) sehr hoch eingeschätzt. Abbildung 4-12 zeigt, wie sich das technische Potenzial – jeweils differenziert nach Haushalten, Gewerbe und Industrie – darstellt. In den Haushalten führt insbesondere die Option, Nachtspeicherheizungen zu installieren²⁶¹, zu der Einschätzung, dass ein hohes technisches Potenzial gegeben ist (vgl. Abbildung 4-12, erste Zeile). Dabei ist allerdings zu beachten, dass der Einsatz von Nachtspeicherheizungen in Neubauten nicht mehr gestattet ist. Auch im Bestand dürfen Nachtspeicherheizungen ab 2020 nicht mehr betrieben werden. Grund für diese Entscheidung waren der hohe Primärenergieverbrauch und die CO₂-Belastung bei der bisherigen fossilen Stromerzeugung.

²⁶¹ Dabei handelt es sich um elektrisch betriebene Heizungen, bei denen in Schwachlastzeiten Wärmespeicher durch preisgünstigen Strom aufgeheizt werden.

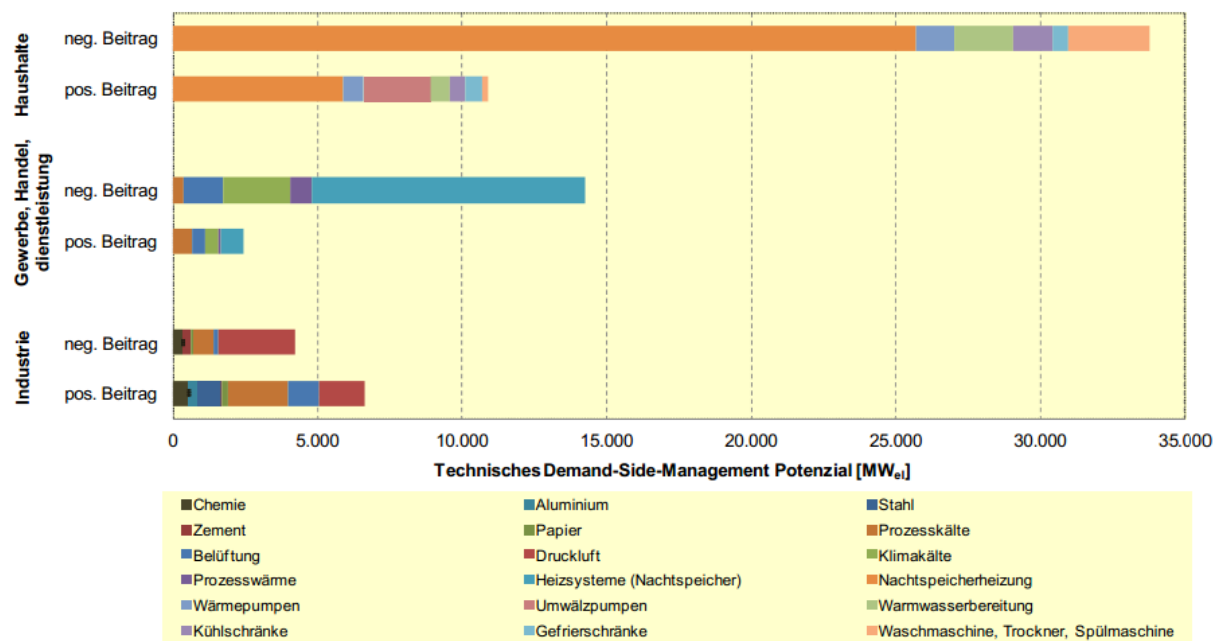


Abbildung 4-12: Technisches Potenzial für Nachfragemanagement für das Jahr 2015²⁶²

Jedoch fällt das *praktische* und *ökonomische* Potenzial deutlich geringer aus als das *technische* Potenzial zu Demand Side Management (vgl. Abbildung 4-12): Laut dena (2010a, 542 f.) können durch Lastmanagement im Kraftwerkspark Spitzen- und Mittellastkapazitäten nur in Höhe von 8,5 GW bis zum Jahr 2020 eingespart werden. Aber diese Einsparung reduziert die Erzeugungskosten um mehr als 10 Mrd. Euro und ermöglicht eine wirtschaftliche Lastverschiebung mit einem Volumen von 20 TWh.

Obwohl in der Industrie zeitvariable und leistungsabhängige Stromtarife seit Jahrzehnten üblich sind, ist in vielen anderen Nachfragesektoren die Stromnachfrage starr und richtet sich mangels entsprechender Preissignale nicht nach dem aktuellen Stromangebot. So kommt etwa im Haushaltsbereich eine Mischkalkulation der Stromanbieter zum Tragen. Um eine Steuerung der Nachfrage (Lastmanagement) erreichen zu können und Lastverschiebepotenziale zu aktivieren, wird eine entsprechende Tarifgestaltung benötigt (vgl. Kapitel 4.4.2.2).

Einspeisung von Photovoltaik-Strom ins Verteilnetz (Niederspannung)

Auch auf Verteilnetzebene ist die Übernahme von Systemverantwortung durch EE-Anlagen elementar für die weitere Integration erneuerbarer Energie, um wirtschaftlichen Schaden durch häufige Abregelungen der Erzeugungsanlagen zu vermeiden (Nitsch et al. 2010, 17).

Der größte Teil der Photovoltaikanlagen in Deutschland (98 %) speist den erzeugten Strom ins Niederspannungsnetz ein (Rentzing 2011, 56). Während Windenergieanlagen bei drohender Netzüberlastung abgeschaltet werden können, fließt Solarstrom unabhängig vom Verbrauch in die Niederspannungsnetze, da die meisten der bislang installierten Photovoltaik-Anlagen nicht mit Fernsteuereinrichtungen zur Leistungsregelung ausgestattet sind. Dadurch kommt es insbesondere in Gebieten mit wachsenden Anteilen an Solarenergie vor allem im Sommer zu den Mittagsstunden zu

²⁶² Quelle: DLR et al. (2012a, 195); nach dena-Netzstudie II.

einem Anstieg der Netzspannung und einer lokalen Überlastung der Niederspannungsnetze.²⁶³ Das Risiko einer Überlastung der Niederspannungsnetze wird durch die Einspeisung von Windenergie verschärft, denn die durch Windenergie verursachten Kapazitätsengpässe auf der Mittelspannungsebene können sich auch auf das Niederspannungsnetz übertragen und dort zu einer Restriktion bzw. Konkurrenz für die Einspeisung von Solarstrom werden (Rentzing 2011, 56).

Eine Alternative zum aufwändigen Ausbau des Verteilnetzes bis hin zur Aufnahmekapazität maximaler Spitzenlasten ist die Kappung der Photovoltaik-Erzeugungsspitzen. Das EEG 2012 sieht daher in § 6 Abs. 2 für Photovoltaikanlagen über 30 kW_p und unter 100 kW_p entweder eine permanente Drosselung der Einspeiseleistung auf 70 % der Nennkapazität oder die Installation einer Fernsteuerungseinrichtung zur Reduktion der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung vor.²⁶⁴ Grund dafür ist der hohe Zubau an installierter Photovoltaik-Leistung. Um die Systemstabilität zu gewährleisten, müssen die Anlagen zu bestimmten Zeitpunkten abgeregelt werden können.

4.4.2.5 Potenziale und Grenzen der Elektromobilität für das Lastmanagement

Auch der anvisierte Ausbau der Elektromobilität (E-Mobilität) wird in der Diskussion als mögliche Option zur Stromspeicherung und für das Lastmanagement eingebracht. Unter der Voraussetzung, dass Fahrzeuge über längere Zeit am Stromnetz angeschlossen sind und die Ladung (und ggf. auch Entladung) vom Netzbetreiber gezielt angesteuert werden kann, sollen die Batterien in den Fahrzeugen als steuerbare Netzlasten dienen. E-Kraftfahrzeuge können wegen der meist geringen Nutzungszeit theoretisch über 22 Stunden am Tag als Speicher dienen, sofern eine Stromnetzverbindung besteht (Fraunhofer IAO 2010).

Entscheidende Voraussetzung für die Nutzung von E-Mobilität ist der Umbau des Verteilnetzes zu einem Smart Grid (siehe oben) mit einer komplexen Informations- und Kommunikationstechnik zur Vernetzung aller relevanten Akteure sowie der „intelligenten“ Ladestationen. Die Nutzer müssten den Netzbetreibern überdies die Möglichkeit zum steuernden Eingreifen (Entladen der Fahrzeugbatterien) zur Deckung von Nachfragespitzen einräumen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Nutzung von Elektrofahrzeugen als Speicher zu einer steigenden Netzbelastung führt.

Die meisten Elektromobilitätskonzepte befinden sich noch in der Testphase. Die Ladeeinrichtung eines Elektroautos ist ein sehr kleiner Verbraucher (3 bis 11 kW), es gibt dafür bisher keinen Rechtsrahmen in Form von „Netzanschlussbedingungen“. Wenn Elektroautos erst dann ans Netz gehängt werden, wenn der Akku so gut wie leer ist, kann kein Ausgleichsstrom ins Netz eingespeist werden. Wenn das Auto eilig aufgetankt werden soll, besteht zudem kaum Zeit für Lastverlagerungen. Überdies hat der Kunde bisher keinen Vorteil davon, eine netzstabilisierende Auto-technik zu kaufen. Damit kein Nachteil entsteht, müsste zumindest der höhere Batterieverschleiß bei netzbedingter Ausspeicherung vergütet werden. In welchem Maße die künftigen Besitzer von E-Kraftfahrzeugen bereit sein werden am Lastmanagement teilzunehmen, wird nicht zuletzt von den dadurch erzielbaren monetären Vorteilen abhängen.

Nennenswerte Potenziale zum Lastmanagement durch E-Mobilität sind nicht vor 2040 zu erwarten. Wenn aber die Ziele für die EE-Stromanteile erreicht werden sollen, muss der Netzausbau bis dahin

²⁶³ Sobald die Netzspannung über die zulässigen 253 Volt steigt ($230 \text{ V} \pm 10 \%$), können nicht dafür ausgelegte Elektrogeräte beschädigt werden (Schmiesing 15.04.2010, 16).

²⁶⁴ Erst bei einer installierten Leistung über 100 kW_p ist die Fernsteuerungseinrichtung verpflichtend.

weitgehend abgeschlossen sein. Sollten bis dahin etwa 20 Mio. Elektrofahrzeuge im Bestand sein und davon 60 % am Lastmanagement teilnehmen, könnten dadurch in geringem Umfang (wenige Gigawatt) Lastmanagementpotenziale bereitstehen (DLR et al. 2012a, 197 f.).

Allerdings werden E-Kraftfahrzeuge den Ausbaubedarf des Stromnetzes insbesondere in ländlichen Regionen nur wenig vermindern, da der Strom zunächst in die Regionen mit hoher Kraftfahrzeugdichte transportiert werden muss. Dies werden die Ballungszentren sein, denn dort bestehen die größten Nutzungsvorteile für Elektromobilität (Emissionsfreiheit, Geräuschminderung, geringe Pendelentfernungen).

4.4.3 Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen und Restriktionen

Im Folgenden werden die Restriktionen beschrieben, die einer Erdverkabelung der 110 kV-Netzebene entgegen stehen (vgl. Kapitel 4.4.3.1). Weiterhin werden wirtschaftliche (Kapitel 4.4.3.2) und rechtliche (vgl. Kapitel 4.4.3.3) Einschränkungen für den Verteilnetzbau erörtert.

4.4.3.1 Erdverkabelung beim Neubau von 110 kV-Leitungen

Eine Erdverkabelung der Verteilnetzebene gilt als Mittel der Konfliktminderung für die Leitungen des Hoch- und Mittelspannungsnetzes, dass überwiegend siedlungsnah geführt wird. Anders als auf der Höchstspannungs-Übertragungsnetzebene bestehen auf der Verteilnetzebene keine *technischen* Restriktionen für die Verwendung von Erdkabeln.²⁶⁵ Einer grundsätzlichen Verkabelungspflicht im Verteilnetz, wie sie in Dänemark²⁶⁶ eingeführt ist, steht nur der Kostenfaktor entgegen. Wie im Übertragungsnetz sind auch im Verteilnetz die Kosten für eine Erdverkabelung höher als die Kosten für Freileitungen.²⁶⁷

Der Gesetzgeber hat mit § 43h EnWG eine Verkabelungspflicht für 110 kV-Neubauleitungen eingeführt, jedoch gilt diese nur unter bestimmten Bedingungen. Die Verkabelungspflicht kann umgangen werden, wenn die Kosten gegenüber einer Freileitung um den Faktor 2,75 höher liegen und/ oder der Realisierung als Erdkabel naturschutzfachliche Belange entgegenstehen. Außerdem muss die Verkabelung im Interesse des Allgemeinwohls liegen. Eine *strikte* Verkabelungspflicht für Aus- und Neubauvorhaben, von der nur im Ausnahmefall abgewichen werden kann, besteht demnach nicht.²⁶⁸

²⁶⁵ Im Bereich der Mittel- und Niederspannung ist die Erdverkabelung in Deutschland bereits seit Jahrzehnten Standard. Auch über die Erdverkabelung von 110 kV-Hochspannungsleitungen liegen bereits seit etwa 30 Jahren Erfahrungen vor (Vennegeerts et al. 2007, 119). Rund 5.000 km dieser Spannungsebene sind vor allem in Städten und Ballungszentren als Erdkabel verlegt (Paul 2007).

²⁶⁶ Dänemark hat 2008 eine Initiative gestartet, wonach neue Leitungen (132, 150 und 400 kV-Leitungen) grundsätzlich als Erdkabel auszuführen sind. Seit März 2009 sieht dort ein Aktionsplan die schrittweise Erdverkabelung auch des bestehenden 132 und 150 kV-Netzes vor (Lund 16.09.2010). Zum Aktionsplan vgl. http://www.igerdkabel.at/fileadmin/igerdkabel/files/presse/2012-05/D%C3%A4nemark_Text_komplett_1._Fass..pdf, Abruf 30.09.2012.

²⁶⁷ Bei einer Gesamtkostenbetrachtung, die neben den Verlegungskosten auch die Kosten des Betriebs und der Übertragungsverluste berücksichtigt, kann die Kabellösung in bestimmten Fällen sogar günstiger sein (Vennegeerts et al. 2007, 156).

²⁶⁸ In Brandenburg hat daher der zuständige Netzbetreiber E.ON Edis erklärt, dass für die Erneuerung von Leitungen in vorhandenen Trassen grundsätzlich wieder Freileitungen geplant werden (Bock 15.09.2011).

Das Ziel des Gesetzgebers, das Konfliktpotenzial des Verteilnetzausbaus durch weitgehende Verkabelung auch der 50 und 110 kV-Ebene zu senken, dürfte nur durch eine Nachbesserung²⁶⁹ erreicht werden können. Verkabelung müsste eindeutig als Regelfall vorgesehen werden, von dem nur im begründeten Einzelfall abgewichen werden kann. Die Regelung bedürfte zudem einer Ausweitung auf Modernisierungsvorhaben („Ersatzneubau“).

4.4.3.2 Kosten für den Aus- und Umbau des Verteilnetzes

In Schwerpunktregionen der EE-Erzeugung werden mittlerweile die Grenzen der EE-Einspeisung erreicht und kostenintensivere Ausbauoptionen stehen an. Die Kosten für den Netzanschluss bis zum Verknüpfungspunkt trägt nach § 13 Abs. 1 EEG der Anlagenbetreiber. Die Kosten für eine Kapazitätserweiterung (Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes) trägt nach § 14 EEG hingegen der Netzbetreiber. Die Mehrkosten des Ausbaus der Verteilnetze steigen in Abhängigkeit vom Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten. Dabei steigen die Kosten der höheren Spannungsebenen überproportional stärker als die Kosten der niedrigeren Spannungsebenen.

Da die Kapazität von einzelnen Stromleitungen nicht linear gesteigert werden kann, sondern nur in Ausbausritten („Sprüngen“), steigen auch Aufwand und Kosten für den Netzbetreiber sprunghaft. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Verteilnetzbetreiber sind, wie im Übertragungsnetzbereich, jedoch durch die Anreizregulierung (staatliche Festsetzung von Erlösobergrenzen und Anerkennung von Investitionsbudgets) gesetzt, welche Investitionen reglementiert (vgl. Kapitel 4.2.3.4). Netzbetreiber sollen dadurch zu einer effizienten und optimierten Auslastung ihrer Infrastrukturen motiviert werden, die Notwendigkeit eines Zubaus unter Berücksichtigung alternativer Optionen des Lastausgleichs und der Verbrauchssteuerung kritisch prüfen und auf das notwendige Maß beschränken. Jedoch ergeben sich daraus dieselben Restriktionen wie im Übertragungsnetz: Die Gewinnerwartungen der Verteilnetzbetreiber stehen den notwendigen Investitionen in Aus- und Umbau der Verteilnetze entgegen, denn nicht auf die Erlösobergrenze anrechenbare Investitionen würden die Gewinne eines Netzbetreibers belasten. Eine daraus resultierende Investitionszurückhaltung steht wiederum einer zügigen und innovativen Integration steigender EE-Strommengen entgegen.

Bislang konnten die erzeugten EE-Strommengen offenbar weitgehend im Rahmen der üblichen Erhaltungsinvestitionen²⁷⁰ in das vorhandene Verteilnetz integriert werden, weil dieses überwiegend großzügig dimensioniert war. Jedoch ist unklar, was genau in der Vergangenheit mit den getätigten Investitionen finanziert wurde – hierzu sind kaum Daten öffentlich verfügbar. Selbst die Monitoringberichte der Bundesnetzagentur liefern hierüber keine differenzierten Zahlen.

Zukünftig wird neben den Erhaltungsinvestitionen ein höherer Anteil an Erweiterungsinvestitionen notwendig. Eine Abschätzung der voraussichtlichen Kosten für den benötigten Umbau zu bidirektionalen Einspeise- und Verteilnetzen wurde bislang nur vom BDEW (23.03.2011) veröffentlicht. Die

²⁶⁹ Kernpunkte dabei: Verkabelung als Grundsatz; Nennung von Bedingungen und Kriterien, unter denen von der Verkabelung abgewichen werden kann; Nachweispflicht auf Seiten der Netzbetreiber.

²⁷⁰ Zum Beispiel investierten die Verteilnetzbetreiber im Jahr 2009 5,75 Mrd. Euro in die Infrastruktur (BT-Drucksache 17/5346, 2 f.), das meiste davon waren Erhaltungsinvestitionen bzw. Netzanschlüsse. Was jedoch in den vergangenen Jahren in das Verteilnetz investiert wurde, ist kaum vergleichbar mit dem, was künftig aufgewendet werden muss, um die steigenden Anteile an erneuerbaren Energien zu integrieren. Es ist zudem aufgrund der mangelnden Datenlage schwierig, erforderliche und tatsächliche Investitionen ins Verhältnis zu setzen.

Kosten beziffert der BDEW (als Dachverband der Verteilnetzbetreiber) mit 13 bis 27 Mrd. Euro bis 2020, zusätzlich zu den regulären Aufwendungen. Diese Kostenschätzung ist nach Leprich (07.07.2011, mdl.) relativ willkürlich und hat nur vorläufigen Charakter. Die Investitionskosten erscheinen hoch, die Ausbaukosten schlagen sich jedoch nur in einer unwesentlichen Erhöhung der Netznutzungsentgelte nieder und stellen keinen Hinderungsgrund eines beschleunigten Verteilnetzausbaus dar (ebda.).²⁷¹ Mittlerweile führt auch die dena unter Einbindung von siebzehn Verteilnetzbetreibern eine weitere bundesweite Studie durch. Gegenstand ist die Ermittlung des Ausbau- und Innovationsbedarfs sowie des dafür nötigen energiewirtschaftlichen Rahmens im Stromverteilnetz in Deutschland bis 2030 (vgl. dena 2012).²⁷²

4.4.3.3 Wirtschaftliche Restriktionen zur Realisierung eines Smart Grid

Aus der Sicht von Verteilnetzbetreibern sind die Anreize, in innovative Technik zu investieren zu gering, denn die bei einer innovativen Investition – auch bei Anerkennung im Investitionsbudget – anfallenden F+E-Kosten führen im Vergleich mit anderen Netzbetreibern zu einer schlechteren Benchmarking-Position. Bereits erzielte Kostensenkungen werden bei der nächsten Regulierungsrunde abgeschöpft und an die Stromkunden weitergereicht, ohne dass der Netzbetreiber einen langfristigen Ertragsvorteil aus innovativem Verhalten erzielen kann oder sie fallen erst sehr zeitverzögert an (Stronzik 2011, 31).

Seit dem Jahr 2011 können Verteilnetzbetreiber die Kosten für den Netzausbau zur Integration von EE-Anlagen im Erweiterungsfaktor geltend machen. Nach § 23 Abs. 6 ARegV können auch Betreibern von Verteilnetzen im Einzelfall Investitionsbudgets genehmigt werden. In der Praxis werden die Anträge allerdings meist abgelehnt, da die Bedingungen kaum zu erfüllen sind. Mit dem Erweiterungsfaktor und einem pauschalierten Investitionszuschlag sollte das Problem gelöst werden. Erweiterungsfaktor und pauschalierter Investitionszuschlag können jedoch aus Sicht der Verteilnetzbetreiber nicht alle zusätzlichen Kosten auffangen.

Für die Einführung und den Erfolg dieser innovativen Technik ist die Frage der Kostentragung zentral, denn die Mehrkosten für die Umstellung auf Smart Meter können sich auf insgesamt 7 Mrd. Euro (bis 2030) (vgl. KEMA Consulting 2012, 29) bis zu 10 Mrd. Euro (vgl. Güneysu et al. 2011, 872) aufsummieren, sind aber für den Netzbetrieb derzeit noch nicht erforderlich. Einbau und Betrieb der Messstellen liegen in der Zuständigkeit der Netzbetreiber. Diese haben die Möglichkeit, die Zusatzkosten in die Regulierung (Investitionskostenbudgets) einzubeziehen. Dennoch führen wenig Erfahrungswerte und unkonkrete rechtliche Vorgaben z. B. in der ARegV dazu, dass ein hohes Risiko bezüglich der Nicht-Anerkennung der Zusatzkosten verbleibt. Zusätzlich senkt der Umstand, dass die Netzbetreiber die Investitionskosten über längere Zeiträume vorfinanzieren müssen, die Investitionsbereitschaft. Um diese Nachteile zu verringern und mehr Erfahrungen im bestehenden Anreizregime zu sammeln, werden keine grundsätzlichen Änderungen der ARegV, sondern zusätzliche temporäre Anreize empfohlen, um eine begrenzte Zahl von Pilotprojekten zu befördern. Aus den Erfahrungen damit könnten anschließend konkrete Anpassungen für die ARegV abgeleitet werden (Stronzik 2011, 32).

²⁷¹ Die Investitionen werden gemäß AfA-Tabellen über einen längeren Zeitraum (20 bis 25 Jahre) abgeschrieben. Nur der jährliche Abschreibungsbetrag wirkt sich auf die Kalkulation der jährlichen Netzentgelte aus.

²⁷² Darüber hinaus hat auch das Bundeswirtschaftsministerium eine Verteilnetzstudie ausgeschrieben.

Ungeklärt ist auch die Frage der Umlegbarkeit der Kosten auf die Verbraucher, die wiederum kein Interesse an teuren Smart Metern haben, wenn wegen fehlender variabler Tarife keine Kosteneinsparung beim Strombezug zu erwarten ist. Als weiterer Aspekt kommen die Motive und Interessen der Netzbetreiber (vgl. Kapitel 4.4.5) hinzu, die grundsätzlich wenig Eigeninteresse an der Finanzierung von Netztechniken haben, die zu Verbrauchsreduzierungen führen und damit den Stromabsatz verringern könnten. Die Gewinne der Netzbetreiber (und Netznutzungsentgelte) sind bisher von der Menge des durchgeleiteten Stroms abhängig.

4.4.4 Planung und Genehmigung des Verteilnetzes

Aus Planungssicht ist der fehlende Überblick über Notwendigkeiten und Maßnahmen der Netzausbauplanung auf Verteilnetzebene (Kapitel 4.4.4.1), einhergehend mit einer unzureichenden Daten- und Beurteilungsgrundlage eine Restriktion für zukunftsweisende Entscheidungen.

4.4.4.1 Einschränkungen einer energiewirtschaftlichen Netzausbauplanung auf Verteilnetzebene

Für die Verteilnetzebene gilt keine *generelle* Verpflichtung, Netzausbaupläne zu erstellen. Die Netzbetreiber sind gegenüber den Anlagenbetreibern vielmehr zum unverzüglichen und damit zu einem weitgehend reaktiven Netzausbau mit daraus resultierenden Ineffizienzen verpflichtet.

Lediglich Betreiber von 110 kV-Hochspannungsleitungen unterliegen ab einer bestimmten Größe (> 10.000 Kunden) einer *Berichtspflicht* gegenüber der Bundesnetzagentur.²⁷³ Die Bundesnetzagentur entscheidet auf Grundlage dieser Berichte, ob ein wesentlicher Bedarf zum Ausbau des Netzes in den nächsten zehn Jahren besteht. Unter anderem müssen die Netzbetreiber jährlich den Netzzustand und die Auswirkungen des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen, insbesondere zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, in einem Bericht darstellen und der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorlegen. Besonderes Augenmerk sollen die Verteilnetzbetreiber nach § 14 Abs. 1b EnWG auf die Auswirkungen der zu erwartenden Einspeisung von EE-Strom auf ihr Netz legen. Wenn die Regulierungsbehörde zu dem Ergebnis kommt, dass ein wesentlicher Bedarf zum Ausbau des Netzes in den nächsten zehn Jahren zu erwarten ist, haben die Netzbetreiber für ihren Zuständigkeitsbereich Netzentwicklungspläne zu erstellen und innerhalb einer von der Regulierungsbehörde gesetzten Frist einzureichen. Die Erstellung der Netzentwicklungsplanung für einzelne Verteilnetze ist aber nicht im selben Maße formalisiert und einer Öffentlichkeitsbeteiligung unterzogen, wie dies im Übertragungsnetzbereich der Fall ist.

Im Ergebnis entstehen inselhafte Verteilnetzentwicklungspläne, die dem Anspruch an eine koordinierte flächenhafte, systemoptimierende Netzplanung (Groß 27.09.2011, 16) jedoch nicht gerecht werden können. Die hohe Zahl und Heterogenität der über 860 Verteilnetzbetreiber, ihre unterschiedlichen Interessen und Entscheidungsstrukturen und die intransparente, verteilte Datenlage sind wesentliche Restriktionen, die als Voraussetzung für ein koordiniertes planerisches Vorgehen überwunden werden müssten.

²⁷³ So müssen sie nach § 14 Abs. 1a und 1b EnWG einen jährlichen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung erstellen und diesen der Bundesnetzagentur vorlegen. Dieser Bericht soll auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes und den geplanten Beginn und das Ende der Maßnahmen enthalten.

Eine weitere Schwierigkeit ist, dass der Rechtsrahmen zum Ausbau des Verteilnetzes (EnWG) und derjenige für den Ausbau der EE-Erzeugungsanlagen (EEG) nach wie vor unverbunden, teils sogar mit widersprüchlichen Regelungen nebeneinander stehen. Eine Optimierung des Gesamtsystems würde zunächst einen Abgleich der verschiedenen Regelungsregime erfordern.

4.4.4.2 Erleichterungen bei der Planung und Genehmigung von Verteilnetz-Projekten

Für die Hochspannungsebene (110 kV-Freileitungsnetz) gilt das bereits in Kapitel 4.2.4.3 erläuterte zweistufige Zulassungsverfahren aus (vorbereitendem) Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren; beides liegt in der Zuständigkeit der Länder. Mit dem EnWG 2011 wurden in § 43 EnWG einige Regelungen zur Durchführung von Planfeststellungsverfahren neu eingefügt, die für die Verteilnetzebene Bedeutung haben. Hierzu gehören die Erweiterung der Planfeststellungspflicht auf 110 kV-Erdkabel, die Möglichkeiten der Planungsvereinfachung sowie die Vorgaben zur Ausführung von 110 kV-Leitungen als Erdkabel.

Vereinfachung durch die Erweiterung der Planfeststellungspflicht auf Erdkabel

In der Vergangenheit stellte es eine Schwierigkeit für den Antragsteller dar, dass die Ausführung als Erdkabel nicht – wie bei Freileitungen – der Planfeststellungspflicht unterlag. Dieser Umstand erschwerte die Ausführung von Teilabschnitten als Erdkabel, da der Netzbetreiber im Trassenverlauf dann jeweils für einzelne Abschnitte gesonderte Genehmigungen einzuholen hatte, wodurch ein zusätzlicher Aufwand entstand.

Nach § 43 Abs. 1 S. 7 EnWG kann der Netzbetreiber nun auch für die Errichtung sowie die Änderung eines Erdkabels mit einer Nennspannung von 110 kV die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens beantragen. Dies gilt auch bei Abschnittsbildung, wenn die Erdverkabelung in unmittelbarem Zusammenhang mit dem beantragten Abschnitt einer Freileitung steht. Die neue Regelung erleichtert die durchgängige Planung und Genehmigung und bündelt die Zuständigkeit.

Planungsvereinfachung bei Neu- oder Ausbau innerhalb einer bestehenden Trasse

Das EnWG eröffnet mit § 43f die Möglichkeit, im Falle unwesentlicher Änderungen oder Erweiterungen einer Trasse anstelle eines Planfeststellungsverfahrens lediglich ein Anzeigeverfahren durchzuführen. Diese Regelung steht unter verschiedenen Vorbehalten, u. a. dass das Vorhaben nicht der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegt. Die zuständige Behörde prüft, ob die Voraussetzungen vorliegen und entscheidet über die Freistellung von der Pflicht, ein förmliches Verfahren durchzuführen.

Diese Regelung soll einen Anreiz zur Bündelung bzw. technischen Optimierung statt Neutrassierung bilden. Da die Netzbetreiber an einer Verkürzung und Verfahrensvereinfachung interessiert sind, wird angenommen, dass sie die Modernisierung einer Neutrassierung vorziehen. Denn sofern der Ersatzneubau oder die Ertüchtigung innerhalb derselben Trasse erfolgt, ist in der überwiegenden Zahl der Fälle davon auszugehen, dass ein Anzeigeverfahren ausreicht.

Ausführung von 110 kV-Leitungen als Erdkabel

Trotz der Vorschrift, neue Hochspannungsleitungen von 110 kV oder weniger grundsätzlich als Erdkabel auszuführen (§ 43 EnWG) kann der Vorhabenträger auch die Errichtung als Freileitung beantragen. Die für die Zulassung zuständige Behörde muss diesem Antrag stattgeben, wenn öffentliche Interessen nicht entgegenstehen. Die Nachweispflicht gegenüber dem Antragsteller liegt

bei der Behörde. Gegenwärtig mangelt es den Genehmigungsbehörden aber an einer Operationalisierung des Begriffs „öffentliches Interesse“ und an Kriterien, in welchen Fällen es der Ausführung als Freileitung entgegensteht. Darüber hinaus besteht noch kein Konsens darüber, welche Kosten in die Gesamtkostenrechnung einfließen. Es wird befürchtet, dass die Netzbetreiber die Kostenansätze für Erdkabel beliebig hochtreiben können, um so der Verkabelungspflicht zu entgehen.

Wie bereits in Kapitel 4.4.3.1 erwähnt, muss bezweifelt werden, dass ohne eine stringente Priorisierung von 110 kV-Erdkabeln das Ziel einer weitgehenden Verkabelung dieser Spannungsebene erreicht werden kann. In diesem Fall ist mit Ausbaurverzögerungen aufgrund des Widerstands von betroffenen Anwohnern zu rechnen.

Pflicht zur Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen

Für Projekte der Verteilnetzebene hängt es vom Ergebnis einer Vorprüfung ab, ob eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung besteht oder nicht.²⁷⁴ Die Art der Vorprüfung ist dabei von der Länge der Trasse abhängig (vgl. Tabelle 4-6). Nur wenn die Vorprüfung zu dem Ergebnis kommt, dass für die o. a. Vorhaben eine Pflicht besteht, ist auch eine Öffentlichkeitsbeteiligung nach den Bestimmungen des UVPG durchzuführen. Ist dies nicht der Fall, wird – sofern nicht gänzlich auf ein förmliches Verfahren verzichtet wird – ein Anhörungsverfahren nach § 43a EnWG durchgeführt.

Tabelle 4-6: UVP-Pflicht für 110 kV-Freileitungen (UVPG, Anlage 1)

Nr.	Vorhabensmerkmale der Freileitung	Art der Vorprüfung ²⁷⁵
19.1.2	Länge von mehr als 15 km und mit einer Nennspannung von 110 kV bis zu 220 kV	Anlagenbezogene Vorprüfung
19.1.3	Länge von 5 km bis 15 km und mit einer Nennspannung von 110 kV oder mehr	Anlagenbezogene Vorprüfung
19.1.4	Länge von weniger als 5 km und einer Nennspannung von 110 kV oder mehr	Standortbezogene Vorprüfung

Genehmigung von Mittel- und Niederspannungsleitungen

Für Mittel- und Niederspannungsleitungen, die keiner Planfeststellung oder -genehmigung nach den §§ 43 ff. EnWG unterliegen, ergibt sich die Zulässigkeit aus den einschlägigen Fachgesetzen. So können insbesondere Einzelzulassungen aufgrund des Baurechts, des Immissionsschutz-, Wasser-, Naturschutz- (§ 17 Abs. 3 BNatSchG), Forst-, Straßen-, Denkmalschutz-, Luftverkehrs- und Flurbereinigungsrechts erforderlich sein (vgl. Stadtwerke Herne 23.03.2011).

Seit 2002 sind besondere Vogelschutz-Anforderungen für Mittelspannungsleitungen (Sicherungsmaßnahmen gegen Stromschlag für Vögel) im BNatSchG verankert. Nach § 41 BNatSchG 2010 sind neu zu errichtende Masten und technische Bauteile von Mittelspannungsleitungen konstruktiv so auszuführen, dass Vögel gegen Stromschlag geschützt sind. Mit Frist zum 31. Dezember 2012 müssen an bestehenden Masten und technischen Bauteilen von Mittelspannungsleitungen nachträglich Maßnahmen zur Sicherung gegen Stromschlag durchgeführt werden. Diese Verpflichtung trägt zur

²⁷⁴ Nur Leitungen mit einer Länge von mehr als 15 km und mit einer Nennspannung von 220 kV oder mehr sind grundsätzlich *immer* UVP-pflichtig.

²⁷⁵ Zur Art der Vorprüfung vgl. BMU (2003).

Minderung von Vogelschutz-Konflikten bei und erleichtert damit den Aus- bzw. Umbau der Mittelspannungsebene als Freileitungssystem.

4.4.5 Akteure im Aus- und Umbau der Verteilnetze

Das Spektrum der Akteure für den Um- und Ausbau des Verteilnetzes unterscheidet sich maßgeblich von dem Akteurskreis, der in den Ausbau der Übertragungsnetze involviert ist. In Deutschland gibt es mehr als 860 Verteilnetzbetreiber (BNetzA 2011d). Der Ausbau findet weiträumig in allen Verteilnetzen und in Form von überwiegend kleineren, lokal oder regional begrenzten Ausbauprojekten statt.

4.4.5.1 Verteilnetzbetreiber zwischen Pflichterfüllung und Fortschritt

Das hohe Tempo der Veränderung in der Energieversorgung, die zunehmenden dezentralen und volatilen Einspeisungen, die Ziele zum Ausbau der Elektromobilität und von Smart Grids stellen hochkomplexe technische Herausforderungen und Steuerungsaufgaben dar. Die Anforderungen an eine Koordination von Netz, Verbrauchern, Einspeisungen und Speichern steigen. Damit das Potenzial regionaler Erzeugungs- und Verteilungsstrukturen effektiver ausgeschöpft und gesteuert wird, sollen künftig Verteilnetzbetreiber eine deutlich aktivere Rolle und erheblich mehr Systemverantwortung übernehmen, als dies bislang der Fall war (Schleicher-Tappeser 2012, 11; Leprich 28.10.2009; vgl. Kapitel 4.2.3.2). Sie sollen nicht nur den Ausbau des Netzes gewährleisten, sondern das Netz den Systemveränderungen anpassen, durch aktive Planung und Management die Einspeisung eines hohen Anteils erneuerbarer Energien ermöglichen und zugleich einen stabilen Netzbetrieb sichern. Die Netzbetreiber sollen zudem künftig ein möglichst umfassendes „Informations- und Datenportal zur diskriminierungsfreien Nutzung durch alle Marktakteure bereitstellen“ (Sendner 01.09.2011). Somit ist die Frage nach intelligenten Lösungen für eine Aufnahme von möglichst viel erneuerbar erzeugtem Strom nicht zuletzt eine Frage der Motivation des jeweiligen Verteilnetzbetreibers.

Einzelne Verteilnetzbetreiber zeigen bereits ein hohes Engagement und beteiligen sich an Pilotvorhaben zu Hybrid-/Kombikraftwerken oder zu Smart Metern. Meist tritt jedoch der Verteilnetzbetreiber als ambivalenter Akteur auf, der sich der Aufgabe des Netzausbaus bzw. -umbaus zwar (im eigenen Interesse) nicht verschließt, sie aber auch nicht pro-aktiv im Sinne der oben beschriebenen neuen Herausforderungen vorantreibt. Aufgrund ihrer historisch gewachsenen Struktur und Unternehmenskultur wirken bei den Verteilnetzbetreibern zum Teil auch Beharrungskräfte, die einem zügigen Umbau der Verteilnetze (mit dem Ziel der Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien) im Wege stehen.

Heterogenität der Netzbetreiberstruktur und der Interessen

Der Dachverband der Netzbetreiber (auch der Verteilnetzbetreiber) ist der BDEW, zudem werden die städtischen Betreiber (Stadtwerke) vom VKU vertreten. Allerdings ist die Struktur der Verteilnetzbetreiber sehr heterogen. Sie unterscheiden sich insbesondere in Bezug auf die Größe des betriebenen Netzes und die Anzahl der Stromkunden. Es gibt Betreiber, die nur das Netz betreiben und solche, die weiterhin Erzeugung, Transport und Vertrieb als „integrierte Energieversorgungsunternehmen“ aus einer Hand anbieten dürfen, weil sie unter 100.000 Kunden beliefern. Diese integrierten Unternehmen (oftmals kommunale Energieversorger bzw. Stadtwerke) haben aufgrund

ihrer internen Betriebsstrukturen mehr Möglichkeiten, ein lokal angepasstes Konzept mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu realisieren, systematische Abwägungen zwischen Netzausbau und verbrauchsnahe Anlagen zu treffen und somit ein Lastmanagement durchzuführen, bei dem Netzbetrieb und Stromerzeugung aufeinander abgestimmt werden (Leprich 03.05.2011, 4). So wurden – im Zuge der in den letzten Jahren einsetzenden Rekommunalisierungswelle für den Netzbetrieb – dutzende Energiegenossenschaften gegründet. Sie sehen das Auslaufen von Konzessionsverträgen in den kommenden Jahren als Chance, die Energieversorgung (wieder) in kommunaler Hand zu betreiben bzw. „in Bürgerhand“ zu überführen.

Betreiber größerer Verteilnetze sind durch das Unbundling von der Energieerzeugung getrennt. In einigen Fällen ist diese Trennung zwar administrativ erfolgt, jedoch besteht noch eine enge ökonomische Verbindung zum Betreiberkonzern. Hier besteht das Risiko, dass ein besserer Zugang zu Informationen zum eigenen Vorteil genutzt und dadurch Markteinsteiger benachteiligt werden. Ein diskriminierungsfreier Netzzugang und ein die Systemveränderungen begünstigender Netzausbau sind möglicherweise keine betriebs eigenen Motive und die Einhaltung dieser Ziele muss von unabhängigen Instanzen kontrolliert werden.

Investitionszurückhaltung der Verteilnetzbetreiber

Die Zurückhaltung bei Investitionen in eine Netzmodernisierung begründen Verteilnetzbetreiber mit den aus ihrer Sicht restriktiven ökonomischen Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 4.4.3.3).²⁷⁶ Sie unterliegen dem Preissenkungsdruck, der durch die Erlösbergrenzen der Anreizregulierung ausgelöst wird.²⁷⁷ Die wirtschaftlichen Chancen eines Verteilnetzbetriebs sind jedoch vor allem durch die Kosten der Netzbewirtschaftung und die von der Regulierungsbehörde zugelassenen Netzentgelte determiniert (Menges & Müller-Kirchenbauer 2012, 66). Das Interesse am Netzausbau ist begrenzt, solange die Netzbetreiber für Investitionen in Vorleistung gehen müssen und sich die Investitionen nicht durch einen höheren Gewinn auszahlen. Überdies ist die intrinsische Motivation vieler Netzbetreiber gering, in Technik zu investieren, die zur Senkung des Stromverbrauchs und damit auch zu Mindereinnahmen führen (vgl. Kapitel 4.4.3.2). Die Investitionszurückhaltung betrifft ebenfalls den Ausbau der Netze zu einem Smart Grid, da auch hier aus Perspektive der Netzbetreiber Investitionsanreize und klare Regeln zur Kostentragung und Refinanzierung der Investitionen fehlen (vgl. Kapitel 4.4.3.3). Die Vorteile einer verbesserten Netzführung durch ein Smart-Grid sind für viele Verteilnetzbetreiber kein ausreichendes Motiv, sich stärker für dessen Etablierung zu engagieren.²⁷⁸ Zur Absicherung einer schnellen Amortisation ihrer Investitionen fordern Verteilnetzbetreiber daher eine investitionsfreundlichere Regulierung und höhere Planungssicherheit (Groß 27.09.2011, 22; Bömer 03.05.2011).

Sowohl der BDEW als auch der VKU betonen die mit dem Netzbetrieb verknüpften großen Herausforderungen. Der VKU unterstützt die Interessen der Verteilnetzbetreiber, indem er auf die strukturelle Benachteiligung der Verteilnetzbetreiber hinweist, die durch die gegenwärtige Regulie-

²⁷⁶ So betrachten zum Beispiel laut BNetzA (2011a, 159) 48 % der in einer Studie befragten Netzbetreiber den Einbau von Messstellentechnologie als unwirtschaftlich.

²⁷⁷ Die von der Bundesnetzagentur zu genehmigenden Netznutzungsentgelte, über die Netzausbauinvestitionen refinanziert werden können, sind begrenzt mit dem Ziel, ein effizientes Netzmanagement anzureizen und so die auf die Verbraucher umgelegten Netznutzungsentgelte so niedrig wie nötig zu halten (vgl. Kapitel 4.2.3.4).

²⁷⁸ Vgl. Fußnote 256.

rung entsteht. Ihren Aufgaben mit hohem Investitionsbedarf können sie darum nur eingeschränkt nachkommen. Der Verband sieht dringenden politischen Handlungsbedarf, um die Rahmenbedingungen für Verteilnetzbetreiber an die zukünftigen Investitionserfordernisse zum Aus- und Umbau dieser Netzebene anzupassen und beklagt eine bisherige „Regulierung der zwei Geschwindigkeiten“, bei der die Rahmenbedingungen für Übertragungsnetzbetreiber, nicht aber für Verteilnetzbetreiber angemessen optimiert werden (VKU 2012). Der Verband fordert eine Überarbeitung der Anreizregulierung, um so die Zukunftsfähigkeit der Verteil- und Ortsnetze sicherzustellen (VKU 2010; VDMA Power Systems et al. 07.10.2010).

Demgegenüber wird von Bürgerinitiativen beklagt, dass das Handeln vieler Verteilnetzbetreiber auf betriebswirtschaftliche Optimierung und Gewinnmaximierung ausgerichtet ist – die Transformation der Energieversorgung erfordere jedoch weniger ein betriebswirtschaftlich, sondern vielmehr ein volkswirtschaftlich sowie energie- und klimapolitisch optimiertes Vorgehen, bei dem Ziele wie preisgünstige Energie, Umwelt- und Klimaverträglichkeit der Energieversorgung und eine effiziente Nutzung von Energie und Energieinfrastrukturen nicht vernachlässigt werden (vgl. z. B. Scheer 2012).

4.4.5.2 Konflikte zwischen EE-Einspeisern und Netzbetreibern

Derzeit sind über 97 % der EE-Erzeugungsleistung an das Verteilnetz angeschlossen (dena 2012). Bei der Integration zunehmender Photovoltaik- und Windenergieleistung kommt es jedoch häufiger zu Differenzen zwischen EE-Anlagen- und Netzbetreibern. Zum einen bestehen unterschiedliche Perspektiven im Hinblick auf den wirtschaftlichsten Anschlusspunkt für die jeweilige Anlage (die Kosten für den Netzanschluss trägt der Anlagenbetreiber²⁷⁹). Zum anderen entstehen Konflikte, wenn der Netzbetreiber die Anlagen aus Gründen der Netzstabilisierung abregelt bzw. drosselt, denn dies bedroht die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen. Bei gefährdeter Netzstabilität erhalten die Anlagenbetreiber keine Kompensation für die Abregelung.

Gemäß § 11 EnWG sind Netzbetreiber dazu berechtigt, unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 EEG, an ihr Netz angeschlossene EE Anlagen über 100 kW sowie Photovoltaik-Anlagen auch unter 100 kW zu regeln, soweit 1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzenspass entstünde, 2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und KWK gewahrt wird, soweit nicht sonstige Anlagen zur Stromerzeugung am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und 3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Der Netzbetreiber in dessen Netz die Ursache für die Abregelung liegt, ist in diesen Fällen gem. § 12 Abs. 1 EEG verpflichtet, den betroffenen Anlagenbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Nach § 12 Abs. 2 EEG kann der Netzbetreiber die Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Die Verbände der erneuerbaren Energien vertreten den Standpunkt, bereits frühzeitig auf die Integrationserfordernisse und deren Voraussetzungen hingewiesen zu haben und mahnen dringend

²⁷⁹ Vgl. § 13 Abs. 1 EEG.

eine Modernisierung der Netze und Erhöhung der Ausgleichskapazitäten an (vgl. Rentzing 2011, 57). Insbesondere die Vertreter der Photovoltaik- und Windenergieerzeugung werfen den Netzbetreibern mangelnde Initiative für einen ausreichenden und intelligenten Netzausbau vor. Ihr Handeln sei von Kostenerwägungen und Renditeerwartungen geprägt (vgl. BEE 2009, 6).²⁸⁰

Die EE-Verbände sehen aber nicht nur die Verteilnetzbetreiber in der Pflicht, sondern rufen auch die eigenen Verbandsmitglieder dazu auf, Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Regelenergie) zu erbringen.²⁸¹ Ein Einspeisemanagement, das die Abregelung von EE-Anlagen zur Folge hat, wird jedoch abgelehnt.²⁸² Der BWE unterstreicht die Notwendigkeit einer verbesserten Systemintegration, wobei er Möglichkeiten hierfür z. B. durch Kombikraftwerke und Speicherlösungen sieht (BWE 2010, 3).

Der BEE ist sich mit den Netzbetreibern darin einig, dass die Anreizregulierung zukünftig nach den Aufgabenstellungen der einzelnen Netzebenen differenziert werden sollte. Dies würde den örtlichen Erfordernissen angepasste Lösungen, die zur Akzeptanz des Netzausbaus beitragen können, erleichtern.

4.4.5.3 Administratoren des Verteilnetzausbaus

Bundesnetzagentur

Auch die Bundesnetzagentur (vgl. Kapitel 3.4.2.3) sieht einen großen Aus- und Neubaubedarf im Verteilnetzbereich. Sie ist für die Kontrolle und Genehmigung der Netzentgelte sowie die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs zuständig. Allerdings werden Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100.000 Kunden und mit Versorgungsnetzen innerhalb eines Bundeslandes von den Landesregulierungsbehörden reguliert.

Die Bundesnetzagentur sieht einerseits die Notwendigkeit attraktiver Investitionsbedingungen für die Verteilnetze. Zugleich ist sie aber verpflichtet, den fehlenden Wettbewerbsdruck im Bereich der Stromnetze durch Regulierung zu kompensieren (Erlösobergrenzen, Effizienzvorgaben).

Zur besseren Berücksichtigung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen insbesondere in den Übertragungs- und Fernleitungsnetzen wurde in der Anreizregulierungsverordnung das Instrument der Investitionsbudgets geschaffen. Auch die Investitionsbudgets werden durch die Bundesnetzagentur geprüft und genehmigt. Zwischen Bundesnetzagentur und Netzbetreibern kam es in der Vergangenheit vielfach zu Auseinandersetzungen über deren angemessene Höhe.

Für ein Smart Grid sind entsprechende Messeinrichtungen (Smart Meter) erforderlich. Auch hier ist die Bundesnetzagentur für die Genehmigung der entsprechenden Mehrkosten zuständig. Zwar hat sie mit einem Positionspapier vom Juni 2010 eine diesbezügliche Auslegungshilfe des EnWG (§ 21b EnWG) geliefert, eine konkrete Klärung der technischen Mindestanforderungen und der Anerkennung von Mehrkosten durch die Bundesnetzagentur ist jedoch noch nicht erfolgt (Hoffknecht et al. 2012).

²⁸⁰ Die Kosten für eine Kapazitätserweiterung trägt nach § 14 EEG der Netzbetreiber. Zu den Kosten der Bereitstellung der Netzanschlussleitung vgl. auch Kapitel 4.4.3.2.

²⁸¹ Vgl. Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV), vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

²⁸² Vgl. Vorschläge zur Herstellung von Netzstabilität in Wirth et al. (2011).

Die Rolle der Kommunen im Verteilnetzausbau

Während die Kommunen dem Übertragungsnetzausbau sehr kritisch gegenüberstehen²⁸³, treten sie hinsichtlich des Verteilnetzausbaus selber als Investoren auf. Als Eigentümer von Stadtwerken und Verteilnetzen stehen die Kommunen vor der Herausforderung, selber aktiv zu werden und die notwendigen Investitionen für die Modernisierung ihrer Netze zu bewältigen. Angesichts knapper Kassen werden die Kommunen bzw. ihre Stadtwerke hierfür finanzielle Unterstützung (z. B. Investitionsförderung) benötigen (vgl. DStGB 2012). Viele Kommunen sehen unter dem gegenwärtigen Förderregime wirtschaftliche Chancen im Ausbau der EE-Erzeugung. Ob und in welchem Umfang jedoch eine Kommune, die nicht Eigentümerin der Netze ist, auch durch den Erwerb von Strom- (und Gas-)netzen (Rekommunalisierung) in der Energieversorgung wirtschaftlich tätig werden kann bzw. will, ist von einer Vielzahl ökonomischer Faktoren (zum Beispiel den kommunalen Ressourcen) und auch von den Präferenzen der lokalen Bürgerschaft abhängig (Menges & Müller-Kirchenbauer 2012, 66).

Im Hinblick auf die Planung und Genehmigung der Verteilnetzausbauprojekte können und wollen Städte und Gemeinden ihren Einfluss geltend machen. Die Genehmigung für Vorhaben des Verteilnetzausbaus liegt – anders als im Übertragungsnetz – in der Hand der Landesbehörden, bei kleineren Projekten (Mittel- und Niederspannung) auch in der Hand der Kommunen selbst. Den Kommunen kann in diesem Fall eine Doppelrolle als Netzbetreiber und Genehmigungsbehörde zukommen.

Informations- und Kommunikationstechnik im Verteilnetz: Hersteller und Stromkunden

Die Hersteller von Steuerungselektronik sind Protagonisten für das Lastmanagement. Sie haben ein starkes Interesse am Umbau des Verteilnetzes zu einem Smart Grid. Sie unterstützen alle diesbezüglichen Konzepte, denn sie würden wirtschaftlich erheblich von der flächendeckenden Ausrüstung der Verteilnetzebene mit intelligenter Steuerungstechnologie profitieren. Insofern unterstützen sie die Umsetzung der rechtlichen Verpflichtung zum Einbau intelligenter Messtechnik und werden dabei von den einschlägigen Verbänden des Berufsfeldes (u. a. VDMA) unterstützt. Solange aber die Netzbetreiber keine Initiative ergreifen, bleibt ihnen dieser Markt verschlossen.

Nach einer Umfrage des Bundesverbandes der Verbraucherzentralen (VZBV) können sich 72 % der Befragten den Einsatz von elektronischen Zählern vorstellen. Dennoch ist die konkrete Nachfrage seitens der Stromkunden danach gering, weil der potenzielle Nutzen nicht erkannt (Tews 2011) bzw. als vergleichsweise gering eingeschätzt wird. Selbst wenn Verbraucher den Nutzen von diesen Zählern erkennen und deren Anwendung begrüßen, fehlt ein Anreiz, die Anwendung auch selber voranzutreiben bzw. die Finanzierung mitzutragen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass rund 20 % der Befragten den Einsatz von Smart Metern ablehnen (Krawinkel 22.03.2011). Ausschlaggebend hierfür sind nach Krawinkel (ebda.) u. a. Befürchtungen hinsichtlich des Datenschutzes („gläserner Kunde“), eingeschränkte Möglichkeiten des Anbieterwechsels sowie mögliche Eingriffe von außen („Fremdsteuerung“). Insbesondere die Daten-

²⁸³ Kommunalvertreter fordern z. B., den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze u. a. durch eine Nachfragesteuerung mit Hilfe von Smart Grids zu reduzieren.

schutzfrage kristallisiert sich als entscheidend für die Verbraucherakzeptanz heraus.²⁸⁴ Für den Stromkunden muss gesichert sein, dass er die Hoheit über die Daten behält, dass diese ausreichend anonymisiert werden und dass er den Takt der Messungen und die Wahl der Tarife selbst bestimmen kann. Von Bedeutung für die Verbraucher ist zudem ein Tarifangebot, das ihrem Alltagsverhalten entspricht und ausreichend Anreize zur Lastverschiebung bietet.

Bürgerinitiativen und Naturschutzverbände – Stakeholder für 110 kV-Erdverkabelung

Aus Gründen des Landschaftsschutzes und wegen potenzieller Gesundheitsrisiken durch elektromagnetische Strahlung (vgl. Kapitel 4.2.5.1) fordern Bürgerinitiativen und Naturschutzverbände eine Erdverkabelung von 110 kV-Hochspannungsfreileitungen.²⁸⁵ Da auf dieser Spannungsebene keine technischen Restriktionen für eine Verkabelung bestehen, setzen sich die genannten Akteure für eine möglichst ausnahmslose Verkabelung auch außerhalb von Siedlungsbereichen ein. Netzbetreiber lehnen jedoch eine Verkabelung aus Kostengründen vielfach ab. Wird der Konflikt im Genehmigungsverfahren ausgetragen, wirkt sich dies verzögernd auf den Verteilnetzausbau im 110 kV-Bereich aus. Die Mittelspannungsebene einschließlich und unterhalb von 30 kV und die Niederspannungsebene stellen hingegen keinen Konfliktgegenstand dar, weil diese immer als Erdkabel ausgeführt werden.

Naturschutzverbände wie der NABU schließen sich der Forderung nach Erdverkabelung aller Netzebenen bis einschließlich 110 kV an. Motiv ist insbesondere der Schutz unbebauter Landschaften. Darüber hinaus betont der NABU die Bedeutung einer integrierten und vorausschauenden Verteilnetzplanung und kritisiert, dass eine solche Planung bislang nicht stattfindet (vgl. NABU 2011, 7 f.).

Die Notwendigkeit für den Ausbau des Verteilnetzes wird gegenwärtig in Öffentlichkeit und Politik weniger stark problematisiert, als dies im Übertragungsnetzausbau der Fall ist. Für die Öffentlichkeit nehmen diese Aufgabenstellung und die damit verknüpften möglichen Konflikte erst allmählich Konturen an. Die Erkenntnis, dass die EE-Integration insbesondere auf Ebene der Verteilnetze bewältigt werden muss, scheint sich erst schrittweise einzustellen.

²⁸⁴ Eine „Fachgruppe Recht“ hat im Rahmen der Begleitforschung zum E-Energy Projekt elf Empfehlungen zum Datenschutz abgegeben, die zeigen, dass hier noch ein großer Regelungsbedarf besteht (vgl. Raabe et al. 2010).

²⁸⁵ Zur Position von Bürgerinitiativen und Naturschutzverbänden gegenüber dem Ausbau des *Übertragungsnetzes* vgl. Kapitel 4.2.6.

4.4.6 Zusammenfassung: Restriktionen für die EE-Integration auf Verteilnetzebene

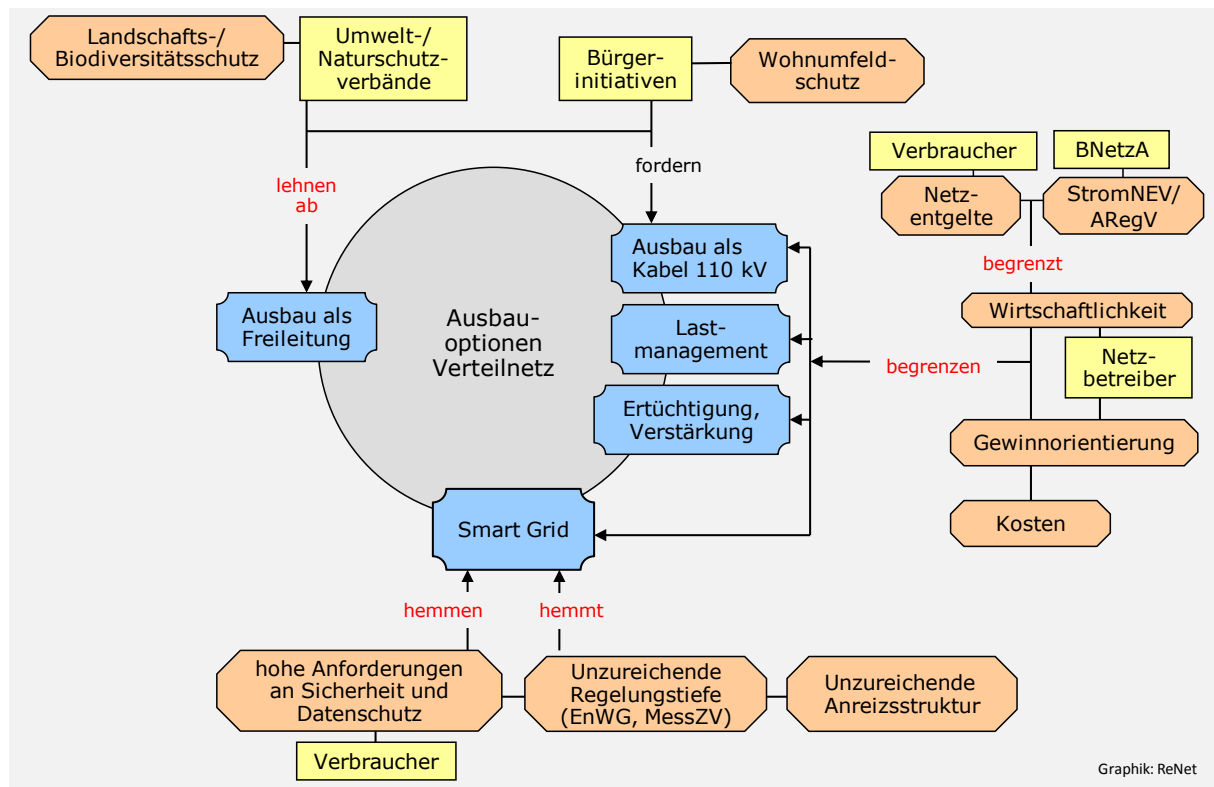


Abbildung 4-13: Konstellation der zentralen Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in das Verteilnetz

Abbildung 4-13 zeigt die wichtigsten Elemente, Einflussfaktoren und Akteure, die eine restriktive Wirkung auf die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Verteilnetz ausüben können.

Im Zentrum der Konstellation stehen verschiedene technische Optionen zur Leistungssteigerung und Funktionserweiterung des Verteilnetzes, mit denen wachsende Stromeinspeisemengen aus erneuerbaren Energien aufgenommen, verteilt und Schwankungen intelligent ausgeglichen werden können. Diese technischen Optionen umfassen die Kombination von Netzausbau, Lastmanagement, Ertüchtigung und Verstärkung des Verteilnetzes sowie die Funktionserweiterung zu einem Smart Grid. Die Umsetzung dieser technischen Optionen sieht sich verschiedenen Restriktionen gegenüber.

Für den Verteilnetzbau stellen insbesondere die hohen Kosten bzw. der Finanzierungsaufwand und daraus resultierende Wirtschaftlichkeitsaspekte eine Restriktion dar. Wenn das Verteilnetz an die wachsenden EE-Anteile angepasst und gleichzeitig das Netz zu einem Smart Grid entwickelt werden soll, sind hohe Investitionen erforderlich. Den zentralen regulatorischen Rahmen hierfür bildet – wie bei den Übertragungsnetzen – die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Der aktuelle Regulierungsrahmen setzt aber keine ausreichenden Investitionsanreize für den erforderlichen umfangreichen Verteilnetzaus- und -umbau bzw. für Investitionen in innovative Maßnahmen. Die mit dem Ziel der Wettbewerbsförderung eingesetzte ARegV stellt aus Sicht der Netzbetreiber ein Investitionshemmnis dar und muss aus ihrer Sicht in Anerkennung der aktuell hohen Investitionsanforderungen zu ihren Gunsten angepasst werden. Die begrenzende Wirkung dieser Faktoren ist im rechten Teil der Konstellation gebündelt dargestellt.

Zentrale Akteure in dieser Konstellation sind die Verteilnetzbetreiber, die für einen Umbau künftig eine deutlich aktivere Rolle und erheblich mehr Systemverantwortung übernehmen müssen. Sind sie primär an Gewinnmaximierung interessiert oder wenig motiviert, aktiv Möglichkeiten für eine Aufnahme von möglichst viel erneuerbar erzeugtem Strom zu schaffen, so hat ihr Handeln eine hemmende Wirkung auf den erforderlichen Umbau der Verteilnetze. Allerdings ist die Struktur der Verteilnetzbetreiber heterogen: Einige nehmen eine Vorreiterrolle ein und zeigen ein hohes Engagement für den Netzaus- und -umbau. Viele treten jedoch als ambivalente Akteure auf und einige sind noch in traditionellen, systemerhaltenden Handlungsmustern verhaftet.

Weitere zentrale Akteure der Konstellation sind die Bundesnetzagentur und die Verbraucher. Die Bundesnetzagentur ist der Umsetzung der Regulierungsvorschriften verpflichtet. Diese sind bisher primär auf mehr Effizienz ausgerichtet und sollen verhindern, dass der Verbraucher überhöhte Netzentgelte zahlen muss. Die Regulierung führt dazu, dass die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in die innovativen Optionen des Verteilnetzausbaus (rechts im Kern der Konstellation abgebildet) für die Verteilnetzbetreiber begrenzt ist.

Der Ausbau des Verteilnetzes als Freileitung (links im Kern der Konstellation abgebildet) ist eine der technischen Optionen zur Leistungssteigerung des Verteilnetzes. Umwelt- und Naturschutzverbände sowie Bürgerinitiativen lehnen Freileitungen jedoch vielfach ab und fordern stattdessen eine Erdverkabelung. Die Erdverkabelung auf den Spannungsebenen des Verteilnetzes unterliegt keinen technischen Restriktionen und findet eine deutlich höhere Akzeptanz, weil Erdkabel das Wohnumfeld und die Landschaft weniger belasten als oberirdische Trassen. Sie erfordert allerdings höhere Investitionen als oberirdische Leitungen und wirkt sich damit auf die Höhe der Netzentgelte bzw. die Wirtschaftlichkeit des Netzausbaus aus.

Einen Schwerpunkt der Konstellation bildet die Entwicklung des Verteilnetzes zu einem Smart Grid, die ebenfalls einer Reihe von Hemmnissen unterliegt. Die Rolle des Smart Grid, seine Potenziale und seine konkrete Ausgestaltung sind noch unklar. Grundsätzlich kann die Ausstattung mit Informations- und Kommunikationstechnik die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze und die Möglichkeiten des Lastausgleichs auf dieser Ebene verbessern. Gegenwärtig bestehen aber noch unterschiedliche Auffassungen darüber, ob eine Ausstattung der Verteilnetzebene mit Informations- und Kommunikationstechnik ausreicht oder ob es zur Erreichung der Einsparungs- und Lastverschiebungsziele notwendig ist, auch die Endkunden mit der Technik auszustatten. Messtechnikhersteller plädieren für die letztgenannte Option.

Die Installation von Messeinrichtungen (Zähler) bei einer hohen Anzahl von Stromkunden ist ein wesentliches Element des Smart Grid. Ein zentrales Hemmnis stellt die Vielzahl der zu beteiligenden Akteure dar sowie deren geringe Bereitschaft, neue Messgeräte zu finanzieren. Zudem stehen der Einführung von Messeinrichtungen beim Endkunden ungeklärte Fragen entgegen. So sind z. B. die Datenschutzregelungen unzureichend und technische Standards für Messgeräte und Zähler fehlen.

Eine maßgebliche Restriktion besteht darin, dass die Kostentragungsregelung für den Zählertausch noch offen ist. Wenn die Installation von neuen Zählern für den Endkunden Kosten verursacht und keine offensichtlichen Vorteile hat, ist kaum zu erwarten, dass sich die Zähler verbreiten. Eine Anreizstruktur, die dies ausgleichen könnte (z. B. Preissignale durch lastvariable Tarifgestaltung) fehlt bisher.

4.5 Restriktionen für den Ausbau von Stromspeichern zur Netzentlastung

Bereits ab einem Anteil von 30 % erneuerbarer Energien sind laut Fraunhofer IWES zukünftig zusätzliche Speicher unverzichtbar (Fraunhofer IWES 2010). Wenn sie netzgeführt betrieben werden, ermöglichen sie eine zeitliche Lastverschiebung bzw. die Glättung von Lastspitzen und stabilisieren das Netz.²⁸⁶ Darüber hinaus können Stromspeicher maßgeblich dazu beitragen, die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen zu verringern. Ansonsten besteht das Risiko, dass relevante EE-Strommengen wegfallen.

Gegenwärtig sind lediglich Pumpspeicherkraftwerke mit sehr begrenzter Kapazität zur Speicherung von Erzeugungsüberschüssen verfügbar, sodass sich durch hohe EE-Erzeugungsüberschüsse mittel- bis langfristig ein erheblicher Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten abzeichnet. Eine Restriktion für eine zügige Realisierung des Ausbaubedarfs von Speichern besteht durch die Unsicherheiten darüber, wie hoch der Speicherbedarf eigentlich ist und welche Strategien verfolgt werden sollten, um den Speicherbedarf für Erzeugungsüberschüsse zu decken. Diesen Fragen geht Kapitel 4.5.1 nach.

Kapitel 4.5.2 befasst sich anschließend mit den aktuell und potenziell verfügbaren Stromspeichertechniken, ihren Eigenschaften und Einsatzbereichen.²⁸⁷ Mit Ausnahme der Pumpspeichertechnik ist die große Mehrzahl der hier angesprochenen Speichertechniken noch in der Entwicklung bzw. sie bedürfen einer Adaption an den Einsatzbereich.

In Kapitel 4.5.3 werden der energiewirtschaftsrechtliche Rahmen für Ausbau und Betrieb von Speichern und die ökonomischen Rahmenbedingungen für den Speicherbetrieb dargestellt. Da die Realisierung von Großspeichern wie Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher mit Konflikten verbunden ist, stellt Kapitel 4.5.4 Herausforderungen für die Planung und Genehmigung von Speichern dar. Hier werden auch die Konflikte durch die unerwünschten Umweltwirkungen großtechnischer Speicherlösungen beleuchtet. Die Interessen und Motive der Akteure, die für die Frage nach erhöhten Speicherkapazitäten relevant sind, sind Gegenstand von Kapitel 4.5.5. Das Kapitel schließt mit einer Konstellationsbeschreibung und Zusammenfassung der wesentlichen Restriktionen (Kapitel 4.5.6).

4.5.1 Zukünftige Entwicklung des Speicherbedarfs

Der beabsichtigte weitere Zubau von EE-Erzeugungskapazität in den kommenden Jahren wird dazu führen, dass das EE-Leistungsangebot selbst bei weitgehender Reduktion konventioneller Erzeugungsleistung die Nachfrage (Last) übersteigt. Dies tritt anfangs voraussichtlich nur für kurze Zeit (Minuten) auf, wird jedoch im Laufe der Jahre an bestimmten Tagen (zunächst am Wochenende) immer häufiger auftreten und länger andauern (Stunden bis Tage). Leistungsüberschüsse von kurzer Dauer werden – wenn keine Speichermöglichkeit besteht – durch Leistungsreduzierung einzelner EE-Anlagen aufgefangen, wobei die produzierte EE-Strommenge damit geringer ausfällt. Mittelfristig bis langfristig ist die Leistungsreduzierung aber keine sinnvolle Option, weil entweder nicht erzeugter EE-Strom trotzdem bezahlt (EEG Erzeugungsmanagement) oder bei Nicht-Vergütung die Wirtschaftlich-

²⁸⁶ Werden Stromspeicher hingegen marktgeführt unter Ausnutzung von Arbitrageeffekten betrieben, ist ihre Stabilisierungswirkung gering.

²⁸⁷ Zu den diskutierten Möglichkeiten und der Rolle von Wärmespeichern vgl. Kapitel 6.2.4.

keit der EE-Anlage in Frage gestellt würde. Zusätzlich würden immer größere Mengen EE-Stroms nicht erzeugt, obwohl die Möglichkeit dazu bestünde. Bis dieser Fall verstärkt eintritt, müssen zur Aufnahme der Erzeugungsüberschüsse geeignete und wirtschaftlich betreibbare Stromspeicher zur Verfügung stehen.

Wie groß dieser Speicherbedarf tatsächlich sein wird, lässt sich heute noch nicht genauer beziffern (DLR et al. 2012a, 199). Er hängt u. a. davon ab, inwieweit ein weiträumiger nationaler und darüber hinaus europäischer Netzausbau erfolgt, der einen weitgehenden Lastausgleich im Netz ermöglicht. Erfolgt ein solcher Netzausbau zeitgerecht und in ausreichendem Umfang, könnte dies den Speicherbedarf signifikant reduzieren (ebda., 25).

Die Bestimmung des Speicherbedarfs hängt über die Frage der Entwicklung von Lastausgleichspotenzialen des Netzes hinaus von vielen weiteren Einflussfaktoren und Interdependenzen ab (vgl. Abbildung 4-14), die die genaue Bedarfsbestimmung erschweren.

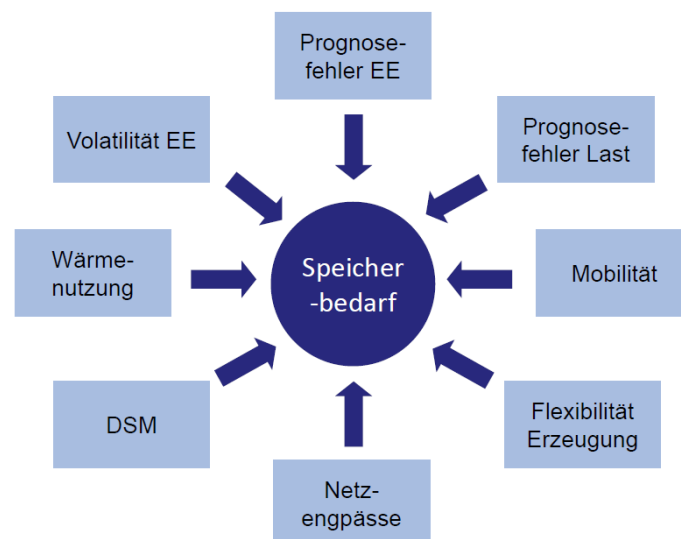


Abbildung 4-14: Einflussfaktoren auf den Stromspeicherbedarf²⁸⁸

Erste grobe Abschätzungen (vgl. Nitsch et al. 2010, 122) gehen von einem Langzeit-Speicherbedarf, d. h. das Erfordernis und die Möglichkeit große Strommengen aus Erzeugungsüberschussphasen²⁸⁹ speichern zu können, zwischen 10 und 30 TWh/a aus.²⁹⁰ Genauere Angaben liegen heute noch nicht vor und können nur mit aufwändigen Modellrechnungen ermittelt werden, die noch am Anfang ihrer Entwicklung stehen.

Bei der Bedarfsermittlung ist nach DLR et al. (2012a) zu beachten, dass bis zum Jahr 2030²⁹¹ bei stark ausgebauten Stromnetzen und voller Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks zwar EE-Leistungsüberschüsse, aber kaum EE-Erzeugungsüberschüsse zu erwarten sind. Diese *Leistungsüberschüsse* bei geringen Strommengen könnten anfangs – bei ausreichenden Leitungskapazitäten –

²⁸⁸ Quelle: Müller (27.04.2012).

²⁸⁹ Wenn die Last das Leistungsangebot übersteigt, entsteht ein Leistungsüberschuss (Watt). Dieser kann verschieden hoch sein. Multipliziert mit der Dauer dieses Leistungsüberschusses (wenn keine Leistungsreduzierung erfolgt) ergibt sich der Erzeugungsüberschuss (elektrische Arbeit, z. B. in (Kilo)Wattstunden – kWh).

²⁹⁰ Der SRU hat diese Zahlen übernommen (SRU 2011, 566).

²⁹¹ Eventuell auch früher, wenn die EE-Erzeugungsmengen weiterhin schneller steigen als prognostiziert.

nahezu vollständig durch vorhandene und geplante Kurzzeitspeicher (z. B. Pumpspeicher) aufgefangen werden (ebda., 24). Erst wenn signifikante *Erzeugungsüberschüsse* (große Strommengen) auftreten (erst im Zeitraum nach 2030, ebda.) würde ein Langzeit-Speicherbedarf bestehen, der die Bereitstellung geeigneter Speichertechniken mit großen Arbeitskapazitäten erfordert.

4.5.1.1 Möglichkeiten zur Deckung des Speicherbedarfs

Zur Deckung des Speicherbedarfs kann perspektivisch ein Mix aus verschiedenen Speichertechniken zur Anwendung kommen. Einen Überblick über die derzeit verfügbaren bzw. noch in Entwicklung befindlichen Techniken liefert Kapitel 4.5.2. Nach eigener Einschätzung ist keine der aktuellen bzw. in Entwicklung befindlichen Speichertechniken für sich genommen in der Lage, alle Einsatzbereiche und zeitlichen Lastverschiebungsbedarfe (Minuten, Stunden, Tage, Monate) abzudecken. Vielmehr erfordert das heterogene Anwendungsfeld die Parallelentwicklung verschiedener Techniken.

Naheliegender ist zunächst die Ausschöpfung der bereits etablierten und vergleichsweise preiswerten Technik der Pumpspeicherkraftwerke, unter der Voraussetzung, dass sich für diesen Anlagentypus noch Potenziale erschließen lassen (vgl. weitergehend Kapitel 4.5.1.2), vorzugsweise im Ausland (vgl. Kapitel 4.5.1.3). Andere Speichertechniken zur Aufnahme großer Speichermengen (z. B. Power-to-Gas) sind noch in der Entwicklung und stellen lediglich potenzielle Optionen dar.

Weitgehende Einigkeit besteht darüber, dass der Ausbau von Speichern die kostspieligste Option für den Lastausgleich im Netz ist (vgl. u. a. Matthes 21.02.2011). Der Ausbau der Leitungskapazitäten – auch über die Landesgrenzen hinaus – wäre die ökonomisch deutlich günstigere Option für den Lastausgleich. Im Verteilnetz stellen das Erzeugungs- und Lastmanagement sowie der kapazitäts Netzausbau alternative Optionen zum Speicherausbau dar.

4.5.1.2 Ausbaupotenziale von Pumpspeicherwerken in Deutschland

Die gegenwärtig installierten Pumpspeicherwerke haben zusammen eine Gesamt-Speicherkapazität von knapp 40 GWh (vgl. Landinger 22.04.2010) bei einer installierten Turbinenleistung von insgesamt rund 7 GW.²⁹² Pumpspeicherkraftwerke sind an bestimmte topographische und hydrologische Gegebenheiten gebunden. Nach allgemeiner Einschätzung ist die Realisierbarkeit neuer Speicherprojekte in Deutschland mangels geeigneter (kostengünstig zu erschließender und zu betreibender) Standorte begrenzt.²⁹³ Darüber hinaus begrenzt die hohe Konfliktrichtigkeit der großflächigen oberirdischen Anlagen die Realisierbarkeit erheblich (vgl. Kapitel 4.5.4.1). Derzeit sind Speicherprojekte u. a. an den Standorten Atdorf, Forbach, Waldeck II und Riedl geplant. Davon sehen sich einige Standorte wie Atdorf und Riedl erheblichen Widerständen gegenüber. Der Beschluss der Bundesregierung, neue Pumpspeicherwerke, die vor 2019 in Betrieb gehen, für zwanzig Jahre vom Netznutzungsentgelt zu befreien (vgl. Kapitel 4.5.3.1), könnte den Druck auf die aktuell kontrovers diskutierten Projekte erhöhen und ihre Realisierung befördern.

Ausbaustrategien zur Erhöhung der Kapazitäten zielen angesichts der Konflikte vorrangig auf den Aus- oder Umbau bestehender Speicherseen und Talsperren sowie auf die Leistungserhöhung durch

²⁹² Vgl. BT-Drucksache 17/4968, 1, wonach die installierte Leistung im Jahr 2010 6.988 MW betrug.

²⁹³ Eine Übersicht über bestehende und geplante PSW bietet dena (2010c, 157 f.).

Modernisierung der Altanlagen. Als aussichtsreiche Ausbauprojekte gelten nach Trianel (2011)²⁹⁴ die Talsperren Schwammenauel (Rurtalsperre) und Schmalwasser (Thüringer Wald). Ein möglicher neuer Pumpspeicher-Standort liegt an der Nethe bei Ottbergen. Mit einem Aus- bzw. Neubau dieser drei Pumpspeicherwerke könnten rd. 1,4 GW an Leistung hinzugewonnen werden (vgl. ebda.).

Optimistischere Schätzungen (DB Research 2012, 7) gehen von einer Steigerbarkeit der Turbinenleistung aller Pumpspeicherwerke in Deutschland bis 2025 von rd. 7 auf 10,6 GW aus. Die Speicherkapazität könnte bis dahin auf 64 GWh erhöht werden. Für 2040 wäre bei Ausschöpfung aller Ausbaumöglichkeiten und Überwindung der entgegenstehenden Konflikte eine Turbinenleistung von 14,6 GW bei 87 GWh Speicherkapazität möglich. Selbst diese Potenziale erscheinen im Vergleich zu den erschließbaren Potenzialen in Norwegen sehr gering.

Alternativ bzw. ergänzend zu obertägigen Pumpspeicherwerken bestehen weitere Optionen in der Entwicklung und Realisierung untertägiger Pumpspeicher und Druckluftspeicher, die mit geringeren obertägigen Flächeninanspruchnahmen und Landschaftsbildveränderungen verbunden wären. Aber auch deren Beitrag zur Erhöhung der Speicherkapazität wird bei weitem nicht ausreichen.

4.5.1.3 Deckung des (Langzeit-)Speicherbedarfs durch skandinavische Pumpspeicher

Angesichts der beschriebenen begrenzten nationalen Speicherpotenziale erscheint es naheliegend, Speichermöglichkeiten im Ausland in die Betrachtungen einzubeziehen. Der SRU (2011) geht davon aus, dass insbesondere norwegische Wasserspeicher die EE-Integration in das europäische Stromnetz erheblich unterstützen können.²⁹⁵ Die Arbeitskapazität der norwegischen „grünen Batterie“ beträgt heute rund 80 TWh²⁹⁶ und kann noch erweitert werden (vgl. Neue Energie 2010), sodass nicht nur kurzfristig hohe Leistungen abrufbar wären, sondern auch eine Speicherung von hohen EE-Erzeugungsüberschüssen möglich wäre. Die Idee ist, die dort bereits vorhandenen Wasserkraftwerke zu Pumpspeichern zu erweitern bzw. umzubauen. Der Um- und Ausbau dieser Wasserkraftwerke zu Pumpspeicherwerken würde u. U. mit geringeren Umweltwirkungen verbunden sein als ein Neubau in Deutschland.

Aktuell sind in Norwegen rund 10,5 GW Wasserkraftleistung installiert.²⁹⁷ Dabei handelt sich jedoch ganz überwiegend um Wasserkraftwerke ohne Pumpbetrieb. Die Pumpspeicherkapazität betrug 2010 erst rund 1,5 GW. Für die Aufnahme und Verwertung von Überschussstrom müssten die bestehenden Pumpspeicherkapazitäten folglich noch erheblich erweitert werden. Nach Angaben des norwegischen Betreibers Statkraft wären bis zu 25 GW Pumpspeicherleistung in Südnorwegen allein durch den Aus- bzw. Umbau von Wasserkraftwerken zu Pumpspeichern möglich.²⁹⁸

Die Vision der Nutzung norwegischer Pumpspeicher scheint damit die Lösung für eine Vielzahl von Problemen zu bieten und bildete in den letzten Jahren einen wichtigen Baustein in der Argumen-

²⁹⁴ Im Rahmen dieser Studie wurden insgesamt 16 Standorte in Deutschland als potenziell geeignet identifiziert, davon zwei Talsperren und 14 neu identifizierte Standorte. Vgl. http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/regionalplanung/teilabschnitt_aachen/aenderungen/planaenderung_13/anlagen/s_tandortscreening.pdf, Abruf 22.09.2012.

²⁹⁵ Vgl. SRU (2011) sowie die in vielen Veranstaltungen v. a. von Prof. Homeyer vertretenen Argumentationslinien.

²⁹⁶ Zum Vergleich: 80 TWh entsprechen dem deutschen Stromverbrauch von ca. 1,5 Monaten. Die Speicher in der Schweiz haben eine Arbeitskapazität von nur etwa 9 TWh.

²⁹⁷ Vgl. http://www.statkraft.de/images/Statkraft_%C3%9Cbersicht_Kraftwerke_tcm21-11599.pdf, Abruf 20.09.2012.

²⁹⁸ Vgl. <http://www.3sat.de/page/?source=/nano/technik/145807/index.html>, Abruf 20.09.2012.

tationskette, dass eine 100 %-EE-Versorgung machbar sei. Mittlerweile werden die Realisierungschancen einer solchen Lösung aus verschiedenen Gründen, die im Folgenden aufgeführt sind, als eher gering eingeschätzt.

Entgegenstehende energiewirtschaftliche Interessen Norwegens

Die Motiv- und Interessenslage Norwegens ist von landesspezifischen energiepolitischen Prioritäten geprägt: Das norwegische Energieversorgungssystem ist nach Midttun et al. (2012) nicht von Knappheit, sondern von einem *reichlichen* Energieangebot gekennzeichnet und befindet sich fast vollständig in staatlicher Hand. Das Land verfügt über große eigene Öl- und Gasreserven und ist schwerpunktmäßig daran interessiert, diese fossilen Primärenergiequellen als Ausgleichsenergien zu exportieren und zu vermarkten (Jørgensen 09.09.2011). Die staatlichen Betreibergesellschaften²⁹⁹ haben zwar Interesse am Ausbau des Elektrizitätshandels und der Energiespeicher, da sie sich durch Arbitragegeschäfte³⁰⁰ Gewinnchancen erhoffen. Infolge der Dominanz der Öl- und Gasindustrie ist der Staat jedoch an der Ausweitung und Verbesserung der Voraussetzungen für den Elektrizitätshandel – d. h. Ausbau von Interkonnektoren und Speicherkapazitäten – erst in zweiter Linie interessiert.

Der norwegischen Bevölkerung ist die Notwendigkeit des Netzausbaus nicht einfach zu vermitteln. Der Netzausbau wäre damit verbunden, dass der Elektrizitätshandel Norwegens mit Europa ausgeweitet wird. Der intensivierte Handel wäre mit Preissteigerungsrisiken für die Norweger verbunden (vgl. Midttun et al. 2012, 23). Es bestehen bereits jetzt starke Vorbehalte gegen die Kopplung der Strommärkte. Den Bürgern die Vorteile eines europaweiten Elektrizitätsaustausches plausibel zu machen und Akzeptanz für Preissteigerungen zu gewinnen, ist ein politisch wenig aussichtsreiches Unterfangen.

Fehlende gesellschaftliche Akzeptanz für Netz- und Speicherausbau in Norwegen

Nach einer Studie des norwegischen Netzbetreibers Statnett zur Netzsituation im südlichen Norwegen (veröffentlicht im August 2011), kommt das Stromnetz in Südnorwegen bereits jetzt regelmäßig an die Kapazitätsgrenze (Statnett 2011). Bevor weitere internationale Trassen angeschlossen werden können, muss zunächst das norwegische Netz ausgebaut und ertüchtigt werden. Die Netzausbaumaßnahmen stoßen insbesondere in den Küstenregionen auf ähnlichen Widerstand bei der Bevölkerung wie in Deutschland.

Sowohl der Pumpspeicherausbau als auch der notwendige Ausbau von Energieleitungstrassen zur Anbindung der Pumpspeicherwerke ist in Norwegen konfliktträchtig. Die Projekte stoßen auf Widerstand bei den Naturschutzorganisationen und der Bevölkerung, denn in Norwegen gibt es ein starkes Engagement von Umwelt- und Tourismusorganisationen³⁰¹ für die Bewahrung der Naturlandschaft

²⁹⁹ Erzeugung: ca. 40 % Statkraft; Netz: 88 % Statnett (vgl. <http://www.gtai.de/fdb-SE,MKT201009168012,Google.html>, Abruf 20.09.2012; <http://www.statkraft.de/energiequellen/wasserkraft/pumpspeicherkraft/>, Abruf 20.09.2012).

³⁰⁰ Der Ausbau der Speicherkapazitäten würde es ermöglichen, Strom billig einzukaufen und bei hoher Nachfrage wieder teuer zu verkaufen. Damit könnten Spitzenlasten in Deutschland und anderen europäischen Ländern abgedeckt werden.

³⁰¹ Zum Beispiel das mitgliederstarke *Forum for natur og friluftsliv* (FNF). FNF hat ca. 600.000 Mitglieder bei insgesamt etwa 4,8 Mio. Einwohnern in Norwegen. Vgl. http://turistforening.no/article.php?ar_id=26816&fo_id=15, Abruf 20.09.2012.

und ihrer touristischen Potenziale. Viele Naturschutz- und Outdoor-Organisationen sprechen sich gegen den Ausbau von Wind- und Wasserkraft aus, da sie negative Effekte auf die Natur befürchten.

Unsicherheit über die Realisierungschancen notwendiger Seekabelverbindungen

Damit norwegische Wasserspeicher eine Ausgleichs- und Speicherfunktion wahrnehmen können, müssen leistungsfähige Kabelverbindungen zum europäischen Festland bzw. Deutschland hergestellt werden. Derzeit sind zwei Leitungsprojekte, NorGer³⁰² und NordLink³⁰³ in der Diskussion, die vorrangig der Kopplung der norwegischen und deutschen Marktgebiete dienen sollen. Die Verhandlungen über die Seekabelverbindungen, die 2011 ins Stocken geraten waren³⁰⁴, wurden Mitte 2012 wieder aufgenommen. Vereinbart wurde, dass ein Gleichstrom-Seekabel bis 2018 realisiert sein soll. Dieses Kabel soll in beide Richtungen Strom transportieren können und damit eine wichtige Ausgleichsfunktion übernehmen. Die Finanzierung erfolgt hauptsächlich durch den norwegischen Netzbetreiber Statnett und auf deutscher Seite durch den Netzbetreiber TenneT TSO sowie die staatliche KfW-Bankengruppe. Die endgültige Investitionsentscheidung soll voraussichtlich 2014 fallen. Eine zweite Leitung soll bis 2028 realisiert werden.³⁰⁵

So positiv die Weiterverfolgung der Seekabelverbindungen nach Norwegen ist: ihre Kapazität wird zunächst nur den Transfer kleiner Strommengen und Leistungen erlauben. Eine Ausgleichsfunktion in der benötigten Höhe wird erst dann wirksam, wenn die Kabelverbindungen eine Leistung weit über den bisher geplanten 2 bis 3 GW aufweisen. Da eine direkte Anbindung einzelner Pumpspeichersanlagen unrealistisch bzw. unüblich ist, müssen auch in Südnorwegen signifikante Netzausbaumaßnahmen zur Anbindung der Pumpspeicher und Seekabel erfolgen.

4.5.2 Speichertechniken und ihre Einsatzbereiche

Speichertechniken unterscheiden die Anwendungsfälle Langzeit- und Kurzzeitspeicherung. Kurzzeitspeicher können nur geringe Strommengen aufnehmen und eignen sich vornehmlich zur Spannungshaltung. Langzeitspeicher dienen dagegen dem saisonalen Ausgleich und sollen große Energiemengen aufnehmen können.³⁰⁶ Dabei bestehen große Unterschiede hinsichtlich der Wirkungsgrade sowie der technischen Verfügbarkeit der Speicher. Ein kritischer Punkt sind die sehr hohen Kosten pro Kilowattstunden, die zum Teil selbst die teuersten EE-Erzeugungskosten übersteigen.

³⁰² Die geplante Stromkabelverbindung NorGer zwischen Deutschland und Norwegen soll als 600 km lange HGÜ-Verbindung mit einer Spannung von 450 bis 500 kV eine Übertragungsleistung von 1.400 MW haben. Damit können bis zu 11 Mrd. kWh pro Jahr transportiert werden (etwa 20 % der deutschen Windstromproduktion im Jahr 2011). Die geschätzten Kosten betragen 1,4 Mrd. Euro. Das Projekt gehörte zunächst privatwirtschaftlichen Investoren und wurde nach und nach vom norwegischen Netzbetreiber Statnett aufgekauft, vgl. <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=80116.html>, Abruf 20.09.2012.

³⁰³ NordLink ist eine rund 600 km lange Seekabelverbindung zwischen Deutschland und Norwegen mit einer der NorGer-Verbindung vergleichbaren Technik und Leistung. Das Projekt gehörte zunächst dem norwegischen Netzbetreiber Statnett und Transpower (heute TenneT), vgl. <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=80116.html>, Abruf 20.09.2012.

³⁰⁴ Vgl. Offshore Grids in the North Sea? Long-Term Hopes and Short-Term Reality; Veranstaltung am 01. März 2012 in Berlin.

³⁰⁵ Dabei steht bisher nicht fest, welcher Anlandepunkt, der von NorGer oder NordLink, priorisiert wird, vgl. http://www.norger.biz/media/uploads/press/press_releases/Press_statement.pdf und <http://www.ftd.de/unternehmen/industrie/:doppeltes-seekabel-norwegen-zieht-kabel-fuer-oekostrom-nach-deutschland/70053345.html>, Abruf 20.09.2012.

³⁰⁶ Abweichend wird von einigen Akteuren der Begriff Langzeitspeicher auch für Stunden- und Tagesspeicher benutzt. Hierdurch entstehen Unschärfen in der Diskussion.

4.5.2.1 Eigenschaften, Einsatzbereiche und Effizienz von Stromspeichern

Stromspeicher können Strom direkt oder in einer anderen Energieform speichern. Durch eine direkte Stromspeicherung mit Hilfe von Kondensatoren oder Spulen können nur sehr geringe Strommengen im Sekundenbereich gespeichert werden. Um größere Strommengen zu speichern, muss der Strom in eine andere Energieform umgewandelt werden, aus der er wieder rückverstromt werden kann. Ausgehend von der Form der Wandlung werden mechanische (Wasser-Pumpspeicher, Druckluft- und Schwungmassespeicher) und elektro-chemische Speichertechniken (Batterien, Wasserstoff bzw. Methan) unterschieden. Diese Wandlungsprozesse sind in der Regel mit Verlusten verbunden.

Gegenwärtig sind in Deutschland ca. 30 Pumpspeicherwerke zur Deckung von Spitzenlasten in Betrieb. Sie stellen 95 % der netzgekoppelten Speicherleistung in Deutschland bereit. Installiert ist eine Turbinenleistung von insgesamt rund 7 GW.³⁰⁷ Bei einer Gesamt-Speicherkapazität von ca. 40 GWh³⁰⁸ kann im Falle einer Erzeugungslücke die maximale Turbinenleistung rechnerisch über knapp sechs Stunden erbracht werden.

Diese geringe Arbeitskapazität reicht für künftige saisonale Ausgleichsanforderungen nicht aus. Auch das geringe Ausbaupotenzial für oberirdische Pumpspeicher in Deutschland ändert daran nichts. Geeignete, wirtschaftlich tragfähige Standorte sind selten und oftmals konfliktrichtig. Einzelne Standorte sind erweiterbar (vgl. z. B. Trianel 2011), jedoch dürften die realisierbaren Kapazitäten bei Weitem nicht ausreichen.

Kapazitäten verschiedener Stromspeicher

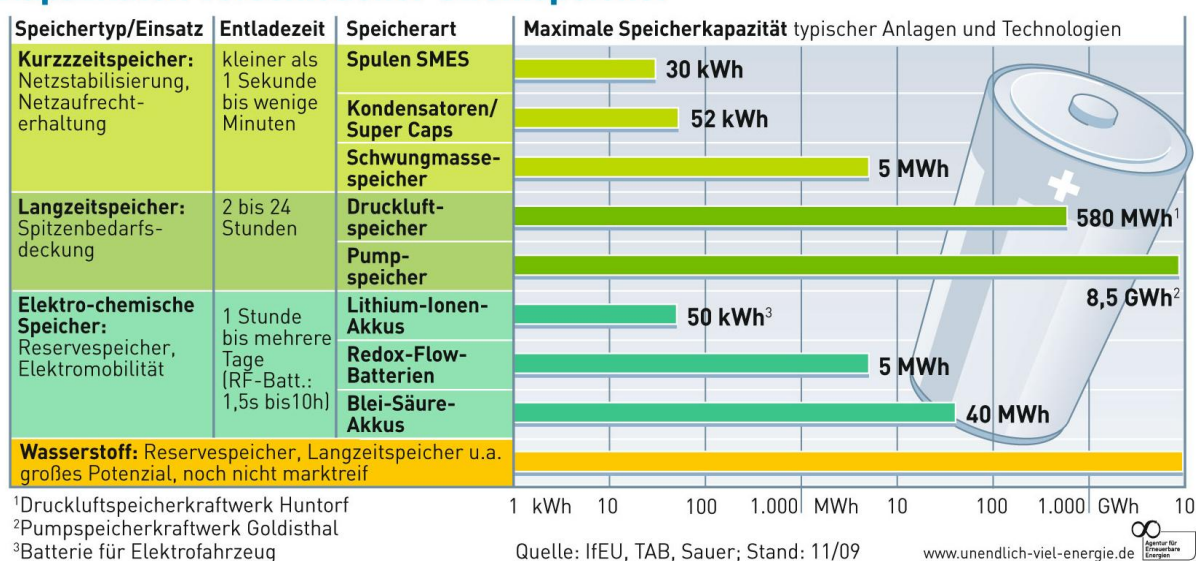


Abbildung 4-15: Vergleich der Arbeitskapazität verschiedener Stromspeichertypen³⁰⁹

Als *Kurzzeitspeicher*, d. h. für den kurzzeitigen Lastausgleich oder zur Absicherung bei Stromausfällen, werden vereinzelt auch Batteriespeicher verwendet. Sie sind nur für bestimmte Speicheraufgaben einsetzbar. Die Einrichtung von Kurzzeitspeichern zur Netzentlastung könnte dann eine Alternative zum Lastmanagement und Netzausbau darstellen, wenn auftretende Netzengpässe zwar häufig aber

³⁰⁷ Die installierte Leistung betrug im Jahr 2010 nach Angaben der Bundesregierung 6.988 MW (BT-Drucksache 17/4968).

³⁰⁸ Landing (22.04.2010). Diese Kapazität deckt den deutschen Stromverbrauch für ca. eine halbe Stunde.

³⁰⁹ Quelle: AEE (2010a, 7).

auch auf lange Sicht nur zeitlich begrenzt (wenige Stunden pro Tag) auftreten und andere Optionen (Netzausbau, Temperaturmonitoring) zu aufwändig sind bzw. bereits eingesetzt wurden.

Da mit der Speicherung Energieverluste verbunden sind, ist der Wirkungsgrad bzw. die Wandlungseffizienz ein wichtiges Beurteilungskriterium für den möglichen Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Speichertechniken. Die höchste Effizienz von 90 % bis 95 % weisen die elektrischen Kurzzeitspeicher wie Kondensatoren auf. Allerdings haben diese nur geringe Speicherkapazitäten von wenigen Kilowattstunden. Eine vergleichbar hohe Effizienz zeigen nur Lithium-Ionen-Akkus (elektro-chemische Speicher). Klassische Stromspeicher wie Blei-Säure Akkus oder Redox-Flow-Batterien liegen mit 65 % bis 90 % Wirkungsgrad bereits deutlich darunter. Noch niedriger liegen die Wirkungsgrade bei bisher unüblichen Langzeitspeicherformen wie Druckluft- oder Wasserstoffspeichern. Die in Deutschland verwendeten Pumpspeicherwerke weisen mit 65 % bis 85 % noch akzeptable Wirkungsgrade auf.

4.5.2.2 Speichertechniken zur Netzentlastung

Zum besseren Verständnis und zur Einschätzung der potenziellen Einsatzmöglichkeiten von Speichern werden die Speichertechniken im Folgenden näher vorgestellt. Eine kompakte Zusammenstellung findet sich in Tabelle 4-7.

Pumpspeicher

Unter den bekannten Speichertechniken sind Pumpspeicher die am meisten ausgereifte Technik. Bei Energieüberschuss wird ein Wasserspeichervorrat aus Talsperren oder anderen Unterbecken in höher gelegene Becken (Oberbecken) gepumpt. Bei erhöhtem Energiebedarf kann die in den Oberbecken zwischengespeicherte potenzielle Energie des Wassers über Turbinentechnik in elektrische Energie zurückverwandelt werden. Die Technik hat sich seit mehr als 100 Jahren bewährt und gilt als robust (Bruns et al. 2010, 414 ff. und 417 ff.). Pumpspeicherwerke haben jedoch begrenzte Kapazitäten, sodass mit dem gespeicherten Wasser nur Versorgungslücken im Stunden- bzw. Tagebereich zu decken sind.

Wirtschaftlich betrachtet stellen Pumpspeicher die günstigste Speicheroption dar. Ihr gegenwärtiges Haupteinsatzgebiet ist die kurzzeitige Regelenergiebereitstellung. Theoretisch kann mit den verfügbaren Pumpspeicherwerken eine kurzfristige Schwankung von bis zu 14 GW abgedeckt werden. Eine Abdeckung saisonaler Engpässe oder länger andauernder ungünstiger Wetterlagen kann nicht durch die derzeit verfügbaren Pumpspeicher geleistet werden.

Druckluftspeicher

Ein Druckluftspeicher (CAES – Compressed Air Energy Storage) besteht aus obertägigen Betriebsanlagen (Maschinenhaus für Generatoren, Wärmespeicher sowie Druckrohrleitungen, Ventile und Strom-Anschlussleitungen) und einer untertägigen Kaverne. Das bisher einzige deutsche Kraftwerk (Huntorf) wird von E.ON als diabater Druckluftspeicher betrieben.³¹⁰ Diabate Druckluftspeicher weisen geringe An- und Abfahrzeiten bei hohen Speichervolumina auf und ermöglichen so einen Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung. Ihr Einsatzbereich ist dem von Pumpspeichern ähnlich. Ein Vorteil gegenüber Pumpspeichern ist aber, dass sie auch in Mittel- und Norddeutschland nahe an

³¹⁰ Druckluftspeicher mit angeschlossenem Gasturbinenkraftwerk, das seit 1978 in Huntorf (Niedersachsen) betrieben wird (vgl. http://www.kraftwerk-wilhelmshaven.com/pages/ekw_de/Huntorf/Historie/index.htm, Abruf 20.09.2012). Weltweit existiert nur eine vergleichbare Anlage in McIntosh, USA, vgl. Marquardt (06.05.2010).

den Schwerpunkten der Windstromerzeugung errichtet werden können.³¹¹ Der Bedarf an zusätzlichen Leitungskapazitäten lässt sich damit ggf. verringern.

Adiabate Anlagen speichern die bei der Kompression entstehende Wärme und führen sie bei der Dekompression zurück. Sie können dadurch potenziell deutlich höhere Wirkungsgrade erreichen.³¹² Die adiabate Variante ist in technischer Hinsicht aber noch nicht ausgereift. Gegenwärtig wird eine neue Anlage für das Demonstrationsprojekt „ADELE“ am Standort Staßfurt/Sachsen-Anhalt geplant.³¹³ Im Rahmen des Projekts soll z. B. die Turbinentechnologie und die Kavernentechnik an die besonderen Anforderungen des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks angepasst werden.³¹⁴ Die geplante Anlage soll bis zu 360 MWh Strom speichern und 90 MW_{el} Leistung erbringen. Mit der Ersatzkapazität könnte Strom für eine Dauer von vier Stunden (4 h x 90 MW = 360 MWh) z. B. für die Deckung von Spitzenlasten bereitgestellt werden.³¹⁵ Ziel ist es, mit ADELE einen Gesamtwirkungsgrad von 70 % zu erreichen. Damit würde sich der Wirkungsgrad dem von Pumpspeicherwerken annähern.

Nach Pehnt & Höpfner (2009, 11) gibt es in der norddeutschen Tiefebene über 130 für den Kavernenbau geeignete Strukturen (Salzstöcke). Über deren mögliche Speicherkapazität liegen keine Angaben vor. Theoretisch besteht eine Konkurrenz zur Kavernenspeicherung von Gas, CO₂ oder Wasserstoff. Wenngleich die dena (2010a, 442) davon ausgeht, dass Einschränkungen für Druckluftspeicher nicht zu erwarten sind, dürften konkurrierende Nutzungsansprüche das technische und wirtschaftliche Potenzial für Druckluftspeicher einschränken.

Schwungmassespeicher

Schwungmassespeicher sind wegen ihrer technischen Eigenschaften sehr gut als Kurzzeitspeicher einsetzbar (werden bei Schienenfahrzeugen bereits genutzt). Eine Anlage kann eine Leistung von bis zu 3 MW erbringen (AEE 2010a, 11). Größere Leistungen lassen sich durch den Verbund mehrerer Anlagen ermöglichen. Allerdings ist ihre Selbstentladerate recht hoch, d. h. sie können nicht über längere Zeiträume speichern (dena 2010a, 446).

Batteriespeicher

Batteriespeicher sind reaktionsschnell und können kurzfristig Energie bereitstellen. Sie können standortunabhängig in das Stromnetz integriert werden. Zusammen mit der Leistungsanpassung durch modularen Aufbau bietet ein Batteriespeicher (z. B. auch in E-Kraftfahrzeugen, vgl. Kapitel 4.4.2.5) große Flexibilität. Jedoch ist ihre Herstellung und Entsorgung teuer und belastet die Umwelt. Sie haben eine geringe Lebensdauer und verschleißten mit der Nutzung vergleichsweise schnell (max. einige tausend Ladezyklen). Ihre Anwendung ist demzufolge teuer.

³¹¹ Für die Druckluftspeicherung werden Kavernen benötigt. Geeignete Salzstöcke sind vor allem in Norddeutschland verfügbar. Somit ist die Nähe zu den künftigen Windstrom-Produktionsschwerpunkten in Nord- und Ostsee und an Land gegeben.

³¹² Angesichts der Vorteile adiabater Konzepte gelten diabate Druckluftspeicher nicht als zukunftssträftig.

³¹³ Beteiligt ist RWE, gemeinsam mit den Partnern General Electric, Züblin und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Der Baubeginn ist für 2013 geplant.

³¹⁴ Die Turbine muss stark schwankende Drücke und Durchflussmengen während des Entladens des Speichers bewältigen können (RWE 2010a, 8). Zu den weiteren technischen Voraussetzungen im Einzelnen vgl. RWE (2010a; 2010b).

³¹⁵ Zur Vorhabensbeschreibung vgl. <http://www.rwe.com/web/cms/de/364260/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/>, Abruf 20.09.2012.

Superkondensatoren (Supercaps) und supraleitende Spulen

Superkondensatoren (Supercaps) und supraleitende Spulen dagegen können weit über 1. Mio. Ladezyklen erreichen, weisen aber eine vergleichsweise geringe Energiedichte auf. Für Anlagengrößen mit mehreren Megawatt sind sie derzeit noch nicht verfügbar, sodass sie für den Speichereinsatz im Stromnetz bislang nur theoretisch in Frage kommen.

Neben den SuperCaps können auch supraleitende Spulen den Strom direkt speichern. Gespeichert wird der Strom in einem Magnetfeld. Damit mehr elektrische Energie als bislang gespeichert werden kann, muss der Leitungswiderstand verringert werden. Ganz ohne messbaren Widerstand leiten bestimmte Materialien (Supraleitung) unterhalb einer kritischen Temperatur, die jedoch weit unter minus 200°C liegt und wiederum nur durch energieaufwändige Kühlung erreicht werden kann, wodurch der Gesamtwirkungsgrad unbefriedigend ist.

Wasserstoffspeicherung (Power-to-Gas)

Durch Elektrolyse (unter Einsatz von EE-Überschussstrom) kann Wasserstoff gewonnen werden. Dieser Umwandlungsprozess von Strom zu Gas³¹⁶ eignet sich bei entsprechend lokaler Zuordnung im Netzgebiet sowohl zur Langzeitspeicherung als auch zur kurzfristigen Netzentlastung. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz (als Beimischung zum Erdgas) wird derzeit in Anteilen unter 10 % als unproblematisch angesehen (vgl. Kapitel 5.5.2.2). Im Gasnetz bestehen große Speicherkapazitäten. Für größere Speicherkapazitäten im 100 GWh-Bereich käme nach Magnor (15.09.2011) eine Wasserstoffspeicherung in Druckkavernen in Betracht. Die Speicherung reinen Wasserstoffs stellt aufgrund der hohen Flüchtigkeit des Gases aber hohe Anforderungen an die Dichtigkeit von Kavernen und Leitungen. Ob und wie diese erreicht werden kann, wird unterschiedlich eingeschätzt.

Die Option der Speicherung in speziellen Behältern ist ebenfalls möglich, aber material- und kostenintensiv. Sie bietet nur geringe Speicherkapazität.

Der gespeicherte Wasserstoff kann wieder rückverstromt werden (BHKW, Gaskraftwerk, auch Brennstoffzelle). Der Gesamtwirkungsgrad erreicht mit Rückverstromung im optimalen Fall 40 % (dena 2010a, 443) und liegt damit nur etwa halb so hoch wie der von Pumpspeichern. Bei der direkten Nutzung des Wasserstoffs als Kraftstoff im Mobilitätsbereich könnte ein deutlich höherer Wirkungsgrad erzielt werden, dies würde aber neue und teure Verteilungsstrukturen (Wasserstoff-Tankstellen) sowie alltagtaugliche Fahrzeugkonzepte (Brennstoffzellen-Kraftfahrzeuge) erfordern.

Thermische Speicherung

Auch thermische Speicher könnten als große kurzfristig aktivierbare Lasten fungieren. Sie sind im Bereich der elektrischen Warmwassererzeugung bzw. Raumwärme vorhanden und könnten für ein gezieltes Lastmanagement eingesetzt werden. Die technischen Voraussetzungen sind einfach zu erfüllen: Im einfachsten Fall werden zusätzliche elektrische Heizelemente in Wasserspeichern vom Netzbetreiber gezielt angesteuert ("Tauchsieder"). Um jedoch einen nennenswerten Entlastungseffekt zu erzielen, müssten kurzfristig sehr große Lasten (Wärmespeicher) verfügbar sein. Dies ist oftmals in Regionen mit Fernwärmenetzen der Fall – das Fernwärmenetz kann als großer, kurzfristig

³¹⁶ Vgl. ausführliche Darstellung des Konzepts in Kapitel 5.5.

aktivierbarer Wasserspeicher genutzt werden (vgl. Kapitel 6.2.4). In den aktuell von Überlastung betroffenen Netzgebieten sind solche Kapazitäten in der Regel jedoch nicht vorhanden.

Ob die thermische Speicherung eine verfolgenswerte Option ist, ist unter Experten umstritten. Bei der thermischen Speicherung von Strom wird das insgesamt hochwertigste Energieprodukt, das wir hinsichtlich der Arbeitsfähigkeit (hoher Exergiegehalt)³¹⁷ zur Verfügung haben, in eines der niedrigwertigsten Energieprodukte (niedriger Exergiegehalt) umgewandelt. Dabei geht die Arbeitsfähigkeit im Wesentlichen verloren. Folglich kommen Hauser et al. (2011, 2) zu der Empfehlung, dass die Nutzung der „Edelenergie Strom“ in der Wärmeerzeugung nur in wenigen Ausnahmefällen gerechtfertigt ist, unabhängig davon, ob der Strom aus erneuerbaren oder fossilen Quellen stammt.

Zusammenfassung

Die vorgestellten Speichertechniken zeigen, dass es technisch prinzipiell möglich ist, durch jeweils geeignete Kurzzeitspeicher Einspeisungsspitzen aus Wind- oder Solarkraft zu glätten. Die Eignung der eingesetzten Technik zur Netzentlastung ist abhängig von der erforderlichen Einsatzdauer und den technischen Möglichkeiten, den Speicher in den Engpassnetzbereichen errichten zu können. Eine gezielte räumliche Zuordnung von Speichern zu den Regionen, in denen Überschussstrom entsteht, ist eine wichtige Voraussetzung für einen sinnvollen und wirtschaftlichen Einsatz.

Für obertägige Pumpspeicher bestehen erhebliche räumliche Restriktionen hinsichtlich der Eignung und Verfügbarkeit wirtschaftlich interessanter Standorte. Druckluftspeicher unterliegen geringeren standörtlichen Restriktionen. Die adiabate Druckluftspeicherung mit ausreichend hohen Wirkungsgraden ist jedoch noch in der Erprobung. Standortflexibler sind Schwunghmassespeicher, deren spezifische Investitionskosten jedoch deutlich über denen von Pump- und Druckluftspeichern liegen. Standortflexibel – jedoch teuer – sind auch Wasserstoffelektrolyseure bzw. Methanisierungsanlagen mit Gasnetzzugang, die sowohl als Kurz- als auch Langzeitspeicher einsetzbar sind. Zu bedenken ist, dass die technische Verfügbarkeit für einige Speichertypen noch nicht gegeben ist (siehe oben).

³¹⁷ Der Exergiegehalt bezeichnet den Teil der Gesamtenergie eines Systems, der Arbeit verrichten kann. Warmwasser mit niedrigen Temperaturen von 80 bis 100°C hat nur noch einen niedrigen Exergiegehalt und kann nur wenig Arbeit verrichten. D. h. die Umwandlung von Strom in Niedertemperaturwärme vernichtet die Arbeitsfähigkeit des Stroms.

Tabelle 4-7: Zusammenstellung der Kennzahlen von Speichertechniken zur Rückverstromung und Bewertung³¹⁸

Speichertyp	Pump-speicher	Druckluft	Schwung-masse	Kondensa-toren SuperCaps	Supra-leitende Spulen	Batterien	Wasser-stoff (im Gasnetz)
Einsatzgebiet	Stunden	Stunden	Minuten	Minuten	Minuten	Minuten	Tage bis Monate
Wirkungsgrad [%]	65 bis 85	bis zu 70 (Ziel)	80 bis 95	90 bis 95	90 bis 95	65 bis 90	20 bis 40
Leistung	bis 1.060 MW ³¹⁹	Bis 290 MW derzeit in D	5 kW bis 3 MW	< 150 kW	10 kW bis 100 MW	einige MW	Bis in GW-Bereich möglich
Speicher-kapazität	bis 8.480 MWh	Bis 580 MWh (abhängig von Kaverne)	Bis 5 MWh	Bis 52 kWh	Bis 30 kWh	Bis zu einigen MWh	Bis in GWh Bereich möglich
Entladezeit	4 bis 10 h	2 bis 24 h	Sek. bis Min.	Sekunden	Sek. bis Min.	1h bis Tage	Sek. bis Tage
Selbstentlade-rate	0 bis 0,5 % / Tag	0 bis 10 % / Tag	3 bis 20 % / h	0,1 bis 0,4 % / h	10 bis 12 % / Tag	0,5 bis 5 % / Monat	0 bis 1 % / Tag
Zyklenzahl	∞	∞		> 1.000.000	1.000.000	50 bis 10.000	
Spez. Invest.-Kosten [pro kWh Output]	100 bis 500 €	40 bis 100 €	1.000 bis 5.000 €	bis 20.000	Bis 200.000	25 bis 1.500 €	k. A.
Ausbau-potenziale	Gering	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Tauglichkeit zur Netz-entlastung³²⁰	Gering	Hoch	Hoch	Gering	Gering	Mittel	Hoch

4.5.3 Energierechtlicher und ökonomischer Rahmen für den Ausbau nationaler Speicheroptionen

Kapitel 4.5.3.1 befasst sich mit der Frage, inwieweit die Errichtung und der Betrieb neuer Speicher bereits durch rechtliche Regelungen erfasst ist und ob diese Regelungen ausreichend sind bzw. optimiert werden müssten, um eine Realisierung zu gewährleisten. Anschließend werden in Kapitel 4.5.3.2 die Kosten der Stromspeicherung und die ökonomischen Rahmenbedingungen betrachtet.

4.5.3.1 Rechtsrahmen und administrative Bedingungen für einen Speicherausbau

Der aktuelle energiewirtschaftliche Rechtsrahmen für Stromspeicherung ist durch punktuelle Regelungen und weniger durch einen umfassenden, ganzheitlichen Ansatz geprägt. Formal besteht keine Klarheit darüber, ob Speicher zum Energieerzeugungsbereich oder dem Bereich des Netzmanagements zuzuordnen sind (Droste-Franke et al. 2012).

Bezogen auf Speicher enthält das EnWG Regelungen zur Entflechtung, zur Netzanschlussverpflichtung und zu Netzentgelten. So sieht § 7b EnWG vor, dass Netzeigentümer und Speicheranlagen-

³¹⁸ Eigene Zusammenstellung.

³¹⁹ Zum Beispiel das Pumpspeicherwerk Goldisthal/Thüringen als größtes Pumpspeicherwerk in Deutschland.

³²⁰ Eigene Einschätzung.

betreiber entflochten sein müssen. Für vertikal integrierte Transportnetzbetreiber gilt eine Ausnahme, wenn sie weniger als 100.000 Kunden haben. Eine Verpflichtung zum Netzanschluss besteht nach § 17 EnWG grundsätzlich sowohl für Gasspeicheranlagen, als auch für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie. Die Netzanschlussverpflichtung ist vorteilhaft für Speicherneubauvorhaben, v. a. wenn diese kapazitätswirksame Effekte für das Netz haben.

Mit der Neuregelung von § 3 Nr. 10c EnWG (Gleichstellung von EE-Wasserstoff und EE-Methan mit Biogas) adressiert das EnWG in erster Linie Speichergase (vgl. Kapitel 5.5.3). Davon können die hier behandelten Stromspeicher nicht profitieren.

Elektrizitätsspeicher profitieren hingegen von einigen Regelungen durch die sie von einigen Umlagen und Steuern, die bei Strombezug anfallen würden, ausgenommen sind: Nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG sind neu errichtete Speicher 20 Jahre lang von Netzentgelten für Strombezug befreit. Zusätzlich sind Pumpspeicherwerke nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i. V. m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV von der Stromsteuer befreit. Nach § 37 Abs. 3 Nr. 2a EEG 2012 findet außerdem eine Befreiung von der EEG-Umlage, allerdings nur für aus dem Netz bezogenen Strom, statt.

Trotz dieser Regelungen zur Kostenentlastung dürfte der Rechtsrahmen für Speicher derzeit nicht geeignet sein, den Ausbau von Stromspeicherkapazitäten zu unterstützen. Teilweise entstehen den Betreibern auch zusätzliche Kosten durch die in einigen Bundesländern neu eingeführte Erhebung von Wasserentnahmeentgelten.³²¹ Der Rechtsrahmen für Stromspeicher müsste umfassend fortentwickelt werden, um für die Betreiber neben den bereits bestehenden Entlastungen weitergehende Anreizstrukturen zu schaffen.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwieweit auch für den Ausbau von Speichern ein nationaler Planungsprozess initiiert werden sollte, der ähnlich wie bei Netzen die Bedarfsfragen und räumliche Verteilung aus bundesweiter Perspektive betrachtet. Eine solche Initiative für ein Speicherausbau-gesetz würde über die in Kapitel 4.5.4 erläuterten Rahmenbedingungen hinausgehen.

4.5.3.2 Kosten der Stromspeicherung und ökonomischer Rahmen

Die Speicherung von Strom unterliegt derzeit wirtschaftlich den gleichen Rahmenbedingungen wie die konventionelle Stromerzeugung. Die Kosten pro Kilowattstunde des aus dem Speicher entnommenen Stroms müssen so bemessen sein, dass sie am Strommarkt in Konkurrenz zur fossilen Stromerzeugung im Spitzenlastbereich wirtschaftlich sind. Eine gesonderte Förderung wie beim EEG für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gibt es für Stromspeicher bislang nicht, wird aber von Protagonisten gefordert. Die Anwendung beschränkt sich auf geförderte Forschungsanlagen. Folglich konnten, abgesehen vom einzigen Druckluftspeicher in Huntorf, in Deutschland bisher nur Wasser-Pumpspeicher diese Anforderung erfüllen. Alle weiteren potenziellen Speichertechniken für Strom weisen derzeit noch zum Teil sehr viel höhere spezifische Arbeitskosten auf, sodass bei den

³²¹ Bei Pumpspeicherwerken, bei denen das Wasser z. B. aus einem Fluss als Unterbecken entnommen wird, können die Bundesländer ein Wasserentnahmeentgelt erheben. Bis auf Reinland-Pfalz, Thüringen (Einführung 2013 geplant), Bayern und Baden-Württemberg erheben alle Bundesländer Entnahmeentgelte. Die Entgelte werden pro Kubikmeter Wasserentnahme erhoben, abhängig von der Turbineneffizienz werden umgerechnet Beträge von bis zu 5 Cent pro erzeugter kWh fällig. Diese Zusatzkosten können dann größer sein als die Differenz zwischen günstigem Pumpstrom und dem späteren Erlös aus dem Stromverkauf als teure Regelenergie, aus dem der Anlagenbetreiber seine Gewinne erwirtschaftet (Janzing 2010, 28 f.).

derzeitigen stromwirtschaftlichen Rahmenbedingungen keine Chance auf einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb besteht.

Wie bereits im Kapitel 4.5.2.2 angerissen und dort in Tabelle 4-7 zu sehen, sind die spezifischen Installationskosten pro kWh Output für die Speichertechniken abseits von Wasser- und Druckluftspeichern zum Teil so hoch, dass letztlich die Kosten pro aus dem Speicher entnommener Kilowattstunde Strom auch viel zu hoch liegen. Abbildung 4-16 zeigt diese Kostendimensionen für verschiedene Speichertechniken in graphischer Form, wobei deutlich wird, dass niedrige leistungsbezogene Investitionskosten (Kilowatt) nicht gleichbedeutend mit niedrigen arbeitsbezogenen Investitionskosten (Kilowattstunden) sind, wenn die absolute Speicherkapazität klein oder die Zahl der Ein- und Ausspeicherungen bzw. die maximal mögliche Zyklenzahl (Lebensdauer) des Speichers zu gering ist. Für die wirtschaftliche Speicherung kommen so primär die Techniken in Frage, die im linken unteren Bereich von Abbildung 4-16 liegen.

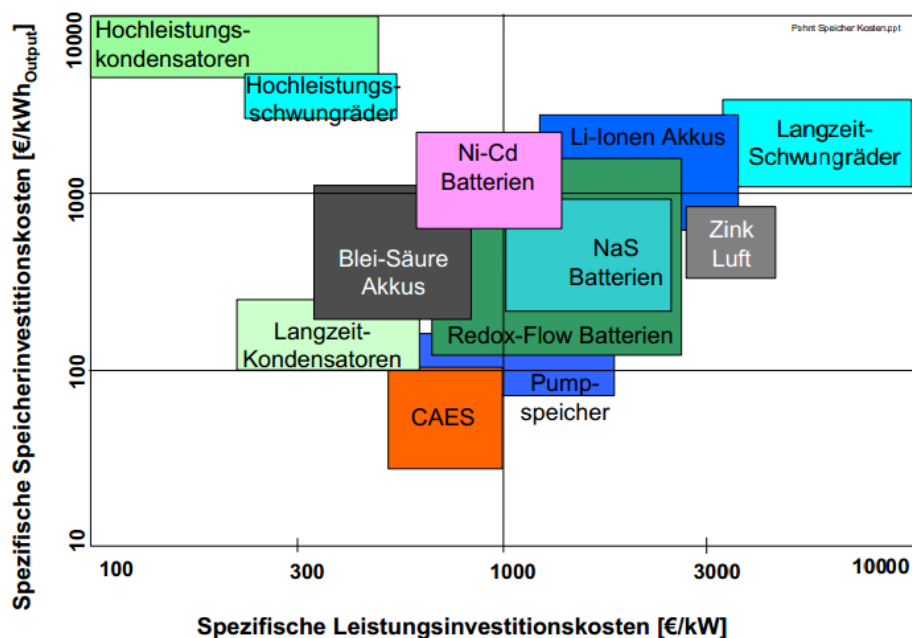


Abbildung 4-16: Investitionskosten verschiedener Speichertechniken (Stand und kurzfristiges Senkungspotenzial)³²²

Die Stromspeicherung ist nur unter der Voraussetzung kostengünstig darstellbar, dass die Speicher- und Entladezyklen hoch sind (ein- oder mehrmals täglich) und dass über die gesamte Betriebszeit große Strommengen ein- bzw. ausgespeichert werden können. Nur wenn diese Bedingungen erfüllt sind, können sich die hohen Errichtungskosten amortisieren.

Die spezifischen Kosten pro kWh Strom liegen bei einem als Langzeitspeicher (saisonaler Arbeitsspeicher mit wenigen Lastzyklen) genutzten Druckluftspeicher um ein Vielfaches (Faktor 5 bis 7, vgl. Abbildung 4-17) höher, als wenn dieser mit vielen Lastzyklen als Kurzzeitspeicher (Leistungsspeicher zur kurzfristigen Leistungsabgabe) betrieben wird, da bei letzterem die weitgehend fixkostenbasierten Betriebskosten des Speichers auf eine wesentlich größere Strommenge verteilt werden können.

³²² Quelle: Pehnt & Höpfner (2009, 10).

Abbildung 4-17 zeigt die derzeitigen und langfristig für möglich gehaltenen spezifischen Speicherkosten. Demnach sind im Einsatzfall als Leistungsspeicher (Load Levelling) derzeit nur Pump- und Druckluftspeicher wirtschaftlich betreibbar. Künftig könnten auch Wasserstoff oder Batterien wirtschaftlich sein, wenn sowohl große Kostensenkungen bei den Anlagen realisiert und gleichzeitig der Stromgroßhandelspreis signifikant höher (> 100 Euro/MWh) liegt als heute (50 Euro/MWh). Beim Einsatz als saisonaler (Langzeit-) Speicher können heute nur Pumpspeicher wirtschaftlich mithalten, jedoch haben diese in Deutschland nur eine sehr geringe Speicherkapazität (vgl. auch Kapitel 4.5.1.2). Druckluftspeicher scheiden wegen zu hoher spezifischer Arbeitskosten aus, nur die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff bzw. Methan könnte sowohl bei den verfügbaren Speicherkapazitäten (Erdgasnetz/-speicher) als auch Kosten in Zukunft hierzulande eine wirtschaftlich realisierbare Option darstellen.

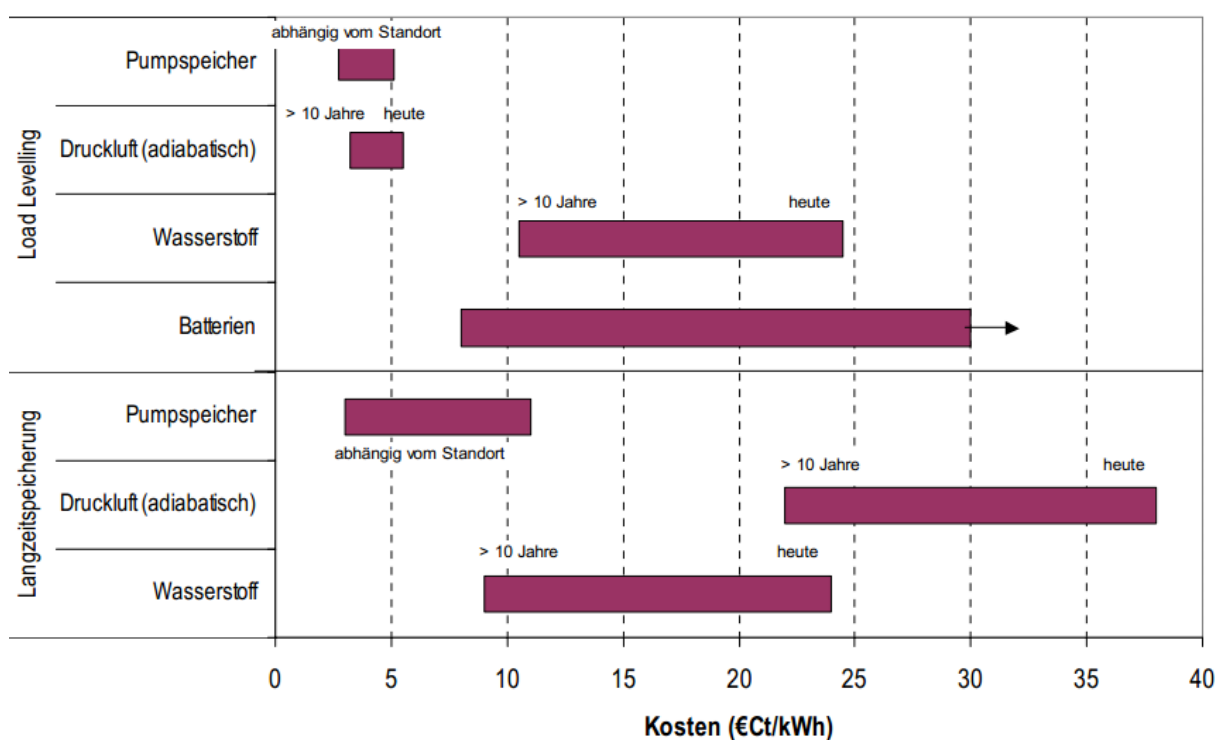


Abbildung 4-17: Vollkostenvergleich von Großspeichern für Langzeitspeicherung und Load-Levelling-Aufgaben (Leistungsspeicher)³²³

Vergleicht man die spezifischen Kosten eines Kurzzeit-Leistungsspeichers mit den spezifischen Kosten für Stromnetze (Netzentgelte), dann zeigt sich deutlich, dass bei Netzentgelten von ein bis zwei Cent/kWh in der Mittel- oder Hochspannung (BNetzA 2010, 199) im Durchschnitt kein Leistungsspeicher kostenseitig mithalten kann. Netzausbau bleibt die derzeit kostengünstigste Möglichkeit zur Leistungsintegration von EE-Anlagen, zumindest so lange, bis ein signifikanter Langzeit-Speicherbedarf für elektrische Arbeit (vgl. Kapitel 4.5.1) besteht. Bei Netzausbauvorhaben kann daher sehr wahrscheinlich nur in wenigen Einzelfällen ein Leistungsspeicher eine technische und wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau darstellen.

³²³ Einnahmen, die mit jeder ans Netz wieder abgegebenen kWh für den Bau, Betrieb und die Finanzierung des Speichers verdient werden müssen, um einen kostendeckenden Betrieb zu erreichen (Quelle: Pehnt & Höpfner 2009, 10).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass hohe spezifische Speicherkosten eine zentrale Restriktion zur Diffusion von Speichern entweder als Kurzzeit-, Leistungs- oder Langzeit-Arbeitsspeicher zur saisonalen Speicherung großer (Überschuss-)Strommengen darstellen. Ohne wesentliche Fortschritte bei der Kostensenkung, dem Anstieg der Stromgroßhandelspreise sowie einer unterstützenden Förderung zur Technikentwicklung/Markteinführung werden Stromspeicher im Vergleich zum Netzausbau oder konventionellen Backup-Kraftwerken kaum konkurrenzfähig sein.

4.5.4 Rahmenbedingungen der Planung und Genehmigung von Stromspeichern

Die planerischen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen für die Realisierung neuer Speicherkapazitäten sind heterogen. Schwunghmassespeicher, supraleitende Spulen, Kondensatoren und Batterien unterliegen einer förmlichen Zulassung erst, wenn sie bestimmte Anlagengrößen überschreiten. Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Gasspeicher und Wasserstoffwandlungsanlagen unterliegen für die Zulassung jeweils verschiedenen, komplexen Rechtsregimen (Wasser-, Berg- sowie Immissionsschutzrecht).

Aus Bundesperspektive wird der Überblick dadurch erschwert, dass die Struktur der Zulassungsverfahren und Zuständigkeiten in den Ländern unterschiedlich ist. Für einige der perspektivisch zu entwickelnden Speichertechniken fehlen Planungs- und Genehmigungserfahrungen. Soll der Speicherbedarf durch einen „Speichertechnik-Mix“ gedeckt werden und sollen die Speicher zur Lastaufnahme über das gesamte Bundesgebiet verteilt sein, müssen die Akteure mit einem hohen Abstimmungs- und Koordinationsbedarf rechnen.

Im Folgenden wird auf die Konfliktrichtigkeit ausgewählter Speicheranlagen, deren Errichtung mit unerwünschten Umweltwirkungen verbunden ist, näher eingegangen.

4.5.4.1 Konfliktrichtigkeit von Pumpspeicherwerken³²⁴

Pumpspeicher unterscheiden sich in ihrer Konfliktrichtigkeit je nachdem, ob die Speicherbecken über oder unter Tage errichtet werden müssen.

Obertägige Pumpspeicherwerke

Konflikte beim Ausbau von obertägigen Pumpspeicherwerken entstehen durch die mit der Anlage von Ober- und Unterbecken verbundenen Flächeninanspruchnahmen.³²⁵ Darüber hinaus können in den Mittelgebirgslagen wertvolle Lebensräume (v. a. Wald- und Fließgewässerökosysteme) zerstört und Tierarten aus ihren ursprünglichen Vorkommensgebieten verdrängt werden. Das Speicherbecken ist in der Regel mit einer sichtbaren Veränderung der Topographie (z. B. Abtragen von Kuppen) verbunden. Die Errichtung der Dämme erfolgt in naturferner Bauweise. Sie sind, wenngleich begrünt, als baum- und strauchfreie, eingezäunte „Fremdkörper“ in der Landschaft sichtbar. Das Speicherbecken kann überdies Auswirkungen auf den Wasserhaushalt (Grundwasserstände sowie Abflussregime der Oberflächengewässer) haben. Das Anstauen von Fließgewässern verändert den Grundwasserspiegel und vermindert die Durchgängigkeit für wandernde Arten. Durch diese Effekte sind Zielkonflikte mit dem Fließgewässerschutz, der Naherholung und dem Angelsport nicht zu vermeiden. Darüber hinaus stehen solche Anlagen im Widerspruch zu den Zielen der europäischen

³²⁴ Zu den Umweltwirkungen des geplanten Speicher Atdorf vgl. Janzing (2010, 30).

³²⁵ Allein das Oberbecken ist bis zu 55 ha groß.

Wasserrahmenrichtlinie, die ein „Verschlechterungsverbot“ enthält, in dem sie auf einen ökologisch günstigeren als den Ausgangszustand der Gewässer und Auen abzielt.³²⁶

Die Realisierung des Speicherbeckens ist mit erheblichen *baubedingten Auswirkungen* (Sprengungen, Bodenaushub und -umlagerung) verbunden. Die mehrjährigen Bauarbeiten verursachen starke Lärm- und Emissionsbelastungen, die sowohl die Erholungsqualität der Landschaft als auch die Wohnqualität umliegender Siedlungen beeinträchtigen können. Darüber hinaus kann durch die Bautätigkeit eine bestandsbedrohende Beunruhigung wildlebender Arten verursacht werden.

Durch den Speicherbetrieb (Anstauen und Ablassen) treten regelmäßige, starke Schwankungen des Wasserspiegels auf. Der befestigte Damm wird in Abständen sichtbar. An diese Wasserstandsänderungen können sich nur wenige Arten anpassen. Der Speicherbetrieb verhindert dadurch eine den naturnahen Gewässern vergleichbare Vegetations- und Lebensraumentwicklung.

Die genannten Effekte werden im Rahmen des Zulassungsverfahrens u. a. in den verschiedenen vorgeschriebenen Umweltprüfungen thematisiert. Erfahrungen mit laufenden Projekten zeigen, dass diese Verfahren lange dauern und von intensiven Auseinandersetzungen begleitet sind.

Untertägige Pumpspeicherwerke

Angesichts der Standortrestriktionen und der oben beschriebenen Konfliktrichtigkeit wurde eine Studie zur Entwicklung eines Konzepts für untertägige Pumpspeicherwerke (Beck & Schmidt 2011) durchgeführt. Ziel war es, das wirtschaftlich-technische Potenzial in Deutschland abzuschätzen und Handlungsempfehlungen für mögliche Prototypen und -standorte zu erarbeiten. Im Ergebnis wurden sechs Bergwerksregionen (Festgestein) identifiziert, die für die Errichtung von untertägigen Pumpspeicherwerken gut oder bedingt geeignet sind.

Die Konfliktpotenziale untertägiger Pumpspeicherwerke erscheinen aber nur auf den ersten Blick geringer.³²⁷ Bei vollständig untertägigen Speichern vermindert sich das Konfliktpotenzial aufgrund der geringeren Landschaftsbildbeeinträchtigung (Sichtbarkeit und Flächeninanspruchnahme). Jedoch können die Umweltrisiken durch Schadstoffbelastungen und mögliche Schadstoffverlagerungen infolge des Pumpetriebs schwerwiegend sein (vgl. Runge et al. 2011). Das Grubenwasser, das zunächst einmal vollständig abgepumpt werden muss, um den Speicher aufnahmefähig zu machen, ist besonders belastet, da sich über die Zeit Schadstoffe aus dem Gestein darin gelöst haben. Im weiteren Pumpetrieb (Leeren und Füllen der Stollen) findet eine Art Spülvorgang statt, der Schadstoffe aus dem Gestein mobilisiert und – falls das Wasser nicht in einem geschlossenen Pumpkreislauf geführt wird – in die Fließgewässer eingeleitet wird. Darüber hinaus besteht ein Risiko, dass das Pumpwasser seitlich aus den nicht vollständig gedichteten Stollen in das Grundwasser übertritt (ebda.). Durch den Pumpetrieb besteht außerdem ein erhöhtes Risiko für Bergsenkungen, da die Bewegung großer Wassermengen im Berg die Gruben destabilisieren kann.

Der Eintrag toxischer Schadstoffe durch das Einleiten von Pumpwässern in Oberflächengewässer bedroht nicht nur die menschliche Gesundheit (Trinkwasserversorgung), sondern auch die Lebensraumqualität der Pflanzen und Tiervorkommen dieser Gewässer. Es dürfte darüber hinaus fraglich

³²⁶ Die Aussagen basieren auf der Auswertung von Verfahrensunterlagen zu Pumpspeicherprojekten.

³²⁷ Dies war der Ausgangspunkt bzw. die Begründung für die Untersuchung der Windenergiespeicherung in untertägigen Bergwerken.

sein, ob bei einer Einleitung in Fließgewässer eine chemische und mengenmäßige Verschlechterung des Gewässerzustands mit den Zielen der Wasserrahmenrichtlinie vereinbar ist.

4.5.4.2 Konfliktträchtigkeit von Druckluftspeichern

Ein Druckluftspeicher besteht aus obertägigen Betriebsanlagen (Maschinenhaus für Generatoren, ein Wärmespeicher sowie Druckrohrleitungen, Ventile und Strom-Anschlussleitungen) und einer untertägigen Kaverne.³²⁸ Druckluftspeicher unterliegen denselben Zulassungsbestimmungen (bergrechtliches Genehmigungsverfahren für einen Rahmenbetriebsplan) und Umweltprüfpflichten wie untertägige Gasspeicher (vgl. Kapitel 5.3.4.1).

Umweltwirkungen treten vor allem in der Bauphase bei der Aussolung der Kavernen auf. Neben der u. U. problematischen Ableitung der anfallenden Sole (Versalzung von Fließgewässern) stellt die Errichtung von „Wärmetürmen“ bei adiabaten Druckluftspeichern möglicherweise ein Problem dar. Diese Wärmetürme können bis zu 50 m hoch sein und sind daher weithin sichtbar. Um möglichen Akzeptanzproblemen vorzubeugen, werden im Rahmen des ADELE-Projekts Aufklärungs- und Informationsveranstaltungen vor Ort durchgeführt (vgl. Jäger 22.10.2010, 4; RWE 2010b).

Im Betrieb gehen von Druckluftspeichern keine besonderen Gefahren aus. Da die Anlage keine Brennstoffe einsetzt, ist kein Schadstoff- oder Treibhausgasausstoß zu erwarten. Inwieweit die Betriebsgeräusche die Wohnqualität beeinträchtigen, kann noch nicht beantwortet werden.

Ein Vorteil gegenüber Pumpspeichern ist, dass sie gerade auch in Mittel- und Norddeutschland nahe an den Schwerpunkten der Windstromerzeugung errichtet werden können. Dort könnte der Ausbau von Druckluftspeicherstandorten theoretisch in Konkurrenz mit der Kavernenspeicherung von Erdgas, CO₂ oder Wasserstoff stehen.³²⁹ Derzeit ist aber noch keine Verknappung der Standorte zu verzeichnen.

4.5.4.3 Konfliktträchtigkeit von Komponenten des Power-to-Gas-Konzeptes?

Die Errichtung und der Betrieb von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen unterliegen dem Bundesimmissionsschutzrecht (BImSchG³³⁰), allerdings tritt die Genehmigungspflicht erst bei größeren Anlagen ein.³³¹ Elektrolyseure zur *Herstellung* von Wasserstoff und Methanisierungsanlagen sind derzeit nicht Gegenstand von Umweltverträglichkeitsprüfungen. Dies lässt darauf schließen, dass den Anlagen derzeit kein großes Gefährdungspotenzial zugemessen wird. Bisher wurden die Wandlungsanlagen nicht im großtechnischen Maßstab eingesetzt.

Hingegen ist möglicherweise der Umgang mit reinem Wasserstoff, seine Lagerung und Verwertung konfliktträchtig, da Wasserstoff hohe Flüchtigkeit und hohe Explosionsrisiken zugeschrieben werden. Die Akzeptanz gegenüber der Energieform Wasserstoff sollte näher untersucht werden, um möglichen Restriktionen (siehe CCS-Standortsuche) vorzubeugen.

³²⁸ Der Flächenbedarf liegt bei ca. 4 ha (vgl. Sailer 2012).

³²⁹ Zum Beispiel betrachtet Magnor (15.09.2011) die begrenzte Verfügbarkeit geeigneter geologischer Formationen als Restriktion für die Anwendung dieser Technologie. Diese Einschätzung wird jedoch nicht überall geteilt (vgl. Marquardt 06.05.2010, 15).

³³⁰ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

³³¹ Auch die Versuchsanlage in Werlte (Audi/Solarfuel) wurde nach BImSchG genehmigt.

4.5.5 Für den Speicherausbau relevante Akteure

Gegenwärtig ist die Zahl der Speicherbetreiber zwar überschaubar (siehe unten), der Ausbau von Stromspeichern tangiert aber potenziell eine große Zahl von Akteuren. Als Betreiber kommt perspektivisch ein größerer Kreis von Interessenten – Energieversorger, Übertragungsnetzbetreiber³³² und Stromhändler – in Betracht. Potenziell können auch Private Betreiber von Kleinstspeichern sein. Mit entsprechender Informations- und Kommunikationstechnik ausgestattet, könnten sie als Betreiber von Schwarmspeichern größere Speicherkapazitäten bereitstellen.³³³ Aber auch für die potenziellen Betreiber von Schwarmspeichern gilt, dass vor allem die Wirtschaftlichkeit solcher Konzepte ausschlaggebend für ihr Engagement sein wird. Der Gesetzgeber hat zwar Maßnahmen veranlasst, die eine Schlechterstellung des Speicherbetriebs gegenüber einem Kraftwerk verhindern³³⁴. Aus Betreibersicht fehlen (außer für Pumpspeicherwerke) aber ökonomische Anreize für den Bau weiterer Speicher.

Speicherlösungen sind besonders für die Erzeuger der nicht-regelbaren erneuerbaren Energien interessant. Zwar können Anlagenbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen nach EEG trotz Abregelung eine Vergütung erhalten – der Akzeptanz der EE wäre dies langfristig aber nicht zuträglich. Dementsprechend haben sowohl die (politischen) Förderer der Erneuerbaren (Bundesumweltministerium) als auch die Branchenvertretungen von Photovoltaik und Windkraft ein Interesse an einem Speicherausbau. Letzteren geht es darum, eine Deckelung von Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik abzuwenden und die Möglichkeiten für Systemdienstleistungen zu erweitern. Trotz der Forderung nach mehr Speichern betont der BWE allerdings, dass der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze die vordringliche Aufgabe sei. In dieser Haltung wird er von namhaften Forschungsinstituten unterstützt.

Wie in Kapitel 4.5.2.2 dargelegt, werden entsprechend der spezifischen Anforderungen des Einzelfalls jeweils verschiedene Speicherformen zur Anwendung kommen. Eine Festlegung auf ein einziges Konzept ist unwahrscheinlich. Die Akteurslandschaft – Forscher, Speicherhersteller und Speicherbetreiber – wird daher heterogen bleiben.

Hinsichtlich der zu bevorzugenden Technik haben die Akteure unterschiedliche Positionen. Während einige den Ausbau von Pumpspeichern für unerlässlich halten, bevorzugt der BWE z. B. die Elektromobilität (vgl. Kapitel 4.4.2.5) als Speicherkonzept und sieht darin vorrangig in Ballungsräumen hohe Potenziale (BWE 2012). Mit einer solchen Vision umgeht der Verband auch die konfliktträchtige Forderung nach einem Pumpspeicherausbau und vermeidet die Auseinandersetzung mit gesellschaftlichen Gruppen, die sich vehement gegen den Pumpspeicher-Ausbau oder den Ausbau anderer Großspeichertechniken wenden.

³³² Transportnetzbetreiber kommen dagegen aufgrund der Entflechtungsvorschriften (vgl. § 7b i.V.M. mit § 7 Abs. 1 EnWG) nur ausnahmsweise (< 100.000 Kunden) als Speicherbetreiber in Betracht.

³³³ Als Schwarmspeicher könnten vor allem die Batterien in künftigen Elektrofahrzeugen und ggf. Einfamilienhäusern fungieren. Doch selbst bei 40 Mio. PKW bliebe das Speicherpotenzial – je nach Batteriekapazität in den Fahrzeugen von 15 bis 25 kWh – mit 600 bis 1.000 GWh vergleichsweise klein.

³³⁴ So wurden zumindest Pumpspeicherwerk-Betreiber nach StromStG i. V. m. StromStV von der Stromsteuer und der EEG-Umlage befreit. Nach § 118 Abs. 6 EnWG müssen sie überdies keine Netzentgelte entrichten (vgl. Kapitel 4.5.3.1).

4.5.5.1 Pumpspeicher – Betreiberinteressen und Widerstände

Mögliche Promotoren eines Ausbaus von Pumpspeichern sind insbesondere die potenziellen Betreiber; aber auch die EE-Branche hat Interesse, das Potenzial von Pumpspeicherwerken für den Lastausgleich zu nutzen. Widerstand kommt vor allem von Umwelt- und Naturschutzverbänden, betroffenen Kommunen und Anwohnern.

Strom aus Pumpspeicherwerken wurde in der Vergangenheit vornehmlich zur Spitzenlastabdeckung verwendet. In Deutschland werden die verfügbaren Pumpspeicherwerke ausschließlich von den vier großen Energiekonzernen beziehungsweise den von ihnen gegründeten Aktiengesellschaften mit unterschiedlicher Beteiligungsstruktur betrieben (UBA 2012a). Diese Eigentumsstrukturen bei Pumpspeicherwerken in Deutschland führen bei laufenden Neubauprojekten zu Widerständen, da unterstellt wird, dass die Betreiber lediglich überschüssigen Strom aus Kern- oder Kohlekraftwerken zwischenspeichern und die Speicher nicht im Sinne der Systemstabilisierung und -transformation betreiben wollen.

Ein Interesse am Ausbau der Pumpspeicher-Kapazitäten besteht von Seiten der Energiekonzerne unter der Voraussetzung, dass die Speicher wirtschaftlich betrieben werden können. Wenn den Betreibern unter den aktuellen Bedingungen z. B. durch die Erhebung von Wasserentnahmengeldern (vgl. Kapitel 4.5.3.1) *zusätzliche* Kosten entstehen, kann dies nach Janzing (Janzing 2010, 28 f.) den wirtschaftlichen Speicherbetrieb in bestimmten Fällen gefährden. Die engen ökonomischen Rahmenbedingungen führen in Verbindung mit der geringen Standortverfügbarkeit und den hohen Konfliktpotenzialen dazu, dass sich Pumpspeicherwerk-Betreiber mit der Realisierung neuer Projekte als auch mit der Modernisierung bestehender Anlagen zurückhalten.³³⁵

Die Bundesregierung betrachtet Pumpspeicher derzeit als die am besten einsetzbare Speichertechnik. Bisher wurden jedoch noch keine Anstrengungen unternommen, die Realisierungsmöglichkeiten in Deutschland zu forcieren. Bundesregierung und Politik weichen vielmehr auf die Diskussion um Speicherpotenziale im Ausland aus.

Widerstand gegen Pumpspeicher

Einige politische und gesellschaftliche Gruppen unterstützen den Pumpspeicher-Ausbau, z. B. weil sie sich davon eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs versprechen. Umweltverbände befinden sich dabei in einer schwierigen Rolle: Als Befürworter der Energiewende sehen sie eine Notwendigkeit für den Speicherausbau. Im konkreten Fall sind sie jedoch nicht bereit, die mit der Realisierung verbundenen, erheblichen negativen Umweltwirkungen (vgl. Kapitel 4.5.4.1) hinzunehmen. Konflikte beim Ausbau von obertägigen Pumpspeicherwerken entstehen vor allem durch die Flächeninanspruchnahme für das Speicherbecken (bzw. Ober- und Unterbecken). Neben den Konflikten aufgrund der Umweltwirkungen sind auch Nutzungskonkurrenzen mit der Land- und Forstwirtschaft nicht auszuschließen.

³³⁵ 2011 verfolgten lediglich die Schluchseewerke (Pumpspeicherwerk Atdorf), die EnBW (Pumpspeicherwerk Forbach) und zwei kleinere Versorger Projekte zum Ausbau bzw. zur Realisierung neuer Anlagen (Schlenkhoff & Heinz 2011, 160). Nach Angaben des BDEW planen deren Mitgliedsunternehmen derzeit zehn Pumpspeicher-Projekte (<http://bdew.de/internet.nsf/id/20120423-pi-trotz-milliardeninvestitionen-keine-entwarnung-beim-kraftwerksbau-de>, Abruf 20.09.2012). In Nordrhein-Westfalen kündigten RWE und RAG im Herbst 2010 die gemeinsame Umsetzung von Pumpspeicherprojekten im Ruhrgebiet an (Schlenkhoff & Heinz 2011, 160).

Widerstand gegen den Neu- und Ausbau von Pumpspeicherwerken in Deutschland kommt vor allem von lokalen Naturschutzorganisationen, Anwohnern und Tourismusorganisationen, die massive ökologische Beeinträchtigungen ihrer unmittelbaren Umgebung befürchten (Janzing 2010, 29 f.).

Aktuelle Beispiele hierfür sind die Vorhaben „PSW Atdorf“ (Schluchseewerke³³⁶) und „PSW Forbach“ (EnBW), beide in Baden-Württemberg.³³⁷ Einer der Auslöser für den Konflikt ist das grundsätzliche Misstrauen der Bürgerinitiativen in Bezug auf die Motive des Speicherausbaus. Zwar wurde z. B. der energiewirtschaftliche Nutzen (Zwischenspeicherung überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien bzw. Ausgleich der Volatilität) des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf in einer Studie nachgewiesen (Fraunhofer IWES 2010).³³⁸ Dennoch befürchten lokale Naturschutzorganisationen, dass die Betreiber billigen Nachtstrom aus Kern- oder Kohlekraftwerken zwischenspeichern und tagsüber als Spitzenlast profitabel verkaufen wollen (Janzing 2010; Strölin 2012, 44).³³⁹

Zu den Projektgegnern zählt auch der Schwarzwaldverein, der als Tourismusorganisation vor Ort einen Rückgang der Erholungsqualität im Umfeld des Pumpspeicherwerks zumindest während der Bauphase und Beeinträchtigungen des Grundwassers befürchtet (Strölin 2012, 44). Ein möglicher Rückgang der Touristenzahlen würde Einnahmeeinbußen bedeuten. In Übereinstimmung mit Umwelt- und Naturschutzverbänden befürchtet der Verein, dass das Bauwerk die Qualität des betroffenen Raumes für die landschaftsbezogene ruhige Erholung mindert. Allerdings können einmal gebaute Speicherseen von den anliegenden Gemeinden „als Touristenattraktion“ genutzt werden, auf denen z. B. Wassersport möglich ist (Schlenkhoff & Heinz 2011, 159).

Im Hinblick auf die Haltung gegenüber den Pumpspeicherwerken deuten sich in Baden-Württemberg jedoch neue Konfliktlinien zwischen Umweltverbänden und der Partei Bündnis 90/Die GRÜNEN an: Während die Vertreter der lokalen Umweltverbände (z. B. BUND Kreisverband Säckingen) nach wie vor opponieren, setzt sich nunmehr Umweltminister Frank Untersteller (Bündnis 90/Die GRÜNEN) neben der CDU³⁴⁰ auf Landesebene für das PSW Atdorf ein.³⁴¹ Die „Hotzenwald-Grünen“ wandten sich in der Folge mit einem Protestbrief an Ministerpräsident Kretschmann.³⁴²

Der NABU-Landesverband Baden-Württemberg spricht sich generell für den Bau von Pumpspeicherwerken in Baden-Württemberg aus, da sie bei der Energiewende höchstwahrscheinlich unverzichtbar sind. Beim Speicherprojekt Atdorf äußert er jedoch erhebliche Bedenken hinsichtlich des Umgangs mit dem Naturschutz.³⁴³ Auch der BUND lehnt den Bau von Pumpspeicheranlagen nicht mehr generell ab (Schlenkhoff & Heinz 2011, 164). Im Fall Atdorf initiierte der NABU mit der Bündnis

³³⁶ Die Schluchseewerke gehören zu gleichen Teilen RWE und EnBW (vgl. <http://www.schluchseewerk.de/de/unternehmen/daten-und-fakten/aktionaere.html>, Abruf 20.09.2012). Das Werk zählt zu den größten Wasserkraftprojekten Europas (Strölin 2012, 43).

³³⁷ Beide Bundesländer erheben keine Wasserentnahmeentgelte (siehe oben).

³³⁸ Vgl. auch dena (2010d), die den volkswirtschaftlichen Nutzen herausstellt.

³³⁹ Schlenkhoff & Heinz (2011, 159) kritisieren, dass sich die Betreiber seit der Energiemarktliberalisierung mit Informationen zur Nutzung ihrer Pumpspeicherwerke zu stark zurückhalten. Vgl. auch <http://www.hornbergbecken-2.de>, Abruf 20.09.2012.

³⁴⁰ „Landes-CDU setzt auf Pumpspeicher“; vgl. <http://www.suedkurier.de/region/hochrhein/bad-saecking/Landes-CDU-setzt-auf-Pumpspeicher;art372588,5097936>, Abruf 20.09.2012.

³⁴¹ „Umweltminister Untersteller: Ja zum Pumpspeicher am Hochrhein“, vgl. <http://www.badische-zeitung.de/umweltminister-untersteller-ja-zum-pumpspeicher-am-hochrhein>, Abruf 22.09.2012.

³⁴² Vgl. auch Asendorpf (05.09.2011).

³⁴³ Vgl. <http://baden-wuerttemberg.nabu.de/themen/klimaundenergie/erneuerbareenergien/wasserkraft/pumpspeicher/>, Abruf 30.09.2012.

90/Die GRÜNEN-Landtagsfraktion einen „Runden Tisch“ um Auswirkungen des Pumpspeicherwerks mit den Vertretern verschiedener Interessengruppen (Betreiber, Gemeindevertreter, Bürgerinitiativen) zu diskutieren (Strölin 2012, 43 und 121).

Hier zeichnet sich innerhalb der (Naturschutz-)Organisationen ein massiver Konflikt zwischen der durch den Anlagenbau unmittelbar betroffenen, lokalen Ebene und dem übergeordneten Klimaschutzgedanken ab, welcher von den Umweltverbänden gleichermaßen befürwortet wird. Dieser Konflikt entsteht typischerweise zwischen dem Landesverband, der unmittelbar mit dem Pumpspeicherwerk konfrontiert ist, und der Bundesebene.

4.5.5.2 Protagonisten der „neuen“ Speichertechniken

Die anderen in Frage kommenden neuen Konzepte zur Stromspeicherung befinden sich teils noch in der Entwicklung, vereinzelt gibt es Pilot- und Demonstrationsvorhaben. Der Kreis der „treibenden“ Akteure im Bereich neuer Stromspeicher beschränkt sich vor allem auf die Fördergeber und die Forschungslandschaft sowie einzelne Unternehmen, deren Motive und Interessenslagen hier kurz angesprochen werden.

Die Entwicklung neuer Speichertechniken ist ein Schwerpunkt der aktuellen Energieforschung. Dies wird durch die 2011 gestartete „Förderinitiative Energiespeicher“ unterstrichen (BMW 2011b, 27). Bundesumweltministerium, Bundeswirtschaftsministerium und das Bundesforschungsministerium treten dabei gleichberechtigt als Fördergeber auf.

Die bisherigen Diskussionen (Beiträge zu Fachveranstaltungen) zeigen, dass die Kompetenzen zur Beurteilung von Notwendigkeit, Potenzialen und Machbarkeit von Stromspeichern auf eine überschaubare Zahl etablierter Forschungsinstitute (DLR, ZSW, IWES, RWTH Aachen, TU Clausthal) konzentriert sind. Durch diese Wissensbündelung entsteht zugleich eine gewisse Definitionsmacht. Die Fachbeiträge und Einschätzungen dieser Einrichtungen dominieren die Fachdiskussion. Da nicht alle Einschätzungen verifiziert bzw. falsifiziert werden können, hängt die Wahrnehmung und Akzeptanz der Forschungsergebnisse stark von der Einschätzung des Problemlösungsvermögens ab.

Die Rückmeldungen über Erfolge bei der Fortentwicklung von Speichertechniken machen zwar Obergrenzen deutlich, signalisieren aber zugleich, dass weitere Forschung lohnenswert ist, auch wenn nur kleinere Teilerfolge erreicht werden.

Ein Interesse am Bau von alternativen Speichern haben schließlich auch die ausführenden Unternehmen und Speicherhersteller. Neue Speicherkonzepte werden eher von kleinen neu gegründeten Unternehmen, teilweise als Ausgründungen nach erfolgreichen Forschungsprojekten, vorangetrieben. Dadurch wird die Forschung und Entwicklung von Speichertechniken derzeit weitgehend von Forschungseinrichtungen, meistens aus öffentlichen Fördermitteln, getragen (vgl. UBA & BMU 2007, 23). Sie sind hier die maßgeblichen Akteure.

Ein Zukunftsmarkt wird dabei von manchen Akteuren in Elektrofahrzeugen gesehen, die gleichzeitig als lokaler Stromspeicher dienen könnten (vgl. Kapitel 4.4.2.5).³⁴⁴ Bei kritischer Betrachtung scheint die Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen jedoch gering, zumal nicht sichergestellt werden kann, dass zum Zeitpunkt von Erzeugungsspitzen auch eine ausreichende Speicherkapazität gegeben ist

³⁴⁴ So arbeiten der Windkraft-Projektierer juwi und SolarFuel im Auftrag von Audi an einer (dezentralen) Methanisierungsanlage, mit der u. a. Fahrzeuge betankt werden können (vgl. Janzing 2011, 36 f.).

(vgl. Schlenkhoff & Heinz 2011, 165). Der BEE sieht in den Elektrofahrzeugen, von denen alleine bis 2020 eine Million auf die Straße gebracht werden sollen, eine Speicherleistung von 10 GW. Er bezeichnet erneuerbare Energien und E-Mobilität als natürliche Partner, unterstützt darum den Ausbau der E-Mobilität und fordert eine Verdopplung der Zielsetzung der Bundesregierung (Piria & Zavolas 2012, 4.).

4.5.6 Zusammenfassung: Restriktionen für den Stromspeicherausbau

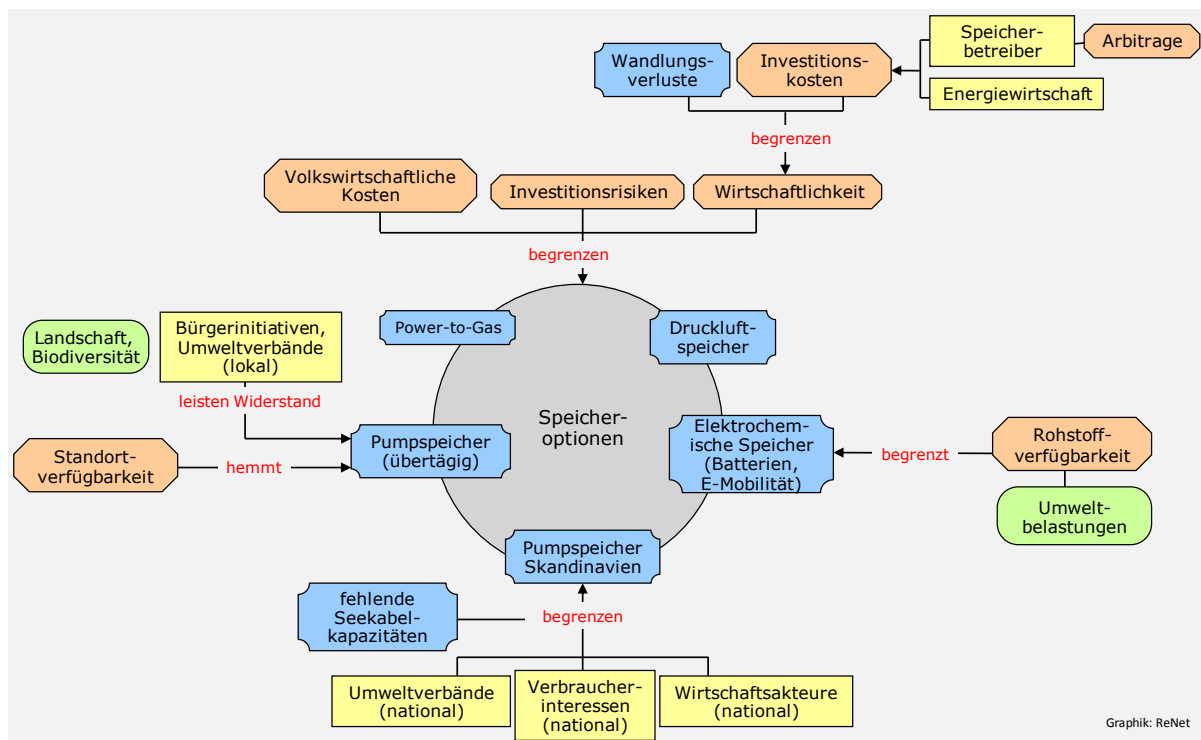


Abbildung 4-18: Konstellation der zentralen Restriktionen für den Stromspeicherausbau

Abbildung 4-18 zeigt im Kern der Konstellation die Bandbreite möglicher Speichertechniken, von denen bisher im Netzbetrieb aber nur die Pumpspeicher als Leistungsspeicher mit Spitzenlasteneinsatz über einige Stunden zum Einsatz kommen.

Rahmensetzende Faktoren, die auf sämtliche Speicheroptionen begrenzend einwirken, sind vor allem die bestehenden Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrisiken. Außer Pump- und Druckluftspeichern sind die verbleibenden Speichertechniken trotz vorhandener Kostensenkungspotenziale sehr teuer. Daher ist die Erweiterung der Leitungskapazitäten aus ökonomischer Sicht gegenüber der Stromspeicherung noch auf längere Sicht vorzugswürdig. Die Speicherung von großen Strommengen mit dafür geeigneten Speichern (Pumpspeicher in Norwegen, Methan/Wasserstoffspeicher in Deutschland) wird jedoch langfristig, ergänzend zum Netzausbau, für die Versorgung mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien unabdingbar werden.

Neben Demonstrations- und Pilotprojekten mit neuen Speichertechniken ist in der Praxis nur der Einsatz von Pumpspeichern etabliert und wirtschaftlich möglich. Pumpspeicher sind aufgrund der eingeschränkten Standortverfügbarkeit, ihres Flächenverbrauchs und der landschaftlichen Eingriffe jedoch in Deutschland nicht auf eine für die Langfristspeicherung notwendige Kapazität erweiterbar und außerdem auch heute schon konfliktbehaftet. Widerstand regt sich bei den unmittelbar

betroffenen Anwohnern und Umweltverbänden, wobei letztere in einem Zielkonflikt zwischen Natur- und Klimaschutz (durch hohe EE-Anteile) stehen. Eine maßgebliche Restriktion für die Realisierung einer Ausweichoption durch die Anbindung und Umrüstung skandinavischer Wasserkraftwerke zu Pumpspeichern sind die fehlenden Stromleitungsverbindungen. Zudem wäre in Norwegen aufgrund der dann entstehenden Marktkoppelung ein Strompreisanstieg die Folge, was solche Speicherkonzepte mit Kabelanbindung nach Zentraleuropa aus Endverbrauchersicht (Private und Industrie) wenig attraktiv macht. Auch norwegische Umweltverbände sehen den Ausbau zu Pumpspeichern aufgrund befürchteter Umweltauswirkungen kritisch, sodass die Erfolgsaussichten begrenzt sind. Die Aussichten zur Erschließung von Pumpspeicherpotenzialen scheinen derzeit, national wie international, gering.

Zwar sind Speicher von Netzentgelten, Stromsteuer und EEG-Umlage befreit, dies stellt jedoch keinen Anreiz für den Speicherausbau dar. Der Rechtsrahmen und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind derzeit für den diskutierten und ggf. notwendigen Ausbau von Stromspeicherkapazitäten nicht förderlich. Er müsste umfassend fortentwickelt werden, um Investitionsanreize zu schaffen.

Im Bereich der neuen Speichertechniken gilt vor allem die Option Wasserstoff- oder Methanspeicherung (Power-to-Gas) derzeit als die aussichtsreichste Möglichkeit, um in Deutschland nicht nur Kleinspeicherpotenziale für die kurzfristige Leistungsbereitstellung zu erschließen, sondern auch ausreichende Speicherkapazität zur Einspeicherung großer Erzeugungsüberschüsse bereitzustellen. Hier hemmen die durch Umwandlungsverluste fehlende Wirtschaftlichkeit und die resultierenden hohen Kosten pro Kilowattstunde die Entwicklung.

Ebenso wie Power-to-Gas, stehen Druckluftspeicher als mögliche Speicheroption noch am Anfang ihrer Entwicklung. Das erschließbare Speicherpotenzial ist noch unbestimmt.

Der Nutzung elektro-chemischer Speicher stehen der hohe Materialaufwand und die geringe Lebensdauer entgegen. Diese Restriktionen machen sie für die Langzeitspeicherung ungeeignet.

5 Rahmenbedingungen und Hemmnisse der Integration hoher EE-Anteile in der leitungsgebundenen Gasversorgung

Im Gassektor besteht die Möglichkeit, den Anteil von Gas aus erneuerbaren Quellen („erneuerbares Gas“)³⁴⁵ zu erhöhen, indem es in die Gasnetzinfrastrukturen eingespeist wird. Kapitel 5 geht der Frage nach, welche Hemmnisse einer solchen Einspeisung in die bisher auf konventionelles Erdgas ausgerichtete Gasversorgung entgegenstehen.

Als erneuerbares Gas biogenen Ursprungs gilt Biogas³⁴⁶, das in aufbereiteter Form als Biomethan³⁴⁷ in das Gasnetz eingespeist werden kann. Daneben werden Synthetic Natural Gas (synthetisches Methan) und Wasserstoff als „Substitute Natural Gas“ (SNG) zusammengefasst (vgl. Abbildung 5-1). SNG werden wiederum auch als Speichergas³⁴⁸ bezeichnet.

Das Gasnetz fungiert im letztgenannten Fall neben seiner Funktion als Transportnetz als Speicher für Überschusslasten, mit dem *Nebeneffekt*, dass durch die Einspeisung auch der EE-Anteil erhöht wird.

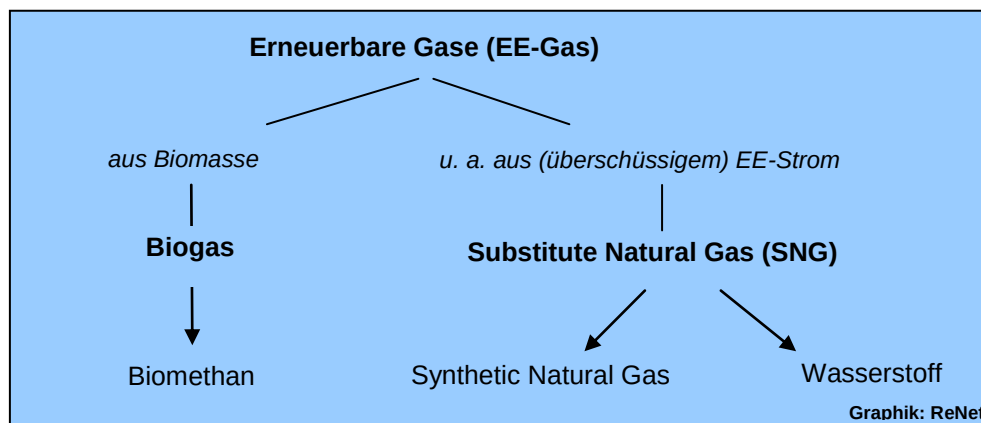


Abbildung 5-1: Erneuerbare Gase – Begriffe

Für die Integrationsmöglichkeiten von erneuerbarem Gas stellen die Strukturen und Funktionsprinzipien der dominanten konventionellen Gaswirtschaft eine wichtige Rahmenbedingung dar. In Kapitel 5.1 werden daher wesentliche Merkmale des Sektors skizziert. Anschließend befassen sich zwei Unterkapitel mit den wesentlichen Elementen der Gasversorgungsinfrastruktur: Den Gasleitungen (Kapitel 5.2) und den Gasspeichern (Kapitel 5.3). In den Kapitel 5.4 und 5.5 werden die Konstellationen für zwei wesentliche Optionen zur Erhöhung der EE-Anteile in der Gasversorgung analysiert.

³⁴⁵ Der Begriff „erneuerbares Gas“ wird hier als Oberbegriff im Gegensatz zu fossilem oder konventionellem Erdgas verwendet.

³⁴⁶ Biogas ist Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird (§ 3 Nr. 2b EEG). Es wird direkt, d. h. ohne zuvor in ein bestehendes Leitungssystem eingespeist worden zu sein, zur Strom- und Wärmeproduktion in BHKW eingesetzt.

³⁴⁷ Unter Biomethan wird Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse verstanden, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird (§ 3 Nr. 2c EEG). Anstelle des zuweilen verwendeten Begriffs Bio-Erdgas wird im vorliegenden Bericht der Begriff „Biomethan“ verwendet.

³⁴⁸ Speichergas ist jedes Gas, das zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik) erzeugt wird (§ 3 Nr. 9a EEG). Speichergas kann sowohl Wasserstoff als auch synthetisch hergestelltes Methan (Synthetic Natural Gas) sein. Synthetisches Methan ist in Abgrenzung zu Biomethan eine Form von Gas, das aus Wasserstoff durch Hinzufügen von Kohlendioxid synthetisch hergestellt wird.

Kapitel 5.4 befasst sich mit der Frage, welche Hemmnisse einer Erhöhung der Biomethan-Einspeisung in das Gasnetz entgegenstehen. Kapitel 5.5 untersucht die Bedingungen der Erzeugung und Einspeisung von Speichergas (Konzept „Power-to-Gas“) und fragt nach den Hemmnissen einer möglichen Nutzung des Gasnetzes zur Speicherung von Überschussstrom aus der Windenergieproduktion. Biomethan und „Speichergas“ werden durch die Definition in § 3 Nr. 10b EnWG unter dem Begriff „Biogas“ subsumiert.³⁴⁹ Dadurch ist der rechtliche Förderrahmen für beide Formen gleich. Unterschiede in den Erzeugungsformen und -strukturen machen es jedoch erforderlich, die Restriktionen für die Integration von Biomethan und Speichergas in zwei getrennten Kapiteln zu analysieren.

5.1 Ausgangslage und Rahmenbedingungen der deutschen Gaswirtschaft

Die Geschäftsfelder der konventionellen Gaswirtschaft sind Import, Förderung, Transport, Handel und Endkundenvertrieb von überwiegend importiertem Erdgas. Die (wirtschaftlichen) Rahmenbedingungen dieser Geschäftsfelder sind von der allgemeinen Nachfrage und Bedarfsentwicklung im Gasmarkt geprägt. Im Hinblick auf die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit mit anderen Energieträgern sind das Preisniveau und die Preisentwicklung von zentraler Bedeutung (vgl. Kapitel 5.1.1). Der Gasmarkt wird überdies von Impulsen, die auf die Stützung der konventionellen Gaswirtschaft ausgerichtet sind beeinflusst. Diese werden in Kapitel 5.1.2 skizziert. Schließlich gibt Kapitel 5.1.3 einen Überblick über den konventionellen Gassektor, seine Unternehmensstrukturen und Interessenvertretungen. Bei der Kurzbeschreibung der Ausgangslage liegt ein Fokus darauf, zu beurteilen, inwieweit diese Rahmenbedingungen zugleich eine Restriktion darstellen.

5.1.1 Entwicklung der Erdgasnachfrage und Preisentwicklung

Der Anteil des Erdgasverbrauchs am Primärenergieverbrauch sank von 21,8 % (2010) auf 20,6 %³⁵⁰ im Jahr 2011 (AGEB 2011a, 1.1). Auf den Stromsektor entfallen rund 19 % des gesamten Erdgasverbrauchs. Etwa ein Drittel des Erdgasbedarfs entfällt auf die Haushalte für Raumwärme/ Warmwasser und rund ein Viertel wird von der Industrie verbraucht. In den Verkehrsbereich gehen nur 3 Promille des Erdgases. Die Prognosen zur Entwicklung der Erdgasnachfrage auf nationaler Ebene (vgl. Kapitel 5.1.1.2) sind nach diesen Sektoren differenziert.

5.1.1.1 Entwicklung der Erdgasnachfrage in Europa und weltweit

Als Folge der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise ging die Gasnachfrage im Zeitraum von 2008 bis 2010 in Europa deutlich zurück. Aufgrund langfristiger Abnahmeverpflichtungen gegenüber den Exporteuren entstand ein erhebliches Überangebot. Außerdem machten die steigenden Importmengen von Flüssiggas der Vermarktung von konventionellem Erdgas Konkurrenz. Das Überangebot führte zum Absinken der Gashandelspreise, die 2009 einen Tiefstand erreichten. Nachdem ab 2010 der wirtschaftlichen Aufschwung wieder eingesetzt hatte, stieg auch die Gasnachfrage wieder an.

³⁴⁹ EEG und EnWG stellen an die Speichergase unterschiedliche Anforderungen: Nach dem EnWG fallen darunter Wasserstoff und Biomethan, wenn sie weit überwiegend aus erneuerbaren Energien stammen. Damit Speichergase der EEG-Förderung unterfallen, müssen Wasserstoff und Methan ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammen.

³⁵⁰ Dies entspricht rund 767 TWh von insgesamt 3725 TWh im Jahr 2011.

Die Annahmen über die zukünftig zu erwartenden Bedarfssteigerungen für *Gas in Europa* für den Zeitraum bis 2020 gehen weit auseinander. Nach Abbildung 5-2 prognostizieren einige Institutionen eine gleichbleibende, wenn nicht gar eine rückläufige Nachfrage. Andere Institutionen nehmen einen schwachen Nachfragezuwachs an. Lediglich ENTSO-G, die europäische Interessenvertretung der Gasversorger, geht weiterhin von einer deutlichen Steigerung aus, hat aber die Annahmen für die zukünftige Bedarfsentwicklung im Vergleich zu früheren Prognosen nach unten korrigiert.

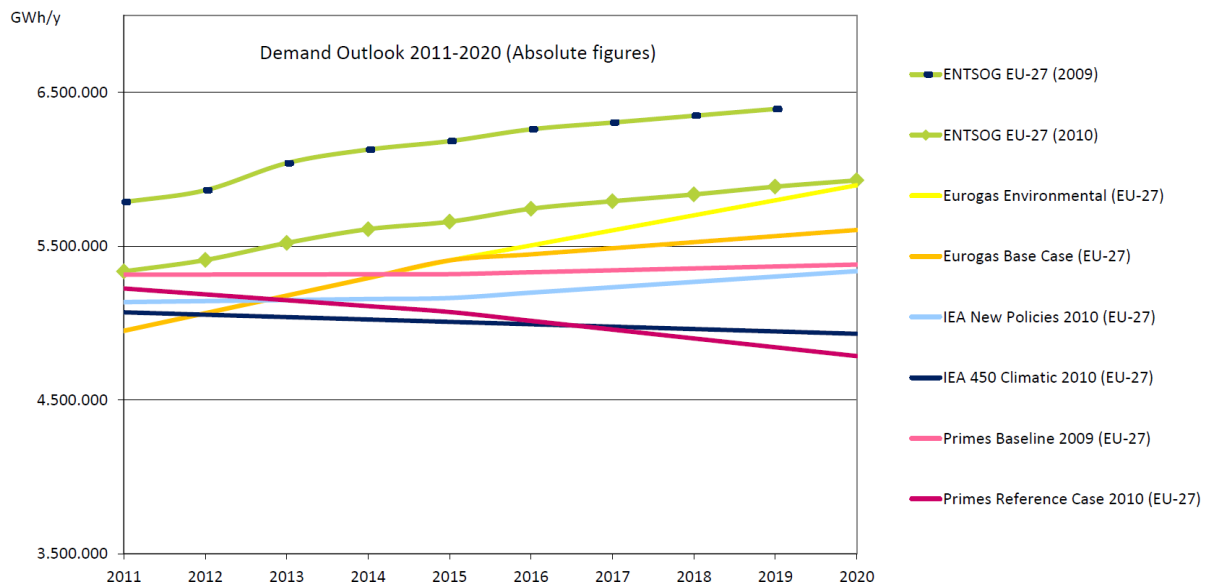


Abbildung 5-2: Erdgasnachfrage in Europa³⁵¹

5.1.1.2 Prognosen zur Entwicklung der Erdgasnachfrage auf nationaler Ebene

Erdgas kommt als Energieträger zur Überbrückung der Zeiträume bis zu einer Vollversorgung in Frage. Als Brennstoff mit relativ geringen spezifischen CO₂-Emissionen³⁵² kann Erdgas andere kohlenstoffhaltigere Brennstoffe wie Kohle (Strom) oder Erdöl (Verkehr) substituieren und damit zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen.³⁵³ Unter Annahme von Substitutionseffekten (z. B. im Kraftwerksbereich: Kohle durch Gas) würde die Gasnachfrage steigen. Demgegenüber stehen die Zielsetzungen zur Energieeinsparung und Energieeffizienz, die perspektivisch zu einem Nachfragerückgang im v. a. Wärmebereich und damit zu einem Nachfragerückgang führen können.

Die Entwicklung der Erdgasnachfrage auf nationaler Ebene wurde im Rahmen der Vorbereitungen zum Netzentwicklungsplan Gas (Szenariorahmen) prognostiziert. Die Prognos AG (2011a, 10 ff.) geht dabei von einer tendenziell degressiven Erdgasnachfrage in den nächsten 10 Jahren aus (vgl. ausführlich Kapitel 5.2.1.2). DLR et al. (2012a) gehen im Rahmen der Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums³⁵⁴ bis zum Jahr 2020 zunächst von einer gleichbleibend hohen Gasnachfrage aus. Erst danach wird die Erdgasnachfrage zurückgehen und sich etwa ab 2025/30

³⁵¹ Quelle: Müller-Kirchenbauer (12.05.2011, Folie 14).

³⁵² 220 g/kWh ohne Berücksichtigung der Vorkette mit Gewinnung und Transport.

³⁵³ Einschränkung ist jedoch anzumerken, dass die auf diese Weise erreichbare CO₂-Reduzierung bei einem Klimaschutzziel von minus 80-95 % THG allein nicht ausreicht.

³⁵⁴ Diese enthalten die zur Erreichung der Klimaschutzziele wünschenswerte/ erforderliche Entwicklung.

spürbar verstärken. Bis 2050 soll sich der Erdgasverbrauch gegenüber 2010 etwa halbiert haben (vgl. Abbildung 5-3).

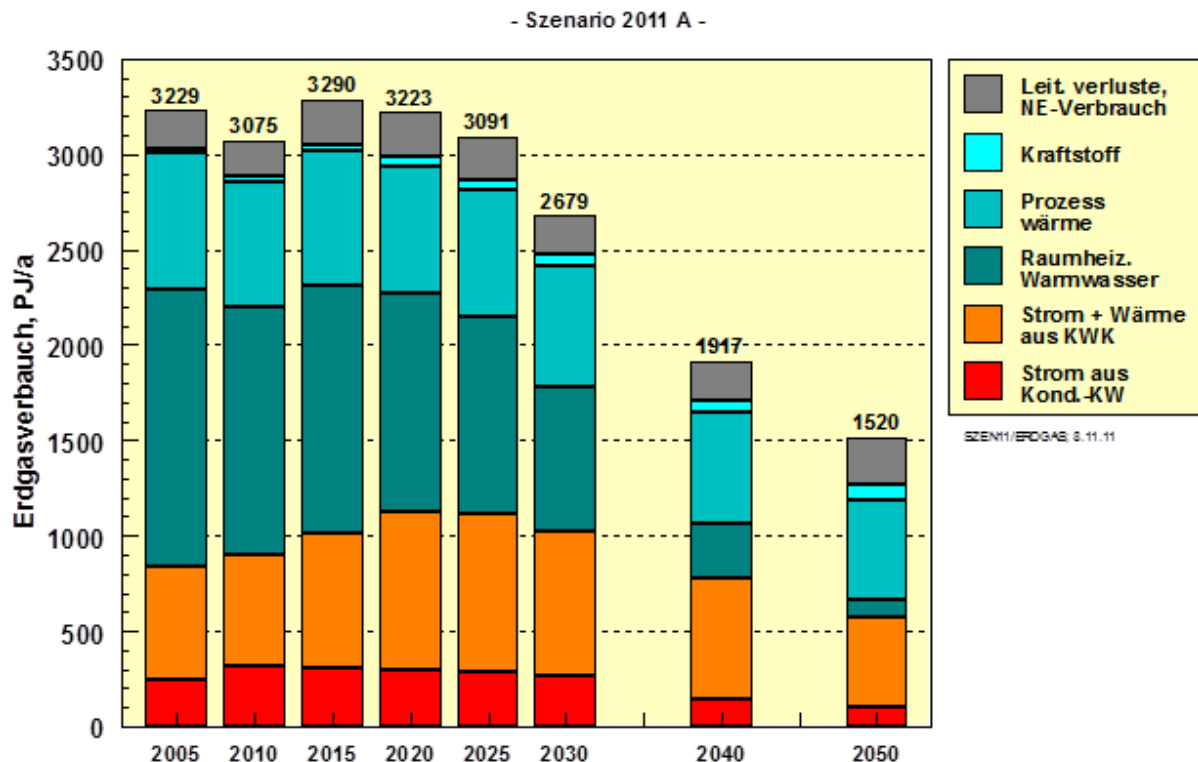


Abbildung 5-3: Erdgasverbrauch nach Anwendungsbereichen in Deutschland³⁵⁵

Die Abbildung verdeutlicht, dass der Nachfragerückgang die verschiedenen Anwendungsbereiche unterschiedlich stark betrifft. Signifikant ist der Nachfragerückgang im Bereich Raumwärme- bzw. Warmwassererzeugung.

Erdgasnachfrage im Wärmesektor

Der stärkste Rückgang der Gasnachfrage wird für den Wärmesektor (Raumheizung und Warmwasser) prognostiziert.³⁵⁶ Vor allem senken Energieeffizienzmaßnahmen an Gebäuden sowie im Bereich der Wärmeengewinnungstechnik die Gasnachfrage. Wie stark der Rückgang zukünftig ausfällt, hängt von der erreichten Energieeffizienzsteigerung im Gebäudebestand sowie von der preislichen Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Wärmeenergiequellen (Öl, Strom, EE) ab.

Für den Gasbedarf im Wärmesektor spielt als dritter Faktor auch die demographische Entwicklung eine Rolle. In einigen Regionen treten Schrumpfungsprozesse auf. Der Verbrauchsrückgang wird allerdings durch den Anstieg der Einpersonenhaushalte und der steigenden Wohnfläche pro Kopf gebremst.

³⁵⁵ Quelle: DLR et al. (2012a, 108). Die Annahmen wurden vor dem Reaktorunglück in Fukushima und dem Moratorium zum Atomausstieg getroffen.

³⁵⁶ Ein Großteil des Erdgases wird für die Raumwärme-/ Warmwassererzeugung benötigt. Im Bereich von Handel, Gewerbe und Dienstleistungen, ist der dafür eingesetzte Gasverbrauch seit 2002 rückläufig (BMWi 2012, Tab. 17). Vgl. auch Kapitel 6.1.2 zur Nachfrageentwicklung im Wärmesektor.

Erdgasnachfrage im Stromsektor

Der Gasbedarf in der Stromerzeugung ist in den zurückliegenden Jahren kontinuierlich angestiegen und lag im Jahr 2010 bei rund 573 TWh (BMWi 2012, Tab. 22). Perspektivisch wird Erdgas eine wachsende Bedeutung als „back up“ für die regenerative Energieversorgung beigemessen.³⁵⁷ Nach PIK & Universität Leipzig (2011, 5) besteht ein Zubaubedarf für konventionelle Ersatzkraftwerke von 8 GW.³⁵⁸ Die benötigte Ausgleichs- und Regelenenergie könnte mit Hilfe von Gaskraftwerken³⁵⁹ bereitgestellt werden. Unter Klimaschutzaspekten (CO₂-Reduktion) besteht eine relative Vorzugswürdigkeit von Gaskraftwerken aufgrund der Möglichkeit, über die Nutzung der Kraftwerksabwärme im Wärmemarkt zusätzliche CO₂-Emissionsminderungen zu erreichen. Auch die spezifischen, auf den Primärenergiegehalt bezogenen CO₂-Emissionen liegen deutlich unter denen von Stein- und Braunkohle.

Ein Zubau an Gaskraftwerken und die Ausweitung von Erdgas-BHKW würde die Gasnachfrage insgesamt bis etwa 2025 stabilisieren, erst danach würde sie absinken (vgl. Abbildung 5-3). Einschlägige Weichenstellungen zur Bevorzugung von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken sind bisher aber noch nicht getroffen worden. Insofern bestehen Unsicherheiten darüber, zu welchen Anteilen Gaskraftwerke zukünftig als Leistungsabsicherung und Fluktuationsausgleich Atom- und Kohlekraftwerke ersetzen und die Versorgung mit Regelenenergie übernehmen. Vor allem sind die Wirtschaftlichkeitsbedingungen (geringe Auslastung/ geringer Anzahl Volllaststunden) ein Hemmnis für den Weiterbetrieb und den Zubau von Kraftwerken.

Erdgasnachfrage im Mobilitätssektor

Mit dem *Mobilitätssektor* soll ein weiterer Absatzmarkt für erneuerbare Gase erschlossen werden. Erdgas in Form von Compressed Natural Gas (CNG) schneidet wegen seines geringen Kohlenstoffanteils im Hinblick auf CO₂- und Russpartikel-Emissionen gegenüber anderen Kraftstoffen wie Benzin und Diesel besser ab. Allerdings ist die Nachfrage nach Erdgas als Treibstoff mit 0,3 % des Erdgasverbrauchs noch vergleichsweise niedrig. Die Lücken in der Tankstelleninfrastruktur, die Konkurrenz zu dem weiter verbreiteten LPG Autogas (Low Pressure Gas: ein Propan/Butan-Gemisch) und Akzeptanzprobleme gegenüber Druckbehältern im Fahrzeug wirken sich hemmend auf die Nachfrage aus (vgl. Rieger et al. 2011, 32). Obwohl die Technik ausgereift ist, haben sich Erdgas betriebene Fahrzeuge noch nicht etabliert. Die Technik steht in Konkurrenz mit Elektrofahrzeugen, die von der Automobilwirtschaft als wichtigste Option zur emissionsarmen Mobilität angesehen werden.

Eine größere Nachfrage könnte im Industrie- und im Luftfahrtbereich entstehen, wenn diese Sektoren durch CO₂-Emissionssenkungsziele unter Druck geraten und zukünftig Erdgas bzw. erneuerbares Gas statt Öl einsetzen (Pasch 2010, 31). Diesbezügliche Initiativen einzelner Unternehmen stehen jedoch noch am Anfang.

³⁵⁷ Vgl. <http://www.boell.de/oekologie/klima/klima-energie-bericht-konferenz-eu-energiepolitik-8901.html>; Abruf: 05.09.2012; Panousos (07.12.2010).

³⁵⁸ Der Zubaubedarf ließe sich durch einen beschleunigten Ausbau der EE auf 6 GW reduzieren (ebda., 6).

³⁵⁹ Vorteile von Gaskraftwerken liegen in der Flexibilität ihrer Anwendung. Erdgasbetriebene Anlagen eignen sich besonders gut dazu, als KWK-Anlagen ausgeführt zu werden (vgl. PIK & Universität Leipzig 2011, 4).

5.1.1.3 Auswirkungen rückläufiger Gasnachfrage auf die Gasversorgungsinfrastrukturen

Eine unsichere Nachfrageentwicklung ist ein grundsätzliches Hemmnis für den Ausbau und Modernisierung der Versorgungsinfrastrukturen. Damit sich die Investitionen amortisieren, sind die Unternehmen an einer stabilen bzw. wachsenden Auslastung interessiert. Eine rückläufige Gasnachfrage setzt die Gaswirtschaft dagegen unter Druck. Die Gasversorger müssen angesichts eines rückläufigen Verbrauchs vermehrt Anstrengungen unternehmen, ihren Gasabsatz bei den Endkunden zu sichern und ggf. auszubauen. Im Verteilnetz³⁶⁰ bedeutet die abnehmende Auslastung der Netze verringerte Einnahmen aus Netzentgelten. Drohende Verluste könnten ausgeglichen werden, indem die spezifischen Kosten für die Durchleitung pro kWh angehoben werden. Bezogen auf den Kilowattpreis würden die Netzentgelte somit steigen. Allerdings verschlechtert sich dadurch die Wettbewerbsfähigkeit der Gaswirtschaft im Vergleich zu anderen Energieträgern. Auch die Verteilnetzbetreiber würden sich untereinander einem höheren Wettbewerbsdruck ausgesetzt sehen.

Im Transportnetz könnten Absatzverluste durch *Gashandel* mit einem wachsenden Anteil an Durchleitungen zu Abnehmern im In- und Ausland gebremst werden. Voraussetzung ist aber, dass dabei tatsächliche Gaslieferungen erfolgen (z. B. von Gasspeicher A nach Gasspeicher B) und nicht nur ein bilanzieller Austausch.

Ob sich die Aufrechterhaltung oder der Ausbau oder des Leitungsnetzes lohnen, hängt von mehreren Faktoren ab.³⁶¹ In einigen ländlichen Regionen wird sich eine flächenhafte Neuerschließung von Versorgungsgebieten wegen geringer Anschlussgrade zukünftig nicht mehr lohnen. Mittelfristig wird in Gebieten geringer Anschlussdichte und steigender Gebäudeeffizienz auch ein Rückbau in Betracht gezogen (Stadtwerke Herne 23.03.2011). In Regionen mit hohem Anteil an privaten Endkunden kann es im Einzelfall zu mehr als 20 % Nachfragerückgang bis 2020 kommen (ebda.). Die Aufrechterhaltung von Gasinfrastrukturen lohnt sich am ehesten in verdichteten Regionen mit hohem Anschlussgrad bzw. Absatzmengen, sowie hohem Anteil angeschlossener Industrie- und Gewerbekunden. In einem perspektivisch schrumpfenden Absatzmarkt ist es besonders schwierig, ein neues, teureres Produkt wie erneuerbare Gase zu integrieren. Um dieses zu erreichen, müssten „starke“ Steuerungsimpulse³⁶² eingesetzt werden. Im folgenden Kapitel 5.1.2 wird daher der aktuelle Regulierungsrahmen beleuchtet.

5.1.2 Ziele, Steuerungsebenen und Impulse für den Gassektor

5.1.2.1 Priorisierung der fossilen Erdgasversorgung auf EU-Ebene

Nach den Überlegungen der Europäischen Kommission (2010b, 4) wird *fossiles* Erdgas weiterhin eine Schlüsselrolle im Energiemix spielen. Zukünftig soll es v. a. als Reservebrennstoff zum Ausgleich von Stromerzeugungsschwankungen an Bedeutung gewinnen. Diese Schlüsselrolle von Erdgas als

³⁶⁰ Aus Gründen der Sprachgewohnheit wird im vorliegenden Kapitel der Begriff „Verteilnetz“ verwendet, wenngleich der korrekte Begriff nach EnWG „Verteilernetz“ ist.

³⁶¹ Hauptfaktoren sind Anschlussgrad, demographische und wirtschaftliche Wachstumsprognosen und Siedlungsstruktur (ländlich oder städtisch bzw. verdichtet).

³⁶² In der Diskussion ist z. B. die Einführung einer EE-Quote, ähnlich der EE-Kraftstoffquote.

Energiequelle sowie die hohe Importabhängigkeit³⁶³ führen dazu, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für die EU oberstes Ziel ist.

Gegenwärtig haben die Gasimporteure kein eigenes Interesse daran, finanzielle Aufwendungen für alternative bzw. zusätzliche Gasversorgungsmengen, auf die in Engpasssituationen zurückgegriffen werden kann, zu tätigen. Um die Diversifizierung der Versorgung dennoch voranzutreiben, hat die EU die Verordnung zur Erdgasversorgungssicherheit (Verordnung 994/2010/EG)³⁶⁴ und das Energieinfrastrukturkonzept (Europäische Kommission 2010b) verabschiedet.

Auf EU-Ebene fehlen derzeit Impulse und Absichtserklärungen, die Förderung der Einspeisung erneuerbarer Gase voranzutreiben. Von der Verordnung zur Erdgasversorgungssicherheit können allenfalls indirekte Impulse ausgehen. Ein Beispiel ist die Forderung, dass die Gasversorger die technischen Voraussetzungen für den *bidirektionalen Gasfluss* schaffen (Art. 6 Abs. 5). Die Umsetzung derartiger Modernisierungen würde sich auch vorteilhaft auf die Voraussetzungen für Einspeisung größerer Mengen erneuerbaren Gases auswirken.

Trotz verschiedener Vorstöße einzelner Lobbygruppen und Parteien wurde eine Europäische Biogasstrategie zur Erhöhung der EE-Anteile an der Gasversorgung bisher nicht formuliert. Insofern gehen von der EU-Ebene derzeit *keine* treibenden Impulse aus. Forderungen der deutschen Biogasbranche³⁶⁵, die Bedingungen für den grenzüberschreitenden Biogashandel zu verbessern, finden derzeit keine Entsprechung.

5.1.2.2 Versorgungssicherheit und EE-Integration in das Gasnetz auf nationaler Ebene

Wie in Kapitel 5.1.2.1 beschrieben, gehen von der EU keine Impulse für eine EE-Gas-Integration in die Gasversorgung aus. Weichenstellungen erfolgten bisher nur auf nationaler Ebene. Nach programmatischer Vorbereitung im IKEP wurden in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) 2008 erstmals (lediglich politisch begründete) Ziele für die Einspeisung von Biogas in das deutsche Gasnetz festgesetzt. Danach sollen 6 Mrd. m³/a Biogas bis zum Jahr 2020³⁶⁶ und 10 Mrd. m³/a Biogas bis 2030 erschlossen und ins deutsche Gasnetz eingespeist werden (§ 31 GasNZV). Diese Zielformulierung wurde auch in der novellierten Fassung der GasNZV 2010 beibehalten. Mittlerweile bestehen angesichts der Einspeisung von lediglich rund 268,5 Mio. m³ im Jahr 2010³⁶⁷ aber grundsätzliche Zweifel sowohl an der Sinnhaftigkeit als auch an der Erreichbarkeit des Ziels.³⁶⁸ Nach BNetzA (2011e, 19) wird für 2011 eine Steigerung auf rund 436,4 Mio. m³ erwartet, die aber immer noch weit hinter den Erwartungen zurückbleibt.

³⁶³ Derzeit werden 61 % des EU-Bruttoinlandsverbrauchs an Erdgas importiert. Diese Einfuhren stammen zu 42 % aus Russland, zu 24 % aus Norwegen, zu 18 % aus Algerien und zu 16 % aus anderen Staaten, im letzteren Fall vorwiegend in Form von Flüssigerdgas.

³⁶⁴ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

³⁶⁵ Vgl. Veranstaltung des Biogasrat vom 09.11.2011.

³⁶⁶ Die Zielsetzung von 6 Mrd. m³ jährlich bis 2020 bzw. 10 Mrd. m³ jährlich bis 2030 wurde 2007 in den Meseberger Beschlüssen formuliert und ab 2008 in die Fortschreibung der GasNZV übernommen.

³⁶⁷ Das entspricht einer Zielerreichung von lediglich ca. 4 %.

³⁶⁸ So auch der Tenor der Fachkonferenz des Biogasrat „EEG 2012 und die nachhaltige energetische Nutzung von Biomasse“ am 26.05.2011 in Berlin.

Die Zugangsbedingungen für Biogas zum Gasmarkt sind mit der novellierten GasNZV 2010 bereits deutlich verbessert worden.³⁶⁹ Im Bereich der *Biogaserzeugung*³⁷⁰ soll der Anlagenzubau über Anreizsysteme (v. a. des EEG) weiter gesteigert werden (jetzt z. B. Gasaufbereitungs-Bonus § 27c Abs. 2 EEG, Flexibilitätsprämie § 33i EEG, Wärmenutzungspflicht § 27 Abs. 4 EEG). Die *Biogaseinspeisung* soll weiter gefördert werden. Zugleich soll Biogas dabei auch vermehrt für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik eingesetzt werden (Die Bundesregierung 2010a, 11). So unterstützt auch das EEG 2012 die Einspeisung durch unterschiedliche Mechanismen, wie z. B. die Pflicht zur Erfüllung bestimmter Wärmenutzungsraten oder Anreize über die Marktprämie in Kombination mit der Flexibilitätsprämie.

Die Bundesregierung nimmt zwar keine eindeutige Priorisierung von Verwertungsmöglichkeiten vor. Mit der konkreten Ausgestaltung der verschiedenen Steuerungsinstrumente wie EEG oder EEWärmeG sind jedoch Lenkungswirkungen beabsichtigt. Im EEWärmeG wurden für die Nutzung von Biogas z. B. Hürden aufgestellt.

Mit der Einspeisung erneuerbarer Gase können zwei Ziele gleichzeitig verfolgt werden: zum einen dienen sie der EE-Strom- bzw. Wärmeerzeugung (bei der Verwertung in BHKW), zum anderen können sie Ausgleichs- und Stabilisierungsleistungen (Systemdienstleistungen) im Netz erbringen.

5.1.3 Der konventionelle Gassektor im Überblick

5.1.3.1 Gasunternehmen und Unternehmensstrukturen

Die Wertschöpfung der Gasunternehmen in den Stufen Förderung, Großhandel und Endkundenvertrieb wird gegenwärtig nahezu ausschließlich aus der Vermarktung von *fossilem* Erdgas erzielt. In Deutschland liegt die größte Wirtschaftsmacht in Bereichen Gasimport, Gastransport und Speicherung.³⁷¹ In diesem Feld wird zukünftig der Gashandel und damit verbundenen Transportleistungen eine wichtige Einkommensquelle bilden.

Dieser Teil des deutschen Erdgasmarktes wird nach wie vor von einer geringen Zahl überregionaler Ferngasgesellschaften³⁷² beherrscht. Sie haben einen Anteil von 90 bis 100 % am Import des benötigten Erdgases und versorgen die jeweils nachgelagerten Anschlussnetze. Die großen Anbieter haben zahlreiche Tochterunternehmen im Gasmarkt platziert und besitzen Anteile an vielen regionalen Anbietern. Nahezu alle großen Ferngasgesellschaften treten – wie bereits erwähnt – über Tochterunternehmen auch als Speicherbetreiber auf: Ca. 80 % der Speichermöglichkeiten sind im Besitz der sieben überregionalen Ferngasgesellschaften.³⁷³ Sie gewährleisten die Reservehaltung und betätigen sich überdies im Gashandel (vgl. Kapitel 5.3.3). In ihrer Unternehmensstrategie sind die

³⁶⁹ Diese Einschätzung wird in der rechtswissenschaftlichen Literatur geteilt und auch im politischen Raum, z. B. im Energiekonzept der Bundesregierung (Die Bundesregierung 2010a, 17), so vertreten.

³⁷⁰ Durch die Ausstattung von Anlagen mit zusätzlichen Gasspeichern, Generatoren und Wärmespeichern soll die *Verwertung* von Biogas verbessert werden (Die Bundesregierung 2010a, 26 f.). Außerdem soll die Forschung in neue Speichertechnologien (z. B. Wasserstoffspeicher und aus Wasserstoff hergestelltes Methan) deutlich intensiviert und zur Marktreife geführt werden (ebda.).

³⁷¹ Die deutsche Erdgasförderung, die ca. 15 % des Verbrauchs deckt, wird von wenigen Unternehmen beherrscht: Neben BEB (im Besitz der Royal Dutch Shell and Esso), das die Hälfte der nationalen Erdgasförderung kontrolliert, sind Mobil Erdgas-Erdoel, RWE, und Wintershall in diesem Gebiet tätig.

³⁷² Zahl und Bezeichnung können sich durch Verkäufe und Zusammenschlüsse ändern, was u. U. die Übersicht erschwert.

³⁷³ Vgl. <http://www.finanzvergleich.de/gas/der-deutsche-gasmarkt.html>, Abruf 05.09.2012.

Unternehmen auf die Absatzsicherung für fossiles Erdgas auf nationaler und europäischer Ebene ausgerichtet.³⁷⁴ Die maßgeblichen Ferngasunternehmen (Stand 10/2011) sind in der folgenden Tabelle, geordnet nach Marktgebieten zusammengestellt.

Tabelle 5-1: Ferngasunternehmen in Deutschland, nach Marktgebieten (Stand 2011)³⁷⁵

Marktgebiet Gaspool	Marktgebiet Net Connect Germany (NCG)
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	bayernets GmbH
ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	Eni Gas Transport Deutschland S.p.A.
WINGAS TRANSPORT GmbH	GRTgaz Deutschland GmbH
Erdgas Münster Transport GmbH	GVS Netz GmbH
EWE Netz GmbH	Open Grid Europe GmbH
Dong Energy GmbH	Thyssengas GmbH
Aequamus GmbH (ab 01.10.2011)	

Neben Ferngasgesellschaften sind im Geschäftsfeld der Zwischenhändler auch *reine* Händler aktiv, Sie veräußern das eingekaufte Gas z. B. an Weiterverteiler bzw. Vertriebsgesellschaften und nutzen die Marktungleichgewichte für Arbitragegeschäfte³⁷⁶. Die Zwischenhändler haben vorwiegend ihre Absatzchancen auf dem nationalen bzw. regionalen Gasmarkt im Blick. Etwa 750 Unternehmen teilen sich den Markt der Belieferung von Endkunden.³⁷⁷ Damit machen die regionalen Gasversorgungsunternehmen zahlenmäßig den größten Anteil aus. Es handelt sich um regionale Vertriebsgesellschaften und lokale Weiterverteiler, insbesondere Stadtwerke. Die Unternehmen bewirtschaften das Verteilnetz auf regionaler und örtlicher Ebene. Sie stehen in direkter (Preis-) Konkurrenz zueinander, da Haushalts- und Industriekunden den Gaslieferanten frei wählen können.

5.1.3.2 Gaswirtschaft im Umbruch?

Die Liberalisierung des Gasmarktes hat zu erheblichen internen Umstrukturierungen (Entflechtung) geführt. Darüber hinaus erfordern Maßnahmen zur Erleichterung des Gashandels wie die in der GasNZV vorgeschriebene Reduzierung der Zahl von Marktgebieten³⁷⁸ (§ 21 GasNZV) und die bevorstehende qualitätsübergreifende Marktgebietskooperation zwischen H-Gas und L-Gas-Gebieten (Wegfall der Unterscheidung) ebenfalls Anpassungen in der Betriebsführung und Bilanzierung der Ein- und Ausspeisemengen.

Durch die Umsetzung der wettbewerbsfördernden Maßnahmen, u. a. des diskriminierungsfreien Netzzugangs (§ 20 EnWG) und der kurzfristigen Lieferverträge auf Großhandelsebene, wird das bisherige Geschäftsmodell der etablierten Gasversorger zunehmend in Frage gestellt. Viele der etablierten Gasimporteure müssen ihr Geschäftsmodell anpassen, da der Gewinn nicht mehr allein durch hohe Importmargen zu erzielen ist. Das Interesse der Ferntransportnetzbetreiber richtet sich

³⁷⁴ Vgl. z. B. Selbstdarstellung von E.ON: <http://www.eon.com/de/businessareas/35267.jsp>, Abruf 05.09.2012.

³⁷⁵ Vgl. <http://www.gaspool.de/gesellschafter.html>, Abruf 05.09.2012; NCG (2011).

³⁷⁶ Unter Arbitrage versteht man die Generierung eines Gewinns aufgrund von Preisunterschieden an verschiedenen Handelsplätzen.

³⁷⁷ Zur Struktur der deutschen Gaswirtschaft vgl. auch Monopolkommission 2011, 62. Die Bundesnetzagentur führt eine aktuelle Liste aller Gasnetzbetreiber. Regionale Vertriebsgesellschaften sind oftmals Töchter von vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen.

³⁷⁸ 2006 gab es 19 Marktgebiete, 2008 waren es noch 12.

nun auf die Optimierung der Rahmenbedingungen für den Gashandel, der mit entgeltpflichtigen Transporten verbunden ist. Darüber hinaus hat die Erfüllung der bereits abgeschlossenen, langfristigen Lieferverträge für Import-Erdgas Priorität. Gegenwärtig sind die Gasversorger bestrebt, die aufgrund des Minderverbrauchs entstandenen Überkapazitäten an eingespeichertem konventionellen Gas („Gasblase“; vgl. Kapitel 5.1.1) abzubauen.

Die Umorientierung der Unternehmen bietet einerseits Chancen für die Integration von erneuerbarem Gas in die Wertschöpfungskette. Andererseits setzen Margen- und Mengenverluste sowie sinkende Erlöse aus dem Netzbetrieb die Unternehmen unter Druck. Grundsätzlich signalisiert die Gaswirtschaft zwar die Bereitschaft zur Integration von erneuerbaren Gasen. Allerdings besteht aus unternehmerischer Sicht ein geringes Eigeninteresse an der kostenträchtigen Integration von erneuerbarem Gas (u. a. Kostentragung für Netzanschluss; Modernisierung der Verteilnetze). Das Eigeninteresse steigt, wenn mit der Integration erneuerbarer Gase zugleich andere Vorteile, wie z. B. die Aufbesserung des Images und die Erfüllung von Klimaschutzzielen, realisiert werden können.

5.1.3.3 Verbände und Interessensvertretungen der (konventionellen) Gaswirtschaft

Die Interessen der konventionellen Gaswirtschaft werden von verschiedenen Verbänden (BDEW, VKU sowie bne) vertreten. Der BDEW nimmt eher die Interessen der großen Ferngas(Import-)Unternehmen sowie die Pipelinebetreiber wahr, während der VKU die Interessen der auf der Verteilnetzebene angesiedelten, kleinen und mittleren Unternehmen vertritt. Der bne vertritt die Interessen aller neuen Marktteilnehmer, nicht explizit derer der Erzeuger erneuerbarer Energien.³⁷⁹ Über diese Unternehmensvertretungen hinaus spielt v. a. der DVGW eine zentrale Rolle.

DVGW (Deutscher Verband des Gas- und Wasserfaches)

Der Verband hat eine doppelte Funktion. Er selbst bezeichnet sich als „neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verein“ (DVGW 2012, online³⁸⁰). Zugleich agiert er mit seinen Standardsetzungen auch als Unternehmensvertretung. Das Regelwerk des DVGW legt Standards für die Gasbeschaffenheit, die anzuwendende Messtechnik und Abrechnungsmodalitäten, die Zertifizierung sowie hinsichtlich der Sicherheitsanforderungen fest.³⁸¹ Die Definitionsmacht für diese Standards verleiht dem DVGW weitreichenden Einfluss. Hohe Standards können sich hemmend für neue Marktteilnehmer auswirken, da die Erfüllung dieser Anforderungen in der Regel mit Kosten verbunden ist. Nach eigenem Bekunden steht der DVGW der Biomethan-Einspeisung aufgeschlossen gegenüber. Er unterstützt daher die „Innovationsoffensive“ der Gaswirtschaft zur besseren Integration von Biomethan (Handelsbezeichnung: „Grünes Gas“) durch eigene Forschungsvorhaben sowie durch die Beteiligung an Forschungsvorhaben Dritter zu diesem Themenkreis.

5.1.3.4 Regulierung der Gaswirtschaft durch die Bundesnetzagentur

Auf nationaler Ebene spielt die Bundesnetzagentur (vgl. Kapitel 3.4.2.3) als Regulierungsbehörde eine zentrale Rolle.³⁸² Die Abteilung Energieregulierung legt die Regulierungsziele – Netzentgelte,

³⁷⁹ Weitere Ausführungen zu den genannten Verbänden vgl. Kapitel 3.4.2.

³⁸⁰ Vgl. <http://www.dvgw.de/dvgw/profil/ziele-und-aufgaben/>, Abruf 05.09.2012.

³⁸¹ Diese Standards haben sich z. B. in § 49 EnWG, den §§ 2 und 4 der Gashochdruckleitungsverordnung sowie den §§ 36 und 50 GasNZV niedergeschlagen.

³⁸² Für Netze, an die weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind, übernehmen die Landesregulierungsbehörden diese Aufgaben (vgl. § 54 EnWG).

Netzzugang zur Ferngas- und Verteilernetzen – gegenüber den Unternehmen fest und bestimmt so deren wirtschaftliche Gewinnmöglichkeiten. Seit 2005 hat der Gesetzgeber die Bundesnetzagentur u. a. mit Hilfe der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) für zuständig erklärt. Diese Verordnungen haben die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt, das Angebotsmonopol der Gasunternehmen in den Regionen aufgebrochen und den Netzzugang von anderen Anbietern ermöglicht. Nach Volk (24.11.2011, mdl.) erfolgte die Umsetzung der Regulierungsvorgaben in einem Aushandlungsprozess, innerhalb dessen die Gasunternehmen Wettbewerbsnachteile und Gewinneinbußen abzuwehren versuchten. Überdies prüft und genehmigt die Bundesnetzagentur den von den Gasversorgern aufzustellenden Netzentwicklungsplan Gas (vgl. Kapitel 5.2.1.2), der im Mai 2012 erstmals vorgelegt wurde.

5.1.4 Zusammenfassung zur Ausgangslage der konventionellen Gaswirtschaft

Die Impulse der EU-Ebene zielen vornehmlich auf eine Verbesserung der Versorgungssicherheit mit fossilem Erdgas, u. a. durch Diversifizierung der Bezugsquellen. Insofern ist die konventionelle Gaswirtschaft weiterhin daran interessiert, ihre fossilen Bezugsquellen zu sichern und die dafür notwendigen Leitungsbaumaßnahmen finanziell abzusichern.³⁸³ Impulse (z. B. Zielsetzungen) für eine Erhöhung der Anteile erneuerbarer Gase wurden nicht explizit formuliert.

Die Gaswirtschaft ist in den Bereichen Import, Förderung und Speicherung noch weitgehend oligopolistisch strukturiert. Es besteht insbesondere eine enge Verflechtung zwischen den Ferngasgesellschaften und Speicherbetreibern. Unter dem Regulierungsregime ist die derzeitige Unternehmenssituation durch Margenverluste sowie sinkende Erlöse aus dem Netzbetrieb gekennzeichnet. Das Interesse der Gasversorger richtet sich zunehmend auf die Optimierung der Rahmenbedingungen für den Gashandel. Gewinne können sowohl durch den entgeltpflichtigen Transport von Gas als auch durch Arbitragegeschäfte erzielt werden.

Einerseits eröffnen Umstrukturierungen der Unternehmen (Unbundling) und eine Neuorientierung im Markt prinzipiell Chancen für neue Marktteilnehmer und Produkte. Ob dies angesichts perspektivisch rückläufiger Gasnachfrage auch für erneuerbares Gas gilt, ist gegenwärtig ungewiss.

³⁸³ Dies kann durch langfristige Lieferverträge für Import-Erdgas erfolgen, allerdings können sich diese auch nachteilig für die Flexibilität der Unternehmen auswirken, wenn die Gasnachfrage wie in den Jahren 2008/2009 deutlich sinkt.

5.2 Rolle des Gasleitungsnetzes für die Integration erneuerbarer Gase

Das Kapitel gibt eine Übersicht über die Ebenen und Strukturen des Gasleitungsnetzes und seine technische Ausstattung. Dies geschieht vor dem Hintergrund der Frage, welchen Prämissen der Betrieb und Ausbau von Leitungen unterliegt und inwieweit die technischen Infrastrukturen möglicherweise Hemmnisse für die EE-Integration darstellen. Darüber hinaus werden Fragen adressiert, die im Zusammenhang mit Netzausbauplanung, Zulassung und Realisierung von Leitungsinfrastrukturen stehen.

5.2.1 Aktueller Netzausbau, Netzebenen und technische Ausstattung des Leitungsnetzes

5.2.1.1 Bisheriger Ausbau des internationalen und nationalen Transportnetzes

Die EU treibt aus Gründen der Versorgungssicherheit den Ausbau des *internationalen Fernleitungsnetzes* voran. Das Bestreben, eine diversifizierte, störungsfreie Gasversorgung für Europa sicherzustellen³⁸⁴, hat eine Reihe (transeuropäischer) Gasimportleitungen induziert. Hierzu gehört die 2011 in Betrieb genommene *North-Stream-Pipeline* (Gazprom). Die noch in Planung befindliche *Tauern-pipeline* soll Deutschland mit den italienischen Häfen verbinden. Die Pipelines MEDGAZ und GALSI werden erhöhte Lieferungen aus Algerien nach Spanien bzw. Italien ermöglichen. Die *Nabucco-Pipeline*³⁸⁵ und die *South-Stream-Pipeline* sind konkurrierende Projekte. Während die Realisierbarkeit der *Nabucco-Pipeline* (Konsortium RWE und der österreichische OMV-Konzern) nach wie vor unsicher ist, wird das Vorhaben *South-Stream-Pipeline* (Gazprom unter Beteiligung von BASF) weiter vorangetrieben.

Durch die Bereitstellung von (vergleichsweise preisgünstigem) Erdgas wirken Importpipelines antagonistisch auf das Ziel der Erhöhung der Integration erneuerbarer Gase an der Gasversorgung.

Nationales Transportnetz

Deutschland verfügt über ein gut ausgebautes, dichtes *nationales Transportnetz*. Aufgrund der zentralen Lage Deutschlands in Mitteleuropa hat das nationale Fernleitungsnetz auch eine wichtige Durchleitungsfunktion für Erdgas aus Russland und der Nordsee in Nachbarländer. Es speist die regionalen bzw. lokalen Versorgungsnetze, von wo aus das Gas über das regionale Transport- und das lokale Gasverteilnetz (siehe unten) an die Endkunden geliefert wird. Das Transportnetz, das mit Druckstufen > 1 bar arbeitet, umfasst rd. 46.830 km (vgl. Tabelle 5-2).

³⁸⁴ Der Gaslieferstop Russlands im Winter 2009 war Anlass, die Anstrengungen für eine Diversifizierung des Erdgasbezugs aus verschiedenen Förderregionen zu verstärken.

³⁸⁵ Die Nabucco-Pipeline wird von der EU favorisiert. Sie soll die Abhängigkeit Europas vor allem von russischen Gasimporten mindern, indem sie kaspische Erdgasvorkommen über die Türkei für Westeuropa verfügbar macht. Die russische Gazprom fürchtet um ihr bisheriges Pipeline-Monopol und kämpft gegen das Projekt; vgl. <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/pipeline-eu-gas-fuer-nabucco-gesichert/3738092.html>, Abruf 05.09.2012.

Tabelle 5-2: Gesamtlänge des Gasnetzes, differenziert nach Druckbereichen³⁸⁶

	Gesamtlänge	Druckbereich < 0,1 bar	Druckbereich 0,1- 1 bar	Druckbereich > 1 bar
Verteilnetzbetreiber	448.964 km	152.435 km	--/--	--/--
Transportnetzbetreiber	46.428 km	--/--	7 km	46.829 km
	Σ 495.392 km			

Aktuelle Ausbauprojekte des innerdeutschen Transportnetzes sind in der Regel Folgeprojekte des europäischen Pipelineausbaus. Zum Beispiel sind die Leitungen OPAL oder NEL³⁸⁷ Teil des North-Stream-Gesamtprojekts. Die Nutzung dieser Netzebene spielt für die Biogas-Einspeisung derzeit noch keine Rolle. Perspektivisch könnten die Leitungen des nationalen Transportnetzes jedoch für etwaige Rückspeisungen aus dem Verteilnetz oder für den Transport von Speichergasen zu unterirdischen Gasspeichern bedeutsam werden.

Zum Transportnetz gehören Verdichterstationen³⁸⁸ sowie Gasdruckregelanlagen, die auch mit Gasdruckmessenanlagen kombiniert sein können. Diese sorgen für den Transport des Gases – bisher zumeist nur in eine Richtung (monodirektional), hin zu den Verbrauchern.

³⁸⁶ Vgl. BNetzA (2011a, 161); bei den Angaben über Gasnetzlängen stützt sich die Bundesnetzagentur auf den Rücklauf aus der Befragung der Gasnetzbetreiber, ermittelt aus 96 % Rücklaufquote.

³⁸⁷ Die OPAL-Leitung verbindet Lubmin bei Greifswald mit Tschechien und quert die Länder Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen. NEL verbindet Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen.

³⁸⁸ Die Transportkapazität ist nicht nur vom Rohrleitungsdurchmesser, sondern auch von den Verdichterleistungen abhängig.



Abbildung 5-4: Übersicht Ferngasleitungsnetz in Deutschland³⁸⁹

Aufgrund der hohen Druckstufen kommen nationale Ferngasleitungen für eine *direkte* Einspeisung erneuerbarer Gase eher nicht in Frage, allerdings können sie für die Aufnahme rückgespeisten Gases eine Bedeutung haben. Voraussetzung dafür ist, dass eine Gasflussumkehr (bidirektionaler Transport) durch den Einbau zusätzlicher Verdichter ermöglicht wird (vgl. Kapitel 5.2.1.2). Der aktuelle Ausbauzustand des Ferntransportnetzes ermöglicht bisher nur in einzelnen Fällen (z. B. STEGAL³⁹⁰) einen bidirektionalen Transport.

Regionales Transport- und Verteilnetz

Das Verteilnetz wird von einer Vielzahl regionaler und kommunaler Gasunternehmen bewirtschaftet. Das regionale Transport- und Verteilnetz weist eine Länge von rd. 449.000 km auf (vgl. Tabelle 5-2). Es umfasst Leitungen aller Druckstufen – von Hochdruck-, Mitteldruck- bis Niederdruck-Leitungen.

³⁸⁹ Quelle: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber (2012, 25).

³⁹⁰ Die STEGAL ermöglicht dem Import von russischem Gas über tschechische und slowakische Leitungssysteme. Bei Bedarf kann auch Nordseegas nach Tschechien und die Slowakei transportiert werden.

Die technische Ausstattung mit Misch-, Verdichter- und Reglerstationen ähnelt der Ausstattung der oben beschriebenen Transportnetze. Daten über die technische Ausstattung müssen die einzelnen Verteilnetzunternehmen nach § 20 Abs. 1 GasNZV i. V. m. § 27 Abs. 2 GasNEV im Internet veröffentlichen. Ein Gesamtüberblick über Ausstattung und Leistungsfähigkeit der Verteilnetze ist dadurch jedoch nicht gegeben.

5.2.1.2 Kapazitäten, Ausbaubedarf und Netzentwicklungsplanung (Ferngas) auf nationaler Ebene

Entsprechend der Vorgaben der GasNZV haben sich die Ferngasleitungsnetzbetreiber in Deutschland zu mittlerweile nur noch zwei Marktgebieten (NCG und Gaspool) zusammengeschlossen und für diese zum 01.04.2011 erstmals gemeinsame Berichte über den *langfristigen Kapazitätsbedarf*³⁹¹ veröffentlicht (NCG 2011; Gaspool 2011).³⁹² Danach erwartet NCG eine mittelfristig eher sinkende Gasnachfrage in Deutschland, die zudem von einer deutlichen Änderung der Abnahmestruktur gekennzeichnet ist. Über die bereits in Planung und Bau befindlichen Projekte hinaus sehen beide Marktgebietsvertreter *keinen Netzausbaubedarf*. Vielmehr liege die zukünftige Aufgabe in erster Linie in der *Flexibilisierung der Netze*, um zunehmend volatiler werdenden Gasströmen Rechnung zu tragen und die Substitution von L- durch H-Gas auch transporttechnisch bewältigen zu können (ebda.). Darüber hinaus werde es der Nachfragerückgang, die Flexibilisierung und auch die Gasqualitätserfordernisse in der Zukunft u. U. unvermeidlich machen, dass es in bestimmten Bereichen des Verteilnetzes sogar zu einem Rückbau nicht mehr notwendiger technischer Anlagen und Leitungen kommt.

Seit 2011 sind die Fernleitungsnetzbetreiber nach § 15a Abs. 1 EnWG verpflichtet, einen Szenario-rahmen³⁹³ in Vorbereitung einer gemeinsamen *Netzentwicklungsplanung* zu erstellen. Diese soll für mehr Transparenz in der zukünftigen kapazitären Auslegung der Gastransportnetze sorgen.

Annahmen des Szenario Rahmens

Grundlage für die Modellierung der Gasflüsse im deutschen Ferngasnetz in den nächsten 10 Jahren ist eine Studie der Prognos AG (2011a). Da der Gasnetzausbaubedarf von verschiedenen, z. T. unsicheren Variablen abhängig ist, wurden von Prognos drei Szenarien entwickelt, die die Tendenzen der allgemeinen Bedarfsentwicklung (vgl. Kapitel 5.1.1.2) aufgreifen. Es wird davon ausgegangen, dass ein Rückgang des Gasbedarfs zu verzeichnen ist.³⁹⁴ Diese Szenarien unterscheiden sich allerdings in den Annahmen darüber, in welchem Maße dieses der Fall ist. In allen Szenarien sinkt die Verwendung von Gas in Kraftwerken bis 2015. In den Szenarien I und II wird anschließend wieder eine Zunahme angenommen. In allen Szenarien gilt die Annahme, dass die Förderung von heimischem Erdgas infolge der fortgeschrittenen Erschöpfung der Quellen zurückgeht. Die Biogaserzeugung mit Einspeisung ins Erdgasnetz wird diesen Rückgang bei weitem nicht ersetzen.

³⁹¹ § 17 der GasNZV 2010 verpflichtet die Gasfernleitungsnetzbetreiber zur jährlichen Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs.

³⁹² Der beschleunigte Atomausstieg konnte in den Kapazitätsbedarfsermittlungen allerdings nicht mehr berücksichtigt werden.

³⁹³ Der Szenariorahmen soll angemessene Annahmen über die Entwicklung, die Gewinnung, die Versorgung, den Verbrauch von Gas treffen und den Austausch mit anderen Ländern, geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur, Speicheranlagen sowie die Auswirkung denkbarer Störungen berücksichtigen.

³⁹⁴ Angenommen wird, dass bis 2015 ein um 11 bis 15 % sinkender Gas-Importbedarf zu erwarten ist, der aber danach wieder ansteigt. Bis zum Jahr 2032 wird der Importbedarf dann lediglich 2 bis 3,5 % unter dem Ausgangsniveau des Jahres 2009 liegen.

Der Szenariorahmen-Entwurf wurde bis zum 09.09.2011 konsultiert und anschließend von der Bundesnetzagentur bestätigt (§ 15a Abs. 1 Satz 7 EnWG). Die bestätigte Fassung wurde im November 2011 veröffentlicht. Im August 2012 wurde bereits der Szenariorahmen-Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2013 veröffentlicht.

Netzentwicklungsplan

Der erste gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan-Entwurf für das Gasfernleitungsnetz wurde am 01. April 2012 veröffentlicht (Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber 2012). Die Bundesnetzagentur hat anschließend ein Konsultationsverfahren (Abschluss 08.06.2012) für den Netzentwicklungsplan-Entwurf durchgeführt. Dieser sieht alternative Ausbaumaßnahmen auf der Basis von zwei Szenarien – Szenario I und II – vor. Abweichend von den vorgenannten Studien (Gaspool 2011; NCG 2011; siehe oben) kommt der Netzentwicklungsplan-Entwurf zu höheren Bedarfseinschätzungen: Nach Szenario I besteht ein Ausbaubedarf von 1.835 km, nach Szenario II ein Ausbaubedarf von 728 km (Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber 2012, 71). Dabei wird weiterhin davon ausgegangen, dass der Kapazitätsbedarf der nachgelagerten Netzbetreiber zurückgeht (in Szenario I um 3 GW, in Szenario II um 17 GW). Hingegen wird angenommen, dass die Gesamtleistung der Kraftwerke zu nimmt (in Szenario I um 26,5 GW im Jahr 2022 gegenüber 2012; in Szenario II um knapp 17 GW).³⁹⁵ Problematisch ist jedoch, dass für die Kraftwerksprojekte weder eine finale Investitionsentscheidung noch eine Langfristbuchung bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegt, sodass unklar ist, ob sie tatsächlich realisiert werden. Diese Unsicherheiten erschweren die Ausbauentscheidungen.

Im Hinblick auf die Einspeisung von Gasen aus erneuerbaren Quellen sieht der Netzentwicklungsplan-Entwurf keine limitierenden Faktoren. Gegenüber der Wasserstoff-Einspeisung bestehen allerdings Vorbehalte und es werden Voraussetzungen und Grenzen benannt (ebda., 83 ff.). Hohe Anteile von Wasserstoff im Gasnetz und angrenzende Infrastrukturen führen nach Aussagen der Ferngasbetreiber zu beträchtlichen Folgekosten für den technischen Anpassungsbedarf. Dieser werde notwendig, um Beeinträchtigungen dieser Infrastrukturen (etwa durch vermehrte Korrosion) zu verhindern. Unter Kostenaspekten sei ab einer bestimmten Beimischungsgrenze (60 %) der Bau separater Wasserstoffinfrastrukturen zu erwägen.

Der Netzentwicklungsplan-Entwurf (Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber 2012, 66 ff.) benennt konkrete Projekte für Neu- und Ausbaumaßnahmen des Gasnetzes für den Zeithorizont bis 2015 sowie bis 2030. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen aber darauf hin, dass eine zeitgerechte Realisierung der geplanten Projekte in den genannten Zeiträumen (insbes. bis 2015) nicht sicherzustellen sei.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Ferngasleitungskapazitäten *derzeit* keinen limitierenden Faktor für die Integration Gasen aus erneuerbaren Quellen darstellen. Kapazitäre Restriktionen liegen eher auf der Verteilnetzebene (vgl. Kapitel 5.2 ff.). Für das Verteilnetz ist jedoch nach derzeitiger Rechtslage kein Netzentwicklungsplan zu erstellen.

5.2.1.3 Transparenz und Legitimation

Die Gasnetzbetreiber sind nach § 15 a EnWG verpflichtet, einen nationalen Netzentwicklungsplan aufzustellen. Dieser wird nach Bestätigung durch die Bundesnetzagentur für die Betreiber von

³⁹⁵ Angaben nach Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber (2012, 59).

Fernleitungsnetzen untereinander verbindlich (§ 15a Abs. 3 Satz 7 EnWG).³⁹⁶ Die Gasnetzbetreiber sind nun gehalten, sich untereinander und mit den (entflochtenen) Gaskraftwerks- und Speicherbetreibern in den jeweiligen Marktgebieten abzustimmen und ihre Planungen öffentlich zu machen. Die Öffentlichkeit bzw. die sie vertretenden Interessengruppen scheinen in den Konsultationsprozess weit weniger involviert zu sein als im Stromsektor. Die von der Bundesnetzagentur vorgesehenen Dialogtermine richten sich vornehmlich an die Marktteilnehmer.

Die Aktivitäten der Gaswirtschaft zur Erstellung des Netzentwicklungsplans stehen momentan weniger stark im Fokus einer kritischen Öffentlichkeit, als dies im Stromsektor der Fall ist. Die Gasunternehmen haben zur Dokumentation ihrer diesbezüglichen Aktivitäten eine Internetseite³⁹⁷ eingerichtet, die über den Fortgang der Planungen auf Ebene des Ferntransportnetzes informiert. Damit kommt die Gaswirtschaft der Forderung nach mehr Transparenz und Legitimation nach.

5.2.2 Mögliche Hemmnisse für den zukünftigen Gasleitungsnetzausbau

Gegenwärtig zeichnen sich keine dem Stromnetzausbau vergleichbaren Vorhabensplanungen zum Ausbau der Gasnetzinfrastrukturen ab. Insofern sind die Betrachtungen, welche Hemmnisse einem Ausbau entgegenstehen, eher hypothetischer Natur. Hier aufgeführte Rahmenbedingen wie z. B. die Investitionsbereitschaft (vgl. Kapitel 5.2.2.1) oder aber die potenzielle Konflikträchtigkeit (vgl. Kapitel 5.2.2.2) können sich als Hemmnisse für Ausbauvorhaben mit dem Ziel der Modernisierung bemerkbar machen.

5.2.2.1 Investitionsbereitschaft in einem regulierten, schrumpfenden Markt

Die Prognosen deuten auf eine rückläufige Entwicklung des Gasverbrauchs hin. Unter diesen Voraussetzungen besteht kaum Bedarf für den Zubau von Gasleitungen für die Versorgung von Endkunden. In geringem Umfang könnte ein Gasnetzausbau zur Anbindung von Gaserzeugungsanlagen im ländlichen Raum, in dem es nur um den „Abtransport“ geht, hinzutreten.

Für die Integration von erneuerbarem Gas wird vor allem ein Modernisierungsbedarf des bestehenden Verteilnetzes gesehen. Jedoch dürfte die Investitionsbereitschaft für Netzmodernisierungen (z. B. zur Ermöglichen eines bidirektionalen Lastflusses bei EE-Gas-Einspeisung) in einem regulierten, schrumpfenden Markt eher gering sein. Hierfür könnten perspektivisch Restriktionen für die Einspeisung größerer EE-Gasmengen aus Überschussstrom entstehen.

5.2.2.2 Konflikträchtigkeit/ Akzeptanz von Gasleitungen

Größere Gasleitungsbauprojekte müssen ein zweistufiges Zulassungsverfahren, bestehend aus Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren, durchlaufen, die wiederum bestimmten verfahrens- und zulassungsrechtlichen Anforderungen genügen müssen. Auch für diese Projekte entsteht den Netzbetreibern ein Kosten- und Zeit- und Abstimmungsaufwand für die Erstellung der Planungsunterlagen. Die Verfahrensdurchführung wiederum bedingt einen administrativen Aufwand in den Behörden. Dabei haben, wie im Stromsektor, die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Trassen die höchsten Transaktionskosten (vgl. Kapitel 4.2.4).

³⁹⁶ Anders als im Stromsektor mündet der Netzentwicklungsplan für das Gasnetz allerdings *nicht* in einen Bedarfsplan.

³⁹⁷ Vgl. <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/>, Abruf 10.09.2012.

Der Bau von Gaspipelineprojekten, d. h. die unterirdische Verlegung von Rohrleitungen mit Durchmessern > 30 cm bringt durchaus unerwünschte Umwelteffekte³⁹⁸ und Nutzungseinschränkungen³⁹⁹ sowie zumindest temporär negative Begleiterscheinungen für die Anwohner⁴⁰⁰ mit sich. Unerwünschte Effekte können durch geeignete Auflagen und Maßnahmen vermindert werden, sodass das Konfliktpotenzial in der Regel gesenkt werden kann. Von der Leitung als solcher gehen während des Regelbetriebs keine Störwirkungen aus.

Über die gesellschaftliche Akzeptanz von Gasleitungen allgemein liegen kaum Untersuchungen vor. Die geringe Sichtbarkeit der Anlage kann eine Ursache dafür sein, dass weniger öffentlichkeitswirksame Konflikte auftreten als im Stromleitungsbau. Bei einer Trassenführung durch Wohngebiete stehen meist Besorgnisse von Anwohnern bezüglich möglicher Störfallrisiken (Gasaustritte und ggf. Explosionen) im Vordergrund. Hierfür muss der Gasnetzbetreiber gesonderte Maßnahmen der Risikovorsorge und Gefahrenabwehr treffen.

Gegenstand von Aushandlungsprozessen mit den Anwohnern sind – neben der Trassenführung und der Einhaltung von Mindestabständen – die zur Abwehr von Beeinträchtigungen zu treffenden Vorkehrungen und die Höhe der Entschädigung. Ein zentrales Anliegen der Grundeigentümer ist es, baubedingte Bodenverdichtungen zu verhindern bzw. künftige Ertragseinbußen angemessen entschädigt zu bekommen. Da die Beeinträchtigung der Ertragsfähigkeit durch unsachgerechtes Befahren während der Bauzeit erheblich ist und sich auch langfristig auswirkt, wehren sich v. a. Landwirte z. T. auch mit Klagen gegen den Pipelinebau.

Im Vergleich zu den Planungsprozessen der Stromübertragung wird der Bedarf neuer Gaspipelines bisher bei solchen Planungen nicht grundsätzlich hinterfragt. Nach einer anlässlich des Baus der Erdgasleitung OPAL durchgeführten Umfrage des forsa-Instituts⁴⁰¹ war z. B. eine deutliche Mehrheit (73 %) der Bürger in den drei von der OPAL zu querenden Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen für den Bau der Pipeline. Die Befragten befürworteten die OPAL als positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit. Derzeit besteht nach Auffassung der Autoren kein besonderes Handlungserfordernis zur Verbesserung der Akzeptanz von Gasdruckleitungen. Wohl aber sollte analysiert werden, welche Analogien sich aus den Erfahrungen des Gaspipelinebaus für den Bau von Höchstspannungs-Erdkabeln ziehen lassen.

5.2.3 Zwischenfazit zur Rolle der Gasleitungsnetzes für EE-Integration

Im Vergleich zum Stromsektor sind die Infrastrukturkapazitäten – sowohl bei den Leitungen als auch den Speichern – für die Integration erneuerbarer Gase weniger defizitär. In ländlichen Versorgungsgebieten können im Verteilnetz aufgrund der diskontinuierlichen Gasabnahme jedoch Einspeise-

³⁹⁸ Die Bautätigkeit kann z. B. in bestimmten sensiblen Entwicklungsphasen (Balz, Brut, Aufzucht, Rast) zur Beunruhigung störungsempfindlicher Tierarten führen. Durch Bauzeitenbeschränkungen lassen sich diese Störungen aber verringern.

³⁹⁹ Im Bereich des Arbeitsstreifens, der bis zu 30 m breit sein kann, werden schwere Baumaschinen eingesetzt. Das Befahren der Böden bei nasser Witterung kann zu nachhaltigen Bodenverdichtungen führen. Auf landwirtschaftlichen Flächen sind damit in der Regel Ertragseinbußen verbunden.

⁴⁰⁰ Hauptbelastungsphase ist die Verlegungs- und Rekultivierungsphase. Nachteilige Umweltwirkungen treten beim Transport der Rohre (LKW-Verkehr) und dem Aushub und Verfüllen des Rohrleitungsgrabens (Störungen, Staub- und Lärmemissionen) auf.

⁴⁰¹ Vgl. forsa & WinGas (2008); danach wurden im Rahmen der Umfrage mehr als 1.000 Anwohner befragt, die in der Nähe zum geplanten Trassenkorridor der OPAL leben.

restriktionen auftreten. Um diese zu vermeiden, müssen Rückspeisemöglichkeiten in das vorgelagerte Netz vorgesehen werden. Das Ermöglichen eines bidirektionalen Lastflusses im Sinne „atmender“ Gasnetze und ihre Weiterentwicklung zu Smart Gas Grids ist derzeit noch eine Zukunftsvision. Im Einzelfall können im ländlichen Raum auch Netzergänzungen zur Aufnahme hoher Einspeisemengen notwendig werden. Für den kapazitären Ausbau müssen aber nicht zwingend Leitungen ausgebaut werden. Es kann auch ausreichen, größere Verdichterleistungen vorzusehen. Der kapazitäre Ausbau des Verteilnetzes dürfte sich daher als weniger konfliktträchtig erweisen als der Bau von Hochspannungs-Freileitungen.

Wenngleich Transportleitungen und Pipelines die Dimension von Großinfrastrukturprojekten haben, sind im Bereich Planung und Genehmigung für derartige Projekte gegenwärtig keine Restriktionen zu erwarten.

5.3 Rolle von Gasspeichern für die EE-Integration

Die Gasspeicher stellen eine kapazitive Ergänzung der Leitungsinfrastrukturen dar. Untersucht wird, welche Rolle die Gasspeicher für die EE-Integration spielen können und welche Restriktionen – z. B. kapazitive Engpässe, Nutzungsinteressen der konventionellen Gaswirtschaft oder rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen – einer Integration höherer Anteile von Gasen aus erneuerbaren Quellen entgegenstehen.

Zur Charakterisierung der Ausgangssituation (Kapitel 5.3.1) werden in Kapitel 5.3.1.1 zunächst Funktionen und Standorte verschiedener Gasspeichertypen beschrieben. Kapitel 5.3.1.2 befasst sich anschließend mit den aktuell verfügbaren Speicherkapazitäten sowie geplanten kapazitären Erweiterungen. Für die Einschätzung der Rolle und Verfügbarkeit von Gasspeichern ist es unerlässlich, sich mit den Unternehmensstrukturen sowie den Motiven und Interessen ihrer Betreiber zu befassen. Diese Aspekte werden in Kapitel 5.3.2 untersucht. Kapitel 5.3.3 geht auf die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für den Speicherbetrieb ein.

5.3.1 Gasspeicher – Ausgangssituation

5.3.1.1 Funktion, Speicherarten und Standorte

Im Unterschied zur Elektrizitätswirtschaft betreibt die Gaswirtschaft bereits umfangreiche Speicher, welche die konstanten Importmengen aus den Erdgasexportländern und den saisonal schwankenden Erdgasverbrauch zeitlich entkoppeln. Gasspeicher werden für den Ausgleich kurzfristiger und saisonaler Schwankungen als auch zur Überbrückung von etwaigen Lieferausfällen genutzt. Sie dienen einerseits der Versorgungssicherheit, zunehmend aber auch der wettbewerblichen Optimierung (vgl. BT-Drucksache 17/5705 vom 04.05.2011). Die Marktteilnehmer können durch den Speichereinsatz ihren Bezug optimieren und Handelsspannen durch schwankende Gaspreise ausnutzen.

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, Erdgas in überirdischen Behältern, in untertägigen Speichern oder – in begrenztem Umfang – durch Druckänderungen im Gasnetz selbst zu speichern. Die Über- und Untertagespeicherung ist gegenwärtig wirtschaftlich vernachlässigbar (Heuterkes & Janssen 2008, 31). Untertagespeicher sind in der Regel als Hochdruckspeicher konzipiert und an das Fernleitungsnetz angebunden (ebda.). Das bedeutet, dass erneuerbares Gas nur dann in diesen Speichern zwischengespeichert werden können, wenn sie auf das entsprechende Druckniveau gebracht und in das Fernleitungsnetz eingespeist werden.

Als wichtigste *Speicherarten* sind Porenspeicher (Aquifer-Speicher und umgerüstete ehemalige Öl- und Gasfelder) sowie Kavernenspeicher (Salz- und Felskavernen) zu unterscheiden. Die Anlage von Untertage-Gasspeichern in Kavernen ist an das Vorkommen von mächtigen unterirdischen Salzlagerstätten in erreichbaren Tiefen gebunden. Durch Aussolung lassen sich die benötigten Hohlräume erzeugen. Vielfach sind es abgebaute Salzlagerstätten, die durch Bohrungen für die Gasspeicherung erschlossen und als Erdgasspeicher nachgenutzt werden. Eine solche Gasspeicheranlage kann mehrere Kavernen mit jeweils eigenen Betreibern umfassen. Das Erdgas wird über Kompressoren eingebracht und gespeichert und steht in der Kaverne unter Druck. Im Vergleich zu Porenspeichern zeichnen sich Kavernenspeicher durch bis zu zehn Mal höhere Abgabeleistungen aus. Sie sind daher

gut für Mittellast und tageszeitlichen Spitzenabdeckung geeignet. Aufgrund geringerer Anteile notwendigen Kissengases⁴⁰² sind Kavernenspeicher ökonomisch günstiger zu betreiben

Für Porenspeicher sind Standorte mit klüftigem und porösem Gestein geeignet. Vielfach werden ausgeförderte Erdgas- oder Erdöllagerstätten genutzt. Die abdeckenden Schichten müssen in diesen Fällen gasdicht sein. Porenspeicher werden aufgrund ihrer Trägheit im Wesentlichen für den saisonalen Ausgleich eingesetzt. Sie können aber auch prinzipiell zur kurzfristigen Arbitrage genutzt werden.

Sowohl die Techniken zur Erschließung untertägiger Speicher als auch die Ein- und Ausspeisung und die damit verbundenen Maßnahmen zur Trocknung und Verdichtung des Gases sind Stand der Technik und stellen somit keine Restriktion dar.



Abbildung 5-5: Standorte der bestehenden deutschen Erdgasspeicher im Überblick⁴⁰³

Die *Standorte* der Gasspeicher konzentrieren sich in Norddeutschland.⁴⁰⁴ Es besteht insofern eine räumliche Konvergenz mit den Aufkommensgebieten der Windenergie. Als kapazitäre Ergänzung des Leitungsnetzes für die Einspeisung von so genanntem „Speichergas“ (synthetisches Methan) aus Überschussstrom ist eine solche Konvergenz von Vorteil.

Für die Erweiterung der Untertage-Speicherkapazitäten besteht v. a. im Norden Deutschlands ein vergleichsweise gutes Ausbaupotenzial. Allerdings sind neben den hohen ingenieurtechnischen Anforderungen erhebliche Vorlaufzeiten für Planung und Speicherbau zu berücksichtigen.

⁴⁰² Das Kissengas ist das Gasvolumen, das in einem Speicher erforderlich ist, um den minimal notwendigen Speicherdruck für eine optimale Ein- und Ausspeisung zu ermöglichen. Der Kissengasanteil beträgt etwa ein Drittel bis eine Hälfte vom maximalen Speichervolumen und verbleibt permanent im Speicher.

⁴⁰³ Quelle: BDEW (2010c).

⁴⁰⁴ Eine Übersicht über bestehende Kavernen- und Porenspeicher findet sich in Cerbe (2008, 259 ff., Tafel 6.1a und 6.1b) sowie in der BT-Drucksache 17/5705 vom 04.05.2011.

5.3.1.2 Speicherkapazitäten und Ausbaubedarf

Die derzeitigen Speicherkapazitäten in 47 unterirdischen Speichieranlagen an 40 Standorten in Deutschland sind mit rd. 21 Mrd. m³ Arbeitsgas⁴⁰⁵ die höchsten im europaweiten Vergleich. Rieke (2010, 67) beziffert die Gasspeicherkapazitäten auf > 225 TWh. Mit den aktuellen Speicherkapazitäten kann ein kompletter Lieferausfall von mehr als zwei Monaten überbrückt werden (E.ON Ruhrgas, online⁴⁰⁶).

Über die Vorhaltung aus Gründen der Versorgungssicherheit hinaus hat die Liberalisierung des Gasmarktes zu einer steigenden Nachfrage nach Speicherkapazitäten geführt. Es zeichnet sich ab, dass der Speicherausbau mehr und mehr von Gashandelsinteressen getrieben wird. Grund hierfür ist das steigende Interesse an Arbitragegeschäften.

Speicherkapazitäten haben sich zu einem Handelsgut, das zu Wettbewerbspreisen auch über Auktionen gebucht wird, entwickelt. Die Speicherkapazitäten sind entweder als Paket zu haben, das dann Arbeitsgasvolumen, Injektions- und Entnahmeleistung enthält, oder die Dienstleistungen sind entkoppelt buchbar. Jeder Kunde hat die Möglichkeit, Kapazitäten direkt zu ordern, sie selbst zu nutzen, an andere Speicherkunden zu übertragen oder zu ersteigern. Der Sekundärhandel ist bereits über eine Internetplattform⁴⁰⁷ etabliert, über die europaweit Speicherkapazitäten gehandelt werden.

Grundsätzlich erschwert die Vielzahl von Speichernutzern mit unterschiedlichen Bedarfseinschätzungen und Speicherintentionen die Kapazitätsbedarfsplanung für Speicher. Es ist davon auszugehen, dass der angemeldete kapazitive Bedarf allein aus Gründen der Unschärfe höher als der tatsächlich benötigte Bedarf ist.

Nach dem Monitoringbericht (BNetzA 2010, 246 f.) befanden sich 25 neue Speichieranlagen in Planung oder in Bau. Sie stehen zumeist im Zusammenhang mit der neuen Ostseepipeline (North Stream). Zum Beispiel wird ein neuer großer Speicher bei Jemgum⁴⁰⁸ (Ostfriesland) errichtet, die Speicher in Etzel (bei Wilhelmshafen) und Peckensen (bei Salzwedel) werden erweitert.⁴⁰⁹ Bei Realisierung aller Projekte würde sich das Arbeitsgasvolumen um 13,85 Mrd. Nm³ erhöhen. Dies entspräche einer Erhöhung der gesamten Arbeitsgaskapazitäten um beträchtliche 67 %. Mit diesen Speicherkapazitäten geht der Ausbau derzeit über die zum Ausgleich saisonaler Schwankungen⁴¹⁰ und der Krisenbevorratung benötigten Mengen hinaus.

Nach Einschätzungen von Experten (Zuberbühler 2012, telefon. Auskunft) reichen die bestehenden Speicherkapazitäten auch aus, um zukünftig höhere Mengen erneuerbarer Gase in Beimengungen aufzunehmen und zwischenzuspeichern. Ein Ausbau der Speicherkapazitäten sei daher *aus Gründen*

⁴⁰⁵ Arbeitsgas ist das Gasvolumen, das zusätzlich zum Kissengas jederzeit eingelagert oder entnommen werden kann. Zahlenangaben nach BDEW (2010c); vgl. auch BNetzA (2011a, 49).

⁴⁰⁶ Vgl. <http://www.eon-ruhrigas.com/cps/rde/xchg/SID-11217352-1832697B/er-corporate/hs.xsl/1461.htm>, Abruf 05.09.2012.

⁴⁰⁷ Vgl. <http://www.store-x.net>, Abruf 17.09.2012.

⁴⁰⁸ Vgl. <http://www.speicher-jemgum.de/>, Abruf 05.09.2012. Betreiber ist EWE.

⁴⁰⁹ Einen Überblick über die bestehende sowie die geplanten Untertagespeicher (getrennt nach Poren- und Kavernenspeicher) gibt Sedlacek 2009, 416 ff.

⁴¹⁰ Nach Brunner (2009, 14) wird die Nachfrage nach Speicherdienstleistungen derzeit im Wesentlichen durch saisonale Schwankungen der Gasabnahme seitens der Haushaltskunden verursacht. Die Nachfrage der Gewerbe- und Industriekunden weist im Vergleich dazu deutlich geringere Schwankungen auf. Je geringer der Anteil der Haushaltskunden zukünftig sein wird, desto geringer wird auch der Speicherbedarf für saisonalen Ausgleich sein.

der Integration von Gasen aus erneuerbaren Quellen nicht erforderlich. Bei einer Nutzung als Zwischenspeicher und zur Flexibilisierung des Gaseinsatzes sind hingegen bei bestehenden Speichern ggf. technische Modernisierungen für eine leistungsfähigere Ein- und Ausspeisung erforderlich.

5.3.2 Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen für Gasspeicher

Nach Müller (27.10.2011) stellen die rechtlichen Rahmenbedingungen Speicher keine Restriktionen dar, fördern deren Ausbau aber auch nicht explizit. Ob Gasspeicher ausgebaut und wirtschaftlich betrieben werden können, hängt von den ökonomischen Rahmenbedingungen (Gaspreise, Gashandel) ab. Im Folgenden werden einzelne rechtliche Aspekte der Gasspeicherung dargestellt.

5.3.2.1 Verschränkung der Gasnetz- und -speicherplanung

Eine Verpflichtung zu einer formellen Planung von Speicherbedarfen und -standorten besteht derzeit nicht. Die Entscheidung, Gasspeicher zu bauen oder zu betreiben, ist den Gasversorgungsunternehmen überlassen. Diese müssen ihre Planungen für die Netzentwicklungsplanung transparent machen, damit die Betreiber von Fernleitungsnetzen nach § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans angemessene Annahmen u. a. über vorhandene und geplante Speichereinrichtungen treffen können. Die Speicherbetreiber haben im Frühjahr 2012 entsprechende Angaben in Form einer aktualisierten Liste der geplanten Speicherausbauprojekte im Rahmen des Konsultationsverfahrens nachgeliefert.⁴¹¹ Insofern findet eine zumindest nachrichtliche Verschränkung von Gasnetz und Gasspeicherausbau statt. Eine gezielte räumliche und kapazitätsmäßige Steuerung erfolgt jedoch nicht.

Neben der Versorgungssicherheit (Einsatz von Speichern im Falle von Störungen) und der Rolle für den Gashandel wird den Gasspeichern perspektivisch (ab 2030) auch eine Bedeutung für die Stabilisierung des Energieversorgungssystems (Lastausgleich) zukommen. Beim Ausbau der Gasspeicherkapazitäten sollte daher der mögliche Lastausgleichsbedarf in die Ausbauplanungen des Gassektors einbezogen werden. Bisher werden entsprechende Konzepte (hier das PtG-Konzept, vgl. Kapitel 5.5) im Netzentwicklungsplan Gas zwar nachrichtlich erwähnt, aber noch nicht kapazitätswirksam berücksichtigt.

5.3.2.2 Speicheranschluss und Speicherzugang nach EnWG und GasNZV

Nach § 17 Abs. 1 EnWG haben die Netzbetreiber grundsätzlich auch Speichereinrichtungen zu diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, es sei denn, dass die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist (§ 17 Abs. 2 EnWG).

Aus Sicht des Speicherbetreibers ist es für die Wirtschaftlichkeit neuer Gasspeichereinrichtungen von Bedeutung, dass ausreichend und langfristig festgelegte Ein- und Ausspeisungskapazitäten⁴¹² zur Verfügung stehen (vgl. Schwaibold 2010, 363). Mit den speicherrelevanten Neuregelungen (§§ 38 und 39) der GasNZV 2010 wurde die Planungssicherheit für den Speicherzubau verbessert. Da die

⁴¹¹ Vgl. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Gasnetzentwicklung/NEP_2012/Szenariorahmen/20120306_SpeicherlisteNEPGas.xls?__blob=publicationFile, Abruf 05.09.2012.

⁴¹² Ausspeicherung in das vorgelagerte Netz oder die Einspeicherung aus dem vorgelagerten Netz in den Gasspeicher. Hierfür werden freie Transportkapazitäten in den Leitungen benötigt.

Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten bisher aber kein Hemmnis für die Integration erneuerbarer Gase war, sind diese Regelungen nicht von zentraler Bedeutung.

Der Zugang zu Speichereinrichtungen erfolgt nach § 28 Abs. 1 EnWG weiterhin im Wege eines *verhandelten* Zugangs.⁴¹³ Das bedeutet, dass es keine Vorrechte für die Speicherung von Gasen aus erneuerbaren Quellen gibt und sich ein etwaiger Speicherbedarf den wirtschaftlichen Erwägungen des Speicherbetreibers unterwerfen muss. Die Bundesnetzagentur führt nur über die Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas und über die Kostenbelastung der Speicher durch die Biogaseinspeisung ein Monitoring durch (§ 35 Abs. 1 Nr. 7 EnWG, § 37 GasNZV).

Transportkapazitäten

Nach § 38 GasNZV ist eine Reservierung von Transportkapazitäten möglich. Für die so erlangten Transportkapazitäten wird eine verbindliche (und voll kostenwirksame) Buchung von Kapazitäten noch vor einer endgültigen Investitionsentscheidung vermieden, ein Umstand, der vor allem bei fremdfinanzierten Projekten von wesentlicher Bedeutung ist (vgl. Schwaibold 2010, 367). Ergänzt wird die Kapazitätsreservierung durch die Regelungen des § 39 GasNZV: Ist eine Reservierung wegen bestehender Engpässe nicht möglich, hat der Anlagenbetreiber Anspruch auf Netzausbau. Ein Fernleitungsnetzbetreiber ist demnach künftig nicht nur im Rahmen seiner allgemeinen Netzbetreiberpflichten zum bedarfsgerechten Netzausbau verpflichtet, sondern konkret im Fall einer abgelehnten Reservierung nach § 38 GasNZV (vgl. Schwaibold 2010, 365). Damit soll sichergestellt werden, dass in Verbindung mit Gasspeichern ausreichende Transportkapazitäten in die vorgelagerten Netze zur Verfügung stehen.

5.3.3 Unternehmensstruktur im Gasspeichersektor

In Deutschland betreiben über 25 Gasmarktunternehmen private Speicher. Der deutsche Speichermarkt gilt als moderat konzentriert, wenngleich z. B. allein WINGAS mit ca. 22 % einen großen Anteil am Speichermarkt innehat. Aktuell sind Unternehmensstrukturen und -anteile ständig im Fluss. Für die Erweiterung von Speicherkapazitäten finden sich immer neue Zusammenschlüsse von Unternehmen, die die Gasspeicherung als eigenständiges Geschäftsfeld ausbauen. Sie treten als Betreiber, aber auch als Partner oder Miteigentümer von Speichereinrichtungen auf, um sich ggf. am Handel mit Speicherrechten beteiligen zu können.

Nach § 7b EnWG müssen sich zukünftig auch Speichereinrichtungsbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, rechtlich, organisatorisch sowie hinsichtlich ihrer Entscheidungsgewalt im Unternehmen von Tätigkeiten entflechten, die nicht mit dem Netzbetrieb oder der Erdgasspeicherung in Zusammenhang stehen. Dieser Anforderung wurde bereits im Vorfeld der EnWG-Novelle 2011 durch die Gründung von Speichergesellschaften entsprochen (Schwaibold 2010, 363).

Nach wie vor dienen Erdgasspeicher in erster Linie der Versorgungssicherheit. Sie überbrücken saisonale Schwankungen und ggf. auch Lieferausfälle. Daneben setzen die Speicherbetreiber ihre (Kavernen-)Speicher aber auch zur Deckung von Spitzenlasten ein (Gaspool 2011, 22). Zunehmend erwirtschaften sie auch durch Gaseinspeicherung in Phasen niedrigerer Preise und Ausspeicherung

⁴¹³ Dem BMWi (2010b) zufolge ist „der Speichermarkt durch eine Vielzahl von Speichern und Betreibern gekennzeichnet und damit grundsätzlich wettbewerblich strukturiert“.

zum Zeitpunkt angestiegener Preise Gewinne (Arbitrage). Daher besteht seitens der Speicherbetreiber grundsätzlich ein Eigeninteresse an der Erhöhung der Gasspeicherkapazitäten. Je größer die Möglichkeiten der Bevorratung, desto besser können Beschaffung und Handel des Gases unter Ausnutzung günstiger Marktpreise optimiert werden (Schwaibold 2010, 362). Die Investitionsbereitschaft ist solange gegeben, wie die Konzerne als Speicherbetreiber selber von den o. a. Vorteilen profitieren. Speicherkapazitäten zur Fremdnutzung (etwa für Biogaserzeuger oder „Methanisierer“) bereitzustellen, wäre unter den gegenwärtigen Bedingungen für die Konzerne allerdings nicht lukrativ (Schwaibold 2010, 363).

5.3.4 Planungsanforderungen, Umwelteffekte und Akzeptanz von Gasspeichern

Die untertägige Errichtung und der Betrieb von Kavernen in Salzstöcken sowie die Erschließung und der Betrieb von Porenspeichern können nach Erfahrungen aus der Praxis erhebliche Auswirkungen auf die Landschaft und bebaute Siedlungen haben und sind damit potenziell konfliktträchtig. Bei Kavernenspeichern ist neben den betriebsbedingten Risiken insbesondere die Gewässernutzung (Einleitung der ausgespülten Sole) unter Umweltschutzgesichtspunkten konfliktträchtig. Die untertägigen Speicher stellen besondere Anforderungen an die Standorteignung. Diese Anforderungen können im Zusammenwirken mit dem umfassenden materiellen Prüfungsprogramm im Einzelfall zu großen Zulassungshürden führen (vgl. Schütte & Preuß 2012, 541).

5.3.4.1 Zulassungsverfahren für untertägige Gasspeicher

Die Zulassung von Gasspeichern erfolgt durch ein bergbauliches Zulassungsverfahren nach Bundesberggesetz (BBergG)⁴¹⁴. Sofern das Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfungspflicht unterliegt (vgl. Kapitel 5.3.4.2) ist ein bergrechtlicher Rahmenbetriebsplan aufzustellen und für dessen Zulassung ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen (§ 52 Abs. 2a BBergG). Eine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen des bergbaulichen Zulassungsverfahrens ist seit 2010 vorgesehen⁴¹⁵.

Zuständig für die Genehmigung sind in der Regel Landesämter für Bergbau, Energie und Geologie. Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird mindestens ein Beteiligungsverfahren gemäß § 54 BBergG durchgeführt. Die Durchführung der Öffentlichkeitsbeteiligung richtet sich nach den Maßgaben des Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG)

Sofern keine Umweltverträglichkeitsprüfung im Einzelfall durchzuführen ist, unterliegen untertägige Gasspeicher nach § 15 ROG i. V. m. § 1 RoV gegenwärtig *keiner* Raumordnungspflicht. Damit besteht in diesen Fällen keine Möglichkeit, die Errichtung von untertägigen Gasspeichern räumlich zu steuern, Bedarfsplanungen und Potenzialanalysen zu erstellen und ggf. eine Koordination mit anderen Speichervorhaben durchzuführen. Angestoßen durch die Kontroversen um die CO₂-Speicherung im Untergrund wird derzeit die Notwendigkeit und Konzeption einer „untertägigen Raumordnung“ diskutiert⁴¹⁶, die diese Lücke schließen könnte. Sie könnte überdies einen Beitrag zur Entschärfung der Nutzungskonflikte unter Tage leisten.

⁴¹⁴ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁴¹⁵ Die Verpflichtung wurde eingeführt durch Art. 8 der GasNZVEV 2010, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁴¹⁶ Vgl. Forschungsvorhaben des Umweltbundesamtes zur Raumordnung unter Tage im Rahmen des UFO-Plan 2011.

5.3.4.2 Materielles Prüfungsprogramm für Umweltwirkungen

Eine Verpflichtung, sich mit den Auswirkungen von untertägigen Gasspeichern auf die Schutzgüter nach UVPG zu befassen, besteht erst seit 2010.⁴¹⁷ Wesentliche Umweltwirkungen sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 5-3: Umweltwirkungen untertägiger Gasspeicher

Baubedingte Umweltwirkungen (temporär, über einen Zeitraum von 3-5 Jahren)	
	Lärm- und Lichtemissionen infolge Baumaschineneinsatz und Bautätigkeit • Beeinträchtigung störungsempfindlicher Tierarten (Beunruhigung/ Vertreibung) durch • Beeinträchtigung der Wohn- und Erholungsfunktion der Landschaft
	Spülwasserbedarf und Ableitung der Sole bei Kavernenspeichern • Beeinträchtigung des Wasserhaushalts und der Wasserqualität von Fließgewässern Das in der Salzkaverne enthaltene Material wird ausgespült. Die Entnahme von Spülwasser kann die Wasserführung umliegender Fließgewässer verändern. Das anfallende salzhaltige Wasser (die Sole) muss abgeleitet werden. Dies erfolgt entweder über Pipelines, z. T. direkt ins Meer (Bsp. Speicher Jemgum), oder durch Einleitung in Fließgewässer. Hierbei ist zu prüfen, inwieweit es durch Soleeinleitung zu unverträglichen Erhöhungen der Salzkonzentration kommt.
Anlagebedingte Umweltwirkungen	
	Bodenabsenkungen (insbesondere bei Kavernenspeicher) • Gebäudeschäden • Beeinträchtigung der Wohnumfeldqualität
	Veränderungen des Landschaftsbildes durch oberirdische Industrieanlagen • Flächenversiegelung • Überformung durch Überbauung (Gebäude/ Hallen/ Leitungen/ Ventile)
Betriebsbedingte Auswirkungen	
	Lärmemissionen und Schadstoffe • Schadstoffemissionen und Lärmemissionen der Anlagen • Niederfrequente Schallwellen bei Ein- und Ausspeisung des Gases
	Risiko Gasaustritt • In Kavernenspeichern ist Erdgas luftdicht unter Verschluss. Gas kann aber bei einer Beschädigung des Kavernenkopfes entweichen. • Porenspeichern haben im Vergleich zu Kavernenspeichern ein höheres Risiko von Gasaustritten durch Undichtigkeiten.
	Beeinträchtigung grundwasserführender Schichten • Übertritt von Gas in das Grundwasser im Falle der Durchlässigkeit der Überdeckung von Grundwasser führenden Schichten • Veränderungen des Grundwasserleiters

⁴¹⁷ Eine Änderung der UVP-V Bergbau wurde durch das Engagement von Umweltverbänden (hier: BUND Niedersachsen) herbeigeführt.

Nach § 1 Nr. 6a UVP-V Bergbau⁴¹⁸ sind Unterspeicher für Erdgas nun einer Vorprüfung im Hinblick auf ihre Umweltwirkungen zu unterziehen, differenziert nach ihrem Fassungsvermögen:

- Gasspeicher mit 1 Mrd. Kubikmeter oder mehr aufgrund einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c UVPG
- Gasspeicher mit 100 Mio. Kubikmeter bis weniger als 1 Mrd. Kubikmeter aufgrund einer standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c UVPG

Diese Verordnung gilt für zukünftige Vorhaben. Die Beteiligungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit haben sich im Falle der Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung jedoch nicht verbessert, denn nach § 18 UVPG ist das UVPG mit seinen Beteiligungsvorschriften bei bergrechtlichen Vorhaben nicht anwendbar. Die Teilnahme der Öffentlichkeit bzw. von Verbänden an der Antragskonferenz bzw. dem Scoping ist weiterhin nicht vorgesehen.⁴¹⁹ Insofern bleibt die Transparenz der Verfahren für die Öffentlichkeit eingeschränkt.

Die übrigen naturschutzrechtlich begründeten Prüfpflichten (FFH-Verträglichkeitsprüfung und artenschutzrechtliche Prüfung, Eingriffsregelung) entsprechen den Prüfpflichten, die z. B. für Gasleitungen (vgl. Kapitel 3.3.4) bestehen.

In Anbetracht des Prüfungsprogramms wird deutlich, dass die Planungs- und Genehmigungsverfahren von untertägigen Gasspeichern ebenfalls einen längeren Vorlauf benötigen. Es stellt somit kein Hemmnis, wohl aber eine mögliche Ursache für Verzögerungen dar.

5.3.4.3 Konfliktträchtigkeit und Akzeptanz von untertägigen Gasspeichern

Der Bau oder bei der Erweiterung von Gasspeichern war bisher nicht Gegenstand der öffentlichen Auseinandersetzung, wie dies z. B. im Zusammenhang mit der CO₂-Speicherung der Fall war. Im Vergleich zur CO₂-Speicherung scheint eine größere gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber der Gasspeicherung zu bestehen. Bei einzelnen konkreten Gasspeicherprojekten kam es aufgrund der befürchteten Sicherheits- und Gesundheitsrisiken jedoch zu Protesten. Beispiele sind der Gasspeicher Rüdersdorf bei Berlin (Betreiber: EWE) bei dem eine über Jahre gehende intensive Öffentlichkeitsarbeit des Betreibers schließlich zur Schlichtung beitrug, sodass der Speicher realisiert werden konnte. Im Einzelfall wurden konfliktvolle Planungen aber auch eingestellt. Dies war z. B. beim Gasspeicher Empelde⁴²⁰ bei Hannover der Fall. Der Kavernenspeicher liegt in der Nachbarschaft zu Wohnsiedlungen. Im Zuge der Erweiterung um vier weitere Kavernen konnte das Risiko von Bergsenkungen nicht ausgeschlossen werden.

Aktuell umstrittene Projekte sind die Erweiterung des Gasspeichers Gronau-Epe an der niederländischen Grenze und die Realisierung des Gasspeichers Jemgum, Ostfriesland. Gegen die Erweiterung des Speichers Etzel haben sich Bürgerinitiativen gebildet, nachdem Bodensenkungen um bis zu 26 cm aufgetreten waren (vgl. Schütte & Preuß 2012, 541).

⁴¹⁸ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁴¹⁹ Das Scopingverfahren soll grundsätzlich nur zwischen der zuständigen Behörde und dem Unternehmer stattfinden. Andere Behörden, Sachverständige und Dritte „können“ lediglich im Einzelfall hinzugezogen werden.

⁴²⁰ Vgl. <http://www.gasspeicher-hannover.de/>, Abruf 05.09.2012.

5.3.5 Zwischenfazit: Rolle der Speicher für die Erhöhung der EE-Anteile

Gasspeicher sind ein wichtiges Element der Gasversorgung zur zeitlichen Entkopplung von Gasproduktion und -verbrauch. Die vorhandenen und geplanten Speicherkapazitäten im Netz selbst und in den untertägigen Gasspeichern sind zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ausreichend bemessen. Gegenwärtig besteht ein fortgesetztes Ausbauinteresse, das durch die Ausweitung des Gashandels begründet ist. Gegenwärtig sind technisch und wirtschaftlich erschließbare Standorte in ausreichendem Maße verfügbar.

Die Zwischenspeicherung und Rückführung von Biomethan, synthetischem Methan oder Wasserstoff in Gasspeicher unterliegt technisch und kapazitär keinen grundlegenden Restriktionen. Voraussetzung für die Nutzung von Gasspeichern ist allerdings, dass von den Einspeisepunkten aus entsprechende technische Möglichkeiten zur Rückspeisung bestehen.

Die Rolle des Kapazitätsmanagements (Verfügbarkeit freier Speicherkapazitäten für kurzfristige EE-Gas-Speicherbedarfe) wurde in der vorliegenden Untersuchung ausgeklammert. Für die zukünftige Handhabung der Zwischenspeicherung erneuerbarer Gase im Gasnetz werden Kapazitätsbuchungen für den Speicherbetrieb eine zunehmende Rolle spielen.

5.4 Hemmnisse für die Integration von Biomethan in das Gasnetz

Die Einspeisung von Biomethan in ein Gasnetz bietet die Möglichkeit, Biomethanerzeugung und seine Verwertung räumlich zu entkoppeln. Neben Verwertung vor Ort eröffnen sich weitere Verwertungsmöglichkeiten, zum Beispiel semizentrale KWK, individuelle Wärmeerzeugung, Verkehr) erschlossen werden (vgl. Bruns et al. 2010, 186 ff.). Die Biomethan-Einspeisung stellt zugleich *eine* Möglichkeit dar, die Anteile erneuerbarer Gase an der Gasversorgung zu erhöhen.⁴²¹ Inwieweit dies gelingt, ist im Wesentlichen von zwei Voraussetzungen abhängig: Zum einen werden für eine Einspeisung größerer Mengen erneuerbarer Gase moderne Gasversorgungsinfrastrukturen benötigt. Hierfür sind Modernisierungsinvestitionen notwendig. Zum anderen setzt eine nennenswerte Erhöhung auch voraus, dass ausreichende Mengen von einspeisefähigem Biomethan erzeugt werden. Trotz des erheblichen Anlagenzubaues sind die Erzeugungsmengen von einspeisefähigem Biomethan bisher jedoch weit hinter den willkürlich festgelegten politischen Zielen zurückgeblieben.⁴²²

Im Folgenden werden jedoch weniger die Rahmenbedingungen der Erzeugung⁴²³, als vielmehr die Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren für die Einspeisung von Biomethan in Netzinfrastrukturen in den Vordergrund der Untersuchung gestellt.

Kapitel 5.4.1 stellt das Konzept der Biomethaneinspeisung und die damit verbundenen Absichten kurz vor. Es soll deutlich gemacht werden, dass die durch die Einspeisung eröffneten Verwertungspfade für Biomethan in unterschiedlichem Maße zur CO₂-Minderung beitragen. Kapitel 5.4.2 befasst sich anschließend mit dem Stand der Technik für die Biomethan-Aufbereitung und Einspeisung.

5.4.1 Das Konzept Biomethaneinspeisung

Die ursprüngliche Motivation, Biomethan in ein Leitungsnetz einzuspeisen lag in dem Wunsch begründet, die Effizienz der Biogas-Verstromung zu erhöhen. Dies sollte erfolgen, indem das Gas z. B. über ein Leitungsnetz größeren, semizentralen BHKW mit besserer Energieausbeute und effizienteren Wärmenutzungskonzepten zugeleitet wird. Als Transportinfrastruktur kommen bestehende Gasleitungen in Frage. Wo diese nicht existieren oder zu weit entfernt sind, kommen für den Transport auch so genannte Mikrogasnetze als Sammelsysteme (vgl. Abbildung 5-6) in Frage.

Das Konzept der Biomethaneinspeisung hat durch die Verankerung politisch begründeter Einspeiseziele starke Unterstützung erfahren. Durch diese Zielsetzungen legitimiert, wurden die Einspeisebedingungen in das Gasnetz in der GasNZV (2008) zugunsten der Einspeiser deutlich verbessert.

Die Einspeisung wurde vor allem von den großen gewerblichen Biogaserzeugern aufgegriffen. Diese erzeugen Biogas in so großen Mengen, dass eine Aufbereitung des Biogases zu einspeisefähigem

⁴²¹ Die Darlegung dieser Möglichkeiten bedeutet nicht automatisch, dass die Einspeisung grundsätzlich sinnvoller ist als eine direkte Verstromung. Diese Abwägung soll hier jedoch nicht thematisiert werden.

⁴²² Dies ist zunächst eine Feststellung, ohne hier auf die Frage nach der Effizienz der Biogaserzeugung, dem CO₂-Minderungspotenzial und den unerwünschten negativen Effekten einer durch Energiepflanzenanbau intensivierten Landnutzung erörtern zu wollen.

⁴²³ Die Rahmenbedingungen, treibenden und hemmenden Kräfte für die Biogaserzeugung wurden bereits im Rahmen des Projekts „Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens“ (Bruns et al. 2010) untersucht.

Biomethan betriebswirtschaftlich machbar ist.⁴²⁴ Für kleinere Biogasanlagenbetreiber lohnt sich eine eigene Aufbereitungsanlage in der Regel nicht – es sei denn sie können sich über ein leitungsgebundenes Sammelsystem für eine gemeinsame Aufbereitung zusammenschließen. Abbildung 5-6 veranschaulicht die unterschiedlichen Konzepte für solche Sammelsysteme.

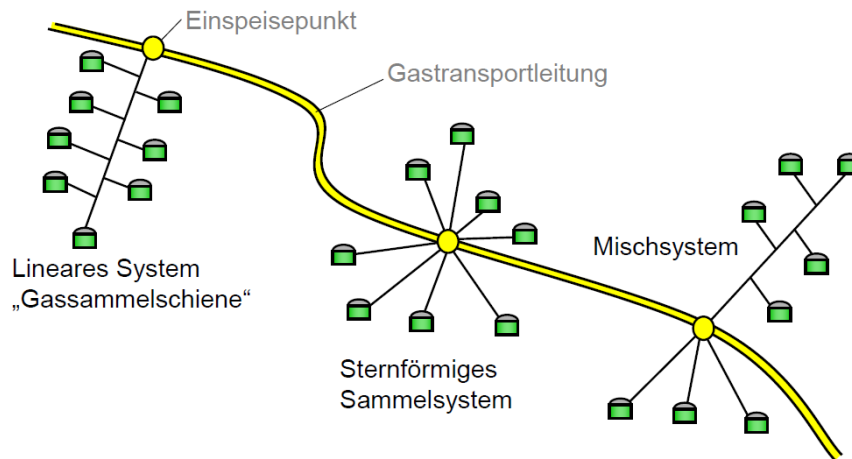


Abbildung 5-6: Leitungsgebundenen Sammelsysteme⁴²⁵

Präferenzen für bestimmte Verwertungsmöglichkeiten

Die gewerblichen Einspeiser sahen in dem Konzept neben der Verstromung in BHKW weitere vielversprechende, die Nachfrage steigernde Verwertungsmöglichkeiten im Wärmemarkt und im Mobilitätsbereich. Als eine Verwertungsmöglichkeit wurde der Vertrieb von „Grünem Gas“⁴²⁶ an private Endkunden propagiert, wo es zur individuellen Wärmeherzeugung eingesetzt werden kann. Im Wärmeherzeugungsbereich würde das Biomethan vornehmlich Erdgas ersetzen. Insbesondere Heizungshersteller und Gasversorger setzen sich für diesen Verwertungspfad ein. „Grünes Gas“ soll dabei die Vermarktung im Bereich der individuellen Wärmeherzeugung erleichtern. Für die Gasversorger ist Biomethan vor allem ein Imagefaktor. Die Beimischung von Biomethan wird von den Verbrauchern positiv als umweltfreundliche Maßnahme wahrgenommen. Einige Gasversorger bieten inzwischen Produkte mit 5 bis 10 %, teilweise bis zu 30 % Biomethan an – es handelt sich dabei aber noch um Nischenprodukte.

Im Verkehrssektor könnte Biomethan konventionelles Erdgas ersetzen. Voraussetzung hierzu ist allerdings ein kompatibler Gasmotor (vgl. dena 2010e, 11). Die verschiedenen Anwendungsbereiche (Verstromung, Wärme, Mobilität) sowie semizentrale und die individuellen Konzepte der Verwertung stehen zueinander in Konkurrenz und sind unter dem Aspekt ihres Beitrags zur CO₂-Minderung unterschiedlich zu bewerten.

Beitrag unterschiedlicher Verwertungspfade zur CO₂-Minderung

Biomethan leistet einen vergleichsweise geringen Beitrag zur CO₂-Minderung. Für die (individuelle) Wärmeherzeugung eingesetzt, werden gegenüber konventionellem Erdgas (200 g/kWh_{th}) lediglich CO₂-Einsparungen von rund 100 g/kWh_{th} erzielt. Den hohen Gesteungskosten für Erzeugung und

⁴²⁴ Die Einspeisung von Biomethan lohnt sich erst ab einer Produktion von 500 m³/Tag.

⁴²⁵ Quelle: Thielen (02.12.2010).

⁴²⁶ Einige Gasversorger bieten unter dieser Handelsbezeichnung „Grüngas-Produkte“ an, z. B. MITBIOGAS (5 % Biogasanteil); erdgas schwaben (20 % oder 100 % Biogasanteil); Lichtblick Gas (5 % Biogasanteil).

Aufbereitung stehen somit vergleichsweise kleine CO₂-Minderungen gegenüber.⁴²⁷ Ein besseres Verhältnis lässt sich erzielen, wenn das Biomethan für die Substitution fossiler Brennstoffe im Bereich der Stromproduktion eingesetzt wird.

Aus Gründen des Klimaschutzes favorisiert das Bundesumweltministerium deshalb den direkten Einsatz von Biomethan in BHKW, wo durch die Verdrängung von Kohlestrom deutlich höhere CO₂-Emissionsminderungen erzielt werden können.⁴²⁸ Semizentrale BHKW sind in der Regel auch effizienter in der Wärmenutzung als Hofanlagen mit geringer Leistungsfähigkeit und oftmals unbefriedigendem Wärmenutzungskonzept.

Begrenzte Kapazitäten für Erzeugung und Aufbereitung

Die Biogaserzeugung wird maßgeblich durch das EEG gesteuert. Die Neufassungen des EEG in den Jahren 2004⁴²⁹ und 2009⁴³⁰ haben zu starken Zuwächsen der Biogasproduktion geführt. Nach EEG 2012 wird Betreibern von Stromerzeugungsanlagen⁴³¹, die aufbereitetes und in das Erdgasnetz eingespeistes Biomethan nutzen, zusätzlich zur EEG-Biomassevergütung ein Gasaufbereitungsbonus von ein bis drei Cent/kWh⁴³² gezahlt (§ 27c Abs. 2 EEG). Das EEWärmeG⁴³³ setzt dagegen mit der Nutzungspflicht nur überschaubare Anreize für eine Erhöhung der Biogasnachfrage, zum einen weil nur Neubauten von der Regelung betroffen sind, zum anderen weil nur in KWK genutztes Biogas auf die Nutzungspflicht angerechnet wird (vgl. Kapitel 5.4.4.2). Trotz dieser Impulse bleiben die gegenwärtigen Erzeugungs- und Einspeisemengen weit hinter den politischen Zielstellungen zurück. Die Zahl der Biomethan-Einspeiseanlagen ist nach dem Biogas-Monitoringbericht Ende 2011 auf 77 angestiegen (BNetzA 2012c). Gegenüber dem Vorjahr (179 Mio. Nm³) konnte die Einspeisemenge auf ca. 275 Mio. Nm³ Biomethan gesteigert werden. Im Vergleich zu den Einspeisezielen für Biogas wird lediglich ein Anteil von rd. 4,6 % erreicht (ebda., 15). Für das Jahr 2012 wurde von den befragten Netzbetreibern ein Einspeisevolumen in Höhe von rd. 473 Mio. m³ prognostiziert.

Nach DBFZ (15.06.2011) wäre für die Erreichung der Einspeiseziele der Bau von rund 1.000 Großbiogasanlagen (mit je 700 m³/h Kapazität) erforderlich. Das würde einen Zubau von etwa 120 Anlagen pro Jahr bedeuten. Ein Zubau in diesen Größenordnungen erscheint auch nach Einschätzung von Experten (DBFZ 15.06.2011) unwahrscheinlich. Bis 2020 müssten 1,2 Mio. ha Anbaufläche zum Anbau von Biomasse für Biogasanlagen zur Verfügung gestellt werden. Konfliktarme Standorte mit ausreichendem Biomasseaufkommen für Anlagen dieser Größe sind aufgrund der bekannten Flächenkonkurrenzen jedoch knapp. Die Bereitstellung umwelt- und naturverträglich produzierter Substrate stellt einen Engpass für den Zubau großer Erzeugungs- und Einspeiseeinheiten dar.

⁴²⁷ Der CO₂-Emissionsfaktor für Erdgas liegt inklusive der Vorkette bei rund 227 g/kWh, während bei Bioerdgas ein Faktor von 60 g/kWh anzusetzen ist (UBA 2012b). Die maximale Einsparung bei 100 % Bioerdgas beträgt somit nur etwa 170 g/kWh.

⁴²⁸ Der CO₂-Vermeidungsfaktor liegt dort bei 630 g/kWh (UBA 2012b).

⁴²⁹ Steigerung der Biogasproduktion infolge der Einführung des NawaRo-Bonus (vgl. Bruns et al. 2010, 174 ff.).

⁴³⁰ Rückwirkende Anhebung von NawaRo- und Wärmenutzungsbonus.

⁴³¹ Ab 2014 Begrenzung auf maximal 750 kW installierte Leistung (§ 27 Abs. 3 EEG).

⁴³² Abhängig von der Einspeiseleistung der Biogasproduktion gemäß Anlage 1 EEG 2012.

⁴³³ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis. Derzeit befindet sich der Erfahrungsbericht zum EEWärmeG in der Ressortabstimmung, Eine Novelle des EEWärmeG ist in 2012 nicht mehr wahrscheinlich.

Laut Bundesnetzagentur ist die Anzahl der Anfragen für Zugangsbegehren von 136 Anfragen (2010) auf 67 Anfragen (2011) zurückgegangen (BNetzA 2012c, 16). Die Ursachen des Rückgangs konnten im Rahmen des Monitoring nicht eindeutig geklärt werden. Möglich ist, dass das unternehmerische Interesse gesunken ist, dass weniger „präventive“ Anfragen gestellt werden oder dass Negativeerfahrungen wie die Verweigerung des Netzzugangs⁴³⁴ eine Rolle spielen.

5.4.2 Technische Voraussetzungen für die Biomethaneinspeisung

5.4.2.1 Technik für Aufbereitung und Einspeisung

Die Technik für die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz hat sich in den letzten Jahren kontinuierlich verbessert.⁴³⁵ Die Fermentationstechniken sind marktfähig entwickelt (vgl. Bruns et al. 2010, 184). Bei den vorherrschenden Verfahren der *anaeroben Fermentation* bestehen aber nach wie vor Effizienzsteigerungspotenziale durch eine verbesserte Steuerung des Fermentierungsprozesses. Die technischen Optimierungsmöglichkeiten bzw. Herausforderungen für die erzeugungsseitige Erhöhung der Biogasmengen werden hier jedoch nicht weiter vertieft. Vielmehr konzentrieren sich die nachfolgenden Ausführungen auf spezifische technische Fragen der Aufbereitung und Einspeisung, bevor in Kapitel 5.4.2.2 mögliche netzseitige Restriktionen betrachtet werden.

Bevor Biogas in das Gasnetz eingespeist werden kann, muss das *Rohbiogas* gereinigt werden. Es enthält neben Methan erhebliche Anteile von Schwefelwasserstoff (H_2S), Kohlendioxid (CO_2), Ammoniak (NH_3) und Wasserdampf, die vor einer Einspeisung in das Erdgasnetz minimiert bzw. entfernt werden müssen. Die Verfahrensschritte der Aufbereitung sind in Abbildung 5-7 illustriert.

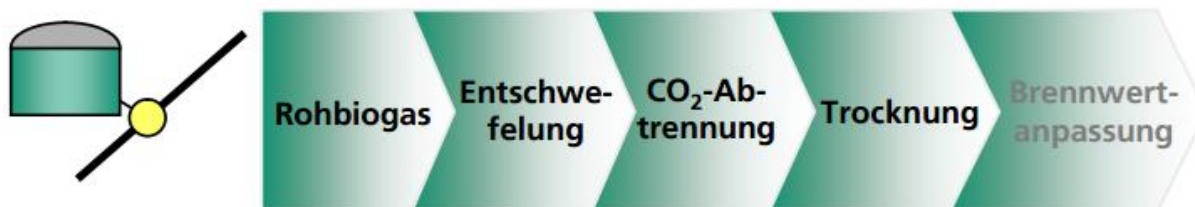


Abbildung 5-7: Schema der Verfahrensschritte zur Methaneinspeisung in das Erdgasnetz⁴³⁶

Für die Aufbereitung wird eine *nachgeschaltete* Gasreinigungstechnik eingesetzt. Diese Technik kommt aus der industriellen Anwendung und wurde für den Biogassektor adaptiert. Sie ist heute Stand der Technik. Ziel der Aufbereitung ist es, die zur jeweiligen Erdgasqualität passenden Eigenschaften zu erreichen. Dem Markt stehen mehrere Gasaufbereitungsverfahren⁴³⁷ zur Verfügung, mit denen sich die jeweils benötigte Gasqualität herstellen lässt.⁴³⁸ Unterschiede bestehen nur in dem zu betreibenden Aufwand und den damit verbundenen Kosten. Ein Optimierungsziel der Forschung

⁴³⁴ Im Jahr 2010 wurden nach den Befragungsergebnissen zehn Anfragen und im Jahr 2011 eine Anfrage verweigert (BNetzA 2012c, 17).

⁴³⁵ Die *thermische Vergasung* fester biogener Brennstoffe (Holz, feste Biomasse) hat hingegen bisher keine Marktbedeutung.

⁴³⁶ Quelle: Krassowski & Urban (25.03.2010, 8).

⁴³⁷ Hierzu gehören die Druckwasserwäsche, die Aminwäsche sowie die Druckwechseladsorption (vgl. Bruns et al. 2010, 198).

⁴³⁸ Obwohl die Aminwäsche auch einige wirtschaftliche und umwelttechnische Vorteile gegenüber den anderen Verfahren besitzt (Fraunhofer UMSICHT 2009), konnte sie sich offenbar nicht durchsetzen. Nach dem Biogas-Monitoringbericht (BNetzA 2011e, 27) herrscht aktuell das Verfahren der Druckwechseladsorption vor.

besteht gegenwärtig darin, die Biogasaufbereitung in den Fermentationsprozess zu integrieren und damit die nachgeschaltete Aufbereitung (Reinigung und Druckerhöhung) überflüssig zu machen.⁴³⁹ Sollte dieser Prozess praxistauglich werden, könnte er dazu beitragen, dass auch kleinere Biogasanlagen wirtschaftlich Gas einspeisen könnten. Derzeit können die zusätzlichen Kosten der Gasaufbereitung nur über eine große Gasproduktion spezifisch gesenkt werden.

Biomethan kann in beliebig hohen Beimischungsanteilen in das Gasnetz eingespeist werden (BDEW 2010b). Einspeisevoraussetzung ist, dass das Biomethan grundsätzlich der Brennwertqualität des jeweiligen Gasnetzes entspricht. Die DVGW hat hierfür Qualitätsanforderungen⁴⁴⁰ definiert (vgl. Kapitel 5.4.2.2). Da es im deutschen Erdgasnetz derzeit fünf Erdgasqualitäten mit Methangehalten zwischen 84 und 98 % gibt (vgl. Krassowski & Urban 25.03.2010, 18), können die Qualitätsanforderungen regional variieren.

5.4.2.2 Anforderungen an die Gasqualität (DVGW-Richtlinien)

Die DVGW sorgt mit ihren Richtlinien⁴⁴¹ dafür, dass dem Verbraucher eine gleichbleibend hohe Gasqualität geliefert wird. Diese zu gewährleisten, liegt sowohl in der Verantwortung der Einspeiser als auch Netzbetreiber. Nach § 36 Abs. 1 GasNZV hat zunächst der Einspeiser von Biogas sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 (Stand 2007/2) entspricht. Insbesondere Brennwert und Wobbe-Index müssen am Einspeisepunkt übereinstimmen. Der Einspeiser trägt hierfür die Kosten.

Der Gasnetzbetreiber ist anschließend verpflichtet, dem Kunden einen immer gleichbleibenden Brennwert und eine für seine Geräte verträgliche Gaszusammensetzung zu liefern (§ 36 Abs. 3 GasNZV). Das Gas muss am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 685 (Stand 2007/3) entsprechen. Dieses sicherzustellen, geht zu Lasten der Netzbetreiber. Bei mehreren Einspeisepunkten unterschiedlicher Biomethanzusammensetzung und Qualität muss der Gasnetzbetreiber einen höheren Aufwand (ggf. zusätzliche Misch- und Regelanlagen) treiben, um die gleichbleibende Gasqualität zu sichern.⁴⁴² Die o. a. Einspeise-Standards der DVGW sorgen (im Interesse der Gasnetzbetreiber) dafür, dass die Zusammensetzung der einzuspeisenden Gase möglichst nahe an die Qualitätsmerkmale des Erdgasprodukts herankommt. Je höher die Einspeise-Standards sind, desto eher üben sie eine letztlich Restriktionswirkung aus, die den Zugang zu Gasmarkt erschwert. Würden die Qualitätsanforderungen gesenkt oder gäbe es größere Toleranzen, könnten die Aufbereitungskosten deutlich verringert werden. Darüber, ob dies technisch und sicherheitsmäßig möglich und vertretbar ist, bestehen allerdings unterschiedliche Auffassungen. Voraussetzung wäre, dass die Verbraucher bzw. angeschlossenen Geräte mit anderen Qualitäten umgehen könnten. Um die Hürden einer Aufreinigung auf gleichmäßig hohe Standards zu senken,

⁴³⁹ An der Universität Hohenheim wird dazu ein Verfahren entwickelt, bei dem durch Trennung von Gärung und Methanogenese bis zu 40 % höhere Methangehalte möglich sein sollen. Kernelement ist eine dreiphasige Biogasanlage, die bisher aber nur im Labormaßstab betrieben wird. Der gesamte Prozess soll sich auf ein Viertel der Zeit im Vergleich zu einphasigen Verfahren verkürzen (vgl. Universität Hohenheim 13.09.2011).

⁴⁴⁰ Qualitätsanforderungen nach den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262.

⁴⁴¹ Die Qualitätsstandards zur Beschaffenheit erneuerbarer einspeisefähiger Gase sind in den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 niedergelegt.

⁴⁴² Bereits die Zusammenlegung der Marktgebiete stellte die Gasnetzbetreiber vor die Herausforderung, im Gasnetz mit unterschiedlichen Gasqualitäten (H-Gas und L-Gas) umzugehen.

wäre es auch zu diskutieren, ob nicht diejenigen Verbraucher, die einen höheren Reinheitswert brauchen, selbst für eine weitergehende Reinigung aufkommen müssen.

5.4.2.3 Netzseitige Einspeisevoraussetzungen für Biomethan

Das Gasverteilnetz ist ein eng vermaschtes Versorgungsnetz, in dem Leitungen verschiedener Druckstufen (HD-Leitungen, MD-Leitungen und ND-Leitungen; vgl. Tabelle 5-2) ineinander übergehen (vgl. Berg et al. 2009). Der Transport des Gases erfolgt „kaskadenartig“, von der höheren zur niedrigeren Druckstufe. Für den Gastransport sorgen Verdichterstationen, die den Gasfluss allerdings nur in eine Richtung befördern. Die Einspeisestationen als solche sind Stand der Technik.

Die Einspeisung von Biomethan findet aus Kosten- und Praktikabilitätsgründen⁴⁴³ hauptsächlich in Leitungen der Verteilnetzebene⁴⁴⁴ mit niedrigen Druckstufen (Niederdruckebene) statt. Die Einspeisemengen werden einerseits durch die Leitungskapazität hinter dem Einspeisepunkt, aber auch durch die Verbrauchsstruktur (Anschlussgrad und zeitliche Kontinuität des Verbrauchs) bestimmt.⁴⁴⁵ Die Aufnahmefähigkeit unterliegt vor allem starken *saisonalen* Schwankungen. Im Vergleich dazu bieten Mittel- und Hochdrucknetze nach FNR (2006, 191) zwar bessere Aufnahmekapazitäten, verursachen aber deutlich höhere Einspeisekosten durch die erforderlichen Maßnahmen für die Druckerhöhung.

Im Niederdrucknetz können höhere Einspeiseraten nur realisiert werden, wenn die kapazitären Restriktionen durch eine Rückspeisung in das vorgelagerte Gasnetz überwunden werden.⁴⁴⁶ Die vorgelagerte Netzebene weist in der Regel jeweils einen höheren Arbeitsdruck auf, sodass parallel zur Reglerstation die Errichtung einer Rückspeise-Verdichterstation notwendig wird (vgl. Abbildung 5-7), die das Gas auf die notwendige Druckstufe bringt und für den Gasfluss entgegen der „üblichen“ Richtung sorgt.

Technische Herausforderungen der Rückspeisung

Die Rückspeisung in das vorgelagerte Gasnetz stellt den Netzbetreiber vor einige technische Herausforderungen. Zum einen ist eine gleichbleibende Gasqualität zu gewährleisten (vgl. Kapitel 5.4.2.2). Außerdem muss das Gas im Transportnetz trockener sein als z. B. im Niederdrucknetz, damit eine Kondensation des Wassers verhindert wird.

Des Weiteren ist das Problem zu lösen, wie den Odorierungs- und Deodorierungsvorschriften⁴⁴⁷ im Falle einer Rückspeisung genüge getan wird. Das Zusammenführen von mit ggf. unterschiedlichen Odoriermitteln versetzten Gasen aus verschiedenen Versorgungsnetzen kann antagonistische

⁴⁴³ Zum Beispiel wird der notwendige Gasdruck bereits im Aufbereitungsverfahren erreicht. Je geringer der Gasdruck, desto geringer die von Einspeiser aufzubringenden Verdichterkosten.

⁴⁴⁴ Im Kapitel Verteilnetze werden das regionale Transportnetz und lokale Leitungsnetze zusammengefasst. Das regionale Transportnetz bindet das Verteilnetz an das Ferngasleitungsnetz an.

⁴⁴⁵ Bei hohem Anteil an Haushaltskunden und stark schwankendem saisonalen Verbrauch sind nur geringe Einspeisekapazitäten vorhanden (FNR 2006, 79).

⁴⁴⁶ Mit dem Netz verbundene Gasspeicher stehen auf dieser Netzebene in der Regel nicht zur Verfügung. Das Vorhalten von Gasspeichern durch den Einspeiser zur Pufferung der Einspeisemengen wird aus ökonomischen Gründen nicht praktiziert.

⁴⁴⁷ Eine Odorierung (vgl. auch Glossar) wird nach DVGW-Arbeitsblatt G 280 aus Sicherheitsgründen für Gase erforderlich, die über das Versorgungsnetz an Endkunden geliefert werden. Gase im Transportnetz hingegen sind nicht odoriert. Näheres ist im DVGW-Regelwerk G 290 „Rückspeisung von eingespeistem Biogas bzw. Erdgas in vorgelagerte Transportleitungen“ geregelt.

Wirkungen und unerwünschte chemische Reaktionen hervorrufen, sodass eine Deodorierung erforderlich wird. Des Weiteren sind v. a. schwefelhaltige Odoriermittel für bestimmte Endkunden (Glas- oder Keramikindustrie) unverträglich, sodass das Gas im Transportnetz aus diesem Grund frei von Odoriermitteln sein muss (Klaas, 21.05.2015, telefon. Auskunft).

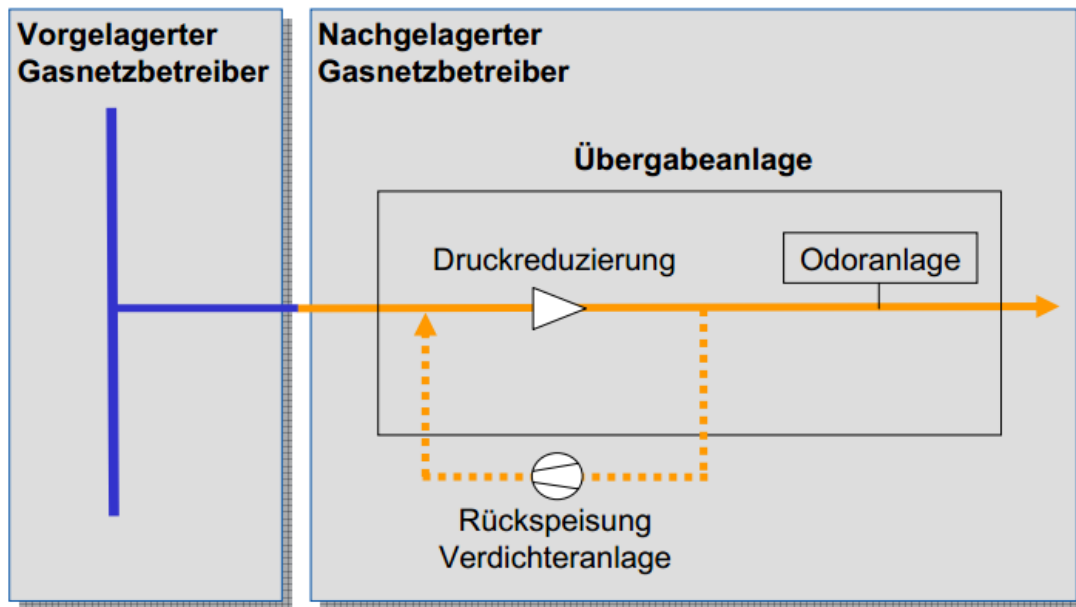


Abbildung 5-8: Schema Gasrückspeisung⁴⁴⁸

Odoriermittel wieder zu entfernen ist mit einem hohen Aufwand verbunden. Insofern kann die Deodorierungspflicht für den rückspeisenden Netzbetreiber einen erheblichen Kostenfaktor darstellen, was dazu führt, dass sich die Netzbetreiber auf eine Rückspeisung nur als „letztes“ Mittel einlassen.

Modernisierungsmaßnahmen in Richtung so genannter atmender Gasnetze („Smart Gas Grids“) sind derzeit erst punktuell erforderlich, können aber in größerem Umfang benötigt werden, wenn das Gasnetz als Speicher für Wasserstoff oder SNG aus Überschussstrom fungiert.

5.4.3 Administrativer und ökonomischer Rahmen der Biomethaneinspeisung

Gasnetzzugangsverordnung, Gasnetzentgeltverordnung und Anreizregulierungsverordnung bilden den maßgeblichen Rahmen für die Biomethaneinspeisung.

Die Gasnetzzugangsverordnung (vgl. Kapitel 5.4.3.1) regelt die Einspeisebedingungen. Sie gewährt dem Einspeiser einen vorrangigen Netzanschluss und –zugang sowie das Recht auf vorrangigen Transport des eingespeisten Gases. Darüber hinaus trifft die Verordnung Kostentragungsregeln für den Netzanschluss und regelt so die Verteilung der finanziellen Belastungen zwischen Einspeiser und Netzbetreiber. Die Gasnetzentgeltverordnung (vgl. Kapitel 5.4.3.2) ist für die Biomethaneinspeisung relevant, da sie die Möglichkeiten der Netzbetreiber zur Kostenwälzung regelt und für Einspeiser die Höhe der Zahlungen für vermiedene Netzkosten festlegt. Darüber hinaus gehört die Anreizregulierungsverordnung (vgl. Kapitel 5.4.3.3) zum rechtlichen Rahmen. Ihre Bestimmungen zur An-

⁴⁴⁸ Quelle: Sieverding (01.12.2010, 13).

rechenbarkeit von Investitionen für netzseitige Modernisierungsmaßnahmen bilden den Hintergrund für Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber.

5.4.3.1 Einspeisebedingungen nach der Gasnetzzugangsverordnung 2010

Biomethan aus erneuerbaren Energiequellen gilt gemäß der Definition in § 3 Nr. 10c EnWG als Biogas im Sinne des EnWG.⁴⁴⁹ Damit unterfällt es den Sonderregelungen in den §§ 31 ff. der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) für Biogas.⁴⁵⁰ Mit der GasNZV 2010 wurden einige Regelungen getroffen, die die Einspeiser besser stellen, sie von Kosten entlasten und somit förderliche Anreize für die EE-Integration darstellen. Hierzu gehören der Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss (§ 33 GasNZV), vorrangigen Netzzugang und vorrangigen Transport (§ 34 GasNZV) sowie Regelungen zur Kostentragung (§§ 33, 36 GasNZV). Mit diesen Maßgaben bildet die GasNZV ein zentrales Steuerungsinstrument für die Erhöhung der EE-Anteile.

Seit 2010 sichert die GasNZV mit § 33 Abs. 1 den *vorrangigen Netzanschluss* für Biogaserzeugungsanlagen. Der Netzanschluss umfasst dabei die Herstellung der Verbindungsleitung zwischen Aufbereitungsanlage und dem Anschlusspunkt im bestehenden Gasnetz, die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie die Einrichtungen zur Druckerhöhung und eichfähigen Messung des einzuspeisenden Biogases (vgl. Urban 2010a, 9).

Der Netzbetreiber kann die Einspeisung nicht aus Kapazitätsgründen verweigern. Nach § 34 Abs. 2 GasNZV ist er zum Ausbau ausreichender Kapazitäten verpflichtet. Für den Einspeiser kann es allerdings zu Verzögerungen kommen, bis der Netzbetreiber seinen Verpflichtungen nachgekommen ist. Zu seinen Pflichten gehört auch die Sicherstellung der ggf. notwendigen Rückspeisung von Biogas in vorgelagerte Netze (vgl. Kapitel 5.4.2.2) einschließlich der gegebenenfalls erforderlichen Einrichtungen, zum Beispiel zur Odorierung bzw. Trocknung des Biogases, § 34 Abs. 2 S. 4 GasNZV (vgl. Kapitel 5.4.2.1). Der *Transportvorrang* nach § 34 Abs. 1 GasNZV verpflichtet den Netzbetreiber, Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Biogas-Transportkunden abzuschließen, entsprechende Transportkapazitäten vorzuhalten und Biogas vorrangig zu transportieren, sofern diese eingespeisten Gase den geforderten Standards entsprechen.

Die Einspeisung kann nach § 34 Abs. 2 GasNZV nur verweigert werden, wenn sie technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Einspeiser bemängeln, dass harte Kriterien, wann dies der Fall ist, fehlen. An diesem Punkt komme es immer wieder zu Auseinandersetzungen und Verzögerungen (vgl. Pasch 2010, 32). Die Netzbetreiber würden mit der Begründung technischer und wirtschaftlicher Hemmnisse vielfach auf eine Einspeisung in das Hochdrucknetz drängen. Aus Sicht der Netzbetreiber geht es dabei um Kostenentlastung, während die Einspeiser hingegen mit höheren, ggf. die Rentabilität in Frage stellenden Kosten belastet werden (ebda.).

⁴⁴⁹ Biomethan sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Richtlinie 2009/28/EG, 16) stammen, gelten gemäß § 3 Nr. 10c EnWG als Biogas im Sinne des EnWG.

⁴⁵⁰ Ziel dieser Regelungen ist es, die Einspeisung des in Deutschland bestehenden Biogaspotenzials von 6 Mrd. m³/a bis 2020 und 10 Mrd. m³/a bis zum Jahr 2030 in das Erdgasnetz zu ermöglichen (§ 31 GasNZV).

Netzanschlussverfahren zur Verwirklichung des Einspeiseanspruchs

Verzögerungen des Netzanschlussverfahrens sind für den EE-Einspeiser aus wirtschaftlichen Gründen von hoher Relevanz. Trotz der vorgenommenen Fristsetzungen im Netzanschlussverfahren⁴⁵¹ (vgl. § 33 Abs. 4 ff.), die auf eine zeitliche Straffung zielen, scheinen diese in der Praxis jedoch nicht im erwünschten Maße zu greifen (Wiedemann 2010, 95). Netzanschlussverfahren können nach wie vor bis zu drei Jahren dauern (Pasch 2010, 32). Vor allem kleine Einspeiser müssen um einen zügigen Abschluss des Netzanschlussvertrages kämpfen, sowie darum, dass dieser keine diskriminierenden technischen Anforderungen enthält (Wiedemann 2010, 95). Damit das Netzanschlussverfahren fair und ohne Zeitverzug erfolgt, müsste die Bundesnetzagentur die Netzbetreiber, die den Netzanschluss verschleppen, sanktionieren (ebda.).

Kostentragung

Die Verteilung der Kosten spielt für die ökonomische Tragfähigkeit von Einspeiseprojekten eine zentrale Rolle. Die Regelungen zur Verteilung der Einspeisekosten wurden mit § 33 Abs. 1 GasNZV 2010 zugunsten der Einspeiser nachgebessert. So trägt der Betreiber einer Einspeise-Anlage die Kosten des Netzanschlusses nur noch zu 25 % (und nicht mehr zu 50 %). Zudem sind die Kosten für den Anlagenbetreiber bei 250.000 Euro gedeckelt (bei einer Leitung von maximal einem Kilometer Länge). Investitionskosten für die Konditionierung und Odorierung des Gases sowie zur Messung der Gasbeschaffenheit trägt der Netzbetreiber allein (§ 36 Abs. 4 GasNZV). Ebenso ist er verpflichtet, die Betriebskosten des Anschlusses (einschl. Mengen- und Leistungsmessung) zu tragen (§ 33 Abs. 2 GasNZV).

Auch die Bedingungen für Realisierung des Netzanschlusses wurden zugunsten der Einspeiser verbessert: Erfolgt der Netzanschluss nicht entsprechend dem vereinbarten Projektplan und hat dies der Netzbetreiber zu verantworten, muss dieser die Anschlusskosten komplett tragen (§ 33 Abs. 7 S. 11 GasNZV).

Pflichten des Anschlussnehmers

Der Anschlussnehmer hat am Einspeisepunkt für eine den Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 entsprechende Gasqualität zu sorgen (vgl. § 36 Abs. 1 GasNZV). Der Einspeiser muss überdies dafür sorgen, dass die bei der Aufbereitung auftretenden Methanemissionen unterhalb der Grenze von 0,5 % bleiben. Die Kosten für die Aufbereitung trägt der Anschlussnehmer. Insofern verwundert es nicht, dass die Einspeiser hohe Qualitätsanforderungen als Hemmnis werten.

⁴⁵¹ Der Anschlussnehmer stellt ein Netzanschlussbegehren, auf das der Netzbetreiber innerhalb einer Frist von zwei Wochen reagiert, in dem er dem Anschlussnehmer mitteilt, welche Prüfungen für die Entscheidung über das Netzanschlussbegehren erforderlich werden und welche Kosten voraussichtlich entstehen. Das Ergebnis der Prüfung muss der Netzbetreiber innerhalb von drei Monaten mitteilen. Im Falle einer positiven Entscheidung muss der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer ein verbindliches Angebot auf Abschluss eines Netzanschlussvertrages mit einer garantierten Mindesteinspeisekapazität vorlegen. Die Wirksamkeit des Vertrages steht unter dem Vorbehalt, dass innerhalb von achtzehn Monaten mit dem Bau begonnen wird. Fällt die Prüfung hingegen negativ aus, so muss der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer einen alternativen, wirtschaftlich zumutbaren Anschlusspunkt nennen.

5.4.3.2 Vermiedene Netzkosten und Kostenwälzung nach der Gasnetzentgeltverordnung

Die Entgelte für vermiedene Netzkosten in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)⁴⁵² sind ein zentraler Faktor für die Wirtschaftlichkeit der Gaseinspeisung. Nach § 20a GasNEV erhalten Biogas-Transportkunden (Biogaseinspeiser) vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar Biogas einspeisen, ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 Cent/kWh eingespeisten Biogases für *vermiedene Netzkosten* über einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses. Dies gilt unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird.⁴⁵³

Die Kostenwälzungsregelungen nach § 20b GasNEV ermöglichen es den Netzbetreibern, ihnen entstehende Netzkosten auf alle Netze des betroffenen Marktgebietes umzulegen und sich dadurch von hohen Anschlusskosten zu entlasten. Dies ist v. a. für Netzbetreiber mit hoher Einspeisedichte von Bedeutung. Umliegend sind Kosten für einen effizienten Netzanschluss inkl. Wartung und Betrieb, Odorierungsanlage, Messtechnik und die zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten sowie die Kosten aus dem Bilanzausgleich. Die Kosten dafür steigerten sich von 24 Mio. Euro im Jahr 2009, über 53 Mio. Euro im Jahr 2010 auf 78 Mio. Euro im Jahr 2011 (BNetzA 2012c, 33).

Bezogen auf die Biomethaneinspeisemenge des Jahres 2010 betrug diese jahresbezogene Kostenwälzung rund 2,8 Cent/kWh im Jahr 2010 und 3,0 Cent/kWh im Jahr 2011 (ebda., 34). Im Vergleich zu der erwarteten Einspeisemenge über 10 bis 20 Jahre sind diese einmaligen Anschlusskosten auf Seiten des Netzbetreibers eher gering.

5.4.3.3 Anreizregulierung und Investitionskostenbudgets – Anreiz für die Modernisierung?

Die Anreizregulierung wurde 2005 in § 21a EnWG als wettbewerbsförderndes und preisregulierendes Instrument für den Ausbau der Strom- und Gasnetze eingeführt. Durch die Festsetzung von Höchstgrenzen für die Netzentgelte oder Erlöse⁴⁵⁴, die sich an den Kosten der effizientesten Netzbetreiber orientieren, sollen weniger effiziente Netzbetreiber zu Anpassungen ihrer Kostenstrukturen und Verbesserung ihrer Effizienz gezwungen werden.⁴⁵⁵ Die Anreizregulierung deckelt somit die Gewinnmöglichkeiten der Netzbetreiber und wirkt dadurch als Kostensenkungsinstrument. Die nähere Ausgestaltung der Anreizregulierung erfolgte durch die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV⁴⁵⁶).

Der Mechanismus der ARegV ist in Kapitel 4.2.3.4 beschrieben. Aufgrund des im Vergleich zum Stromnetz deutlich geringeren Investitionsbedarfs für Ausbau und Instandsetzung hat die ARegV im Gassektor eine geringere Relevanz. Sie wird allenfalls für die Frage der Anerkennung und Umlagefähigkeit von Modernisierungsinvestitionen (z. B. zur Ermöglichung eines bidirektionalen Lastflusses)

⁴⁵² Aktuelle Fassung: GasNEV 2010; vgl. Rechtsquellenverzeichnis. Die GasNEV 2010 legt die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen fest und regelt die Ermittlung der Netznutzungsentgelte für die Durchleitung von Gas. Damit setzt sie den Rahmen für die wirtschaftlichen Gewinnmöglichkeiten der Gasversorgungsunternehmen.

⁴⁵³ Hintergrund ist, dass bei der dezentralen Einspeisung von Biogas die der Einspeisung vorgelagerten Netze nicht in Anspruch genommen und dadurch Netzentgelte vermieden werden, was den Biogas-Transportkunden zugutekommen soll (vgl. BR-Drucksache 24/08, 15).

⁴⁵⁴ Die Obergrenzen für ihre Entgelte werden Price Caps genannt, die Obergrenzen der Erlöse heißen Revenue Caps. Zusätzlich werden die Obergrenzen jedes Netzbetreibers jährlich um einen von der Regulierungsbehörde festgelegten Prozentsatz (sektoraler Produktivitätsfaktor) abgesenkt.

⁴⁵⁵ Im Regime der Anreizregulierung wird den Unternehmen je Regulierungsperiode ein Erlöspfad vorgegeben, der sich aus den unternehmensspezifischen Kosten und dem im Effizienzvergleich erzielten Effizienzwert ergibt (Gaspool 2011, 13).

⁴⁵⁶ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

interessant. Dennoch kritisieren v. a. die Gasverteilnetzbetreiber – nicht zuletzt vor dem Hintergrund ihrer zukünftig sinkenden Absätze – das gegenwärtige Regulierungsregime als eher investitions-hemmend.

Nachteile für den Netzbetreiber können dadurch entstehen, dass die Netzkosten nicht mehr jährlich, sondern nur noch alle fünf Jahre zur Bestimmung der zulässigen Erlöse erhoben werden. In der Laufzeit der Regulierungsperiode sind die Erlöse nahezu losgelöst von der Kostenentwicklung im Netzbetrieb. Grundsätzlich steigt dadurch die Bedeutung der Basisjahre für die Kostenerhebung. Bei grundsätzlichen Änderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb dieser Zeit kann der Netzbetreiber aber bei der Bundesnetzagentur einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor stellen. Durch diesen werden erforderliche Erweiterungsinvestitionen, die sich erst im Lauf der Regulierungsperiode ergeben, in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die ARegV für die Integration von Biomethan oder anderen Speichergasen jedoch keine unmittelbare Restriktion darstellt.

5.4.4 Hemmnisse für die Biomethaneinspeisung aus unternehmerischer Perspektive

Trotz der im vorangehenden Abschnitt aufgezeigten förderlichen Impulse durch rechtliche Rahmense-tzung bestehen aus betriebswirtschaftlicher bzw. unternehmerischer Perspektive nach wie vor ökonomische Hemmnisse für die Biomethaneinspeisung.

Zum einen behindern die hohen Gestehungskosten (Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung) die Vermarktung von Biomethan über das Gasnetz. Die Voraussetzungen, unter denen sich eine Einspeisung mit dem Ziel der Verstromung in BHKW/ KWK lohnt, sind offenbar nicht immer gegeben.

Für das Produkt Biomethan besteht nur eine geringe spezifische Nachfrage. Der Verwertung im Wärmesektor sind durch die im Vergleich zu Erdgas etwa doppelt so hohen Kosten Grenzen gesetzt. Biomethan ist nur insoweit konkurrenzfähig, als eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Grüngasprodukte auf Verbraucherseite besteht.

Fehlende Nachfrage und geringe Konkurrenzfähigkeit führen dazu, dass die Biomethanverwertung bisher auf „Nischen“ begrenzt bleibt.

5.4.4.1 Hohe Gestehungskosten – geringe Wirtschaftlichkeit von Biomethan

Erdgas ist derzeit deutlich preisgünstiger als Biomethan. So lag der Grenzübergangspreis für Erdgasimporte im Jahr 2011 durchschnittlich bei nur 2 Cent/kWh. Anfang 2012 waren es 3 Cent/kWh⁴⁵⁷.

Die durchschnittlichen Produktionskosten für auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas liegen nach Angaben des Biogas-Monitoringberichts im Bereich von 6 Cent/kWh (BNetzA 2011e, 26). Urban (2010b, 166) gibt die durchschnittlichen Produktionskosten inklusive Gasaufbereitung und Einspeisung sogar mit 7 bis 8,5 Cent/kWh an.⁴⁵⁸ Nach Gröschl (18.01.2012, mdl.) sind etwa zwei Drittel der Gestehungskosten für einspeisefähiges Biomethan durch den Substratpreis⁴⁵⁹ bedingt. Die

⁴⁵⁷ Vgl. http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf, Abruf 05.09.2012.

⁴⁵⁸ Betreiber von Biogas-BHKW, die über das EEG vergütet werden, kalkulierten im Jahr 2010 mit Biogaspreisen zwischen 6,5 und 8,5 Cent/kWh (BNetzA 2011e, 32).

⁴⁵⁹ Die Substratpreise sind mit den globalen Weltmarktpreisen für Nahrungsmittel gekoppelt und daher nicht beeinflussbar (vgl. Bruns et al. 2010, 207).

Kostensenkungspotenziale durch Optimierung und Effizienzsteigerung der Erzeugungs- und Aufbereitungsprozesse schlagen nach Gröschl (ebda.) im Vergleich dazu kaum zu Buche.

Für Haushaltskunden kostet 100 % Biomethan gegenüber Erdgas mehr als das Doppelte. So lag Ende 2011 der günstigste durchschnittliche Erdgas-Bezugspreis für Haushalte bei etwa 5 Cent/kWh, dagegen musste zur gleichen Zeit für 100 % Biomethan fast 13 Cent/kWh bezahlt werden. Gaskunden sind nach dena (2010e, 11) aus idealistischen Gründen bis zu einem gewissen Grad bereit, höhere Preise für Gasprodukte zu zahlen, denen Biomethan beigemischt ist. Jedoch ist dieser Kundenkreis eher eine Nische. Angesichts der derzeit mehr als doppelt so hohen Endkundenpreise kann sich Biomethan ohne massive Förderung gegenüber dem konventionellen, deutlich billigeren Erdgasangebot nicht behaupten. Damit Biomethan konkurrenzfähig wird, müsste sich der Importpreis für Erdgas gegenüber dem heutigen Preisniveau mindestens verdoppeln bis verdreifachen. DLR et al. (2012a) gehen von einer Erdgaspreissteigerung von maximal 250 % bis 2050 aus, sodass selbst langfristig betrachtet fraglich ist, ob jemals Preisparität erreicht wird.

5.4.4.2 Fehlende Nachfrage für eingespeistes Biomethan

Der Markt für Biomethan ist gegenwärtig begrenzt.⁴⁶⁰ Zur Steigerung der Nachfrage propagieren einige Akteure (Biogasrat) den Einsatz von Biomethan für die individuelle Wärmeversorgung.⁴⁶¹ Eine Stimulierung der Biomethan-Nachfrage könnte nach Auffassung des Biogasrates auch über eine Quotenfestlegung, d. h. Beimischungspflicht (ähnlich der Kraftstoffquote) erreicht werden. Doch selbst wenn der Wärmemarkt für den Absatz von Biomethan noch stärker erschlossen würde, ist nach DBFZ et al. (2011) zu bezweifeln, dass die Netzeinspeisung von Biomethan dadurch nennenswert erhöht und die Einspeiseziele erreicht werden könnten.

Die Anreizwirkung des EEWärmeG⁴⁶² könnte die Nachfrage nach Biogas zwar positiv beeinflussen, setzt aber mit der Nutzungspflicht nur einen überschaubaren Nachfrageanreiz. Bisher gilt die EE-Nutzungspflicht bei gasförmiger Biomasse als erfüllt, wenn Biogas in KWK-Anlagen zur Wärmeversorgung von Gebäuden eingesetzt wird und der Wärmebedarf eines Gebäudes daraus zu 30 % gedeckt werden kann (§ 5 Abs. 2 EEWärmeG).⁴⁶³ Die Auflage zur Nutzung in KWK schließt die einfache Verbrennung in einem Heizungskessel aus (vgl. Anlage Nr. II.1c EEWärmeG). Weitere Einschränkungen ergeben sich aus den Ersatzmaßnahmen nach EEWärmeG, welche komplett von der Nutzungspflicht befreien. Die Nutzung von Wärme aus KWK als *Ersatzmaßnahme* nach § 7 Abs. 1 Nr. 1b EEWärmeG setzt keine bestimmte Energiequelle voraus; die KWK-Anlagen kann auch mit konventionellem Erdgas betrieben werden. Es müssen dann lediglich 50 % der Wärmeenergie aus KWK bereitgestellt werden. Weil Leitungswärme fast nur in KWK erzeugt wird, sind fast alle Neubauten mit Fernwärmeanschluss von der Nutzungspflicht befreit.

Die Effekte des EEWärmeG auf einen stärkeren Biogasabsatz sind daher äußerst gering: Es sind nur Neubauten betroffen und das Biogas darf nicht in einem einfachen Heizkessel (ohne Stromaus-

⁴⁶⁰ Zum Beispiel vermarktet greenpeace energy ein Produkt mit „100 % Windgasanteil“.

⁴⁶¹ Der Einsatz von Biomethan zur Wärmeversorgung beim Endkunden sollte als CO₂-mindernde Maßnahme im Gebäudebestand anerkannt werden, unter der Bedingung, dass mindestens eine moderne und effiziente Brenntechnik eingesetzt wird.

⁴⁶² Vgl. Rechtsquellenverzeichnis. Derzeit befindet sich der Erfahrungsbericht zum EEWärmeG in der Ressortabstimmung, Eine Novelle des EEWärmeG ist in 2012 nicht mehr wahrscheinlich.

⁴⁶³ Bei flüssiger und fester Biomasse gelten Anteile von jeweils 50 % (§ 5 Abs. 3 Nr. 1 und 2 EEWärmeG).

kopplung) verbrannt werden. Demgegenüber ist bei Einsatz einer KWK-Anlage mit Leitungswärmeanschluss die Wahl der Energiequelle offen gelassen.

Die dena (2010f) konstatierte, dass gegenwärtig nicht einmal die vergleichsweise geringe eingespeiste Biomethanmenge vollständig im Strom- und Wärmesektor aufgenommen wird. Insofern ergeben sich derzeit aus diesen Instrumenten nur geringe Potenziale für eine stärkere Marktdurchdringung.

5.4.5 Rahmenbedingungen für den Bau von Einspeiseanlagen und Gasnetzausbau

In der Regel werden Einspeiseanlagen in Kombination mit Aufbereitungs- und Biogas(erzeugungs)-anlagen errichtet. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit handelt es sich bei den Erzeugungsanlagen vornehmlich um Großanlagen mit einer Produktion von mindestens 500 m³/Tag.

Als Nebenanlage zu einer Biogasanlage hängt das weitere Genehmigungsverfahren davon ab, ob die Biogasanlage als eine nach Bundesimmissionsschutzgesetz genehmigungspflichtigen Anlage einzuordnen (§ 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV). Ob eine Biogasanlage nach BImSchG genehmigungsbedürftig ist und welches Verfahren durchzuführen ist, ist sehr unterschiedlich und richtet sich zum einen nach der Leistung der Anlage, zum anderen nach dem „Materialeinsatz“. Ist das Vorhaben z. B. UVP-pflichtig, ist gem. § 2 I Nr. 1c der 4. BImSchV stets ein förmliches Verfahren durchzuführen. Aufbereitungsanlagen für Biogas sind gem. Anhang Nr. 1.15 BImSchV bei einer Verarbeitungskapazität von 1,2 Mio. m³/Jahr im vereinfachten Verfahren immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig. Für die immissionsschutzrechtliche Zulassung von Einspeiseanlagen wird in der Regel ebenfalls ein *vereinfachtes* Verfahren nach § 19 BImSchG durchgeführt.

Konflikte im Rahmen der Zulassung beziehen sich diese vor allem auf die mit der Fermentation verbundenen Effekte einer Biogasanlage⁴⁶⁴ und die damit verbundenen Probleme für den Wohnumfeldschutz und die Veränderungen der Anbaustrukturen (Energienähe). Die Ablehnung von Biogas-Großanlagen vor Ort durch Bürgerinitiativen kann lokal oder regional zu Restriktionen hinsichtlich der Biomethanerzeugung führen. Die Einspeisung als solche ist hingegen kaum strittig.

Für die Aufnahme größerer Einspeisemengen notwendige Netzerweiterungen erfolgen vornehmlich auf der Mitteldruckebene. Für die dort verwendeten Gasleitungen geringer Länge und Durchmesser besteht keine Planfeststellungspflicht. Die Zulässigkeit wird auf Grundlage der Vorgaben der einschlägigen Fachgesetze geprüft. So können insbesondere Einzelzulassungen aufgrund des Baurechts, des Immissionsschutzrechts, Wasserrechts, Naturschutzrechts (§ 17 Abs. 3 BNatSchG), Forstrechts, Straßenrechts, Denkmalschutzrechts, Luftverkehrsrecht und Flurbereinigungsrechts erforderlich sein. Die Durchführung dieser Verfahren stellt gegenwärtig jedoch kein Hemmnis für den Ausbau der Verteilnetzleitungen und zugehöriger Anlagen dar.

⁴⁶⁴ Zum Beispiel Anlieferung von Substraten, Geruchsentwicklung, Verbringung der Gärsubstraten; Risiken durch Undichtigkeit der Fermenter, Risiken durch Störfälle.

5.4.6 Akteure und Akteurskonstellationen für Integration von Biomethan

5.4.6.1 Merkmale der Akteurskonstellation im Überblick

Die Akteurskonstellation der Biogaseinspeisung ist durch eine Interessenkongruenz zwischen den Befürwortern der Biogaseinspeisung und Gasversorgern gekennzeichnet. Die marktbestimmenden Akteure – die *Gasimportwirtschaft* und *Gashandelsunternehmen* – setzen allerdings auf eine erdgasdominierte Gasversorgung, wobei sie dieses Ziel durch Biogaseinspeisung nicht grundsätzlich gefährdet sehen. Solange ihre Marktmacht nicht in Frage gestellt ist, ergreifen sie keine Gegenmaßnahmen.

Ein klarer Antagonist gegen die Integration von Biomethan ist nicht auszumachen. Auch die Gaswirtschaft, die starke Beharrungskräfte aufweist, zeigt sich tolerant bis aufgeschlossen gegenüber den Einspeiseambitionen. Sie sieht ihr Geschäftsmodell letztlich nicht bedroht und versucht, vom positiven Image des „Grünen Gases“ zu profitieren. Lediglich einzelne Netzbetreiber verhalten sich antagonistisch, wenn die Einspeisung für sie zu einer ökonomischen Belastung führt, die durch die bestehenden Anreizsysteme nicht aufgefangen wird. Geeint wird die Akteurskonstellation durch das Bestreben, die Biogaseinspeisung zu einem tragfähigen Geschäftsmodell zu machen. In diesem Bestreben werden sie von den einschlägigen Verbänden und der Landwirtschaft unterstützt. Mit der Bundesnetzagentur ist die Zuständigkeit für Biogaseinspeisung auf Bundesebene institutionalisiert. Sie administriert die Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Einspeiseprojekten und spielt damit eine zentrale Rolle.

Differenzen bestehen hinsichtlich der bevorzugten Verwertung des eingespeisten Gases. Hier stehen sich die Protagonisten der Biogasverstromung und der individuellen Wärmezeugung durch Heizungsanlagen gegenüber. Gasnetzbetreiber und Heizungsanlagenhersteller ziehen diesbezüglich am selben Strang und propagieren v. a. individuelle Verwertungskonzepte, die die Struktur der Gasversorgung nicht grundsätzlich in Frage stellen. Kritiker der *Biogaseinspeisung* treten in der öffentlichen Wahrnehmung nur wenig hervor – zum einen sind es Verbraucherverbände, die vor steigenden Gaspreisen warnen. Das Konzept wird jedoch auch von der Kritik derer berührt, die den Nutzen der Stromerzeugung aus Bioenergie angesichts der negativen Begleiteffekte für Natur und Umwelt bezweifeln.

5.4.6.2 Motivations- und Interessenslagen im Einzelnen

Biogaseinspeisung als Geschäftsmodell: Einspeiser und ihre Interessensvertreter

Die Biomethaneinspeiser sind eine heterogene Gruppe zumeist gewerblicher Biogasanlagenbetreiber. Zu ihnen gehören auch Landwirte, die jedoch v. a. als Substratzulieferer eine Rolle spielen. Als Partner für Einspeisegenossenschaften treten in der Praxis kommerzielle Biogasanlagenhersteller sowie Stadtwerke bzw. andere regionale Gasversorger auf. Bei den Zusammenschlüssen handelt es sich um professionelle Unternehmen. Daneben existieren vereinzelt auch Zusammenschlüsse von Landwirten und Betreibern kleiner „Hofbiogasanlagen“, die damit eine Größenordnung erreichen, die den Aufwand für Aufbereitung und Einspeisung rechtfertigt.

Die Einspeiser sind mittlerweile durch zwei große Fachverbände vertreten. Neben dem Fachverband Biogas, der seit Beginn der 1990er Jahre v. a. das Spektrum der landwirtschaftlichen Biogasproduzenten vertritt (vgl. Bruns et al. 2010), wurde im Juli 2009 der Biogasrat gegründet.

Der Fachverband Biogas forderte seinerzeit in Anlehnung an das EEG – ein Einspeisegesetz für erneuerbare Gase (vgl. auch Bruns et al. 2010) konnte sich damit jedoch nicht durchsetzen. Der Biogasrat vertritt vor allem große, gewerbliche Biogasunternehmen, die vornehmlich auf die Biogaseinspeisung als Verwertungspfad setzen. Nach seiner Auffassung reichen die bisherigen Verbesserungen der Einspeisebedingungen nicht aus, um die Marktfähigkeit zu erreichen. Anlässlich der EEG-Novellierung 2012 forderte der Biogasrat ein Marktprämienmodell, das eine bessere Heranführung an den Markt erlaube. Er ist sich mit dem DVGW einig, dass Biomethan zukünftig „technologieoffen“ gefördert werden sollte. Der Wärmemarkt erscheint dem Biogasrat für den Absatz von Biomethan am vielversprechendsten. Darüber hinaus sieht der Biogasrat auch die Einführung einer EE-Quote für die Gasversorgung als Chance, die Nachfrage nach erneuerbarem Gas zu verstärken. Wenn Biomethan im grenzüberschreitenden Handel eine vorrangige Behandlung zuteilwürde, könnte auch dadurch eine Steigerung der Einspeisemengen befördert werden. Die Frage der CO₂-Minderung ist für den Biogasrat nicht handlungsleitend. Der Biogasrat verfügt über gute Kontakte zum Bundeswirtschafts- und Bundeslandwirtschaftsministerium. Mit der Forderung nach einer technologieoffenen Förderung existieren hingegen Divergenzen mit dem Bundesumweltministerium, das die Verwertung erneuerbarer Gase in KWK/ BHKW-Anlagen aus Effizienzgründen präferiert. Der Biogasrat ist außerdem aktives Mitglied der Plattform „Biogaspartner“ der dena, die mit ihren Aktivitäten zur Verbesserung der Voraussetzungen für den Biogashandel dem Interesse der Verbände entgegenkommt.

Interessen der Gasversorger

Die Einstellungen der Akteure der Gaswirtschaft sind heterogen: Gasimporteure und Gasvertriebsunternehmen mit langfristigen Vertragsbindungen sind weiterhin am Absatz von fossilem Erdgas interessiert. Derzeit stellen die Biomethaneinspeisungen keine Gefahr für ihr Geschäftsmodell dar, weshalb sie sich nicht aktiv zur Wehr setzen. Die Gasvertriebsunternehmen befürworten die Einspeisung von Biomethan vorwiegend aus Imagegründen. In der Außendarstellung wird Biomethan daher begrüßt, zumindest solange die Kunden eine höhere Zahlungsbereitschaft für „Grünes Gas“ zeigen und die Gaspreise für Biomethanbeimischungen konkurrenzfähig mit anderen Gasanbietern bleiben.

Da die Erhebung von Netzentgelten unabhängig davon ist, woher das Gas stammt, haben die Transportnetzbetreiber keinen Grund, die Durchleitung von eingespeistem Biomethan abzulehnen. Ein Grund der Ablehnung entsteht jedoch dann, wenn für sie zusätzliche Investitionskosten z. B. für einen bidirektionalen Betrieb entstehen.

Da die Einspeisung v. a. auf Verteilnetzebene erfolgt, sind die Verteilnetzbetreiber am stärksten von zusätzlichen Netzanschlusskosten und Kosten für die technische Bewältigung saisonaler Überkapazitäten betroffen. Hinsichtlich der Kostentragung stehen die Interessen der Netzbetreiber den Interessen der Einspeiser diametral gegenüber. Die Kostentragungsregeln der GasNZV belasten die Netzbetreiber und entlasten die Einspeiser. Die Gewinnmargen der Gasversorgungsunternehmen sind nach eigenen Angaben in den letzten Jahren jedoch gesunken. Insbesondere für kommunale Energieversorgungsbetriebe sei ein wirtschaftlicher Netzbetrieb zunehmend schwierig. Daher sehen sich die kleineren Gasversorgungsunternehmen angesichts der zu finanzierenden Netzanschlusskosten vor „enorme Herausforderungen“ (Urban 2010a, 140) gestellt – insbesondere in Regionen mit geringem Anschlussgrad und rückläufiger Nachfrage. Sie können die ihnen entstehenden Mehrkosten

zwar auf den Gaspreis umlegen.⁴⁶⁵ Im Interesse der Kundenbindung und der Konkurrenzfähigkeit mit anderen Anbietern sind ihnen hier jedoch Grenzen gesetzt. Unter diesen Rahmenbedingungen zeigen sich die Verteilnetzbetreiber z. T. wenig kooperativ. Dies kann sich zum Beispiel darin äußern, dass sie den Netzanschluss zwar nicht verweigern, aber verzögern und ihn erst nach Androhung oder gar Durchführung eines Missbrauchsverfahrens herstellen – was jedoch nicht häufig geschieht.

dena als Katalysator: Plattform „Biogaspartner“ und das Biogasregister

Die Förderung der Biogaseinspeisung ist ein Querschnittsthema. Die dena hat sich als Träger der Plattform „Biogaspartner“ angeboten, die die Biomethanerzeugung und Einspeisung befördern soll. Die Plattform bringt die Marktakteure zusammen, fördert den Informations- und Meinungsaustausch und übernimmt eine Moderatorenrolle für die Marktgestaltung (dena, online⁴⁶⁶). Darüber hinaus wurde die dena mit dem Aufbau und Betrieb des „Biogasregisters Deutschland“ beauftragt. Das Biogasregister ist eine Plattform zur standardisierten Dokumentation von Nachweisen über Biogasmengen und -qualitäten im Erdgasnetz. Das Register soll die Vermarktung von Biomethan verbessern, indem es Transparenz über Eigenschaften und Herkunft von Biogas(teil)mengen auch über mehrere Handelsstufen hinweg herstellt.⁴⁶⁷ Die Akteure, die hinter der Plattform „Biogaspartner“ und dem Biogasregister stehen, unterstützen die Biogaseinspeisung durch flankierende Maßnahmen.

Die DVGW zwischen Sicherung technischer Standards und Innovation

Die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches (DVGW) hat durch die Herausgabe technischer Regeln und Standards zum Aufbau bzw. zur Herstellung der Kompatibilität aller Komponenten des gesamtdeutschen Gasnetzes beigetragen (vgl. Klaue & Schwintowski 2010, 205). Sie spielt eine zentrale Rolle für die Standardisierung und Zertifizierung der technischen Infrastrukturen sowie der Gasbeschaffenheit. Die DVGW hat sich darüber hinaus zum Ziel gesetzt, Technologien zur Erzeugung und Einspeisung erneuerbarer Gase zu erforschen und zu entwickeln.⁴⁶⁸ Hierfür hat die DVGW 2010 die „Innovationsoffensive Gas“ (DVGW 2010, online⁴⁶⁹) ins Leben gerufen. Die DVGW unterstützt darin eine Biomethanverwertung zur individuellen Wärmeerzeugung und verfolgt die technische Weiterentwicklung der bisherigen Endverbrauchsanwendungen⁴⁷⁰ 2011 gründete die DVGW ergänzend eine „Innovationsoffensive Energiespeicherung“ mit dem PtG-Konzept (vgl. Kapitel 5.5).

⁴⁶⁵ In Regionen hoher Einspeiseraten reichen den Verteilnetzbetreibern die bestehenden Kostenwälzungsmöglichkeiten daher nicht aus. Sie setzen sich dafür ein, dass ihre zusätzlichen Aufwendungen für die Netzanbindung landesweit oder sogar bundesweit anteilig auf andere, weniger belastete Netzbetreiber umgelegt werden können. Die Bundesnetzagentur spricht sich derzeit jedoch gegen eine solche bundesweite Wälzung aus.

⁴⁶⁶ Vgl. <http://www.biogaspartner.de/>, Abruf 05.09.2012.

⁴⁶⁷ Das Register ist seit Februar 2011 in Betrieb und vereinfacht die Nachweisführung gegenüber kontrollierenden Stellen (vgl. Herr 02.12.2010). Dazu werden Nachweise für die Verwendung von Biogas dokumentiert, insbesondere für die Strom- und Wärmeproduktion (EEG) und die Wärmeproduktion (EEWärmeG); <http://www.biogasregister.de/>, Abruf 10.09.2012.

⁴⁶⁸ Nach Gröschl (18.01.2012, mdl.) entspricht dies den verbandseigenen Zielsetzungen zur Verbesserung der Energieeffizienz und der CO₂-Minderung, sodass sich der Verband verpflichtet sieht, hier aktiv zu werden.

⁴⁶⁹ Vgl. <http://www.dvgw-innovation.de/>, Abruf 05.09.2012.

⁴⁷⁰ So genannte „GasPLUS-Technologien“. Damit sind Technologien zur Integration von Biogas, die Anwendung von Gasbrennwertkesseln und Gaswärmepumpen, ggf. in Kombination mit Solarthermie sowie dem Ausbau von (Mikro-) KWK, um aus Gas Strom und Wärme zu produzieren, gemeint (vgl. Klocke & Lenz 2010, 543).

Bundesressorts mit Zieldisparitäten

Die drei *Bundesressorts* Bundeswirtschaftsministerium, Bundeslandwirtschaftsministerium und Bundesumweltministerium setzen im Detail jeweils unterschiedliche Schwerpunkte bzw. verbinden die Erhöhung der Einspeisemengen mit unterschiedlichen Verwertungszielen. Das Bundeslandwirtschaftsministerium befürwortet die Biomethaneinspeisung, solange damit eine Wertschöpfung in den landwirtschaftlichen Betrieben verbunden ist. Eine Wertschöpfung der Landwirtschaft kann durch die Zulieferung von Gärsubstraten an gewerbliche Großanlagen erzielt werden. Die Attraktivität dieser Absatzmöglichkeit für Energiepflanzen sinkt allerdings, je höher die Preise im Nahrungs- und Futtermittelmarkt sind. Das Bundeswirtschaftsministerium steht der gewerblichen Biogaserzeugung und Einspeisung in Großanlagen aufgeschlossen gegenüber. Das Bundesumweltministerium sieht sich am ehesten dem Ziel der CO₂-Minderung und Energieeffizienz verpflichtet. Einer technologieoffenen Förderung der Biomethaneinspeisung und -verwertung steht es daher bisher ablehnend gegenüber: Es bevorzugt die Verknüpfung der Biomethaneinspeisung mit der Verwertung in KWK-Anlagen/ BHKW. So besteht auf Bundesebene durchaus eine Allianz für Biomethaneinspeisung, jedoch mit im Detail konkurrierenden Zielschwerpunkten.

Bundesnetzagentur als Administrator der Biogaseinspeisung

Die grundlegenden Aufgaben der Bundesnetzagentur sind in Kapitel 3.4.2.3 beschrieben. Für den Gassektor hat sie den regulatorischen Rahmen und seine Konkretisierung durch die Instrumente GasNZV 2010 und der GasNEV 2010 maßgeblich mitgestaltet und entsprechend ihres Auftrags (Beseitigung von Hindernissen beim Zugang zu den Energieversorgungsnetzen) z. B. eine Besserstellung der Biomethaneinspeisung im Rahmen der Novellierung der GasNZV 2010 umgesetzt. Sie ist auch für die Überwachung der Einhaltung der GasNZV zuständig. Von Sanktionen (z. B. Missbrauchsverfahren) macht die Bundesnetzagentur nach Auffassung der Einspeiser jedoch (zu) selten Gebrauch. Mit dem jährlichen Monitoringbericht sorgt die Bundesnetzagentur laut Gesetzesauftrag für mehr Transparenz darüber, wie die in der GasNZV 2010 getroffenen Regelungen umgesetzt werden. Dokumentiert werden u. a. die Mengenentwicklung sowie die Kosten der Einspeisung. Die Daten sind allerdings hinsichtlich ihrer Aussagefähigkeit begrenzt, da sie auf einer Befragung der Einspeiser und nicht auf einer Vollerhebung beruhen. Über „Beschlüsse“ zur Festlegung der Bilanzierungsmodalitäten gestaltet sie die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Handels- und Gewinnmöglichkeiten) der Biogaseinspeiser maßgeblich mit.

Ähnlich wie im Stromsektor wandelt sich die Rolle der Bundesnetzagentur auch im Gassektor von einer reinen Regulierungsbehörde⁴⁷¹ hin zu einer steuernd agierenden Instanz für EE-Integration.

Naturschutzverbände als Kritiker der Bioenergienutzung

Die Bioenergienutzung zur Substitution fossiler Energieträger steht im Zuge der „Tank-Teller“-bzw. „Tank-Trog-Diskussion“ weiter in der Kritik. Bezweifelt wird, ob die Bioenergieerzeugung tatsächlich die postulierten CO₂-Minderungen erbringt. Dies scheint bei Intensivanbau von Energiepflanzen nicht der Fall zu sein (vgl. Leopoldina 2012). Darüber hinaus wird der Sinn der Biogaserzeugung zur Verstromung auch unter Effizienzgesichtspunkten hinterfragt.

⁴⁷¹ Die Bundesnetzagentur überwacht als oberste nationale Regulierungsbehörde die Umsetzung der Liberalisierungsvorgaben sowie den diskriminierungsfreien Zugang zum Gasmarkt.

Vor allem die Naturschutzverbände (NABU, BBN) weisen auf die durch die mit dem Intensivanbau von Energiepflanzen einhergehenden Beeinträchtigungen hin. Diese Manifestieren sich zum Einen in der Monotonisierung des Landschaftsbildes („Vermaisung“). Sie fordern einen diversifizierten, naturverträglicheren Anbau, da die vielbeschworene „gute fachliche Praxis“ der landwirtschaftlichen Nutzung offenbar nicht reicht, um Schäden an Biodiversität, den Böden und dem Grundwasser abzuwenden.⁴⁷² Da sich ein naturverträglicherer Anbau sich gegenüber der Agrarlobby jedoch nicht durchsetzen lässt, sinkt die Akzeptanz gegenüber Biogasprojekten.

Endkunden, Verbraucherschutzverbände und die Gaspreise

Verbraucherschutzverbände bzw. Verbraucherzentralen nehmen die Interessen der Gaskunden wahr und setzen sich für mehr Transparenz in der Preisgestaltung sowie eine korrekte Vertragsgestaltung und -abwicklung ein. In der Vergangenheit haben Gaskunden mit Unterstützung von Verbraucherschutzverbänden für eine transparentere Preisgestaltung gekämpft und hier auch Erfolge erzielt.⁴⁷³ Diese können über das Beratungswesen durchaus eine für Gasversorger spürbare Wirkung erzielen, indem sie vor Verträgen mit Gasversorgern warnen, deren Preisbildung intransparent ist bzw. die Beschaffungskosten unzulässigerweise an Gaskunden weitergeben.

Grundsätzlich wenden sich Verbraucherverbände in der Regel gegen Konzepte, die zum Anstieg der Verbraucherpreise führen. Insofern mahnen sie im Zusammenhang mit der Umlage der Mehrkosten durch Biogaseinspeisung zu Zurückhaltung. Die Integration erneuerbarer Energien muss aus ihrer Sicht v. a. „sozialverträglich“ (Zimmermann & Weinhold 2011) erfolgen.

⁴⁷² Vgl. gemeinsames Positionspapier der Naturschutzverbände aus Anlass des Deutschen Naturschutztages 2012.

⁴⁷³ Zum Beispiel hatte die Verbraucherzentrale Hamburg 2009 mit einer Sammelklage gegen den Gasversorger E.ON-Hanse wegen Gaspreiserhöhungen Erfolg. Inzwischen gab es weitere Entscheidungen in ähnlichen Fällen.

5.4.7 Zusammenfassung der Restriktionen für Biomethaneinspeisung – Konstellationsübersicht

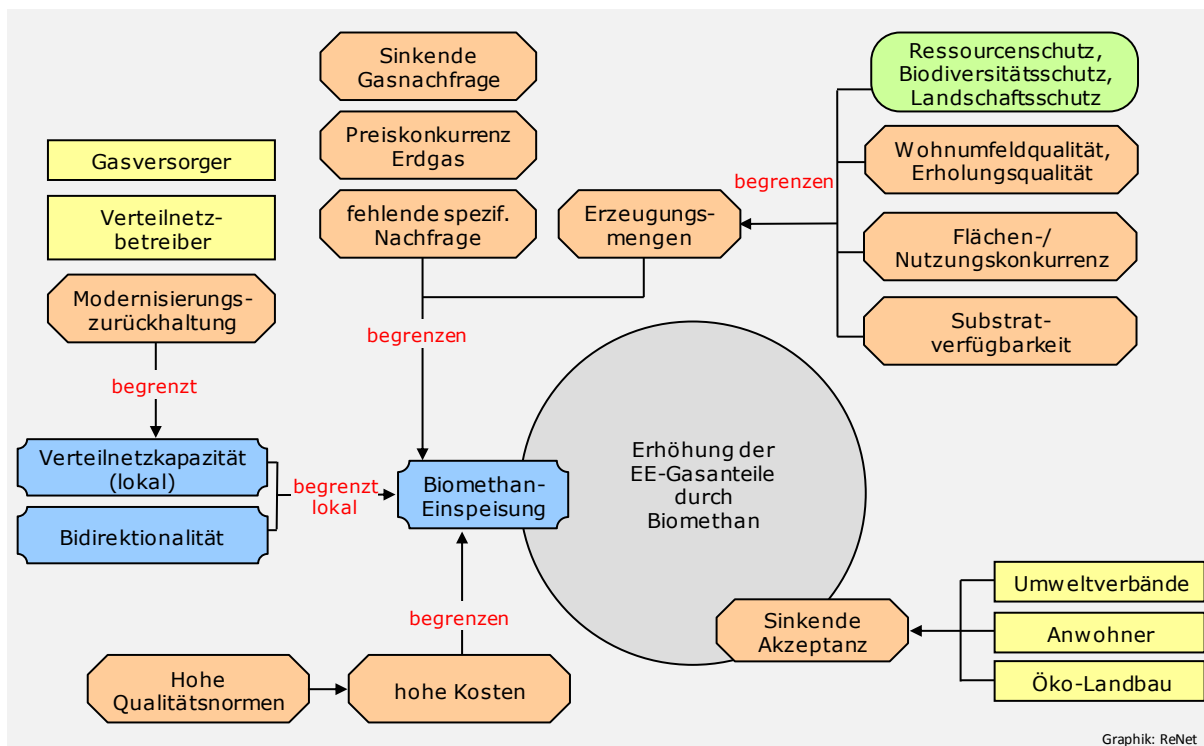


Abbildung 5-9: Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile in der Gasversorgung durch Biomethaneinspeisung⁴⁷⁴

Die Gasversorgung ist zu 90 % von der Versorgung mit fossilem (Import-) Erdgas dominiert. Die marktbestimmenden Akteure – die Gasimportwirtschaft und Gashandelsunternehmen – sind an der Sicherung ihres Absatzes interessiert und verfolgen konkurrierende Ziele. Der Unterstützerkreis der Biomethan-Akteure hat im Vergleich dazu nur geringen Einfluss. Der Gasmarkt ist zukünftig von einer sinkenden Gasnachfrage vor allem im Privatkundenbereich aufgrund von Gebäudesanierungen gekennzeichnet. Hinzu kommt, dass der Erdgaspreis im Vergleich zu Biomethan noch konkurrenzlos niedrig ist. Für die Biomethaneinspeisung bestehen daher angesichts des schrumpfenden Marktes und der *Preiskonkurrenz* hohe Markteintrittsbarrieren. Die Einspeisemengen gemäß der Ziele des IKEP bzw. der GasNZV werden derzeit bei Weitem nicht erreicht.

Für die Erreichung der Einspeiseziele stellen die geringen Biomethanerzeugungs- und Bereitstellungsmengen eine grundlegende Restriktion dar. Ein Grund hierfür ist die nicht beliebig steigerbare *Substratverfügbarkeit*. Diese geht darauf zurück, dass der Anbau von Energiepflanzen einer zunehmenden *Flächen- und Nutzungskonkurrenz* unterliegt. Darüber hinaus begrenzen die Ziele und Schutzvorschriften des *Ressourcen-, Biodiversitäts- und Landschaftsschutzes* die großmaßstäbliche Ausweitung der Erzeugungskapazitäten. Insbesondere der Zubau von Biogas-Großanlagen trifft auf Vorbehalte der Anwohner, die diesen Anlagen *Beeinträchtigungen der Wohnumfeld- und Erholungs-*

⁴⁷⁴ Die Darstellung ist auf die Restriktionen beschränkt. Akteure, Einflussfaktoren und Impulse, die den Prozess der Integration Stützen bzw. Vorantreiben, sind nicht genannt.

qualität zuschreiben. Lokale und regionale Akzeptanzprobleme begrenzen die Erfolgsaussichten für die Erhöhung der Erzeugungskapazitäten.

Während *Umwelt- und Naturschutzverbände* und *betroffene Anwohner* und *Vertreter des Öko-Landbaus* eher als Antagonisten wirken, haben die Akteure der Landwirtschaft (Biogas als Standbein) sowie die Biogasbranche ein starkes Interesse am weiteren Ausbau der Biomethanerzeugung. Die Landwirtschaftsverbände und das Bundeslandwirtschaftsministerium konnten Restriktionen für den Energiepflanzenanbau und einen Rückgang der Biomethanförderung im EEG bisher erfolgreich abwehren.

Marktseitig stellt vor allem die *fehlende spezifische Nachfrage* nach (reinem) Biomethan und seinen spezifischen Qualitäten eine Restriktion dar. Zwar haben sich durch die Einspeisung weitere Verwertungspfade eröffnet. Diese stimulieren die Nachfrage jedoch bis dato nicht im erwünschten Maße, was insbesondere auf die *hohen Kosten von Einspeisung und Erzeugung* zurückzuführen ist.

Die *Verteilnetzebene* bildet den Handlungsschwerpunkt für die Biogaseinspeisung und (Zwischen-) Speicherung. Eine *zu geringe Kapazität* und *fehlende Rückspeisungsmöglichkeiten (Bidirektionalität)* begrenzen die einspeisbaren Mengen und können zu saisonalen Einspeiseengpässen führen. Anlagen für den bidirektionalen Lastfluss und zur Sicherung einer gleichbleibenden Gasqualität sind Stand der Technik. Finanzielle Anreize zur Netzmodernisierung (ARegV) erscheinen aus Sicht insbesondere kleiner Verteilnetzbetreiber unzureichend. Mittel- und langfristig könnten *ausbleibende Modernisierungsinvestitionen* die Einspeisemöglichkeiten begrenzen.

Durch die Novellierungen der einspeiserelevanten Verordnungen GasNZV und GasNEV haben sich die Einspeisevoraussetzungen (insbesondere Netzzugang, Anspruch und Priorisierung und Auszahlung vermiedener Netzentgelte) deutlich verbessert. Die Beteiligung der Gasnetzbetreiber an den Einspeisekosten hat die Wirtschaftlichkeit von Einspeiseprojekten erhöht. Interessenkonflikte bzgl. der Kostentragung bleiben jedoch bestehen. Aus Sicht der Einspeiser besteht stärkerer Sanktionsbedarf zur Durchsetzung der Netzanschlussverpflichtung, wenn der Anschluss von Einspeiseanlagen reibungslos und innerhalb der vorgesehenen Fristen erfolgen soll.

5.5 Erhöhung der EE-Anteile an der leitungsgebundenen Gasversorgung durch erneuerbare Speichergase

Angesichts des langfristigen Ziels einer mindestens 80 %igen CO₂-Minderung und somit sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050, entsteht ein wachsender Bedarf für den kurzfristigen und saisonalen Lastausgleich im Stromsektor. Bereits in den 1980er Jahren wurde unter dem Namen „Solare Wasserstoffwirtschaft“ die Herstellung von Wasserstoff zur Speicherung von Solar- und später auch Windstrom als eine Zukunftsvision propagiert. Das Konzept wird nun – um die Strom-Erdgasnetz-Koppelung erweitert – unter dem Begriff „Power-to-Gas“ (PtG) in der Fachöffentlichkeit mit neuem Nachdruck diskutiert. Über die Herstellung von Wasserstoff hinaus ist im Rahmen des PtG-Konzepts auch die Herstellung von synthetischem Methan denkbar. Wasserstoff und synthetisches Methan werden unter dem Oberbegriff „Substitute Natural Gas“ (SNG) zusammengefasst. Das Konzept der Erzeugung dieser Speichergase aus erneuerbaren Quellen („erneuerbare Speichergase“) wird in Kapitel 5.5.1 näher erläutert. Kapitel 5.5.2 geht anschließend auf die technischen Voraussetzungen ein.

5.5.1 Das Konzept Power-to-Gas (PtG)

Hintergrund für die Wiederbelebung des Konzepts PtG⁴⁷⁵ war die Erkenntnis, dass die für eine weitgehende bzw. vollständige Energieversorgung mit erneuerbaren Energien notwendigen Energiemengen im ersten Schritt nur als Strom zur Verfügung stehen. Dieser muss dann in andere Energieformen transformiert werden, sodass er auch in anderen Verbrauchssektoren (Prozesswärme und Verkehr) und zur zeitversetzten Rückverstromung verfügbar wird. Die Stromumwandlung muss dabei den kurzen Reaktionszeiten des fluktuierenden Angebots von Wind- und Solarstrom folgen können (vgl. DLR et al. 2012a, 88 f.). Dieses kann mit Hilfe der Wasserstoffelektrolyse und ggf. anschließender Methanisierung geleistet werden. Neben der Transformation von erneuerbarem Strom in den chemischen Energieträger Gas und dessen Verwertbarkeit in anderen Verbrauchssektoren kann das PtG-Konzept auch einen saisonalen Ausgleich bringen und Stromnetze zumindest regional entlasten. Die Herstellung von EE-Gasen und ihre Einspeisung in das Gasnetz ist eine *Folge* bzw. ein „Nebenprodukt“ des Lastausgleichs. Sie dient nicht in erster Linie dem Ziel, die EE-Anteile im Gasnetz zu erhöhen.

Das PtG-Konzept sieht vor, dass mit Hilfe überschüssigen EE-Stroms über die bekannte Elektrolyse zunächst Wasserstoff hergestellt wird. Bereits dieser kann in geringen Anteilen (vgl. Kapitel 5.5.2.3) direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Alternativ könnte er auch in speziellen Tanks gespeichert werden und Anwendungen zugeführt werden, die reinen Wasserstoff benötigen (z. B. Brennstoffzellen). In einem zweiten Schritt könnte aus dem Wasserstoff durch Methanisierung SNG hergestellt werden. Die Speicherung kann ebenfalls durch Einspeisung in das Gasnetz erfolgen. Die Überführung von direkt nur begrenzt speicherbarem Überschussstrom⁴⁷⁶ in speicherbares und trans-

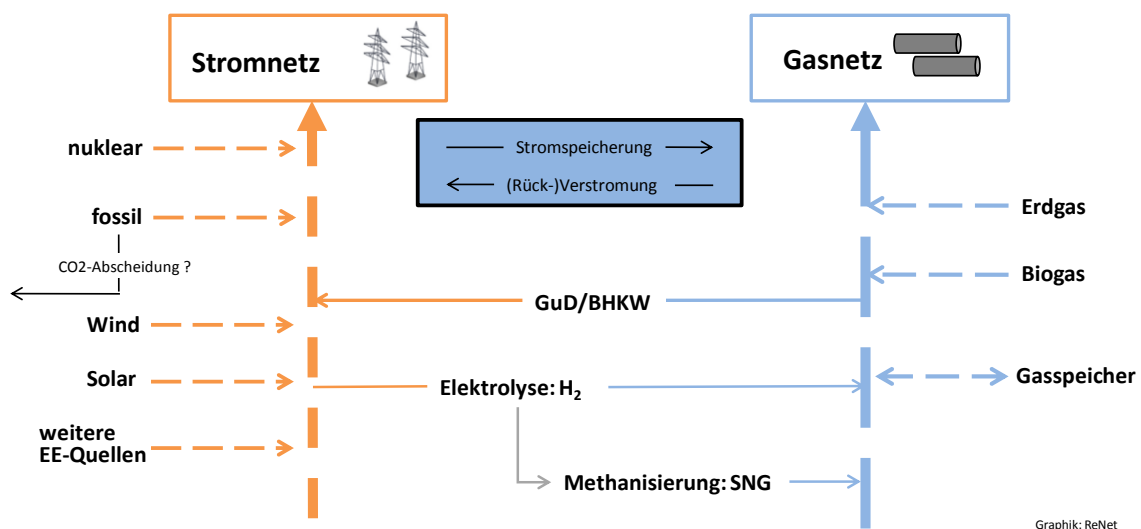
⁴⁷⁵ Synonyme Begriffe: Windgasspeicherung, Speichergas-Konzept.

⁴⁷⁶ Wenn die Last das Leistungsangebot übersteigt, entsteht ein Leistungsüberschuss (Watt). Dieser kann verschieden hoch sein. Multipliziert mit der Dauer dieses Leistungsüberschusses (wenn keine Leistungsreduzierung erfolgt) ergibt sich der Erzeugungsüberschuss (elektrische Arbeit, z. B. in (Kilo)Wattstunden – kWh).

portierbares Gas kann zur Entlastung des Stromnetzes beitragen. Perspektivisch (nach 2030) könnte das Gasnetz auch als saisonaler bzw. Langfristspeicher bei größeren Stromüberschüssen fungieren. Ein wesentlicher Vorteil dieses Konzepts besteht darin, dass die Gasleitungs- und Speicherinfrastrukturen bereits vorhanden und kapazitär zur Aufnahme der Speichergase geeignet sind.

Das Gas kann entweder *zwischengespeichert* und bei Bedarf kurzfristig, z. B. zur Restlastdeckung, wieder rückverstromt werden. Im Falle einer Rückverstromung steht die *zeitliche* Lastverschiebung im Vordergrund. Zugleich kann durch den Transport des Speichergases im Netz und Entnahme an anderer Stelle auch eine räumliche (regionale) Entlastung erzielt werden. Die Rückverstromung ist insgesamt aber mit hohen Wandlungsverlusten verbunden, sodass sie kein vorzugswürdiges Verwertungsziel darstellt.

Neben den Einrichtungen zur Herstellung der EE-Gase würden Gas- und Dampfkraftwerke sowie BHKW zukünftig wichtige Schnittstellen zwischen den Strom- und Gasversorgungssystemen bilden (vgl. Abbildung 5-10). Inwieweit die Lastausgleichsfunktion des Gasnetzes den Ausbau Ausbaubedarf der Stromnetze vermindert, ist noch nicht absehbar. Auf den *kurzfristigen* Ausbaubedarf dürfte sich das Konzept jedoch kaum auswirken⁴⁷⁷, da es nach DLR et al. (2012a, 97) erst in ca. 20 Jahren relevant wird.



Graphik: ReNet

Abbildung 5-10: Die Integration von Gas und Strom in einem zukünftigen Energieversorgungssystem⁴⁷⁸

Weitere Nutzungspfade: Hochtemperaturwärme und Mobilität

Die Umwandlung in Speichergase macht Strom aus erneuerbaren Quellen in großen Mengen für andere Verbrauchssektoren nutzbar. Da Verluste bei der Umwandlung von Überschussstrom in Speichergase unvermeidlich sind, sind alle Verwertungsformen, die eine direkte Nutzung der Speichergase ermöglichen, unter Effizienzgesichtspunkten vorzugswürdig. Prinzipiell kommt für die Verwertung der Speichergase das gesamte Spektrum der Erdgas-Nutzungspfade in Frage. DLR et al. (2012a, 97) sehen aber die Erzeugung von Hochtemperaturwärme und den Ersatz von fossilen Treib-

⁴⁷⁷ Vgl. auch <http://www.powertogas.info/power-to-gas/energiesystem-der-zukunft.html>, Abruf 05.09.2012.

⁴⁷⁸ Quelle: nach Thielen (02.12.2010) und Sterner & Specht (2010, 54), verändert.

stoffen im Verkehrssektor als einen – angesichts der CO₂-Einsparpotenziale – prioritären Anwendungsbereich an. Dagegen ist die Direktumwandlung des Überschussstroms in Wärme (z. B. durch Heizstäbe) mit vergleichsweise geringen Umwandlungsverlusten verbunden, aber exergetisch nachteilig.

Im Mobilitätsbereich können auch Wasserstoff und SNG (in Brennstoffzellen bzw. Gasmotoren) eingesetzt werden (vgl. Rieke 2010, 67). Hier besteht jedoch eine starke Preiskonkurrenz mit fossilen Energieträgern. Darüber hinaus konkurriert die EE-Gasverwertung im Mobilitätsbereich mit dem Konzept der „E-Mobility“, dem ebenfalls eine Entlastungswirkung für den Stromsektor zugesprochen wird.

5.5.2 Technische Voraussetzungen für das PtG-Konzept

5.5.2.1 Stand der Technik bei Methanisierung und Elektrolyse

Die SNG-Erzeugung erlaubt eine zeitliche Entkopplung von Stromproduktion und Verbrauch. Der Prozess der SNG-Herstellung hat gegenwärtig einen im Vergleich zu Wasserspeichern eher niedrigen energetischen Gesamtwirkungsgrad von deutlich weniger als 60 % kWh_{SNG}/kWh_{el} (vgl. Specht et al. 2009, 74; DLR et al. 2012a, 95).

Die Herstellung des synthetischen Methans wird in folgender Abbildung dargestellt:

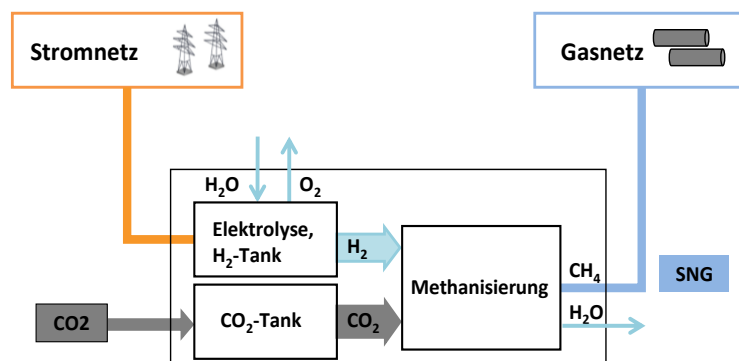


Abbildung 5-11: Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan⁴⁷⁹

Im ersten Schritt wird mit Hilfe des Überschussstroms durch die Wasserelektrolyse Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die Wirkungsgrade von Elektrolyseanlagen liegen derzeit bei der alkalischen Hochdruckelektrolyse bei ca. 80 % (DVGW 2010). Hier gilt es noch Effizienzpotenziale zu heben (Bofinger et al. 15.09.2011). Vor allem sind Kostensenkungen bei den Elektrolyseuren erforderlich, um die Kosten der Wasserstoffherzeugung deutlich zu senken.⁴⁸⁰

In der Regel werden Wasserelektrolyseure im industriellen Anwendungsbereich⁴⁸¹ mit konstanter Leistung zur kontinuierlichen Wasserstoffgewinnung betrieben. Nach Zuberbühler et al. (15.09.2011)

⁴⁷⁹ Quelle: nach Sterner & Specht (2010, 54).

⁴⁸⁰ An der ETH Zürich haben Wissenschaftler ein Katalysatormaterial entdeckt, dass die Elektrolyse erheblich beschleunigen könnte: Molybdänsulfid statt das bisher übliche Platin könnte zu erheblichen Kostensenkungen führen (Merki et al. 2011).

⁴⁸¹ Wasserstoff stellt die Ausgangsbasis für vielen chemischen Prozessen darstellt, z. B. der Ammoniak- oder Methanolsynthese, Raffinierung von Mineralöl oder als Reduktionsmittel bei vielen metallurgischen Prozessen.

können Elektrolyseure aber auch „dynamisch“ wirtschaftlich betrieben werden. Die dynamische Betriebsweise erlaubt die Anpassung an die jeweils anfallenden EE-Stromüberschussmengen. Allerdings führt eine dynamische Fahrweise durch die auftretenden Temperaturschwankungen zu höherem Verschleiß an den mechanischen Komponenten der Anlage⁴⁸², insbesondere gilt dies für effiziente Hochtemperaturelektrolyseuren (900°C). Hier besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, insofern weist die heute verfügbare Anlagentechnik Restriktionen auf.

Zur *Methanisierung* wird elektrolytisch erzeugter Wasserstoff in Kombination mit Kohlen(di)oxid in einer Methanisierungseinheit zu SNG konvertiert. Dieser Prozess ist auch als Sabatier-Prozess bekannt. Die eingesetzte Technik ist ausgereift, sodass eine Steigerung der Effizienz kaum noch zu erwarten ist (Bofinger et al. 15.09.2011). Da die Methanisierung heute aber noch nicht im großtechnischen Maßstab angewendet wird, lassen sich möglicherweise noch gewisse Verbesserungen durch Skaleneffekte erreichen. In den Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums werden 60 % bis 65 % Wirkungsgrad für erreichbar angesehen (DLR et al. 2012a, 95).

Aktuelle Pilot- und Demonstrationsvorhaben der SNG-Herstellung

Die Technikentwicklung mit der Realisierung von Pilot- und Demonstrationsanlagen steht noch am Anfang. Gegenwärtig sind höhere Leistungen nur durch modulare Bauweise zu erreichen – eine Lösung, die aber nur begrenzte Skaleneffekte und damit Kostenreduzierungen ermöglicht. Tabelle 5-4 gibt eine Übersicht über aktuelle Projekte und Projektdaten.

⁴⁸² Vgl. <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>, Abruf 05.09.2012.

Tabelle 5-4: Pilot- und Demonstrationsvorhaben zur SNG-Herstellung (Stand 2012)⁴⁸³

Bezeichnung, Standort	Betreiber	Leistung	Konzept	Bemerkungen/ Quelle
SolarFuel Alpha-Anlage, Stuttgart (BW) Inbetriebnahme: 2009 / 2012	SolarFuel GmbH i. Z. m. ZSW Stuttgart und Fraunhofer IWES	25 kW/ 250 kW	Pilotanlagen zur SNG-Erzeugung	Testanlagen zur Anlagenentwicklung. Vorbereitungen für kommerzielle Anlagenherstellung.
SolarFuel Beta – Anlage, Werlte (NS) Inbetriebnahme: 2013	Audi AG	6,3 MW	Erste industrielle Pilotanlage im MW-Bereich (aufbauend auf den SolarFuel Alpha-Anlagen; Einspeisung von SNG in das Erdgasnetz; CO ₂ -Neutralität für erdgasbetriebene Audi-Fahrzeuge	In Zusammenarbeit mit SolarFuel GmbH, ZSW, FhG IWES. Abfall-Biogasanlage als CO ₂ -Quelle.
Hybridkraftwerk bei Prenzlau, Wittenhof (BB) Inbetriebnahme: 2011	Enertrag AG	500 kW	Kopplung von drei 2-MW-WKA mit einem 500-kW-Elektrolyseur; Zwischenspeicherung H ₂ in Druckgasbehälter; Rückverstromung (350-kW-Generator)	Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit daneben Vermarktung durch Einspeisung bzw. Direktvermarktung H ₂
SolarFuel-Pilotanlage PtG, Morbach (RP) Inbetriebnahme: 2011	SolarFuel GmbH und juwi	25 kW	Demo-Methanisierungsanlage; Betrieb nur 2011 zum Nachweis der Kombinationsfähigkeit; Langfristiger Einsatz einer 250 kW-Anlage wird geprüft	Biogasanlage als CO ₂ -Quelle integriert
Demonstrations- und Innovationsvorhaben „RH2-WKA“, Altentreptow (MV) Inbetriebnahme: 2012/2013	WIND-Projekt GmbH	Elektrolyseanlage mit 1.000 kW;	„Wind-Wasserstoff-System“, Einbettung in Windpark mit 140 MW Leistung; Einspeisung von Wasserstoff in das örtliche Gasnetz; Rückverstromung in KWK-Anlage; Betankungsanlage für Wasserstofffahrzeuge	Mit 4,5 Mio.€ aus dem Nationalen Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) des BMVBS gefördert; Inbetriebnahme für 2012 geplant
E.ON Ruhrgas Pilotanlage, Falkenhagen (BB) Inbetriebnahme: 2013	E.ON Ruhrgas AG		Untersuchung der technischen Anforderungen an die Gasinfrastruktur; Wasserstoff-Einspeisung ins Erdgasnetz	

⁴⁸³ Vgl. <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte.html>, Abruf 05.09.2012.

Mit den Pilotvorhaben wurden bzw. werden unterschiedliche Varianten des PtG-Konzepts umgesetzt. Das Ziel aller Projekte ist es, die technische Machbarkeit zu zeigen und Erkenntnisse für eine kommerzielle Anwendung zu gewinnen. Dabei ist das Audi-Projekt in Werlte mit einer Elektrolyseurleistung von über 6 MW bereits deutlich größer als alle anderen Projekte, und will industrielle Größenordnungen zeigen.

5.5.2.2 Netzseitige Voraussetzungen für die Speicherung von SNG

Gasinfrastrukturen bieten nach Specht et al. (2009) sowie Rieke (2010) und DVGW (2010) gute Voraussetzungen für die Langzeitspeicherung und den saisonalen Ausgleich von Überkapazitäten im Stromsektor. Das Grundprinzip des Ansatzes ist die bidirektionale Verknüpfung der existierenden Infrastruktureinheiten Stromnetz und Gasnetz. Ziel ist die Etablierung eines neuartigen Last- und Erzeugungsmanagements, das die Aufnahme hoher Anteile fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ins Energiesystem ermöglicht und damit auch Stromnetzstabilisierung dient (Rieke 2010, 67). Nach einer Studie des Fraunhofer IWES (2011) liegt ein besonderer Vorteil des Ansatzes darin, dass er auf bereits *vorhandene* Gasleitungen und Speicher zurückgreift. Auf nationaler Ebene kann eine solche Speichermöglichkeit überdies ohne aufwändige Abstimmungsprozesse mit Nachbarstaaten realisiert werden (ebda., 16).

Gasleitungsnetz und Gasspeicher

Das Gasleitungsnetz stellt keine grundsätzliche Restriktion für die SNG-Einspeisung dar. Wie bei Biomethan kann die Einspeisung in Netze niedriger und mittlerer Druckstufen erfolgen und von dort ggf. in die vorgelagerten Transportnetze rückgespeist werden. Der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff könnte direkt in das Gasnetz eingespeist und dem Erdgas beigemischt werden (DVGW 2010). Der Beimischungsanteil, bis zu dem sich die kalorischen Eigenschaften des Erdgases nicht ändern, beträgt derzeit < 10 %. Insbesondere bei Gasspeichern werden Risiken durch erhöhte Wasserstoffausgasungen befürchtet. Gegenwärtig toleriert die Gaswirtschaft lediglich einen Beimischungsanteil von 5 %. Nach Gröschl (18.01.2012, mdl.) sind Beimischungen im einstelligen Prozentbereich, also bis zu 9,9 % tolerabel.

Die benötigten technischen Vorkehrungen zur Gewährleistung einer gleichbleibenden Gasqualität sind mit den Anforderungen bei Biomethaneinspeisung vergleichbar.

Ob und wo ggf. neue Leitungsinfrastrukturen oder Modernisierungen (Einbau zusätzlicher Verdichter, Mess- und Regelsysteme) erforderlich werden, hängt von der Größenordnung der SNG-Einspeisung und den gewählten Anlagenstandorten für Elektrolyse/ Methanisierung, und Einspeisung sowie der Rückverstromung ab. Bevorzugte Standorte für Elektrolyseanlagen wären Netzkreuzungspunkte von Strom- und Gasleitungen; aber auch die Nähe zu Gasspeichern wäre bei der Standortsuche mit zu betrachten (vgl. DVGW 2010).

Ergänzend zum Gasleitungsnetz können auch Gasspeicher für eine Zwischenspeicherung genutzt werden. Für die SNG-Speicherung können vorhandene Porenspeicher genutzt werden. Für die Speicherung von Wasserstoff kommen hingegen nur Kavernenspeicher in Frage. In Deutschland werden sehr hohe Speicherkapazitäten vorgehalten und noch weitere hinzugebaut (vgl. Kapitel 5.3.1). Gegenwärtig ist nicht absehbar, dass über diese Kapazitäten hinaus weitere Gasspeicher zur Aufnahme von SNG oder Wasserstoff gebaut werden müssten. Insofern spielt die Frage nach mög-

lichen Nutzungskonkurrenzen⁴⁸⁴ v. a. zwischen unterirdischen Gasspeichern und anderen Speichern (z. B. CO₂) nur eine untergeordnete Rolle.⁴⁸⁵

Elektrische Speicherkapazität des Gasnetzes

Nach Fraunhofer IWES (2011, 16) hat das Gasnetz gegenwärtig eine Speicherkapazität für 220 TWh_{th}. Bei einer heute technisch noch nicht möglichen, effizienten Rückverstromung von 55 % würde dies eine elektrische Speicherkapazität von 120 TWh_{el} darstellen. Über Windwasserstoff kann unter Beachtung der geltenden Einspeisegrenzen von 5 Vol. % (d. h. 1,5 % energetisch) eine Speicherkapazität von 1,8 TWh_{el} erschlossen werden. Wenn über die Methanisierung die volle Speicherkapazität von 120 TWh_{el} genutzt würde, könnte die Stromversorgung über zwei bis drei Monate mit Gaskraftwerken oder BHKW bewerkstelligt werden ohne auf Import-Erdgas angewiesen zu sein.

Tabelle 5-5: Speicherleistung der Erdgasinfrastrukturen im Vergleich⁴⁸⁶

Speichertyp	Potential	Reichweite
Pumpspeicherwerke	ca. 0,04 TWh _{el}	ca. 30 Minuten
45 Mio. Elektrofahrzeuge á 10 kWh	ca. 0,45 TWh _{el}	6 Stunden
5 % Wasserstoff im Erdgasnetz	ca. 1,80 TWh _{el}	ca. 1 Tag
10 % Wasserstoff im Erdgasnetz	ca. 3,60 TWh _{el}	ca. 2 Tag
Synthetisches Methan	ca. 120 TWh _{el}	gut 2 Monate

5.5.2.3 Herausforderungen bei der Umsetzung des PtG-Konzeptes

Risiken im Umgang mit Wasserstoff – Lagerung Speicherung und Verwendung

Wasserstoff (H₂) hat im Vergleich zum Methan (CH₄) deutlich kleinere Moleküle ist das leichteste und flüchtigste chemische Element überhaupt. Zwar ist Wasserstoff nicht grundsätzlich gefährlicher als andere flüchtige Brennstoffe wie z. B. Erdgas (Methan), doch hat es seit der aufsehenerregenden Explosion des mit Wasserstoff gefüllten Luftschiffs „Hindenburg“ in Lakehurst (USA) am 06. Mai 1937 in der (fachlich gering informierten) Öffentlichkeit ein „schlechten Ruf“ und ist zum Synonym für hohe Explosionsgefahr geworden.

Wegen der geringen Atommasse vermischt sich reiner Wasserstoff sehr viel schneller mit der Umgebungsluft als andere brennbare Gase und reagiert so schon bei geringer Konzentration sehr leicht mit dem in der Luft enthaltenem Sauerstoff. Bei Beimischungsraten bis zu 20 % zum Erdgas ändert sich dessen Zündfähigkeit aber noch nicht. Durch die sehr kleinen Moleküle leckt Wasserstoff leichter und stellt so erhöhte Anforderungen an die Dichtigkeit von Dichtungen. Bei Metallrohren besteht keine nennenswerte Permeation⁴⁸⁷. Diese ist bei Kunststoffrohren zwar geringfügig höher, jedoch sicherheitstechnisch nicht bedenklich. Bei Wasserstoffanteilen von über 50 % ist die Neigung zur Riss-

⁴⁸⁴ Nutzungskonkurrenzen bestehen z. B. im Hinblick auf Rohstoffabbau, Grundwassernutzung sowie der Erkundung von Standorten für die Nutzung von Tiefengeothermie.

⁴⁸⁵ Gasspeicher (Erdgas, Erdgassubstitut oder Wasserstoff) könnten allenfalls regional mit der CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) konkurrieren. Sollten ausgebeutete unterirdische Erdgaslagerstätten für die CO₂-Ablagerung genutzt werden, stünden entsprechende Reservoirs nicht mehr für die saisonale Speicherung von Gas aus erneuerbaren Energien zur Verfügung (vgl. Specht et al. 2009, 72). Hieraus könnten ggf. Restriktionen erwachsen.

⁴⁸⁶ Nach Fraunhofer IWES (2011, 16 f.).

⁴⁸⁷ Durchwandern eines Stoffes durch einen Festkörper.

bildung bei Kunststoffrohren erhöht, sodass eine regelmäßige Inspektion der Rohre erforderlich ist (Müller-Syring & Sterner 10.11.2010, 23 ff.).

Anpassungserfordernisse bei der Verwendung von Wasserstoff bestehen in der Messtechnik zur Abrechnung des Gases, weil der Brennwert sich bei Zumischung höherer Wasserstoffanteile ändert. Außerdem können höhere Leitungsverluste auftreten, was aus Sicht der Netzbetreiber unerwünscht ist. Wegen der unterschiedlichen Heizwerte und Betriebsdrücke sind bei höheren Wasserstoffanteilen ggf. auch die Düsen und Dichtungen der jeweiligen Feuerungstechnik auszutauschen, so wie dies bei der Umstellung von Stadt- auf Erdgas umgekehrt auch erforderlich war. Auch die Prozesse zur stofflichen Nutzung von Erdgas in der chemischen Industrie müssen eine veränderte Gaszusammensetzung berücksichtigen (Hüttenrauch & Müller-Syring 2010).

Kritiker einer Wasserstoffwirtschaft stellen die möglichen Gefahren und Nachteile heraus, obwohl über 100 Jahre lang im so genannten Stadtgas hohe Wasserstoff-Anteile (um die 50 %) enthalten waren. Die Praxis beweist im Rückblick, dass der Umgang mit Wasserstoff bzw. Wasserstoff-Anteilen im Gas in der Regel beherrschbar ist. Aus Sicht der Öffentlichkeit und Risikowahrnehmung wäre herauszustellen, dass bei geringeren Beimischungsraten unter 20 % sich praktisch keine Änderungen ggü. Erdgas ergeben.

Verfügbarkeit von CO₂ für die Methanisierung

Angesichts der Sensibilisierung in der Bevölkerung gegenüber einer großmaßstäblichen Lagerung von CO₂ (Konflikte um CCS) werden auch im Zusammenhang mit dem PtG-Konzept die Fragen aufgeworfen, woher das benötigte CO₂ stammt und wie es am Ort der Methanisierung verfügbar ist bzw. vorgehalten werden kann.

Um die Klimaneutralität des Speichergas-Konzepts sicherzustellen, muss das für die Methanisierung benötigte CO₂ ebenfalls möglichst klimaneutral erzeugt sein. Dessen Verfügbarkeit ist ein wichtiger Punkt im Speichergas-Konzept. Nach Janzing (2011, 36) bestehen folgende Optionen der CO₂-Gewinnung:

- aus der Atmosphäre,
- aus biogenen Quellen⁴⁸⁸
- aus stofflich-industriellen Prozessen (chem. Industrien, Zement, Stahl),
- aus der Rauchgaswäsche (CCS-Technologie) sowie
- CO₂-Rückgewinnung (aus verbranntem Methan; Rückgewinnung am Ort der Verbrennung)

Am ehesten kommt CO₂ aus biogenen Quellen dem Klimaneutralitätsanspruch nahe. Zum Beispiel könnten Aufbereitungsanlagen für Biomethan als CO₂-Lieferanten dienen. Nach Sterner et al. (04.05.2011) dürften die dabei anfallenden CO₂-Mengen ausreichen, so dass rein mengenmäßig daraus keine Restriktion für die Methanisierung entstehen dürfte. Jedoch stellt die Einbindung von Biomethanaufbereitungsanlagen, insbesondere deren zeit- und mengengerechte CO₂-Bereitstellung im Einzelfall eine Herausforderung dar.

⁴⁸⁸ Durch anaerobe Vergärungsprozesse in Biogasanlagen werden neben Methan ca. 40 % CO₂ erzeugt. Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan wird CO₂ abgeschieden und könnte dem Methanisierungsprozess erneut zugeführt werden.

Während fossile CO₂-Quellen (Industrie, Energiewirtschaft) aus Gründen der Klimaneutralität, aber auch zur Vermeidung von Überschneidungen mit dem Emissionshandel eher nicht in Frage kommen, stellt die Gewinnung von CO₂ aus Recyclingprozessen (Carbon Capture and Usage (CCU), z. B. aus Gaskraftwerken) oder aus der Luft anzustrebende Zukunftsoptionen dar (Janzing 2011, 36).

Über die Erzeugung bzw. Gewinnung hinaus sollten bei allen Herkunftsmöglichkeiten mögliche Risiken und Konflikte (Umwelt- und Naturverträglichkeit) von Transport und Lagerung untersucht werden.

5.5.3 Rechtliche und administrative Rahmenbedingungen

Durch diese Gleichstellung von Biomethan und SNG⁴⁸⁹ mit Biogas in § 3 Nr. 10c EnWG, kann die Einspeisung von SNG oder Wasserstoffen von denselben privilegierten Einspeisebedingungen und Einspeisevergütungen wie Biogas profitieren. Außerdem bestehen umfangreiche finanzielle Entlastungen durch die Befreiung von bestimmten staatlich veranlassten Kosten. So bestehen im EEG, dem EnWG und dem Stromsteuergesetz eine Reihe von Tatbeständen, die für die Speicherung von Strom unter näheren und zum Teil divergierenden Voraussetzungen Befreiungen, einen Erlass oder eine Erstattung bzw. eine Reduzierungen von den verschiedenen Kostenpositionen EEG-Umlage, Netzentgelte und Stromsteuer vorsehen, wobei diese zum Teil nur für den Fall der Rückverstromung und nicht bei anschließender Nutzung im Verkehr oder zur Wärmebereitstellung greifen (vgl. Sailer 2012).

5.5.4 Ökonomische Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit

5.5.4.1 Wirkungsgrad/ Wandlungsverluste

Bei der ökonomischen Bewertung des PtG-Konzepts sind neben den hohen Investitionskosten vor allem die Umwandlungsverluste von Bedeutung. So liegen die Wirkungsgrade in der Wasser-Elektrolyse je nach verwendeter Technik zwischen 70 % und 80 % (vgl. auch Kapitel 5.5.2.1). Soll der Wasserstoff in einem zweiten Schritt zu SNG umgewandelt werden, kommen Umwandlungsverluste aus dem Sabatier-Prozess hinzu, sodass SNG nur noch etwa 55 bis 60 % des Energieinhalts des eingesetzten Stroms hat.

Will man später das zwischengespeicherte SNG wieder rückverstromen, gibt es erneute Umwandlungsverluste in der Stromerzeugung. Setzt man dabei ein hocheffizientes GuD-Kraftwerk ein, liegt der elektrische Wirkungsgrad dieses Schrittes bei knapp über 60 %. Die Multiplikation der Umwandlungsverluste aus SNG-Herstellung und Rückverstromung führt zu dem Ergebnis, dass der so erzeugte Strom nur einen Energieinhalt von höchstens 35 % des anfangs eingesetzten EE-Stroms hat.⁴⁹⁰

Nach heutiger Erwartung bedingen technische Obergrenzen, dass der langfristig erreichbare elektrische Wirkungsgrad einer SNG-Rückverstromung 40 % nicht übersteigt. PtG ist nur dann ein wirtschaftlich tragfähiges Konzept, wenn der energiewirtschaftliche Vorteil der saisonalen Speicher-

⁴⁸⁹ Hierbei muss der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen.

⁴⁹⁰ Ein Teil der Umwandlungsverluste (Abwärme) bei SNG- und Stromerzeugung lässt sich für die Wärmeversorgung nutzen, sodass die Gesamtverluste geringer sind.

barkeit von EE-Stromüberschüssen und die Beiträge zum Lastausgleich im Stromnetz über noch zu schaffende Marktregeln honoriert werden.

5.5.4.2 Wirtschaftlichkeit

Wasser-Elektrolyseure sind teuer (hohe Investitionskosten) und benötigen lange Betriebszeiten, d. h. eine Auslastung von mehr als 3.000 h/a für eine kostengünstige Wasserstoffherzeugung. Neben der Auslastung sind es vor allem die Stromkosten, welche die Wasserstoffkosten bestimmen. Für die SNG-Erzeugung erhöhen sich die Kosten durch den zusätzlichen Umwandelungsschritt um weitere 35 % bis 60 %. Lägen die EE-Stromproduktionskosten bei geringen 2 bis 4 Cent/kWh, könnte bei einer Auslastung von 3.000 h/a Wasserstoff im Jahr 2020 mit fossilen Kraftstoffen konkurrieren. Solch niedrige Erzeugungskosten können aber nur dann angesetzt werden, wenn die Alternative stattdessen eine vollständige Abregelung von Wind- oder Solaranlagen wäre, d. h. der völlige Verzicht auf Stromertrag und gar keine Einnahmen für den Anlagenbetreiber. Auch die benötigte hohe Auslastung der Elektrolyseure ist erst in der Zeit nach 2030 zu erwarten, weil voraussichtlich erst dann genügend große und kostengünstige EE-Stromüberschüsse vorhanden sind. Außerdem konkurriert PtG zum Teil mit anderen Ansätzen zur Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch in der Elektrizitätswirtschaft. Auch deshalb ist vor 2050 aus heutiger Sicht nicht mit einer Konkurrenzfähigkeit zu Erdgas zu rechnen. Voraussetzung für eine kostengünstige SNG-Produktion sind weiterhin auch konzentrierte CO₂-Quellen, wie sie z. B. bei der Gaswäsche in Biogasanlagen bestehen (DLR et al. 2012a, 93 ff.).

Zwar ist schon heute der durch Wasser-Elektrolyse hergestellte Wasserstoff bzw. das nach anschließender Methanisierung hergestellte SNG gemäß EnWG von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz befreit.⁴⁹¹ Aus wirtschaftlicher Sicht benötigt die Wasserstoff-/Methanherzeugung dennoch zwei wesentlich wichtigere Voraussetzungen, nämlich niedrige EE-Stromkosten und eine hohe Auslastung der Anlage. Nur dann sind Erzeugungskosten für Wasserstoff im Bereich von 5 Cent/kWh und für SNG von 5 bis 10 Cent/kWh möglich. Diese Voraussetzungen werden voraussichtlich erst nach dem Jahr 2030 gegeben sein. Bis dahin stellen die hohen Erzeugungskosten von mindestens 25 Cent/kWh für Wasserstoff und 35 Cent/kWh für SNG eine erhebliche Restriktion dar (DLR et al. 2012a, 93 ff.).

Somit hat das PtG-Konzept zur Umwandlung und Speicherung von EE-Überschussstrom nur *langfristig* Aussicht auf eine erfolgreiche Anwendung. Hilfreich für die Wirtschaftlichkeit und Markteinführung sind darüber hinaus Anreize aus einem weiterentwickelten Strommarktdesign, das sowohl die Systemdienstleistung von Elektrolyseuren (Lastmanagement) als auch die saisonale Speicherbarkeit von EE-Überschussstrom angemessen honoriert.

5.5.5 Akteure und Protagonisten des PtG-Konzepts

5.5.5.1 Akteure und Akteursbeziehungen im Überblick

In der Akteurslandschaft überwiegen gegenwärtig die Befürworter des PtG-Konzeptes, sodass die Entwicklung dieser Option zum Lastausgleich bzw. Lastverschiebung derzeit eine starke Unter-

⁴⁹¹ Diese Befreiung ergibt sich – zumindest für Biogas (und damit auch „EE-Wasserstoff“ bzw. „EE-Methan“) – allerdings auch bereits aus der GasNEV (§§ 18 Abs. 1 Satz 3, 19 Abs. 1 Satz 3 GasNEV).

stützung erfährt. Gegner oder Opponenten, die das Konzept in Zweifel ziehen, treten weniger deutlich hervor. Die Akteure entstammen unterschiedlichen Bereichen. Die Herausforderung besteht darin, die Akteure systemübergreifend zusammenzubringen, um langfristig tragfähige, gemeinsame Ziele und Handlungsansätze zu finden.

5.5.5.2 Motive und Interessen der Akteure im Einzelnen

Forschungsinstitute und Konsortien

Mit der Stromspeicherung durch Wandlung in speicherbare Gase haben sich Forschungsinstitute wie das DLR, das ZSW (beide Stuttgart) sowie das Fraunhofer IWES (Kassel) bereits in der Vergangenheit befasst. Das PtG-Konzept kann dabei auf Forschungen zur Wasserstoffwirtschaft zurückgreifen. Die genannten Forschungsinstitute sind derzeit – in Zusammenarbeit mit den politischen Befürwortern – starke Treiber des PTG-Konzeptes. In Pilot- und Demonstrationsprojekten wollen die Forschungseinrichtungen (IWES, ZSW) zeigen, dass das Konzept die geweckten Hoffnungen/Erwartungen⁴⁹² hinsichtlich der benötigten Wandlungsleistungen und der Effizienz erfüllen kann.

Hierbei werden sie unterstützt und gefördert durch das 6. EFP-Speicherprogramm. In dessen Rahmen bilden sie Forschungskonsortien mit Akteuren der Gas- und Stromwirtschaft, in denen die Machbarkeit des Konzeptes überprüft und Adaptionen vorhandener Technik an den Anwendungsbereich „Stromspeicherung und SNG-Einspeisung“ vorgenommen werden sollen.

Das PtG-Konzept scheint – abgesehen von der Frage der Wirtschaftlichkeit – eine vielversprechende Lösung für den kurz- und langfristigen Lastausgleich darzustellen und darüber hinaus geeignet zu sein, einen übermäßigen und voraussichtlich kosten- und konflikträchtigen Ausbau von Netzinfrastrukturen zu vermeiden.

Ein Problem stellen die nach wie vor hohen Wandlungskosten dar, die nicht mehr *deutlich* gesenkt werden können. Sie stellen derzeit die wichtigste Restriktion für eine breite Anwendung in der Praxis dar. Aus Sicht der Forschungseinrichtungen bedarf es daher einer ökonomischen Unterstützung zur Markteinführung des PtG-Konzeptes.

Gaswirtschaft

Gasnetzbetreiber und Vertriebsunternehmen stehen der Nutzung von Gasinfrastrukturen zur Zwischenspeicherung von überschüssigem EE-Strom durch Einspeisung von Wasserstoff bzw. SNG grundsätzlich aufgeschlossen gegenüber (vgl. Janzing 2011, 36). Sowohl die Erhöhung der EE-Anteile an der Gasversorgung als auch der Beitrag der Gasinfrastrukturen zur Lösung des Speicherproblems werten ihr Image auf. Nicht zuletzt verspricht die Zwischenspeicherung von Überschussstrom auch eine wirtschaftliche Aufwertung durch eine verbesserte Ausnutzung der Netzkapazitäten in einem perspektivisch eher schrumpfenden Markt.

Die ausdrückliche Erwähnung des PtG-Konzeptes im aktuellen Netzentwicklungsplan Gas, ist Ausdruck des Stellenwertes, den Gasunternehmen dem Konzept beimessen. Gleichwohl wird noch nicht ersichtlich, wie sich das Konzept auf die Netzentwicklungsplanung auswirkt.

⁴⁹² Vgl. Vorträge von Sterner et al. (04.05.2011) und Zuberbühler et al. (15.09.2011).

Strategieplattform der dena zu „Power-to-Gas“

Das Konzept hat eine Institutionalisierung auf Bundesebene erfahren. Seit Oktober 2011 koordiniert die dena die Strategieplattform „Power-to-Gas“⁴⁹³, an der u. a. rund zehn namhafte Gasunternehmen beteiligt sind.⁴⁹⁴ Die Plattform bereitet Untersuchungsergebnisse über Beitrag des Erdgasnetzes zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem für die Politik und Fachöffentlichkeit auf und führt, wie auch die „Biogasplattform“, die Akteure der Gaswirtschaft, der Forschung und der EE-Stromwirtschaft zusammen.

EE-Stromerzeuger/ Stromverteilnetzbetreiber

Aus Sicht von Windpark- und PV-Anlagenbetreibern und ihrer Verbände nimmt der Druck, Lösungen für den kostengünstigen Ausgleich von Lastspitzen zu finden, angesichts des zu erwartenden Ausbaus der Erzeugungsleistungen weiter zu. Die Zwischenspeicherung bietet eine Möglichkeit, die Verluste durch Abregelung der Anlagen möglichst gering zu halten. Auch die Politik und das Bundesumweltministerium haben großes Interesse an Lösungen, die sie davon entbinden, den Windstromerzeuger eine (kostendeckende) finanzielle Kompensation für die Abregelung zu zahlen. Die politische Zustimmung zur Fortsetzung der EE-Förderung hängt nicht zuletzt davon ab, welche Probleme und Kosten die Bewältigung der angereizten EE-Überschussmengen verursachen. Zur Sicherung der politischen Unterstützung liegt es daher im Interesse der Branche selbst, integrierte Konzepte wie z. B. Hybridkraftwerke zu entwickeln. Sie demonstrieren damit, dass die EE-Produktion durch Kombinationslösungen selbst einen Lösungsbeitrag liefern kann. Die Übersicht über Pilot- und Demonstrationsvorhaben (Tabelle 5-4) zeigt auch, dass sich einige EE-Erzeuger als Vorreiter bei der Realisierung von PtG-Lösungen engagieren.

Auch für Stromnetzbetreiber bietet das PtG-Konzept aufgrund seiner stabilisierenden Wirkung Vorteile: Mittel bis langfristig kann es den Ausbau von Übertragungskapazitäten auf Verteilnetzebene mindern und damit Ausbaurkosten einsparen.

⁴⁹³ Vgl. <http://www.powertogas.info/>, Abruf 05.09.2012.

⁴⁹⁴ Ähnlich wie bei der Plattform „Biogaspartner“ organisiert die dena dabei einen Austauschprozess zwischen Forschung (in diesem Falle u. a. Fraunhofer IWES, ZSW Baden-Württemberg, BTU Cottbus, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik), den Gasunternehmen und Politik.

5.5.6 Zusammenfassung der Restriktionen für SNG-Integration/PtG – Konstellationsübersicht

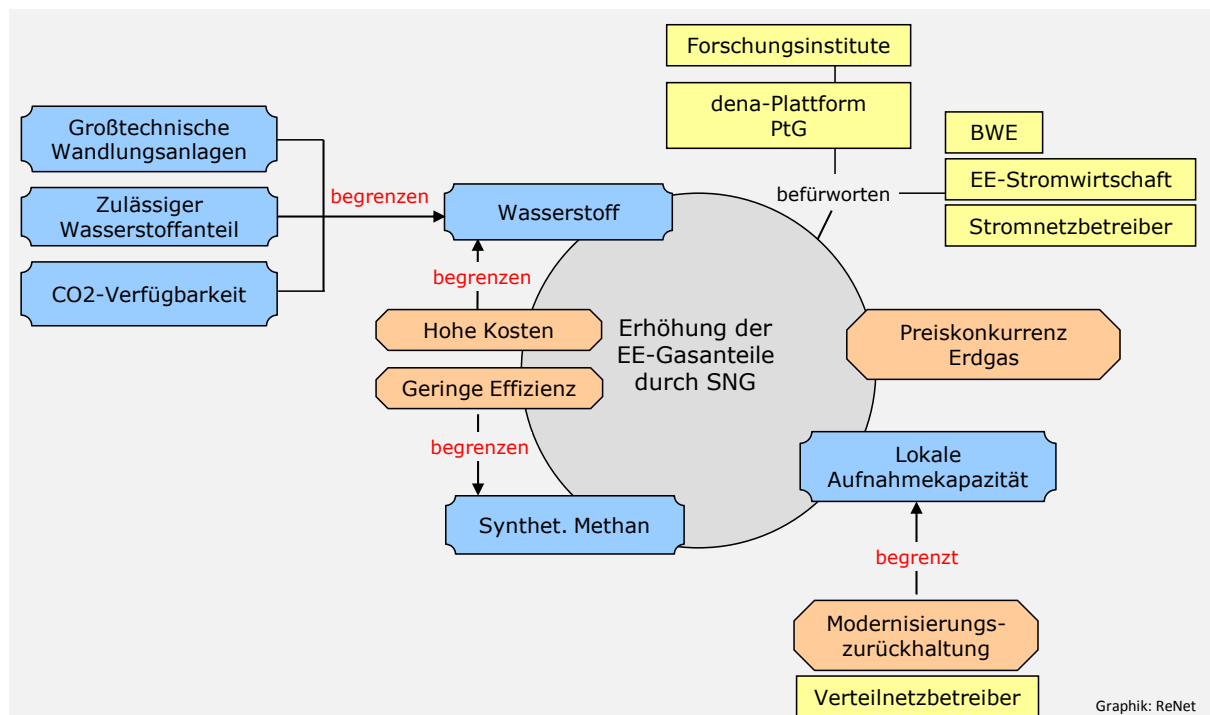


Abbildung 5-12: Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile in der Gasversorgung durch SNG-Einspeisung⁴⁹⁵

Ebenso wie die Konstellation der „Biomethan-Einspeisung“ (vgl. Kapitel 5.4) ist die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan denselben antagonistischen Kontextfaktoren ausgesetzt. Auch hier setzen vor allem abweichende bzw. konkurrierende Interessen der Gasimportwirtschaft einer starken Expansion der Wasserstoff-/SNG-Wirtschaft Grenzen. Die *Preiskonkurrenz zum Erdgas* bildet auch hier eine – wenn nicht sogar höhere – Barriere für den Markteintritt, da die SNG-Erzeugung aus EE-Strom derzeit noch teurer ist als die Biomethanherzeugung.

Das PtG-Konzept wird von einer breiten Allianz von Akteuren getragen. Forschung, politische Ressorts sowie Stromnetzbetreiber sind sich in der Befürwortung bzw. auch direkten Förderung einig.

Von ihnen haben die *EE-Stromwirtschaft* (EE-Erzeuger) und die *Forschungsinstitute* das stärkste Eigeninteresse an der Heranführung des Konzepts an den Markt. Für die EE-Stromwirtschaft könnte der PtG-Ansatz eine wichtige Systemdienstleistung bedeuten, die die Notwendigkeit für einen Infrastrukturausbau vermindert. Allein die *Modernisierungszurückhaltung der Verteilnetzbetreiber* könnte sich restriktiv auswirken, da somit kaum zusätzliche lokale Aufnahmekapazitäten geschaffen werden.

Während die begrenzten Erzeugungsmengen bei Biomethan eine starke Restriktion darstellten, ist bei der SNG-Erzeugung keine vergleichbare Mengenbegrenzung/Verknappung zu erwarten.

⁴⁹⁵ Die Darstellung ist auf die Restriktionen beschränkt. Akteure, Einflussfaktoren und Impulse, die den Prozess der Integration stützen bzw. vorantreiben, sind nicht genannt.

Abgesehen von den Umsetzungs- und Anwendungsproblemen in der Praxis, die noch nicht absehbar sind, besteht die zentrale Restriktion in der fehlenden *Wirtschaftlichkeit*. Angesichts hoher energetischer Wandlungsverluste (*geringe Effizienz*) und gleichzeitig *hohen Kosten* ist es bei dem gegenwärtigen Erdgaspreisniveau absehbar, dass das Konzept zur Erlangung der Markt- und Konkurrenzfähigkeit einer starken Förderung bedarf. Ohne diese ist eine kommerzielle Umsetzung des Konzepts nicht zu erwarten.

6 Rahmenbedingungen und Hemmnisse der Integration hoher EE-Anteile in die leitungsgebundene Wärmeversorgung

Dieses Kapitel geht der Fragestellung nach, welche Hemmnisse bei der Integration hoher EE-Anteile in die bislang primär auf fossilen Energieträgern basierende Wärmebereitstellung für Wärmenetze bestehen. Generell wird der Ausbau von Wärmenetzen als eine wesentliche Option betrachtet, den Wärmebedarf durch Abwärme bei der Stromproduktion oder anderen Prozessen bereitzustellen. Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in Wärmenetzen stellt dabei eine spezielle Herausforderung dar, die in diesem Kapitel dargestellt wird.⁴⁹⁶

Die Strukturen und Funktionsprinzipien der dominanten konventionellen Fernwärmeversorgung sind eine wichtige Rahmenbedingung für die Integration von erneuerbarer Wärme. In Kapitel 6.1 werden daher wesentliche Merkmale des Sektors skizziert. Das darauf folgende Unterkapitel befasst sich mit den zwei wesentlichen Elementen der Wärmeversorgungsinfrastruktur: Wärmenetzen und Wärmeerzeugungsanlagen (Kapitel 0).

Abweichend von den Betrachtungen zum Strom- und Gasnetz wird deutlich, dass Wärmenetze bisher nur punktuell vorhanden sind. Der Schwerpunkt kann daher nicht nur auf der Integration erneuerbarer Energien in bestehende Wärmenetze liegen. Vielmehr ergibt sich eine abweichende Fragestellung dahingehend, dass auch und vor allem die Rahmenbedingungen für den Neubau und die Erweiterung von Wärmenetzen unter Nutzung hoher EE-Anteile betrachtet werden müssen. Die Darstellung umfasst dementsprechend übergeordnete ökonomische Herausforderungen (vgl. Kapitel 6.3) genauso wie solche Restriktionen, die besonders in Bestandsnetzen (Kapitel 6.4.1) und in Neubaunetzen (Kapitel 6.4.2) zum Tragen kommen. Dabei soll insbesondere auf die noch zu errichtenden kleinformatigen Netze fokussiert werden, weil diese vielfach mit hohen Anteilen erneuerbarer Wärme betrieben werden und im ländlichen Bereich hohe Anschlusspotenziale dafür bestehen (Leprich 07.07.2011, mdl.).

An dieser Stelle sei auf die Förderinitiativen „EnEff:Stadt“ und „EnEff:Wärme“ des Bundeswirtschaftsministeriums hingewiesen, die sich schwerpunktmäßig mit der konkreten technischen Umsetzung und energieeffizienten Ausgestaltung leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme beschäftigen. „EnEff:Wärme“ fördert die gezielte Netzoptimierung, um den Anteil leitungsgebundener Wärme weiter zu erhöhen und auch weniger dicht besiedelte Gebiete in die Versorgung einzubeziehen. In den einzelnen EnEff-Projekten werden die konkreten (zumeist technischen) Schwierigkeiten einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung anhand individueller Vorhaben deutlich (und teils überwunden). Demgegenüber geht der vorliegende Projektbericht auf grundsätzliche Hemmnisse für Wärmenetze ein, die keineswegs ausschließlich im technisch-ökonomischen Bereich zu verorten sind. Gleichwohl werden an mehreren Punkten Querbezüge zu Ergebnissen und laufenden Projekten der EnEff-Förderinitiativen hergestellt.

⁴⁹⁶ Basierend auf diesem Kapitel hat das Autorenteam 2012 den Artikel „Erneuerbare Energien in Wärmenetzen – eine realistische Perspektive?“ veröffentlicht (vgl. Bruns et al. 2012).

6.1 Ausgangslage und Ziele im Wärmesektor

Im Gegensatz zum Strom- und Gasnetz ist die Ausgangslage bei Wärmenetzen eine andere. Wärmenetze sind als Inselnetze nur punktuell lokal vorhanden und werden i.d.R. vollintegriert betrieben, d.h. Wärmeerzeugung, Netzbetrieb und Wärmeverkauf sind beim „integrierten Versorger“ gebündelt. Es bestehen keine mit dem Strom- oder Gasnetz vergleichbaren Wärmenetz-zugangsregelungen für die Wärmeeinspeisung Dritter sowie keine Entflechtungsregelungen im EnWG. Eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in Wärmenetzen (auch in Bestandsnetzen) basiert somit auf anderen Grundvoraussetzungen.

Der Schwerpunkt dieser Hemmnisanalyse fokussiert daher nicht ausschließlich auf die Integration erneuerbarer Energien in bestehende Wärmenetze, sondern betrachtet die Rahmenbedingungen für den Neubau und die Modernisierung von Wärmenetzen gleichermaßen. Eine zentrale Rolle spielt die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK; vgl. Kapitel 6.2.2.3), insbesondere mit Wärmeerzeugung aus fossilen Energiequellen, da auch hier ein deutlich positiver Klimaeffekt erzielt wird. Die Integration erneuerbarer Energien ist mit größeren Herausforderungen verbunden, da entweder Potenzialgrenzen (Holz und Biogas), regionale Potenzialkonzentrationen (tiefe Geothermie) oder saisonale Potenzialschwankungen (Solar) bestehen. Hinzu kommen spezielle technische Herausforderungen durch die Vorlauftemperaturen von über 100°C, die in vielen Bestandswärmenetzen üblich sind, in EE-Wärmeanlagen aber nicht notwendigerweise erreicht werden.

Leitungsgebundene Wärme aus erneuerbaren Energien kann betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvoll in Ballungsräumen in die Wärmeversorgung integriert werden (Fricke 2011a, 28; AGFW 2009, 12). Doch auch der Ausbau von Wärmenetzen im ländlichen Raum im Rahmen einer semi-zentralen Wärmeerzeugung wird als eine wesentliche Voraussetzung für einen Zubau der erneuerbaren Wärmeversorgung gesehen (Bruns et al. 2010, 453; Leprich 07.05.2008). Besonders in letzterem Bereich wird Wärme aus erneuerbaren Energien genutzt.

6.1.1 Spezifika von Wärmenetzen

Im Folgenden werden einige grundlegende Spezifika von Wärmenetzen dargestellt, die sie vom Gas- und Stromsektor unterscheiden.

Marktdominanz nicht-leitungsgebundener Konkurrenzprodukte

Wärme wird bisher hauptsächlich in Einzelfeuerungsanlagen erzeugt. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung (Wärmenetze) steht grundsätzlich in einer Systemkonkurrenz mit der weithin dominierenden individuellen Wärmeversorgung (gebäudebezogene Einzelfeuerung) – sowohl mit fossiler als auch mit erneuerbarer Wärme. Diese Wahlmöglichkeit gibt es bei der Strom- und Gasversorgung so gut wie gar nicht (allenfalls Photovoltaik-Eigenverbrauch, welcher zur Einspeisung der Überschüsse dennoch einen Netzanschluss voraussetzt). Die nicht-leitungsgebundenen Konkurrenzprodukte zur Wärmeerzeugung, hauptsächlich die Verfeuerung von Erdgas und Mineralöl in Einzelanlagen, schränken die Konkurrenzfähigkeit von Leitungswärme erheblich ein. Aber auch andere erneuerbare Energieträger zur Wärmeerzeugung treten in Konkurrenz mit regenerativer Leitungswärme. Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und Holzpelletanlagen werden bisher meist objektbezogen, d.h. für die Wärmeerzeugung in Einzelgebäuden eingesetzt. Unter den regenerativen

Wärmequellen sind lediglich tiefe Geothermie und Biomasseanlagen (z. B. Abwärmenutzung nach § 27 Abs. 4 EEG) regelmäßig auf eine Leitungsinfrastruktur angewiesen (vgl. Nast et al. 2009, 27; Futterlieb 2011, 130).

Wärmenetze als Inselnetze

Im Unterschied zum Strom- und Gassektor sind Wärmenetze immer Inselnetze. Erzeugungsleistung und Transportkapazität müssen so ausgelegt sein, dass der Netzbetreiber die Spitzenlast, die eventuell nur wenige Tage im Jahr anliegt, selbst decken kann, denn anders als im Stromnetz kann keine externe „Regelenergie“ zugekauft werden. Die Auslegung auf die maximale Wärmelast ist für Betreiber kleiner Netze ein Wirtschaftlichkeitsproblem. Besonders wenn sie mit hohen Anteilen volatiler Regenerativenergie (insb. Solarthermie) gespeist werden sollen, müssen neben den Erzeugungskapazitäten ggf. parallel Speicherlösungen vorgehalten werden. In manchen Nahwärmenetzen wird die Spitzenlast durch fossile Brennstoffe bereitgestellt, die insbesondere bei erfolgter Umrüstung auf EE-Wärme als Sicherheit bei Ausfall weiter genutzt werden. Die verbrauchsferne Wärmeherzeugung ist aufgrund relativ hoher Übertragungsverluste nur in räumlich beschränkten Netzen sinnvoll (detailliert: vgl. Kapitel 6.2.3). Die Verluste in EE-betriebenen Netzen können finanziell durch niedrigere „Brennstoffkosten“ ausgeglichen werden, weil fast immer KWK-Abwärme genutzt wird oder die eingespeiste Wärme nahezu ohne Betriebskosten, z. B. in Solarkollektoren, erzeugt werden kann. Die Restriktionen in den resultierenden Inselnetzen sind gegenüber den bestehenden Flächennetzen für Strom/ Gas vor allem durch die unterschiedlichen lokalen Restriktionen und Rahmenbedingungen geprägt.

Teilweise sind konventionelle Fernwärmenetze untereinander verbunden (z. B. Fernwärmeschiene Niederrhein), oder es erfolgt eine Verknüpfung, indem der Fernwärmerücklauf zum Betrieb eines Niedertemperatur-Nahwärmenetzes genutzt wird (z. B. Kassel Oberzwehren). Ein mit dem Strommarkt vergleichbares engmaschiges und flächendeckendes Netz wird jedoch kaum entstehen (vgl. Futterlieb 2011, 132).

Schnittstellen mit dem Stromnetz

Perspektivisch entwickeln sich – je nach Blickwinkel – Konkurrenzen oder Synergien mit dem Stromnetz: Wenn der Wärmebedarf durch Sanierungen reduziert wird und Wärmepumpen mit einer entsprechend hohen Jahresarbeitszahl eingesetzt werden, könnte der verbleibende Wärmebedarf auch verstärkt durch Strom gedeckt werden. Voraussetzung wäre eine weitgehend auf erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung, um insgesamt einen erhöhten Einsatz regenerativer Quellen zu erreichen. Auch das Potenzial zur Abfederung von Stromerzeugungsspitzen (Lastmanagement) durch Wärmespeicher könnte dazu führen, dass die Verknüpfung zwischen Leitungswärme und Strommarkt an Bedeutung gewinnt. Die energieeffiziente Nutzung dieser Schnittstellen innerhalb eines Stadtquartiers ist Thema eines Projekts der Förderinitiative „EnEff:Wärme“ (EnEff:Stadt 2012a). Ziel ist die Erarbeitung von Steuerungskonzepten für ein aktives Last- und Erzeugungsmanagement, das elektrische und thermische Energie gleichermaßen einbindet.

Brennstoff-Flexibilität

Zu den Vorteilen einer zentralen Wärmeherzeugung gegenüber Einzelfeuerungsanlagen oder Mini-BHKW zählt die Flexibilität hinsichtlich des einsetzbaren Brennstoffspektrums. Bei zentralisierter Wärmeherzeugung können auch land- und forstwirtschaftliche Reststoffe wie Rinde, Stroh oder

Landschaftspflegematerial eingesetzt werden. Dieses Potenzial kann mit Einzelfeuerungsanlagen aufgrund des zu hohen Aufwands bzw. fehlender technischer Umsetzbarkeit nicht genutzt werden, sondern ist nur in größeren Heiz(kraft)werken mit vertretbarem wirtschaftlichen Aufwand möglich. Die Anforderungen an die Aufbereitung der Brennstoffe sind weniger hoch als in Einzelfeuerungsanlagen (z. B. werden Hackschnitzel statt Pellets verwendet).

Zudem können die Heizzentralen eines Wärmenetzes oft mit verschiedenen Brennstoffen betrieben werden, was die Flexibilität erhöht (Nast 15.09.2004, 3). Bestandsnetze bzw. zentrale Heizanlagen können insofern schneller und kostengünstiger auf den Betrieb mit alternativen Brennstoffen umgerüstet werden als Einzelfeuerungsanlagen. In diesem Sinne ist die leitungsgebundene Wärme zukunftsöffener und flexibler als Einzelfeuerungsanlagen (IFEU & Wuppertal Institut 2009, 171). Die Pfadabhängigkeit der traditionell dezentralen Wärmeerzeugung ist jedoch sehr stark.

6.1.2 Bestandsdaten und bisherige Entwicklung

Die Anschlussleistung der leitungsgebundenen Wärme in Deutschland betrug 2010 rund 53.000 MW_{th} (AGFW 2011a, 45 ff.). Rund 83 % der eingespeisten Wärme werden in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Die KWK-Anlagen werden zu 93 % mit fossilen Brennstoffen betrieben. Dies sind im wesentlichen Erdgas (48 %), Steinkohle (34 %), Braunkohle (12 %) sowie Abwärme aus der Müllverbrennung (5 %)⁴⁹⁷. Biomasse hat in den Netzen der Mitgliedsunternehmen des AGFW mit 2 % kaum eine Bedeutung (ebda., 28 ff.).

Insgesamt sind in Deutschland Wärmenetze mit einer Gesamtlänge von 100.000 km installiert. Diese Zahl ist größtenteils eine Schätzung basierend auf den in Deutschland verkauften Rohrleitungen (Clausen et al. 2012, 26). Gesichert sind nur die Bestandszahlen der Mitgliedsunternehmen des AGFW, deren Leitungsnetz 19.538 km umfasst.⁴⁹⁸ Diese Zahl steigt jährlich nur um 0,1 % an – in der konventionellen Fernwärme ist somit kein nennenswerter Zubau zu verzeichnen (Prognos AG & BEA 2011, 37). Die Neubauquote bezogen auf den Gesamtbestand ist mit jährlich 3 % der Gesamttrassenlänge (3.000 km) relativ stabil. Sie setzt sich zum Großteil aus verlegten Leitungen für kleine Wärmenetze zusammen (AGFW 2009, 13 f.). Etwa 13 % der bundesdeutschen Haushalte sind an eine netzgebundene Wärmeversorgung angeschlossen (Clausen 2012, 20). Dabei gibt es beträchtliche regionale Unterschiede: In den neuen Bundesländern beträgt der Marktanteil der Fernwärme rund 30 %, in den alten Bundesländern nur 9 % (Fricke 2011b, 22).

Potenziele im Wärmesektor

Der gesamte Endenergiebedarf Deutschlands betrug 2.517 TWh im Jahr 2010. Der Wärmebedarf hatte daran einen Anteil von über 56 %. Nur ein geringer Anteil von 6,5 % davon wurde leitungsgebunden übertragen. Die Wärmeanwendungen untergliedern sich in die Anwendungsbereiche Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme (AGEB 2011b, 28). Allein im Haushalts-

⁴⁹⁷ Bei der Müllverbrennung wird pauschal ein biogener Anteil von 50 % angenommen, welcher den erneuerbaren Energien zugerechnet wird. Zusammen mit der Biomasse sind demnach 4,5 % der eingespeisten Wärme den erneuerbaren Energien zuzurechnen. Der EE-Anteil in Nahwärmenetzen, welche nur vereinzelt in der AGFW-Statistik erfasst sind, bleibt dabei unberücksichtigt.

⁴⁹⁸ Die Fernwärmeunternehmen sind nicht zur Angabe statistischer Daten verpflichtet. Zudem existieren keine offiziellen, verbandsunabhängigen Daten über die vorhandenen Leitungstrassen. Die Datenlage ist daher unübersichtlich bzw. vorhandene Daten sind inkonsistent (vgl. Clausen 2012, 26 f.).

sektor sind für Raumheizung und Warmwasser 615 TWh erforderlich (Stand: 2010).⁴⁹⁹ Diese Zahlen machen deutlich, welche großen, hauptsächlich fossilen Energiemengen (derzeit 89,8 %) für Wärmeversorgung benötigt werden und in welchem Umfang fossile Quellen künftig zu substituieren sind.⁵⁰⁰

Anteil erneuerbarer Energien

Aus erneuerbaren Energien wurden im Jahr 2011 in Deutschland gut 143 TWh Wärme bereitgestellt. Dies entspricht 11 % des gesamten Wärmeverbrauchs (BMU 2012a, 14). Während die Strom- und Gaserzeugung aus erneuerbaren Energien von vornherein auf die weiträumig vorhandene Leitungsinfrastruktur hin angelegt wurde, bildet die Einspeisung aus EE-Wärmeanlagen in ein Wärmenetz noch die Ausnahme. Der EE-Wärmemarkt Deutschlands ist überwiegend durch kleine Hausanlagen geprägt, dabei überwiegen Anlagen, die traditionell Wärme aus fester Biomasse (z. B. Holz, Holzhackschnitzel) erzeugen (BMU 2012a, 32). Weitere Quellen sind Solarthermie, Wärmepumpen und tiefe Geothermie. Laut Leitstudie des Bundesumweltministeriums (Nitsch et al. 2010) wurden 2010 geschätzte 42 % der erneuerbaren Wärmebereitstellung durch Wärmenetze übertragen (vgl. Tabelle 6-1). Dies entspricht einem rechnerischen Anteil der erneuerbaren Leitungswärme von 4 % am gesamten Wärmebedarf desselben Jahres.⁵⁰¹

6.1.3 Entwicklungsprognosen und Zielsetzungen für den EE-Wärmesektor

Für die Weiterentwicklung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sind lediglich allgemein gehaltene Prognosen verfügbar. Sie sind eng mit der weiteren Entwicklung der Gebäudeenergieeffizienz verknüpft, denn diese bestimmt den zukünftigen Wärmebedarf maßgeblich. In dem Maße, wie eine Verbesserung der Gebäudeenergieeffizienz erreicht wird, wird der Wärmebedarf langfristig zurückgehen können. Dazu bestehen relativ ehrgeizige Ziele der Bundesregierung, die auf eine Reduktion des Primärenergiebedarfs von Gebäuden um 80 % abzielen (vgl. Kapitel 6.3.2). Ein separates Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien speziell in Wärmenetzen besteht nicht.

Zielsetzung des EEWärmeG

Zum Erreichen einer nachhaltigen Wärmeversorgung sollen gemäß EEWärmeG bis 2020 14 % des Endenergieverbrauchs für Wärme mit erneuerbaren Energien gedeckt werden (§ 1 Abs. 2 EEWärmeG). Zudem soll der KWK-Anteil im Strommarkt bis 2020 auf 25 % ansteigen (§ 1 KWKG). Er stagniert allerdings seit langem weitgehend unverändert bei 12 % (EuroHeat&Power 2011a, 18).⁵⁰² Die angestrebte Steigerung würde sich (gerechnet ab 2009) in einer Erhöhung der netzgebundenen Wärmeanschlussleistung um 2.700 MW_{th} pro Jahr (jährlich +4,7 %) niederschlagen müssen, um den Zielwert noch zu erreichen (AGFW 2009, 22).

Zielsetzung des KWK-Gesetzes

Das KWK-Gesetz (vgl. Kapitel 6.5.2.2) strebt an, dass bis 2020 25 % der Stromerzeugung in KWK bereitgestellt werden. Daraus ergibt sich ein schwierig zu quantifizierender Mehrbedarf an Wärme-

⁴⁹⁹ Damit lag der Bedarf höher als der gesamte Stromverbrauch Deutschlands im selben Jahr (610 TWh).

⁵⁰⁰ Eine Studie im Auftrag von Euroheat & Power (Aalborg University et al. 2012) verweist auf die hohen Effizienzgewinne und CO₂-Einsparungen bei Nutzung alternativer Brennstoffe zum Betrieb von Wärmenetzen (ebda., 10).

⁵⁰¹ Zusätzlich zu den EE-Anteilen in konventionellen Fernwärmenetzen, vgl. Fußnote 497.

⁵⁰² Ein Gutachten des Aachener Energieinstituts BET kommt zu dem Schluss, dass bis 2020 der KWK-Anteil nur auf 16,8 % gesteigert werden wird (EuroHeat&Power 2011b, 13).

netzen. Im Energiekonzept der Bundesregierung (BMU & BMWi 2010) wird die KWK nur am Rande erwähnt. Dies wird von der Opposition (Bündnis 90/Die GRÜNEN und SPD) entsprechend kritisiert.⁵⁰³ Die Stromerzeuger und Betreiber großer Wärmenetze (wie etwa Vattenfall Europe Wärme AG) sehen als vorrangiges Ziel, in bestehenden urbanen Netzstrukturen v.a. die hohen Wirkungsgrade der KWK auszuschöpfen (dena 2011).

Leitungswärme im Leitszenario 2011

Bis 2050 wird eine Zunahme erneuerbarer Wärme auf 53 % des verbleibenden Bedarfs in Aussicht gestellt (ohne Stromeinsatz zur Wärmeherzeugung). Damit kann Heizöl nahezu völlig aus dem Wärmemarkt verdrängt und der Erdgasbedarf deutlich reduziert werden (DLR et al. 2012a, 128). Die Wachstumsdynamik bei Einzelanlagen und kleinen Wärmenetzen unter Nutzung erneuerbarer Energien (hier: Biomasse und Solarkollektoren) unterscheidet sich jedoch im Leitszenario 2011 A – unter Beibehaltung des gegenwärtigen Förderinstrumentariums – deutlich voneinander.

Tabelle 6-1: Entwicklung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien 2010-2050⁵⁰⁴

EE-Wärmebereitstellung im Szenario 2011 A in TWh/a	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasse	124,9	144,7	159,4	166,0	172,6	175,1	175,1
Solarkollektoren	5,2	10,6	19,6	32,6	45,4	72,0	95,1
- Einzelanlagen	5,0	9,3	15,9	23,6	31,4	43,8	51,6
- Nahwärme	0,2	1,3	3,7	9,0	14,0	28,2	43,5
Umweltwärme, Geothermie	6,0	13,9	25,4	39,4	53,4	74,3	89,6
- Einzelanlagen (WP)	5,5	11,2	17,4	23,6	29,9	36,0	40,5
- Nahwärmeanlagen	0,5	2,7	8,0	15,7	23,5	38,2	49,1
EE-Wärme gesamt	136,1	169,2	204,4	237,9	271,4	321,4	359,8
- davon Nahwärme	57,5	78,3	97,5	115,9	134,3	165,7	191,8
Nahwärmeanteil an gesamter EE-Wärme	42,2 %	46,3 %	47,7 %	48,7 %	49,5 %	51,6 %	53,3 %

Offengelassen wird auch eine schnelle Entwicklung des Wärmepumpenmarktes, welcher mögliche Schwächen der Verbreitung von Solarkollektoren ausgleichen könnte (ebda.). Das Leitszenario 2011 erwartet, einen deutlich sinkenden Wärmebedarf vorausgesetzt (vgl. Kapitel 6.3.2), dass bis 2050 ca. 53 % des verbleibenden Wärmebedarfs bzw. 192 TWh_{th} über Leitungsnetze zu den Wärmeabnehmern gelangen (vgl. Tabelle 6-1). Als EE-Wärmequelle würde auch 2050 die Biomasse dominieren, gefolgt von Geothermie (Wärmepumpen) und großen Solarkollektoren. Grundvoraussetzung für eine positive Entwicklung ist eine effektivere Ausgestaltung des Förderinstrumentariums für EE-Wärme (vgl. Kapitel 6.5.2; DLR et al. 2012a, 130).⁵⁰⁵

⁵⁰³ Vgl. BT-Drucksache 17/3999 vom 01.12.2010.

⁵⁰⁴ DLR et al. (2012a, 129); eigene Kürzungen.

⁵⁰⁵ Zum Anteil ländlicher Regionen an der Zielsetzung vgl. Clausen (2012, 22 ff.).

6.2 Erzeugung, Netztechnologie und Speicherung

Im Unterschied zum Stromsektor ist eine getrennte Betrachtung und ein wirtschaftlich getrennter Betrieb von Wärmeerzeugung, -verteilung und ggf. -speicherung bislang nicht üblich. Ähnlich der Situation im Stromsektor vor der Liberalisierung und der rechtlichen Entflechtung, ist der Wärmeerzeuger fast immer gleichzeitig auch der Wärmenetzbetreiber (z. B. in Form eines Stadtwerks). Steht die Stromerzeugung im Vordergrund, kann durch Wärmeauskopplung die Wärme weitgehend kostenlos gewonnen werden, weil sie sonst ungenutzt in die Umwelt abgegeben würde. Kosten entstehen überwiegend durch den Wärmenetzbau und den Netzbetrieb. Darum sollte bei einer Betrachtung der ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen auch die Form der Wärmeerzeugung nicht ausgeblendet werden.

Prinzipiell ist es auch bei Wärmenetzen denkbar, dass diese von einem reinen Netzbetreiber unterhalten werden, und dieser die benötigte Wärme nicht selbst erzeugt, sondern von Dritten bezieht. Erzeuger wiederum könnten Wärme aus verschiedenen Quellen bereitstellen, z. B. aus Biogas-BHKW, Solarthermie oder Erdwärme. Bei kleinen Wärmenetzen stellt dies hohe Anforderungen an die Anlagensteuerung und stößt schnell an wirtschaftliche Grenzen. Die im Folgenden dargestellten technischen Optionen zeigen die Möglichkeiten und Grenzen verschiedener Wärmeerzeugungsoptionen und die damit zusammenhängenden Möglichkeiten für höhere Anteile erneuerbarer Energien in Wärmenetzen.

6.2.1 Differenzierung zwischen Nah- und Fernwärme

Aus rechtlicher Perspektive wird zwischen Nahwärme und Fernwärme kaum mehr unterschieden.⁵⁰⁶ Jede Form der gewerblich durch Dritte gelieferten leitungsgebundenen Wärme gilt als Fernwärme, einschließlich verschiedener Contractingformen (Fricke 2011a, 28). Entscheidend ist die eigentumsrechtliche Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch, nicht aber die konkrete Übertragungsdistanz.⁵⁰⁷ Diese Perspektive wird durch das Europarechtsanpassungsgesetz (EAG-EE)⁵⁰⁸ bestätigt. So ist der bislang im EEWärmeG enthaltene Begriff Nahwärme aufgegeben worden, da eine Unterscheidung zwischen Nah- und Fernwärme auch im übrigen Energierecht sowie in der Rechtsprechung als überholt gesehen wird.⁵⁰⁹

Auch technisch gibt es zwischen Nah- und Fernwärme außer eventuell unterschiedlichen Temperaturniveaus keine klar voneinander abgrenzbaren Kriterien (Nast 30.09.2011, mdl.). Bei Nahwärme bleibt die Vorlauftemperatur immer unter 100°C, während bei großen Fernwärmenetzen bei 120-130°C aus dem Kraftwerk ausgekoppelt wird. Der Leitungsdruck steigt dabei und macht die Rohre und Sicherheitseinrichtungen konventioneller Wärmenetze kostspieliger.

Eine definitorische Abgrenzung würde weiterhin erschwert durch kombinierte Wärmenetzverbünde, die mancherorts realisiert werden (bspw. Energieregion Merkendorf). Dabei werden erst die leichter

⁵⁰⁶ Vgl. z. B. BGH, 21.12.2011 – VIII ZR 262/09.

⁵⁰⁷ BGH, Urteil vom 25.10.1989 – VIII ZR 229/88 (Leitsatz).

⁵⁰⁸ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁵⁰⁹ Dementsprechend wurde die Wärmenetzförderung, die durch das EEWärmeG zunächst auf „Nahwärmenetze“ begrenzt war, theoretisch auf alle Wärmenetze erweitert, obgleich durch die angelegten Förderkriterien die Mittel weiterhin hauptsächlich in so genannte Nahwärmeprojekte fließen werden (vgl. BT-Drucksache 17/3629, 40).

zu errichtenden Niedertemperatur-Nahwärmeinseln realisiert und später zu Fernwärmesystemen verknüpft (Schulz 25.01.2007, 7). Teilweise werden auch konventionelle Fernwärmenetze untereinander verbunden (z. B. Fernwärmeschiene Niederrhein), oder der Fernwärmerücklauf wird zum Betrieb eines Niedertemperatur-Nahwärmenetzes genutzt wird (z. B. Kassel Oberzwehren; vgl. auch IFEU & Wuppertal Institut 2009, 212). Durch die technische Verknüpfung beider Konzepte erscheint eine Differenzierung umso fragwürdiger.

Aus juristischen und technischen Gründen erscheint eine Unterteilung der Konstellation in Nah- und Fernwärme folglich nicht zielführend und auch nicht notwendig.⁵¹⁰ Es wird im Folgenden nur dann, wenn eine differenzierte Betrachtung angebracht ist, zwischen der konventionellen Fernwärme und kleineren Nahwärmeanwendungen unterschieden.⁵¹¹ Sofern die Begriffe Nah- und Fernwärme genutzt werden, ist darunter lediglich der konzeptionelle Unterschied zwischen BHKW-gespeisten kleinen Niedertemperaturnetzen gegenüber den konventionellen Städtetnetzen mit Wärmebezug aus Großkraftwerken zu verstehen.

6.2.2 (Erneuerbare) Wärmeerzeugung

Im leitungsgebundenen Wärmemarkt sind drei erneuerbare Energieträger von Bedeutung: Tiefe Geothermie, Biomasse (v. a. Holz) und Biogas sowie Solarthermie.⁵¹² Aus diesen Energieträgern erwartet die Bundesregierung bis 2020 eine Wärmenetzeinspeisung von über 29 TWh, wobei besondere Wachstumspotenziale bei großen Solar- und Geothermieranlagen gesehen werden (Die Bundesregierung 2010b, 61). Langfristig sollte erneuerbare Wärme verstärkt die Grundlastdeckung des Wärmebedarfs übernehmen können. Dies kann z. B. durch den Bau von – im Vergleich zur Stromspeicherung relativ kostengünstigen – Wärmespeichern erreicht werden, die eine volatile Wärmeerzeugung abpuffern können.

Bisher werden Wärmenetze größtenteils mit Wärme aus fossilen Energien betrieben. Die Beschickung mit Wärme aus Heizkraftwerken mit kombinierter Strom- und Wärmenutzung (KWK-Anlagen) ist zwar keine erneuerbare Erzeugung, wegen des hohen Brennstoffnutzungsgrades von über 80 % ist sie dem reinen Heizwerk aus ökologischer Perspektive dennoch überlegen, da hierdurch ungekoppelt erzeugter Strom mit niedrigem Wirkungsgrad (35 % bis 60 %) verdrängt wird (vgl. Kapitel 6.2.2.3). Aufgrund der durch Klimaschutzargumente motivierten Förderung der KWK, soll diese im Folgenden neben den erneuerbaren Wärmequellen mit berücksichtigt werden.

6.2.2.1 Erneuerbare Wärmeerzeugung mit Solarthermie

Während bei der Biomasse absehbar Verfügbarkeitsprobleme aufgrund regionaler Potenzialgrenzen möglich sind, und tiefe Geothermie kostspielig und nicht überall wirtschaftlich zu erschließen ist, steht die Solarwärme unbegrenzt und grundsätzlich überall kostengünstig zur Verfügung. Erfahrungen mit solarthermischen Großanlagen mit Netzeinspeisung sind in Deutschland noch rar,

⁵¹⁰ Die verbleibenden technischen Unterscheidungsmerkmale werden in Kapitel 6.2.3 aufgegriffen.

⁵¹¹ So ist die begriffliche Abgrenzung der moderneren Nahwärme-Technologie von der eher behäbig wirkenden Fernwärme auch eine Imagefrage. Der Begriff „Nahwärme“ kann den Betreibern und Projektierern vor allem dazu dienen, sich nicht das Image einer antiquierten Technik anzulasten (Nast 30.09.2011, mdl.).

⁵¹² Hinzu kommt feste Biomasse, der biologisch abbaubare Anteil des Hausmülls sowie Klär- und Deponiegas, wobei z. B. beim Hausmüll pauschal ein EE-Anteil von 50 % angesetzt wird (vgl. Fußnote 497).

daher hat noch keine signifikante Kostendegression eingesetzt. Netzgekoppelte Solarthermieranlagen können sehr hohe Ertragswerte pro Quadratmeter Kollektorfläche erreichen. Dies ist damit zu begründen, dass – im Gegensatz zu Einzelanlagen – fast nie der Zustand eintritt, dass Solarenergie nicht genutzt werden kann (Bucar et al. 2006, 139). Im Unterschied zu privaten Einzelanlagen, die häufig verstärkt aus ökologischen denn aus wirtschaftlichen Beweggründen der Eigentümer installiert werden, muss bei Großanlagen ein wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet sein (Nast 30.09.2011, mdl.).⁵¹³ Europaweit gibt es bisher nur vereinzelt netzgebundene Großanlagen über 5 MW_{th} (vgl. BMU 2010, 49).

Die deutsche Solarthermie-Technologieplattform geht davon aus, dass die Solarthermie bis 2030 zur kostengünstigsten Wärmequelle werden wird und 50 % des Bedarfs decken kann (DSTTP 2010, 7). Dazu wird unter anderem der Ausbau von solaren Wärmenetzen mit der Erschließung (saisonaler) Wärmespeicher vorausgesetzt. Der erneuerbare Wärmebereich und insbesondere die Solarthermie führen aber noch ein Schattendasein in der Energiepolitik und der Forschungsförderung (DSTTP 2010, 6).

6.2.2.2 Erneuerbare Wärmeerzeugung mit Geothermie

Bei der Geothermie ist zwischen oberflächennaher Nutzung mit Wärmepumpen und der so genannten tiefen Geothermie zu unterscheiden. Ein Wärmeverteilnetz ist vorrangig bei tiefen Geothermieprojekten von Bedeutung, welche entweder strom- oder wärmegeführt geplant werden können. Durch die feste EEG-Vergütung und die garantierte Stromabnahme kann mit sicheren Einnahmen kalkuliert werden. Allerdings sind die EEG-Fördersätze und -kriterien so gestaltet, dass Geothermie nur mit der Kombination aus Strom- und Wärmenutzung wirtschaftlich betrieben werden kann. Die geothermische Stromerzeugung ist bei den Projektierern die primäre Motivation, während ein mit der ausgekoppelten Wärme betriebenes Wärmenetz mit Unsicherheiten bezüglich des Absatzes behaftet sein kann (Nast 30.09.2011, mdl.).

Geothermieranlagen ohne Wärmenetzanschluss (mit Ausnahme oberflächennaher Erdwärmepumpen) wären wirtschaftlich kaum zu realisieren, obgleich der Wärmenetzbau mehr als 50 % der Projektkosten ausmachen kann (Frey 2009). Die notwendigen kilometertiefen (Erkundungs-)Bohrungen sind kostspielig und erfordern ein entsprechend großflächiges Absatzgebiet für die gewonnene Wärme zusätzlich zum garantierten Stromabsatz (Fricke 2011a, 28). Problematisch bei der tiefen Geothermie ist der hohe Finanzierungsbedarf. Zudem besteht immer ein verbleibendes Fündigkeitsrisiko (Bruns et al. 2010, 314). Dieses kann allerdings versichert werden. Tiefe Geothermie ist zu wirtschaftlichen Konditionen nur in bestimmten Regionen verfügbar, z. B. im Münchener Raum (vgl. Wenzel et al. 2009).

6.2.2.3 (Erneuerbare) Wärmeerzeugung mit KWK

KWK ist der Oberbegriff für die gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung. Dazu wird die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme über Wärmetauscher ausgekoppelt und in das Wärmenetz eingespeist. Eine KWK-Anlage kann sowohl mit fossilen Brennstoffen, als auch regenerativ durch Biogas,

⁵¹³ Die Solarthermie-Förderung des Marktanreizprogramms (vgl. Kapitel 6.5.2.1) spricht bisher vor allem Privatinvestoren an, die weniger Wert auf Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen legen, sondern ihre Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern erhöhen möchten.

Biomasse oder Geothermie betrieben werden. In den meisten konventionellen Fernwärmenetzen wird fast ausschließlich Wärme aus fossil befeuerten Heizkraftwerken eingespeist (AGFW 2009, 21).

Auch die aus fossilen Energiequellen betriebene KWK hat durch ihre hohe Effizienz einen positiven Klimaeffekt. Daher ist auch eine solche Wärmeeinspeisung zu begrüßen, obgleich der Einsatz erneuerbarer Energieträger (Biogas, Biomasse, Geothermie) grundsätzlich zu bevorzugen wäre und langfristiges Ziel eine überwiegend auf erneuerbaren Energien basierende Wärmeerzeugung sein sollte. So betont der europäische Verband der lokalen und regionalen Energieunternehmen (CEDEC), dass der Einsatz von KWK in der europäischen Energiestrategie bisher zu wenig Beachtung gefunden hat (vgl. BDEW 2010d, 2).⁵¹⁴

Heizkraftwerke

Heizkraftwerke (HKW) sind größere Kraftwerke, in denen bei der Stromerzeugung die KWK genutzt wird. Kleinere Heizkraftwerke, so genannte Blockheizkraftwerke (BHKW) werden in der Regel wärmegeführt gefahren und nutzen die anfallende Wärme voll, während größere Heizkraftwerke primär der Stromerzeugung dienen und nur einen Teil der anfallenden Wärme in Netze einspeisen. In der mittleren Größenklasse (20 bis 300 MW_{el}) handelt es sich häufig um verbrauchsnahe errichtete Gasturbinenkraftwerke oder Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke). Die Wärmeauskopplung bewirkt auch bei größeren, meist kohlebefeuerten Heizkraftwerken (> 300 MW_{el}) im Winter geringe Einbußen in der Stromerzeugung, weil ein Teil des Dampfes in Kondensationsturbinen bei einem höheren Druck- und Temperaturniveau (80°C bis 120°C) aus der Turbine entnommen wird und so nicht mehr für die Stromerzeugung zur Verfügung steht (Skups 2002, 12).

Blockheizkraftwerke

Als Blockheizkraftwerke werden kleinere KWK-Anlagen in Modulbauweise bis circa 20 MW_{el} bezeichnet (BDEW 2010e, 5). Nach der KWK-Richtlinie 2004/8/EG werden diese Anlagen in Kleinanlagen (max. 1 MW_{el}) und Kleinstanlagen (bis 500 kW_{el}) unterteilt (vgl. dazu Kapitel 6.5.2.9). In letztere Kategorie fallen auch so genannte mini-BHKW bzw. objektbezogene Kleinanlagen, die nicht in Nahwärmenetze einspeisen.

BHKW erzeugen im Antriebsaggregat (Verbrennungsmotor, Mikrogas- und Gasturbinen) mechanische Energie, die in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Weil die Wärme dem Kühl- und Schmiermittel entnommen wird, verringert die Auskopplung nicht die Stromaushute (Skups 2002, 14). Als Brennstoff wird überwiegend Erdgas, aber auch Heizöl, Deponie-, Klär- oder Biogas eingesetzt.⁵¹⁵ BHKW-Module ermöglichen Vorlauftemperaturen des Warmwassers von 80°C bis 90°C. Die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom erlaubt bei einer

⁵¹⁴ In der Aussage ist implizit der Mehrbedarf an kleinen Wärmenetzen enthalten. Einer Öffnung des Wettbewerbs auf dem KWK-Markt, die das Europäische Parlament fordert, steht CEDEC kritisch gegenüber, da diese dem Ziel der Netzintegration entgegenwirken würde. Die lokale Begrenztheit von Wärmenetzen führe dazu, dass lediglich ein klar definierter Kreis von Wärmeabnehmern existiert. Ein Mehr an Wettbewerb könnte dazu führen, dass präzise geplante KWK-Anlagen ihre Produktion drosseln müssten und nicht mehr effizient arbeiten könnten (vgl. BDEW 2010d, 2 f.).

⁵¹⁵ Auch der Einsatz von Holzpellets ist z. B. in BHKW mit Stirlingmotoren möglich.

Stromkennzahl⁵¹⁶ zwischen 0,6 und 0,8 eine CO₂-Emissionsminderung bis zu 75 % gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung.

BHKW-Anlagen sind gegenüber reinen Heizwerken deutlich teurer; eine betriebswirtschaftlich optimale Nutzung stellt sich nur bei möglichst hoher Wärmenutzung ein. Weil Bedarfsschwankungen in der Wärmeabnahme einer kontinuierlichen Fahrweise mit hoher Stromerzeugung entgegenstehen, werden die Anlagen für die Wärmegrundlast des ganzen Jahres konzipiert. Die Spitzenlast im Winter wird durch einen Spitzenlastkessel bereitgestellt (Fricke 2011a, 30). Sollen BHKW auch stromgeführt (z. B. zur Bereitstellung von Regelernergie) gefahren werden können, ist ein Wärmespeicher nötig, sodass sich die Leistungsbereitstellung an der Stromnachfrage bzw. dem Leistungspreis orientieren kann.⁵¹⁷

Bei den EEG-geförderten BHKWs kommt Biogas zum Einsatz. BHKW mit Pflanzenöl sind nach einem kurzen Boom, der „Teller-Tank-Diskussion“ und insbesondere durch erhebliche Preiserhöhungen bei Pflanzenöl kaum noch wirtschaftlich zu betreiben. Bestehende erdgasbetriebene BHKWs können ohne technische Änderungen auf Biomethan (auch Bioerdgas genannt) umgestellt werden, das ins Erdgasnetz eingespeist und bilanziell daraus bezogen wird. Erdgasbetriebene KWK-Anlagen erhalten einen Zuschlag auf die produzierten Strommengen nach dem KWKG, während Biogas-BHKW durch die Strom-Einspeisevergütung nach dem EEG gefördert werden.

In Deutschland waren Ende 2009 über 8.700 EEG-Biomasseanlagen im Einsatz, die zu 95 % in gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung betrieben wurden (Die Bundesregierung 2011a, 70 ff.). Dazu kommt eine hohe Zahl erdgasbetriebener BHKW, die über das KWKG gefördert werden und darum nicht im EEG-Erfahrungsbericht aufgeführt werden. Insgesamt ist die Zahl kleiner BHKW seit dem Jahr 2000 von knapp 2.000 auf über 33.000 Anlagen gestiegen. Die meisten dieser BHKW geben ihre Wärme an industrielle Nutzer oder kleine Wärmenetze ab, die nicht zwangsläufig von der AGFW oder in Förderstatistiken erfasst sind (Clausen 2012, 3).

6.2.3 Wärmenetze

In Kapitel 6.2.1 wurde darauf verwiesen dass aus juristischer und technischer Sicht die Unterscheidung verschiedener Wärmenetztypen nicht notwendig ist. Einige technische Aspekte unterscheiden die konventionellen (Fern-)Wärmenetze dennoch von den neueren und räumlich begrenzteren (Nah-)Wärmenetzen mit niedrigerem Wärmeabsatz.

6.2.3.1 Konventionelle Wärmenetze

Die konventionelle Fernwärme umfasst die großflächige Versorgung ganzer Städte oder Stadtteile mit Wärme zur Raumheizungs-, Warmwasser- und teilweise Prozesswärmebereitstellung. Die Heißwassernetze (selten auch Dampfnetze) arbeiten mit hohen Vorlauftemperaturen von 80°C bis 130°C. Die Mittel- und Unterverteilungsebenen können verschiedene (darunterliegende)

⁵¹⁶ Die Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis zwischen Stromproduktion und Nutzwärmeerzeugung in einem bestimmten Zeitraum. BHKW haben Stromkennzahlen zwischen 0,4 und 0,9. Ein BHKW, welches gleichzeitig 300 kWh Strom und 400 kWh Wärme bereitstellt, besitzt eine Stromkennzahl von 0,75 (Rechnung: $300/400=0,75$).

⁵¹⁷ Würden alle bestehenden KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung > 10 MW_{th} mit Wärmespeichern ausgestattet, ergibt sich ein positives Lastmanagementpotenzial von 3,6 GW_{el}. Selbst im Winter steht noch ein Potenzial zwischen 600 und 1.000 MW_{el} bereit (Prognos AG 2011b, 21). Zu den Lastausgleichspotenzialen der KWK auf europäischer Ebene vgl. auch Aalborg University et al. (2012, 11 ff.).

Temperaturniveaus aufweisen, die Temperatur wird jeweils in Übergabestationen reduziert (Schulz 25.01.2007, 5). An den Hausübergabestationen wird die Wärme über Wärmetauscher an das Hausnetz abgegeben. Zum Transport sind mindestens zwei Leitungen – Vorlauf und Rücklauf – erforderlich, die bei kleineren Innendurchmessern in einer isolierten Rohrleitung gebündelt werden. Die Vorlaufparameter (Temperatur und Strömungsgeschwindigkeit) werden unter Berücksichtigung der Leitungsverluste dem Wärmebedarf der versorgten Kunden (Wohnen oder Gewerbe) angepasst (Fricke 2011a, 30).

Fernwärmenetze sind wegen der Transportverluste nur bis zu einer Entfernung von etwa 20 km um den Wärmelieferanten sinnvoll. Weil die Wärmeverluste mit zunehmendem Leitungsdurchmesser sinken, werden vorzugsweise Ballungsgebiete mit hohem Absatzpotenzial (ab $30 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{km}^2$) erschlossen. Eine Abstimmung der Kapazität der Wärmeerzeugungsanlage auf den Wärmebedarf des Kunden ist notwendig und wird beim Anschluss vertraglich vereinbart. Da im Unterschied zum Stromversorgungssystem kein Ausgleich über ein großflächiges Verbundnetz möglich ist, muss der Fernwärmeversorger jederzeit die Spitzennachfrage selbst decken können (ggf. durch Spitzenlastkessel). Gleichzeitig ist er an der Vermeidung von Überkapazitäten interessiert, was durch Netzverdichtungen erreicht werden kann (Fricke 2011a, 26 f.).

Abgesehen von der nur vereinzelt realisierten Biomasse-Zuführung in Kohlekraftwerken (vgl. Kapitel 6.4.1) sind erneuerbare Energien bisher selten und eher ineffizient in bestehende Fernwärmenstrukturen einzubinden. Konventionelle Fernwärmenetze werden zudem mit Arbeitstemperaturen über 100°C betrieben, die beispielsweise von solarthermischen Großanlagen nicht erreicht werden (Futterlieb 2011, 131).

6.2.3.2 Kleine Wärmenetze

In kleinen Wärmenetzen, der so genannten Nahwärme, werden deutlich kürzere Strecken bei niedrigeren Vorlauftemperaturen (maximal 90°C) überwunden. Das Temperaturniveau solcher Netze ist mit demjenigen auf der Unterverteilungsebene eines Stadtnetzes vergleichbar (Schulz 25.01.2007, 5). Meistens wird als Wärmequelle ein Blockheizkraftwerk (BHKW) eingesetzt, darüber hinaus sind Nahwärmenetze aber auch Bestandteil von Geothermieprojekten und Solarkollektorfeldern⁵¹⁸ (Nast et al. 2006, 35 ff.; AEE 2010b, 69).

Insbesondere Nahwärmenetze in Neubaugebieten (mit niedrigen Anschlussleistungen und niedrigen Anforderungen an die Vorlauftemperatur) können für einen Temperaturbereich von 60°C bis 70°C kosteneffizient gebaut werden, zumal die Strecken sehr überschaubar sind. Dabei ist eine exakte Abstimmung von Nahwärmenetz, Einspeisequelle und Wärmenachfrage wichtig, um Verluste zu minimieren. Die Transportverluste bei den als „Nahwärmenetz“ typisierten Leitungslängen können durch die höhere Effizienz der Erzeugungsanlagen teilweise aufgefangen werden. Neubaugebiete sind für eine Einführung von Nahwärme von besonderer Bedeutung, weil keine bestehende Heizungsanlage ersetzt werden muss und ggf. Anschlusspflichten ausgesprochen werden können (vgl. Kapitel 6.5.2.7).

⁵¹⁸ Solarthermische Freiflächenanlagen, die über Nahwärmenetze an Wohn- und Industriegebiete angeschlossen sind, sind derzeit noch die Ausnahme. Europaweit produzieren 99,8 % der Solarthermieranlagen lokale Wärme zur Nutzung im selben Gebäude und speisen in kein Wärmenetz ein (Futterlieb 2011, 131). In Deutschland speisen nur 3,8 % der Solarthermieranlagen in Wärmenetze ein (IfnE 2012, 11).

Die Rohrleitungen selbst gibt es in verschiedenen Ausführungen. Dazu zählen Stahlmantelrohre (SMR) und Kunststoffverbundrohre (KMR). Das meistverlegte Rohrsystem ist das KMR, in das ein Stahlmediumrohr integriert ist (Hansen & Falsig 2011, 40). Zur Trassenführung bietet sich die Kanalverlegung mit Stichleitungen zu den Häusern oder die Kellerverlegung an. Letztere ist die günstigste Verlegeform, weil Tiefbauarbeiten reduziert werden können (Fraunhofer UMSICHT o. J., 39). Die finanzielle Förderung von Wärmenetzen ist bisher nicht an einen bestimmten Leitungstyp oder an Effizienzanforderungen der Rohrleitungen gekoppelt (vgl. Kapitel 6.5.2.1). Gerade hinsichtlich der Rentabilität eines Wärmenetzes bei hochisolierten Neubauten ist es jedoch im Interesse der Netzbetreiber, Leitungsverluste zu minimieren (Hansen & Falsig 2011, 44).

6.2.4 Wärmespeicher

Für eine langfristige Steigerung der Anteile fluktuierender erneuerbarer Wärme ist der Einsatz von Langzeitspeichern in Verbindung mit Wärmenetzen unumgänglich. Große Speicherpotenziale lassen sich in der Regel nur außerhalb von Gebäuden realisieren. Beispiele sind über- oder unterirdische Heißwasserspeicher mit hohem Wärmespeichervermögen von mehreren tausend Kubikmetern Volumen, die mit den Wärmeüberschüssen der Sommermonate oder bisher vor allem aus der stromgeführten KWK-Erzeugung beladen werden. Sie ermöglichen damit eine Teilnahme der KWK am Regelleistungsmarkt (Prognos AG 2011b, 8).

Die spezifischen thermischen Verluste verringern sich, je größer die Speicher dimensioniert sind.⁵¹⁹ Der Trend geht daher zu Großspeichern in Verbindung mit Nahwärmenetzen (AEE 2010b, 64). Die Speicherung der thermischen Energie ist eine Grundvoraussetzung für die deutliche Erhöhung des erneuerbaren Wärmeanteils in den Netzen, vor allem wenn Solarthermie genutzt werden soll.

Große Speicherlösungen müssen zur Reduktion der Baukosten aber noch weiterentwickelt werden (vgl. z. B. DSTTP 2010, 7). Bisher realisierte Beispiele für thermische Langzeitspeicher in Verbindung mit Solarthermie⁵²⁰ wurden in der Regel über Forschungsgelder gefördert (BINE Informationsdienst 2009, 4).

Wärmespeichertechnologien

Um Wärme langfristig zu speichern, stehen aus technischer Sicht mehrere Alternativen zur Verfügung:

- Warmwasserspeicher (sensible Speicher),
- Latentwärmespeicher sowie
- thermo-chemische Speicher.

Warmwasserspeicher sind die einfachste und zugleich die bisher preiswerteste Form der Wärmespeicherung (Prognos AG 2011b, 6). Als Saisonspeicher benötigen sie sehr große Volumina und müssen außerhalb von Gebäuden zumeist als Erdspeicher errichtet werden. Im Boden versenkte Heißwasserspeicher (Speicherkapazität: 60-80 kWh/m³) können Zeiträume von wenigen Tagen bis

⁵¹⁹ Große Wärmespeicher haben durch die im Verhältnis zum Volumen niedrigere Oberfläche deutlich geringere Wärmeverluste und sind kostengünstiger als die heute in Einzelgebäuden gebräuchlichen Kurzzeitspeicher (Nast 30.09.2011, mdl.).

⁵²⁰ Z. B. Bauhof Norderney, Neckarsulm-Amorbach, München-Ackermannbogen, Deutscher Bundestag.

hin zu einer saisonalen Speicherung abdecken. Ebenfalls zu den Warmwasserspeichern zählen Erdsondenspeicher, die Wärme in den Untergrund transportieren bzw. sie von dort entnehmen. Voraussetzung ist eine geringe Bewegung des Grundwassers. Dieser Speichertyp muss wegen seiner niedrigen Kapazität ($15\text{--}30\text{ kWh/m}^3$) sehr groß dimensioniert sein. 2010 waren in Deutschland nur 15 Langzeitwärmespeicher mit einem Speichervolumen zwischen 300 m^3 und über 20.000 m^3 Wasseräquivalent realisiert (DSTTP 2010, 8; FfE 2011, 3).

Deutlich weniger Platz benötigen Latentwärmespeicher, welche die Bindungsenergie der Moleküle eines Stoffes nutzen. Diese wird beim Wechsel des Aggregatzustandes – hier in der Regel fest zu flüssig – benötigt bzw. umgekehrt freigesetzt, wobei sich während dieser Phase die Temperatur des Stoffs nicht ändert. Je nach benötigtem Temperaturniveau können verschiedene Stoffe als Speichermaterial zum Einsatz kommen (Salze oder Paraffine). Der Platzbedarf verringert sich bei diesen Speichern um rund zwei Drittel.

Noch höhere Speicherdichten (bis zu 500 kWh/m^3) sind mit thermo-chemischen Speichern zu erzielen (vier- bis fünffach gegenüber Wasser), bei denen Wasserdampf an der Oberfläche eines Sorptionsmittels wie Silikatgel oder Zeolith angelagert oder frei wird. Wird Wärme zugeführt, gibt das Sorptionsmittel Wasserdampf ab und speichert die Wärme. Wird kalte Luft mit darin enthaltener Feuchtigkeit zugeführt, wird die Wärme wieder frei und das Sorptionsmittel nimmt die Feuchtigkeit auf. Das Ergebnis ist warme trockene Luft (BINE Informationsdienst 2001).

Die zentrale Restriktion für die Realisierung großer Speicher sind deren Kosten, insbesondere für das Speichermaterial bzw. Sorptionsmittel bei Latentwärmespeicherung und thermo-chemischen Speichern.

Nutzung von EE-Überschussstrom zur Wärmeerzeugung und –speicherung

Vor dem Hintergrund eines abnehmenden Wärmebedarfs ist es bei Passivhäusern unter Umständen ökologisch sinnvoll und wirtschaftlich, den verbleibenden Restwärmebedarf mit erneuerbarem Strom zu decken (vgl. Norwegen). Der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung erscheint aus physikalischer Sicht zunächst „verschwenderisch“.⁵²¹ In den nächsten Jahren könnte aber anfallender Überschussstrom aus erneuerbaren Energien gezielt in den bis 2020 noch vorhandenen Nachtstromspeicherheizungen genutzt werden, zumal deren Beladung schon heute über Rundsteuerempfänger (Fernsteuerung von Stromverbrauchern) aktiviert wird.

Daneben gibt es in den Haushalten auch einige Millionen Heißwasserspeicher. Diese werden zum Teil mit Strom, oft auch mit Erdgas betrieben. Mit einer gezielten Steuereinheit und einem zusätzlichen elektrischen Heizelement (bei Gasgeräten) versehen, könnten diese Geräte EE-Strom in Phasen des Überangebotes in Form von Wärme speichern. Diese Nutzung elektrischer Zusatzheizungen würde die Integration von 7 GW bis 11,7 GW an erneuerbar erzeugtem Strom ermöglichen (Prognos AG 2011b, 21; vgl. auch FfE 2011, 3). Wärmespeicherung ist deutlich kostengünstiger als die Schaffung von Elektrizitätsspeichern. Voraussetzung ist allerdings, dass die Leitungskapazitäten ausreichen, um den Überschussstrom zu den Wärmespeichern zu transportieren.

⁵²¹ Aus diesem Grund sind neue Stromnachtspeicherheizungen nicht mehr zulässig. Ab dem Jahr 2020 dürfen auch Bestandsgeräte nicht mehr betrieben werden.

Auch Wärmepumpen können als Elektrizitätssenke im Fall eines erneuerbaren Strom-Überangebots betrieben werden (detailliert: Prognos AG & Ecofys 2011). Die gewonnene Wärme beträgt je nach Jahresarbeitszahl das Vierfache der eingesetzten Elektrizität und kann (lokal) gespeichert werden. Dafür ist bei Wärmepumpen-Heizungen der Einbau eines (größeren) Wasserspeichers erforderlich, durch den der Betrieb der Wärmepumpe von der Wärmenachfrage entkoppelt werden kann und der Betrieb am erneuerbaren Stromangebot ausgerichtet ist. Selbst ohne Wärmespeicher bietet ein gut gedämmter Gebäudebestand bereits ein hohes Potenzial (laut BWP ca. 1 TWh) zur Speicherung von EE-Überschussstrom in Form von Wärme, welche über Wärmepumpen bereitgestellt wird. 1 TWh Wärmespeicherpotenziale entspricht bei einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von 4,0 einer Strommenge von 250 GWh die zum Lastmanagement genutzt werden können (BWP 2011, 12; AEE 2012, 17).⁵²²

Allein im Jahr 2009 gingen durch die notwendige Abschaltung von Windenergieanlagen rund 74 MWh erneuerbaren Stroms verloren (Balzer & Lorenz 2011, 42), wobei dies vor allem auf regionale Netzengpässe zurückzuführen war und kein allgemeines Überangebot an Windstrom darstellte (vgl. Kapitel 4.4.2.4). Im Folgejahr ging bereits doppelt so viel EE-Strom verloren (ebda.). Perspektivisch bis 2020 und besonders in der Zeit danach werden die Phasen von tatsächlichem Leistungsüberschuss bei Starkwindwetterlagen aber deutlich zunehmen.

Interdependenz von Speicher- und Netzinfrastrukturen

Über Wärmenetze angebundene Großspeicher kühlen aufgrund der im Verhältnis zum Gesamtvolumen niedrigen Oberfläche nur sehr langsam ab und ermöglichen einen mehrtätigen oder sogar saisonalen Ausgleich. Allerdings fallen netzübliche Wärmeverluste beim Transport vom und zum Speicher an. Ein zentraler Speicher ist gleichwohl kostengünstiger als viele kleine Wärmespeicher in jedem Keller einer Siedlung. Sie erlauben die Bündelung des Bedarfs vieler Abnehmer und durch die langfristige Speicherung einen hohen Deckungsgrad mit EE-Wärme. Die Ergänzung von Nahwärmenetzen mit Saisonspeichern ist eine strukturelle Voraussetzung, um die angestrebten hohen EE-Anteile zur zukünftigen Wärmeversorgung technisch und wirtschaftlich realisieren zu können (Nast et al. 2006, 36).

Wärmespeicher sind sowohl für die Einbindung fluktuierender erneuerbarer Einspeisung (Solarthermie) als auch zur Ermöglichung einer stromgeführten Fahrweise im KWK-Betrieb (v.a. Biogasanlagen) notwendig. Durch stromgeführten KWK-Betrieb entsteht zwangsläufig eine volatile Einspeisecharakteristik bei der Wärmeerzeugung. Während Solarsiedlungen einen groß dimensionierten Speicher zur Überbrückung langer Zeiträume nutzen, sind Speicherlösungen in Bestandsnetzen bisher eher selten. Groß dimensionierte Speicher werden auch in den derzeit entstehenden Netzen für Biogas/Holz-BHKW selten berücksichtigt, dabei sind sie insbesondere dann sinnvoll, wenn das BHKW verstärkt stromgeführt betrieben werden soll. Hier kann die bedarfsgeführte Stromerzeugung (u. a. Regelergiebereitstellung) die Kosten für den Wärmespeicher zumindest abfedern.

⁵²² Einen ähnlichen Ansatz verfolgt das Projekt „virtuelles Kraftwerk“ der Vattenfall Europe Wärme AG (BWK 2011, 47).

6.3 Ökonomische Rahmenbedingungen und Herausforderungen

Anders als im Strom- und Gassektor sind die regulativen Rahmenbedingungen zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung verhältnismäßig schwach. Von Seiten des Gesetzgebers ist eine Bedarfs- und Ausbauplanung bislang nicht vorgesehen (vgl. Kapitel 6.1.3). Die Entscheidung für Leitungswärme mit hohen EE-Anteilen steht und fällt vorrangig mit deren Wirtschaftlichkeit. Das folgende Kapitel fragt nach den ökonomischen Faktoren und Herausforderungen für den Ausbau leitungsgebundener Wärme und die Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien.

6.3.1 Kostenstruktur Leitungswärme

Die Kostenstruktur der Leitungswärme wird hauptsächlich durch die drei Faktoren Erzeugungsanlagen, Leitungsnetze und Brennstoffkosten bestimmt. Bedeutsam für einen wettbewerbsfähigen Wärmepreis im Vergleich zu Einzelheizungen sind eine hohe Anschlussdichte und eine möglichst hohe Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf.⁵²³ Die gesamte Verlegung von Wärmenetzen ist (u. a. bedingt durch die kostspielige Dämmung) um ein Vielfaches teurer als die von Gasleitungen. Die Kosten steigen mit der zu übertragenden Wärmeleistung an, da die Rohrdurchmesser und deren Dämmung größer ausfallen müssen. Die Brennstoffkosten sind dann vergleichsweise niedrig (ca. 30 % der Gesamtkosten bei annuitätischer Betrachtung), entweder weil die Abwärme durch den KWK-Betrieb ohnehin anfällt oder aufgrund der Nutzung erneuerbarer Wärme. Erst die effiziente Brennstoffnutzung ermöglicht überhaupt den hohen Kapitaleinsatz für den Bau der Netze (Fricke 2011a, 30). Dementsprechend muss eine möglichst hohe Auslastung der Infrastrukturen angestrebt werden.

Die Endkundenpreise für Leitungswärme setzen sich aus Leistungspreis (Grundpreis) und Arbeitspreis zusammen. Der Leistungspreis richtet sich nach der Anschlussleistung und der Arbeitspreis nach der tatsächlich bezogenen Wärme. Durch die hohen Fixkostenanteile präferieren Wärmeanbieter möglichst hohe Grundpreise oder sogar Pauschalpreise.⁵²⁴

Die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes ist maßgeblich von der Anzahl der angeschlossenen Gebäude und deren Wärmebedarf abhängig. Es wird ein möglichst hoher Anschlussgrad (das Verhältnis zwischen angeschlossenen und nicht angeschlossenen Gebäuden) angestrebt, was im Fall von Neubaugebieten durch einen Anschlusszwang erreicht werden kann (vgl. Kapitel 6.5.2.7). Der Aufbau von Wärmenetzen in Neubaugebieten mit der dort sehr viel niedrigeren Wärmeabnahme gegenüber dem Gebäudebestand ist wirtschaftlich nur schwierig darzustellen, da die Leitungsverluste bei niedriger Wärmeabnahme pro Trassenmeter höher liegen als die üblichen 10 % bis 20 %.

6.3.2 Sinkender Wärmebedarf durch Gebäudeenergieeffizienz

Seit Jahren ist in den Haushalten ein sinkender Wärmebedarf zu verzeichnen, der durch gesteigerte Energieeffizienz von Neubauten und im Gebäudebestand durch energetische Sanierung eintritt.

⁵²³ Für kleine Wärmenetze werden Anschlussdichten zwischen 0,5 und 1,0 kW je Trassenmeter empfohlen. Die Rücklauftemperatur sollte unter 40°C liegen, um einen hohen Anlagenwirkungsgrad zu erreichen (TFZ Bayern 2007).

⁵²⁴ Pauschalpreise bieten allerdings keinen Anreiz zum Energiesparen und sind damit aus ökologischer Perspektive fragwürdig (Fricke 2011a, 31).

Dieser Trend setzte mit der Wärmeschutzverordnung (WSchV) im Jahr 1994 ein und wurde mit den ab dem Jahr 2002 regelmäßig verschärften Energieeinsparverordnungen (EnEV 2002, 2004 und 2009) verstärkt. Seit Einführung der EnEV reduzierte sich der spezifische Heizwärmebedarf in Wohngebäuden um ca. 22 % (vgl. Abbildung 6-1). Der spezifische Warmwasserbedarf blieb weitgehend konstant. Diese Entwicklung ist positiv hinsichtlich der Energieeffizienzsteigerung, aber tendenziell nachteilig für den ökonomisch attraktiven Betrieb von Wärmenetzen.



Abbildung 6-1: Entwicklung des Heizenergieverbrauchs von Wohngebäude 2002 bis 2010⁵²⁵

6.3.2.1 Zukünftige Bedarfsreduktion

Die Meseberger Beschlüsse der schwarz-roten Bundesregierung aus dem Jahr 2007 erhöhten die energetischen Erfordernisse in der EnEV 2009 bereits um 30 % und ab 2012 um 50 %. Auch die Heizenergiepreise für Haushalte (Heizöl, Erdgas), die sich zwischen 2000 und 2010 mehr als verdoppelt haben (Matthes & Ziesing 2011, 12), wirken sich dämpfend auf die Nachfrage aus. Der Gesamtbedarf an Wärme wird bis 2020 auf 84 % des Wertes von 2009 (dann: 1.190 TWh) und bis 2050 auf 56 % des Wertes von 2009 (dann: 800 TWh) absinken (Nitsch et al. 2010, 59).

Das Bundesumweltministerium geht von einer weiteren Reduktion des spezifischen Heizwärmebedarfs bis 2020 auf dann durchschnittlich 114 kWh/(m²·a) aus (Nitsch & Wenzel 2009, 51). Das angestrebte Ziel laut Energiekonzept ist bis 2050 eine Reduktion des Primärenergiebedarfs von Gebäuden um 80 % (Die Bundesregierung 2010a, 22).⁵²⁶ Die Umsetzung dieses Ziels würde ab 2020

⁵²⁵ Quelle: Jahnke (2011, 3).

⁵²⁶ Ein gegenteiliges Signal lieferten allerdings die Kürzungen der KfW-Gebäudesanierungsprogramme in den Jahren 2010 und 2011.

bei Sanierungen eine Reduktion des Heizwärmebedarfs auf Werte zwischen 20 und 40 kWh/(m²*a) verlangen (Nitsch et al. 2010, 169). Um diese Werte zu erreichen, müssten die Bestandsgebäude aufwändig unter Verwendung von teuren Passivhauskomponenten saniert werden, weil mit den heute üblichen Wärmedämmverbundsystemen diese Werte nicht erreichbar sind (ebda.).

Einer zukünftigen Bedarfsreduktion steht die Gefahr sogenannter Rebound-Effekte, d. h. das Phänomen, dass theoretisch mögliche Einsparpotenziale durch höheren Wärmekonsum nicht erreicht bzw. zunichte gemacht werden, entgegen. Ein laufendes Projekt der Förderinitiative „EnEff:Stadt“ kommt zu der Erkenntnis, dass Steigerungen der Energieeffizienz nicht zwangsläufig zu einer Minderung des Gesamtenergieverbrauchs führen und daher ergänzende Maßnahmen ergriffen werden müssen (EnEff:Stadt 2012d).

Voraussetzung zur Umsetzung der Einsparziele ist in jedem Fall ein gravierender Strukturwandel, der laut DLR eine vollständige energetische Sanierung des Altbaubestands, einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und – wo möglich – die Umwandlung von Einzelheizungen in netzgebundene Wärmeversorgung umfasst (Nitsch et al. 2010, 169).

6.3.2.2 Umsetzung in Neubauten

Neubauten können von Beginn an als Passiv- oder Nullenergiehaus geplant werden (Weber 2009, 68). In Passivhäusern ist keine konventionelle Heizungsanlage erforderlich, ein Wärmetauscher erwärmt durch die nach außen transportierte warme Abluft die von außen einströmende Kaltluft und heizt diese bei Bedarf elektrisch nach. Neubauten müssen ab 2019 den Nullenergie-Standards der novellierten EU-Gebäuderichtlinie entsprechen (vgl. Kapitel 6.5.1.1). Damit wird die relative Bedeutung der Warmwasserbereitung gegenüber dem Heizenergiebedarf eines Gebäudes zunehmen (Weber 2009, 69). Passivhäuser sind für die leitungsgebundene Wärme nur noch zur Deckung des Warmwasserbedarfs interessant; hier bietet sich angesichts des im Jahresverlauf gleichbleibenden Bedarfs die Versorgung mit Netzwärme an (Fricke 2011a, 32). Kritisch dabei sind dann die geringen abzunehmenden Wärmemengen, die zu relativ hohen Netzverlusten führen, weil die Vorlauftemperaturen für die Warmwasserbereitung weiterhin im Bereich von 70 bis 80°C liegen müssen.

Bei verbrauchsarmen Neubauten findet der Ausbau aller erneuerbaren Wärmequellen grundsätzlich vor dem Hintergrund eines sinkenden Heizbedarfs und verbesserter Energieeffizienz statt (Nast et al. 2009, 72), entsprechend groß sind die Interdependenzen zwischen beiden Bereichen. Ein sinkender Wärmebedarf ist aus energetischer Perspektive zunächst erfreulich, der hohe Fixkostenanteil (vgl. Kapitel 6.3.1) kann sich jedoch zu einem Hemmnis für die leitungsgebundene Restwärmedeckung entwickeln. Allerdings unterstreichen Pehnt (AEE 2010b, 70) wie auch Nast (30.09.2011, mdl.), dass selbst bei sehr gut gedämmten Gebäuden eine wirtschaftliche Nahwärmeversorgung möglich ist, wenn sie von vornherein mit geplant und kostengünstig verlegt wird (Beispiel Dänemark, vgl. Kapitel 6.8.3.3). Zum Ausgleich eines sinkenden Absatzes in Bestandsnetzen kann durch den Anschluss neuer Wärmesenken (Nachverdichtung) in der Umgebung die Auslastung des Netzes erhalten oder gar gesteigert werden.

Gerade in Neubausiedlungen ist der Zubau von Wärmenetzen technisch am einfachsten zu realisieren. Der deutliche Bedarfsrückgang schlägt hier besonders stark durch, weil die Wärmeabsatzmengen ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit der Leitungswärme sind. Da ein Wärmenetz einen hohen Fixkostenanteil aufweist und mit sinkendem Wärmebedarf keine

niedrigeren Betriebskosten einhergehen, wird die Leitungswärme ab einem bestimmten individuellen Bedarfsrückgang unattraktiv.⁵²⁷

6.3.2.3 Umsetzung in Bestandsgebäuden

Der Gebäudebestand bietet gegenüber Neubauten weniger Möglichkeiten zur Reduzierung der Verbrauchsstruktur (Weber 2009, 68) bzw. erfordert einen höheren finanziellen Einsatz. Zur Umsetzung der Einsparziele muss auch der Wärmebedarf im Gebäudebestand deutlich sinken – oder alternativ der Einsatz erneuerbarer Energien gestärkt werden. Eine der Umsetzungsoptionen ist die angestrebte Verdopplung der Sanierungsrate von unter 1 % auf 2 % pro Jahr, um eine nahezu vollständige Sanierung des Altbaubestands in einem kürzeren Zeitraum zu gewährleisten (DLR et al. 2012a, 63).⁵²⁸ Die energetische Sanierung muss nicht zwangsläufig ein Hemmnis für die Amortisation eines ganzen Wärmenetzes darstellen, weil sich die Verbrauchsstruktur des Gebäudebestands im Anschlussgebiet und damit die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes aufgrund der niedrigen Sanierungsrate insgesamt nur langsam verändern.

Die niedrige Sanierungsrate bedeutet also gleichzeitig, dass für den Bau und Betrieb von Wärmenetzen noch längere Zeit die Verbrauchsstruktur des Gebäudebestands maßgeblich ist, die trotz deutlicher Reduzierung durchschnittlich noch bei fast 130 kWh/(m²*a) liegen (vgl. Abbildung 6-1). Auch nach einer Sanierung verbleibt üblicherweise ein spezifischer Wärmebedarf zwischen 80 und 100 kWh/(m²*a). So wird auch von Seiten des AGFW die zunehmende Wärmeisolierung nicht zwangsläufig als Hemmnis für die leitungsgebundene Wärmenutzung betrachtet. Vielmehr könnten „bei fortschreitender Dämmung von Bestandsgebäuden freiwerdende Fernwärmekapazitäten für die weitere Erschließung wie die Verdichtung gut genutzt werden“ (EuroHeat&Power 2011c, 13).

Dennoch müssen Bau- und Betriebskosten für Wärmenetze durch Bedarfsrückgang und Änderungen in der Nachfragestruktur (vgl. Kapitel 6.3.3) auf immer weniger Abnehmer umgelegt werden (Nast et al. 2006, 38; Fishedick et al. 2007, 198). Bei ansteigenden hohen Kosten sinkt die Bereitschaft der Abnehmer, sich an ein Wärmenetz anzuschließen bzw. angeschlossen zu bleiben.

Perspektiven für leitungsgebundene Wärme bestehen vor allem im Gebäudebestand und, sofern ein wirtschaftlicher Betrieb auch bei sehr niedrigem Bedarf realisiert werden kann, auch im Neubaubereich. Ob die Wärmenachfrage ausreicht, um den Bau oder die Erweiterung von Wärmenetzen zu induzieren, ist jeweils im Einzelfall zu prüfen (vgl. Wolff & Jagnow 2011, 12).

6.3.3 Veränderung der Nachfragestruktur

Räumliche Veränderungen der Nachfrage sind ein grundsätzliches Problem ortsfester Infrastrukturen. Für den leitungsgebundenen Wärmemarkt führen die absehbare siedlungsstrukturelle Entwicklung (Trend zu Einfamilienhäusern, mehr beheizte Wohnfläche pro Person) sowie die demographische Entwicklung (Bevölkerungsrückgang) zu solchen Veränderungen (vgl. UBA 2010, 22). Wie

⁵²⁷ Allerdings können Wärmeverluste, die bei geringen Absatzmengen tendenziell hoch sind, durch Niedertemperaturnetze (ggf. unter Nutzung „kalter Nahwärme“ aus Erdsonden) abgedeckt werden. Die Wärme würde dabei maximal auf Heiztemperaturniveau geliefert und für den Warmwasserbedarf mittels Wärmepumpe angehoben. Fragwürdig bleibt bei dieser Lösung allerdings das Potenzial zur Primärenergie- und Emissionseinsparung gegenüber nicht-leitungsgebundenen Referenzsystemen (IFEU & Wuppertal Institut 2009, 172 f.).

⁵²⁸ Auf EU-Ebene wird eine Erhöhung der energetischen Sanierungsrate und dahingehend eine besondere Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude angestrebt (vgl. Kapitel 6.5.1.4).

auch der generelle Wärmebedarfsrückgang können die Auswirkungen dieser Entwicklung auf die Wärmenetzinfrastruktur teilweise durch Nachverdichtung aufgefangen werden (Nast et al. 2009, 51).

Die Folgen von Bevölkerungsrückgang und hoher Zersiedelung sind besonders nachteilig für große Wärmenetze im Vergleich zu kleinen Wärmenetzen. Das Statistische Bundesamt geht im bundesweiten Mittel von einem Bevölkerungsrückgang zwischen 3,2 % und 5,7 % im Zeitraum 2010 bis 2030 aus (Clausen & Winter 2012, 11).⁵²⁹ Beispiele aus Regionen in den neuen Bundesländern, in denen der Bevölkerungsrückgang zu Wohnungsleerstand geführt hat, zeigen jedoch auch, dass solche Umwälzungsprozesse – zusammen mit einem generellen Wärmebedarfsrückgang – den wirtschaftlichen Betrieb von Netzinfrastrukturen gefährden. So bekommen vielerorts in den ostdeutschen Bundesländern Fernwärmeversorgungsunternehmen seit 1990 die Folgen des stetigen Bevölkerungsrückgangs zu spüren, da dort ein deutlich höherer Anteil fernwärmeversorgter Wohnungen (Plattenbauten) als in den alten Bundesländern existiert.⁵³⁰ Hoher Leerstand und Verbrauchsrückgänge durch Sanierungsmaßnahmen in Kombination mit dem Wegfall von Industriebetrieben stellte und stellt die leitungsgebundene Wärmeversorgung dort vor besondere Herausforderungen. Die Folge sind steigende Betriebskosten (vgl. Kapitel 6.3.1) der nun überdimensionierten Anlagen infolge hoher Wärmeverluste und Korrosionsschäden in bestimmten Trassenabschnitten. Nach einer Umfrage der TU Dresden hatten bereits bis zum Jahr 2002 64 % der befragten Unternehmen Rückbaumaßnahmen infolge der Verbrauchsrückgänge vorgenommen (TU Dresden 2002). Die Tatsache dass Vermieter den Grundpreis (Anschlusspreis) auch für die leerstehenden Wohnungen zu zahlen haben, schafft Anreize für eine alternative Wärmeversorgung (Fischedick et al. 2007). Unter Nutzung des vorhandenen Verteilsystems verbunden z. B. mit einem BHKW erwägen Großvermieter verstärkt die Abkopplung von der Fernwärmeversorgung und den Betrieb von kleineren Inselnetzen (Fricke 2011a, 33).

Diese zunächst negative Entwicklung bietet auch Chancen für erneuerbare Energien als Wärmelieferanten, z. B. mit Biomethan-BHKW oder Holzfeuerungen. Insofern kann der Strukturwandel in der ostdeutschen Fernwärmeversorgung auch Chancen für einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien mit sich bringen, weil sich diese in kleineren Netzen bzw. Objektversorgungen einfacher realisieren bzw. zusätzlich einbinden lassen.

Von Leerstand sind insbesondere Plattenbauten mit hohen Anteilen an Leitungswärme betroffen. Vermieter sehen sich zum Teil gezwungen, aufgrund der relativ hohen Fixkosten (Anschlusspreis), welche auch für leerstehende Wohnungen anfallen, auf eine individuelle oder objektbezogene Wärmeversorgung umzusteigen. Damit wirkt sich die beschriebene Veränderung der Nachfragestruktur vor allem nachteilig auf die konventionelle Leitungswärme aus.⁵³¹

⁵²⁹ Gleichzeitig steigt die Wohnfläche pro Person an, 2009 hatte sie sich gegenüber 1950 mehr als verdreifacht (Clausen & Winter 2012, 13).

⁵³⁰ Ähnliche Konstellationen gibt es jedoch auch im nördlichen Ruhrgebiet. So erarbeitet ein Forschungsprojekt im Rahmen von „EnEff:Wärme“ eine Entwicklungsstrategie der Duisburger Fernwärmeversorgung, um – vor dem Hintergrund von 20 % Bevölkerungsrückgang in den vergangenen 30 Jahren – zukünftigen Änderungen des Wärmebedarfs begegnen zu können. Der Planungshorizont erstreckt sich dabei bis ins Jahr 2050 (EnEff:Stadt 2012b).

⁵³¹ Eine Wohnungsgenossenschaft in Leipzig hat einen Wohnblock mit 60 Wohneinheiten vom Fernwärmenetz abgekoppelt und eine Holzpelletanlage eingebaut. Damit konnten die Wärmeversorgungskosten um rund 40 % gegenüber konventioneller Fernwärme (im Jahr 2005/2006) reduziert werden (Fischedick et al. 2007, 41; Wuppertal Institut et al. 2006).

In anderen Regionen, insbesondere in der Peripherie von Großstädten und Mittelzentren, wächst hingegen die Bevölkerung. Die neu entstehenden Siedlungsstrukturen eignen sich für Nahwärmesysteme in Verbindung mit erneuerbaren Energien (Nast et al. 2009, 51). Hier können die Kommunen eine fördernde Rolle für regenerativ erzeugte Wärme übernehmen – entweder indem sie selber als Wärmeversorger auftreten oder indem sie durch die Auflage eines Anschluss- und Benutzungszwangs (vgl. Kapitel 6.5.2.7) ordnungsrechtliche Leitlinien setzen.

6.3.4 Unzureichende wirtschaftliche Entflechtung

Die fehlende Regulierung bzw. Trennung zwischen Erzeugung und Verteilung (vgl. auch der resultierende „verhandelte Netzzugang“; Kapitel 6.5.2.8) spielt in Neubau- sowie in Bestandsnetzen eine Rolle. Die Entflechtungsvorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erstrecken sich nur auf den Strom- und Gasmarkt. Im Bereich der Bestandsnetze konnte sich dadurch eine konkurrenzlose Struktur der Wärmeversorger manifestieren, die auf die Einspeisung von Wärme durch Dritte hemmend wirkt. Dies betrifft sowohl fossile als auch erneuerbare Wärme. Die Stadtwerke können ihr Wärmenetz in den fortbestehenden Monopolstrukturen betreiben, was sich auf die Einspeisung (regenerativ erzeugter) Wärme hemmend auswirken kann.

Gleichzeitig ist der Betrieb als „integrierter Versorger“ oftmals unvermeidbar, um über einen hohen Absatz an Eigenwärme die Netzstruktur querfinanzieren zu können. In Neubaunetzen ist u. U. erst dadurch der hohe Kapitaleinsatz für den Bau lohnend. Wäre diese Gegenfinanzierung nicht mehr gegeben, müssten womöglich sehr hohe Durchleitungsentgelte erhoben werden. Problematisch für den zukünftigen Netzzugang für Drittanbieter ist dabei, dass eine potenzielle Netzdurchleitung und deren Gebühren jeweils individuell festgelegt werden müssten, was beispielsweise im Stromsektor durch die StromNZV und StromNEV flächendeckend geregelt werden konnte. Speist der Netzbetreiber selbst verstärkt erneuerbare Wärme ein, ist die fehlende Entflechtung unproblematisch für das Ziel höherer EE-Anteile. Letzterer Fall dürfte in Bestandsnetzen aber die Ausnahme sein.

Ein anderer Fall kann z. B. der Wärmenetzbetrieb in Dörfern sein. Dort stellt der Betreiber einer Biogasanlage häufig nur die Wärme günstig zur Verfügung, das Wärmenetz wird aber separat von der Dorfgemeinschaft errichtet und betrieben. Die Rolle des Wärmeversorgers ist somit im konkreten Einzelfall zu betrachten; sie kann – muss aber nicht – eine restriktive Wirkung auf Netzausbau wie auch die Wärmeeinspeisung in Bestandsnetze (vgl. Kapitel 6.5.2.8) haben.

6.4 Hemmnisfaktoren für hohe EE-Anteile in Bestands- und Neubaunetzen

Die Restriktionen für die Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien bei der Leitungswärme unterscheiden sich teilweise zwischen Bestands- und Neubaunetzen. Auch die übergreifenden Restriktionen (vgl. Kapitel 6.3) wirken sich in unterschiedlichem Maße auf Bestands- und Neubaunetze aus. Diese zwei Bereiche sind im Folgenden getrennt dargestellt. Rahmengebende bzw. übergreifende Restriktionen sind ökonomischer Natur und betreffen die steigende Energieeffizienz aber auch eine sich verändernde Nachfragestruktur (vgl. Kapitel 6.3). Die finanziellen Förderimpulse beziehen sich wiederum nur auf den Netzausbau. Sie sind ab Kapitel 6.5.2 dargestellt.

Eine allgemeingültige Gewichtung der Restriktionsfaktoren untereinander wird durch die Tatsache eingeschränkt, dass jedes Wärmenetz wegen seines Inselnetzcharakters (vgl. Kapitel 6.1.1) als Unikat zu betrachten ist, in dem sowohl technische Elemente (Wärmeerzeugung, Spitzenlastabdeckung, Netzstruktur, Speicherung, Einspeisung aus mehreren dezentralen Einheiten) als auch die Finanzierung und bestehende Akteursinteressen individuell aufeinander abzustimmen sind. Restriktionen können insofern zwar grundsätzlich benannt werden, ihre konkrete Wirkung unterscheidet sich aber jeweils im Einzelfall. Es handelt sich damit für die Einzelfälle mehrheitlich um *potenzielle Restriktionen*.

6.4.1 Erhöhung der Anteile von EE-Wärme in Bestandsnetzen

Im Bereich von Bestandsnetzen muss zwischen den EE-Erhöhungsoptionen in konventionellen Stadtnetzen und in kleinen Wärmenetzen, deren versorgende BHKW relativ einfach z. B. von Erdgas auf einen vollständigen Biogasbetrieb umgestellt werden können, differenziert werden. Auch Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung könnten anteilig mit (bilanziell an anderer Stelle eingespeistem) Biogas oder fester Biomasse betrieben werden. Dies wurde bisher kaum umgesetzt, da Biogas meist vor Ort verstromt und die Wärme ggf. lokal genutzt wird. Erneuerbare Energien sind darum bislang selten in konventionelle Fernwärmestrukturen eingebunden, eine langfristige Potenzialabschätzung ist nicht zuverlässig möglich (Bucar et al. 2006, 14).

Die Möglichkeiten zur deutlichen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Wärme in konventionell betriebenen Bestandsnetzen werden daher als gering eingeschätzt. Eine Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Energien (z. B. aus Biogas-BHKW oder Holzheiz(kraft)werken) in große Bestandsnetze ist bisher die Ausnahme, die Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien in Verbindung mit konventionellen Großkraftwerken wird erst erprobt.

6.4.1.1 Technische Hemmnisse bei konventioneller Leitungswärme

Die technische Begründung der fehlenden EE-Einspeisung sind u. a. die relativ hohen Arbeitstemperaturen konventioneller Wärmenetze, die beispielsweise von solarthermischen Großanlagen nicht oder nicht durchgängig erreicht werden. Zusätzlich bereiten unterschiedliche Druckverhältnisse (Differenzdruck) insbesondere bei der Solarthermie-Einspeisung in konventionelle Netze Schwierigkeiten (Bucar et al. 2006, 136). Eine technisch mögliche, aber aufwändige Lösung ist die Unterteilung in verschiedene Temperaturebenen. Solarthermie könnte auf niedrigem Temperaturniveau im Siedlungsnetz einspeisen; BHKW erreichen höhere Temperaturen und würden demnach in der vorgelagerten Netzebene einspeisen. Die Wärmeenergie kann allerdings nicht verlustfrei auf eine

übergeordnete Temperaturebene transformiert werden (vgl. Wigbels & Nast 2005, 4 f.; Bucar et al. 2006, 41). Dem müssten allerdings erstens Einspeiseregulungen (vgl. Kapitel 6.8.3.2) und zweitens massive Umstrukturierungen und Modernisierungen der Netzinfrastuktur und der Einspeisepunkte (vgl. z. B. Bucar et al. 2006, 27) vorausgehen, sodass diese Nutzungsoption eher dem Netzneubau zuzurechnen wäre.

Der Anlagenneubau ist vor dem Hintergrund eines potenziellen (Wärme-)Bedarfsrückgangs in konventionellen Städtetnetzen kritisch zu betrachten. Primär wird zuerst auf verfügbare Abwärmere Ressourcen zurückgegriffen bevor neue Anlagen in Bestandsnetzen ökonomisch sinnvoll erscheinen (ebda., 1). Bei der Integration dezentraler EE-Anlagen in bestehende Wärmenetze muss intensiv der Frage nachgegangen werden, welche Erzeugungstechnologie jeweils mit welcher vorhandenen Infrastruktur kompatibel ist. Diese Fragestellung einer intelligenten Betriebsführung existierender Wärmenetze mit hohen Anteilen dezentraler erneuerbarer Wärmequellen wird beispielsweise in einem Projekt der Forschungsinitiative „EnEff:Stadt“ bearbeitet (EnEff:Stadt 2012c).

Als einfach umsetzbare Option in großen Bestandsnetzen verbleibt derweil die Biomasse-Mitverbrennung, die laut AGFW einen Anteil um 4,5 % (inklusive der biogenen Abfallanteile) in den erfassten Bestandsnetzen hat (vgl. Kapitel 6.1.2). In den einzelnen Kraftwerken können etwa 10 % Biomasse ohne Beeinträchtigung der Kohleverbrennung bei vertretbarem Umrüstbedarf zugefeuert werden. Das bedeutet, selbst wenn die Substrate unbeschränkt verfügbar wären und nicht vorrangig in hocheffizienten BHKW eingesetzt werden sollten, stehen einer Umstellung auch bei dieser Option technische Hemmnisse entgegen. Experteneinschätzungen deuten darauf hin, dass die Umstellung auf erneuerbare Wärme fast nur in flexiblen kleineren Netzen stattfinden wird (Leprich 07.07.2011, mdl.; Nast 30.09.2011, mdl.).

6.4.1.2 Sinkender Wärmebedarf und Änderung der Nachfragestruktur: Auswirkungen in Bestandsnetzen

Der Wärmebedarfsrückgang und strukturelle Nachfrageänderungen sind in Kapitel 6.3.2 und 6.3.3 dargestellt. Im Bereich konventioneller Bestandsnetze wirkt sich besonders der aus Gebäudesanierungen resultierende Wärmebedarfsrückgang aus. Er kann langfristig den für die Wirtschaftlichkeit notwendigen Mindestabsatz an Leitungswärme gefährden. Die Verbrauchsstruktur ändert sich im (durch Bestandsnetze versorgten) Gebäudebestand aber nur sehr langsam, weil nicht alle Gebäude gleichzeitig saniert werden. Der Bedarfsrückgang kann zudem durch Netzverdichtung und Netzerweiterung kompensiert werden. Der Übergang zu einem Netzbetrieb mit erneuerbaren Energien würde insofern gehemmt, als dass der Bedarfsrückgang eventuell notwendige Umbaumaßnahmen in der Erzeugungsanlage unwirtschaftlich machen könnte. Andererseits werden Investitionsentscheidungen bei Großkraftwerken primär stromseitig und nicht notwendigerweise auf Basis sinkender Wärmeabnahme getroffen.

Die Nachfragestruktur nach Leitungswärme ändert sich generell durch die demographische Entwicklung und die Zunahme an Wohnfläche pro Person. Besonders die konventionelle Leitungswärme (große Bestandsnetze) wird in ihrer Wirtschaftlichkeit z. B. durch Wohnungsleerstand gefährdet (vgl. Kapitel 6.3.3). Demgegenüber sieht der AGFW einen Bedarfsrückgang als unproblematisch auch für die konventionelle Leitungswärme an. Der verminderte Wärmeabsatz wird demnach selbst bei

hohem Nachfragerückgang durch die höhere Wertschöpfung der hocheffizienten Erzeugungstechnik ausgeglichen (EuroHeat&Power 2011d, 19).

Durch den Umstieg auf objektbezogene Wärmeversorgung (z. B. Biogas-BHKW zur Gebäudeversorgung, Mini-KWK) kann trotz einer Abkopplung vom ursprünglichen Netzbetreiber der Anteil erneuerbarer Wärme unter teilweiser Nutzung der vorhandenen Netzstruktur gesteigert werden. Wie bei der Einbindung von Solarthermieranlagen (vgl. Kapitel 6.4.1.1) ist dabei allerdings fragwürdig, ob eine dahingehende vollumfängliche Restrukturierung noch der Nutzung von Bestandsnetzen zugerechnet werden sollte.

6.4.1.3 Biomasse-Mitverbrennung in Großkraftwerken/ Rohstoffverfügbarkeit

Die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in konventionellen Kohlekraftwerken ist eine Möglichkeit, deren CO₂-Emissionsbilanz zu verbessern und den Anteil von EE-Wärme auch in großen Stadtnetzen zu erhöhen, ohne dass die Erzeugungsanlage komplett ersetzt werden muss.⁵³² Dies kann in bestehenden Kohlekraftwerken u. a. durch die Vergasung der Biomasse im separaten Brenner und Einleitung der Brenngase in den Kessel, oder das direkte Einblasen der gemahlenen Biomasse (Pellets) erfolgen (Bucar et al. 2006, 19).⁵³³

Vorteilhaft bei der Mitverbrennung ist die hohe Emissionsreduktion durch die anteilige Verdrängung von Stein- und Braunkohle. Entsprechend vermindert sich der Bedarf an Emissionszertifikaten (vgl. Kapitel 6.4.1.4; Koch 07.10.2010, 4 f.). Die tatsächliche Emissionsminderung schwankt je nach substituierter Kohleart und nach Herstellungsaufwand und Herkunft der Pellets/ Hackschnitzel (dena 2011, 15). Die dena sieht eine Mitverbrennung von jeweils 10 % als technisch unbedenklich an. Höhere Beimischungsanteile machen allerdings erhebliche Umbaumaßnahmen erforderlich. Der Kostenaufwand bei nur 10 % Mitverbrennung ist trotz eingesparter Emissionszertifikate mit ca. 300 Euro/kW_{el} erheblich. Daher sprechen sich die Betreiber für eine übergangsweise und im Zeitverlauf rückläufige Förderung in Höhe von 3,5 bis 4,5 ct/kWh_{el} aus. Bestimmendes Argument ist, dass die CO₂-Vermeidungskosten schon heute deutlich unter denjenigen anderer EE-Technologien lägen (dena 2011, 22 f.; Hermes 2011, 10).⁵³⁴ Der Ruf nach finanzieller Förderung wurde in einem Fachgespräch im Juni 2012 von den Teilnehmern meist abgelehnt (Krischer 2012).

Während die genutzte Biomasse im genannten Demonstrationsprojekt die Nachhaltigkeitskriterien nach Richtlinie 2009/28/EG erfüllt, bleibt die Frage der Rohstoffverfügbarkeit bei großmaßstäblicher Zufeuerung allerdings weitgehend offen. Die Holzpotenziale in Deutschland reichen nicht aus, weil der nationale Markt bereits gebunden ist (Forum Umwelt und Entwicklung 2012). Nachhaltige internationale Märkte für holzartige Biomasse müssen erst geschaffen werden. Dahingehende

⁵³² Eine andere Option zur Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen wäre der Anschluss von Geothermieranlagen an konventionelle Fernwärmenetze; durch die kontinuierliche Verfügbarkeit kann der Spitzenlastkessel entfallen (Bucar et al. 2006, 139). Meist wurden allerdings im Zuge solcher Projekte (z. B. Unterhaching, München/Riem, Unterschleißheim, Straubing, Landau/Pfalz) auch die Netze neu verlegt.

⁵³³ Seit 2008 verbrennt Vattenfall in den Heizkraftwerken Berlin Reuter West, Klingenberg und Moabit u. a. Landschaftspflegeholz. In einem Großversuch wurden temporär 20 % bzw. 50 % veredelter Pellets ohne größere Probleme mit verbrannt. Laut Betreiber kann die bereits für den Kohletransport vorhandene innerstädtische Transportstruktur weitgehend mitgenutzt werden. Allerdings ist die Energiedichte der Holzpellets geringer, sodass für dieselbe Energiebereitstellung ca. 20 % größere Mengen transportiert werden müssen. Bei Holzhackschnitzeln sind die Volumina nochmals höher (Hermes 2011, 10). Mit dem Versuch soll demonstriert werden, dass eine grüne Energiebereitstellung auch mit dem vorhandenen Kraftwerkspark machbar ist.

⁵³⁴ 27 bis 54 Euro/t CO₂-Äq. in Steinkohlekraftwerken gegenüber 80 Euro/t im EEG-Durchschnitt (dena 2011, 5).

Erfolge sind derzeit noch nicht absehbar, zumal auch regionale Nutzungskonkurrenzen zu beachten sind (dena 2011, 5; 10).⁵³⁵

Auch aus technischer Perspektive ist die Zufeuerung keineswegs beliebig umsetzbar: so eignen sich Holzhackschnitzel nicht oder nur mit hohen Zusatzinvestitionen zur Verbrennung in der Kohlestaubfeuerung, welche in den meisten deutschen Kohlekraftwerken genutzt wird (Hermes 2011, 12).

Umweltverbände lehnen die Mitverbrennung von Holz in Kohlekraftwerken wegen der niedrigen Kraftwerkseffizienz ab, auch weil ökologisch und wirtschaftlich sinnvollere Nutzungsalternativen bestehen und das in Deutschland verfügbare Holzaufkommen bereits vollständig verwertet wird. Die stoffliche Nutzung ist der Verfeuerung bei niedrigen Wirkungsgraden klar vorzuziehen (Forum Umwelt und Entwicklung 2012; Buschke-Reimer 2012, 70). Die Mitverbrennung würde die politisch gewünschte Modernisierung der Energiewirtschaft eher verzögern und ineffiziente und unflexible Kraftwerke am Netz halten (Krischer 2012).

Die Biomassezufeuerung erscheint damit zwar umsetzbar, aber mengenmäßig durch die Verfügbarkeit und durch technische Restriktionen klar begrenzt. Wenige gesicherte Vorteile stehen vielen Risiken gegenüber. Zudem würde die bestehende Kraftwerksstruktur durch weitere Investitionen zementiert, obwohl die Wärmebedarfssensen durch dezentrale Anlagen womöglich besser erschlossen werden könnten.

6.4.1.4 Einbindung großer KWK in den EU-Emissionshandel

Problematisch für alle KWK-Anlagen über 20 MW_{el} - und damit für die Rentabilität des Gesamtsystems aus Wärmeerzeuger und Wärmenetz - könnte deren Einbindung in den EU-Emissionshandel werden. Dies gilt insbesondere für die konventionelle Fernwärme, weil hier tendenziell Erzeuger über 20 MW_{el} eingesetzt werden. In der Gesamtheit der Leitungswärme stammt der Großteil aus KWK-Anlagen oberhalb dieser Grenze, für die CO₂-Zertifikate erworben werden müssen (§ 7 i.V.m. Anhang 1, Teil 2 Nr. 1-4 TEHG; Fishedick et al. 2007, 46). Anfangs sah die Emissionshandelsrichtlinie ab 2020 keine Ausnahmeregelung für KWK-Wärme vor. Sie wäre dann zu 100 % in den regulären Emissionshandel einbezogen worden. Die KWK konkurriert im Wärmebereich allerdings überwiegend mit nicht-leitungsgebundenen Wärmeerzeugern unterhalb 20 MW_{el}, die nicht dem Emissionshandel unterliegen. Im Rahmen der neuen Emissionshandelsrichtlinie 2009/29/EG wurde für KWK-Anlagen im Sinne der Richtlinie 2004/8/EG (vgl. Kapitel 6.5.1.2) eine Ausnahmeregelung geschaffen, die bis 2013 die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten für den Wärmeanteil aus KWK erlaubt (Art. 10a Abs. 4 RL 2009/29/EG). Ab 2014 werden CO₂-Zertifikate jedoch auch für die in KWK erzeugte Wärme benötigt. Der ursprüngliche Vorschlag konnte dahingehend abgemildert werden, dass ab 2013 zunächst nur 20 % der betroffenen Leitungswärme dem Zertifikatehandel unterliegen (Art. 10a Abs. 11; AGFW 2009, 57).

Die Gesamtzuteilung an alle Anlagen wird anhand des linearen Faktors⁵³⁶ der allgemeinen Emissionsminderung jährlich angepasst. Die kostenlos vergebenen Zertifikate betragen 2013 noch 80 % der ursprünglichen Menge und werden weiter reduziert, sodass im Jahr 2027 keine kostenlose Zuteilung

⁵³⁵ Der Emissionsaufwand für die energetische Biomassenutzung (incl. Erzeugung und Transport) wird im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse nach KOM (2011) 11 (Europäische Kommission 2011f) erfasst. Demgegenüber werden bei fossilen Brennstoffen nur die Emissionen bei der Verbrennung berücksichtigt (dena 2011, 12).

⁵³⁶ Minus 1,74 % pro Jahr laut Art. 9 der Richtlinie 2009/29/EG.

mehr erfolgt (Art. 10a Abs. 11 RL 2009/29/EG). Der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK) sprach sich gegen diese zusätzliche Zuteilungsreduktion aus und verwies darauf, dass die Menge der kostenlos zugeteilten Zertifikate nur über die allgemeine Emissionsminderung (Cap mit linearem Faktor) reduziert werden sollten (B.KWK 2008). Der AGFW versuchte, einen angemessenen Wettbewerbsausgleich durch eine entsprechende Aufstockung der KWKG-Förderung zu erwirken, was 2012 mit der Novelle des KWKG teilweise umgesetzt werden konnte (vgl. Kapitel 6.5.2.2; vgl. auch DGB 2011, 13). Dem negativen Effekt auf emissionshandelspflichtige Neuanlagen wird ab 2013 mit einer „moderaten Zuschlagserhöhung bei emissionshandelspflichtigen Anlagen“ entgegen gewirkt (§ 7 Abs. 4 Satz 3 KWKG; Die Bundesregierung 2011b, 2).⁵³⁷

Für Bestandsanlagen über 20 MW_{el} bleibt die Einbindung in den Zertifikatehandel bestehen. Die resultierenden Mehrkosten könnten einen zusätzlichen Impuls zur Mitverbrennung von Biomasse geben. Die Biomassenutzung in Großkraftwerken ist allerdings umstritten (vgl. Kapitel 6.4.1.2), zudem ist die teilweise Substitution von Kohle durch Biomasse derzeit teurer als die zusätzlichen Emissionszertifikate. Insofern stellt sich die Einbindung in den Emissionshandel als Hemmnis für die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Leitungswärme dar. Auf kleine Wärmenetze, die in der Regel mit Wärmeerzeugern unterhalb 20 MW_{el} betrieben werden, hat die Regelung keine Auswirkung.

6.4.1.5 Nutzerakzeptanz und Nachfrage nach grüner Wärme

Da die Kunden in Bestandsnetzen schon angeschlossen sind, bezieht sich die Anschlussbereitschaft als Restriktion fast nur auf die Neubaunetze (abgesehen von Anschlussverdichtungen bei Bestandsnetzen) und wird in Kapitel 6.4.2.4 aus der Perspektive der Nutzerakzeptanz ausführlicher dargestellt. In Bestandsnetzen ist – von Pilot- und Forschungsprojekten abgesehen – eine beständige Nachfrage nach EE-Leitungswärme eine wichtige Voraussetzung, um etwa BHKW von Erdgas- auf Biogasbetrieb umzustellen. Anstelle der Nachfrage von der Nutzerseite kann auch das Interesse des Wärmeversorgers an einer emissionsneutralen Wärmeerzeugung, z. B. zur Imageaufwertung (vgl. Kapitel 6.8.3.5), treten. Dafür ist allerdings eine Preisstabilität anzustreben. Sofern mit einer Umstellung auf EE kein Preisanstieg einhergeht (vgl. Kapitel 6.4.1.2), kann die Nachfrage bzw. Nutzerakzeptanz als unverändert angenommen werden, da für den Endkunden die Quelle der Wärmeerzeugung weitgehend irrelevant ist.⁵³⁸ In Bestandsgebäuden gibt es bisher keine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Wärme und somit neben dem Ressourcenschutz wenig Anreize zur Erhöhung der EE-Anteile in der Wärmeversorgung. Das EEWärmeG bezieht sich fast nur auf den Neubausektor und damit auf die Erweiterung und den Bau neuer EE-Wärmenetze (vgl. Kapitel 6.4.2.4). Sofern ein Preisanstieg bei Erhöhung der EE-Anteile vermieden werden kann, wirkt die Nutzerakzeptanz bzw. die Anschlussbereitschaft bei Netzverdichtungen nicht restriktiv.

6.4.2 Erhöhung der Anteile erneuerbarer Wärme in Neubaunetzen

Eine Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien ist meistens mit einem Zubau oder zumindest der Modernisierung und Erweiterung (Verdichtung) der Leitungsinfrastrukturen verbunden. Die in den

⁵³⁷ Alternativ forderte die KWK-Branche die Einführung einer CO₂-Steuer für Verbrennungsanlagen kleiner 20 MW_{el} (AGFW 2011b, 5).

⁵³⁸ Die Wirtschaftlichkeit ist bei den meisten Endkunden ausschlaggebend (Clausen 2012, 16).

letzten Jahren realisierten Zuwächse wurden vorwiegend durch die Förderung von kleinen, mit erneuerbaren Energien betriebenen Wärmenetzen erreicht (vgl. Kapitel 6.5.2).

6.4.2.1 Sinkender Wärmebedarf und Änderung der Nachfragestruktur: Auswirkungen auf Neubaunetze

Der Wärmebedarfsrückgang und strukturelle Nachfrageänderungen sind in Kapitel 6.3.2 und 6.3.3 dargestellt. Durch die Umsetzung der EnEV bzw. deren Verschärfung ist ein rückläufiger Wärmebedarf insbesondere im Gebäudeneubau zu erwarten. In Neubausiedlungen ist ein Zubau von Wärmenetzinfrastrukturen jedoch am einfachsten zu realisieren, zumal noch keine individuellen Erzeugungsanlagen ersetzt werden müssen. Der Bedarfsrückgang schlägt hier besonders stark durch, weil Neubauten sehr energieeffizient beheizt werden, gleichzeitig aber ein gewisser Mindestabsatz für die Wirtschaftlichkeit der Leitungswärme gegeben sein muss. Der niedrigere Absatz kann ggf. durch kostengünstige Vorausplanung kompensiert werden.

Auch im Gebäudebestand sinkt der Bedarf und hemmt so langfristig die Wirtschaftlichkeitsperspektive von Wärmenetzen. Die Verbrauchsstruktur ändert sich in Gebieten mit Bestandsgebäuden aber nur sehr langsam; der Rückgang kann durch Netzverdichtung und -erweiterung kompensiert werden (vgl. Kapitel 6.3.2). Perspektiven für neue Wärmenetze bestehen wegen der größeren Wärmesenken vor allem im Gebäudebestand. Ob der sinkende Bedarf hier eine spürbare Restriktion darstellen kann, muss im Einzelfall überprüft werden.

Wie auch in Bestandsnetzen tragen zukünftige strukturelle Änderungen der Wärmenachfrage (vgl. Kapitel 6.3.3) zu einem Restrisiko bei der Bedarfsplanung in Neubaunetzen bei. Die Auswirkungen auf Wärmenetze können durch Nachverdichtungen teilweise aufgefangen werden (Nast et al. 2011, 4). Sie sind aber generell gerade für neue Wärmenetze problematisch, die einen Amortisationszeitraum ggf. über mehrere Jahrzehnte haben können. Inwieweit der Wärmebedarfsrückgang sich tatsächlich als Hemmnis darstellt, lässt sich nur im konkreten Einzelfall beantworten.

6.4.2.2 Konkurrenz durch bestehende Gasverteilnetze

Vorhandene Gasverteilnetze zur Endkundenversorgung erschweren den Ausbau von Wärmenetzen beträchtlich. Neue Wärmenetze sind gegenüber vorhandenen Gasverteilnetzen ökonomisch kaum konkurrenzfähig, da potenzielle Wärmeabnehmer fehlen bzw. zum Umstieg bewegt werden müssen (Böhnisch et al. 2006, 97). Kommunen die an ein Gasnetz angeschlossen sind, erwirtschaften Einnahmen aus den Konzessionsabgaben⁵³⁹ der Gasnetzbetreiber. Sie stellen eine wichtige kommunale Einnahmequelle dar. Für Leitungswärme sind bisher keine Abgaben zu leisten, sodass die Gemeinden Mindereinnahmen bzw. Einnahmeausfälle hätten.

Damit reduziert sich das Anwendungsfeld von Wärmenetzen erheblich. Wird ein Wärmenetz geplant, ohne den örtlichen Gasversorger (oft Stadtwerke) einzubeziehen, sind Konflikte bzw. Interessenüberschneidungen voraussehbar. Die Gasversorger sind am Erhalt ihrer Gasnetzstrukturen interessiert und somit nicht unbedingt kooperationsbereit. Zur Installation eines Wärmenetzes müsste in Kommunen oft derselbe Akteur, der schon das Gasnetz errichtet hat (Stadtwerke), einen

⁵³⁹ Konzessionsabgaben kompensieren die Gemeinde für die gegenüber dem Netzbetreiber gewährte Erlaubnis, öffentliche Wege zur Verlegung und zum Betrieb von Strom-, Gas- und Wasserleitungen nutzen zu dürfen (vgl. Kapitel 3.2.2.1 und 6.6.2).

Parallelbetrieb in Kauf nehmen oder das Gasnetz ggf. stilllegen, wenn der Gasabsatz durch die hinzukommende Wärmenetzinfrastruktur maßgeblich sinkt. Ein solches Verhalten ist unter Annahme ökonomischer Rationalität unwahrscheinlich.

Eine Lösung dieses Zielkonflikts könnte darin liegen, den Gemeinden bestimmte Teilziele in der Emissionsreduktion zuzuordnen, welche mit Netzwärme relativ einfach zu erfüllen sind (Nast 30.09.2011, mdl.). Fördermaßnahmen könnten helfen, die Verluste beim Umstieg auf ein Wärmenetz zu kompensieren (Bruns et al. 2010, 464; Leprich 07.05.2008; vgl. Kapitel 6.6.2). Auch die horizontale Integration beider Versorgungsarten z. B. in Stadtwerken, deren übergeordnetes Ziel eine energieeffiziente integrierte Wärmeversorgung ist, kann zur Lösung beitragen. Wird das Wärmenetz hingegen unabhängig ohne Einbeziehung des Gasnetzbetreibers geplant, sind Konflikte absehbar, die soweit gehen können, dass Anschlusswillige gezielt vor vermeintlich hohen Wärmekosten gewarnt werden (Nast et al. 2009, 48). Demgegenüber ist zu berücksichtigen, dass EE-Wärmenetze oft im ländlichen Raum entstehen (können), wo nicht zwangsläufig Gasverteilnetze vorhanden sind (vgl. Nast et al. 2009, 29). Auch könnten deutsche Kommunen nach dänischem Vorbild zur Erstellung von Wärmenutzungsplänen verpflichtet werden, die strategische Ziele für die Versorgung abgegrenzter Gebiete über Wärmenetze vorgeben. In Dänemark wurden dazu getrennte Gebiete im Rahmen einer „Wärmeplanung“ für Gas- und Fernwärmenetze ausgewiesen.

6.4.2.3 Investitionszurückhaltung beteiligter Akteure

Der Bau von Wärmeinfrastrukturen ist grundsätzlich mit hohen Anfangsinvestitionen in Leitungsnetze und Wärmezentrale verbunden. Sie amortisieren sich nur über lange Zeiträume. Durch diese Langfristigkeit entsteht eine Investitionszurückhaltung bei den maßgeblichen Akteuren (Wärmeerzeuger, Investoren, ggf. Gebäudebesitzer und Banken), welche die regenerative Leitungswärme ausbremst.

Hauseigentümer setzen eine irreführende Vergleichsbasis für die Kosten der Leitungswärme an (vgl. Kapitel 6.4.2.4) und Vermieter scheuen Investitionen, die kurzfristig keine Gewinne einbringen und sich zunächst nur positiv auf der Nebenkostenabrechnung der Mieter bemerkbar machen (langfristig allerdings auf die Miete umgelegt werden können). Banken sind bei der Kreditvergabe wegen der schwierigen Risikoabschätzung zurückhaltend. Letzteres könnte sich ändern, wenn zunehmende Installationszahlen die Abschätzbarkeit des Investitionsrisikos verbessern.⁵⁴⁰

Bei EE-Wärmenetzen spielen dieselben Einschränkungen eine Rolle, die Gebäudebesitzer auch bei gebäudebezogenen EE-Wärmelösungen von der Investition abhalten: So ist die Instandhaltung oder Erneuerung der Heizungsanlage grundsätzlich Sache des Vermieters, der für einen Umstieg auf leitungsgebundene Energieversorgung in Vorleistung gehen muss, während der Mieter direkt von niedrigeren Heizkosten profitiert (vgl. u. a. Bruns et al. 2010, 452). Allerdings besteht bei darüber hinausgehenden Investitionen zur Wärmebereitstellung die Möglichkeit, bis zu 11 % der Investitionskosten in erneuerbare Energien und Wärmeschutz dauerhaft auf die Mieten umzulegen (§ 559 Abs.1 BGB). Dauerhafte Mieterhöhungen können der Akzeptanz einer regenerativen Wärmeversorgung allerdings entgegenstehen.

⁵⁴⁰ Clausen et al. (2012, 6) merken dagegen an, dass es fraglich ist, ob eine höhere Kreditbereitschaft der Banken die Anschlussbereitschaft auf Seiten der potenziellen Nutzer fördern würde.

Banken sind zurückhaltend bei der Kreditvergabe für den Bau von Wärmenetzen, weil bisher Vergleichswerte für eine Risikoabschätzung fehlen und Wärmenetze nicht als Kreditsicherung akzeptiert werden. Angesichts der hohen Anfangsinvestitionen bildet dies ein Hemmnis, welches im Rahmen der Kreditvergabe durch das MAP nur teilweise aufgefangen werden kann. Eine breitere Datenbasis könnte dazu beitragen, die Kreditvergabe für den Bau von Wärmenetzen auch außerhalb der bestehenden Förderstrukturen zu erleichtern.

6.4.2.4 Anschlussbereitschaft und Akzeptanz der Nutzer

Die Anschlussbereitschaft seitens der Wärmeabnehmer ist ein ausschlaggebender Faktor für die Investitionsentscheidung bezüglich eines Wärmenetzes, da eine kostengünstige Versorgung mit Leitungswärme auf einen möglichst hohen Anschlussgrad⁵⁴¹ angewiesen ist. Wärmekunden haben – im Gegensatz zum Strommarkt – die Wahl zwischen leitungsgebundener und nicht-leitungsgebundener Versorgung (vgl. Kapitel 6.1.1). Die Frage nach der Akzeptanz leitungsgebundener Wärme betrifft daher kaum den Bau der Infrastrukturen an sich. Erdverlegte Wärmeleitungen in räumlich ohnehin sehr begrenzten Gebieten besitzen keine tatsächlich oder vermeintlich gesundheitsschädigenden Magnetfelder, beeinträchtigen das Landschaftsbild nicht und bieten damit kaum Konfliktpotenzial. Verschiedene Faktoren wirken sich auf die Akzeptanz und damit auf die Anschlussbereitschaft an ein Wärmenetz aus.

Akzeptanz in Neubau- und Bestandsgebäuden

In Neubaugebieten ist die Anschlussbereitschaft vergleichsweise hoch, denn hier müssen in der Regel keine bestehenden Einzelfeuerungsanlagen substituiert werden. Ergänzend kann eine kommunale Anschlusssatzung für einen hohen Anschlussgrad sorgen und damit die Investitionen in ein Wärmenetz absichern.

Im Gebäudebestand ist die Anschlussbereitschaft tendenziell niedriger. Der (kommunale) Wärmenetzbetreiber muss die potenziellen Kunden davon überzeugen, dass die Stilllegung der noch funktionstüchtigen Heizungsanlage und die Installation einer Hausübergabestation langfristig günstiger sind. Zwar kann bei mangelnder Bereitschaft alternativ ein Anschluss- und Benutzungszwang (vgl. Kapitel 6.5.2.7) durchgesetzt werden, dann entfällt allerdings die finanzielle Förderung durch das MAP/EEWärmeG. In Neubaugebieten werden ohnehin keine Förderzuschüsse gewährt (vgl. Kapitel 6.5.2.1). Zudem ist eine solche Zwangsmaßnahme generell konflikträchtig und nicht eben förderlich für die Akzeptanz erneuerbarer Energien. Sie kommt daher eher als „letztes Mittel“ in Betracht.

Eine grundsätzliche Befürchtung, die Neubau- und Bestandsgebäude gleichermaßen betreffen kann, ist die Angst vor Abhängigkeiten und einer vermeintlich fehlenden Versorgungssicherheit (IFEU & Wuppertal Institut 2009, 172).

Akzeptanz am Beispiel von Bioenergiedörfern / Bürgerbeteiligung

Die Akzeptanzfrage stellt sich eher beim Verbraucher in der ggf. erforderlichen Entscheidung zwischen einer Einzelfeuerungsanlage oder dem Netzanschluss. Einen funktionierenden Heizkessel gegen einen Nahwärmeanschluss auszutauschen erfordert Überzeugungsarbeit, weil die Wirtschaft-

⁵⁴¹ Verhältnis zwischen tatsächlich angeschlossenen und den maximal möglichen Abnehmern im Einzugsgebiet eines Wärmenetzes.

lichkeit für den Anschlusskunden meist nur langfristig erreichbar ist (AEE 2010b, 70).⁵⁴² Die Überzeugungsarbeit kann entsprechend lange dauern, um die für den wirtschaftlichen Betrieb des Netzes notwendigen hohen Anschlusszahlen zu erreichen (ebda.). Insbesondere beim Neubau eines Netzes muss die Gruppe der potenziellen Anschlusskunden kollektive Entscheidungen zur Ausgestaltung des Gesamtprojekts und zur Einbindung weiterer Akteure in die Planung treffen. Dazu ist eine starke Konsensorientierung aller Beteiligten notwendig (Clausen et al. 2012, 3; vgl. auch Kapitel 6.7).

Gerade in Verbindung mit der Bioenergienutzung ist die Einführung eines Wärmenetzes emotional sehr stark aufgeladen, was aber nicht der Verlegung der Leitungen, sondern eher dem Bau der Erzeugungsanlage zuzuschreiben ist. Unter den Wärmeabnehmern können Vorbehalte gegenüber der Technik bestehen. Die gemeinschaftliche Arbeit an dem Projekt kann durch die Identifikation mit dem Ort, den Kompetenzerwerb und den Zusammenhalt sehr bereichernd sein (Clausen 2012, 12). Allerdings können auch „tiefe Gräben in der Dorfgemeinschaft“ hervorgerufen werden. Die Initiierung von Nahwärmeprojekten kann an der fehlenden Akzeptanz für eine netzgebundene Wärmeversorgung seitens der Hauseigentümer scheitern (Deffner 2010, 50). Akzeptanz und Vertrauen, aber genauso Voreingenommenheit und Ängste wirken jeweils auf das Meinungsbild der beteiligten Gruppe (ebda., 51). In Dorfgemeinschaften bestehende Konflikte können den Prozess hemmen; in Neubaugebieten gibt es demgegenüber zu wenig Vertrauen unter den neuen Nachbarn, sodass darum die individuelle Wärmeversorgung präferiert wird (Clausen et al. 2012, 8). Zu den sozialen Einflussfaktoren zählt die gefühlte Abhängigkeit vom Netzbetreiber, wobei nicht deutlich wird, ob diese durchgehend negativ bewertet wird – hier ist das Image des Netzbetreibers, z. B. die Frage, ob es sich um ein ortsansässiges oder fremdes Unternehmen/Landwirt handelt, entscheidend (Clausen et al. 2012, 7).

Durch Bürgerbeteiligung kann eine höhere Akzeptanz für Leitungswärmesysteme erreicht werden (vgl. u. a. Clausen et al. 2012, 8). Dies gilt ebenfalls für die Erzeugungsanlagen (v. a. bei Biomasse). Die Wirtschaftlichkeit wurde in einer Interview-Studie von den Befragten zunächst skeptisch gesehen, unter den tatsächlichen Nutzern war die wirtschaftliche Beurteilung allerdings signifikant besser (Clausen et al. 2012, 6; Böhnisch et al. 2006, 89 f.). In demselben Maße wie die Wirtschaftlichkeit zunehmend positiv bewertet wurde, stieg auch die konkrete Anschlussbereitschaft. Steht die Sanierung einer alten Heizung an, ist die Anschlussbereitschaft besonders hoch. Wenig überraschend richtet sich die Bereitschaft damit vorrangig nach den technischen Belangen bzw. dem Nutzungszeitraum der eigenen Heizungsanlage (Böhnisch et al. 2006, 91 f.).

Akzeptanz durch Kostenvergleich mit konventioneller Heizwärme (Vollkosten)

Zu den psychologischen Hemmnissen zählt die Tatsache, dass manche potenziellen Wärmeabnehmer keine Vollkostenrechnung vornehmen bzw. sie nur schwer nachvollziehen können. Die Vollkosten bei individueller Wärmeversorgung mit Erdgas oder Heizöl umfassen die Anfangsinvestitionen in die Heizungsanlage, Reparatur, Wartung sowie Umwandlungsverluste. Diese Kosten entfallen bei der Leitungswärme. Vielfach wird aber nur der Bezugspreis einer Kilowattstunde Leitungswärme mit den

⁵⁴² Alternativ zur – vorzuziehenden – Anschlussbereitschaft auf freiwilliger Basis kann auch mit einem Anschluss- und Benutzungszwang der Netzausbau bzw. die Wärmeabnahme sichergestellt werden (vgl. Kapitel 6.4.2.6).

Kosten einer Kilowattstunde Heizöl/ Gas verglichen (Clausen et al. 2012, 8).⁵⁴³ Ohne Berücksichtigung dieser Vollkosten erscheint die Leitungswärme deutlich teurer: die Verbraucherpreise (brutto) für den reinen Gasbezug lagen 2011 um 67 Euro/MWh, Leitungswärmeabnehmer zahlten dagegen im Durchschnitt 82,30 Euro/MWh (BMWi 2012, Tab. 26).⁵⁴⁴ Die Gasversorgung erscheint zunächst günstiger (Clausen 2012, 3).

Entscheidend ist jedoch, dass die Vollkosten anderer fossiler Energiequellen laut AGFW insgesamt über den relativ stabilen Kosten des Fernwärmebezugs liegen (AGFW 2009, 43; bezogen auf den Nutzungszeitraum einer Heizungsanlage). Dieses Argument für Leitungswärme muss stärker zum Tragen kommen, um die Nutzerakzeptanz zu verbessern.

⁵⁴³ Dabei ist Leitungswärme bereits direkte Nutzenergie, während beim eigenen Heizkessel die Umrechnung von Brennwert auf Heizwert sowie eventuelle Umwandlungsverluste des Heizkessels berücksichtigt werden müssen. Die Differenzen bis 25 % bleiben oft unberücksichtigt. Für exemplarische Vollkostenrechnungen aus Kundensicht vgl. Clausen (2012, 11 ff.).

⁵⁴⁴ Etwas darüber liegt der Fernwärmepreisvergleich 2010 des Bundesverband der Energieabnehmer (VEA 2010). Größere Wärmeabnehmer mussten 65 Euro/MWh in den alten Bundesländern und 80 Euro/MWh (jeweils netto) in den neuen Bundesländern zahlen. Für den Stichtag 01.10.2010 wurden die Preise aus 92 Netzen bei 600 kW Anschlussleistung, Nutzungsdauer 1.500 bis 2.000 h/a (900 bis 1.200 MWh Wärmebezug/a) verglichen. Kleinabnehmer mit 10 bis 30 MWh/a zahlen etwas mehr, meist sind die Wärmepreise aber nicht allzu stark von der Wärmemenge abhängig, da die Kosten über das Gesamtnetz kalkuliert und verteilt werden. Dabei zeigte sich eine hohe Preisspreizung die von 50 bis 90 Euro/MWh reichte.

6.5 Rechtliche Rahmenbedingungen und Förderimpulse

Die rechtlichen Rahmenbedingungen im Bereich der Wärmenetze unterscheiden sich deutlich von denen im Strom- und Gassektor. Weder auf EU-Ebene noch im bundesdeutschen Recht (EnWG) sind die Wärmenetze bzw. leitungsgebundene Wärme Gegenstand energiewirtschaftlicher Regulierung. Im Energiepaket von Mitte 2011 spielte der Ausbau der Wärmenetze keine prominente Rolle. Die Steuerungsimpulse beschäftigen sich vielmehr mit der finanziellen Förderung potenzieller Wärmenetze, als dass (wie im Stromsektor) ein Rahmen zur Vermeidung eines nur nach ökonomischen Gesichtspunkten erfolgenden Netzausbaus gesetzt werden müsste. Im Gegenteil ist der Kernpunkt der rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen die Frage, wie der Bau von (mit erneuerbaren Energien betriebenen) Wärmenetzen kostengünstig unterstützt werden kann.

Im Unterschied zum Strommarkt liegen Erzeugung und Netzbetrieb in der Regel in der Hand des integrierten Versorgers. So kann beispielsweise das Wärmenetz über die KWK-Zuschläge mitfinanziert werden. Die Kosten bzw. die finanzielle Förderung der Wärmeerzeugung müssen deshalb beim Bau von Wärmenetzen in die Gesamtkalkulation mit einbezogen werden – eine getrennte Betrachtung nur des Netzausbaus ließe die Frage nach der Realisierung hoher EE-Anteile in den Leitungsnetzen unberücksichtigt.

6.5.1 Steuerungsimpulse, Vorgaben und Prioritäten auf europäischer Ebene

Gegenüber den Strom- und Gasinfrastrukturen ist ein leitungsgebundener Wärmemarkt nur in Ballungszentren oder lokal im ländlichen Raum vorhanden. Die leitungsgebundene Wärme unterliegt keinen unmittelbaren Regelungen durch europäisches Sekundärrecht⁵⁴⁵, zumal Wärme in den seltensten Fällen grenzüberschreitend vermarktet wird.⁵⁴⁶ Der grenzüberschreitende Handel mit Energie zur Wärmeerzeugung wird innerhalb des Binnenmarkts grundsätzlich durch die Warenverkehrsfreiheit gewährleistet. Um über diese primärrechtliche Gewährleistung des freien Handels hinaus rechtsetzend tätig zu werden, steht der Union vor allem die Energiekompetenz des Art. 194 AEUV zur Verfügung. Einige Vorgaben der EU-Ebene haben dennoch einen zumindest indirekten Einfluss auf die Entwicklung netzgebundener Wärme in den Mitgliedstaaten.

6.5.1.1 Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (2010/31/EU)

Die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (*Energy Performance of Buildings Directive*, EPBD) trat 2003 in Kraft und wurde mit dem Aufleben klima- und energiepolitischer Fragen auf EU-Ebene am 18.06.2010 novelliert.⁵⁴⁷ Die Kommission geht davon aus, dass die Umsetzung den Endenergieverbrauch EU-weit um bis zu 6 % verringern könnte. Den resultierenden Einsparungen stünden nur vergleichsweise niedrige Investitionsvolumina gegenüber (Europäische Kommission 2008b, 6).

Kernelement sind die Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz neuer und bereits bestehender Gebäude oder Gebäudeteile sowie gebäudetechnischer Systeme (Art. 4). Neubauten

⁵⁴⁵ Auf Grundlage des Primärrechts (hier dem AEUV) erlassene Verordnungen, Richtlinien etc.

⁵⁴⁶ Ausnahme: Im zu 98 % mit Fernwärme versorgten Flensburg wird neben der deutschen Gemeinde Harislee auch das dänische Padborg über ein Wärmenetz versorgt (AGFW 2009, 29).

⁵⁴⁷ Richtlinie 2010/31/EG, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

müssen gemäß Art. 6 alle Effizienzanforderungen erfüllen. Der umsetzende Mitgliedstaat kann jedoch bei einigen Gebäudekategorien, u. a. bei Neubauten unter 50 m² Gesamtnutzfläche, von der Festlegung von Effizienzstandards absehen (Art. 4 Abs. 2e). Die Wärmeversorgung durch dezentrale EE, KWK, Wärmepumpen oder durch leitungsgebundene Wärme⁵⁴⁸, insbesondere wenn sie auf erneuerbaren Energien beruht, soll in neuen Gebäuden vor Baubeginn „in Betracht gezogen und berücksichtigt“ werden (Art. 6). Bestandsbauten müssen dies nur im Falle größerer Renovierungen und sofern dies technisch, funktionell und wirtschaftlich realisierbar ist (vgl. Art. 7 Abs. 1). Des Weiteren werden in der Richtlinie die Möglichkeit zur Schaffung finanzieller Anreize durch die Mitgliedstaaten gemäß Art. 10 und die Ausstellung von Ausweisen über die Gesamtenergieeffizienz gemäß Art. 11 bis 13 geregelt. Zudem werden so genannte „Niedrigstenergiegebäude“ ab 2021 zum verbindlichen Standard für Neubauten erhoben (Art. 9). Hauptsächlich die Alternativenprüfung (Art. 6) kann zur Integration der erneuerbaren Energien in die bestehenden Wärmenetze bzw. zum Netzausbau beitragen.

Die Richtlinie trägt dazu bei, die Gebäude-Gesamteffizienz zu erhöhen (vgl. Kapitel 6.3.2). Ihre Vorgaben sind gemäß Art. 28 bis zum 09.07.2012 in das deutsche Recht umzusetzen, soweit durch die Richtlinie Änderungsbedarf, etwa im EEWärmeG, dem Energieeinsparungsgesetz (EnEG)⁵⁴⁹ oder der Energieeinsparverordnung (EnEV)⁵⁵⁰ besteht.

6.5.1.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie (2004/8/EG)

Ziel der KWK-Richtlinie 2004/8/EG⁵⁵¹ ist die Schaffung gemeinsamer Rahmenbedingungen zur Förderung der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung. Die Richtlinie wurde in Deutschland im Rahmen des KWKG umgesetzt (vgl. Kapitel 6.5.2.2).

Die KWK-Richtlinie legt eine Definition der Hocheffizienz fest (Art. 3i i.V.m. Anhang III), die sich auch in der nationalen Gesetzgebung wiederfindet. Anlagen unter 1 MW_{el} gelten als hocheffizient (und sind damit nach KWKG förderfähig), wenn überhaupt eine Brennstoffeinsparung gegenüber der getrennten Erzeugung erzielt wird. In Anlagen > 1 MW_{el} müssen gegenüber den Referenzwerten einer getrennten Erzeugung mindestens 10 % eingespart werden (Anhang IIIa; AGFW 2009, 60). Die Mitgliedstaaten erstellen eine Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz von hocheffizienter KWK (Art. 6). Sie bewerteten erstmals 2007 und danach alle vier Jahre auf Aufforderung der Kommission die Fortschritte im Hinblick auf einen höheren Anteil der hocheffizienten KWK. Mitte 2011 wurde eine Novellierung und Zusammenlegung der KWK-Richtlinie mit der Energieeffizienzrichtlinie vorgeschlagen (vgl. Kapitel 6.5.1.4).

6.5.1.3 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG)

Die Richtlinie zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien von 2009 ist das grundlegende Gesetzeswerk auch für den Ausbau erneuerbarer Wärmenutzung in der EU. Von größter Bedeutung für die erneuerbare Wärme ist das 20 %-Globalziel zur erneuerbaren Deckung des Endenergieverbrauchs, welches über die pro Mitgliedstaat verbindlich festgeschriebenen Zielquoten erreicht

⁵⁴⁸ Die Definition von Wärmenetzen entspricht derjenigen aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG, eine Differenzierung verschiedener Netztypen wird nicht vorgenommen (vgl. Kapitel 6.2.1).

⁵⁴⁹ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁵⁵⁰ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁵⁵¹ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

werden soll (Art. 3 Abs. 1). Da den Mitgliedstaaten die Gewichtung der Förderung in den drei Verbrauchssektoren – mit Ausnahme des Verkehrssektors gemäß Art. 3 Abs. 4 – weitgehend freigestellt ist, ergibt sich aus den nationalen Teilzielen keine direkte Rechtspflicht zur Förderung erneuerbarer Wärme (Müller 27.04.2009, 4). Allerdings würde ohne Maßnahmen im Wärmesektor die Zielerreichung ungleich schwieriger bis unmöglich. Die nationalen Teilziele (Deutschland: 18 %), die mit dem EAG-EE⁵⁵² umgesetzt wurden, sind insofern auch für den Wärmemarkt eine treibende Kraft.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie macht im Wärmebereich kaum konkrete Vorgaben. In Art. 13 Abs. 3 wird lediglich eine Empfehlung an Verwaltungen ausgesprochen, bei Planung, Entwurf, Bau und Renovierung von Industrie- oder Wohngebieten u. a. die Nutzung von Fernwärme und -kälte anzuregen. „Insbesondere ermutigen die Mitgliedstaaten lokale und regionale Verwaltungsstellen, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen, soweit angemessen, in die Planung der städtischen Infrastruktur einzubeziehen“ (Art. 13 Abs. 3).

Artikel 16 Abs. 11 verpflichtet die Mitgliedstaaten in ihren Nationalen Aktionsplänen zu bewerten, ob neue mit EE betriebene Fernwärmeinfrastrukturen gebaut werden müssen, um das nationale EE-Ziel erreichen zu können. Die Bundesregierung bestätigte in ihrem Aktionsplan einen Mehrbedarf an leitungsgebundener Wärmeversorgung zur Zielerreichung, und setzt dabei besonders auf Quartierlösungen und Nahwärmenetze (Die Bundesregierung 2010b, 59). Auf Grundlage dieser Bewertung sollen die Mitgliedstaaten Schritte einleiten, die die Entwicklung einer solchen Infrastruktur erleichtern.⁵⁵³

Die EE-Richtlinie erfordert bis Ende 2014 die Erarbeitung einer nationalstaatlichen Verpflichtung zur Nutzung eines Mindestanteils erneuerbarer Energien in neuen Gebäuden und Bestandsgebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden. Diese Mindestanforderung kann „unter anderem durch Fernwärme und Fernkälte erfüllt werden, die zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden“ (Art. 13 Abs. 4 UAbs. 3). Die Formulierung wurde teilweise bereits im EEWärmeG umgesetzt.

6.5.1.4 Richtlinie zur Endenergieeffizienz und Vorschlag für eine Effizienzrichtlinie 2011/2012

Der notwendige Umfang auch des Wärme-Infrastrukturausbaus ist davon abhängig, welche Energieeinsparungen durch Effizienzmaßnahmen erreicht werden können. Hier spielt die Reduktion des Primärenergieeinsatzes um 20 %, welche seit 2009 als einziges nicht-bindendes Ziel des Klima- und Energiepakets verfolgt wird, eine maßgebliche Rolle.

Die Richtlinie zur Endenergieeffizienz 2006/32/EG⁵⁵⁴ dient der Beseitigung von Markthindernissen und -unzulänglichkeiten, die der effizienten Endenergienutzung entgegenstehen (Art. 1 lit. a) und b)). Sie bezieht sich in der Hauptsache auf die Effizienz der Endenergienutzung beim Endkunden. Die Forderung des EU-Parlaments nach einem verbindlichen Energieeffizienz-Ziel wurde bisher (auch mit

⁵⁵² Europarechtsanpassungsgesetz-EE, vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁵⁵³ Vgl. dazu auch Erwägungsgrund 46 der Richtlinie: Die Mitgliedstaaten sollen demnach „Mechanismen für die Förderung von Fernwärme/-kälte aus Energie aus erneuerbaren Quellen in Betracht ziehen“.

⁵⁵⁴ Richtlinie vgl. Rechtsquellenverzeichnis. Ziel der Endenergieeffizienz-Richtlinie war eine Endenergieeinsparung aller Mitgliedstaaten von 9 % bis 2016 (Basis: Durchschnitt der Jahre 2001-2005). Dabei handelte es sich um ein indikatives Richtziel ohne Rechtsverbindlichkeit, welches als einziges Element der Endenergieeffizienz-Richtlinie bestehen bleiben soll. In Deutschland wurde die Richtlinie erst Ende 2010 umgesetzt.

der Novellierung 2012) nicht erfüllt. Daher sprach sich der Rat der EU für die Erarbeitung einer Effizienzstrategie aus (Nikionok-Ehrlich 2011, 24 f.).

Der aus dem Energieeffizienzplan (vgl. Kapitel 3.1.2) resultierende Richtlinienvorschlag vom Juni 2011 (Europäische Kommission 2011g) sieht vor, die KWK-Richtlinie 2004/8/EG (vgl. Kapitel 6.5.1.2) und die Endenergieeffizienz-Richtlinie 2006/32/EG abzulösen. Einwände auch von Seiten der Bundesregierung bzw. des Bundeswirtschaftsministeriums haben die Neuauflage ausgebremst. Am 15.06.2012 wurde schließlich ein Kompromiss (Rat der EU 2012) erzielt. Dieser muss noch vom Energieministerrat und vom Europäischen Parlament verabschiedet werden. Damit wird bis September 2012 gerechnet, sodass die Richtlinie 2013 in Kraft treten kann.

Gegenüber dem Richtlinienentwurf wurde die Vorbildfunktion des öffentlichen Gebäudesektors, dem EU-weit 12 % des Gebäudebestands zugerechnet werden, deutlich eingeschränkt. Es müssen nur noch die direkt im Bundesbesitz befindlichen Immobilien unter Einhaltung der Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz jährlich zu 3 % – etwa doppelt so schnell wie der verbleibende Gebäudebestand – energetisch saniert werden (Rat der EU 2012, Art. 4).

Im Bereich der effizienten Energieversorgung wird von den Mitgliedstaaten bis Ende 2015 eine umfassende Bewertung des Potenzials hocheffizienter KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung gefordert (Rat der EU 2012, Art. 10 Abs. 1). Für diese Bewertung ist eine Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Anhang VIIIa durchzuführen. Zeigt diese Prüfung ein kosteneffizientes Potenzial für den Einsatz von KWK und/ oder effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung, so haben die Mitgliedstaaten „angemessene Maßnahmen zum Ausbau einer Infrastruktur“ zu ergreifen (Art. 10 Abs. 2). Diese Analyse ist auch bei neuen und erheblich modernisierten Kraftwerken über 20 MW_{th} durchzuführen (Rat der EU 2012, Art. 10 Abs. 3 i.V.m. Anhang VIIIa). Ausnahmeregelungen, etwa für Spitzenlastkraftwerke unterhalb von 1.500 jährlichen Betriebsstunden, enthält Art. 10 Abs. 4.

Durch die Mindestgröße von 20 MW_{th} wird die Kosten-Nutzen-Prüfung allenfalls Einfluss auf die Fernwärmeanbindung konventioneller Kraftwerke entwickeln können. Ein Einfluss auf den Bau kleiner Nahwärmenetze ergibt sich indirekt über die Effizienzverpflichtungssysteme, welche die Energieversorger anhalten, jährlich kumulativ 1,5 % ihres Energieabsatzes einzusparen (Art. 6 Abs. 1). Maßnahmen zur Förderung von KWK-Anlagen unterhalb 20 MW_{th} Gesamtnennleistung werden nur unverbindlich angemaht (Erwägungsgrund 23b).

6.5.2 Steuerungsimpulse, Vorgaben und Fördermaßnahmen auf Bundesebene

Der Wärmenetzbau wird vor dem Hintergrund klimapolitischer Emissionsminderungsziele finanziell gefördert. Zuschüsse und zinsgünstige Kredite sollen die hohen Anfangsinvestitionen für den Wärmenetzausbau abfedern (AEE 2011b, 8). In Deutschland existieren mehrere Förderanreize nebeneinander und können eingeschränkt miteinander kombiniert werden. Zu den Steuerungsimpulsen für den Wärmenetzbau zählen finanzielle Anreize (Zuschüsse oder zinsgünstige Kredite) sowie ordnungsrechtliche Maßnahmen auf kommunaler Ebene (Anschlusszwang). Im Folgenden werden die Förderbedingungen und erzielten Zubauzahlen dargestellt. Sie ermöglichen eine Einschätzung, inwieweit der Förderrahmen zur Überwindung ökonomischer Restriktionen beitragen kann.

Die rechtliche Besonderheit leitungsgebundener Wärme ist, dass es sich nicht um Energie im energiewirtschaftsrechtlichen Sinne handelt. Das Energiewirtschaftsgesetz erfasst nach § 3 Nr. 14 EnWG mit dem Begriff Energie nur Elektrizität und Gas und ist daher auf Wärme(netze) nicht anwendbar. Die verbleibenden Steuerungsimpulse zielen im Gegensatz zum Gas- und Stromsektor auf die Förderung von Wärmenetzen ab und konzentrieren sich nicht auf die ökonomisch-ökologische Abwägung des Leitungszubaus. Der fehlende ordnungsrechtliche Rahmen kann z. B. hinsichtlich der Genehmigungsverfahren (vgl. Kapitel 6.6) für Vereinfachung sorgen.

6.5.2.1 Marktanreizprogramm

Neben der Förderung objektbezogener erneuerbarer Wärmeanlagen werden seit 2008 über das Marktanreizprogramm (MAP)⁵⁵⁵ auch Fördermittel für den Wärmenetzausbau vergeben. Quantitative Ausbauziele werden im MAP nicht festgelegt. Die MAP-Förderung ist in Teil 3 des EEWärmeG (vgl. Kapitel 6.5.2.6) rechtlich verankert. Dadurch soll jährlich eine „bedarfsgerechte“ Fördersumme von bis zu 500 Mio. Euro für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme oder Kälte sichergestellt werden (§ 13 EEWärmeG); die tatsächlich verfügbaren Fördersummen der vergangenen Jahre lagen deutlich darunter. Das MAP wirkt als freiwilliges Steuerungsinstrument in den Gebäudebestand hinein. Wärmenetze, die überwiegend zur Bereitstellung von Wärme in Neubaugebieten errichtet werden, können nicht gefördert werden (BMU 2012b, 14.1.5.1).

Der Programnteil „Premium“ ermöglicht seit Januar 2008 die eigenständige Förderung von Wärmenetzen. Vordem war eine Förderung von Wärmenetzen nur in Verbindung mit ebenfalls geförderten EE-Anlagen zulässig.⁵⁵⁶ Nach § 14 Abs. 1 Nr. 4 EEWärmeG können auch Wärmenetze unabhängig von einer eventuellen Förderung der Erzeugungsanlage mittels Tilgungszuschüssen gefördert werden, welche im so genannten KfW-Teil des MAP vergeben werden.

In der Förderrichtlinie vom 20.07.2012 (BMU 2012b) wird ein jährlicher Mindestwärmeabsatz von 500 kWh je Trassenmeter vorausgesetzt. Dies bezieht sich nur auf die geförderten Bestandteile eines Netzes, eine externe Zuleitung wird bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Es ist eine hohe Dämmqualität der Rohrleitungen anzustreben, dies ist jedoch noch keine quantitative Förderanforderung (ebda., 14.1.5.1). Weiterhin wird vorausgesetzt, dass das zu errichtende Netz oder die Erweiterung eines bestehenden Netzes

- zu mindestens 20 % aus solarer Strahlungsenergie gespeist wird, sofern ansonsten fast ausschließlich Wärme aus hocheffizienter KWK, aus Wärmepumpen oder aus industrieller oder gewerblicher Abwärme eingesetzt wird (seit 2010 dürfen 20 % durch fossil befeuerte Spitzenlastkessel bereitgestellt werden) oder
- zu mindestens 50 % mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist wird.⁵⁵⁷

Sind die Voraussetzungen erfüllt, werden zu den zinsverbilligten KfW-Darlehen Tilgungszuschüsse von derzeit 60 Euro/m sowie 1.800 Euro je Hausübergabestation (maximal 1 Mio. Euro je Projekt)

⁵⁵⁵ „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“ (BMU 2012b).

⁵⁵⁶ Seit der Förderrichtlinie vom 17.06.2005 wurde ein Teilschulderlass von 50 Euro/m Rohrleitung gewährt; Voraussetzung war eine ebenfalls geförderte Erzeugungsanlage. Mit der Förderrichtlinie vom 12.01.2007 wurde ein höherer Tilgungszuschuss von 100 Euro/m Rohrleitung bei einem Mindestwärmeabsatz von 3 MWh/(m*a) möglich.

⁵⁵⁷ Der biogene Anteil von Siedlungsabfällen gilt als erneuerbare Energie im Sinne dieser Regelung (Wärmenutzung aus der Abfallverbrennung, vgl. Kapitel 6.2.2.3).

gewährt. Die Anforderungen an Wärmenetze wurden seit der Förderrichtlinie vom 05.12.2007 nur in wenigen Punkten geändert. So wurden bis 2011 für Verstärkung und Erweiterung bestehender Netze niedrigere Tilgungszuschüsse als für deren Neubau gezahlt. Diese Unterscheidung besteht nicht mehr.

Auch der Bau großer Wärmespeicher wird durch die Innovationsförderung des MAP unterstützt. Dazu gehören Wasserspeicher von mehr als 20 m³ zum Ausgleich der Wärmelast, welche unter bestimmten Voraussetzungen mit 250 Euro je Kubikmeter Speichervolumen, höchstens jedoch mit 30 % der nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten gefördert werden (BMU 2012b, 14.1.6). Das Kreditvolumen für die 2010 in Betrieb genommenen Wärmespeicher betrug ca. 2,6 Mio. Euro bei zugesagten Tilgungszuschüssen von 0,7 Mio. Euro (BMU 2011a, 22).

Effekte der Wärmenetzförderung

Obleich sich die Wärmewirtschaft höhere Zuschüsse erhofft⁵⁵⁸, betrachten Leprich (07.07.2011, mdl.) und Nast (30.09.2011, mdl.) die MAP-Zuschüsse als ausreichend für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb. Die Wärmenetzförderung wird trotz Kürzungen sehr gut angenommen und ist für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb ausreichend (ebda.). Dies gilt insbesondere für kleine Wärmenetze im ländlichen Raum, deren Investitionskosten⁵⁵⁹ deutlich unterhalb der Kosten konventioneller Fernwärmenetze in städtischen Gebieten liegen (VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt 2009, 19).

Von der Förderung profitieren besonders Betreiber von Biomasse-BHKW, die mit dem Bau eines Klein- bzw. Kleinst-Wärmenetzes für die Nutzung der anfallenden Wärme sorgen und damit auch den Anforderungen des EEG 2012 (vgl. Kapitel 6.5.2.3) genügen. Mittlerweile kommen vermehrt Hackschnitzelanlagen zur Beschickung der Wärmenetze zum Einsatz. 2010 betrug die durchschnittliche MAP-geförderte Netzlänge 690 m mit acht Wärmeabnehmern pro Netz (BMU 2011a, 23).

Tabelle 6-2: Wärmenetzförderung im Rahmen des EEWärmeG/MAP⁵⁶⁰

	2008	2009	2010	2011	Summe
Anzahl der zugesagten Darlehen	226	1.193	1.302	1.690	4.411
in Betrieb genommene Trassenlänge (in km)	k.A.	802	604	k. A.	-
Darlehensvolumen (in Mio. Euro)⁵⁶¹	29,04	187,23	194,53	285,21	696,01
zugesagte Tilgungszuschüsse (in Mio. Euro)	12,63	71,10	70,00	118,76	272,49

Tabelle 6-2 zeigt die Eckdaten seit Bestehen der (von der Förderung der Erzeugungsanlage unabhängigen) Wärmenetzförderung im MAP. Sowohl das Kreditvolumen als auch die Anzahl der gewährten Darlehen mit Tilgungszuschüssen haben sich positiv entwickelt. Insofern zeigt der Fördermecha-

⁵⁵⁸ Sie argumentiert im Hinblick auf das alte Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP), dass eine Förderung in der Größenordnung um 35 % angemessen wäre, um die Fernwärme konkurrenzfähig zu halten (AGFW 2009, 20).

⁵⁵⁹ Die spezifischen Investitionskosten in Nahwärmenetze (nur Leitungen, keine Hausanschlüsse) betragen je nach Übertragungskapazität zwischen 110 Euro/m (unter 200 kW_{th}) und 276 Euro/m (über 1000 kW_{th}) (BMU 2011a, 60). Für eine detaillierte Darstellung der Kosten für Rohrleitungsbau und Hausübergabestationen vgl. Clausen (2012, 5 ff.). Clausen taxiert die Netzbaukosten auf 220 Euro/m, wobei 50 % dem Tiefbau und 50 % dem Rohrleitungsbau zugerechnet sind (ebda., 7).

⁵⁶⁰ Schriftl. Auskunft des Bundesumweltministeriums vom 20.01.2012; BMU (2011a, 23); BMU (2012c).

⁵⁶¹ Zur Ermittlung der ausgelösten Investitionen kann die Darlehenshöhe als Richtwert angesetzt werden.

nismus eine gute Wirkung. Die Förderung von Wärmenetzen macht den Großteil des Programnteils Erneuerbare Energien (Premium) im Marktanreizprogramm aus (BMU 2012c).

6.5.2.2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Mit dem KWKG strebt die Bundesregierung die Erhöhung des KWK-Anteils am Strombedarf auf 25 % bis 2020 an (derzeit 16 %; vgl. § 1). Diese Stromanteile müssen nicht aus erneuerbaren Energien stammen, dementsprechend haben auch die Zuschüsse für Wärmenetze keinen unmittelbaren Einfluss auf die Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien. Das KWKG vom 01.04.2002 (KWKG 2002) wurde zum 01.01.2009 (KWKG 2009) und erneut zum 20.07.2012 (KWKG) novelliert.⁵⁶² Es regelt die Förderung von KWK-Anlagen sowie Zuschläge für den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie thermischen Speichern, „sofern die KWK-Anlagen, die Wärmenetze und die Wärmespeicher [...] im Geltungsbereich dieses Gesetzes gelegen sind“ (§ 2 KWKG).

Seit 2009 wird der Bau von Wärmenetzen durch einmalige Investitionszuschüsse gefördert; die Antragstellung erfolgt beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Die Zuschläge für KWK-Strom sind auf 750 Mio. Euro/Jahr gedeckelt (§ 7 Abs. 7), abzüglich des Anteils für Wärmenetze und Wärmespeicher von 150 Mio. Euro/Jahr (§ 7a Abs. 5 KWKG). Diese Mittel wurden bisher allerdings noch nie komplett ausgeschöpft, sodass sich daraus zunächst keine Einschränkung ergibt. Die an die Anlagen- und Wärmenetzbetreiber ausgezahlte Fördersumme wird mittels eines Umlageverfahrens (vergleichbar mit dem EEG) über den bundesweiten Stromverbrauch erhoben (§ 9). Die KWK-Zuschüsse werden auf die im Strompreis enthaltenen Netznutzungsentgelte umgelegt (§ 9 Abs. 7).⁵⁶³

Förderung von KWK-Anlagen

Das KWKG definiert vier Leistungsklassen, nach denen die Leistungsanteile der KWK-Anlagen jeweils vergütet werden.⁵⁶⁴ Die Höhe der Vergütung erfolgt zudem differenziert nach alten, neuen und modernisierten Bestandsanlagen. Hinsichtlich höherer EE-Anteile im Bereich der Leitungswärme ist die Förderung für den Bau von BHKW relevant, die zunächst mit Erdgas betrieben werden. Nach einer Umstellung auf Biogas würden sie nach dem EEG gefördert werden.

Tabelle 6-3: Zuschläge nach dem KWKG (2009 und 2012)⁵⁶⁵

KWK-Anlagenleistung	KWKG 2009 (in Cent/kWh)	KWKG 2012 (in Cent/kWh)
bis 50 kW _{el}	5,11	5,41
größer 50 kW _{el} - 250 kW _{el}	2,1	4,0
größer 250 kW _{el} - 2 MW _{el}	2,1	2,4
größer 2 MW _{el}	1,5	1,8 ⁵⁶⁶

⁵⁶² Vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

⁵⁶³ Für Abnehmer mit einem Jahresverbrauch bis 100.000 kWh wurden 2009 und 2010 0,13 Cent/kWh für die Förderung von KWK-Anlagen umgelegt, bei einem Jahresverbrauch darüber gelten niedrigere Sätze (§ 9 Abs. 7 KWKG).

⁵⁶⁴ Bei den seit 2002 geförderten Anlagen überwiegen die kleinen KWK-Anlagen bis 2 MW_{el} mit etwa 84 % deutlich, tragen aber nur zu rund 4 % der KWK-Nettostromerzeugung bei. In diesen kleinen Anlagen wird überwiegend Erdgas als Brennstoff eingesetzt (BMWi & BMU 2011, 8).

⁵⁶⁵ KWKG 2009 und 2012 (jeweils § 7). Die Zuschläge werden jeweils für den kleinsten Leistungsanteil in voller Höhe (5,41 Cent/kWh) und danach anteilig entsprechend der Leistungsklasse gezahlt. Betreiber sehr kleiner Anlagen unter 2 kW können sich die Fördersumme als pauschalierte Zahlung für 30.000 Vollbenutzungsstunden auszahlen lassen (§ 7 Abs. 3).

Die Zuschläge werden wahlweise für einen Zeitraum von zehn Jahren oder für die Dauer von 30.000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Bei Anlagenmodernisierungen gelten abweichende Regelungen nach § 7 Abs. 5. Die Definition der Hocheffizienz (seit 2009 Förderkriterium bei Neuanlagen) folgt der KWK-Richtlinie 2004/8/EG (vgl. Kapitel 6.5.1.2). Mit Beendigung der Zuschlagszahlungen erlischt bei Anlagen über 50 kW_{el} die Abnahmeverpflichtung (§ 4 Abs. 4). Bei Kleinanlagen bleibt die Abnahmepflicht unter Zahlung des „üblichen Preises“ sowie der vermiedenen Netzentgelte bestehen (BDEW 2009, 16).

Förderung von Wärmenetzen

Die Förderung von Wärmenetzen regelt § 5a KWKG. Die angeschlossenen Wärmekunden müssen zu über 50 % mit Wärme aus KWK-Anlagen versorgt werden; im Endausbau muss ein KWK-Anteil von mindestens 60 % erreicht sein.⁵⁶⁷ Ein förderfähiges Wärmenetz muss mindestens einen Abnehmer versorgen, der nicht gleichzeitig Eigentümer oder Betreiber der einspeisenden KWK-Anlage ist, es muss sich also um ein „öffentliches Netz“ handeln (§ 3 Abs. 13 KWKG). Dazu muss die Wärmeleitung über die Grundstücksgrenze der einspeisenden KWK-Anlage hinausgehen. Objektbezogene Wärmenetze sind von der Förderung im KWKG ausgeschlossen (Fricke 2011a, 29).

Die konkreten Zuschlagszahlungen werden vom BAFA festgelegt (vgl. § 10 Abs. 1 KWKG). Unter den genannten Fördervoraussetzungen beträgt der Zuschuss für neue Wärmenetze bis zu einem mittleren Nenndurchmesser von 100 mm (Innendurchmesser der Vorlaufleitung) und Trassenmeter 100 Euro, höchstens aber 40 % der ansatzfähigen⁵⁶⁸ Investitionskosten (§ 7 Abs. 1 Nr. 1).⁵⁶⁹ Für Wärmeleitungen mit größeren Nenndurchmessern werden 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus gezahlt. In beiden Fällen werden maximal 10 Mio. Euro je Projekt gezahlt.⁵⁷⁰

Entscheidend für die Ermittlung der Trassenlänge ist nur die Vorlaufleitung; der Rücklauf wird nicht berücksichtigt. Die förderfähige Trassenlänge beginnt am Standort der einspeisenden KWK-Anlage (vgl. § 3 Abs. 15). Sie schließt auch die Hausanschlussleitung (Verbindung des Verteilungsnetzes mit der Kundenanlage) ein und endet am Verbraucherabgang, also an der Hausübergabestation (§ 10 Abs. 1 AVBFernwärmeV; BAFA 2010a, 5; Danner & Theobald 2012, § 3 KWKG, Rn. 52).⁵⁷¹ Wie bei der KWK-Anlagenförderung ist derjenige Stromnetzbetreiber zur Zahlung der Fördersumme verpflichtet, in dessen Stromnetz die angeschlossene KWK-Anlage einspeist.

⁵⁶⁶ Ab dem 01.01.2013 erhöht sich der Zuschlag für KWK-Neuanlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, für den Leistungsanteil über 2 MW_{el} um weitere 0,3 Cent/kWh (§ 7, Abs. 4).

⁵⁶⁷ Die Wärmenetzförderung eines durch große Solarthermie bzw. aus Anlagen ohne parallele Stromerzeugung beschickten Wärmenetzes ist dementsprechend nach dem KWKG nicht möglich. Dies wäre allerdings gegenüber den Tilgungszuschüssen im MAP auch finanziell weniger attraktiv.

⁵⁶⁸ Ansatzfähig sind solche Investitionskosten, die für erforderliche Leistungen Dritter im Rahmen des Neu- oder Ausbaus von Wärmenetzen tatsächlich angefallen sind.

⁵⁶⁹ Dies entspricht etwa dem bisherigen Anteil der Tilgungszuschüsse für Wärmenetze im MAP (vgl. Kapitel 6.5.2.1). Die 2012 eingeführte Pauschalregelung entspricht einer deutlichen Erhöhung der Fördersätze für kleine Nahwärmenetze.

⁵⁷⁰ Im KWKG 2009 konnten nur 20 % der ansatzfähigen Investitionskosten bei einem maximalen Zuschuss von 5 Mio. Euro je Projekt gefördert werden (§ 7a Abs. 1-3 KWKG 2009).

⁵⁷¹ Mit dem KWKG 2009 wurde der Begriff „Verbraucherabgang“ als Übergabestelle nach § 10 Abs. 1 AVBFernwärmeV definiert. Somit ist auch die Hausanschlussleitung bis zur Übergabestation Teil der förderfähigen Trasse (Danner & Theobald 2012, § 3 KWKG, Rn. 52).

Förderung vom Wärmespeichern

Mit dem KWKG 2012 wurde – analog zum Marktanreizprogramm – eine Förderung für Wärmespeicher in Höhe von 250 Euro je Kubikmeter Speichervolumen eingeführt (§ 7b Abs. 1).⁵⁷² Voraussetzungen sind ein Mindestvolumen von einem Kubikmeter Wasseräquivalent oder mindestens 0,3 Kubikmeter je kW_{el} der Einspeiseanlage, ein mittlerer Wärmeverlust unterhalb 15 Watt pro Quadratmeter Behälteroberfläche, sowie die Verpflichtung, dass die eingespeicherte Wärme überwiegend aus KWK stammen muss (§ 5b Abs. 1).

Effekte der Wärmenetzförderung

Tabelle 6-4 stellt die bisherige Wärmenetzförderung durch das KWKG dar. Die Evaluation der KWKG-Wärmenetzförderung zeigt, dass 57 % der geförderten Netze einen Nenndurchmesser unter 100 mm haben. In diesen kleinen Neubauvorhaben werden zu 63 % erneuerbare Brennstoffe (Biogas, Biomasse) eingesetzt, obgleich dies keine explizite Fördervoraussetzung ist (Prognos AG & BEA 2011, 41). Insofern hat das KWKG auch einen Einfluss auf die Verbreitung netzgebundener erneuerbarer Wärme.

Tabelle 6-4: Wärmenetzförderung im Rahmen des KWKG⁵⁷³

	Inbetriebnahme 2009	Inbetriebnahme 2010	Summe
Summe Förderanträge	464	637	1.101
Anträge in Bearbeitung	6	492	498
zugelassene Anträge	432	60	492
Trassenlänge (in km)	264	534	797
KWKG-Förderung (in Mio. Euro)	23,7	41,8	65,5
durchschnittliche Förderung (in Euro/m)	89,88	78,26	82,10
Investitionskosten (in Mio. Euro)	131	231	362
Förderquote (in %)	18,1	18,1	18,1

Obwohl die Anzahl der Förderanträge 2010 zunahm, bleiben die jährlich ausgezahlten Zuschüsse mit derzeit rund 42 Mio. Euro noch weit unterhalb der verfügbaren Mittel. Insbesondere die Förderung von mit Erneuerbaren betriebenen Netzen bleibt deutlich hinter dem Ausbau im Rahmen des MAP zurück. Die Gründe liegen in den höheren formalen Anforderungen des KWKG (z. B. Wirtschaftsprüferattest) sowie in der verringerten Förderquote bei Kombination beider Fördertöpfe (Prognos AG & BEA 2011, 106). Zudem sind die Förderanreize besonders hinsichtlich der Deckelung der Investitionszuschüsse geringer (vgl. BMWi & BMU 2011, 13). Durch die attraktiveren Förderbedingungen im KWKG 2012 ist mit einem Anstieg des Wärmenetzbaus zu rechnen, Erfahrungen liegen dazu allerdings noch nicht vor. Die KWK-Förderung wird 2014 erneut überprüft (§ 12 KWKG).

6.5.2.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Im Strombereich stellt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die zentrale Förderkomponente dar. Das EEG hat in der Vergangenheit auch eine *indirekte* Förderwirkung für Wärmenetze entwickelt,

⁵⁷² Maximal 5 Mio. Euro je Projekt. Bei Speichern > 50 m³ ist der Zuschlag zusätzlich auf maximal 30 % der Investitionskosten beschränkt (§ 7b Abs. 1).

⁵⁷³ Quelle: Prognos AG & BEA (2011, 39).

indem es die Wärmenutzung bei Biomasse- und Geothermieranlagen über einen KWK-Bonus anreizte (Valentin & Krüger 2009, 85; vgl. auch Clausen 2012, 14). Dieser Wärmebonus betrug 2009 2 ct/kWh und wurde auf jede Kilowattstunde Strom gezahlt, bei deren Produktion die anfallende Wärme ausgekoppelt wurde. Der Bonus war in vielen Fällen ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit des Projekts. Insgesamt hat er aber nur in wenigen Fällen den Bau eines Wärmenetzes initiiert.

Mit dem EEG 2012 wurde der sogenannte KWK-Bonus wieder abgeschafft. Stattdessen wurde die Wärmenutzung (mind. 60 % der anfallenden Wärme⁵⁷⁴) nun als Voraussetzung dafür erklärt, dass die Betreiber neuer Biomasseanlagen die Grundvergütung (§ 27 Abs. 1 EEG) sowie die Zusatzvergütung („Bonus“) der Einsatzstoffklasse I oder II beanspruchen können (§ 27 Abs. 4 EEG). Weil ohne EEG-Vergütung ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nicht möglich ist, kann diese Auflage als weitgehende Wärmenutzungsverpflichtung bewertet werden, welche durch die Einpreisung des ehemaligen KWK-Bonus teilweise kompensiert werden soll (Seemann 2011, 25). Entsprechend große Wärmesenken sind meist nicht in unmittelbarer Umgebung der Biogasanlage vorhanden, insofern wird von der Auflage ein stärkerer Impuls zum Bau neuer Wärmenetze ausgehen. Eine gleichzeitige Förderung über die direkten Investitionszuschüsse des MAP oder der Wärmenetzzuschüsse des KWKG ist möglich.

Wenn keine Wärmesenken in der Umgebung sinnvoll erschlossen werden können, wird die Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz und rechnerische Entnahme andernorts bedeutsam (§ 27c EEG). Dadurch können auch BHKW in urbanen Räumen statt mit Erdgas mit Biogas betrieben werden. Dabei ist gleichzeitig eine sinnvolle Nutzung der anfallenden Abwärme gegeben, die im ländlichen Raum nicht immer möglich ist.

Auch tiefe Geothermieranlagen sind nur in Verbindung mit einem Wärmenetz und Wärmeerlösen wirtschaftlich betreibbar.⁵⁷⁵ Insofern ist hier das Interesse der Betreiber an einer netzgebundenen Vermarktung der Wärme hoch.

6.5.2.4 Kumulierbarkeit der Förderung durch MAP, KWKG und EEG

Die Förderung der Stromproduktion im Rahmen des EEG bzw. die neu hinzugekommene „Wärmenutzungspflicht“ für Biogasanlagen (vgl. Kapitel 6.5.2.3) haben keinen Einfluss auf die Wärmenetzförderung nach dem KWKG oder MAP. Insofern können durch das KWKG auch solche Wärmenetze gefördert werden, die ihre Wärme aus stromseitig nach dem EEG geförderten Anlagen beziehen. Die Förderung der KWK-Stromerzeugung ist in diesem Fall ausgeschlossen (§ 2 Satz 2 KWKG; BAFA 2010a, 7).

Davon abgesehen wurde die Kumulierbarkeit der Förderlinien des KWKG und MAP mit deren jeweiligen Novellierungen 2012 deutlich eingeschränkt. Wärmenetze und -speicher, die nach dem KWKG

⁵⁷⁴ Bei Neuanlagen werden in den ersten beiden Betriebsjahren nur 25 % verlangt (§ 27 Abs. 4 Nr. 1a EEG). Die Wärmenutzungspflicht entfällt für den Zeitraum der Direktvermarktung („Marktprämienmodell“), d. h. eine Neuanlage, die durchgängig direkt vermarktet und keine Wärme auskoppelt, könnte auch ohne Wärmenetz die Grundvergütung (§ 27 Abs. 1 EEG) sowie die Zusatzvergütung der Einsatzstoffklasse I oder II beanspruchen (§ 27 Abs. 4 EEG). Ab 2014 sind neue Biogasanlagen über 750 kW verpflichtet, das Marktprämienmodell zu nutzen. Der Einfluss der Wärmenutzungspflicht wird dann neu zu bewerten sein.

⁵⁷⁵ Dazu liegt bei der Geothermie ein großes Potenzial auf dem für Nahwärme gut geeigneten Temperaturniveau von 80-90°C vor.

2012 gefördert werden, erhalten keine zusätzliche Förderung mehr durch das MAP (BMU 2012b, 7.3).⁵⁷⁶

6.5.2.5 Wirkung der Förderanreize (auf Neubaunetze)

Das MAP und das KWKG trugen seit Beginn der Wärmenetzförderung zu einer Dynamisierung des Netzausbaus bei (Prognos AG & BEA 2011, 28); dieser Trend konnte auch 2011 fortgesetzt werden. Die bestehende Anreizstruktur hat sich damit als vergleichsweise effizient⁵⁷⁷ und im Hinblick auf den erreichten EE-Wärmenetzzubau als effektiv erwiesen. Der Netzausbau konnte seit 2008 deutlich gesteigert werden (vgl. Tabelle 6-2 und Tabelle 6-4). Insofern sind die finanziellen Anreize ausreichend, um ökonomische Einschränkungen (vgl. Kapitel 6.3) zu überwinden. Die Fördersysteme bedürfen allerdings einer stabileren Finanzierungsgrundlage (vgl. Kapitel 6.8.3.1).

Insbesondere die Wärmenetzförderung nach MAP erweist sich als zentraler Baustein für die Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien und wird sehr gut angenommen. 2010 wurde die Mehrheit aller Förderanträge im KfW-Teil für Wärmenetze gestellt (BMU 2010a, 10 und 19). Seit 2008 wurden über 4.400 einzelne Nahwärmenetze gefördert, die jeweils durch Mindestanteile erneuerbarer Wärme gespeist werden müssen. Im Gegensatz dazu ist für die Wärmenetzförderung des KWKG ein Netzbetrieb mit erneuerbaren Energieträgern keine Fördervoraussetzung.⁵⁷⁸ Dennoch wurde in den Jahren 2009 und 2010 ein Drittel der KWKG-geförderten Netze aus erneuerbaren Energieträgern gespeist (Prognos AG & BEA 2011, 106). Über das KWKG können z. B. Wärmenetze finanziert werden, die zunächst mit KWK auf Erdgasbasis betrieben und zu einem späteren Zeitpunkt auf Biogas umgestellt werden. Das KWKG spielt für die unmittelbare Erhöhung der aus regenerativen Quellen erzeugten Leitungswärme eine untergeordnete Rolle, ist aber wirksamer Treiber des Absatzes von BHKW (Clausen 2012, 3). Die Wirkung der Wärmenutzungspflicht des EEG 2012 bleibt abzuwarten, zumal Neubauanlagen, die ausschließlich die Direktvermarktung nutzen, von der Verpflichtung befreit sind (§ 33c Abs. 2 Nr. 1a i.V.m. § 33c Abs. 3 EEG).

6.5.2.6 EEWärmeG: Der ordnungspolitische Ansatz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)⁵⁷⁹ trat am 01.01.2009 in Kraft und besteht aus den Säulen Nutzungspflicht (Teil 2), Regelungen für den Bau von Wärmenetzen (§ 6 und § 16) sowie Fördermittel (Teil 3). Unter Fördermittel fällt das Marktanreizprogramm, welches im EEWärmeG rechtlich verankert ist (vgl. Kapitel 6.5.2.1).

Das Erneuerbare Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) verfolgt jedoch hauptsächlich einen ordnungspolitischen Ansatz, indem bestimmte Nutzungspflichten in Neubauten definiert werden, welche auch über regenerative Leitungswärme (als Ersatzmaßnahme) erfüllt werden können. Es zeichnete sich im

⁵⁷⁶ Im MAP 2011 konnte ein bereits nach § 5a bzw. § 7a KWKG gefördertes Netz zusätzlich gefördert werden. Die MAP-Tilgungszuschüsse wurden dabei auf 20 Euro/m gekürzt, die KfW-Darlehen aber weiterhin in vollem Umfang gewährt (BMU 2011c, 14.1.5.2). Insofern war die Kumulation beider Programme zulässig, wobei vor Investitionsbeginn zu prüfen war, ob eine Förderung nach dem vorrangig anzuwendenden KWKG in Frage kommt.

⁵⁷⁷ Der Förderanteil des MAP lag um 35 % an den jeweiligen Gesamtinvestitionen für Wärmenetze, im KWKG war er bis Mai 2012 auf 20 % der ansatzfähigen Investitionskosten gedeckelt und wurde nun erhöht.

⁵⁷⁸ Das KWKG könnte sogar als Hemmnis für den Wärmenetzausbau wirken, dann nämlich, wenn darüber Elektrizität aus kleinen KWK-Anlagen gefördert wird, die lediglich Objektwärme liefern (vgl. auch Mini-KWK-Impulsprogramm; Kapitel 6.5.2.9). KWKG und MAP beinhalten insofern mit der Förderung von Einzelanlagen auch eine Komponente, welche den EE-Netzausbau hemmen kann.

⁵⁷⁹ Vgl. Rechtsquellenverzeichnis

Entstehungsprozess bereits ab, dass die Wirkung des EEWärmeG aufgrund der Beschränkung auf Neubauten gering bleiben würde. Ein erster Erfahrungsbericht, der Ende 2011 vorliegen sollte, war zu September 2012 noch nicht verfügbar. Bereits 2011 wurde eine Ergänzung des EEWärmeG zur Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG notwendig. Danach erstreckt sich die Nutzungspflicht nun auch auf öffentliche Gebäude, in denen umfassende energetische Sanierungen durchgeführt werden, allerdings mit niedrigeren Mindestanteilen (§ 3 Abs. 2-3 EEWärmeG; Tuschinski 2012, 17).

Wärmenetze als Ersatzmaßnahme einer Nutzungspflicht erneuerbarer Wärme

Das Gesetz legt im Grundsatz fest, dass bestimmte Anteile des Wärmebedarfs von Neubauten mit erneuerbarer Wärme gedeckt werden müssen. Diese Nutzungspflicht für erneuerbare Wärme kann durch den Anschluss an ein Wärmenetz ersetzt werden (§ 7 Abs. 1 Nr. 3 EEWärmeG). Weil sich der ordnungspolitische Ansatz im EEWärmeG nur auf Neubauten bezieht, ist dessen Wirkung auf den Wärmemarkt (einschließlich der Ersatzmaßnahme „Wärmenetze“) aufgrund nachlassender Bauaktivität relativ gering (vgl. auch bereits Nast et al. 2006, 7). Darüber hinaus schränken komplette Befreiungen von der Nutzungspflicht, etwa wenn bau- und denkmalschutzrechtliche Vorschriften, technische Unmöglichkeit, unangemessener Aufwand oder unbillige Härte der Erfüllung entgegen stehen, die Effektivität des Instruments weiter ein (§ 9 Abs. 1 EEWärmeG).⁵⁸⁰

Nutzer von Wärme, die in KWK-Anlagen erzeugt wird, oder die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, welches „zu einem wesentlichen Teil“ durch erneuerbare Energien beschickt wird, sind von der Nutzungspflicht ausgenommen (§ 7 und Anlage VIII EEWärmeG). Das KWK-Kriterium gilt als erfüllt, sofern zu mindestens 50 % Wärme aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme, oder mindestens 50 % aus KWK-Anlagen oder aus einer Kombination der drei genannten Maßnahmen stammt (Die Bundesregierung 2010b, 60). Ein „wesentlicher Anteil“ anderer erneuerbarer Energien entspricht nach Müller et al. (2010, § 7 Rn. 155)

- bei Solar-Unterstützung mindestens 15 %
- bei Biogas-Unterstützung mindestens 30 %
- und bei sonstiger Unterstützung mindestens 50 %.

Ausbau der kommunalen Wärmenetzinfrastruktur

Zum Ausbau der Wärmenetzinfrastruktur enthält das EEWärmeG zwei Regelungen. § 6 EEWärmeG ermöglicht so genannte quartiersbezogene, individuelle Lösungen. Darunter fallen große Wohngebäude oder der Zusammenschluss von Gebäuden, die in räumlichem Zusammenhang stehen. Insbesondere ermöglicht § 16 EEWärmeG den Gemeinden, von einer Bestimmung nach Landesrecht, die sie zum Erlass eines Anschluss- und Benutzungszwangs an ein Netz der öffentlichen Wärmeversorgung ermächtigt, auch aus Klimaschutzpolitischen Gründen Gebrauch zu machen (vgl. Kapitel 6.5.2.7). Die Begründung aus klimapolitischen Motiven gilt insbesondere für ein Wärmenetz, in dem

⁵⁸⁰ Allerdings: Die Definition lehnt sich an die Formulierung der Härtefallklausel der EnEV an, die relativ selten Anwendung findet. Darum ist mit einer geringen Anzahl von Befreiungen zu rechnen (Nast et al. 2009, 92). Zu den grundsätzlich möglichen Effekten des EEWärmeG errechnen Nast et al. (2009, 97), dass die auf Neubauten begrenzte Nutzungspflicht (bei 1 % Neubaurate) jährlich nur einen um 1 % ansteigende Teil des gesamten Wärmebedarfs erfasst. Wiederum nur ein Bruchteil dieses Bedarfs wird durch Wärmenetze bereitgestellt. Es ergibt sich rechnerisch durch die gesamte EE-Wärme die im Rahmen der EEWärmeG-Nutzungspflicht erzeugt wurde, eine Reduktion von unter 0,06 % des Endenergiebedarfs.

Endenergie anteilig aus erneuerbaren Energien oder KWK stammt (BMU 2008, 54; vgl. Anhang V und VII EEWärmeG).

Anstehende Novellierungen

Um die Biomethaneinspeisung in die Gasnetze (vgl. Kapitel 5.4) zu unterstützen, fordert der BDEW eine Änderung des EEWärmeG: Die Nutzungsverpflichtung soll auch durch die Verfeuerung von Biomethan in Brennwertkesseln erfüllt werden können. Dies könne die Nutzungspflicht deutlich vereinfachen, weil der Hausbesitzer nur den Gasanbieter wechseln müsste. Gleichzeitig könnten – besonders wenn das EEWärmeG auf Bestandsgebäude ausgeweitet würde – große Nutzungspotenziale für Biomethan gehoben werden.⁵⁸¹ Kritiker sehen den Klimateffekt beim Einsatz im Wärmemarkt, bei dem Biogas lediglich das relativ „saubere“ Erdgas verdrängt, als gering an. Deutlich sinnvoller ist die Nutzung von Biogas in KWK-Prozessen (Wiedemann 2011, 67).⁵⁸²

6.5.2.7 Anschluss- und Benutzungszwang

Als weiteres ordnungspolitisches Instrument besteht die Option eines Anschluss- und Benutzungszwangs, der auf kommunaler Ebene angeordnet werden kann. Grundsätzlich kann jeder Wärmefachfrager (ausgenommen Mieter) sein nicht-leitungsgebundenes Heizungssystem selbst wählen. Diese Wahlmöglichkeit kann jedoch durch einen Anschluss- und Benutzungszwang rechtlich eingeschränkt werden.

Die Bundesländer müssen dazu in den jeweiligen Gemeindeordnungen eine gesetzliche Ermächtigung erteilen, die den Gemeinden das Recht einräumt, einen Anschluss- und Benutzungszwang einzuführen. Hintergrund ist die steigende Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes mit der Anzahl der angeschlossenen Gebäude pro Flächeneinheit. Darum wird ein möglichst hoher Anschlussgrad angestrebt; dieser kann durch einen kommunalen Anschlusszwang erreicht werden. Der Wärmeverversorger hat allerdings keinen Anspruch auf dessen Anwendung. Nach Erfahrungen des AGFW wird selbst eine bestehende Verpflichtung nicht immer durchgesetzt bzw. mit großzügigen Härtefallregelungen und Ausnahmen (z. B. zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergien) versehen (Fricke 2011b, 23).

Die Begrifflichkeit eines „Anschluss- und Benutzungszwangs“ kann durch seinen obrigkeitsstaatlichen Charakter negative Assoziationen wecken, allerdings wird in anderen infrastrukturellen Bereichen (Frischwasser, Abwasser, Abfallentsorgung usw.) ein Anschluss- und Benutzungszwang durchweg zugelassen und als angemessen empfunden (Nast et al. 2011, 106). Spätestens mit Einführung des EEWärmeG 2009 hat der Bundesgesetzgeber die Voraussetzungen dafür geschaffen, dass eine kommunale Anschlusssatzung nach § 16 EEWärmeG auch mit klimapolitischen Zielen (Reduzierung von CO₂-Emissionen, Ressourcenschutz) begründet werden kann (Fricke 2011b, 23; vgl. auch Kapitel 6.5.2.6). Damit wurde von Seiten des Bundesrechts Raum dafür geschaffen, dass Kommunen die ihnen zustehenden Spielräume auch für Klimabelange und damit insbesondere zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in den Netzen nutzen können.

⁵⁸¹ Vorbild ist das baden-württembergische Wärmegesetz, das ebenfalls zu einem erhöhten Biomethanabsatz geführt hat; die dena und der Biogasrat befürworten eine dahingehende Änderung des EEWärmeG (Wiedemann 2011, 67).

⁵⁸² Die nachhaltigere Option ist die Biomethannutzung für KWK. Weil derzeit nicht einmal das produzierte Biomethan in Gänze abgenommen wird, sollen die Vergütungen für den Biomethaneinsatz auch in BHKWs > 500 kW von vier auf sieben Cent erhöht werden. Bisher werden sieben Cent nur für Anlagen < 500 kW gezahlt (Wiedemann 2011, 65).

Neben neu erschlossenen Baugebieten können auch bestehende Siedlungen einem Anschluss- und Benutzungszwang unterworfen werden. Dies ist insbesondere sinnvoll, wenn es sich um Gebiete in Ballungsräumen oder Großstädten handelt bzw. wenn diese eine hohe Besiedlungsdichte aufweisen. Die Einschätzungen zur Nutzungspflicht schwanken zwischen Betonung des volkswirtschaftlichen Nutzens einerseits und Ablehnung einer vermeintlich unnötigen Zwangsmaßnahme andererseits (Fraunhofer UMSICHT o. J., 3). Allerdings wird deren praktische Relevanz womöglich überschätzt. So stellte sich im Zuge einer geplanten Untersuchung des Bundeskartellamts⁵⁸³ heraus, dass meist nur Randbereiche städtischer Fernwärmenetze (mit geringerer Anschlussdichte als das Kerngebiet) von Anschluss- und Benutzungszwang betroffen sind.⁵⁸⁴ Die praktische Relevanz ist derzeit vergleichsweise gering: Gemessen am Wärmeabsatz werden nur 12 % der Leitungswärme in Gebieten mit rechtlichen Beschränkungen geliefert (Fricke 2011b, 24).

Aus Sicht der Kommune kann es konfliktträchtig sein, den Anschlussgrad im Gebäudebestand durch eine kommunale Anschlusspflicht sicherzustellen. Daher wird sie eine Zwangsnutzung im Bestand nur in Betracht ziehen, wenn es zum Beispiel darum geht, die künftige Auslastung eines bereits bestehenden Wärmenetzes sicherzustellen. Anschlussverpflichtungen scheinen somit durch die Akzeptanzproblematik sowie den teilweisen Verlust der Förderung (vgl. Kapitel 6.5.2.1) kaum als Treiber für kleine Nahwärmenetze geeignet. Vielmehr sollte grundsätzlich eine freiwillige Nutzung angestrebt werden. Die Bereitschaft hierzu kann möglicherweise durch Öffentlichkeitsarbeit verbessert werden. Die Anschlussverpflichtung tritt zudem i.d.R. im Gebäudebestand jeweils erst mit der Erneuerung des vorhandenen Heizkessels – also nicht unmittelbar – in Kraft (Nast et al. 2011, 77).

Umlage der kommunalen Kosten

Die kommunalen Aufwendungen für Wärmeleitungen können genauso wie Wasser- und Abwasserbereitstellung auf die Anschlusskunden umgelegt werden. Bedingung ist, dass die Kommune den Bau im Rahmen einer Satzung beschlossen hat und jeder Anschlusswillige auch angeschlossen werden kann. Wenn die Kommune den Bau und/ oder Betrieb nicht selbst übernimmt, sondern an Dritte überträgt, sind die Vorschriften der Allgemeinen Versorgungsbedingungen für Fernwärme (AVBFernwärmeV) maßgeblich.⁵⁸⁵ Zwar muss eine kommunale Satzung die Vorgaben zur Kostenumlage der AVBFernwärmeV (hinsichtlich Baukostenzuschüssen und Preisänderungsbestimmungen) grundsätzlich beachten, die Vorschriften des Kommunalabgaberechts gehen jedoch vor (§ 35 Abs. 1 AVBFernwärmeV; vgl. Kapitel 6.5.2.6; Nast et al. 2011, 78). Die Kommunalabgabengesetze können Obergrenzen festlegen, bis zu welchem Prozentsatz die für die Einrichtung vorgestreckten Kosten umgelegt werden dürfen. Über die AVBFernwärmeV (§ 9) ist der Anteil auf maximal 70 % der Investition gedeckelt, was auch gilt, wenn die Versorgung über eine kommunale Satzung privatrechtlich geregelt ist (Nast et al. 2011, 78). Dies kann beim Kunden zu Investitionskosten führen, die denen eines dezentralen Einzelofens entsprechen. Alternativ kann ein Teil der Kosten als monatliche Anschluss- bzw. Bereitstellungsgebühr oder auch teilweise als Betriebskosten erhoben werden, um so den Kunden ein akzeptables Angebot zu unterbreiten und gleichzeitig einen möglichst hohen Anschlussgrad zu erzielen (AGFW 2010).

⁵⁸³ Bundeskartellamt, unveröffentlichter Schriftsatz im Verfahren vor dem OLG Düsseldorf, Az. VI-2 Kart 8/09 (vgl. AGFW 2009, 54).

⁵⁸⁴ Berlin: 0,4 % des Netzbereichs, Bremen: 0 % des Netzbereichs (Fricke 2011b, 24).

⁵⁸⁵ Soweit Fernwärmeversorgungsunternehmen Vertragsmuster oder Vertragsbedingungen verwenden, die für eine Vielzahl von Verträgen vorformuliert und Bestandteil des Versorgungsvertrags sind (§ 1 AVBFernwärmeV).

Laut Nast et al. (2011, 78) kann bezüglich der Umlagemöglichkeiten von Kommunen für die Kosten von Wärmenetzen „eher von einem Informationsdefizit als von einem Bedarf zur Anpassung gesetzlicher Regelungen gesprochen werden“.

Ob der Erlass einer Anschlusspflicht zielführend ist, hängt von mehreren Erwägungen ab. Aus Sicht der Kommune spricht gegen den Erlass einer Anschlusssatzung, dass eine finanzielle Förderung der Hausübergabestationen, die je nach Anschlussdichte einen wesentlichen Teil der Investitionen ausmachen, über das MAP dann nicht mehr möglich ist (BMU 2012b, 14.1.5.3). Dadurch steigen die aufzubringenden Investitionssummen und ggf. auch die Wärmebezugskosten für die Nutzer. Der Erlass ordnungsrechtlicher Maßnahmen ist für die Kommune mit weiteren Transaktionskosten verbunden, weil sich eine Zwangsmaßnahme nicht eben förderlich auf die Akzeptanz auswirkt. Um ein Maximum an Akzeptanz zu wahren, ist die Anwendung eines Anschlusszwangs dort sinnvoll, wo eine Mehrheit der Anschlusskunden dem Netzanschluss ohnehin positiv gegenüber steht, und der Anschluss- und Benutzungszwang nur von den wenigen für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb fehlenden Anschlusskunden als ordnungsrechtlicher Zwang wahrgenommen wird. Im Falle des Baus von Wärmenetzen in Neubaugebieten besteht bei Verfügung eines Anschlusszwangs zudem die Befürchtung, dass Bauwillige in Nachbargemeinden abwandern könnten (Böhnisch et al. 2006, 97).

6.5.2.8 Netzzugangsrechte und verhandelter Netzzugang

Unklar bleibt, ob der in den Wärmenetzen bestehende „verhandelte Netzzugang“, wie er im Strombereich vor Einführung eines garantierten Netzzugangs und der vorrangigen Abnahmepflicht (§§ 20 ff. EnWG und § 8 EEG) existierte, für Drittanbieter von Wärme ein Hemmnis gegenüber einem grundsätzlichen Netzzugangsrecht darstellt. Denn Erzeugung und Verteilung im Wärmesektor sind nicht durch Liberalisierungsvorgaben (EnWG) getrennt. Meistens werden beide Aufgabenbereiche durch integrierte Versorger (z. B. Stadtwerke) übernommen. Bisher ist eine Wärmeeinspeisung Dritter zwar rechtlich nicht explizit umgesetzt, allerdings war die Nachfrage nach einer Einspeisemöglichkeit bisher überschaubar. Dies könnte sich womöglich mit der Anforderung aus dem EEG 2012 (Abwärmenutzung nach § 27 Abs. 4 EEG; siehe unten) ändern. In einem Modellprojekt zur Wärmenetzeinspeisung unterliegt die zugelassene Einspeiseleistung erheblichen Einschränkungen, die sie finanziell unattraktiv machen. Der integrierte Gesamtversorger ist aber aus juristischer Perspektive grundsätzlich verpflichtet, sein Netz für Konkurrenten auf dem Leitungswärmemarkt unter bestimmten Voraussetzungen zu öffnen (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB). Dies wurde Anfang 2012 vom Bundeskartellamt (für Vattenfall/ Hamburg) klargestellt. Die Umsetzung der für flächendeckende Infrastrukturen konzipierten Netzzugangs- und Netzentgeltverordnungen für Strom und Gas auf kleine Wärmenetze im Inselbetrieb würde sich indes als schwierig erweisen, zumal technische Besonderheiten bei der Einspeisung beachtet werden müssen.

Die fehlende Regulierung bzw. Trennung zwischen Erzeugung und Verteilung (vgl. auch der resultierende „verhandelte Netzzugang“, siehe oben) spielt in Neubau- sowie in Bestandsnetzen eine Rolle. Im Bereich der Bestandsnetze konnte sich dadurch jedoch eine konkurrenzlose Struktur manifestieren, die auf die Einspeisung von Wärme durch Dritte hemmend wirkt. Dies betrifft sowohl fossile als auch erneuerbare Wärme. Die Stadtwerke können ihr Wärmenetz in den so entstehenden Monopolstrukturen betreiben. Gleichzeitig ist dies oftmals unvermeidbar, um über einen hohen Absatz an Eigenwärme die Netzstruktur querfinanzieren zu können. Wäre diese Gegenfinanzierung

nicht mehr gegeben, müssten womöglich sehr hohe Durchleitungsentgelte erhoben werden. Problematisch für den zukünftigen Netzzugang für Drittanbieter ist dabei, dass eine potenzielle Netzdurchleitung und deren Gebühren jeweils individuell festgelegt werden müssten, was beispielsweise im Stromsektor durch die StromNZV und StromNEV flächendeckend geregelt werden konnte. Speist der Netzbetreiber selbst verstärkt erneuerbare Wärme ein, ist die fehlende Entflechtung für das Ziel der Erhöhung von EE-Anteilen unproblematisch.

6.5.2.9 Weitere Steuerungsimpulse

Zu den weiteren, teils indirekten Steuerungsimpulsen für den Bau von Wärmenetzen zählte das Mini-KWK-Impulsprogramm, die fortbestehende Förderung durch die KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren sowie bestimmte steuerrechtliche Regelungen.

Mini-KWK-Impulsprogramm

Ein Impulsprogramm für die hocheffiziente kleine Kraft-Wärme-Kopplung (Mini-KWK) für Anlagen bis 50 kW_{el} trat zum Januar 2009 in Kraft (BMU 2009). Zusammen mit den Zuschüssen aus dem novellierten KWKG sollten kleine und mittlere BHKW (sowie die ggf. notwendigen Wärmenetze) zu attraktiven Investitionsmöglichkeiten werden. Mini-KWK-Anlagen wurden jedoch nicht in Gebieten gefördert, in denen überwiegend eine KWK-Fernwärmeversorgung vorhanden ist (Kaestle et al. 2009, 4).

Das Programm ist im Jahr 2009 außerordentlich stark nachgefragt worden. Die hohe Nachfrage in Kombination mit den Sperrungen der Haushaltsmittel im Bundesumweltministerium im ersten Halbjahr 2010 führte zum Ende des Förderprogramms nach nicht einmal zwei Jahren. Das Förderprogramm für Mini-KWK musste daher rückwirkend zum 01.08.2009 vollständig ausgesetzt werden (BAFA 2010b). Die Förderwirkung auf den Wärmenetzbau war in dieser ersten Programmphase bestenfalls indirekt und kaum zu quantifizieren, weil kleine KWK-Anlagen attraktiver wurden, die notwendigen Netze jedoch nicht direkt gefördert wurden.

Seit April 2012 ist eine Förderung von Kleinst-KWK-Anlagen im Rahmen einer neuen Förderrichtlinie (BMU 2012d) wieder möglich. Die Leistungsgrenze ist jedoch von 50 auf 20 kW_{el} abgesenkt worden, auch die Fördersätze wurden deutlich reduziert. Damit kommen nur noch KWK-Anlagen zur Objektversorgung von Ein- oder Mehrfamilienhäusern in Betracht und eine mittelbare Wirkung auf die Errichtung von Wärmenetzen ist kaum mehr gegeben. Neben dem bundesweiten Impulsprogramm bestehen weitere regionale Förderprogramme für die Mini-KWK (IZES & BEI 2011, 9).

KfW-Programme zur Gebäudesanierung

Die KfW-Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren (CO₂-Gebäudesanierungsprogramm) bzw. die zu Grunde liegende Energieeinsparverordnung (EnEV) entfalten eine indirekte Anreizwirkung für den Ausbau kleiner Wärmenetze auf Basis erneuerbarer Energien. Deren Einsatz führt zu niedrigen Primärenergiekennwerten der angeschlossenen Gebäude. Die Höhe der KfW-Förderung ist an das erreichte energetische Niveau gebunden. Damit wird für den Gebäudebesitzer der Anreiz erhöht, eine netzgebundene Wärmeversorgung – insbesondere auf Basis von erneuerbaren Energien – anzustreben (Die Bundesregierung 2010b, 60). Die möglichen Steuerungsimpulse auf den Zubau von Wärmenetzen sind allerdings höchst mittelbar und nur im Einzelfall nachzuweisen.

Erstattung der Energie- und Stromsteuer

Zur staatlichen Förderung der KWK zählen auch Steuererleichterungen, die den wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen ermöglichen. Betreiber von BHKW bis 2 MW_{el} können eine Rückzahlung der auf die verfeuerten Brennstoffe entrichteten Energiesteuer (bis 2006 Mineralölsteuer) beim zuständigen Hauptzollamt beantragen. Dies regelt § 53 des Energiesteuergesetzes (EnergieStG). Die Energiesteuer zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme beträgt bei Nutzung von Erdgas 0,55 ct/kWh (§§ 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4, 3 Abs. 1 Nr. 2 EnergieStG), Voraussetzung für KWK-Anlagen < 2 MW_{el} ist ein Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % bei gekoppelter Erzeugung, für Anlagen > 2 MW_{el} ist die Steuerprivilegierung vom Jahresnutzungsgrad der gekoppelten Erzeugung unabhängig. Der selbstgenutzte Strom ist zudem bei Anlagen unterhalb 2 MW_{el} von der Stromsteuer befreit (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG; Hessenenergie 2009). Weil auf regenerative Brennstoffe keine Steuern anfallen, ist zwar ein Effekt auf den Wärmenetzausbau, nicht aber auf die Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien darin gegeben. Seit April 2012 wurde ein Auszahlungsstopp für die Steuererstattung von BHKW unter 2 MW_{el} verhängt, weil eine Entscheidung der EU-Kommission hinsichtlich der Verlängerung der Zulässigkeit dieser staatlichen Beihilfe noch aussteht (energie-info, online).⁵⁸⁶

Die Leitungswärme war bis Ende 2010 steuerlich privilegiert. Mit dem Haushaltsbegleitgesetz 2011 wurden Änderungen des Stromsteuer- und Energiesteuergesetzes durchgesetzt, die zunächst alle Energieträger betreffen. Eine geplante Ausnahmeregelung für die Fernwärme wurde vor der abschließenden Gesetzesberatung gestrichen. Im Zuge der parlamentarischen Beratungen fiel dann für viele Marktteilnehmer überraschend auch das Steuerprivileg für die Fernwärme (EuroHeat&Power 2011e, 15). Die Entlastung über § 53 EnergieStG ist zwar weiterhin möglich, allerdings sind nur solche Energieerzeugnisse steuerbegünstigt, die in gekoppelter Erzeugung eingesetzt werden. Die Nutzung von Spitzenlastkesseln ist demnach nicht mehr steuerbegünstigt (Weber 2010, 2).

6.6 Planungs- und Genehmigungsverfahren

Für Planung und Bau von Wärmenetzen sind nur die einzelnen Fachgesetze maßgeblich; die Wärmeleitungen fallen nicht unter die Planfeststellungsregelungen des EnWG. Der Hintergrund der fehlenden Planfeststellungsbedürftigkeit kann darin gesehen werden, dass im Gegensatz zu Stromübertragungsnetzen keine Umweltwirkungen erwartet werden. Zudem sind durch die durchgehende Erdverlegung auch keine anders motivierten Akzeptanzkonflikte bekannt und die Verlegung wird seitens der Akteure weitgehend unkritisch gesehen. Entsprechend beschränkt sich die folgende Erläuterung auf die Darstellung der einzelnen Genehmigungserfordernisse.

6.6.1 Planung und Genehmigung von Wärmeinfrastrukturen

Warmwasserleitungen bedürfen grundsätzlich nur einer Baugenehmigung, die im Rahmen der jeweiligen Landesbauordnung erteilt wird. Einige Leitungen bedürfen jedoch einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)⁵⁸⁷ legt fest, dass für die

⁵⁸⁶ Vgl. <http://www.energie-info.net/blockheizkraftwerke/vorl%C3%A4ufig-keine-erstattung-der-energiesteuer.html>, Abruf 30.09.2012.

⁵⁸⁷ vgl. Rechtsquellenverzeichnis.

Errichtung/Änderung und den Betrieb von Dampf- oder Warmwasserpipelines, die sich aus bestehenden Anlagen speisen, unter bestimmten Voraussetzungen eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist. Bei einer Leitungslänge ab 5 km außerhalb des Werksgeländes (außerhalb des Standorts der Einspeiseanlagen) ist eine allgemeine Vorprüfung des jeweiligen Einzelfalls durchzuführen (§ 3c i.V.m. Nr. 19.7 Anlage 1 UVPg). Hat das Netz eine Länge unterhalb von 5 km im bauplanungsrechtlichen Außenbereich⁵⁸⁸, so ist die standortbezogene Vorprüfung durchzuführen (ebda.; Kuhbier Rechtsanwälte et al. 2010, 269).

Für die betroffenen Dampf- oder Warmwasserpipelines wird in der allgemeinen oder standortbezogenen Vorprüfung nach § 3c festgestellt, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung und damit ein Planfeststellungsverfahren (§ 20 Abs. 1 UVPg) durchzuführen ist; andernfalls wird ein Plangenehmigungsverfahren (§ 20 Abs. 2 UVPg) ohne Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt (§ 22 UVPg, 74 Abs. 6 Satz 2 HS 2, 73 VwVfG). Die Plangenehmigung entfällt in Fällen unwesentlicher Bedeutung, welche vorliegt, wenn die Prüfwerte für Größe und Leistung einer Anlage nicht erreicht werden (§ 20 Abs. 2 UVPg). In beiden Verfahren werden alle fachgesetzlichen Anforderungen geprüft, sie entfalten insofern eine Konzentrationswirkung. Die Zulassung nach den einzelnen Fachgesetzen entfällt (§§ 22 UVPg, 75 Abs. 1 Satz 1 VwVfG).

Kleine EE-Wärmenetze liegen mit ihrer Leitungslänge im Durchschnitt deutlich unterhalb von 5 km (vgl. Kapitel 6.5.2.2). Auch werden sie meist im Geltungsbereich eines Bebauungsplans liegen, sodass sie größtenteils von der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung bzw. dem Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren befreit sind. Die Planfeststellungs- und Plangenehmigungsbedürftigkeit bezieht sich in erster Linie auf größere Fernwärmeleitungen (Kuhbier Rechtsanwälte et al. 2010, 269).⁵⁸⁹ Die Verknüpfung der Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung mit der Art der Einspeiseanlage hat zur Folge, dass die UVPg-Regelungen auf Wärmenetze keine Anwendung finden, wenn die Erzeugungsanlage ihrerseits nicht (vor-)prüfungspflichtig ist (Klinski 2005, 161). Für emissionsfreie Solar- und Tiefengeothermieanlagen und deren Wärmenetze reichen daher meistens einfache Baugenehmigungen bzw. die Zulassung nach den einschlägigen Fachgesetzen aus. So kommen etwa baurechtliche, naturschutzrechtliche und straßenrechtliche Zulassungen in Betracht (Hagmann 2011). Das Erfordernis einer Baugenehmigung besteht, sofern die anzuwendende Bauordnung nicht davon freistellt (Klinski 2005, 161).

Dennoch bedarf es in Grenzfällen zumindest einer Überprüfung, ob die Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, was sich je nach Umständen des Einzelfalls verlängernd auf das Genehmigungsverfahren auswirkt (Kuhbier Rechtsanwälte et al. 2010, 269). Genehmigungsverfahren können vereinfacht bzw. beschleunigt werden, indem der Bebauungsplan im Rahmen der Bauleitplanung die Führung ober- oder unterirdischer Versorgungsleitungen festsetzt (§ 9 Abs. 1 Nr. 13 BauGB; Kuhbier Rechtsanwälte et al. 2010, 273). Selbst ohne eine solche Festsetzung dürfte der Bau von Wärmeversorgungsleitungen nicht auf bauplanungsrechtliche Hindernisse stoßen, weil sie als Nebenanlagen zur Versorgung über Ausnahmegenehmigungen zugelassen werden können (§ 14 Abs. 2 Satz 1 BauNVO; Klinski 2005, 162).

⁵⁸⁸ Der Bereich des Gemeindegebiets, für den kein Bebauungsplan vorhanden ist, wird nach § 34 BauGB (Innenbereich) oder § 35 BauGB (Außenbereich) erfasst. Der Außenbereich wird negativ definiert und umfasst alles, was außerhalb des Geltungsbereichs eines Bebauungsplans und außerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile (Innenbereich) liegt.

⁵⁸⁹ Nach Kuhbier Rechtsanwälte et al. (2010, 269) gilt die Pflicht einer Vorprüfung nur für „Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser [...] durch Einsatz von Brennstoffen in einer Verbrennungseinrichtung“. Insofern wäre auf Seiten erneuerbarer Energien höchstens die Leitungswärmeinfrastruktur von Biomasseanlagen betroffen, weil z. B. in Solaranlagen keine Brennstoffe eingesetzt werden (ähnlich auch Klinski 2005, 161).

Der Erhalt einer Baugenehmigung, die meistens für kleine EE-Wärmenetze ausreicht, ist in der Regel unproblematisch und stellt keine Restriktion dar (Nast et al. 2009, 68). Umgekehrt haben die ordnungs-, planungs- und kommunalrechtlichen Rahmenbedingungen in der Vergangenheit wenig zu einer positiven Entwicklung für die Stärkung des EE-Anteils am Leitungswärmemarkt beigetragen (Klinski 2005, 165). Besonders mit dem EEWärmeG und den damit einhergehenden Optionen zur Umsetzung eines Anschlusszwangs (vgl. Kapitel 6.5.2.6) wurde die Rolle ordnungsrechtlicher Instrumente gestärkt.

6.6.2 Konzessionsabgaben

Für leitungsgebundene Wärmeversorgung sieht die Konzessionsabgabenverordnung keine Abgaben vor (§ 1 Abs. 2 KAV). Daher entgehen der Kommune bei der Entscheidung für ein Wärmenetz entsprechende Einnahmen.⁵⁹⁰ Nutzungsentgelte für Fernwärmeleitungen können jedoch im Gestattungsvertrag vereinbart werden, welcher Voraussetzung für die Einlegung und Nutzung von Wärmeleitungen im öffentlichen Grund ist (BDEW 2010f, 9).

Eine energierechtliche Grundlage zur Erhebung eines Gestattungsentgelts seitens der Kommune besteht nicht. Teilweise wird eine Sondernutzungsgebühr (z. B. in Berlin, § 12 BerlStrG) gezahlt. Dies regeln im Einzelnen die Landesstraßengesetze bzw. die darauf basierenden Verordnungen oder Verwaltungsvorschriften. Die Gemeinde darf – wegen ihrer marktbeherrschenden Stellung bei den Nutzungsrechten – keine unangemessenen Gestattungsentgelte verlangen (§ 11 Abs. 9 BerlStrG).

Gestattungsentgelte bzw. Nutzungsgebühren auf Leitungswärme schaffen Anreize für die Gemeinden, den Aufbau von Wärmenetzen zu erleichtern und ihn nicht wegen potenzieller Einnahmeausfälle gegenüber Gasnetzen zu verwerfen. Gleichzeitig entsteht ein Anreiz, das Maximum an Entgelten abzuschöpfen, wodurch ein Wärmenetz ganz verhindert werden könnte. Derartige Nutzungsentgelte sollten darum mit einer Höhenbegrenzung verbunden sein; die Einführung von Konzessionsabgaben auf Wärmenetze wird insgesamt zwiespältig beurteilt (Nast et al. 2009, 68).

6.6.3 Umweltwirkungen und Akzeptanzkonflikte bei Wärmeinfrastrukturen

Im Bereich der Strom- und teilweise auch der Gasnetzinfrastrukturen hat die Frage nach Umweltwirkungen und möglichen Interessen- und Akzeptanzkonflikten beim Bau und Betrieb von Übertragungsleitungen eine hohe Bedeutung. Bei den Wärmenetzen konnte nicht festgestellt werden, dass diese Erwägungen eine bedeutende Rolle spielen oder sich als Restriktion auswirken.

Negative Umweltwirkungen sind durch die durchgängige Erdverlegung (keine Beeinträchtigung des Landschaftsbilds) und die Ungefährlichkeit des Trägermediums kaum zu erwarten. Für die Wirtschaftlichkeit ist ein verlustarmer Transport entscheidend, folglich wird durch die Isolierung eine Erwärmung des umliegenden Erdreichs weitgehend vermieden. Sollte eine Leckage auftreten, tritt lediglich heißes Wasser aus. Um Risiken zu minimieren, werden insbesondere größere Wärmenetzprojekte zudem einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen (vgl. Kapitel 6.6.1). Dementsprechend liegen keine Erkenntnisse über negative Umweltwirkungen der Infrastrukturen und damit verbundene Akzeptanzprobleme vor.

⁵⁹⁰ Laut KAV liegen die Abgaben für Tarifkunden (Haushaltsgas) zwischen 0,51 ct/kWh und 0,93 ct/kWh.

Die Frage der Akzeptanz von Wärmenetzen (vgl. Kapitel 6.4.2.4) stellt sich für den Wärmekunden, wenn er sich zwischen leitungsgebundener und nicht-leitungsgebundener Wärmeversorgung entscheiden muss (z. B. Clausen et al. 2012). Dies ist eher eine Frage der Kostenakzeptanz.

6.7 Akteure

Zentrale Protagonisten auf dem netzgebundenen EE-Wärmemarkt sind Kommunen, Wärmeversorger und deren Interessenvertreter, potenzielle Investoren wie zum Beispiel Betreiber von Biogasanlagen sowie Wärmeabnehmer. Weiterhin sind die politisch rahmendegebenden Akteure von Bedeutung, welche den leitungsgebundenen Wärmemarkt insbesondere durch finanzielle Förderung stützen. Widerstand kommt in der Hauptsache von der Mineralölwirtschaft, aber auch Stadtwerke können einem Wärmenetzprojekt im Einzelfall (z. B. wenn eine netzgebundene Gasversorgung vorhanden ist) entgegenstehen.

Die Akteurslandschaften zum EE-Wärmenetzneubau und der Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen weichen nur in Details voneinander ab. Zur Unterscheidung wäre allenfalls anzumerken, dass in erster Linie große Energieversorgungsunternehmen über die Biomasse-Mitverbrennung eine Anteilserhöhung in Bestandsnetzen anstreben (vgl. Kapitel 6.4.1.3). Daher wird die Akteurslandschaft übergreifend für beide Anwendungsfälle beschrieben. Weil jedes Netz individuell zu betrachten ist, sei darauf hingewiesen, dass es sich auch bei den beteiligten Akteuren um eine potenzielle Konstellation handelt, die im Einzelfall, z. B. durch An- oder Abwesenheit einiger Akteure, unterschiedlich gewichtet sein kann. Die Befürworter können je nach gegebener Handlungsmacht Katalysatoren oder aktive „Treiber“ sein. Dabei können die Akteure je nach Einzelprojekt unterschiedliche Rollen einnehmen.

6.7.1 Wärmeerzeuger und ihre Interessenverbände

Die Wärmeerzeuger sind auf den Wärmenetzbau angewiesen, da die erzeugte Wärme abgenommen werden muss. Bei den Verbänden, welche die Erzeuger vertreten, liegt der Fokus klar auf der (KWK-)Erzeugung; weil die integrierten Versorger meistens gleichzeitig für die Transportinfrastruktur zuständig sind, wird dieser Teilbereich nicht gesondert auf Verbandsebene repräsentiert. Des Weiteren kann diese Schwerpunktsetzung nicht überraschen, weil durch den dezentralen Netzcharakter kein Wärmenetz gebaut würde, ohne zunächst die Einspeiseleistung gesichert zu wissen.

Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK

Der 1971 gegründete Branchenverband AGFW (ab 2002 Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft; seit 2008: Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK) vertritt die Belange der leitungsgebundenen Wärmewirtschaft in der Öffentlichkeit sowie bei der nationalen und europäischen Normung durch Ausarbeitung von Baurichtlinien und der Fortschreibung nationaler und europäischer Energiepolitik (AGFW 2011c, 100 ff.).⁵⁹¹ Im Jahr 2010 zählte die AGFW rund 420 Fernwärmeversorger und Industrieunternehmen zu ihren Mitgliedern (AGFW 2011c, 5). Der AGFW prognostiziert aufgrund der politischen Rahmenbedingungen und der Förderung erneuerbarer

⁵⁹¹ Auf europäischer Ebene ist der AGFW durch den Dachverband „Euroheat & Power“ repräsentiert, welcher die Interessen der nationalen Verbände gegenüber den EU-Institutionen vertritt (vgl. Kapitel 3.4.1).

Energien im Wärmemarkt – wenig überraschend – einen deutlichen Zuwachs der leitungsgebundenen Wärme (AGFW 2009, 16).

Während die AGFW für Nah- und Fernwärme gleichermaßen eintritt, sind die meisten der Mitglieder große Stadtwerke. Jedwede Wärmenutzung wird zwar wohlwollend begleitet, allerdings hat der Verband, wie sämtliche Vertreter leitungsgebundener Wärme, seinen Einfluss bisher laut Nast (30.09.2011, mdl.) nicht ausreichend bzw. mit Entschlossenheit geltend gemacht.

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung

Der 2001 gegründete Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK) fördert die KWK-Interessen unabhängig von der Art und der Größe der Anlagen, vom Einsatzbereich und vom verwendeten Energieträger. Für die Erhöhung der EE-Anteile in Bestands- wie in Neubaunetzen spielt er dementsprechend allenfalls eine untergeordnete Rolle. Der B.KWK zählt mehr als 400 Mitglieder vor allem aus den Bereichen Herstellung, Beratung und Anlagenbetrieb. Ziel ist die Effizienzsteigerung bei der Energieumwandlung zur Schonung von Ressourcen und Reduktion umwelt- und klimaschädlicher Emissionen. Zusammen mit dem AGFW strebt er den Ausbau von Nah- und Fernwärme auf 80.000 MW_{th} Anschlussleistung bis 2020 an (2009: 57.000 MW_{th}; AGFW 2009, 20). Strategien und Positionen im Bereich des Wärmenetzausbaus sind nicht öffentlich gemacht, der Schwerpunkt liegt auf der politischen und inhaltlichen Unterstützung der Anlagenbetreiber.

Verband für Wärmelieferung

Der Verband für Wärmelieferung (VfW) vertritt in der Hauptsache Wärmelieferanten, d. h. Anbieter von Energie-Contracting, welche gegebenenfalls neben der Installation eines BHKW die Umsetzung eines Wärmenetzes in Angriff nehmen. Aufgabe des Verbands ist es, die Verbreitung des Energiecontracting für Wärme und Strom zu unterstützen (VfW 2010).⁵⁹² Die 286 Mitgliedsbetriebe sind hauptsächlich Energie-Contractoren bzw. Stadtwerke, Energie- und Gasversorger, Ingenieurbüros, Anlagenhersteller, Heizungsbauer und Wohnungsbaugesellschaften. Deren kumulierter Contractingumsatz der Mitglieder lag 2010 bei 1,8 Mrd. Euro.

Bundesverband Erneuerbare Energien

Ein unmittelbares Interesse der EE-Verbände, hier insbesondere des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE), an der leitungsgebundenen EE-Wärmenutzung ist nicht erkennbar. Dies mag damit zusammenhängen, dass primär ein Interesse an der Erhöhung der EE-Wärmeanteile gegeben ist, die Frage der Umsetzung (Einzelfeuerung oder leitungsgebunden) jedoch zweitrangig und im Grunde Sache des Wärmeerzeugers bzw. ohnehin abhängig von der verwendeten EE-Technik ist. Für die Verbände sind Leitungsnetze indirekt zur Absatzsicherung der EE-Wärme interessant. Diese wird gegenwärtig durch andere politische Rahmenbedingungen gehemmt. Die Verbände fokussieren sich im Zusammenhang mit der Absatzsicherung daher nicht primär auf die Netzthematik.

Einzelne Verbände unterstützen verstärkt ein budgetunabhängiges Fördermodell für EE-Einzelanlagen wie auch Wärmenetze (vgl. BEE 2010). Weil zunehmend klar wird, dass die Förderung von Wärmenetzen eine klimaverträgliche Option ist, geht beispielsweise der Verein Deutscher Ingenieure

⁵⁹² So kritisierte der Verband wiederholt, dass durch die potenziell weiter steigende EEG-Umlage (die KWK-Wärmelieferanten in vollem Umfang zahlen müssen) der KWK-Zuschlag weitgehend neutralisiert wird. Dies widerspricht den umweltpolitischen Zielen und der in § 11 EEG festgeschriebenen Gleichbehandlung von EEG- und KWK-Strom (VfW 2010).

nicht mehr mit der gleichen Entschlossenheit dagegen an, wie noch vor wenigen Jahren (vgl. Nast 30.09.2011, mdl.).

Fachverband Biogas

Der Fachverband Biogas (FvB) vertritt vorrangig kleinere Biogaserzeuger im ländlichen Raum (vgl. Kapitel 5.4.6.2). Er hatte bereits 2001 die Initiative ergriffen, um analog zum EEG ein Gesetz zur Regelung der Vergütung von eingespeistem Biogas/Biomethan – ein Gaseinspeisegesetz – auf den Weg zu bringen, war jedoch damit gescheitert. Der FvB wendet sich dagegen, das EEWärmeG stärker für Biogas zu öffnen, weil Biogas zu wertvoll zum Verheizen in reinen Wärmekesseln ist. Demgegenüber fordert er ein Gaseinspeisegesetz mit einer Abnahmeverpflichtung. Über Mikrogasnetze, die unabhängig vom flächendeckenden Gasnetz funktionieren, soll die regionale Wertschöpfung verbessert werden, weil Biogas verlustfrei zum Ort der Strom- und Wärmeerzeugung transportiert werden kann und Transportverluste in Wärmenetzen entsprechend geringer ausfallen.

Hinsichtlich der KWKG-Novelle 2012 (vgl. Kapitel 6.5.2.2) kritisiert der FvB, dass durch die neuen KWK-Fördersätze (die weit über die Empfehlung des Bundesumweltministeriums hinausgehen) die EEG-geförderte Biomethannutzung gerade in industriellen Anlagen, z. B. zur Beimischung (vgl. Kapitel 6.4.1.3), nicht mehr konkurrenzfähig ist. Der Verband befürchtet einen Absatzeinbruch wegen der resultierenden ökonomischen Vorteile von Erdgas sowie die Verfehlung des 6 %-Ziels am Erdgasverbrauch (Fachverband Biogas 26.06.2011).

Verband Kommunalen Unternehmen

Der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) unterstreicht die Rolle der Stadtwerke, die einen Großteil der KWK-Kapazitäten (70 %) besitzen und diese weiter ausbauen möchten. Die lokal ausgerichtete Kompetenz und Erzeugungsstruktur versetzt Stadtwerke demnach am besten in die Lage, die Einsatzpotenziale vor Ort einzuschätzen (z. B. VKU 2010). Der Neubau von Kohlekraftwerken ist dagegen eines der stärksten Hemmnisse für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und dazu notwendiger Netze. Als Voraussetzung für einen Zuwachs an KWK sieht der VKU die Erweiterung der RL 2004/8/EG, um Mindeststandards der KWK-Förderung festzulegen, Kostennachteile durch die Teilnahme am europäischen Emissionshandel auszugleichen sowie die Vergütungszeiträume nach dem KWKG zu verlängern. Dies wurde teilweise mit der KWKG-Novelle 2012 umgesetzt.

Hauptaugenmerk des eng mit dem VKU zusammenarbeitenden deutschen Städte- und Gemeindebundes (DStGB) ist die im EEWärmeG neu verankerte Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude (§ 5a EEWärmeG 2011 und Art 13 Abs. 5 der Richtlinie 2009/28/EG). Sie stieß auf Ablehnung, da die finanzschwachen Kommunen die Hauptlast dieser Verpflichtung zu tragen hätten (DStGB 2011d).

6.7.2 Katalysatoren, Wärmenutzer und administrative Akteure

Gerade am Bau neuer Wärmenetze sind viele Akteure beteiligt. Dazu zählt die Gemeindeverwaltung, aber auch die einzelnen Mitglieder einer Gemeinde, die zum einen die Rolle potenzieller Wärmeabnehmer innehaben, zum anderen aktiv an der Planung und Vorhabengestaltung beteiligt sein können (Clausen et al. 2012, 3).

Kommunen

Kommunen spielen eine zentrale Rolle für die leitungsgebundene Wärmeversorgung, denn entweder sind kommunale Stadtwerke selbst die (integrierten) lokalen Wärmeversorger oder die kommunale Verwaltung kann die lokale Wärmeversorgung beeinflussen, indem sie ordnungsrechtliche Vorgaben zum Beispiel für die Wärmeversorgung von Neubausiedlungen (Anschlusszwang; vgl. Kapitel 6.5.2.7) erlässt. Voraussetzung hierfür ist allerdings ein entsprechender politischer Wille.

Nur wenn Wärmenetze in der Kommune politische Unterstützung finden, können die für eine Umsetzung relevanten Akteure an einen Tisch gebracht und gemeinsam Lösungen entwickelt werden. Kommunen sind Schlüsselakteure, denn auf kommunaler Ebene können Konzepte der Wärmenutzung erstellt (vgl. Kapitel 6.8.3.4), ggf. die Entscheidung für ein EE-Wärmenetz getroffen und die zur Umsetzung benötigten Akteure aktiviert werden. Die Gemeindeverwaltung hat damit eine Schnittstellenfunktion zwischen Erzeugern/Netzbetreibern und Nutzern. Kommunen üben die Funktion eines treibenden Akteurs aus, solange sie keinen allzu großen Druck auf ihre Bürger ausüben müssen, denn nicht zuletzt haben kommunalpolitische Interessen und die Wiederwahl der Gemeindevertreter einen Einfluss (Nast 30.09.2011, mdl.).

In den Kommunen werden jedoch bislang die verschiedenen Optionen der Wärmeversorgung nicht systematisch im Hinblick auf Effizienz und Klimaschutz geprüft (vgl. Kapitel 6.8.3.4). Es wird daher teilweise für eine ordnungsrechtliche Verpflichtung plädiert (Nast 30.09.2011, mdl.). Hinzu kommt, dass insbesondere kleine und mittlere Kommunen oft nicht über das Know-how bzgl. optimierter Nutzungsmöglichkeiten von KWK, erneuerbarer Wärme oder industrieller Abwärme verfügen (Leprich 07.05.2008).

Insofern ist die Kommune zum einen als institutioneller Akteur (Kommunalverwaltung) zu verstehen, der Anschluss- und Benutzungszwänge aussprechen kann oder von den Konzessionsabgaben aus vorhandenen Gasnetzen profitiert (vgl. Kapitel 6.6.2). Zum anderen spielen auf individueller Ebene innerhalb der bauenden Kommune persönliche Prozesse eine Rolle, die dem Bau einer Nahwärmeversorgung zuträglich oder abträglich sein können (Clausen et al. 2012, 4). Oft hängt der Netzbau von der Aktivierung engagierter Initiatoren als „Keimzelle“ der örtlichen Leitungswärmeversorgung ab.

Wärmekunden: Hausbesitzer und Mieter

Auch innerhalb der Kommune ist jeder bestehende und potenzielle Wärmekunde ein bedeutsamer Akteur, denn die Wahl einer eigenständigen oder leitungsgebundenen Wärmeversorgung ist – anders als im Stromsektor – im Grundsatz die individuelle Entscheidung jedes Hausbesitzers (vgl. Kapitel 6.1.1; außer bei Anschlusszwängen).

Hausbesitzer nutzen bisher überwiegend Einzelfeuerungsanlagen; Hintergründe sind unter anderem die hohen Anfangsinvestitionen (Nichtvorhandensein der Infrastruktur) und eine Vergleichsbasis, die die Kosten von Leitungswärme verhältnismäßig hoch erscheinen lässt (vgl. Kapitel 6.4.2.3). Auch die „gefühlte Abhängigkeit der potenziellen Nutzer vom Nahwärmenetzbetreiber“ (die bei Stromnetzen alternativlos ist) kann sich hemmend auswirken. In einer Bürgerumfrage von 2006 gaben 80 % der Befragten an, nach dem Wärmenetzanschluss abhängiger von Energieunternehmen zu sein. Abhilfe kann durch Erfolgsbeispiele geschaffen werden (Clausen et al. 2012, 7). Diese Beweggründe können sich zu einem Hemmnis auf Seiten der potenziellen Anschlusskunden (Hausbesitzer) akkumulieren.

Mieter haben dagegen nur selten eine Einflussmöglichkeit auf die Art der Wärmeversorgung. Die Instandhaltung oder Erneuerung der Heizungsanlage ist Sache des Vermieters, welcher bei Investitionen zur Wärmebereitstellung die Möglichkeit hat, bis zu 11 % der Investitionskosten in erneuerbare Energien und in Wärmeschutz dauerhaft auf die Mieten umzulegen (§ 559 Abs. 1 BGB; vgl. Kapitel 6.4.2.3). Der Deutsche Mieterbund vertritt als Dachverband der 320 deutschen Mietervereine die Mieterinteressen im Sinne einer möglichst kostengünstigen Wärmeversorgung. Dementsprechend wird auch die Umlage der Investitionskosten z. B. für einen Wärmenetzanschluss (vgl. Kapitel 6.8.3.3) grundsätzlich kritisch gesehen.⁵⁹³ Demgegenüber sind die Anschlusskunden im ländlichen Raum durch Wohneigentum und eine unmittelbare Projektbeteiligung (z. B. in Bioenergiedörfern) eher von den Vorteilen zu überzeugen.

Banken und Investoren

Zu den Katalysatoren, also jenen zentralen Akteuren, die den Netz- und Anlagenbau beschleunigen können, zählen auch die potenziellen Investoren in neue EE-Wärmenetze. Dies sind beispielsweise Betreiber von Biogasanlagen, die in der Regel auf Banken als Kapitalgeber angewiesen sind (Clausen et al. 2012, 4). Bei den Banken war in der Vergangenheit wegen der langen Amortisationszeiträume eine eher zögerliche Bewilligung von Krediten für Wärmenetze zu beobachten (vgl. Kapitel 6.4.2.3). Sofern keine alternativen Finanzierungsquellen (KfW-Förderung, vgl. Kapitel 6.5.2) aufgetan werden, kann sich diese Zurückhaltung hemmend auswirken. Anders als bei politischem Gegenwind auf kommunaler Ebene spielen Investoren allerdings keine aktiv hemmende Rolle.

Allerdings ist fraglich, ob eine höhere Kreditbereitschaft der Banken die Anschlussbereitschaft beim Wärmeabnehmer erhöht. Bei einer Umfrage zur (thematisch verwandten) energetischen Gebäudesanierung gab die Mehrheit der Befragten an, keinen Kredit dafür aufnehmen zu wollen (Clausen et al. 2012, 6).

Bundesministerien

Die Bundesressorts sind nicht in die Einzelfälle involviert, geben aber den Förder- und Forschungsrahmen vor und beeinflussen so den Wärmenetzbau. Während das Bundesumweltministerium für das EEWärmeG und das Marktanreizprogramm federführend verantwortlich ist, liegt die Verantwortung für das KWKG beim Bundeswirtschaftsministerium. Für die konkreten Wärmenetze ist in der MAP-Förderlinie (vgl. Kapitel 6.5.2.1) das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zuständig. Durch übergreifende Forschungsinitiativen ist auch das Bundesforschungsministerium als Akteur zu nennen, dessen Einfluss bzw. Rolle im Sinne der Fragestellung sich jedoch auf die Forschungsfinanzierung beschränkt.⁵⁹⁴ Die Bundesressorts können insofern als schwache Treiber kategorisiert werden.

Forschung

Starke Befürworter der netzgebundenen EE-Wärme finden sich vor allem in der Wissenschaft und Forschung, wo die Vorteile netzgebundener Wärmeversorgung herausgestellt werden (vgl. z. B.

⁵⁹³ Vgl. <http://www.mieterbund.de/898.html>, Abruf 25.09.2012.

⁵⁹⁴ So wurde bereits im Frühjahr 2011 die „Förderinitiative Energiespeicher“ des Bundesumweltministeriums, Bundesforschungsministeriums und Bundeswirtschaftsministeriums initiiert, die mit 200 Mio. Euro ausgestattet ist (BMWi 2011b, 27; vgl. Kapitel 4.5.5.2).

entsprechende Veröffentlichungen von DLR, IFEU, IZES).⁵⁹⁵ Diese (technischen) Vorzüge stellen jedoch für die potenziellen Unterstützer in der Praxis vielfach keine ausreichende Motivation dar oder sie werden von den kommunalpolitischen Gegebenheiten vor Ort überschattet.

6.7.3 Gegenspieler und Bremser

Eine klar umrissene Koalition von Gegnern, die dem Bau und der Nutzung von EE-Wärmenetzen entgegenstehen, ist nicht erkennbar. Es handelt sich vielmehr um potenzielle Bremser, die ihren Einfluss geltend machen können, sofern ihre Interessen verletzt werden.

Lokale Unternehmen

Die Eigeninteressen ortsansässiger Unternehmen und Einzelpersonen wie ortsansässige Schornsteinfeger, Heizungsinstallateure, Immobilienmakler oder Mineralölhändler können sich hemmend auswirken, weil deren bisherige Geschäftsfelder bedroht werden (Böhnisch et al. 2006, 97). Hintergrund ist oft die Angst, das Wärmenetz könnte den eigenen Arbeitsplatz gefährden (Clausen et al. 2012, 9). Über die Kommunalpolitik können deren Interessen weitergetragen und Planungen infrage gestellt werden. Gerade Unternehmen, die Wartung und Betrieb von Einzelheizungen betreuen, haben ein geringes Interesse am Bau von Wärmenetzen, welche ihre Arbeit überflüssig machen könnten (Leprich 2008).

Die Rolle als Gegenspieler tritt besonders hervor, wenn es sich bei dem potenziell betroffenen Unternehmen um den Betreiber eines Gasverteilnetzes handelt (vgl. Kapitel 6.4.2.2). Exemplarisch ist hier der Widerstand durch die örtlichen Stadtwerke, deren Vertreter durch Sitze im Gemeinderat oder Entscheidungsgremien den Ausbau privater Wärmenetze behindern (Deffner 2010, 49).

Konventionelle Energieversorgungsunternehmen und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

Insbesondere die konventionellen Energieversorgungsunternehmen bzw. Wärmeversorger haben eine ambivalente Rolle inne. Sie sind meist Betreiber städtischer Fernwärmenetze und werden durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vertreten. Der Verband vertritt 1.800 Unternehmen der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft von der lokalen bis zur überregionalen Ebene. Diese Mitglieder repräsentieren rund 90 % des Stromabsatzes und gut 60 % der in Deutschland verlegten Wärmenetze (Ohlhorst 2009). Insofern hat der Verband auch ein Interesse am Fernwärmenetzbetrieb. Er betont, dass die Leitungswärme perspektivisch zur Steigerung der EE-Anteile im Wärmemarkt beitragen wird, vorrangig durch Biomasse, Geothermie und Verwertung des biogenen Abfalls (BDEW 2010g, 1). Gleichzeitig ist für die Mitgliedsunternehmen (Stadtwerke) wichtig, dass EE-Wärme die KWK-Anlagen nicht in die Mittellast verdrängt, wodurch der KWK-Betrieb unwirtschaftlich werden könnte (Wagner 2011).⁵⁹⁶ Die Erstellung nationaler Wärme- und Kältepläne im Rahmen der Effizienzrichtlinie (vgl. Kapitel 6.5.1.4) wird klar befürwortet, sofern einheitliche Vorgaben geschaffen werden und der administrative Aufwand gering bleibt. Der Verband unterstützt

⁵⁹⁵ Zum Beispiel IZES & BEI (2011); IZES et al. (2010); DLR et al. (2012a); Nast et al. (2011); IFEU et al. (2011).

⁵⁹⁶ Vgl. auch BDEW (2010g). Lösungsansatz ist z. B. die Entflechtung des Strom- und Wärmebedarfs über Wärmespeicher, welche vom BDEW angemahnt wird (ebda., 2).

den Fernwärmeausbau, sofern dadurch die Abnahmesituation von KWK-Anlagen verbessert wird.⁵⁹⁷ Ob es sich dabei um EE-KWK handelt, bleibt offen (BDEW 2011c, 7).

Erneuerbare Energien in Bestandsnetzen - ein Thema, welches von den konventionellen Energieversorgungsunternehmen besetzt ist - sind bislang eher ein Experimentierfeld (vgl. detailliert Kapitel 6.4.1). Darauf lässt zumindest der geringe Anteil erneuerbarer Energien in städtischen Bestandsnetzen schließen (vgl. Kapitel 6.1.2). Dennoch wird von Kraftwerksbetreibern wie z. B. Vattenfall die Zuführung von Biomasse in konventionellen Kraftwerken oder der Bau von Biomasse-Heizwerken als eine Handlungsoption zur CO₂-Minderung gesehen.⁵⁹⁸ Somit stehen auch die einzelnen Mitglieder des BDEW für eine stärkere Nutzung von Leitungswärme ein, allerdings nicht explizit unter Nutzung erneuerbarer Energien.

Mineralölwirtschaft

Die fossil gespeisten Technologieoptionen (Öl- und Gasfeuerungsanlagen) werden seit Jahrzehnten von mächtigen und durchsetzungsstarken Verbänden der Gas- und Mineralölwirtschaft vertreten (z. B. Mineralölwirtschaftsverband). Sie sind der einzige klare Gegenspieler der EE-Netzwärme, haben ein massives Interesse an der Sicherung ihrer Absatzmärkte und verfolgen Strategien der Bestandswahrung. So verweist die Mineralölindustrie z. B. auf die hohen Verluste in Wärmenetzen. Dabei werden die Verluste nicht – wie es eigentlich sinnvoll wäre – in Relation zur eingesetzten Brennstoffart gesehen (Nast 30.09.2011, mdl.).⁵⁹⁹ Dieser Unterschied wird von der Mineralölwirtschaft ignoriert und insofern die Netzwärme als vergleichsweise ineffizient dargestellt.

6.7.4 Merkmale der Akteurskonstellation im Überblick

Die Akteure, die sich für eine Stärkung des Einsatzes leitungsgebundener erneuerbarer Wärme einsetzen, haben bisher kaum treibende Kräfte entwickelt. Dies liegt zum einen am sehr heterogenen Akteursfeld – jeder Wärmenutzer ist grundsätzlich ein eigener Akteur mit eigenen Investitionspräferenzen. Zum anderen ist die regenerative Leitungswärme auf Verbandsebene unzureichend vertreten. Der Branchenverband AGFW vertritt vor allem die konventionellen Netzbetreiber und Wärmeerzeuger, die Wärme aus fossil betriebenen Großkraftwerken auskoppeln. Kleinmaßstäbliche Wärmenutzung aus regenerativen Quellen wird dort lediglich wohlwollend begleitet. Auch die Verbände B.KWK und VfW befassen sich schwerpunktmäßig mit der Erzeugungsseite. Allenfalls hat der BEE ein indirektes Interesse an EE-Wärmenetzen als Absatzmarkt für erneuerbare Energien. Momentan stellen gebäudebezogene Einzellösungen in Deutschland jedoch in vielen Fällen einen noch ausreichenden Absatzmarkt dar.⁶⁰⁰

⁵⁹⁷ In diesem Zusammenhang kann die Erhöhung der KWK-Zuschläge für vom Emissionshandel betroffene Anlagen unter 20 MW_{el} (vgl. Kapitel 6.4.1.4) als Etappensieg gelten.

⁵⁹⁸ Seit 2008 verbrennt Vattenfall in den Heizkraftwerken Berlin Reuter West und Klingenberg u. a. Landschaftspflegeholz. Am Standort Klingenberg sollen bis 2016 zwei Biomasse-Heizkraftwerke mit je 20 MW_{el}/ 75 MW_{th} und ein GuD-Heizkraftwerk mit 300 MW_{el}/ 230 MW_{th} errichtet werden (vgl. Kapitel 6.4.1.3).

⁵⁹⁹ Sofern in der Heizzentrale Heizöl verbrannt wird, was ebenso gut in Einzelfeuerungsanlagen verwendet werden könnte, sind Netzverluste kaum akzeptabel (ebda.). Wird ein alternativer Brennstoff wie Rinde oder Restholz verwendet (vgl. Kapitel 6.1.1), muss der Vergleich differenziert betrachtet werden.

⁶⁰⁰ Vgl. demgegenüber das Fallbeispiel Dänemark (Nast et al. 2011, 98 ff.), wo solare Wärme dank ihrer Einbindung in Wärmenetze guten Absatz findet (Aalborg University et al. 2012, 38).

Die Lobby für die Netzwärme erscheint, gerade im Vergleich zu anderen Wärmeerzeugern wie z. B. der Wärmepumpen-Lobby (BWP), nicht schlagkräftig organisiert und eher träge agierend bzw. oftmals nur reaktiv tätig zu werden (Nast 30.09.2011, mdl.). Dies wurde etwa in der Diskussion zur Einbindung der Fernwärme in den EU-Emissionshandel ab 2013 deutlich. Die AGFW und andere konnten sich trotz guter Argumente nicht gegen einen Einbezug für Anlagen $> 20 \text{ MW}_{\text{el}}$ in den europäischen Emissionshandel durchsetzen (vgl. Kapitel 6.4.1.4). Mögliche Begründung ist, dass das traditionelle Geschäft von Stadtwerken im Strombereich liegt und Wärme demgegenüber als nachrangig behandelt wird. Entsprechend dieses Geschäftsmodells sind die personellen Ressourcen womöglich auf den Strombereich fokussiert (vgl. auch Nast 30.09.2011, mdl.).

Eine relevante Interessenvertretung für Bau und Betrieb kleiner EE-Wärmenetze besteht nicht. Dies ist verständlich unter dem Aspekt, dass solche Netze nur bei vorhandener Einspeiseanlage überhaupt in Erwägung gezogen werden. Die Initiative für Wärmenetze zur Nutzung der KWK-Wärme aus Biogasanlagen geht meist punktuell z. B. von engagierten Gemeindevertretern, den Anlagenbetreibern oder Bürgern aus. Das Interesse der demgegenüber sehr starken Mineralöl- und Gaswirtschaft an einem Wärmenetzausbau ist gering.

EE-Wärmenetze bieten zwar eine Imageverbesserung für den Betreiber, sie versprechen für potenzielle Investoren jedoch nur unter spezifischen Bedingungen einen Profit, der eine Investition rentabel erscheinen lässt. In der Regel ist der Bau von Nahwärmenetzen daher auf die Initiative von EE-Anlagenbetreibern (z. B. Biogas), ggf. in Kooperation mit Kommunen oder Stadtwerken angewiesen. Letztere haben jedoch oft kein spezifisches Interesse an einem EE-Wärmenetz, weil unterschiedliche Technologieoptionen nicht systematisch geprüft wurden, andere Technologien naheliegender oder gleichwertig erscheinen oder mit weniger Aufwand verbunden sind. Es gibt in der Praxis kaum generell identifizierbare Einzelakteure, Interessenvertreter oder Akteursgruppen, die die netzgebundene EE-Wärme zu einem zentralen Anliegen machen.

Eine klare Trennung in Befürworter und Bremser ist schwierig bzw. von Fall zu Fall unterschiedlich. So kann einzig den Vertretern der Mineralölwirtschaft und den ihnen nachgeordneten Unternehmen eine generelle Ablehnung von Leitungswärme attestiert werden. Die übrigen Akteure haben keinen Grund der Leitungswärme abwehrend gegenüber zu stehen, allerdings – angesichts der nicht-leitungsgebundenen Alternativen – ebenso wenig Grund eine aktivere Rolle einzunehmen. Ein hohes Maß an Unterstützung kommt vor allem aus dem Bereich der Forschung.

Neben der hohen Durchsetzungsstärke der Interessenvertreter konkurrierender und seit langem etablierter Technologieoptionen zur Einzelfeuerung verdeutlichen auch die restriktiven Rahmenbedingungen von EE-Wärmenetzen, dass deren Verbreitung in besonderem Maße auf das Handeln engagierter und einflussreicher Akteure angewiesen ist.

6.8 Zusammenfassung: Hemmnisse, Perspektiven und Lösungsansätze

Tabelle 6-5 fasst die wesentlichen Einflussfaktoren aus den vorangegangenen Unterkapiteln zusammen und bewertet sie im Hinblick darauf, ob sie tendenziell einen hemmenden Einfluss haben (-) oder aber geeignet sind, eine treibende Kraft (+) auf den Wärmenetzausbau und die Erhöhung erneuerbarer Wärmeanteile auszuüben bzw. bestehende Restriktionen zu überwinden. Dabei wurde der Einfluss auf EE-Neubaunetze und auf die Erhöhung der Anteile in Bestandsnetzen unterschieden. Die Rolle der mit „o“ markierten Faktoren wurde als neutral bzw. ambivalent eingestuft. Hier sind ggf. weitergehende Untersuchungen oder die Einzelfallbetrachtung notwendig, um eine qualifizierte Einordnung vornehmen zu können. Nicht enthalten sind die technologieinhärenten Vor- und Nachteile, also z. B. die Brennstoffflexibilität oder die Notwendigkeit hoher Anschlussgrade für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Tabelle 6-5: Treibende und hemmende Kräfte auf den EE-Wärmenetzausbau (Neubau) und die Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen

Treibende und hemmende Kräfte	Neubaunetze	Bestandsnetze
Politische Zielstellungen für EE-Wärme (nicht für leitungsgebundene EE-Wärme)	o	o
Finanzielle Förderung (KWKG/MAP)	+	o
Nicht-leitungsgebundene Konkurrenzprodukte (v.a. fossile)	–	–
Sinkender Wärmebedarf (Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz)	o bis –	o
Veränderung der Nachfragestruktur	o	o bis –
Konkurrenz durch Gasverteilnetze	–	o
Investitionszurückhaltung (Investoren/ Banken)	–	–
Akzeptanz / Anschlussbereitschaft	<i>Einzelfall</i>	o
Anschlusszwang als Voraussetzung für Auslastung	o bis –	o bis –
Einbindung in Emissionshandel (Anlagen > 20 MW _{el})	<i>i.d.R. nicht zutreffend</i>	o bis +
Fehlende Netzzugangsrechte Dritter (unzureichende Liberalisierung)	–	–
Heterogene Akteurslandschaft (durch Individualentscheidungen)	–	–

Die politischen Zielstellungen (vgl. Tabelle 6-5) bilden den Legitimationshintergrund. Sie beziehen sich jedoch nicht explizit auf die leitungsgebundene EE-Wärme. Die Förderinstrumentarien haben – zumindest in Teilbereichen – mit der Induzierung eines nennenswerten Zubaus einen wichtigen Beitrag bei Neubaunetzen geleistet. Alle anderen Faktoren und Instrumente weisen jedoch keine ausreichend positive, treibende Kraft auf. Erschwerend kommt hinzu, dass über treibende oder hemmende Kraft eines Einflussfaktors nur im Einzelfall entschieden werden kann. Die Einflussfaktoren unterscheiden sich in einigen Punkten zwischen Neubau- und Bestandsnetzen, auf die im Folgenden eingegangen werden soll. Die im darauffolgenden Kapitel 6.8.3 vorgestellten Lösungs-

ansätze beziehen sich, aufgrund der höheren Relevanz für die EE-Wärmenutzung, vorrangig auf den Neubau kleiner Wärmenetze.

6.8.1 Hemmnisse für die Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen

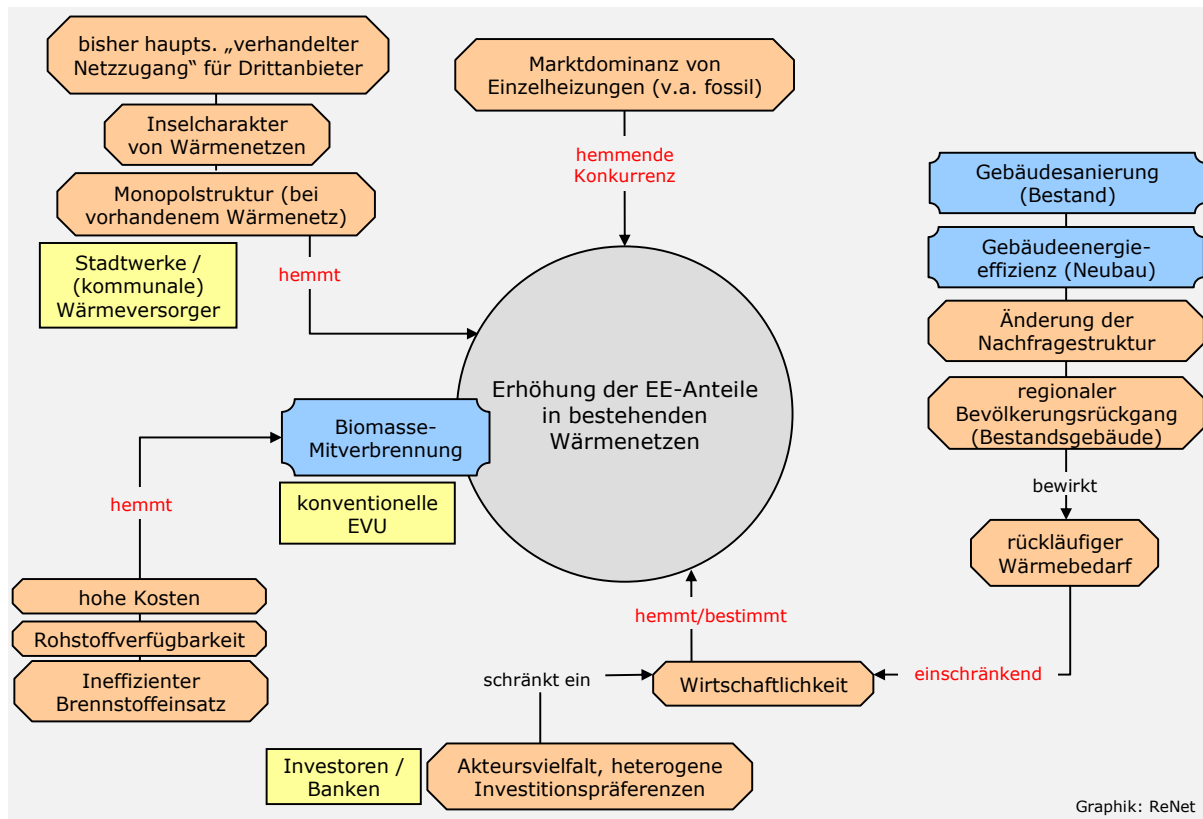


Abbildung 6-2: Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile in Bestandsnetzen⁶⁰¹

Die Konstellation der Restriktionen in Bestandsnetzen (Abbildung 6-2) ist geprägt durch die Faktoren rückläufiger Wärmebedarf und damit einhergehender Einschränkung der Wirtschaftlichkeit erhöhter EE-Nutzung, welche durch die heterogenen Investitionspräferenzen der Akteure im Wärmemarkt mit bestimmt wird. Ausschlaggebendes Hemmnis für die Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen ist die Marktdominanz nicht-leitungsgebundener Konkurrenzprodukte bzw. Einzelheizungen (fossil wie erneuerbar betrieben). Aus juristischer Perspektive hemmt der eingeschränkte Netzzugang für Drittanbieter bzw. die vorherrschende Monopolstruktur in Bestandsnetzen die Erhöhung der EE-Anteile (vgl. Kapitel 6.5.2.8). Allerdings ist fraglich, ob einer rechtlichen Vereinfachung des Netzzugangs auch eine Zunahme der Wärmeeinspeisung durch Drittanbieter folgen würde, weil bestimmte technische Anforderungen (z. B. an die Vorlauftemperatur) erfüllt sein müssen. Die Biomasseverfeuerung in Großkraftwerken ist im Moment die realistischste Umsetzungsoption; ihr sind allerdings klare Potenzialgrenzen gesetzt (vgl. Kapitel 6.4.1.3). Der europäische Emissionshandel schafft – bedingt durch den niedrigen Zertifikatspreis – nur einen geringen Anreiz für die Biomassezufuhr (bei deren Einsatz weniger Zertifikate für den fossilen Brennstoffanteil gekauft werden müssen). Eine finanzielle Förderung für die Zufuhr besteht nicht; die bestehenden

⁶⁰¹ Beide Darstellungen (Abbildung 6-2 und Abbildung 6-3) sind auf die Restriktionen beschränkt. Akteure, Einflussfaktoren und Impulse, die den Prozess der Integration stützen bzw. vorantreiben, sind nicht genannt.

Anreize wirken sich einzig auf die Erzeugungsstruktur aus. Der Bedarfsrückgang ist in (bereits amortisierten) Bestandsnetzen dagegen weniger problematisch als beim Neubau einer Leitungsinfrastruktur.

6.8.2 Hemmnisse für den Neubau von Wärmenetzen mit hohen EE-Anteilen

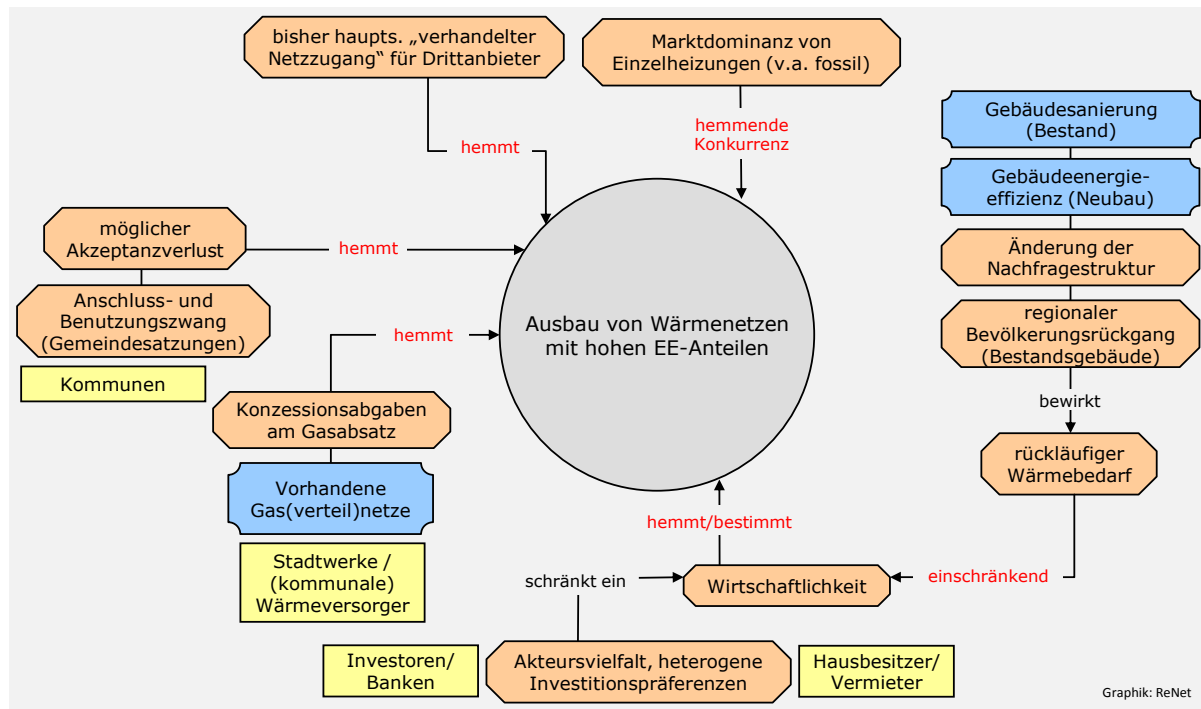


Abbildung 6-3: Konstellation der zentralen Restriktionen für die Realisierung hoher EE-Anteile beim Neubau von Wärmenetzen

Die Konstellation der Restriktionen für den Neubau von EE-Wärmenetzen (Abbildung 6-3) unterscheidet sich in mehreren Punkten von den Bestandsnetzen. Die Wirtschaftlichkeit eines Neubau-netzes wird – stärker als in Bestandsnetzen – durch den Bedarfsrückgang bzw. den niedrigen Wärmebedarf in Neubaugebieten gefährdet; sie muss sich stets an der Effizienz der dominierenden Einzelanlagen messen lassen. Die finanzielle Förderung hat daher einen wesentlichen Anteil an der Projektrealisierung (vgl. Kapitel 6.5.2). Eine bessere Regelung des Netzzugangs für Drittanbieter könnte zu einer Zunahme der Wärmeeinspeisung führen, zumal die niedrige Vorlauftemperatur kleiner Wärmenetze die Einspeisung aus Solarthermie-Anlagen ermöglicht. Hemmend wirken sich bereits bestehende Gasnetze aus. Sie können ein Wärmenetzprojekt von vornherein, trotz ökologischer Sinnhaftigkeit, ausbremsen. Hintergrund sind die Konzessionsabgaben, die vom Gasnetzbetreiber entrichtet werden und der Gemeinde zugutekommen. Eine vergleichbare Abgabe bei Wärmenetzen existiert nicht. Stadtwerke bzw. kommunale Wärmeversorger sind bei vorhandenem Gasnetz meist auch dessen Betreiber. Sie haben wenig ökonomische Motivation, ein zusätzliches Wärmenetz aufzubauen. Die Kommune profitiert damit von bestehenden Gasnetzen, gleichzeitig ist denkbar, dass eine von ihr erlassene Anschlusspflicht an Wärmenetze deren Akzeptanz einschränkt. Weil kleine Neubauprojekte meist im Konsens mit der (Dorf-)Gemeinschaft realisiert werden sollten, spielt die Akzeptanz im Einzelfall eine bedeutendere Rolle als in Bestandsnetzen, in denen bereits ein (vom Wärmekunden unbemerkter) Brennstoffwechsel die Erhöhung der EE-Anteile ermöglicht.

Gleiches gilt für die Rolle von Investoren, da die Anfangsinvestitionen bei Neubaunetzen vergleichsweise hoch sind.

Sofern im leitungsgebundenen Wärmemarkt überhaupt von einer Dynamik gesprochen werden kann, ist sie klar im Bereich kleiner EE-Wärmenetze zu finden (vgl. Clausen 2012, 4). Laut Leitstudie 2010 können lohnende Wärmepotenziale in Zukunft nur noch kleinräumig mittels angepasster Nahwärmenetze erschlossen werden. Besondere Bedeutung kommt dabei kommunalen Akteuren und insbesondere den Stadtwerken zu. Sie müssen die erforderlichen Projekte im Zuge von Neubauaktivitäten und Quartierssanierungen gewährleisten (Nitsch et al. 2010, 166).

6.8.3 Lösungsansätze (Neubaunetze)

Grundsätzlich ist im Bereich der konventionellen Wärmenetze eher von einer Netzverdichtung im bestehenden Anschlussgebiet, und nicht von Neubauvorhaben auszugehen. Förderung sollte daher insbesondere in die Verdichtung bestehender Fernwärmenetze gehen. Wichtig ist zu betonen, dass dadurch der Anteil erneuerbarer Energien nicht zwangsläufig erhöht werden wird.

Im Folgenden wird aufgezeigt, welche Lösungsansätze für einen beschleunigten Wärmenetzbau mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien in der Fachliteratur diskutiert werden. Diese Ansätze werden unter Einbeziehung der politischen Steuerungsoptionen und der dahinterstehenden Akteursinteressen beurteilt. Sie beziehen sich insbesondere auf den Neubau kleiner Wärmenetze, da in diesem Bereich das größte Potenzial für die Erhöhung der EE-Anteile gesehen wird.

6.8.3.1 Anreizinstrumente beibehalten und weiterentwickeln

Erst seit wenigen Jahren können Wärmenetze unabhängig von den Einspeiseanlagen über das MAP/EEWärmeG und das KWKG gefördert werden. In den Fördervoraussetzungen wird nicht der räumliche Umfang oder der maximale Wärmedurchsatz eines Netzes festgelegt. Dennoch sind die Investitionsanreize des KWKG tendenziell durch die deutlich höheren Förderhöchstbeträge je Projekt für große KWK-Anlagen und daran angeschlossene Wärmenetze relevant, während das MAP in den Bereich der mit erneuerbaren Energien betriebenen kleineren Netze einwirkt (vgl. Kapitel 6.5.2).

Auf die bestehende Lenkungswirkung insbesondere des MAP sollte aufgebaut werden. Sofern der EE-Wärmenetzausbau forciert werden soll, lautet eine zentrale Empfehlung, diesen Fördermechanismus beizubehalten und weiter auszubauen. Das Budget des MAP unterliegt jährlich wiederkehrenden Finanzierungsunsicherheiten, weil es direkt aus dem Bundeshaushalt gespeist wird. Hier sollte zum einen eine deutliche Erhöhung, zum anderen – und ebenso wichtig – eine Stabilisierung der Finanzierung angestrebt werden, um die Investitionssicherheit zu erhöhen.

Als Weiterentwicklung schlägt der BEE direkte Investitionszuschüsse für die erneuerbare Wärmebereitstellung in Form einer „Wärmeprämie“ vor (BEE 2010). Wesentlicher Unterschied zu den bestehenden MAP-Tilgungszuschüssen ist, dass deren Gegenfinanzierung vom Bundeshaushalt unabhängig wäre. Die Importeure fossiler Brennstoffe würden pro verkaufter Einheit Heizöl oder Gas eine Abgabe zahlen, welche an die Investoren in regenerative Wärmeanlagen ausgezahlt wird.

Das Energiekonzept der Bundesregierung regte zwar eine Weiterentwicklung und Aufstockung des MAP an. Insbesondere der Zubau größerer Solar- und Erdwärmeversorgungen mit Nahwärmenetzen würde aber laut DLR weitergehende Fördermaßnahmen voraussetzen (Nitsch et al. 2010, 173).

Wichtig ist zudem ein Anreiz dafür, dass mehrere Gebäude gleichzeitig auf EE-Wärme umgestellt werden und so der Bau eines Wärmenetzes rentabel wird. Der monetäre Anreiz müsste dann nicht größer sein als bei Gebäude-Einzelanlagen (Nast 30.09.2011, mdl.).

Auf Bundesebene bestehen mit der Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz auch konkurrierende Impulse, die zu einem sinkenden Bedarf in Neubauten führen. Gerade dort wären Wärmenetze jedoch am einfachsten zu realisieren (vgl. Kapitel 6.3.2). Die finanzielle Förderung müsste auf diese Gegebenheiten abgestimmt werden, z. B. indem die Umsetzung in mehreren Gebäuden gleichzeitig rentabler wird.

6.8.3.2 Netzzugang und Einspeisevergütung für regenerativ erzeugte Wärme?

Eine denkbare Option zur Ergänzung der finanziellen Anreize des EEWärmeG/MAP und des KWKG wäre eine dezentrale Netzeinspeisung und eine Einspeisevergütung für regenerativ erzeugte Wärme. Analog zur Biogas-Einspeisung in die Gasnetze könnte die Einspeisung in Wärmenetze rechtlich durch eine Wärmenetzzugangsverordnung (WärmenZV) geregelt werden, um die Einspeisemöglichkeit für den Erzeuger attraktiv zu machen und klar zu regeln. Aus juristischer Perspektive sprechen einige Argumente dafür, dass die integrierten Wärmenetzbetreiber auch Drittanbietern den Netzzugang nach den Prinzipien effizienter Leistungserbringung (Anreizregulierung), vergleichbar mit den Regulierungsvorgaben in § 21a EnWG für die Strom- und Gasversorgung, gestatten müssen (Wolf & Säcker 2011, 286; vgl. Kapitel 6.5.2.8). Dabei geht es nur um die Netznutzung zum Transport; anders als im Stromsektor ist der Netzbetreiber nicht zur Abnahme der von Dritten erzeugten Fernwärme verpflichtet (GGSC 2012, 14).

Ob eine solche Zugangsverordnung zielführend ist, hängt zugleich davon ab, wie die Zugangsvoraussetzungen zum Wärmenetz gestaltet werden und ob es umsetzbar erscheint, die notwendigen flankierenden Regelungen zur Vergütung der eingespeisten Wärmemenge zu verankern und Regelungen zur Bemessung der Wärmenetzentgelte zu finden.

Die integrierten Wärmenetzbetreiber sind daran interessiert, dass sich ihre Netzinvestitionen amortisieren. Dazu müssen sie sicherstellen, dass zuallererst ihre *eigene* Wärme vermarktet wird. Je höher der Anteil der „Fremdwärme“ ist, desto weniger wird das der Fall sein.⁶⁰² Auch birgt die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Wärme (z. B. Solarthermie) Risiken für den Netzbetreiber, weil sie die Auslastung/ Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage verschlechtert (vgl. Wagner 2011). Um die Versorgungssicherheit der Wärmeabnehmer jederzeit zu gewährleisten, müsste der Netzbetreiber – falls die Einspeisung aus den zusätzlich angeschlossenen Anlagen ausfällt – dieselben Spitzenlastkapazitäten wie bei einem komplett eigenständigen Netzbetrieb bereithalten (vgl. GGSC 2012, 16). Weiterhin ist die Vergütung für im Sommer eingespeiste Wärme fraglich, da sie bei hoher Außentemperatur nicht abgenommen wird und nur begrenzt eingespeichert werden kann.

In einem Modellprojekt in Hamburg (Wärmeverbund Wilhelmsburg) hat der Netzbetreiber diese Risiken durch erhebliche Einschränkungen der Einspeiseleistung Dritter minimiert (Augsten 2012,

⁶⁰² Hintergrund ist die Querfinanzierung der kostenintensiven Infrastruktur mittels der günstig verfügbaren Wärme des integrierten Versorgers, die bei einem Netzzugang Dritter ungenutzt bliebe. Dieser Verlust müsste durch Nutzungsentgelte kompensiert werden, die nicht nur für die Infrastrukturnutzung sondern auch für die ungenutzte Wärme des integrierten Versorgers entschädigen.

35).⁶⁰³ Dadurch wird der Netzbetreiber auch langfristig den überwiegenden Teil der Wärme selbst erzeugen und verkaufen, denn für den Betreiber einer Wärmeerzeugungsanlage mit erneuerbaren Energien (z. B. Solarthermie) ist es kaum attraktiv, die Anlage oberhalb des Eigenbedarfs auszulegen und die Überschüsse einzuspeisen, zumal für die Einspeisung eine zweite kostenintensive Übergabestation benötigt wird.

Der integrierte Gesamtversorger ist grundsätzlich verpflichtet, sein Netz für Konkurrenten auf dem Leitungswärmemarkt unter bestimmten Voraussetzungen zu öffnen. Grundlage für den Zugangsanspruch ist § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB. Dieser untersagt die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung, die darin liegt, dass ein marktbeherrschendes Unternehmen einem anderen den Zugang zu einer Infrastruktureinrichtung verweigert, auf deren Mitnutzung ein Dritter angewiesen ist, um als Wettbewerber tätig werden zu können (GGSC 2012, 15). Technische Gründe für eine Verweigerung des Netzzugangs bestehen im Bereich der Fernwärme nicht, auch darf der Zugang grundsätzlich nicht wegen der Notwendigkeit technischer Nachrüstungen verweigert werden (Wolf & Säcker 2011, 278; 280).⁶⁰⁴ Zulässig ist eine Verweigerung nur dann, wenn die durchzuleitende Wärme nicht den technischen Spezifikationen des Netzes (Wärmeträger, Druck, Temperatur, etc.) entspricht (GGSC 2012, 15).

Analog zum Strom- und Gasnetz wäre bei Fremdeinspeisung zudem eine Form der Wärmenetz-entgeltverordnung (WärmeNEV) für die Wärmedurchleitung wünschenswert. Voraussetzung wäre die Bemessung allgemeingültiger Netzdurchleitungskosten sowie die Abnahme der Wärme durch den integrierten Versorger bzw. einen Drittkunden. Für Fernwärme gibt es bisher keine gesetzlichen Regelungen zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte, obgleich eine Parallele zu §§ 21 und 21a EnWG naheliegt. Zu praktischen Schwierigkeiten wird das fehlende Unbundling führen, weil keine getrennte Buchführung vorgeschrieben ist, die die Bestimmung angemessener Netznutzungsentgelte ermöglicht (ebda., 16).

Hinzu kommt die Frage, ob eine kontinuierliche Einspeisevergütung für Wärme, die ggf. in Ergänzung zu den einmaligen Zuschüssen durch das MAP und das KWKG gezahlt wird, geeignet ist, den Anteil erneuerbarer Energien in den Wärmenetzen zu erhöhen. Aufgrund der räumlichen Begrenzung und des Inselcharakters kleiner Wärmenetze müsste die Einspeisevergütung jeweils lokal ausgehandelt werden. Eine Vergütung könnte zudem immer nur auf die wenigen Anschlusskunden eines Wärmenetzes umgelegt werden. Eine pauschale Einspeisevergütung für Netzwärme wäre aus diesen Gründen weder zu rechtfertigen noch gerecht umzusetzen (Wagner 2011, 16 f.).

Die grundsätzliche Verpflichtung integrierter Versorger zur Gewährung des Netzzugangs für Dritte wurde Anfang 2012 vom Bundeskartellamt (für Vattenfall/ Hamburg) festgestellt. Die Aussichten zur Wärmeeinspeisung Dritter sind bei technischer Möglichkeit und Zumutbarkeit sehr gut, werden aber

⁶⁰³ Solange die Wärmeleistung des Netzes unterhalb 5 MW liegt, dürfen die Anschlusskunden maximal 10 % der Wärmeleistung einspeisen, ab Erreichen der geplanten 20 MW kann die Einspeisung bis 25 % betragen. Jeder Teilnehmer darf darüber hinaus nicht mehr als 20 % seines Eigenbedarfs einspeisen, der Bau von Solaranlagen oder BHKWs eigens zur Einspeisung und Verkauf der Wärme ist damit – abgesehen vom relativ niedrigen Einspeisetarif von 4,5 ct/kWh – nicht umsetzbar (Augsten 2012, 35).

⁶⁰⁴ In Verbindung mit dem EEWärmeG sind einerseits die Amortisationsinteressen des Netzbetreibers zu berücksichtigen. So kommt Wagner (2011, 14) zu dem Schluss, dass z. B. dezentrale Solaranlagen die Auslastung und Amortisation von KWK-Anlagen verschlechtern. Andererseits sind aber ebenso die Umweltschutzziele einzubeziehen. Letztere verleihen dem Netzzugangsinteresse der Anlagenbetreiber ein besonderes Gewicht, welches in diesem Interessenkonflikt überwiegt (Wolf & Säcker 2011, 280; vgl. auch GGSC 2012, 15 f.).

bis zur Festlegung von Standards durch den Gesetzgeber eine Frage des Einzelfalls bleiben (GGSC 2012, 17). Die Umsetzung der für flächendeckende Infrastrukturen konzipierten Netzzugangs- und Netzentgeltverordnungen für Strom und Gas auf kleine Wärmenetze im Inselbetrieb wird sich indes als schwierig erweisen, zumal die technischen Anforderungen bei der Einspeisung beachtet werden müssen.

6.8.3.3 Reduzierte Anfangsinvestitionen

Die Anfangsinvestitionen in Wärmenetze sind vergleichsweise hoch, mit einer Amortisation ist erst nach vielen Betriebsjahren zu rechnen. Darum sind Investoren/ Banken, aber auch Hauseigentümer zurückhaltend bei Investitionsentscheidungen in Wärmenetze. Die Anfangskosten können jedoch durch Maßnahmen wie Energiecontracting, Umlage der Investitionskosten, koordinierte Tiefbauarbeiten und steuerliche Anreize reduziert bzw. über die gesamte Nutzungsdauer verteilt werden.

Energiecontracting

Energiecontracting verspricht Lösungsansätze für Investitionszurückhaltung und andere Vorbehalte insbesondere bei Vermietern und Banken (vgl. IFEU & Wuppertal Institut 2009, 211). Wenn der Vermieter die nötigen Investitionen nicht selbst tätigen will, kann die Aufgabe der Energiebereitstellung vertraglich an externe Dienstleister (Contractor) übertragen werden. Die nötigen Investitionen werden durch den Contractor getätigt, der seine Aufwendungen über den Verkauf der Wärme refinanziert. Nach Amortisation der Erzeugungsanlage bzw. des Wärmenetzes steht ihm ein Großteil der Rendite in Form der reduzierten Brennstoffkosten zu. Das Geschäftsmodell basiert darauf, die Investitionskosten (Anlagenbau, Wartung, Betrieb) und alle weiteren entstehenden Kosten in einen angemessenen Wärmepreis zu kalkulieren, der zudem unterhalb der bisherigen Heizkosten liegt (Fricke 2011b, 25). Der Vermieter hat keine Kosten zu tragen und für den Mieter verringern sich im Idealfall die Betriebskosten.

Der Ausbau von kleinen Wärmenetzen zur Versorgung mehrere Objekte kann vom Energiecontracting profitieren, wenn der Contractor dies im Rahmen der technischen Umsetzung als vorteilhaft ansieht.

Im August 2012 wurde ein Gesetzentwurf „über die energetische Modernisierung von vermietetem Wohnraum [...]“ (MietRÄndG) vorgelegt (BT-Drucksache 17/10485, 19, 33 ff.). Damit soll in § 556c BGB ein gesetzlicher Anspruch des Vermieters verankert werden, nach dem die Kosten des Energiecontracting in bestehenden Mietverträgen ohne Zustimmung der Mieter als Betriebskosten anerkannt und umgelegt werden können (ebda., 2). Voraussetzung ist u. a. die Kostenneutralität im Vergleich zu den bisherigen Heizkosten (ebda., 23).

Umlage der Investitionskosten

Notwendige Investitionskosten für den Anschluss an ein Wärmenetz können durch den Vermieter nur teilweise umgelegt werden. Die Regelungen des BGB und des Mietrechts bilden eine Restriktion für die Umlage entsprechender Investitionen. Während die Verbrauchskosten für Heizmittel und Heizungsbetrieb als Teil der Betriebskosten auf die Mieter umgelegt werden können, ist die Instandhaltung oder Erneuerung der Heizungsanlage Sache des Vermieters (Bruns et al. 2010, 452). Allerdings besteht bei darüber hinausgehenden Investitionen zur Wärmebereitstellung die Möglichkeit, zeitlich unbefristet bis zu 11 % der Investitionskosten in erneuerbare Energien und in Wärme-

schutz auf die Mieten umzulegen (§ 559 Abs. 1 BGB). Nach Refinanzierung der Anfangsinvestition entsteht damit für den Vermieter ein Gewinn. Von daher wäre es eher geboten „an das Profitdenken eines Eigners, als an dessen guten Willen zu appellieren“ (Hamm 2008, 86).⁶⁰⁵ Den Mietern bleibt der Vorteil, bei einem EE-Netzanschluss von steigenden Heizkosten weniger betroffen zu sein.

Koordinierter Tiefbau

Mindestens die Hälfte der Verlegekosten von Wärmenetzen entsteht durch die notwendigen Tiefbauarbeiten. Demnach können die Verlegekosten gerade für den Anschluss von Bestandsgebäuden deutlich reduziert werden, wenn sie zusammen mit anderen Tiefbauarbeiten durchgeführt werden (Nast et al. 2011, 78 ff.). Dieser Ansatz, verbunden mit der Berücksichtigung in kommunalen Wärmenutzungsplänen (vgl. Kapitel 6.8.3.4), lieferte gute Ergebnisse in Dänemark. Problematisch kann hier jedoch die Verlegung inaktiver Wärmeleitungen sein, die erst zu einem späteren Zeitpunkt in Betrieb genommen werden und bis dahin eine betriebswirtschaftliche Belastung darstellen. Zudem ist für eine Förderung nach KWKG die sofortige Beschickung durch mindestens 50 % KWK-Wärme erforderlich.

Steuerliche Anreize

Im Rahmen des Energiepaketes vom Juni 2011 sollte den Haus- und Wohnungseigentümern ermöglicht werden, eine energetische Gebäudesanierung jährlich zu 10 % steuerlich geltend zu machen.⁶⁰⁶ Das Gesetz scheiterte bisher am Einspruch der Länder, die Steuerausfälle in der Größenordnung von 900 Mio. Euro befürchten (Neue Energie 2011). Seither wird die Gesetzesvorlage im Vermittlungsausschuss beraten; im September 2012 war noch keine Einigung in Sicht. Insofern wird sich die Umlage zunächst auf die bisher im Mietrecht vorhandenen Optionen beschränken.

6.8.3.4 Wärmenutzungspläne

In Dänemark wurden die Kommunen bereits 1979 verpflichtet, Wärmenutzungspläne zu erstellen. Das Instrument war dort ausschlaggebend für die hohe Verbreitung von Wärmenetzen. Diese Vorgabe hatte eine mit dem deutschen Konzept eines Flächennutzungsplans vergleichbare Bindungswirkung und trug wirkungsvoll zum Ausbau kommunaler Wärmenetze bei. Nast et al. (2011, 81 ff.; 2009, 67) sehen daher Dänemark als einen Modellfall, von dem Deutschland lernen kann.⁶⁰⁷

Der Vorteil kommunaler oder regionaler Wärmenutzungskonzepte liegt in ihrer Koordinationsfunktion und der Möglichkeit, Wärmeerzeugung und Bedarfsdichten konzeptionell abzustimmen (vgl. AEE 2010b, 71; Aalborg University et al. 2012, 11 f.). Wärmeangebot und Wärmesenken können

⁶⁰⁵ Allerdings sind die „Spielräume für daraus resultierende Mieterhöhungen insbesondere in Bereichen gering, in denen die Grenzen des Mietspiegels bereits erreicht sind. Oftmals besteht daher für Vermieter bei der Abwägung zwischen Investition und Mietpreiserhöhung kein Anreiz, die Investition vorzunehmen, weil der Mietpreis nicht mehr erhöht werden kann oder soll (Bruns et al. 2010, 452).

⁶⁰⁶ Entwurf eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden; BT-Drucksache 17/6074 vom 06.06.2011.

⁶⁰⁷ Euroheat & Power schlägt zur Verbesserung der Wärmenutzung vor, zunächst durch eine strukturierte Herangehensweise gezielt die Möglichkeiten für eine erhöhte Nutzung von Wärme in Leitungsnetzen festzustellen (vgl. EuroHeat&Power 2010). Auch der europäische Verband COGEN Europe spricht sich für derartige Wärmebedarfskarten aus, um durch Planungssicherheit Investoren für diese Projekte zu gewinnen (vgl. COGEN Europe 2011, 1). Aus Sicht des BDEW ist die Erstellung von Wärmenutzungskonzepten zu begrüßen. Besonders förderungswürdig seien Demonstrationsprojekte zur Integration von Wärmekonzepten in Stadtentwicklungskonzepte, um ein energieeffizientes Gesamtoptimum zu erzielen (BDEW 2010h, 5).

erfasst und Voraussetzungen und Potenziale für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung ermittelt werden. Auf dieser Grundlage können handlungsleitende Zielvorgaben für erneuerbare Energien im Wärmebereich formuliert und Empfehlungen für Fokusgebiete, Solarsatzungen oder ggf. Anschlusspflichten abgeleitet werden (vgl. Nast et al. 2009, 67).⁶⁰⁸ Sie erleichtern überdies die gezielte Ansprache der verschiedenen in Frage kommenden Akteure, deren Aktivierung und Kooperation zur Umsetzung von Wärmenutzungskonzepten unabdingbar ist (vgl. Kapitel 6.7.4).

IFEU et al. (2011, 320 f.) halten eine solche Planung auf kommunaler Ebene für am vielversprechendsten. Diese Ebene bietet sich zur Berücksichtigung der individuellen Realisierungsbedingungen an, zumal die Konzepte räumlich in der Regel auf Siedlungsgebiete begrenzt sind und ein bestimmter Konkretheits- und Detaillierungsgrad geboten ist (vgl. auch Clausen 2012, 29).

Die Beschlussfassung zur EU-Energieeffizienzrichtlinie (vgl. Kapitel 6.5.1.4; Rat der EU 2012, Art. 10 Abs. 1a) sieht eher die regionale Ebene als Adressat. Danach soll eine Pflicht zur Erstellung von Wärmeplänen im Raumordnungsrecht der Länder verankert werden (vgl. IFEU et al. 2011, 318). Regionale Wärmenutzungskonzepte hätten den Vorteil, dass diese aufgrund ihres größeren räumlichen Bezugs die Fragen der *Wärmebereitstellung*, z. B. durch Bioenergie, sinnvollerweise mitbetrachten und ggf. Potenzialgrenzen beleuchten können. Ähnlich argumentieren auch Nitsch et al. (2010, 17), die in einer regionalen Verpflichtung den Vorteil einer Abstimmung der Kommunen untereinander sehen. Dies garantiere eine wirkungsvolle Übertragung von Erfahrungen. Davon ausgehend könnten raumordnerische Maßnahmen erarbeitet werden, „zur Ausweisung von Vorranggebieten für Wärmenetze in Quartieren mit ausreichend hoher Wärmedichte, zur Minimierung von Transportwegen für Biomasse und zur Abstimmung der sinnvollen Beiträge der einzelnen erneuerbaren Energien (und der dezentralen KWK) im Rahmen einer umfassenden Wärmeversorgung“ (Nitsch et al. 2010, 173).

Jedoch stellt sich die Frage, unter welchen Voraussetzungen und mit welcher Motivation sich Regionen und Kommunen einer solchen Aufgabe annehmen. Die Situation der Kommunen ist durch eine prekäre Haushaltslage sowie durch Personal- und Ressourcenmangel bestimmt. Da nicht vorausgesetzt werden kann, dass die Kommunen aus Eigeninteresse tätig werden, müssten entweder ordnungsrechtliche Vorgaben oder entsprechende Anreize gesetzt werden.⁶⁰⁹ Hilfreich wäre es, das Ziel einer effizienten EE-Wärmenutzung in das Baugesetzbuch aufzunehmen und angesichts der Kosten für Wärmenutzungskonzepte flankierend finanzielle Anreize zu schaffen (IFEU et al. 2011, 325). In Deutschland müssten die Länder den Kommunen die Pflicht zur Erstellung von Wärmeplänen übertragen, da der Bund die erforderliche Gesetzgebungskompetenz gegenüber den Ländern nicht mehr inne hat (Nast 30.09.2011, mdl.).

Gegenwärtig kann ein Nutzungskonzept aus den Mitteln der Klimaschutzinitiative des Bundes bezuschusst werden (BMU 2011b). Ob diese für eine flächendeckende Förderung ausreichen, ist allerdings zweifelhaft.

⁶⁰⁸ Im Interesse einer einheitlichen inhaltlichen Ausgestaltung und zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Konzepte sollten die Länder Empfehlungen für die Kommunen erarbeiten (ebda.).

⁶⁰⁹ Eine Form des Anreizes sind die in einigen Bundesländern vorhandenen bzw. vorgesehenen Klimaschutzgesetze (Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg), die von den Kommunen eine stärkere Beachtung von Klimaschutzbelangen bei ihrer Bauleitplanung und sonstigen Planungsaktivitäten verlangen. Sie können insbesondere dazu führen, dass zukünftig in den Kommunen gründliche und längerfristig angelegte Wärmenutzungspläne erstellt werden (DLR et al. 2012b, 130).

Um die Verbindlichkeit zu erhöhen, käme eine Verpflichtung der Gemeinden in Frage, Potenziale für leitungsgebundene Wärmeversorgung im Rahmen der Bauleitplanung (hier: Flächennutzungsplanung) zu ermitteln (La Chevallerie & Ropeter 2011, 7 f.).⁶¹⁰ Ihre Aussagefähigkeit wäre aber auf flächenbezogene Darstellungen (Gebietsausweisungen) begrenzt. Die Möglichkeit, konkrete Zielvorgaben für bestimmte Quoten (z. B. Wärmegewinnung durch KWK) zu formulieren, besteht im Rahmen der Flächennutzungsplanung nicht. Eine Verbindlichkeit im Hinblick auf eine Umsetzung der Ziele und Vorgaben könnte ggf. über ergänzende Satzungen geschaffen werden.

Mit der *Erstellung* von Wärmenutzungskonzepten ist es allein jedoch nicht getan: Für deren Umsetzung bedarf es darüber hinaus einer administrativen Verankerung und personellen Ausstattung der Wärmenutzungsplanung. Dies würde die ergänzende Erstellung von Aktionsplänen und die notwendige Vernetzung der verschiedenen Akteure erleichtern. Gerahmt durch eine rechtliche Verbindlichkeit und administrative Institutionalisierung können regionale bzw. kommunale Wärmenutzungskonzepte den Zubau kleiner Wärmenetze und einen höheren Anteil erneuerbarer Wärmebereitstellung unterstützen.

Daher sollte in den kommenden Jahrzehnten, in denen die Energieeffizienzziele für Gebäude noch nicht erreicht sind, durch Kommunen jeweils geprüft werden, inwieweit leitungsgebundene Wärmeversorgungssysteme vor Ort ökonomisch und klimapolitisch sinnvoll umzusetzen sind.

6.8.3.5 Öffentlichkeitsarbeit und Imageaufwertung

Auch Werbemaßnahmen können, wenn nicht explizit den Anteil erneuerbarer Energien in den Wärmenetzen, so doch die Nachfrage nach leitungsgebundener Wärme steigern. Im Hinblick auf die mögliche Ausweitung des EEWärmeG auf den Gebäudebestand und die damit verbundenen Kundenentscheidungen für neue Heizsysteme wurde 2009 durch AGFW und B.KWK die *Dachmarke Fernwärme* geschaffen.⁶¹¹ Sie soll von den lokalen Mitgliedsunternehmen des Branchenverbands zur Gewinnung potenzieller Neukunden genutzt werden, indem die finanziellen und ökologischen Vorteile der Netzwärme gegenüber Einzelfeuerungsanlagen aufgezeigt werden.⁶¹²

Dass das öffentliche Image einer Heiztechnik ein bedeutendes Entscheidungskriterium ist, zeigt das Beispiel Dänemark. Dort verfügt fast jede geschlossene Ortschaft mit mehr als 500 Einwohner über ein Wärmenetz (vgl. hierzu auch IFEU et al. 2011, 319). 60 % aller Wohnungen werden mit leitungsgebundener Wärme versorgt und ein Haus ohne Wärmenetzanschluss gilt als „ein bisschen minderwertig“ (Nast 30.09.2011, mdl.). Würde sich diese Auffassung auch in Deutschland durchsetzen, könnte dies die Technik aufwerten. Voraussetzung ist ein Wertewandel auf Nutzerseite. Daher scheint es sinnvoll, neben einem verbesserten rechtlichen Rahmen auf Überzeugungsarbeit zu setzen. Angesprochen werden sollten engagierte Einzelakteure in Gemeinden sowie Multiplikatoren wie Kommunen und Stadtwerke, die den Bau und Betrieb kleiner Wärmenetze vorantreiben und die (ggf. erneuerbare) Leitungswärme entsprechend vermarkten können (vgl. auch Leprich 07.05.2008).

⁶¹⁰ Eine Kommune mit 20.000 Einwohnern müsste etwa 30.000 Euro für ein kommunales Wärmenutzungskonzept veranschlagen (IFEU et al. 2011).

⁶¹¹ Vgl. <http://www.fernwaerme-info.com/>, Abruf 25.09.2012.

⁶¹² Der AGFW zählt auch die geringe Regulierungsdichte bei der Fernwärme als potenziellen Bonus für das Versorgungsunternehmen – so seien langfristige Verträge und eine niedrige Wechselbereitschaft der Endkunden gegeben (AGFW 2009, 22).

Von den Kommunen müssten Kommunikationskonzepte entwickelt werden, die auf erfolgreiche Modellprojekte verweisen und in deren Rahmen die allgemeinen Vorteile erneuerbarer Wärmenetze herausgestellt werden. Die Kommunen selbst sollten ihre Erfolgsbeispiele besser vermarkten. Diese Maßnahmen könnten der Investitionszurückhaltung entgegenwirken.

6.8.3.6 Gewichtung der Lösungsoptionen

Als Maßnahmen zur Überwindung der Hemmnisse wurden weiterentwickelte Förderinstrumente, Wärmenutzungsplanung sowie eine intensiviertere Imagearbeit betrachtet. Anschluss- und Benutzungssatzungen (vgl. Kapitel 6.5.2.7) haben eine Berechtigung für die Verdichtung der Wärmeabnahme in Bestandsnetzen, es muss allerdings darauf geachtet werden, dass die Akzeptanz für Leitungswärme gewahrt bleibt.

Die besten Potenziale zur Hemmnisüberwindung werden einer Verpflichtung zur Erstellung kommunaler Wärmenutzungskonzepte in Verbindung mit weiterentwickelten Anreizinstrumenten und intensiver Öffentlichkeitsarbeit zugeschrieben. Mit diesem Instrumentenmix könnten die Anteile leitungsgebundener und regenerativ erzeugter Wärme gesteigert werden. Insbesondere die Kommunen sollten sich ihrer großen Verantwortung bei Planung und Durchsetzung entsprechender Energiekonzepte bewusst werden (Nitsch et al. 2010, 61).

Zwar besteht mit § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB ein Netzzugangsrecht für Drittanbieter, die Chancen einer Umsetzung im Sinne einer Wärmenetzzugangs- und Wärmenetzentgeltverordnung werden dagegen als gering eingeschätzt.

6.8.4 Perspektiven der leitungsgebundenen Wärmeversorgung

Im Wärmesektor liegen nach wie vor große Potenziale zur CO₂-Minderung durch den Einsatz erneuerbarer Energien brach, die sowohl durch die Substitution fossiler Brennstoffe in Einzelanlagen als auch – womöglich effizienter – durch Wärmenetze erschlossen werden können.

Verglichen mit der hohen Aufmerksamkeit, die dem Stromsektor in der energiepolitischen Diskussion zuteil wird, findet der Wärmemarkt zu selten die ihm zustehende Bedeutung. Für einen erfolgreichen Klimaschutz spielt der Umbau des Wärmesektors hin zu einer stärkeren EE-Nutzung jedoch eine herausragende Rolle (Nitsch et al. 2010, 59). Leitgedanke muss dabei die intelligente Vernetzung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen sein. „Alle drei Netze müssen dazu im ständigen Informationsaustausch über Energieerzeugung und -nachfrage stehen und über Speicher unterschiedlicher Kapazität und Leistung verfügen“ (Nitsch et al. 2010, 16).

Die Zukunftsperspektiven netzgebundener Regenerativwärme liegen bei integrierter Planung vor allem im Siedlungsneubau, wo allerdings eine ansteigende Energieeffizienz und damit niedriger Restwärmebedarf zum Standard werden wird. Aber auch im Gebäudebestand, der nur langsam saniert bzw. durch Neubauten ersetzt wird, bestehen Potenziale für EE-Wärmenetze. Deren Planung und Umsetzung ist im Vergleich zum Neubau mit höheren Transaktionskosten (allerdings auch höherem Wärmeabsatz) verbunden.

Eine grundsätzliche Priorisierung leitungsgebundener EE-Wärme gegenüber anderen individuellen EE-Wärmeversorgungskonzepten wurde politisch bisher nicht vorgenommen. Unter ökonomischen Gesichtspunkten ist dies auch nicht sinnvoll, da der Bau zentraler Infrastrukturen (hohe Investitionen,

lange Amortisationsdauer) im Kontext rückläufiger Wärmebedarfsentwicklung und demographischer Wandlungsprozesse zu betrachten ist. Ein flächendeckendes, mit der Elektrizitätsversorgung vergleichbares und regenerativ betriebenes Wärmenetz wird daher nicht entstehen.

Hinzu kommt, dass sich die Dominanz individueller (nicht-leitungsgebundener) konventioneller Wärmeversorgung offenbar nicht ohne Weiteres aufbrechen lässt. Das Konzept leitungsgebundener EE-Wärme bekommt in Zukunft möglicherweise zusätzliche Konkurrenz: Eine Studie des Fraunhofer IWES geht davon aus, dass der bis 2050 aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudereich stark reduzierte Wärmebedarf privater Haushalte fast komplett durch Wärmepumpen - ggf. unter Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien - gedeckt werden kann.⁶¹³

Bei EE-Wärmenetzen handelt es sich um ein sinnvolles und vor dem Hintergrund klimapolitischer und effizienzbezogener Ziele vorzugswürdiges Konzept. Allerdings scheinen die Vorteile leitungsgebundener EE-Wärme im Vergleich zu individueller Wärmeversorgung nur selten zum Tragen zu kommen. Die EE-Leitungswärme wird aus Sicht der Autoren ein Nischenkonzept für die Erhöhung der EE-Anteile in der Wärmeversorgung bleiben, das sich nur unter den spezifischen Voraussetzungen des Einzelfalls gegenüber konkurrierenden individuellen Wärmeversorgungskonzepten (fossil und regenerativ) durchsetzt. Dazu bedarf sie eines verbesserten ökonomischen Förderrahmens.

Ob eine leitungsgebundene Wärmeversorgung sinnvoll und wirtschaftlich ist, hängt von mehreren Faktoren und ihrem Zusammenwirken im Einzelfall ab. In diesem Sinne sind auch die erörterten Restriktionen als *potenzielle* Hemmnisse zu verstehen die im Einzelfall unterschiedlich aufeinander einwirken.

⁶¹³ Vgl. UBA (2010, 23 f.); IFEU & Wuppertal Institut (2009, 195 f.); Kapitel 6.2.4.

7 Zusammenfassung der Restriktionen

Die Netzinfrastuktur bildet das Rückgrat des Energieversorgungssystems. Die Erhöhung ihrer Leistungsfähigkeit ist von zentraler Bedeutung für hohe Anteile erneuerbarer Energien in der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung. Aufgabe der vorliegenden Untersuchung war es, die wichtigsten Hemmnisse zu identifizieren, die bei der Erhöhung der EE-Anteile zu überwinden sind. Die Zusammenschau der Barrieren soll zu ihrer Überwindung beitragen, selbst wenn damit der Umfang der Herausforderungen, die sich mit dem Ziel der Energiewende stellen, verdeutlicht wird. Jedoch gibt es für die Energiewende keinen Schalter, sondern sie ist als komplexer und auch langfristiger Prozess anzugehen.

Strom-, Gas- und Wärmenetze werden in der vorliegenden Studie als sozio-technische Systeme verstanden. Die Analyse der netzspezifischen Restriktionen erfolgte daher aus der Perspektive verschiedener wissenschaftlicher Disziplinen. Im Folgenden werden die wichtigsten gesellschaftlichen, ökonomischen, technischen, rechtlichen und planerischen Barrieren und Erschwernisse zusammengefasst.

Seit Beginn der Untersuchung sind im Zuge der starken Dynamisierung des Energiewendeprozesses bereits viele Impulse zur Überwindung der aufgezeigten Restriktionen gesetzt worden, andere stehen noch aus. Die Entwicklung neuer Lösungsansätze zur Überwindung der Hemmnisse wird in dieser Untersuchung nur stellenweise angedeutet und stand nicht im Fokus des Vorhabens.

7.1 Erhöhung der EE-Anteile an der leitungsgebundenen Stromversorgung

Die Restriktionen im Stromnetz werden entsprechend der Analysestruktur für die beiden Netzebenen Übertragungs- und Verteilnetz sowie für die speziellen Fragen der Wind-Offshore-Anbindung und der Speichereinbindung getrennt behandelt.

7.1.1 Restriktionen für höhere EE-Anteile an der Stromversorgung im Bereich des Übertragungsnetzes

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist eine zentrale Voraussetzung für die Integration wachsender EE-Anteile in die Stromversorgung und für den grenzüberschreitenden Energietransport. Mit den folgenden Überschriften sind die übergeordneten Restriktionen adressiert; ihnen werden jeweils differenzierende und erläuternde Ursachen bzw. Teilaspekte zugeordnet, aus denen sich das Gesamtbild zusammensetzt.

7.1.1.1 Restriktionen für eine nachvollziehbare Bedarfsermittlung

Unsicherheit über benötigte Transportkapazitäten: Ausreichend bemessene Transportkapazitäten stellen eine zentrale Voraussetzung für hohe EE-Anteile an der Stromversorgung dar. Über die zukünftige Entwicklung der zentralen kapazitätsrelevanten Parameter (künftige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch, das Ausbautempo und vor allem die räumliche Verteilung der Erzeugung regenerativer Energien sowie die Kostenentwicklung) bestehen aber vielfältige Unsicherheiten. Sie basieren sowohl auf der schwierigen Prognostizierbarkeit als auch auf grundlegenden Auffassungsunterschieden und Werthaltungen über die Energiezukunft. Besteht bereits ein Dissens über die

zugrundeliegenden Annahmen der Bedarfsmodellierung, sind Kontroversen über daraus abgeleitete Netzausbaubedarfe die unausweichliche Folge.

Die Unwägbarkeiten der Bedarfsentwicklung erfordern eine flexible Steuerung sowie einen behutsamen, iterativen Netzausbau, sodass Fehlentwicklungen korrigiert und neue Entwicklungen berücksichtigt werden können.

Schwere Vermittelbarkeit der komplexen Bedarfsermittlung: Die Hintergründe der Bedarfsermittlung stellen die zentrale Grundlage für die Beurteilung des technisch Machbaren und des gesellschaftlich und ökonomisch Zumutbaren dar. In den Konsultationen im Zuge der Bedarfsplanung behindert die hohe technische und informationsseitige Komplexität der Bedarfsermittlung und ihre Darstellung eine qualifizierte Beteiligung der breiten Öffentlichkeit. Die kritische, sachbezogene Auseinandersetzung über die Bedarfsermittlung und ihre Hintergründe kann nur von einem vergleichsweise kleinen Expertenkreis geleistet werden. Eine Schwierigkeit der frühzeitigen Aktivierung (als Voraussetzung für mehr Akzeptanz) liegt überdies in der Abstraktheit der strategischen Bedarfsplanung. Potenziale und Risiken verschiedener Technikoptionen sind von komplexen und zu differenzierenden Faktoren abhängig. Diese Komplexität erschwert eine breite Kommunikation und Diskussion über technische Lösungsalternativen erheblich. Hinzu kommt, dass sich auch Experten hinsichtlich des Ausbaubedarfs zum Teil uneinig sind bzw. widersprüchliche Standpunkte vertreten. Das Vermittlungsproblem steht einer frühzeitigen Aktivierung entgegen. Zusammen mit den als unzureichend empfundenen Konsultationen (keine „echte“ Beteiligung) kann sich dies auch künftig restriktiv auf das Erreichen einer breiten Legitimation auswirken.

Informationsasymmetrie durch mangelnde Datentransparenz: Die EnWG-Novelle hat nicht zur vollständigen Beseitigung der Informationsasymmetrie zwischen Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur geführt. 50Hertz ist als erster Übertragungsnetzbetreiber zwar dazu übergegangen, seine Lastflussdaten mit einem Tag Verzögerung im Internet zugänglich zu machen. Die Bundesnetzagentur kann als Aufsichtsbehörde die Veröffentlichung von Daten erzwingen. Ob sie von ihren Möglichkeiten, insbesondere dem *Anspruch* auf Offenlegung aller Lastdaten der Übertragungsnetzbetreiber, Gebrauch macht, bleibt abzuwarten. Nach wie vor bestehen Zweifel, inwieweit die Bundesnetzagentur ohne umfassende Kenntnis dieser Daten ihrem Prüf- und Legitimationsauftrag für die Bedarfsplanung nachkommen kann. Mangelnde Datentransparenz könnte zu Zweifeln an der Notwendigkeit der Netzausbauvorhaben führen und den Netzausbau somit beeinträchtigen

7.1.1.2 Fehlende Akzeptanz

Nach aktuellen Umfragen kann sich die Energiewende – und auch der Netzausbau – auf eine breite gesellschaftliche Akzeptanz stützen. Im konkreten Planungsfall zeigen sich aber erhebliche Widerstände ortsansässiger Bürger und ihrer Interessensvertretungen.

Intransparenz und fehlende Glaubwürdigkeit als Ursache fehlender Akzeptanz: Zweifel an der Notwendigkeit des Netzausbaus bzw. nicht nachvollziehbare Bedarfsbegründungen stellen eine zentrale Restriktion für einen beschleunigten Ausbau dar. Die mit dem EnWG erstmalig eingeführte energiewirtschaftliche Bedarfsplanung auf Bundesebene löst den Versuch der Bedarfslegitimation durch das EnLAG ab. Die Veröffentlichung von Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplan soll die Nachvollziehbarkeit der Bedarfsermittlung und ihre Legitimation

verbessern. Sie unterliegen einer erweiterten Öffentlichkeitsbeteiligung (Jedermann-Beteiligung im Rahmen von Konsultationen). Inwieweit hierdurch eine höhere Glaubwürdigkeit und Zustimmung zu den Ergebnissen der Bedarfsermittlung auf Bundesebene sowie Beschleunigung erreicht wird, kann derzeit noch nicht beantwortet werden. Die Anerkennung des Bedarfsplans wird auch davon abhängen, inwieweit die Stellungnahmen im Rahmen der vorausgegangenen Konsultationen berücksichtigt werden.

Überforderung der Beteiligten: Die Beteiligten befürchten, dass aufgrund der schnellen Sequenz der (jährlichen) Konsultationen grundlegende Annahmen zum Netzausbaubedarf (z. B. Einsatz von fossilen Rohstoffen, Offshore-Ausbau, Windenergieausbau im südlichen Teil Deutschlands) nicht angemessenen überprüft werden können. Überdies sind jeweils nur die Änderungen des Szenariorahmens im Vergleich zum Vorjahr Gegenstand der Konsultation. Ein Gesamtbild (neuer Szenariorahmen) wird alle drei Jahre erstellt. Es besteht das Risiko, dass der kurzfristige (jährliche) Turnus der Konsultation zu einer Überforderung der Beteiligungswilligen führt.

Ablehnung zusätzlicher Risiken und Belastungen: Eigentümer und Anwohner wehren sich gegen den Bau von 380 kV-Freileitungstrassen, da die von ihnen ausgehenden visuellen Wirkungen und Emissionen (Lärm, elektromagnetische Strahlung) als belastend empfunden werden und die Wohnumfeldqualität sowie den Wert ihrer Grundstücke mindern.

Die Erdverkabelung wird dagegen als die fortschrittlichere und umweltschonendere Technik angesehen. Der Forderung nach einer generellen (Teil-)Erdverkabelungspflicht in sensiblen Bereichen wurde bisher aber nicht gefolgt. Auch der Forderung nach höheren Mindestabständen zur Wohnbebauung sowie einem Absenken der Emissionsgrenzwerte ist die Bundesregierung bisher nicht nachgekommen.

Die Initiativen zur Verbesserung der Akzeptanz (Informations- und Dialogoffensive) richten sich auf eine verbesserte Öffentlichkeitsbeteiligung. Allein durch die Eröffnung weiterer Beteiligungsmöglichkeiten (Konsultationen) werden Restriktionen durch mangelnde Akzeptanz gegenüber Großprojekten nur schwer zu überwinden sein. Neben Partizipationsmöglichkeiten erwarten die Betroffenen auch Zugeständnisse im Hinblick auf die Ausführung (Belastungsminderung durch Erdkabeltechnik, Umtrassierung) sowie finanzielle Entschädigungen oder Teilhabe an Gewinnen. Bislang werden die Ansprüche der Betroffenen nur unzureichend erfüllt. Auch erlaubt das geltende Rechtsregime keine zufriedenstellende Handhabung der finanziellen Entschädigungswünsche. Eine Änderung des Entschädigungsrechts für Netzausbauvorhaben ist eine hohe Hürde, da damit Präzedenzfälle für alle großen Infrastrukturvorhaben geschaffen werden könnten. Es ist jedoch festzuhalten, dass auch das Angebot von Entschädigungen keine Garantie dafür bietet, dass keine Rechtsmittel eingelegt werden, denn viele Bürger lehnen es ab, sich „kaufen“ zu lassen.

7.1.1.3 Ökonomische Restriktionen

Kosten angesichts der technischen Leistungsfähigkeit: Höchstspannungs-Freileitungen sind – unabhängig davon, ob für Gleich- oder Wechselstrom – im Vergleich zu Höchstspannungs-Erdkabeln deutlich kostengünstiger. Der Kostenmehraufwand für Erdkabel entsteht generell durch die höheren Verlegungs- und Wartungskosten sowie durch eine vermutlich kürzere Lebensdauer. Unter den gegebenen Finanzierungsbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber (siehe unten) und dem regulierten Anreizsystem stellen diese Mehrkosten eine maßgebliche Restriktion dar. Netzbetreiber

scheuen die Höchstspannungs-Erdverkabelung mit Wechselstromtechnik auch, weil ihre Komponenten noch nicht als Stand der Technik betrachtet werden und bisher nur in wenigen Sonderfällen über kurze Distanzen eingesetzt werden.

Kapitalschwäche der Übertragungsnetzbetreiber: Die Finanzierung von Neubau, Ausbau und Erweiterung des Übertragungsnetzes stellt insbesondere Übertragungsnetzbetreiber mit Offshore-Anschlussverpflichtung vor große finanzielle Herausforderungen. Die jahrelange Verzögerung der gesetzlichen Pflichten und die daraus resultierenden Haftungsrisiken verringern die Risikobereitschaft. Erschwerend kommt hinzu, dass sie in Folge ihrer unternehmerischen Trennung (Unbundling) nicht mehr Teil finanzstarker Verbundunternehmen sind. Dies hat Folgen hinsichtlich der Kreditwürdigkeit und Finanzierungsmöglichkeiten über den Kapitalmarkt – und damit indirekt auch auf die Bereitschaft und Fähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber in ihr Netz zu investieren.

Renditeerwartungen der Netzbetreiber: Die Renditeerwartungen der Netzbetreiber liegen oberhalb der zulässigen Renditen in Höhe von 9,09 %. Der BDEW weist darauf hin, dass dieser Wert *unter* dem internationalen Durchschnitt liege. Da diese Grenze bei aktuellen Investitionen nicht überschritten werden darf, schränkt dies die Bereitschaft der Netzbetreiber ein, in den Ausbau der Netze und ihre Modernisierung zu investieren. Dies wirkt sich nachteilig auf die zeitgerechte Bereitstellung der Transportkapazitäten aus.

Die Bundesnetzagentur vertritt hingegen die Auffassung, dass die zulässige Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 9,09 % bei Netz-Neuinvestitionen in Deutschland ausreichend und im europäischen Vergleich angemessen sei und eine weitgehend risikofreie Rendite ermöglicht. Zwar haben die Gesetzesnovellen (EnWG, NABEG) die Netzbetreiberpflichten hinsichtlich der Antragstellung und Beibringung von Planungsunterlagen konkretisiert. Eine direkte rechtliche Handhabe, die Netzbetreiber zu bestimmten Investitionen zu veranlassen, besteht jedoch nach wie vor nicht.

Anreizregulierung aus Sicht der Netzbetreiber: Aus Perspektive der Bundesnetzagentur ist durch die Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung die Investitionsfähigkeit in das Übertragungsnetz sichergestellt. Auf Basis der Investitionsbudgets können die Übertragungsnetzbetreiber die festgelegte Erlösobergrenze (so genannte „cap“) um die Kapitalkosten der genehmigten Investitionsprojekte überschreiten, was ihnen einen angemessenen Kapitalrückfluss ermöglicht. Auf diese Weise soll gewährleistet werden, dass trotz der Effizienzanforderungen der Anreizregulierung (Kostenminimierung für Verbraucher) die notwendigen Investitionen in die Netze getätigt werden. Nach Auffassung der Netzbetreiber werden jedoch die anfallenden Kosten bei der Beantragung von Investitionsbudgets nicht angemessen abgebildet, zudem sind die Investitionsbudgets zu knapp bemessen (zu starke Deckelung). Unterbleiben notwendige Modernisierungen aus diesem Grund, wirkt sich dies restriktiv auf den Übertragungsnetzausbau und damit auf die Integration von EE-Strom aus.

7.1.1.4 Technische Restriktionen

Technische Machbarkeit von Höchstspannungs-Erdverkabelung: Der verbreiteten Forderung nach Erdverkabelung des Übertragungsnetzes halten die Netzbetreiber entgegen, dass diese Technik noch nicht technisch ausgereift und damit die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet sei. Eine Anwendung der Höchstspannungs-Erdkabel außerhalb der dafür vorgesehenen Pilotstrecken lehnen sie ab. Darüber hinaus bestehen kontroverse und derzeit nicht verifizierbare Auffassungen über die technisch mögliche und sichere Länge von Höchstspannungs-Teilverkabelungsstrecken. Solange die

Frage der technischen Machbarkeit ungeklärt bleibt, können Erdkabel nicht zielgerichtet zur Erhöhung der Akzeptanz in einzelnen Bereichen eingesetzt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber ziehen sich auf das Argument der Versorgungssicherheit zurück und treiben die Anwendung und Erprobung der technischen Innovationen wegen vielfältiger Vorbehalte (strukturelle Probleme, Wartung etc.) nicht aktiv voran. Daran ändern auch die gesetzlich vorgesehenen Pilotanwendungen (EnLAG) nichts, denn sie entwickeln keine ausreichende Triebkraft für die Umsetzung und Technikerprobung.

Einzelfallabhängigkeit der Eignung von Übertragungstechniken: Im deutschen Freileitungs-Übertragungsnetz wird bisher – abgesehen vom Offshore-Netz in der Nordsee - ausschließlich Dreiphasen-Wechselstrom-Technik verwendet. Erst seit kurzem wird alternativ dazu auch die Höchstspannungsgleichstromtechnik für die Stromübertragung in Betracht gezogen. Welche Technik vorzugswürdig ist, hängt in hohem Maße vom Einsatzbereich ab (Kurz- oder Langstreckentransport, zu übertragende Leistungen, Freileitung oder Kabel). Eine abstrakte Priorisierung der Übertragungstechnik ist nicht möglich.

Grenzen für die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen: Um den Netzausbaubedarf zu begrenzen, sollen nach eigenem Bekunden der Übertragungsnetzbetreiber zunächst immer die Möglichkeiten der Optimierung, Ertüchtigung und Umrüstung an bestehenden Übertragungsleitungen geprüft werden („Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau“, NOVA-Prinzip). Das NOVA-Prinzip konnte jedoch nicht gesetzlich verankert werden. Vorteilhaft ist, dass Optimierungsmaßnahmen insbesondere genehmigungstechnisch schneller umsetzbar sein können als ein Neubau. Ein Zeitgewinn kann auch einen wirtschaftlichen Vorteil bedeuten. Restriktionen für Optimierungsmaßnahmen sind aber deren unsichere Potenziale zur Steigerung der Übertragungskapazitäten. Der Anwendung der Ertüchtigungsmaßnahmen stehen zudem technische und wirtschaftliche Restriktionen entgegen. Zum Beispiel steigen beim Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen mit der Temperatur auch die Übertragungsverluste, was zu wirtschaftlichen Einbußen führt. Das Temperaturmonitoring der Leiterseile ermöglicht nur eine begrenzte Erhöhung der Übertragungskapazität in Abhängigkeit von der Außentemperatur und ist aufgrund der notwendigen Ausstattung mit Messtechnik ebenfalls kostenintensiv. Gemessen am erreichbaren Leistungszuwachs sind diese Maßnahmen oft nicht kostengünstiger als ein Neubau bzw. sorgen nicht für die benötigte Kapazitätssteigerung, um das n-1-Kriterium zu erfüllen.

7.1.1.5 Rechtliche, verfahrensbezogene und administrative Restriktionen

Verzögerungen in laufenden Verfahren: Dem schnellen Übertragungsnetzausbau stehen lange Planungs- und Genehmigungszeiten für diese komplexen Großprojekte entgegen. Derzeit (2012) sind mehr als die Hälfte aller EnLAG-Netzausbauvorhaben gegenüber dem ursprünglichen Zeitplan verzögert. Für die bereits laufenden Verfahren nach EnLAG bestehen insbesondere folgende Hemmnisse: Bei länderübergreifenden Trassen bestehen ein erhöhter Transaktions- und Abstimmungsaufwand und Abschtigungsprobleme zwischen Raumordnung und Planfeststellungsebene. Zudem ist die Personalausstattung der Landesbehörden für die Bearbeitung zu gering. Die Bundesländer und ihre Behörden haben sich jedoch freiwillig verpflichtet, diese Restriktionen abzubauen (vgl. z. B. Beschleunigungspakt in Schleswig-Holstein).

Die Bundesregierung hat mit dem Energiepaket 2011 (EnWG-Novelle und NABEG) Voraussetzungen für die Beschleunigung zukünftiger Übertragungsnetzausbauprojekte geschaffen. Vor allem sollen die verfahrensbezogenen Transaktionskosten durch Kompetenzbündelung auf Bundesebene gesenkt und die Öffentlichkeitsbeteiligung verbessert werden.

Die folgenden Abschnitte beziehen sich auf bereits ergriffene Maßnahmen zur Minderung der verfahrensbezogenen, administrativen Restriktionen. Dabei wird deutlich, dass nach wie vor Konflikte bestehen, deren Restriktionspotenzial noch nicht abschätzbar ist.

Beschleunigungspotenzial durch Kompetenzbündelung: Nach dem Willen der Bundesregierung sollen die administrativen Hemmnisse für zukünftige Vorhaben des Bundesbedarfsplans durch die Zusammenführung der Zuständigkeiten für die Bundesfachplanung und die nachfolgende Planfeststellung nach NABEG in einer Bundesbehörde vermindert werden. Einschränkend ist anzumerken, dass diese Bündelung nur zum Tragen kommt, wenn die Länder die Liste der unter diese Regelung fallenden Projekte akzeptieren (§ 2 Abs. 2 NABEG).

Nach gegenwärtiger Einschätzung birgt eine Bündelung der Fachplanung auf Bundesebene prinzipiell Beschleunigungspotenziale, aber auch Risiken. Die Bundeskompetenz für den Übertragungsnetzausbau kann verhindern, dass die politischen Interessen einzelner Bundesländer verzögernd z. B. auf die Korridorplanung durchschlagen. In der neuen Bundesfachplanung sind die Mitsprachewünsche der Bundesländer nach § 9 NABEG (Behördenbeteiligung) geregelt. Die Länder haben nach § 2 Abs. 2 NABEG außerdem die Möglichkeit, sich die Kompetenz für die Planfeststellung – und damit die Letztentscheidung über die Projektzulassung – vorzubehalten. Nach §§ 9 und 14 NABEG können betroffene Länder Einwendungen erheben. Somit bleibt abzuwarten, ob eine Verfahrensbeschleunigung erreicht werden kann.

Bundekompetenz versus föderale Vielfalt: Eine Zersplitterung von Zuständigkeiten und die Diversität der rechtlichen und fachlichen Anforderungen stellt für große, überregionale Infrastrukturvorhaben grundsätzlich eine Restriktion dar. In der Überwindung der föderalen Unterschiede wird ein beträchtliches Beschleunigungspotenzial gesehen. Mit der Verlagerung von Kompetenzen auf die Bundesebene ist die Chance auf eine Vereinheitlichung der Verfahrensabwicklung und insbesondere der umwelt- und planungsrechtlichen Anforderungen verbunden. Die Länder befürchten hingegen eine unzureichende Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten und Interessen. Aus Umweltsicht birgt die Vereinheitlichung zudem Konfliktstoff, wenn damit ein Absenken des bisherigen Anforderungsniveaus verbunden ist. Die betroffenen Gemeinden und Anwohner haben überdies die Befürchtung, dass die angemahnte Bürgernähe durch eine Kompetenzverlagerung auf die Bundesebene konterkariert wird.

Notwendiger Kompetenzaufbau für energiewirtschaftliche Planung auf Bundesebene: Die Bundesnetzagentur muss in kurzer Zeit die notwendige Sachkompetenz sowie geeignete Strukturen für eine kompetente und im Vergleich zur Handhabung in den Ländern effizientere Verfahrensabwicklung der komplexen Infrastrukturplanungen aufbauen. Dieser Umstand birgt Chancen für administrative Innovationen wie z. B. die Handhabung von Entscheidungsprozessen im Hinblick auf eine offeneren und stärker beteiligungsorientierte Planung. Eine Restriktion im Hinblick auf die öffentliche Anerkennung der institutionellen Entscheidungskompetenz besteht jedoch darin, dass sich die Bundesnetzagentur ihre Glaubwürdigkeit in Bezug auf die Bedarfsfestlegung sowie die

Objektivität bei der Entscheidung über Korridor- und Trassenplanung erst erwerben muss. Als neue Herausforderung stellt sich der Bundesbehörde die Aufgabe, die länderspezifischen Besonderheiten und die Interessen der regionalen Öffentlichkeit angemessen zu berücksichtigen und ausreichende Bürgernähe herzustellen.

Überhöhte Anforderungen an Verfahrensunterlagen: Angesichts der Konflikträchtigkeit der Vorhaben und der gerichtlichen Anfechtbarkeit der Entscheidung tendieren die Behörden dazu, eher höhere als zu geringe Anforderungen an die Beibringung von Verfahrensunterlagen zu stellen. Dies führt dazu, dass die Behörden die Planunterlagen im Vorfeld z. T. mehrfach nachbessern lassen und teilweise flankierende Expertengutachten einholen. Der Prozess wird damit zunehmend komplexer. Aus Perspektive der Netzbetreiber sind die Nachforderungen nicht immer gerechtfertigt. Vereinzelt wurden Vorstöße unternommen, die Anforderungen durch eine Aussetzung der umwelt- und naturschutzrechtlichen Vorschriften bei Trassen des Übertragungsnetzes zu vermindern. Diesem Ansinnen stehen allerdings – abgesehen von Ausnahmemöglichkeiten – regelmäßig europarechtliche Vorgaben zum Arten- und Gebietsschutz entgegen.

Verfahrensverzögerungen durch mangelnde Akzeptanz auf Ebene der Planfeststellung: Die Planfeststellung wird auch zukünftig ein bedeutsamer Flaschenhals für eine beschleunigte Realisierung von Übertragungsleitungen sein. Wesentlicher Grund ist der Widerstand auf lokaler Ebene, der nicht nur durch negative Einstellungen gegenüber dem Projekt, sondern auch gegenüber Antragstellern und Entscheidern geprägt ist. Die erweiterte (formelle) Öffentlichkeitsbeteiligung kann hier nur begrenzt Abhilfe schaffen. Neben der Beteiligung werden auch Zugeständnisse im Hinblick auf die Ausführung bzw. Möglichkeiten der finanziellen Teilhabe erforderlich sein, um die Duldung der Projektdurchführung zu erreichen.

Verfahrensverzögerungen durch Einlegen von Rechtsmitteln und mangelnde Kapazitäten der Behörden: Gegen eine landesplanerische Beurteilung auf Ebene der Raumordnung (Korridorplanung) können keine Rechtsmittel mit aufschiebender Wirkung eingelegt werden. Hingegen entstehen wesentliche Verzögerungen infolge der rechtlichen Anfechtung von Genehmigungsentscheidungen auf Planfeststellungsebene. Für Verzögerungen über die üblichen Fristen hinaus sind v. a. kapazitätsprobleme bei den Gerichten sowie Defizite in der Handhabung und Abwicklung bei den Behörden verantwortlich. Die mangelnden Kapazitäten sind ein fortgesetztes Hemmnis.

7.1.1.6 Restriktionen durch widerstreitende Akteursinteressen und Machtstrukturen

Interessen- und Machtkonstellationen: Die vorgenommenen Rechtsänderungen haben zu einer starken Konzentration der Gestaltungsmacht in der Bundesnetzagentur geführt. Hinsichtlich des Vertrauens in die Neutralität und Objektivität der Entscheidungsfindung könnte es sich als restriktiv erweisen, dass es sich bei der Bundesnetzagentur um eine dem Bundeswirtschaftsministerium nachgeordnete Behörde handelt. Die kritische Öffentlichkeit befürchtet, dass die Bundesnetzagentur im Zuge der Bedarfsplanung enge Verbindungen zu den Übertragungsnetzbetreibern unterhält und im Einflussbereich der Interessen der konventionellen Energiewirtschaft steht. Hinzu kommt, dass auch die Informations- und Dialogoffensive von einer der konventionellen Energiewirtschaft und dem Bundeswirtschaftsministerium nahestehenden Einrichtung (dena) getragen wird. Diese Machtkonstellation steht dem Ansinnen entgegen, das Misstrauen zwischen Entscheidern und Entscheidungsbetroffenen abzubauen.

Verzögerungen durch fehlende Mitwirkungsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber: In der Vergangenheit sind Fälle aufgetreten, in denen der Übertragungsnetzbetreiber die Antragstellung verzögert hat. Zwischen erster Kontaktaufnahme, Antrag auf Eröffnung des Verfahrens und tatsächlicher Verfahrenseröffnung vergingen lange Zeiträume, zumal wenn die Verfahrensunterlagen mehrfach nachgebessert und vervollständigt werden mussten. Mit den 2011 vorgenommenen Änderungen nach § 6 S. 2 NABEG kann die Bundesnetzagentur nun jedoch den Übertragungsnetzbetreiber auffordern, einen Antrag auf Eröffnung des Verfahrens der Bundesfachplanung zu stellen. Allerdings ist keine Sanktionierung – wie etwa die Verhängung eines Bußgeldes – vorgesehen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber dieser Aufforderung nicht oder nicht innerhalb einer bestimmten Zeit folgt. Ob das Verfahren zügig oder schleppend vorankommt, scheint nach wie vor auch vom Interesse der Übertragungsnetzbetreiber abzuhängen.

7.1.1.7 Ökologische und soziale Implikationen des Netzausbaus

Gesundheitliche und visuelle Beeinträchtigungen: Gründe für die Ablehnung von neuen Hochspannungsleitungen sind vor allem befürchtete gesundheitliche Wirkungen durch elektrische und magnetische Felder, visuelle Beeinträchtigungen, Einschränkungen der Wohn- und Lebensqualität sowie Immobilienwertverluste. Aus Sicht der Betroffenen haben der Wohnumfeldschutz sowie der Werterhalt von Grundstücken einen zu geringen Stellenwert bei der Netzausbauplanung. Sie sind nicht bereit, zusätzliche Belastungen ohne erkennbaren Nutzen für die Region oder den Einzelnen hinzunehmen und empfinden es als ungerecht, wenn der Netzbetreiber einen aus ihrer Sicht unverhältnismäßig hohen ökonomischen Nutzen durch den Leitungsausbau realisiert. Die Höhe der Entschädigungsleistungen, die den betroffenen Grundstückseigentümern im Falle der Inanspruchnahme oder Überspannung zustehen, wird im Verhältnis dazu als zu gering eingestuft.

Widerstand erhebt sich vor allem dort, wo der Trassenverlauf nahe an Siedlungsgebiete herangeführt werden soll. Wenngleich nicht mit den derzeitigen immissionsschutzrechtlich verankerten Grenzwerten begründbar, wird von den Planungsbetroffenen (Bürgern und Kommunen) im Interesse des Wohnumfeldschutzes ein Mindestabstand zu Wohngebäuden (200 m zu einem Wohngebäude im Außenbereich; 400 m zu Wohngebäuden im Geltungsbereich eines Bebauungsplans) gefordert. Besonderer Widerstand regt sich vor allem in Regionen, in denen in jüngerer Vergangenheit bereits Infrastrukturgroßprojekte (Autobahnbau, ICE-Trasse, Pumpspeicher) realisiert wurden. Hier ist ein hoher Grad an Vorbelastung erreicht. Konflikte um Vorbelastungen zeigen auch die Grenzen der Konzentration von Belastungswirkungen durch die Bündelung von Infrastrukturtrassen auf. Negativeffekte kommen insbesondere dann zum Tragen, wenn der Bau der Infrastrukturen z. B. aus planungsrechtlichen Gründen zeitlich nicht synchronisiert werden kann.

Widerstand gegen die Inanspruchnahme von Schutzgebieten: Die Querung von streng geschützten Gebieten (Nationalparke, Biosphärenreservate, FFH- und Vogelschutzgebiete) sowie von Landschaftsräumen, die aufgrund ihrer Erholungsfunktion, ihrer Bedeutung als historische Kulturlandschaft oder als unzerschnittene Freiräume einen hohen Wert aufweisen, ist besonders konfliktträchtig. Die Inanspruchnahme dieser Gebiete ist zwar nicht von vornherein rechtlich ausgeschlossen. Jedoch ist die Prüfung, ob diese Gebiete gequert oder tangiert werden können, regelmäßig mit einem erhöhten Untersuchungs- und Prüfungsaufwand verbunden.

7.1.2 Restriktionen für die Anbindung der Offshore-Windparks

Eine Vielzahl von Offshore-Windparks ist zwar bereits genehmigt, praktisch wurden bisher jedoch wenige Windparks realisiert. Das Bundesumweltministerium geht angesichts der Verzögerungen bei der Errichtung von höchstens 10 GW Offshore-Kapazität bis zum Jahr 2020 aus, wobei dieser Wert schon sehr ambitioniert erscheint. Ob sich bis zum Jahr 2030 die im Energiekonzept genannten 25 GW realisieren lassen, wird die Zukunft zeigen. Der Rückstand beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten steht in engem Zusammenhang mit der Netzanbindung („Henne-Ei-Problem“).

7.1.2.1 Ökonomische Restriktionen

Verzögerte Realisierung von Offshore-Windparks: Die Realisierung von Offshore-Windparks ist gegenüber den ursprünglichen Zeitplänen im Verzug. Sie tragen daher bislang kaum zur Erhöhung der EE-Anteile an der Stromversorgung bei. Zwar hat die Bundesregierung eine Reihe fördernder Maßnahmen ergriffen: So wurden z. B. die Vergütungssätze im EEG deutlich erhöht, die Errichtung der ersten zehn Offshore-Windparks wird über die KfW gefördert, Betreiber der Offshore-Windparks wurden von restriktiv wirkenden Regelungen zu Netzananschlusskosten befreit und die Planung und Genehmigung insgesamt vereinfacht. Zudem unterstützt eine Reihe von Akteuren der EE-Branche die Umsetzung der Ziele der Bundesregierung. Dennoch bleibt das hohe Investitionsrisiko eine zentrale Restriktion. Hinzu kommen die angesichts der hohen Risiken ggf. zu schwachen Gewinnanreize für die Investoren (Großinvestoren bzw. Konsortien, Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerke, Fondsgesellschaften, ausländische Investoren) sowie technische Herausforderungen aufgrund der Bedingungen in großer Tiefe weitab der Küste.

Kostentragungsregeln, Kapitalschwäche und Investitionszurückhaltung der Netzbetreiber: Die Netzbetreiber müssen die Kosten für den Netzananschluss (Netzknoten sowie Sammelanbindung zum wirtschaftlich günstigsten Netzananschlusspunkt) übernehmen. Auch die Planungskosten für die künftig benötigten Netzanbindungen gehen zu ihren Lasten. Die hohen Netzananschlusskosten für Offshore-Windparks (ca. 30 % der Gesamtkosten) verteilen sich auf die beiden zuständigen Netzbetreiber TenneT und 50 Hertz, die jeweils Tochterunternehmen zur Bewältigung der Aufgabe gegründet haben. TenneT – zuständig für Netzanlüsse in der Nordsee – trägt die Hauptlast bei der Anbindung der Windparks auf See. Das Unternehmen hat jedoch Ende 2011 erklärt, das finanzielle Risiko der Offshore-Netzanlüsse nicht allein tragen zu können und damit deutlich gemacht, dass es einer weitergehenden Regelung zur Kostentragung bedarf.

7.1.2.2 Rechtliche, planungsbezogene und administrative Restriktionen

Rechtzeitigkeit des Seekabelanschlusses vs. Fehlinvestitionsrisiko – Das Henne-Ei-Problem: Die verbindliche Anbindungszusage des Netzbetreibers ist eine Voraussetzung für das Finanzierungskonzept der Offshore-Windparks. Die termingerechte Netzanbindung kann durch Finanzierungs-, Planungs- oder Genehmigungsaspekte beeinträchtigt werden. Die Unsicherheit darüber, ob eine termingerechte Herstellung der Netzanbindung erfolgt, wirkt sich restriktiv auf die Realisierung von Offshore-Windparks aus. Im August 2012 wurde beschlossen, den Offshore-Netzananschluss neu zu regeln. Ein Netzentwicklungsplan Offshore soll verbindliche Termine vorgeben, zu denen der Anschluss eines Parks fertiggestellt sein muss. Wirtschaftliche Schäden der Anlagenbetreiber wegen nicht rechtzeitiger Netzanbindung sollen von den Netzbetreibern zu 90 % erstattet werden. Die

entstehenden Schadensersatzsummen sollen über eine Umlage auf die Netzentgelte auf die Stromkunden abgewälzt werden. Mit den durch die Haftungsregelung beschränkten Risiken für die Netzbetreiber dürften sich deren Konditionen der Kapitalbeschaffung verbessert haben. Ob die neue Regelung das Henne-Ei-Problem auflöst, ist abzuwarten.

Zersplitterte Zuständigkeiten und unterschiedliche Rechtsregime: Ein Fortschritt für die Planung im Küstenmeer bis zum Netzverknüpfungspunkt wurde mit der Planfeststellungspflicht für Offshore-Anbindungen (§ 43 EnWG) im Küstenmeer und an Land erreicht. Das zuvor gesplittete Genehmigungsverfahren für die Trasse kann nun in *einem* Verfahren zusammengefasst werden. Dennoch erschweren die aufgeteilten Zuständigkeiten und die unterschiedlichen Rechtsregime für die Ausschließliche Wirtschaftszone (SeeAnIV) und das Küstenmeer (EnWG) die verfahrensmäßige Zusammenfassung von Windpark- und Seekabelprojekten auch weiterhin und tragen zur Unübersichtlichkeit sowie zu deren Koordinations- und Synchronisationsproblemen bei.

Fehlende Planungssicherheit für Seekabel-Netzanbindungen: Voraussetzung für eine höhere Planungssicherheit bei der Planung von Netzanschlüssen ist es aus Sicht der Netzbetreiber, dass die Einschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit von Offshore-Anlagen verbessert wird. Fehlen verbindliche Zusagen der Windpark-Betreiber und sind die Realisierung sowie der Zeitpunkt der Einspeisung unbestimmt, steigt aus Sicht der Netzbetreiber das Risiko von Fehlinvestitionen. Die Realisierungswahrscheinlichkeit soll künftig anhand von bestimmten, von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Kriterien besser eingeschätzt werden können. Es ist jedoch noch nicht abzusehen, ob die bestehenden Restriktionen dadurch in ausreichendem Maße gemindert werden.

7.1.2.3 Ökologische Implikationen des Offshore-Netzausbaus

Konflikte mit dem Meeresnaturschutz: Bei der Anbindung der Offshore-Windparks sind Nationalparke bzw. ökologisch sensible Mündungsbereiche von Elbe, Weser, Jade und Ems zu queren. Die Kabeltrassen müssen demnach zwangsläufig durch Gebiete mit erhöhtem Schutzinteresse (Nationalparke), durch Gebiete erhöhter konkurrierender Nutzung (u. a. Schifffahrt) oder durch Gebiete starker morphologischer Dynamik geführt werden. Insbesondere die Handhabung der europarechtlich begründeten Gebiets- und Artenschutzvorschriften erweist sich als aufwändig, aber überwindbar. Zur Wahrung der Meeresschutzinteressen müssen die Netzbetreiber Auflagen zur Vermeidung und Verminderung von Beeinträchtigungen einhalten, die den Bauablauf verkomplizieren können. Hierdurch kann den Netzbetreibern ein deutlicher Mehraufwand entstehen.

7.1.2.4 Technische Restriktionen

Inhomogenität der Sammelanbindungen als potenzielle Barriere für ein funktionierendes internationales Stromnetz auf See: Für die Anbindung der Offshore-Windparks greifen die Netzbetreiber jeweils auf die aus ihrer Sicht kostengünstigste Technik zur Anbindung zurück. So bevorzugt 50 Hertz in der Ostsee Wechselstrom zur Anbindung der küstennahen Standorte. In der Nordsee setzt TenneT hingegen auf Gleichstrom (HGÜ) zur Anbindung der Cluster-Anschlusspunkte in der Nordsee an das Übertragungsnetz auf dem Festland.

Bei der Errichtung neuer Netzverbindungen stehen in der Regel Kostenerwägungen, nicht jedoch die technische Kompatibilität der Leitungen mit der langfristigen Perspektive eines internationalen Seenetzes im Vordergrund. Somit wird die Systemkompatibilität der Netzverbindungen untereinander

der vernachlässigt. Auf lange Sicht könnte dies die Entwicklung eines länderübergreifenden, effizienten Offshore-Netzes (unter Vermeidung von Redundanzen und Umweltauswirkungen bzw. zur Optimierung des Gesamtsystems) erschweren. Inwiefern dies jedoch eine Relevanz für die möglichst effiziente Integration des offshore erzeugten Stroms in das deutsche Stromversorgungssystem hat, ist derzeit noch unklar.

7.1.2.5 Planungsbezogene Restriktionen

Mangelnde Koordination und Synchronisation der Offshore-Netzplanung: Der mit dem EnWG 2011 eingeführte Offshore-Netzplan für die ausschließliche Wirtschaftszone sollte Offshore-Anlagen identifizieren, die für eine Sammelanbindung geeignet sind, die notwendige Trassen für die Anbindungsleitungen sowie grenzüberschreitende Stromleitungen darstellen und die Standorte für die Konverterplattformen festlegen. Da dieser Offshore-Netzplan eine unzureichende Verbindlichkeit aufweist, lassen sich die Koordinations- und v. a. Synchronisationsprobleme (zeitliche Fertigstellung) der Netzanbindung damit nicht beheben. Im August 2012 wurde daher ein Kabinettsbeschluss zur Änderung des EnWG gefasst, der eine stärkere Verbindlichkeit der Offshore-Netzplanung vorsieht. Der nun zu erstellende Offshore-Netzplan (vgl. Kapitel 7.1.2.1) trifft verbindliche Vorgaben für die technische Ausführung. Darüber hinaus ist die Aufstellung eines „Bundesfachplan Offshore“ (§ 17a EnWG) vorgesehen. Durch die darin getroffenen Vorfestlegungen zum Trassenverlauf wird eine Beschleunigung erwartet, da er für die nachfolgenden Entscheidungen der Planfeststellungsbehörde verbindlich ist. Zur Lösung der Synchronisationsprobleme wurde flankierend die Haftungsregel eingeführt. Derzeit ist noch nicht absehbar, ob die Koordinations- und Synchronisationsprobleme der Offshore-Netzplanung damit wirkungsvoll gelöst sind.

Temporäre Engpässe bei der Lieferbarkeit von Kabeln und spezialisiertem Equipment: Temporäre Engpässe bei der Verfügbarkeit von Kabeln, Umspannwerken, Gleichstromtechnik, Spezialschiffen und auch Fachpersonal verzögern die Verlegung von Seekabeln und damit die Entwicklung der Offshore-Windkraft. Diese Engpässe können schneller überwunden werden, wenn Investitionssicherheit besteht.

7.1.3 Restriktionen für die EE-Integration in das Verteilnetz und die Entwicklung von Smart Grids

Die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien erfolgt ganz überwiegend in das Verteilnetz. 80 % der EE-Erzeugungsanlagen sind dort angeschlossen. Die starke Beanspruchung durch Windstromeinspeisung führt dazu, dass einzelne Leitungen in den Verteilnetzen insbesondere in Nord- und Ostdeutschland zeitweise bereits an der Kapazitätsgrenze arbeiten. Windkraftanlagen müssen deshalb zunehmend temporär abgeregelt werden. In Süddeutschland treten Belastungen vor allem auf der Niederspannungsnetzebene durch regional hohe Photovoltaik-Einspeiseraten auf.

Obwohl der Netzausbaubedarf des Verteilnetzes kilometerbezogen wesentlich umfangreicher ist, tritt der Aus- und Umbaubedarf des Verteilnetzes in der öffentlichen Wahrnehmung stark hinter die Konflikte um den Ausbau des Übertragungsnetzausbaus zurück. Eine Vernachlässigung der umfassenden Modernisierung des Verteilnetzes kann sich als eine starke Restriktion für die Integration hoher EE-Anteile auswirken.

Für die elektronische Steuerung der Verteilnetzebene wird das Konzept des „Smart Grid“ diskutiert, das über eine bloße Erweiterung der Leitungskapazitäten hinausgeht und eine Vernetzung der Netzbetriebsmittel, der Stromerzeuger, -verbraucher und -speicher mit einer komplexen Kommunikations- und Steuerungstechnologie vorsieht. Bislang enthält die Verteilnetzebene jedoch kaum intelligente Steuerungs- und Überwachungselemente. Diese wären zugleich Voraussetzung für das Ermöglichen bidirektionaler Stromflüsse. Bereits die Komplexität dieses anspruchsvollen Konzepts zur Steuerung der Erzeugungs- und Lastflüsse stellt eine Herausforderung dar.

7.1.3.1 Ökonomische Restriktionen

Wirtschaftlichkeit der Optimierungskonzepte auf Verteilnetzebene: In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der Optimierungskonzepte des Verteilnetzes gelten im Wesentlichen die bereits für das Höchstspannungsnetz getroffenen Aussagen, da das Anreizregulierungsreglement und zulässige Eigenkapitalverzinsungen analog zur Anwendung kommen. Die sich daraus ergebenden Restriktionen sind nahezu gleich.

Wirtschaftlichkeit von elektronischen Messsystemen (Smart Meter): Elektronische Zähler gelten als ein zentraler Baustein für intelligente Energienetze. Ihre Anwendung war bis 2011 in Deutschland nicht verbindlich vorgegeben, es gibt (noch) keinen flächendeckenden „roll out“ der neuen Zählertechnik. Grund ist insbesondere der für Netzbetreiber nicht deutlich erkennbare betriebswirtschaftliche Nutzen. Netzbetreiber haben kaum Eigeninteresse an der Finanzierung einer Technik, die zu Verbrauchsreduzierungen führen und damit den Stromdurchsatz verringern. Auch in privaten Haushalten ist die Nachfrage nach elektronischen Zählern aufgrund der nur geringen Lastverschiebungspotenziale (siehe Ausführungen zu Demand Side Management weiter unten), fehlender zeitvariabler Tarife und kaum vorhandener Einsparungsmöglichkeiten bei hohen Kosten der elektronischen Zähler gering.

7.1.3.2 Rechtliche, regulative und koordinatorische Restriktionen

Unzureichende Regulierung der technischen Ausführung von Smart Grids: Restriktionen für die Umsetzung eines Smart Grid sind neben hohen Kosten und derzeit geringem Nutzen für Netzbetreiber und Haushalte unzureichende rechtliche Regulierungen im EnWG und in der MessZV. Hier fehlen noch konkrete EU-weit einheitliche technische Standards für die Zähler sowie anreizfördernde Festlegungen zur Kostentragung, Vorfinanzierung und Umlegbarkeit der Kosten.

Mangelnde Koordination beim Ausbau der Verteilnetze: Im Gegensatz zum Übertragungsnetz ist eine koordinierte, netzübergreifende Planung auf Verteilnetzebene durch die Netzbetreiber nicht bindend vorgeschrieben. Eine räumlich begrenzte Netzentwicklungsplanung ist nur in Fällen verpflichtend, in denen die Bundesnetzagentur eine Notwendigkeit explizit feststellt. Da die Netzstabilisierung auf Verteilnetzebene vor allem eine komplexe Koordinierungsaufgabe darstellt, würde eine integrierte Netzentwicklungsplanung Möglichkeiten bieten, möglichen Netzbelastungen bereits durch eine regionale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch vorzubeugen.

Umgehbarkeit der Verkabelungspflicht im Verteilnetzausbau: Für den Bereich der Vorhabenzulassung haben die neuen Vorgaben im EnWG für die Planung und Genehmigung von Hochspannungsleitungen zu Vereinfachungen für den Verteilnetzausbau geführt. Jedoch bestehen weiterhin Konflikte bei der Umsetzung einer weitgehenden Verkabelungspflicht auf 110 kV-Ebene.

Die im EnWG geregelten hohen Voraussetzungen erlauben jedoch keine ausreichende Durchsetzung der Verkabelungspflicht. Die Verteilnetzbetreiber können angesichts der im Gesetz genannten Vorbehalte bzw. Bedingungen für eine Verkabelung weiterhin Freileitungen beantragen. Da eine Nachbesserung im EnWG (Verkabelung als Regelfall, Freileitung nur in begründeten Ausnahmen) noch nicht erfolgt ist, sind diesbezüglich weiterhin Konflikte zu erwarten und Verzögerungen können nicht ausgeschlossen werden.

Unsicherer Zubau von Erzeugungsanlagen: Verteilnetzbetreiber in Gebieten mit hoher Zubau-dynamik bei den Einspeiseanlagen haben erhebliche Unsicherheiten bei der Netzplanung zu bewältigen. Sie sind in der Regel erst spät darüber informiert, in welchem Umfang und wo ein Ausbau der Erzeugungsanlagen mittel- bis langfristig stattfindet. Dies stellt eine Restriktion für einen koordinierten und langfristig ausgerichteten Verteilnetzausbau dar.

7.1.3.3 Zweifel an Datensicherheit und Potenzialen von Smart Grids

Fehlende Akzeptanz von elektronischen Messsystemen (Smart Metern): Die elektronischen Zähler und ihre Einbindung in ein Kommunikationsnetz müssen den Vorschriften des Datenschutzes und der Datensicherheit entsprechen. Auf Seiten der Netzbetreiber gilt es zu verhindern, dass „Hacker“ über zahlreich vorhandene Datenzugänge (Anbindung des elektronischen Zählers an das Internet) in die elektronische Steuerung des Stromnetzes eindringen und seine Funktion beeinträchtigen können. Die Akzeptanz (Duldung) der neuen Mess- und Informationstechnik bei den Stromkunden hängt stark vom Schutz gegen Datenmissbrauch ab. Können die Zweifel an der Datensicherheit nicht ausgeräumt werden, wirken sich die Akzeptanzdefizite restriktiv auf den Einsatz der Messsysteme und damit auf die Möglichkeiten eines gezielten Nachfragemanagements aus.

Unsichere Potenziale von Smart Grids für das Erzeugungs- und Lastmanagement: Smart Grids sollen einerseits zur Netzstabilität beitragen und andererseits eine bessere kapazitäre Netzauslastung ermöglichen, um den notwendigen Leitungszubau zu senken. Entsprechende Maßnahmen werden aus den oben genannten Gründen gegenwärtig jedoch nur sehr zögerlich ergriffen. Zudem wirkt sich die fehlende Betriebserfahrung restriktiv auf die Innovationsbereitschaft der technisch-konservativen und sicherheitsorientierten Netzbetreiber aus. Darüber hinaus ist unklar, inwieweit mit dem über ein Smart Grid gesteuertes Erzeugungs- und Lastmanagement der Netzausbaubedarf tatsächlich gesenkt und die Netzauslastung verbessert werden kann.

Auch ein erfolgreicher Einsatz der E-Mobilität zur Netzentlastung ist von vielen Bedingungen abhängig, deren Erfüllbarkeit derzeit noch unsicher ist. Eine zentrale Voraussetzung wäre die Verwirklichung eines Smart Grid – diese unterliegt jedoch, wie beschrieben, erheblichen Restriktionen. Gegenwärtig bestehen aus Sicht der Automobilindustrie keine ausreichenden Anreize, Leistungselektronik für E-Fahrzeuge zu entwickeln und einzusetzen, die einen positiven Effekt auf die Systemstabilität der Stromversorgung hat. Eine weitere Restriktion besteht bezüglich der Aufbringung der Kosten für die Ladeinfrastruktur. Das Ladeverhalten der Nutzer stellt überdies eine potenzielle Einschränkung der netzstabilisierenden Potenziale der E-Mobilität dar. Das Potenzial des Einsatzes von Elektrofahrzeugen für das Lastmanagement scheint tendenziell höher zu sein als das Potenzial ihrer Nutzung als bidirektionale Speicher. Somit bestehen hohe Barrieren für den Einsatz von Elektrofahrzeugen zum Ausgleich von Lastschwankungen in Kopplung mit einem Smart Grid.

7.1.4 Restriktionen für den Speicherausbau

Die Nutzung von Speichern zur Verbesserung der EE-Integration und der Netzentlastung unterliegt vorrangig technischen und ökonomischen, aber auch rechtlichen Restriktionen.

Unsicherheiten über den Speicherbedarf: Das Tempo und die räumliche Verteilung des Ausbaus der EE-Stromerzeugungsanlagen ist nicht scharf prognostizierbar. Daher ist unklar, zu welchem Zeitpunkt und an welchem Ort wie viel Speicherbedarf entsteht. Die Unsicherheit wird dadurch verschärft, dass das Potenzial des (ggf. transeuropäischen) Netzausbaus und der Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch sowie die Einbindung von Elektromobilität zur Senkung notwendiger Speicherkapazitäten nicht genau bestimmt werden kann. Bisher wurden Voraussetzungen für den wirtschaftlichen Speicherbetrieb, wie der Wegfall von Netzentgelten, EEG-Umlage oder Stromsteuer für den Strombezug von Speicheranlagen, rechtlich geregelt. Darüber hinaus bietet der Rechtsrahmen aber bisher keine Anreize für einen Speicherausbau. In der aktuellen Situation ist dies noch nicht kritisch, zukünftig dürfte hier jedoch Handlungsbedarf bestehen.

Unsicherheiten über das Potenzial von Speichern für die Senkung des Netzausbaubedarfs: Speicher erlauben die Aufnahme und Abgabe von Energie und ermöglichen damit eine Lastverschiebung und saisonalen Ausgleich. Ob und in welchem Umfang Speicher den Transportbedarf von lastfern erzeugtem EE-Strom zu den Verbrauchszentren und damit den Netzausbaubedarf mindern können, ist noch kaum untersucht. Werden Speicher aus wirtschaftlichen Gründen marktgeführt betrieben und nicht nur mit dem Ziel des EE-Überschussausgleichs, ist ihre Entlastungswirkung für das Netz gering oder sogar kontraproduktiv.

Unausgereifte Speichertechniken: Viele Speichertechniken (z. B. Superkondensatoren und supra-leitende Spulen; adiabate Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Konzepte) sind noch nicht ausgereift und befinden sich noch in der Entwicklung. Sie sind somit noch nicht technisch verfügbar, eignen sich nicht zur langfristigen Einspeicherung, haben geringe Wirkungsgrade und/oder sind sehr teuer.

Hohe Kosten von Speichern: Der Einsatz von Speichern ist nicht zuletzt aufgrund der mit der Überführung von Strom in speicherbare Energie verbundenen Energieverluste kostenträchtig. Nach Auffassung einiger Experten ist der großräumige Ausbau des Leitungsnetzes zu einem europäischen Stromverbund („Gedankenmodell Kupferplatte“) oder die Anwendung anderer Flexibilisierungsmaßnahmen dem Ausbau von Speichern vorzuziehen.

Konfliktpotenzial und lange Genehmigungsverfahren für Speicher: Pumpspeicherwerke gelten als eine erprobte Technik. Für eine saisonale Lastverschiebung, wie sie zukünftig benötigt wird, eignen sich die in Deutschland verfügbaren Kapazitäten jedoch nicht. Die Potenziale der Lastverschiebung liegen eher im Stundenbereich, die Reserven für eine Überbrückung von Versorgungsausfällen ebenfalls. Die Notwendigkeit ihres Ausbaus als Langfrist-Speicheroption im zukünftigen Energiesystem kann daher nicht plausibel begründet werden. Dies wirkt sich restriktiv aus, zumal beim Ausbau *obertägiger* Pumpspeicherwerke erhebliche Konflikte allein aufgrund der Dimensionen des Projekts entstehen. Die Flächeninanspruchnahme, topographische Eingriffe mit Veränderungen des Landschaftsbildes und Beeinträchtigungen der Erholungsmöglichkeiten sowie Auswirkungen auf den Wasserhaushalt sind Ursachen für Proteste von betroffenen Gemeinden, Anwohnern und Naturschutzverbänden. Überdies treten während der Bauzeit erhebliche Störwirkungen durch Lärm auf.

Auch *untertägige* Speicherlösungen (untertägige Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher) sind nicht ohne negative Auswirkungen (z. B. Schadstoffaustrag, Aussolung von Kavernen) zu realisieren und damit potenziell konfliktträchtig.

Erfahrungen mit laufenden Projekten zeigen, dass die Zulassungsverfahren viel Zeit beanspruchen und von intensiven Auseinandersetzungen mit Anwohnern und Naturschutzvertretern begleitet sein können. Die Bedarfslegitimation und die Rechtfertigung der Standortauswahl können auch im Fall von Pumpspeicherwerken nur schwer zu überwindende Hürden darstellen.

7.2 Zusammenfassung der Restriktionen für die Integration hoher EE-Anteile in die Gasnetze

Auch für den Gassektor wurden im Energiekonzept der Bundesregierung ehrgeizige Einspeiseziele für erneuerbares Gas (Biomethan und Substitute Natural Gas (SNG), d. h. Methansynthese auf Basis von aus EE-Strom hergestelltem Wasserstoff) gesetzt. Im Vergleich zu den Stromnetzen genießt der Umbau der Gasinfrastrukturen zur Optimierung der Integration höherer Anteile erneuerbar erzeugter Gase jedoch weniger Aufmerksamkeit. Gleichwohl scheinen in diesem Bereich erhebliche Restriktionen zu bestehen, die die Erfüllung der angesprochenen Zielsetzungen behindern. Maßgebliche Restriktionen für hohe EE-Anteile ergeben sich bereits aufgrund der Charakteristik des Gasmarktes (vgl. Kapitel 7.2.1). Kapitel 7.2.2 beleuchtet die spezifischen Restriktionen für die Einspeisung von Biomethan. In Kapitel 7.2.3 werden Restriktionen aufgezeigt, die perspektivisch die Einspeisung von SNG in das Gasnetz betreffen können.

7.2.1 Restriktionen aufgrund der Charakteristik des Gasmarktes

Die Ausgangssituation im Gassektor ist durch mehrere restriktiv wirkende Merkmale gekennzeichnet:

Marktbeherrschung durch fossile Erdgasimporte: Die Gasversorgung wird von fossilem Erdgas dominiert. Die marktbeherrschenden Akteure – die Gasimportwirtschaft und Gashandelsunternehmen – sind überwiegend durch langfristige Lieferverträge gebunden und am Absatz der vertraglich gebundenen Gasimporte interessiert. Der Unterstützerkreis für Biomethan hat im Vergleich dazu nur geringen Markteinfluss. Die Nutzung überschüssiger Strommengen zur Herstellung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan findet zwar große politische Unterstützung, ist aber faktisch noch auf einzelne kleine Pilot- und Demonstrationsvorhaben beschränkt und wird auch erst langfristig zur Stromspeicherung notwendig. Durch die Aktivitäten der aktuellen und potenziellen EE-Einspeiser ist die Marktmacht der Gasimporteure und Vertriebsunternehmen nicht in Frage gestellt.

Sinkende Gasnachfrage: Mittelfristig gehen die Gasversorger aufgrund rückläufiger Bevölkerungszahlen und steigender Gebäudeeffizienz von einer sinkenden Gasnachfrage in der Fläche aus. Punktuell kann es jedoch auch zur Erhöhung der Gasnachfrage durch den Einsatz von Gaskraftwerken für Regenergie kommen.

Niedriges Erdgas-Preisniveau: Der Erdgaspreis ist im Vergleich zu den Gasen aus erneuerbaren Energieträgern („Erneuerbare Gase“) konkurrenzlos niedrig. Für alle erneuerbaren Gase – d. h. für Biomethan und vor allem für die Einspeisung von Wasserstoff- oder synthetischem Methan – bestehen daher angesichts des schrumpfenden Marktes und der Preiskonkurrenz hohe Markteintrittsbarrieren. Die hohen Erzeugungskosten für erneuerbare Gase tragen dazu bei, dass die Erreichung der in der GasNZV verankerten und im Energiekonzept der Bundesregierung bestätigten Einspeiseziele für erneuerbare Gase (v. a. Biomethan) sehr fraglich sind.

7.2.2 Restriktionen für die Einspeisung von Biomethan

Die Biomethaneinspeisung ist stark von den politisch gesetzten Rahmenbedingungen abhängig. Die Biomethan-Einspeisung wird durch eine Reihe Steuerungsimpulse gefördert und durch einflussreiche

Akteure (Landwirtschaftslobby, Biogasrat) unterstützt, jedoch stehen diesen eine Reihe begrenzender Faktoren gegenüber (fehlende Nachfrage, mangelnde Wirtschaftlichkeit, Preiskonkurrenz zu Erdgas), die sich restriktiv auf die Erhöhung der Biomethananteile auswirken.

Geringe Biomethanerzeugungs- und Bereitstellungsmengen: Die Einspeiseziele für Biomethan werden nicht erreicht, da die Biomethanerzeugungsmengen hierfür nicht ausreichen. Grund dafür sind die hohen Gestehungskosten für Biomethan. Über 50 % der Kosten werden durch die Substrate verursacht. Die Kostensenkungspotenziale sind gering, zumal die Substratverfügbarkeit nicht beliebig steigerbar ist.

Fehlende Naturverträglichkeit – Zweifel an der Nachhaltigkeit: Der Anbau von Energiepflanzen zur Biogaserzeugung befördert eine zunehmende Flächen- und Nutzungskonkurrenz. Er führt zur Intensivierung der landwirtschaftlichen Nutzung und zieht einen Verlust der Biodiversität in Agrar-ökosystemen nach sich. Ziele und Schutzvorschriften des Ressourcen-, und Landschaftsschutzes treten zunehmend in Konflikt. Diese Faktoren stehen einer großmaßstäblichen Ausweitung der Erzeugungskapazitäten entgegen. Zudem trifft der Zubau von Biogas-Großanlagen auf Vorbehalte der Anwohner, die diesen Anlagen Beeinträchtigungen der Wohnumfeld- und Erholungsqualität zuschreiben. Somit begrenzen Substratknappheit und lokale Akzeptanzprobleme die Erfolgsaussichten für die Erhöhung der Erzeugungskapazitäten.

Fehlende spezifische Nachfrage: Marktseitig stellt vor allem die fehlende spezifische Nachfrage nach (reinem) Biomethan und seinen spezifischen Qualitäten eine Restriktion für höhere Einspeisemengen dar. Wie bereits erwähnt, sind Erzeugung und Einspeisung mit hohen Kosten verbunden. Zwar haben sich durch die Einspeisung weitere Verwertungspfade (Verstromung in semizentralen BHKW, Mobilität, Wärmeerzeugung) eröffnet. Die Instrumente EEWärmeG und EEG stimulieren die Nachfrage bis dato jedoch nicht im erwünschten Maße.

Begrenzte Leitungskapazitäten auf Verteilnetz-/Ortsnetzebene: Geringe Leitungskapazitäten, saisonal begrenzte Nachfrage bzw. Entnahmen und fehlende Rückspeisungsmöglichkeiten begrenzen in ländlichen Gebieten die vor Ort einspeisbaren Gasmengen. Diese zumeist saisonalen Einspeiseengpässe könnten durch eine Netzmodernisierung – z. B. den Einbau von Verdichtern zur Ermöglichung eines bidirektionalen Lastflusses sowie Gasmisch- und Regelanlagen zur Herstellung einer gleichbleibenden Gasqualität – überwunden werden. Jedoch bleiben derartige Modernisierungsinvestitionen aus (siehe unten) und begrenzen dadurch die Einspeisemöglichkeiten.

Ausbleibende Netzmodernisierung: Mittel- und langfristig begrenzen ausbleibende Modernisierungsinvestitionen in das Gasnetz die Einspeisemöglichkeiten von erneuerbarem Gas. Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber besteht kaum Interesse, in die Netzmodernisierung zu investieren, da die ARegV hierfür – wie im Stromnetz – nicht genügend Anreize bietet. Hinzu kommt, dass die Kosten für die Rückspeisung vom Verteilnetz in das vorgelagerte Transportnetz gegenwärtig vom Verteilnetzbetreiber zu tragen sind, während die Transportnetzbetreiber von den Kosten freigestellt sind. Dieses Hemmnis könnte überwunden werden, indem die Kostentragungsregelung zugunsten der Verteilnetzbetreiber so geändert wird, dass die Kosten auch von den Transportnetzbetreibern (ganz oder zumindest anteilig) getragen werden. Bisher hat der Gesetzgeber noch keine Schritte in diese Richtung unternommen.

Netzzugangsregeln und Kostentragung für den Netzzugang: Durch die Novellierungen der einspeise-relevanten Verordnungen GasNZV und GasNEV haben sich die Einspeisevoraussetzungen (Netzzugang, Anspruch und Priorisierung) bereits deutlich verbessert. Die Gasnetzbetreiber müssen sich an den Netzanschlusskosten beteiligen, was die Wirtschaftlichkeit von Einspeiseprojekten erhöht hat. Die für die Netzeinspeisung aufzubringenden Kosten mindern jedoch die Bereitschaft der Verteilnetzbetreiber Kapital für Netzmodernisierungen, z. B. zur Ermöglichung der Lastflussumkehr, aufzubringen.

Sinkende Akzeptanz für Biomethanerzeugung: Die Nutzung von Bioenergie zur Stromerzeugung wird in Fachkreisen zunehmend kritisch beurteilt. Vor Ort stehen v. a. Umwelt- und Naturschutzverbände sowie betroffene Anwohner dem Ausbau der Biomethanerzeugung kritisch gegenüber („Vermaisung der Landschaft“). Die Widerstände richten sich gegen die Intensivierung des Pflanzenbaus und damit einhergehende Landschaftsveränderungen sowie insbesondere gegen große Biogasanlagen. Für eine umwelt- und naturverträgliche Steuerung der Anlagenstandorte fehlen geeignete Steuerungsinstrumente, mit denen diese Konflikte ggf. befriedet werden können. Auch der Energiepflanzenanbau kann nur begrenzt gesteuert werden. Trotz aufkommender Kritik konnten die Landwirtschaftsverbände und das Bundeslandwirtschaftsministerium Beschränkungen für den Energiepflanzenanbau und einen Rückgang der Biomethan-Förderung im EEG bisher erfolgreich abwehren.

7.2.3 Restriktionen für die Einspeisung von Substitute Natural Gas

Das Konzept zur Erzeugung von Substitute Natural Gas (SNG) als Speichergas beinhaltet zunächst die Herstellung von Wasserstoff und – in einem weiteren Wandlungsschritt – die Methansynthese. Das als „Power-to-Gas“ (PtG) bezeichnete Konzept wird von einer breiten Allianz aus politischen Akteuren, Gas- und Stromnetzbetreibern unterstützt und von Protagonisten aus dem Bereich der Forschung vorangetrieben. Die EE-Stromwirtschaft und die Forschungskonsortien haben starkes Interesse an der Heranführung des Konzepts an den Markt. Die vorgenommenen Anpassungen von EnWG, GasNZV und GasNEV bilden für die Wasserstoffeinspeisung bereits einen förderlichen regulativen Rahmen. Jedoch ist das Konzept noch eine Zukunftsvision, weil sich einerseits die Technik noch in der Entwicklung befindet, andererseits die Notwendigkeit große Strommengen zu speichern erst bei EE-Stromanteilen von 60 % bis 70 % und mehr besteht. Dies wird voraussichtlich erst nach dem Jahr 2030 der Fall sein. Im Falle ihrer Markteinführung (damit wird in ca. 10 bis 15 Jahren gerechnet) unterläge die Einspeisung von SNG den in Kapitel 7.2.1 beschriebenen, restriktiv wirkenden Kontextfaktoren des Gasmarktes.

Hohe Kosten, Preiskonkurrenz durch Erdgas und energetische Wandlungsverluste: Grundsätzlich sind die Einspeisebedingungen für SNG mit denen für Biomethan vergleichbar. Beim gegenwärtigen Erdgaspreisniveau bedarf das Konzept der Herstellung von SNG einer starken Förderung zur Erlangung der Markt- und Konkurrenzfähigkeit. Ohne diese ist eine kommerzielle Umsetzung des Konzepts nicht zu erwarten. Eine finanzielle Honorierung der Lastverschiebungs- und Stabilisierungsfunktion für das Stromnetz könnte die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Die hohen Kosten und die mangelnde Konkurrenzfähigkeit werden vor allem durch die energetischen Wandlungsverluste bei der Gaserzeugung und Rückverstromung hervorgerufen. Für eine Wettbewerbsfähigkeit müssten sowohl die Erdgaspreise deutlich steigen als auch die Kosten des

überschüssigen EE-Stroms sehr gering sein, da die Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung im gesamten SNG-Prozess voraussichtlich nicht sehr groß sind.

Beimischungsobergrenzen für Wasserstoff: Die mit dem Ziel der Lastverschiebung angestrebte Speicherbarkeit von Stromüberschüssen wäre bereits mit der Wandlung von Strom zu Wasserstoff erreicht. Im Hinblick auf die Einspeisung stellen v. a. die von der Gaswirtschaft festgelegten Obergrenzen der Beimischung ($< 10\%$) eine Restriktion für eine großmaßstäbliche Umsetzung des PtG-Konzepts auf Basis von Wasserstoff dar. Derzeit wird diskutiert, inwieweit diese Obergrenzen technisch bedingt sind (Qualitätsanforderung an die Gaszusammensetzung) oder eine gezielte Marktabstottung darstellen.

Anwendungs- und Akzeptanzprobleme von Wasserstoff: Vor allem für die Wandlung von Strom zu Wasserstoff können Umsetzungsprobleme entstehen. Der Umgang (Lagerung, Transport) mit reinem Wasserstoff im Zusammenhang mit der Elektrolyse wird hinsichtlich der Explosionsgefahr als gefährlicher angesehen als der Umgang mit Erdgas. Diesbezügliche Befürchtungen der Bevölkerung könnten sich restriktiv für die Planung und Genehmigung von Elektrolyse-Großanlagen auswirken. Restriktionen für das Wandlungsprodukt Wasserstoff wirken sich schließlich auch auf die Erzeugung von synthetischem Methan negativ aus.

Technische Restriktionen bei der Anwendung: Bei höheren Wasserstoffanteilen verändern sich die kalorischen Eigenschaften des Gases, was vor allem hinsichtlich der Abrechnung Herausforderungen mit sich bringt (veränderter Energiegehalt). Zudem müssten bestimmte Gasgeräte für diese Nutzung umgerüstet werden. Gegenwärtig setzen die technischen Normen Obergrenzen für die maximal tolerierbare Beimischung ($< 10\%$). Daraus könnten perspektivisch lokale Begrenzungen für die Wasserstoffeinspeisung entstehen.

Anwendungs- und Akzeptanzprobleme der Methanisierung: Im Zusammenhang mit der Herstellung von SNG kann die Bereitstellung des für die Methanisierung benötigten CO und CO₂ zu Konflikten führen. Bei der Methanisierung wird Wasserstoff mit CO₂ angereichert. Fraglich ist, ob sich der Wandlungsschritt der Methanisierung mit dem Konzept der CO₂-armen Energiewirtschaft vereinbaren lässt, oder ob dieses Vorgehen an Legitimationsgrenzen stößt. Dies könnte der Fall sein, wenn z. B. in konventionellen Kraftwerken abgetrenntes CO₂ (fossiler Herkunft) verwendet wird. In den Pilotanwendungen wird oft das bei der Biomethan-Einspeisung abgetrennte CO₂ verwendet.

Unsicherheiten über die benötigte Lastverschiebung: Über die mittel- bis langfristig benötigten Speicherkapazitäten für Gas, das mit EE-Strom erzeugt wurde, liegen derzeit nur grobe Schätzungen vor. Dies gilt auch für den möglichen Beitrag des PtG-Konzepts zur Laststeuerung. Diese Unsicherheiten haben vermutlich eine begrenzende Wirkung auf den Ressourceneinsatz und das Engagement, mit dem die Fortentwicklung der Konzepte vorangetrieben wird.

7.3 Zusammenfassung der Restriktionen für die Integration von EE-Wärme in Wärmenetze

Im Unterschied zum Strom- und Gassektor sind Wärmenetze Inselnetze, bei denen Wärmeerzeugung und -verteilung in einer Hand liegen. Die Restriktionen für diese nicht untereinander verbundenen Netze sind, anders als bei den Flächennetzen für Strom und Gas, vor allem durch die *lokalen* Rahmenbedingungen geprägt.

Die Darstellung der Restriktionen wird im Folgenden danach differenziert, ob sie für neu zu bauende und bereits bestehende Netze gleichermaßen gelten (Kapitel 7.3.1), ob sie verstärkt auf die Erhöhung der EE-Anteile in *Bestandsnetzen* (Kapitel 7.3.2) oder auf den *Neubau* von EE-betriebenen Wärmenetzen (Kapitel 7.3.3) einwirken.

Die besondere Herausforderung der EE-Integration in Wärmenetze besteht darin, die verschiedenen technischen Elemente (Wärmeerzeugung, Spitzenlastabdeckung, Netzstruktur, Speicherung, Einspeisung aus mehreren dezentralen Einheiten), die Finanzierung und die divergierenden Interessen der Akteure im Einzelfall aufeinander abzustimmen.

7.3.1 Restriktionen für bestehende und für neu zu errichtende Wärmenetze

Marktdominanz individueller Wärmeerzeugung: Wärme zur Beheizung von Gebäuden wird bisher hauptsächlich in Einzelfeuerungsanlagen erzeugt. Dabei kommen Erdgas und Heizöl zum Einsatz und zum Teil auch erneuerbare Energien (Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und Holzpelletanlagen). Die individuelle Wärmeversorgung mit (fossil oder erneuerbar befeuerten) Einzelfeuerungsanlagen weist in vielen Fällen wirtschaftliche Vorteile gegenüber der leitungsgebundenen Wärmeerzeugung auf und stellt somit eine Konkurrenz zu leitungsgebundener Wärme dar. Die Verbreitung von Wärmenetzen ist an zahlreiche Voraussetzungen geknüpft. Vor allem wird für einen wirtschaftlichen Betrieb eine hohe Anschlussdichte mit möglichst großem Wärmeabsatz benötigt. Diese Voraussetzung ist jedoch nur in Einzelfällen gegeben.

Konkurrenzen zwischen elektrischer Wärmeversorgung und Wärmenetzen: Insbesondere bei Neubauten (bzw. in Neubaugebieten) wird der Wärmebedarf immer weiter reduziert, sodass der verbleibende Wärmebedarf einfacher und zum Teil kostengünstiger über elektrische Heizelemente in zentralen Lüftungsanlagen oder bei größeren Gebäuden auch durch Wärmepumpen elektrisch gedeckt werden kann. Generell hat der deutlich geringere Leistungs- und Wärmebedarf bei Neubauten die Verbreitung von elektrischen Wärmepumpen sehr befördert. Insbesondere Wärmepumpen stellen eine starke Konkurrenz zum Konzept der leitungsgebundenen EE-Wärmeversorgung dar.

Heterogene Akteurslandschaft mit geringer treibender Kraft: Die Akteure, die sich für eine Stärkung des Einsatzes leitungsgebundener erneuerbarer Wärme einsetzen, haben bisher kaum treibende Kraft entwickelt. Dies liegt zum einen am sehr heterogenen Akteursfeld, denn jeder Wärmenutzer ist ein Akteur mit eigenen Investitionspräferenzen. Hausbesitzer bevorzugen meist Einzelfeuerungsanlagen, denn Wärmenetze erfordern hohe Anfangsinvestitionen in die entsprechende Infrastruktur. Die erforderlichen Anfangsinvestitionen für Leitungswärme werden meist nicht im Rahmen eines

Vollkostenvergleichs den Kosten von Einzelheizungen gegenüber gestellt und erscheinen daher zu hoch.

Zudem kommt der erneuerbar erzeugten Leitungswärme auf Verbandsebene wenig Aufmerksamkeit zu. Der Branchenverband AGFW vertritt vor allem die konventionellen Netzbetreiber und Wärmeerzeuger, die Wärme aus fossil betriebenen Großkraftwerken auskoppeln. Kleinmaßstäbliche Wärmenutzung aus regenerativen Quellen wird zwar wohlwollend begleitet, eine starke Interessenvertretung für den Bau und den Betrieb kleiner Wärmenetze unter Nutzung erneuerbarer Energien besteht jedoch nicht. Die Initiative für Wärmenetze zur Nutzung der KWK-Wärme aus Biogasanlagen geht meist punktuell z. B. von engagierten Gemeindevertretern, den Anlagenbetreibern oder Bürgern aus. Die demgegenüber sehr starke Mineralöl- und Gaswirtschaft hat kein Interesse an einem Wärmenetzausbau, der auf hohe EE-Anteile setzt.

Verhandelter Netzzugang für Drittanbieter: Für die Wärmeerzeugung und -verteilung bestehen keine Liberalisierungsvorgaben (EnWG) zur betrieblichen Entflechtung. Daher werden beide Aufgabenbereiche durch integrierte Versorger (Fernwärmeanbieter) ausgeführt. Die Wärmeeinspeisung durch Dritte ist rechtlich nicht explizit geregelt, allerdings war die Nachfrage nach einer Einspeisemöglichkeit bisher gering. Zwar ist der integrierte Wärmeversorger grundsätzlich verpflichtet, sein Netz für Konkurrenten auf dem Leitungswärmemarkt zu öffnen (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB). Die Übertragung der für flächendeckende Infrastrukturen (Strom und Gas) konzipierten Netzzugangs- und Netzentgeltverordnungen für den Bereich kleiner Wärmenetze im Inselbetrieb erweist sich jedoch als schwierig, da technische Besonderheiten bei der Einspeisung beachtet werden müssen. In Ermangelung einer spezifischen rechtlichen Regelung wird der Netzzugang derzeit individuell ausgehandelt, so wie es im Strombereich vor Einführung eines garantierten Netzzugangs und der vorrangigen Abnahmepflicht (§ 20 ff. EnWG und § 8 EEG) die Regel war. Dies kann für Drittanbieter von Wärme ein Hemmnis darstellen. Ob ein Wärmeerzeuger einen Durchleitungsanspruch erfolgreich geltend machen kann, ist derzeit – ohne eine Festlegung entsprechender Standards durch den Gesetzgeber – eine Frage des Einzelfalls.

7.3.2 Restriktionen für die Erhöhung der EE-Anteile in Bestandsnetzen

Bei bereits bestehenden Wärmenetzen ist zwischen zwei technischen Möglichkeiten der Wärmeeinspeisung zu differenzieren: Zum einen kann erneuerbar erzeugte Wärme in konventionelle Stadtnetze eingespeist werden. Zum anderen können bestehende Blockheizkraftwerke bzw. Gaskessel von Erdgas auf Biogas umgestellt werden. Auch konventionelle Kraftwerke mit Wärmekopplung könnten anteilig mit (bilanziell an anderer Stelle eingespeistem) Biogas oder fester Biomasse (Zufeuerung bei Kohlekraftwerken) betrieben werden. Diese Möglichkeit wurde bisher kaum genutzt, da Biogas meist vor Ort verstromt und die Wärme ggf. lokal genutzt wird.

Sinkender Wärmebedarf und Änderung der Nachfragestruktur: Der primär aus Gebäudesanierungen resultierende Rückgang des Wärmebedarfs kann die Wirtschaftlichkeit von Bestandsnetzen gefährden, wenn der für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Mindestabsatz an Leitungswärme unterschritten wird. Die Verbrauchsstruktur im Gebäudebestand ändert sich aber nur sehr langsam, weil nicht alle Gebäude eines Netzgebiets gleichzeitig saniert werden. Der Bedarfsrückgang kann zudem durch Netzverdichtung und Netzerweiterung ggf. kompensiert werden. Der Übergang

zum Netzbetrieb mit erneuerbaren Energien würde dann gehemmt, wenn der Bedarfsrückgang eventuell notwendige Umbaumaßnahmen unwirtschaftlich macht.

Durch die demographische Entwicklung und die Zunahme an Wohnfläche pro Person ändert sich die räumliche Nachfragestruktur. Besonders die konventionelle Leitungswärme (große Bestandsnetze) wird in ihrer Wirtschaftlichkeit z. B. bei Wohnungsleerstand in Abwanderungsgebieten gefährdet. Durch Umstieg auf objektbezogene Wärmeversorgung (z. B. Biogas-BHKW zur Gebäudeversorgung, Mini-KWK) kann der Anteil erneuerbarer Wärme unter teilweiser Nutzung der vorhandenen Netzstruktur gesteigert werden. Bei vorhandener Netzinfrastruktur wirkt sich der Bedarfsrückgang jedoch weniger restriktiv auf die Nutzung netzgebundener erneuerbar erzeugter Wärme aus als in Neubaunetzen.

Technische und ökonomische Hemmnisse: Technische Restriktionen für die Einspeisung erneuerbarer Wärme in Bestandsnetze stellen – neben der fluktuierenden Einspeisung – abweichende Druckverhältnisse sowie die relativ hohen Arbeitstemperaturen konventioneller Wärmenetze dar. Diese Temperaturen werden beispielsweise von solarthermischen Großanlagen nicht erreicht. Die ggf. notwendigen Umstrukturierungen hemmen die Netzeinspeisung.

Eine weitere Option zur Erhöhung der EE-Anteile in Wärmenetzen ist die Mitverbrennung von holzartiger Biomasse in konventionellen Kohlekraftwerken. In einem Kraftwerk können etwa 10 % Biomasse ohne Beeinträchtigung der Verbrennung und mit vertretbarem Umrüstaufwand zugefeuert werden. Restriktiv kann sich in diesem Fall die für die Umrüstung erforderliche Investition auswirken.

Rohstoffverfügbarkeit und -nutzung: Neben technischen und ökonomischen Hemmnissen stellt die begrenzte Rohstoffverfügbarkeit eine Restriktion für die erneuerbare Wärmenutzung in Bestandsnetzen dar. Die Option der Zufeuerung von Biomasse in konventionellen Kraftwerken wird damit eingeschränkt. Zudem könnte die bestehende konventionelle Kraftwerksstruktur durch solche Investitionen stabilisiert werden, was nicht im Sinne einer zügigen Energiewende wäre.

Im Fall der Biomassezufeuerung erweist sich die Frage einer nachhaltigen Rohstoffnutzung als Hemmnis. Vielfach können die Rohstoffe in dezentralen Anlagen effizienter genutzt werden. Eine Förderung der Biomasse-Zufeuerung besteht daher nicht bzw. nur höchst mittelbar über entsprechende Zertifikateinsparungen beim Emissionshandel. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Umstellung auf erneuerbare Wärme fast nur in flexiblen kleinen Wärmenetzen stattfinden wird.

Folgen unzureichender Entflechtung: Die fehlende Trennung zwischen Erzeugung und Verteilung hat im Bereich der Bestandsnetze zur Manifestierung konkurrenzloser Strukturen geführt, die sich hemmend auf die potenzielle Wärmeeinspeisung durch Dritte auswirken. Stadtwerke können ihr Wärmenetz in den fortbestehenden Monopolstrukturen betreiben. Speist der Netzbetreiber selbst erneuerbare Wärme ein, erweist sich die fehlende Entflechtung als weniger problematisch.

7.3.3 Restriktionen für Neubau und Erweiterung von Wärmenetzen mit hohen EE-Anteilen

Neue Wärmenetze entstehen meist als relativ kleine Netze (so genannte Nahwärmenetze), die mit Wärme aus Biogas-Blockheizkraftwerken betrieben werden. Ihre Wirtschaftlichkeit ist vor dem

Hintergrund eines sinkenden Wärmebedarfs zu betrachten. Ihrer Ausbreitung stehen lange Amortisationszeiträume und die Konkurrenz zu Gasnetzen und Einzelfeuerungsanlagen entgegen.

Sinkender Wärmebedarf: In Neubausiedlungen ist ein Aufbau von Wärmenetzinfrastrukturen am einfachsten zu realisieren, weil hier keine individuellen Einzelfeuerungsanlagen ersetzt und Hausbesitzer zum Anschluss bewegt werden müssen. Durch die Umsetzung der EnEV bzw. deren kontinuierliche Verschärfung ist jedoch ein rückläufiger Wärmebedarf insbesondere im Gebäude-neubau zu erwarten, da Neubauten einen immer geringeren spezifischen Wärmebedarf aufweisen. Für die Wirtschaftlichkeit der Leitungswärme ist allerdings ein bestimmter Mindestabsatz notwendig. Ob dieser Mindestabsatz in einer Neubausiedlung erreicht werden kann oder sich der Wärmenetzneubau aufgrund des niedrigen Wärmebedarfs lohnt, ist im Einzelfall zu prüfen.

Konkurrenz durch bestehende Gasverteilnetze: Ist bereits ein Gasverteilnetz vorhanden, so ist der Neubau eines Wärmenetzes nicht wirtschaftlich, da potenzielle Abnehmer fehlen bzw. erst zum Umstieg bewegt werden müssten. Vorhandene Gasnetze beschränken somit den Bau von Wärmenetzen erheblich. Die Gasversorger sind am Erhalt und an der Auslastung ihrer Gasnetzstrukturen interessiert und wollen Konkurrenz fernhalten.

Kommunen tendieren dazu, bestehende Gasnetze gegenüber Wärmenetzen zu bevorzugen, da für die Gasdurchleitung Konzessionsabgaben gezahlt werden, die eine wichtige Grundlage kommunaler Einnahmen darstellen. Für Leitungswärme sind bisher keine Konzessionsabgaben zu leisten, sodass die Gemeinden Mindereinnahmen bzw. Einnahmeausfälle hätten, wenn sie ein Gasnetz durch ein Wärmenetz ersetzen – es sei denn, sie sind selbst Betreiber des Wärmenetzes.

Investitionszurückhaltung beteiligter Akteure: Die hohen Einstiegs- bzw. Anschlusskosten beim Bau eines neuen Wärmenetzes betreffen drei Akteursgruppen: Hauseigentümer erstellen in der Regel keinen Vollkostenvergleich über einen langen Zeitraum, der eine höhere Wirtschaftlichkeit des Wärmebezuges zeigen könnte. Vermieter scheuen in der Regel hohe Investitionen in Heizungsanlagen, weil sie selbst keine Vorteile daraus ziehen können. Und Banken sind bei der Kreditvergabe wegen der schwierigen Risikoabschätzung zurückhaltend. Die Investitionszurückhaltung dieser Akteursgruppen erweist sich als eine maßgebliche Restriktion für den Neubau von Wärmenetzen.

Geringe Anschlussbereitschaft und Akzeptanz der Nutzer: Der Bau und die Modernisierung der Wärmenetzinfrastruktur setzen hohe Anschlussgrade voraus, damit sich die Investitionen bei akzeptablen Wärmepreisen und möglichst geringen Netzverlusten amortisieren. Im Gebäudeneubau hängt die Anschlussbereitschaft von der Konkurrenzfähigkeit des Bezugspreises ab. In Bereichen mit altem Gebäudebestand ist hingegen mehr Überzeugungsarbeit durch den Wärmenetzbetreiber notwendig, um die Bewohner zu einem Wechsel zur leitungsgebunden Wärme zu bewegen. Grundsätzlich kann eine Kommune einen Anschluss- und Benutzungszwang durchsetzen, allerdings ist dies nicht immer rechtlich möglich und kommt eine solche Maßnahme eher als „das letzte Mittel“ in Betracht. Ein weiterer Nachteil ist, dass bei einem Anschluss- und Benutzungszwang die finanzielle Förderung durch das Marktanreizprogramm (MAP) und das EEWärmeG entfällt.

Ob ein Wärmenetzanschluss (ohne Anschluss- und Benutzungszwang) von den potenziellen Nutzern angenommen wird, ist stark vom Engagement und der Haltung der an der Umsetzung beteiligten Akteure abhängig. Fehlt die Anschlussbereitschaft, kann dies den Bau eines Wärmenetzes aufgrund

mangelnder Wirtschaftlichkeit verhindern. Akzeptanzprobleme bezüglich der Infrastruktur an sich sind dagegen nicht bekannt.

8 Literaturverzeichnis

- 3E; dena (Deutsche Energieagentur GmbH); EWEA (European Wind Energy Association) et al. (2011): Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe. A Techno-Economic Assessment. Executive Summary. Brüssel. http://www.offshoregrid.eu/images/FinalReport/offshoregrid_executive-summary_nov11.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Aalborg University; Halmstad University; PlanEnergi (2012): Heat Roadmap Europe 2050. First Pre-Study for the EU-27. Hg. v. EuroHeat&Power. Brüssel. <http://www.euroheat.org/Heat-Roadmap-Europe-165.aspx>, zuletzt geprüft am 05.10.2012.
- acatech (2012): Future EnergyGrid. Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem. Berlin/ München (acatech Position). http://www.entechnon.kit.edu/downloads/Studie_Acatech_Position_Future_Energy_Grid.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2010a): Strom speichern. Berlin (Renews Spezial, 29). http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/29_Renews_Spezial_Stromspeichern_apr10.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AEE (2010b): Kraftwerke für jedermann. Chancen und Herausforderungen einer dezentralen erneuerbaren Energieversorgung. Sammelband Dezentralität. http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/AEE_Kraftwerke-fuer-Jedermann_sep10.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- AEE (2011a): Erneuerbare im Netz. Die notwendige Anpassung der Versorgungsstruktur. Berlin (Renews Spezial, 50). http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/50_Renews_Spezial_Erneuerbare_im_Netz_online.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AEE (2011b): Erneuerbare Wärme. Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift. Berlin (Renews Spezial, 47). http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/47_Renews_Spezial_Erneuerbare_Waerme_jan11_03.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AEE (2012): „Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft. Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, -speichern und -verbraucher. Berlin (Renews Spezial, 58). http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/58_Renews_Spezial_Smart_Grids_jun12online.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AGEB (AG Energiebilanzen e.V.) (2011a): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1.-4. Quartal 2011. Berlin. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AGEB (2011b): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2009 und 2010. Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing, 2011. http://www.ag-energiebilanzen.de/component/download.php?filedata=1326203128.pdf&filename=AGEB_Zusammenfassung_Anwendungsbilanz_2009_20.pdf&mimetype=application/pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AGFW (Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.) (2008): Der AGFW im Spiegel der Zeit. Eine Chronik zur effizienten und sicheren Gestaltung unserer Energiezukunft. Frankfurt am Main. http://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/obe

- res_menue/Wir_ueber_uns/Geschichte_des_AGFW/080808_agfw-geschi_web_01.pdf&t=1349878725&hash=6af136b5cabee6eb7a29729dd326566fa8a0c59d, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AGFW (2009): Leistungs-Bilanz 2009. Gezielt, kompetent, stark. Frankfurt am Main. <http://www.agfw.de/wir-ueber-uns/leistungs-bilanzen/>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AGFW (2010): Anschluss- und Benutzungszwang im EEWärmeG. Bundes- oder Landesgesetzgebungskompetenz. Vermerk. Frankfurt am Main. http://2010.eneff-messe.de/fileadmin/dokumente/rec/Vm_Spaeth_ABZ_im_EEWaermeG.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AGFW (2011a): Hauptbericht 2010. Variante für AGFW-Mitglieder, Behörden und Forschungsinstitute. Frankfurt am Main.
- AGFW (2011b): 20. Gesprächskreis Energie der CDU/CSU-Bundestagsfraktion. Fachgespräch zur „Novellierung des KWK-Gesetzes“ am 28. November 2011. Antworten zu den Fachfragen. Frankfurt am Main. http://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/strategie_und_politik/aktuelles/BerichteInfoKWKNovelle2012/111117_Fragenkatalog_Fachgespraech_JM.PDF&t=1349875857&hash=ec02b3521c2ea2b72a2cc29d90d2cd6238b19061, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- AGFW (2011c): Leistungs-Bilanz 2010. Unabhängig, kraftvoll, zukunftsweisend. Frankfurt am Main. <http://www.agfw.de/wir-ueber-uns/leistungs-bilanzen/>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Ahlefeldt, Stephanie v. (05.10.2011): Herausforderungen und Lösungsansätze beim Ausbau und bei der Modernisierung der Stromnetze in Deutschland. Präsentation im Rahmen der CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung „Systemkonzepte von morgen“. BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie). Regensburg, 05.10.2011. <https://www.vde.com/de/Verband/Partnerorganisationen/DK-CIGRE/Veranstaltungen/Seiten/VeranstaltungsDetails.aspx?vdeEventID=4f93e31c-2635-47bb-b097-0d01ad3f1bee&guidDownload=8ad40756-3330-414e-b72f-1027a9025949>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Amprion GmbH (29.05.2012): Bundeskanzlerin besucht Amprion. Dortmund. <http://amprion.de/pressemitteilung-76>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Arbter, Kerstin (2011): Standards der Öffentlichkeitsbeteiligung - Praxisleitfaden. Hg. v. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Lebensministerium) und Bundeskanzleramt. Wien. http://www.partizipation.at/standards_oeb.html, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Asendorpf, Dirk (05.09.2011): Norwegen, der Akku Europas. Stromspeicher. In: Zeit - Onlineausgabe, 05.09.2011. <http://www.zeit.de/2011/36/Energie-Deutschland-Norwegen>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Augsten, Eva (2012): Experiment auf der Elbinsel. In der Hafenstadt Hamburg entsteht ein neues Wärmenetz. In: Sonne, Wind & Wärme (2).
- B.KWK (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.) (2008): Zum Problem der Kraft-Wärme-Kopplung im Entwurf der EU-Emissionshandels-Richtlinie vom 23.01.08. Berlin. <http://www.bkwk.de/aktuelles/politik/bkKTETSSN061008.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Baars, Anke (2007): Streit im BEE endet vor Gericht. In: Erneuerbare Energien (2), 6.
- BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) (2010a): Merkblatt Wärmenetze zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach § 6a Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 i.V.m. § 5a Abs. 1 Nr. 1 u. 2, § 7a Abs. 1 Satz 2 u. 3 sowie § 7a Abs. 3 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Stand:

- 10.08.2010. Eschborn. http://transnet-bw.com/assets/Uploads/Merkblatt_Waermenetze.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BAFA (2010b): Zuschuss für Mini-KWK-Anlagen. Eschborn, 2010. http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/index.html, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Balla, Stefan; Peters, Heinz-Joachim; Wulfert, Katrin (2010): Leitfaden zur Strategischen Umweltprüfung (Langfassung). Forschungsvorhaben 206 13 100 im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Unter Mitarbeit von Marianne Richter und Martina Froben. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/sup_leitfaden_lang_bf.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Balzer, Hanno; Lorenz, Lars (2011): Den schlafenden Riesen mit virtuellem Kraftwerk wecken. Wärmemarkt bietet riesiges Potential. In: Energieerzeugung Kompakt+ (Sonderheft) (1), 40–42.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (07.05.2009): Beschleunigter Netzausbau dringend notwendig. BDEW zur heutigen Verabschiedung des Energieleitungsausbau-Gesetz. Pressemitteilung. Berlin. https://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20090507_PM_Beschleunigter_Netzausbau_dringend_notwendig?open&Highlight=, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2009): Umsetzungshilfe zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWK-G. Version 1.0. Berlin. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_KWK-G-Umsetzungshilfen/\\$file/KWK-G-Umsetzungshilfe2009_Version1-0_20091221.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_KWK-G-Umsetzungshilfen/$file/KWK-G-Umsetzungshilfe2009_Version1-0_20091221.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010a): Studiensynopse Energieprognosen. Prognose zur Entwicklung der Stromversorgung und Einordnung der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Berlin (Energie-Info). [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100908_Studiensynopse_Energieprognosen_Prognosen_zur_Entwicklung_der_Stromversorgung_und_Einord/\\$file/352_Energie-Info_Studiensynopse%20Energieprognosen.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100908_Studiensynopse_Energieprognosen_Prognosen_zur_Entwicklung_der_Stromversorgung_und_Einord/$file/352_Energie-Info_Studiensynopse%20Energieprognosen.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010b): Intelligent, flexibel, zuverlässig: Netze der Zukunft. Berlin. [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7CTDNQ_Regulierung/\\$file/Netze-der-Zukunft.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7CTDNQ_Regulierung/$file/Netze-der-Zukunft.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010c): Netze der Zukunft (Fakten. Informationen für Journalisten). [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Aktuelle_BDEW-Verlagsbeilagen/\\$file/FakTEN_Netze.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Aktuelle_BDEW-Verlagsbeilagen/$file/FakTEN_Netze.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010d): Energie-Contracting. Effizient, wirtschaftlich, ökologisch. Berlin. http://bdew.de/flipbooks/539F816D69271829C125784800517996_1/web/flipviewerxpress.html, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010e): Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): Effizienz aus Prinzip. Berlin. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kraft-Waerme-Kopplung-Broschuere--Effizienz-aus-Prinzip/\\$file/KWK-Broschuere.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kraft-Waerme-Kopplung-Broschuere--Effizienz-aus-Prinzip/$file/KWK-Broschuere.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010f): Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Strom- und Gasversorgung. Energie-Info. Berlin. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577DF00418462/\\$file/Leitfaden.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC12577DF00418462/$file/Leitfaden.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010g): Rolle der Fernwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung im Energiekonzept der Bundesregierung. Positionspapier vom 21. September 2010. Berlin. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100921_Rolle_der_Fernwaerme_und_der_Kraft-Waerme-

- Kopplung_im_Energiekonzept_der_Bundesregierung/\$file/Positionspapier_Argumente_zu_KW_und_FW_im_Energiekonzept_101004_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2010h): Zukünftiger Forschungs- und Entwicklungsbedarf im Bereich dezentrale KWK / Fernwärme. Eckpunktepapier vom 11. Oktober 2010. Berlin. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/596844FC485023F3C125784D003BA765/\\$file/2010_10_11_BDEW-Eckpunktepapier_zuk%C3%BCnftiger%20F&E-Bedarf%20im%20Bereich%20dez.%20KWK-FW_.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/596844FC485023F3C125784D003BA765/$file/2010_10_11_BDEW-Eckpunktepapier_zuk%C3%BCnftiger%20F&E-Bedarf%20im%20Bereich%20dez.%20KWK-FW_.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (03.02.2011): BDEW zum EU-Energiegipfel am 4. Februar in Brüssel. Europa muss Priorität auf den Aufbau der Infrastruktur legen. Pressemitteilung. Berlin. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110203_PM_BDEW_zum_EU-Energiegipfel_am_4_Februar_in_Bruessel?open&ccm=900010020010, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (23.03.2011): Massiver Ausbau der Verteilnetze notwendig. BDEW präsentiert Verteilnetzstudie auf dem Treffpunkt Netze 2011. Pressemitteilung. Berlin. http://bdew.de/internet.nsf/id/8F8G36-DE_20110322-PM-Massiver-Ausbau-der-Verteilnetze-notwendig, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (30.05.2011): Hildegard Müller zu den Ergebnissen des Koalitionsausschusses auf Grundlage der Empfehlungen der Ethik-Kommission "Sichere Energieversorgung". Pressemitteilung. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110530-PM-Hildegard-Mueller-zu-den-Ergebnissen-des-Koalitionsausschusses-auf-Grundlage-der-Empf?open&WT.mc_id=Pressemeldung-20110530, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (05.10.2011): Bundesnetzagentur bremst die Energiewende aus. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20111005-PI-Bundesnetzagentur-bremst-die-Energiewende-aus?open&ccm=900010020010, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (27.10.2011): Investitionsbedingungen für Netze müssen sich verbessern. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20111027-PI-Investitionsbedingungen-fuer-Netze-muessen-sich-verbessern?open&ccm=900010020010, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2011a): Stellungnahme Offshore-Plan. Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen. 23.05.2011. Berlin. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D00069D1F292035C125789A0035B8AC/\\$file/Offshore-Plan%20-%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D00069D1F292035C125789A0035B8AC/$file/Offshore-Plan%20-%20final.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2011b): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Kurzfassung. Berlin. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/\\$file/Kurzfassung_BDEW_Ad-Hoc%20Gutachten%20Absch%C3%A4tzung%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20in%20Verteilungsnetzen.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/$file/Kurzfassung_BDEW_Ad-Hoc%20Gutachten%20Absch%C3%A4tzung%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20in%20Verteilungsnetzen.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BDEW (2011c): Stellungnahme zum Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie (...) zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. Stand: 23. August 2011. Berlin. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/87F759B92CB7CE4FC12578F500419D12/\\$file/110823_Stellungnahme%20zum%20Entwurf%20der%20Energieeffizienz%20Richtlinie_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/87F759B92CB7CE4FC12578F500419D12/$file/110823_Stellungnahme%20zum%20Entwurf%20der%20Energieeffizienz%20Richtlinie_final.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko (Hg.) (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht des gleichnamigen F+E Vorhabens im Auftrag des BMU. Goslar.
- BEE (Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.) (2009): Wege in die moderne Energiewirtschaft. Anforderungen an eine zukunftsfähige Energiepolitik bis 2020. Berlin. <http://www.bee->

- ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2009/091015_BEE-Konzept_Energiepolitik2020.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BEE (2010): Erneuerbare-Wärme-Prämie. Hintergrundpapier zum Vorschlag eines verlässlichen Ausbauinstruments für Erneuerbare Energien im Wärmesektor. Berlin. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2010/1007_BEE-Hintergrund_Erneuerbare-Waerme-Praemie.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BEE (2011): Aktionsprogramm für Erneuerbare Energien. Stand: 21.03.2011. Berlin. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2011/110321_BEE_Aktionsprogramm_EE.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BEE (2012): Stellungnahme zum Konsultationsverfahren der BNetzA über die Eingangsdaten des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2012. Berlin. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/stellungnahmen/2011/20110829_BEE-Stellungnahme_BNetzA-NEP-Szenariorahmen.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Berg, Andreas; Hinüber, Gerd; Moser, Albert (2009): Planung von optimalen Strom- und Gasverteilungsnetzen. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (12), 8–12.
- Bertelsmann Stiftung (Hg.) (2010): Politik beleben, Bürger beteiligen. Charakteristika neuer Beteiligungsmodelle. http://www.bertelsmann-stiftung.de/cps/rde/xbcr/SID-08BFEEB2-7C57DCBC/bst/xcms_bst_dms_31298_31299_2.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bertelsmann Stiftung (Hg.) (2012): Mehr Transparenz und Bürgerbeteiligung. Prozessanalysen und Empfehlungen am Beispiel von Fernstraßen, Industrieanlagen und Kraftwerken. Vorabstudie. http://www.bertelsmann-stiftung.de/cps/rde/xbcr/SID-94C33B40-50B951B7/bst/xcms_bst_dms_36399_36400_2.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BfS (Bundesamt für Strahlenschutz) (2010): Jahresbericht 2009. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0221-201005041866>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BfS (2011): Jahresbericht 2010. http://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-201109056248/1/BfS2011_Jahresbericht2010.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BINE Informationsdienst (2001): Thermochemische Speicher. Projektinfo 02/01. Bonn. http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2001/Projekt-Info_02-2001/projekt_0201internetx.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BINE Informationsdienst (2009): Nahwärme solar nachrüsten. Projektinfo 12/09. Bonn. http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2009/Projektinfo_12-2009/projekt_1209_internetx.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2003): Leitfaden zur Vorprüfung des Einzelfalls im Rahmen der Feststellung der UVP-Pflicht von Projekten. Endfassung vom 14.08.2003. Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/vorpr_uvp_pflcht.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (2007): Nationale Strategie zur biologischen Vielfalt. Vom Bundeskabinett am 7. November 2007 beschlossen. Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_biolog_vielfalt_strategie_bf.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (2008): Konsolidierte Fassung der Begründung zum EEWärmeG (Begründung des Regierungsentwurfs vom 5. Dezember 2007, Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates vom 15. Februar 2008, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit/ Bundestags-Drucksache 16/9476). http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40512.php, zuletzt geprüft am 30.09.2012.

- BMU (2009): Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 19.12.2008; veröffentlicht im Bundesanzeiger. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/foerderrichtlinie_minikwk.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (2010): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Stand: Juni 2010. Berlin.
- BMU (2011a): Evaluierung des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien: Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010. Auszug aus dem Gutachten „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011“. Unter Mitarbeit von Ole Langniß, Tjark Kohberg, Hans-Friedrich Wülbeck, Michael Nast, Martin Pehnt, Stefanie Frick et al. Stuttgart. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/evaluation_map_2010.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (2011b): Merkblatt Erstellung von Klimaschutz-Teilkonzepten. Hinweise zur Antragstellung. Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten in sozialen, kulturellen und öffentlichen Einrichtungen im Rahmen der Klimaschutzinitiative. Fassung vom 23.11.2011. Berlin. http://www.kommunaler-klimaschutz.de/files/pdf/111123_Merkblatt_Klimaschutz-Teilkonzepte.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (2011c): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 11. März 2011. http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/vorschriften/energie_ee_richtlinie_15_03_2011.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (2012a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Broschüre (Stand: Juli 2012). Berlin. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2012.
- BMU (2012b): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 20. Juli 2012. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/map_waerme_2012_bf.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2012.
- BMU (2012c): Statistik zum Marktanreizprogramm. Programmteil BAFA und KfW. Stand: Januar 2012. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/41240.php, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU (2012d): Förderrichtlinie für Mini-KWK-Anlagen 2012 - Richtlinien zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bis 20 Kilowatt (elektrisch) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 17.01.2012; veröffentlicht im elektronischen Bundesanzeiger eBAnz AT10 2012 B1. http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/vorschriften/rili_minikwk.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMU; BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2010): Energiekonzept. Für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) (22.09.2011): Konferenz der Bundesregierung: "Partner der Energiewende - Maritime Wirtschaft und Offshore Windenergie". Gemeinsame Pressemitteilung des BMWi, BMU und des BMVBS. <http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2011/198-maritime-konferenz.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.

- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (06.07.2010): Brüderle gründet Gesprächsplattform zur Zukunft der Stromnetze. Berlin. <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=349306.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMWi (2010a): Intelligente Netze und intelligente Zähler. Smart Grids/Smart Meter. Online. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler,did=354346.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMWi (2010b): Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011. Berlin. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-enwg-novelle,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMWi (2011a): Konstituierung des Beirats der Plattform "Zukunftsfähige Energienetze". <http://m.bmwi.de/DE/mediathek,did=454354.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMWi (2011b): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMWi (2012): Energiedaten. Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BMWi; BMU (2011): Zwischenüberprüfung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Berlin. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/novelle-des-kraft-waerme-kopplungsgesetzes,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNE (Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.) (2011a): Die Verbandslandschaft des Energiemarktes. Berlin. <http://www.neue-energieanbieter.de/energiepolitik/verbandslandschaft/index.html>, zuletzt geprüft am 11.07.2012.
- BNE (2011b): bne-Stellungnahme zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012. Eingangsdaten der Konsultation. Berlin, 29.08.2011. <http://www.neue-energieanbieter.de/de/content/bne-stellungnahme-zum-szenariorahmen-f%C3%BCr-den-netzentwicklungsplan-2012>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (07.07.2008): Energiebereiche - Anreizregulierung. Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2008/080707Energiebereich.html?nn=107070>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2008): Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber. Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/31282/publicationFile/1104/BerichtNetzzustandNetzausbau12385pdf.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2009a): Monitoringbericht 2009. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 35 EnWG. Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009Energied17368pdf.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2009b): Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung. Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/133800/publicationFile/1598/Positionspapier17392pdf.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.

- BNetzA (16.03.2010): Bundesnetzagentur ordnet Netzregelverbund für die deutschen Stromnetze an. Bonn.
<http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2010/100316NetzregelverbundStrom.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2012
- BNetzA (30.11.2010): Monitoringbericht dokumentiert hohe Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Bundesnetzagentur unterstützt Netzbetreiber beim Um- und Ausbau der Stromnetze. Pressemitteilung. Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2010/101130Monitoringbericht2010pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2010): Monitoringbericht Energie.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2010/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (13.04.2011): Bundesnetzagentur legt neue Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb bei der Strombeschaffung fest. Kurth: ""Konsequente Weiterentwicklung der Regelenenergiemärkte"". Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2011/110413RahmBedgRegelenergie_pdf.pdf;jsessionid=678F38DD043F85C1AA964C98DA45D1B8?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (07.09.2011): Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen Strom und Gas. Konsultation zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Strom- und Gasnetzbetreiber.
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/110907FestlegungEigenkapitalzinssatzStromGas.html?nn=204648, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2011a): Monitoringbericht 2011. Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 24.09.2012.
- BNetzA (2011b): Bericht gemäß § 63 Abs. 4a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber. Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/20110314BerichtNetzzustandNetzausbaupdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2011c): "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2011d): Übersicht der Stromnetzbetreiber. Bonn.
<http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/88042/publicationFile/7828/ÜbersichtStromnetzbetreiberpdf.pdf>, zuletzt aktualisiert am 25.07.2012, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2011e): Biogas-Monitoringbericht 2011 an die Bundesregierung zum 31.05.2011. Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BioGasMonitoringbericht2011pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (24.02.2012): Bundesnetzagentur und Netzbetreiber einigen sich bei Investitionsbudgets. Bonn.

- http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/120224_Investitionsbudget.html, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2012a): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2012b): Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV. Berlin.
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Investitionsbudgets_Strom_und_Gas/LeitfadenAntraegeInvestitionsbudgets/Leitfaden_zu_Investitionsantraegen_2012.html?nn=53940, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BNetzA (2012c): Biogas-Monitoringbericht 2012. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2012. Bonn.
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/BioGasMonitoringbericht2012pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bock, Harald (15.09.2011): Herausforderung Netzausbau. Kabel oder Freileitung. Präsentation im Rahmen der 13. Brandenburger Energietage. http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/downloads2011/Energietag_2011/Bock_2011-09-15_Energietag-Brb_Herausforderungen_an_den_Netzausbau.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bofinger, Stefan; Gerhardt, Norman; Pape, Carsten; Sterner, Michael (15.09.2011): Netzausbau vs. Speicher vs. Energiemanagement? Möglichkeiten und Grenzen der Ausgleichsmaßnahmen. Vortrag im Rahmen der BWE-Fachtagung "Netzstruktur der Zukunft - Herausforderungen der Energiewende" in Berlin.
- Böhm, Monika (2011): Bürgerbeteiligung nach Stuttgart 21: Änderungsbedarf und -perspektiven. In: Natur und Recht 33 (9), 614–619.
- Böhnisch, Helmut; Deuschle, Jürgen; Nast, Michael; Pfennig, Uwe (2006): Nahwärmeversorgung und Erneuerbare Energien im Gebäudebestand – Initiierung von Pilotprojekten in Baden-Württemberg, Hemmnisanalyse und Untersuchung der Einsatzbereiche. Forschungsbericht FZKA-BWPLUS. Endbericht. Stuttgart. http://www.zsw-bw.de/fileadmin/editor/doc/bericht06_de.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bömer, Jens (03.05.2011): Neue Kultur der Zusammenarbeit. Strategische Netzplanung im V-Netz. Vortrag im Rahmen des "Netz-Events 2011" der DUH (Deutsche Umwelthilfe e.V.) in Berlin.
- Born, Helmut (22.02.2011): Einführung in das Fachgespräch des Deutschen Bauernverbandes und der Arbeitsgemeinschaft der Grundbesitzerverbände „Entschädigungsgrundsätze für Energieleitungen auf dem Prüfstand“ in Berlin.
- Brakelmann, Heinrich (06.05.2010): Minimierung der Umweltauswirkungen durch Erdkabel. Präsentation im Rahmen des Forum Netzintegration in Berlin. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Brakelmann_WS1_06052010.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Breuer, Wilfried (05.07.2012): TenneT: Herausforderung Offshore. Netzentwicklung für die Energiewende. Vortrag im Rahmen der Presseveranstaltung der Siemens AG "Offshore-Plattformen für die deutsche Energiewende" in Wismar. <http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/presentation-tennet-d.pdf>, zuletzt geprüft am 04.10.2012.

- Brunner, Uli (2009): Gasspeicherinvestitionen in Deutschland - über das Ziel hinausgeschossen? In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (5), 12–16.
- Bruns, Elke; Futterlieb, Matthias; Ohlhorst, Dörte; Wenzel, Bernd (2012): Erneuerbare Energien in Wärmenetzen – eine realistische Perspektive? In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft 36 (3), 159–172.
- Bruns, Elke; Köppel, Johann; Ohlhorst, Dörte; Schön, Susanne (2008): Die Innovationsbiographie der Windenergie unter besonderer Berücksichtigung der Absichten und Wirkungen von Steuerungsimpulsen. Forschungsprojekt der VolkswagenStiftung. Münster: LIT-Verlag.
- Bruns, Elke; Ohlhorst, Dörte; Wenzel, Bernd; Köppel, Johann (2010): Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens. Berlin: Universitätsverlag der TU Berlin. <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2557/>, zuletzt geprüft am 27.06.2012.
- BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2011): Raumordnung in der AWZ. http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung_in_der_AWZ/index.jsp, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BTU Cottbus (2011a): Fortführung der Studie zur Netzintegration Erneuerbarer Energien im Land Brandenburg. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg. In Kooperation mit Vattenfall Europe Transmission GmbH, envia Verteilnetz GmbH, E.ON edis Netz GmbH, ENERTRAG AG, NAWARO BioEnergie AG. Cottbus. http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Fortfuehrung%20der_Studie_zur_Netzintegration_der_Erneuerbaren_Energien_im_Land_BB.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BTU Cottbus (2011b): Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg. In Kooperation mit Vattenfall Europe Transmission GmbH, envia Verteilnetz GmbH, E.ON edis Netz GmbH, ENERTRAG AG und NAWARO BioEnergie AG. http://brandenburg.de/media_fast/bb2.a.5599.de/Netzstudie_erneuerbarer_Energien_Schlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bucar, Gerhard; Schwyer, Karin; Fink, Christian et al. (2006): Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 78/2006. Wien. http://w.energiesystemederzukunft.at/edz_pdf/0678_dezentrale_energieerzeugung_fuer_fernwaerme.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bündnis 90/ Die GRÜNEN Bundestagsfraktion (2011a): Gebt die Netze frei! Jetzt in die Energiezukunft investieren. Fraktionsbeschluss. Berlin. http://www.gruene.de/themen/atomausstieg-energiewende/gebt-die-netze-frei.html?tx_ttnews%5BbackPid%5D=212, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bündnis 90/ Die GRÜNEN Bundestagsfraktion (2011b): Stromnetze 2020plus. Jetzt in die Energiezukunft investieren. Fraktionsbeschluss. Berlin. http://www.gruene-bundestag.de/cms/beschluesse/dokbin/367/367249.stromnetze_2020plus.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Bundeskartellamt (18.09.2009): Bundeskartellamt untersagt missbräuchlich überhöhte Konzessionsabgaben durch kommunalen Gasversorger. Bonn. http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Presse/090921_PM_Konzessionsabgaben.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Buschke-Reimer, Almut (2012): Auf gute Geschäfte. Energieversorger und Bauträger setzen zunehmend auf Holzpellets für die Wärme- und Stromproduktion. In: Erneuerbare Energien (7), 67–70.
- BWE (Bundesverband für Windenergie e.V.) (2010): Geplantes Energiekonzept der Bundesregierung 2010. Position des BWE. Berlin. <http://www.wind->

- energie.de/sites/default/files/download/publication/bwe-stellungnahme-zum-energiekonzept-der-bundesregierung/bwe_stellungnahme_energiekonzept_101019.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BWE (29.11.2011): Neue Studie zu Hochtemperaturseilen zeigt Alternativen beim Netzausbau auf. Berlin. <http://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2011/neue-studie-zu-hochtemperaturseilen-zeigt-alternativen-beim>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BWE (2012): Elektromobilität. <http://www.wind-energie.de/politik/elektromobilitaet>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- BWK (Bund der Ingenieure für Wasserwirtschaft, Abfallwirtschaft und Kulturbau) (2011): Aus Windstrom wird Wärme. Vattenfall realisiert innovatives virtuelles Kraftwerk. In: BWK - Das Energie-Fachmagazin 63 (6), 47–48.
- BWP (Bundesverband Wärmepumpe) (2011): BWP-Branchenstudie 2011. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Berlin. BWP-Branchenstudie 2011, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Callies, C.; Ruffert, M. (2011): EUV/AEUV. Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. 4. Aufl.: C.H. Beck.
- Cavanagh, Ralph (2009): Electricity Grids, Energy Efficiency and Renewable Energy. An Integrated Agenda. In: The Electricity Journal 22 (1), 98–101.
- CDU (2011): Energiepolitik. Hintergrundinformationen zur Diskussion um eine zukunftsfähige Energieversorgung in Deutschland. Berlin. http://www.cdu.de/doc/pdfc/CDU_Energiepolitik_Reader_170611.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2012.
- CDU Bundesvorstand (2011): Den Umstieg beschleunigen – Wegmarken in das Zeitalter der erneuerbaren Energien. Beschluss. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/110509-Beschluss-Bundesvorstand-Den-Umstieg-beschleunigen.pdf>, zuletzt geprüft am 26.04.2012.
- CDU/ CSU; FDP (2009): Wachstum. Bildung. Zusammenhalt. Koalitionsvertrag von CDU, CSU und FDP. Berlin. <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf>, zuletzt geprüft am 26.04.2012.
- Cerbe, Günter (2008): Grundlagen der Gastechnik. Unter Mitarbeit von Martin Dehli, Jan Eibe Kätelhön, Torsten Kleiber und et al. 7. Aufl. München Wien: Carl Hanser Verlag.
- Clausen, Jens (2012): Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze. Arbeitspapier zu AP 6 A im Rahmen des Projektes „Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten unter Einbeziehung regenerativer Wärmequellen – Vernetzung von dezentralen Kraft- und Wärmeerzeugungs-Systemen unter Berücksichtigung von Langzeitwärmespeicherung“. Hannover. <http://www.borderstep.de/details.php?menue=22&subid=23&projektid=319&le=de#>, zuletzt geprüft am 07.09.2012.
- Clausen, Jens; Winter, Wiebke (2012): Die zukünftige Entwicklung von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten. Bericht zum AP6 B im Rahmen des Projektes „Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten unter Einbeziehung regenerativer Wärmequellen – Vernetzung von dezentralen Kraft- und Wärmeerzeugungs-Systemen unter Berücksichtigung von Langzeitwärmespeicherung“. Hannover. <http://www.borderstep.de/details.php?menue=22&subid=23&projektid=319&le=de#>, zuletzt geprüft am 04.05.2012.
- Clausen, Jens; Winter, Wiebke; Kettemann, Cora (2012): Akzeptanz von Nahwärmenetzen. Teilbericht zum AP7 im Rahmen des Projektes „Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten unter Einbeziehung regenerativer Wärmequellen – Vernetzung von dezentralen Kraft- und Wärmeerzeugungs-Systemen unter Berücksichtigung

- von Langzeitwärmespeicherung“. Hannover.
<http://www.borderstep.de/details.php?menue=22&subid=23&projektid=319&le=de#>,
 zuletzt geprüft am 04.05.2012.
- COGEN Europe (European Association for the Promotion of Cogeneration) (2011): A Quick Guide to the CHP-Directive. Brüssel. <http://www.cogeneurope.eu/wp-content/uploads//2011/01/310111-A-quick-guide-to-the-CHP-Directive.pdf>, zuletzt geprüft am 04.02.2011.
- Danner, W.; Theobald, Christian (2012): Energierecht. Kommentar. 69. Aufl.: C.H. Beck.
- DB Research (2012): Moderne Stromspeicher. Unverzichtbare Bausteine der Energiewende. Unter Mitarbeit von Josef Auer und Jan Keil. Frankfurt am Main (Aktuelle Themen - Natürliche Ressourcen). http://www.dbresearch.de/PROD/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD000000000284196/Moderne+Stromspeicher%3A+Unverzichtbare+Bausteine+der+Energiewende.pdf, zuletzt geprüft am 10.08.2012.
- DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH) (15.06.2011): Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Netz - Status quo Deutschland und Polen. Leipzig. http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Presseinformationen/PM_Biogasaufbereitung_und_Einspeisung.pdf, zuletzt geprüft am 14.06.2012.
- DBFZ; Universität Duisburg-Essen; Biogasrat e.V. (2011): Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. http://www.biogasrat.de/index.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=180&tmpl=component&format=raw&Itemid=144, zuletzt geprüft am 17.10.2011.
- Deffner, Irina (2010): Erfolgsfaktoren bei der Umsetzung von Bioenergie-Nahwärmenetzen. Bachelorarbeit. http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=erfolgsfaktoren%20bei%20der%20umsetzung%20von%20bioenergie%E2%80%90nahw%C3%A4rmenetzen&source=web&cd=1&ved=0CFMQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.region-bayreuth.de%2FDox.aspx%3Fdocid%3D66b3b83c-e8e3-457c-b540-3ce97cb69ad3&ei=mtemT4y8JI_OswagmInfBA&usg=AFQjCNHpn9uIIInm9jlvQzCcUvcbkGO1Ceg&cad=rja, zuletzt geprüft am 06.05.2012.
- dena (Deutsche Energieagentur GmbH) (2005): dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Endbericht. Köln. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena-Netzstudie_I.pdf, zuletzt geprüft am 12.01.2011.
- dena (2009): Offshore-Netze. Die Netzanbindung der Offshore-Windparks. Berlin (denaFactsheet, 04/09). http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/02_Offshore-Netze.pdf, zuletzt geprüft am 17.07.2010.
- dena (2010a): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, zuletzt geprüft am 23.09.2012.
- dena (2010b): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe. Berlin.

- http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Ergebniszusammenfassung_dena-Netzstudie.pdf, zuletzt geprüft am 14.04.2011.
- dena (2010c): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. PSW - Integration EE. Abschlussbericht. Berlin.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/ESD/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2011.
- dena (2010d): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Zusammenfassung der Studienergebnisse. Berlin.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Zusammenfassung_Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf, zuletzt geprüft am 03.08.2012.
- dena (2010e): biogaspartner – gemeinsam einspeisen. Biogaseinspeisung in Deutschland und Europa – Markt, Technik und Akteure. Berlin.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Studie_Biomethan_im_KWKundW%C3%A4rmemarkt.pdf, zuletzt geprüft am 18.02.2011.
- dena (2010f): Biomethan im KWK- und Wärmemarkt. Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Publikationen/erneuerbare_energien/Biogaspartner/biogaspartner_-_gemeinsam_einspeisen.pdf, zuletzt geprüft am 18.02.2011.
- dena (2011): Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken. Ein Beitrag zur Energiewende und zum Klimaschutz? Berlin.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2011/Dokumente/Endbericht_Biomassenutzung_in_Kohlekraftwerken_final.pdf, zuletzt geprüft am 17.04.2012.
- dena (2012): Bedeutung der Stromverteilnetze für die sichere, wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieversorgung in Deutschland. Positionspapier dena-Verteilnetzstudie. Berlin.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Verteilnetzstudie_2_Positionspapier.pdf, zuletzt geprüft am 23.07.2012.
- Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas. Entwurf der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Stand: 01.04.2012. Berlin. http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/netzentwicklungsplan_gas_2012.pdf, zuletzt geprüft am 19.06.2012.
- DGB (Deutscher Gewerkschaftsbund) (2011): Energieumstieg. Position des DGB zur Energiepolitik, verabschiedet vom DGB-Bundesvorstand am 7. Juni 2011. Berlin. http://www.dgb-bremen.de/aktuelles/archiv_2011_02/DGB-Position-Energieumstieg.pdf, zuletzt geprüft am 20.06.2011.
- Die Bundesregierung (2002): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See. Im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Unter Mitarbeit von BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), Bau und Stadtentwicklung) BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft) BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, BMVg (Bundesministerium der Verteidigung) und dena (Deutsche Energieagentur GmbH). http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/windenergie_strategie_br_020100.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- Die Bundesregierung (2010a): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Hg. v. BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) und BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie). Berlin.

- http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf, zuletzt geprüft am 31.01.2011.
- Die Bundesregierung (2010b): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Beschluss der Bundesregierung vom 04. August 2010. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf, zuletzt geprüft am 31.01.2011.
- Die Bundesregierung (2011a): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Entwurf. Stand 03.05.2011. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2011.
- Die Bundesregierung (2011b): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Gesetzentwurf. Berlin. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-novellierung-kwk-gesetz,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 17.01.2012.
- Die Linke (2009): Stromnetze. Wahlen 2009. <http://www.die-linke.de/index.php?id=4303>, zuletzt geprüft am 11.07.2012.
- Die Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH) (Hg.) (2012): Netzentwicklungsplan 2012. 2. Entwurf. http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf, zuletzt geprüft am 03.09.2012.
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt); DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung); ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg); GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung) (2010): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009 - eine erste Abschätzung. Forschungsvorhaben des BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, dritter Bericht zur Bruttobeschäftigung (FKZ 0325042). Unter Mitarbeit von Marlene O'Sullivan, Dietmar Edler, Marion Ottmüller und Ulrike Lehr. Hg. v. BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt); DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung); ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg); GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung). Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_beschaeftigung_2009_bf.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2012.
- DLR; IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik); IfnE (Institut für neue Energien) (2012a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. FKZ 03MAP146. Hg. v. BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf, zuletzt geprüft am 23.05.2012.
- DLR; IWES; IfnE (2012b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Zusammenfassung des Schlussberichts. FKZ 03MAP146. Hg. v. BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_kurz_bf.pdf, zuletzt geprüft am 23.05.2012.

- Döring, Patrick; Lindner, Martin (17.06.2011): Netzausbau ist großer Schritt zur Energiewende mit Vernunft. Presseinformation Nr. 589. Berlin. <http://old.liberale.de/files/541/589-Doering-Lindner-Netzausbaubeschleunigungsgesetz.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Droste-Franke, Bert; Paal, Boris P.; Rehtanz, Christian; Sauer, Dirk Uwe; Schneider, Jens-Peter; Schreurs, Miranda; Ziesemer, Thomas (Hg.) (2012): *BalancingRenewableElectricity. Energy Storage, Demand Side Management and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective*: Springer Verlag.
- DStGB (Deutscher Städte- und Gemeindebund) (2011a): Netzausbau durch Erdverkabelung: Bundesregierung antwortet auf Kleine Anfrage und ändert Energieleitungsausbaugesetz. Berlin. <http://www.dstgb.de/dstgb/Schwerpunkte/Energiewende%20und%20kommunaler%20Klimaschutz/Netzausbau%20und%20Erneuerbare%20Energien/Netzausbau%20durch%20Erdverkabelung%3A%20Bundesregierung%20antwortet%20auf%20Kleine%20Anfrage%20und%20ändert%20Energieleitungsausbaugesetz/>, zuletzt geprüft am 11.07.2012.
- DStGB (2011b): Auslaufende Konzessionsverträge (DStGB-Dokumentation, 97).
- DStGB (2011c): Energiewende nur mit Kommunen! Positionspapier. Berlin. <http://www.dstgb.de/dstgb/Positionspapiere/Energiewende%20nur%20mit%20Kommunen!/Positionspapier%20Energieversorgung%2016.05.11.pdf>, zuletzt geprüft am 19.04.2012.
- DStGB (2011d): Novellierung des EEWärmeG: DStGB moniert fehlende Gesetzgebungskompetenz des Bundes für den kommunalen Gebäudebestand. Berlin. <http://www.dstgb.de/dstgb/Schwerpunkte/Energiewende%20und%20kommunaler%20Klimaschutz/Netzausbau%20und%20Erneuerbare%20Energien/Novellierung%20des%20EEW%C3%A4rmeG%3A%20DStGB%20moniert%20fehlende%20Gesetzgebungskompetenz%20des%20Bundes%20f%C3%BCr%20den%20kommunalen%20Geb%C3%A4udebestand/>, zuletzt geprüft am 19.04.2012.
- DStGB (2012): Kommunen fordern "Masterplan zur Energiewende". <http://www.dstgb.de/dstgb/Kommunalreport/Kommunen%20fordern%20%E2%80%9EMasterplan%20zur%20Energiewende%E2%80%9C/>, zuletzt geprüft am 02.08.2012.
- DSTTP (Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform) (2010): Forschungsstrategie Niedertemperatur-Solarthermie 2030 für eine nachhaltige Wärme- und Kälteversorgung Deutschlands. http://www.solarthermietechnologie.de/fileadmin/img/Service/PDF/Studien/DSTTP_strategiepapier_web.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2011.
- DUH (Deutsche Umwelthilfe) (2009): Der Plan N. Starterklärung zur Gründung des Forums Netzintegration Erneuerbare Energien. http://www.duh.de/uploads/media/Starterklaerung_ForumNetzintegration_final_01122009.pdf, zuletzt geprüft am 12.01.2011.
- DUH (23.11.2010): Bei den Stomtrassen Akzeptanz fördern. Pressemitteilung. http://www.duh.de/pressemitteilung.html?&tx_ttnews%5Btt_news%5D=2452, zuletzt geprüft am 20.03.2012.
- DUH (Hg.) (2010): Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze. Unter Mitarbeit von Gerd Rosenkranz, Peter Ahmels, Rotraud Hänlein, Nicole Schrader, Eva-Maria Forstmeier und Judith Grünert. Radolfzell. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/PLAN_N_final_04012011_02.pdf, zuletzt geprüft am 16.05.2012.
- DUH (Hg.) (2012): Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze. Eine Bilanz im April 2012. Unter Mitarbeit von Gerd

- Rosenkranz, Peter Ahmels, Rotraud Hänlein, Nicole Schrader, Eva-Maria Forstmeier und Judith Grünert. Radolfzell. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Bilanz_Plan_N_2012_01.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2012.
- DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.) (Hg.) (2010): Gasinfrastruktur und Gastechologie als Bestandteile eines integrierten Energiesystems. Diskussionspapier im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive. Bonn. http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovationsoffensive_diskussionspapier.pdf, zuletzt geprüft am 14.02.2011.
- E.ON AG (2012): „Ultranet“ wird in Datteln getestet. In: neben.an (Zeitung für die Nachbarn des E.ON-Kraftwerks Datteln) (Ausgabe 02.2012). http://www.kraftwerk-datteln.com/pages/ekw_de/Kraftwerk_Datteln/Mediencenter/_documents/neben_an_2_2012.pdf, zuletzt geprüft am 03.09.2012.
- ecofys Germany GmbH (2011): Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010. Berlin. http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ee-2009/2011-10_ecofys_einsman.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2011.
- EFZN (Energie-Forschungszentrum Niedersachsen) (2011a): Ökologische Auswirkungen von 380-kv-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Band 4 - Bericht der Arbeitsgruppe Recht.
- EFZN (2011b): Ökologische Auswirkungen von 380-kv-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Band 3 - Bericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie.
- EFZN (2011c): Ökologische Auswirkungen von 380-kv-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Band 2 - Bericht der Arbeitsgruppe Umwelt.
- Egerer, Jonas; Hirschhausen, Christian v.; Kunz, Friedrich (2011): Planning the Offshore North and Baltic Sea Grid. A Study on Design Drivers, Welfare Aspects, and the Impact on the National Electricity Markets. Draft Study for Public Consultation. Unter Mitarbeit von Fachbereich für Energie und Ökonomie Technische Universität Dresden und Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) (Electricity Markets Working Papers, 47). http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehre/tu_hlseiten/ordner_programmes/ordner_ge/wp_em_47_Egerer_et%20al_NSG_Scenarios_Study.pdf, zuletzt geprüft am 17.01.2011.
- EMF-Statements (2009): Statement on the "Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300 GHz)". In: Health Physics 97 (3), 257–259.
- EnEff:Stadt (2012a): Smart Energy Management – Intelligentes Energiemanagement von Strom, Gas, Wärme und Kälte. <http://www.eneff-stadt.info/de/waerme-und-kaeltenetze/projekt/details/smart-energy-management-intelligentes-energiemanagement-von-strom-gas-waerme-und-kaelte/>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- EnEff:Stadt (2012b): Energieeffizientes Duisburg - Entwicklungsstrategie Fernwärme. <http://www.eneff-stadt.info/de/waerme-und-kaeltenetze/projekt/details/energieeffizientes-duisburg-entwicklungsstrategie-fernwaerme/>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- EnEff:Stadt (2012c): Simulationsbasierte Optimierung energieeffizienter Wärmenetze in Ludwigsburg. <http://www.eneff-stadt.info/de/waerme-und-kaeltenetze/projekt/details/simulationsbasierte-optimierung-energieeffizienter-waermenetze-in-ludwigsburg>, zuletzt geprüft am 02.10.2012.
- EnEff:Stadt (2012d) Auswirkungen des Reboundeffekts bei der Sanierung von Bestandsgebäuden. <http://www.eneff-stadt.info/de/pilotprojekte/projekt/details/rebound-effekte-nach-einer->

- sanierung-wissenschaftliche-begleitung-des-quartierskonzeptes-karlsruhe/, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Enquete-Kommission "Nachhaltige Energie" (2002): Endbericht der Enquete-Kommission. Nachhaltige "Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". Berlin. <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/14/094/1409400.pdf>, zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2011): The Association. We are the European TSOs. We are ENTSO-E. <https://www.entsoe.eu/the-association/>, zuletzt aktualisiert am 07.12.2011, zuletzt geprüft am 07.12.2011.
- ENTSO-E; Europacable (2010): Feasibility and technical aspects of partial undergrounding of extra high voltage power transmission lines. Joint paper. Brüssel. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/position_papers/Joint_ENTSO-E_Europacable_FINAL_17_Dec__2010_signed.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- EREF (European Renewable Energies Federation) (15.12.2011): The European Commission's Energy Roadmap 2050. Brüssel. Rainer Hinrichs-Rahlwes. http://www.eref-europe.org/attachments/pr_2011/Energy-Roadmap-11-12-15.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2012.
- ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas) (2009): Position Paper on Smart Grids. A Consultation Paper. http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Smart%20Grids/CD/E09-EQS-3004_SmartGrids_10%20Dec%202009.pdf, zuletzt geprüft am 16.06.2011.
- Erlich, Istvan; Brakelmann, Heinrich; Wrede, Holger (09.07.2010): Overlaynetz in HGÜ oder 16.7 Hertz. Alternativen zum klassischen 380 kV-Freileitungsbau? Präsentation im Rahmen des Workshops "Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen" am 09.07.2012 in Bonn. Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungen/WorkshopTechnoOptionenJuli2010/VortragErlichOverlaynetzHGue_pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung (2011): Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft. 4. April bis 28. Mai 2011, im Auftrag der Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel. Hg. v. Klaus Töpfer. Berlin. http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2011/05/2011-05-30-abschlussbericht-ethikkommission,property=publicationFile.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2011.
- EuroHeat&Power (2010): Euroheat& Power input to a European strategy on heat. Dealing with the Heating and Cooling Market. Time to Tap the Potential. Brüssel. http://www.euroheat.org/Admin/Public/Download.aspx?file=Files%2fFiler%2fdocuments%2fpositionpapers%2fEuroheat___Power_on_a_European_policy_on_heat22.06.2010final.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2011.
- EuroHeat&Power (2011a): Bundestagsantrag zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Umfrage unter energiepolitischen Sprechern. In: EuroHeat&Power40 (1-2), 18–20.
- EuroHeat&Power (2011b): MVV Energie fordert einen Fernwärmepakt 2025. Interview mit Dr. Georg Müller. In: EuroHeat&Power40 (3), 12–13.
- EuroHeat&Power (2011c): 125 Jahre Fernwärme - eine Technologie für die Zukunft. Gespräch mit Werner Lutsch und Joachim Zientek. In: EuroHeat&Power40 (4), 10–13.
- EuroHeat&Power (2011d): Welche politischen Weichen müssen gestellt werden? Im Gespräch mit dem AGFW-Vorstand. In: EuroHeat&Power40 (10), 16–19.

- EuroHeat&Power (2011e): Fernwärme wird auch in Zukunft eine große Bedeutung haben. Interview mit Hildegard Müller. In: EuroHeat&Power40 (1-2), 14–15.
- Europäische Kommission (2007): DG Competitionreport on energysectorinquiry. SEC (2006) 1724.
- Europäische Kommission (2008a): Report on the Implementation of the Trans-European Energy Networks Programme in the Period 2002-2006. Pursuant to Article 16 of Regulation 2236/1995/EC.COM (2008) 770 final.Brüssel.Online verfügbarunter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0770:FIN:En:PDF>, zuletztgeprüft am 11.07.2012.
- Europäische Kommission (2008b): Vorschlag für eine Richtlinie [...] über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung). KOM (2008) 780 endg. 2008/0223 (COD). Brüssel.
- Europäische Kommission (2010a): Energie 2020 - Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie. Mitteilung der Kommission. KOM(2010)639 endg. vom 10.11.2010. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0639:FIN:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 12.12.2011.
- Europäische Kommission (2010b): Mitteilung der Kommission über Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz. KOM (2010) 677 endg. vom 17.11.2010. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0677:FIN:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 17.03.2011.
- Europäische Kommission (2010c): Bericht der Kommission über die Realisierung der transeuropäischen Energienetze im Zeitraum 2007-2009. Gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 680/2007 sowie Artikel 9 Absatz 2 und Artikel 15 der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG. KOM (2010) 203 endgültig vom 04.05.2010. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0203:FIN:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 19.04.2012.
- Europäische Kommission (2011a): Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020. Mitteilung der Kommission. KOM (2011) 31 endgültig vom 31.01.2011. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0031:FIN:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 02.05.2011.
- Europäische Kommission (2011b): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG. KOM (2011) 658 endgültig vom 19.10.2011. Brüssel. http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/de/com/2011/com2011_0658de01.pdf.
- Europäische Kommission (2011c): Energy Roadmap 2050. KOM (2011) 885 endg. vom 15.12.2011. Brüssel. http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf, zuletzt geprüft am 15.12.2011.
- Europäische Kommission (2011d): Vorschlag für eine Verordnung des Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0658:FIN:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 27.08.2012.
- Europäische Kommission (2011e): Intelligente Stromnetze: Von der Innovation zur Realisierung. Mitteilung der Kommission. KOM (2011) 202. Brüssel. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/20110412_act_de.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2011.
- Europäische Kommission (2011f): Jahreswachstumsbericht: Gesamtkonzept der EU zur Krisenbewältigung nimmt weiter. Mitteilung der Kommission. KOM (2011) 11. http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/de_final.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2012.

- Europäische Kommission (2011g): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG. KOM (2011) 370 endgültig vom 22.06.2011. Brüssel.
- Fachverband Biogas (26.06.2011): Ausbauziele von Biomethan durch neues KWKG gefährdet. Freising. http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM-18-12, zuletzt geprüft am 26.09.2012.
- Feix, Olivier; Barth, Peter (31.01.2012): Netzentwicklungsplan 2012. Rolle und Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans. Präsentation im Rahmen der ersten Informationsveranstaltung des Dialogs zum Netzentwicklungsplan in Berlin. <http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/attachments/Rolle%20und%20Aufgaben.zip>, zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.) (2011): Wärmespeicher – Mehr Freiheitsgrade für KWK. Stand: Juni 2011. Unter Mitarbeit von Michael Beer. http://www.ffe.de/download/Publikationen/379_Waermespeicher_KWK/20110615_Waermespeicher_KWK.pdf.
- Fischedick, Manfred; Schüwer, Dietmar; Venjakob, Johannes (2007): Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. In: Climate Change (17). <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3501.pdf>, zuletzt geprüft am 18.01.2012.
- FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (Hg.) (2006): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Studie. 2. Aufl. Leipzig. http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_211pdf_211_einspeisestudie_endfassung.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2011.
- Focht, Peter (2011): Kurth verteidigt Renditekürzungen. In: Energie & Management, 7.
- forsa; WinGas (2008): Einstellungen der Bürgerinnen und Bürger in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen zur Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung (OPAL). http://www.opal-pipeline.com/public/de/presse/pressemitteilungen/Nachricht6/content/0/text_files/file/Forsa_a_%20Umfrage_OPAL.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2012.
- Forum Umwelt und Entwicklung (2012): Keine Mitverbrennung von Holz in Kohlekraftwerken. Gemeinsame Erklärung von Umwelt- und Holzwirtschaftsverbänden. Pressemitteilung vom 11.06.2012. <http://www.forumue.de/news/news/keine-mitverbrennung-von-holz-in-kohlekraftwerken/>, zuletzt geprüft am 28.06.2012.
- Fraunhofer IAO (2010): Systemanalyse BWe Mobil. IKT- und Energieinfrastruktur für innovative Mobilitätslösungen in Baden-Württemberg. Stuttgart. <http://wiki.iao.fraunhofer.de/images/studien/systemanalyse-bwe-mobil.pdf>, zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- Fraunhofer IWES (Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Endbericht. Kassel. http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2011.
- Fraunhofer IWES (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten im Auftrag von Greenpeace Energy. Unter Mitarbeit von Michael Sterner, Mareike Jentsch und Uwe Holzhammer. Kassel. http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2012.

- Fraunhofer UMSICHT (Fraunhofer-Institut für Umwelt, Sicherheits-und Energietechnik) (o. J.): Leitfaden Nahwärme. http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/documents/infomaterial/OE800/leitfaden_nahwaerme_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Fraunhofer UMSICHT (2009): Zusammenfassung des Abschlussberichts (Kurzbrochure). Band 1. In: Sicherheits-und Energietechnik) Fraunhofer UMSICHT (Fraunhofer-Institut für Umwelt (Hg.): Verbundprojekt Biogaseinspeisung. Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Erzeugung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank. Laufzeit: November 2006 - Dezember 2008. 7 Bände. Oberhausen.
- Frenz, Walter; Kane, Anne-Miriam (2010): Die neue europäische Energiepolitik. In: Natur und Recht 32 (7), 464–475.
- Frey, Martin (2009): Positive Rahmenbedingungen für Wärmenetze. Geothermische Wärmeversorgung. In: EuroHeat&Power38 (3), 34–36.
- Fricke, Norman (2011a): Technische, wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen der Fernwärmewirtschaft. Teil 1. In: EuroHeat&Power40 (3), 26–33.
- Fricke, Norman (2011b): Technische, wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen der Fernwärmewirtschaft. Teil 2. Besondere Rechtslage. In: EuroHeat&Power40 (4), 22–31.
- Frontier Economics; Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarktes. Ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Ein Bericht für die Bundesnetzagentur. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/GutachtenPreiszonenStrommarkt/GutachtenPreiszonenLang.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 27.08.2012.
- Futterlieb, Matthias (2011): Solarthermische Wärmezeugung. Rahmenbedingungen und Förderstrategien im regenerativen Wärmesektor in Deutschland und Spanien. FU Berlin, Berlin. Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft. <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2011/3112/>, zuletzt geprüft am 15.07.2011.
- FVEE (Forschungsverbund Erneuerbare Energien) (Hg.) (2010): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien. Berlin. http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf, zuletzt geprüft am 17.07.2011.
- Gammelin, Cerstin; Hamann, Götz (2005): Die Strippenzieher: Manager, Minister, Medien - Wie Deutschland regiert wird. Berlin: Econ.
- Gärditz, Klaus Ferdinand; Rubel, Jörgen (2010): Die regulierungsbehördliche Sanktionierung ausbleibender Netzinvestitionen im Rahmen des dritten Legislativpakets zur Liberalisierung der Energiebinnenmärkte. In: Netzwirtschaften & Recht 7 (4), 194–203.
- Gaspool (2011): Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs. Bericht der im Marktgebiet GASPOOL tätigen marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber zur Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs gem. §17 GasNZV zum 1. April 2011. <http://www.gasunie.de/uploads/fckconnector/2c76622d-b255-4e30-b265-eb4917056743>, zuletzt geprüft am 27.07.2011.
- GFN (Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH); Universität Duisburg-Essen; GEO (Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH) (2009): Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen. FuE-Vorhaben (FKZ 806 82 070) im Auftrag des BfN (Bundesamt für Naturschutz). Endbericht.

- http://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/erneuerbareenergien/endbericht_ausbau_stromleitung_kueste.pdf, zuletzt geprüft am 24.08.2011.
- GGSC (Gaßner, Groth, Siederer & Coll.) (2012): Energie-Newsletter September 2012. http://www.ggsc.de/service/downloads/524_EnergieNL_201209.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2012.
- Grashof, Katherina (2007): „Wollen wir wirklich so einen strengen Regulierer?“. Regulierung von Stromnetzentgelten. Berlin (Discussion Paper). <http://www.oeko.de/oekodoc/311/DP-2007-001.pdf>, zuletzt geprüft am 26.04.2012.
- Gröschl, Frank (18.01.2012, mdl.): Interview mit Frank Gröschl, Hauptgeschäftsführung im deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), Leiter Forschung und Beteiligungsmanagement, Bonn. Telefoninterview am 18.01.2012. Interviewer: Bruns, Elke.
- Groß, Ulrich (27.09.2011): Die Energiewende: Herausforderung für Verteilnetze. 3. Kongress "100% Erneuerbare-Energie-Region" am 27./28.09.2011 in Kassel. http://www.100-ee-kongress.de/fileadmin/content/downloads/3_Kongress/F4/f4_gross.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Güneysu, Sindy; Vetter, Miriam; Wieser, Matthias (2011): Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze. (Smart Grids). In: dvbl Deutsches Verwaltungsblatt (14), 870–875.
- Hagmann, J. (2011): § 20 UVPG Rn. 41. In: Robert von Landmann, Klaus Hansmann und Gustav Rohmer: Umweltrecht - Band 1. Kommentar. 61. Auflage. München: Beck.
- Hamm, Horst (2008): Richtig Heizen und Dämmen. In: natur+kosmos(11), 84–86. http://www.natur.de/scripts/basics/natur/news/basics.prg?session=42f948a44e0a1dce_856733&a_no=2486&main=drucken, zuletzt geprüft am 02.11.2011.
- Hancher, Leigh; Hauteclouque, Adrien de (2010): Manufacturing the EU Energy Markets. The current Dynamics of regulatory Practice. Robert Schumann Centre for Advanced Studies. San Domenico di Fiesole (EUI Working Papers RSCAS, 1). http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/13077/RSCAS_2010_01.pdf;jsessionid=6FD4992A44B27ED9376FBEEF01A65483?sequence=1, zuletzt geprüft am 17.07.2011.
- Hansen, Allan N.; Falsig, Bent (2011): KMR. Ein wichtiger Beitrag zur Entwicklung der Fernwärme. Kontinuierliche Verbesserungen in der Dämmung. In: EuroHeat&Power40 (7-8), 40–45.
- Hauser, E.; Hoffmann, P.; Dröschel, B.; Luxenburger, M. (2011): Positionspapier Strom im Wärmebereich. Unveröffentlicht.
- Häusler, Michael; Schlayer, Gernot; Fitterer, Gerd (1997): Erhöhte Übertragungsfähigkeit von Freileitungen durch Umbau von Drehstrom auf Gleichstrom. In: ABB Technik (3). [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/07ACD1329770DF89C1256DDD00346F0E/\\$File/04-11m216.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf/VerityDisplay/07ACD1329770DF89C1256DDD00346F0E/$File/04-11m216.pdf), zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- Hermes, Hans-Dieter (2011): Biomasseverbrennung in Kohlekraftwerken sollte gefördert werden. In: EuroHeat&Power40 (11), 10–13.
- Herr, Michael (02.10.2010): Das Biogasregister Deutschland. Vortrag im Rahmen der Konferenz „Auf und Ab im Biomethanmarkt – was bringt die EEG-Novelle?“ in Berlin. http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/filemanager/unternehmen/Veranstaltungen/die_konferenz_Dez10/Vortraege/5_Michael_Herr_dena.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2011.
- Hessenenergie (2009): Energiesteuer-Ersparnis und Zuschläge nach dem KWK-Gesetz bei kleinen KWK-Anlagen (BHKW). Wiesbaden. <http://www.hessenenergie.de/Downloads/DI-Pub/dlp-kwk/enbhwk.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2012.
- Heuterkes, Michael; Janssen, Matthias (2008): Die Regulierung von Strom- und Gasmärkten in Deutschland. Westfälische Wilhelms-Universität Münster (Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung, 29). <http://www.wiwi.uni->

- muenster.de/cawm/forschen/Download/Diskussionsbeitrag_nr29.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Hilpert, Jörg (Hg.) (2011): Nutzen und Risiken öffentlicher Großprojekte. Bürgerbeteiligung als Voraussetzung für eine größere gesellschaftliche Akzeptanz. Abschlussbericht. Universität Stuttgart (Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung, 19). http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2011/6349/pdf/AB019_Hilpert_et_al.pdf.
- Hirschhausen, Christian v.; Wand, Robert; Beestermöller, Christina (2010): Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms. Gutachten im Auftrag des WWF Deutschland. Technische Universität Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP). Berlin. http://www.wip.tu-berlin.de/typo3/fileadmin/documents/wip-de/aktuelles/Kurzstudie_Energiewegeplanung_WWF_23112010.pdf, zuletzt geprüft am 17.03.2011.
- Hirschl, Bernd (2008): Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt. 1. Aufl. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften (GWV).
- Hoffknecht, Andreas; Wengeler, Fritz; Wunderer, Andreas (2012): Herausforderungen und Chancen für einen regionalen Versorger. In: Hans-Gerd Servatius, Uwe Schneidewind und Dirk Rohlfing (Hg.): Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem mit neuen Geschäftsmodellen, Bd. 2. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 113–129.
- Hübner, Gundula; Pohl, Johannes (2011): Jein zum Netzausbau. In: Erneuerbare Energien (9), 30–33.
- Hüttenrauch, Jens; Müller-Syring, Gert (2010): Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas. In: DVGW energie|wasser-praxis(10), 68–71. http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf_2010/03_2010/internet_68-71_Huettenrauch.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2012.
- ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) (1998): ICNIRP Guidelines. For Limiting Exposure to Time-Varying Electric, Magnetic and Electromagnetic Fields.Upto 300 GHz. In: HealthPhysics74 (4), 494–522.
- IFEU & Wuppertal Institut (2009): Energiebalance - Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Endbericht. Unter Mitarbeit von Martin Pehnt, Angelika Paar, Philipp Otter, Frank Merten, Thomas Hanke, Wolfgang Irrek et al. <http://www.ifeu.de/energie/pdf/Energiebalance%20Endbericht.pdf>, zuletzt geprüft am 18.02.2011.
- IFEU; Fraunhofer ISI; IfnE (2011): Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative. Endbericht des Projektes „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“. Heidelberg/ Karlsruhe/ Berlin/ Osnabrück/ Freiburg. http://www.ifeu.de/energie/pdf/NKI_Endbericht_2011.pdf, zuletzt geprüft am 14.02.2012.
- IfnE (2012): Selbstversorgung mit Solarstrom und Solarwärme. Stand und Ausblick 2020. Unter Mitarbeit von Bernd Wenzel und Matthias Futterlieb. Teltow. http://www.woche-der-sonne.de/fileadmin/wds-media/Downloads/BSW_Studie_solare_Selbstversorgung_12-04-27_end_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2012.
- IZES; Fraunhofer ISI (Institut für System- und Innovationsforschung); GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung); DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich. Arbeitspaket 1. Im Auftrag des BMU. <http://www.erneuerbare->

- energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/endbericht_ausbau_ee_2009.pdf, zuletzt geprüft am 01.02.2011.
- IZES; BEI (Bremer Energie Institut) (2011): Erschließung von Minderungspotenzialen spezifischer Akteure, Instrumente und Technologien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (EMSAITEK). Beitrag von Mini-KWK-Anlagen zur Zielerreichung der Nationalen Klimaschutzinitiative. Endbericht zu PART III. Saarbrücken/Wuppertal/Berlin. http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EMSAITEK_Teil_3.pdf, zuletzt geprüft am 21.11.2011.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) et al. (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzausbau_bf.pdf, zuletzt geprüft am 14.06.2012.
- Jäger, Gerd (22.10.2010): Statement zu ADELE. Pressekonferenz Druckluftspeicher-Standort in Staßfurt. <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/513834/data/364260/1/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/Statement-von-Prof.-Dr.-Gerd-Jaeger.pdf>, zuletzt geprüft am 16.01.2012.
- Jahnke, Katy (2011): CO₂ Trendreport Energie. Heizenergieverbrauch in Deutschland. Stand und Entwicklung. Berlin, 2011. http://www.co2online.de/fileadmin/CO2online/PDF_misc/PDF_Statistik_und_Research/Teil1_Heizenergieverbrauch_Deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2012.
- Janzing, Bernward (2010): Kraft auf Vorrat. In: neue energie(7), 24–31. http://www.neueenergie.net/fileadmin/ne/ne_inhalte/dokumente/NE_07_10_Titelgeschichte_S24-31.pdf.
- Janzing, Bernward (2011): Windgas für jedermann. Strom, Wärme, Mobilität. Erste Unternehmen wagen sich in das Geschäft mit regenerativ erzeugtem Gas. In: neue energie(7), 35–37.
- Jarass, Lorenz (2011): dena-Netzstudie-II. Annahmen rechtswidrig, Ergebnisse irreführend. <http://www.jarass.com/Energie/C/Dena%20Netzstudie%20II,%20Stellungnahme%2022.11.2010.pdf>, zuletzt geprüft am 13.03.2012.
- Jay, Stephen (2007): Pylons in the Back Yard. Local Planning and Perceived Risks to Health. In: Environment and Planning C: Government and Policy 25 (3), 423–438.
- Jørgensen, StenInge (09.09.2011): VilikkebrukeNorgesombatteri. In: Morgenbladet Online. http://morgenbladet.no/samfunn/2011/vil_ikke_bruke_norge_som_batteri, zuletzt geprüft am 02.04.2012.
- Kaestle, Gunnar; Wehrmann, Ernst-August; Beck Hans-Peter (2009): Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Das neue KWK-Gesetz und das Mini-KWK-Impulsprogramm. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien. www.bkwk.de/download/20090211_Paper_IEWT2009.pdf, zuletzt geprüft am 08.06.2011.
- KAS (Konrad-Adenauer-Stiftung) (2011): Klimareport 2011. Politik und Wahrnehmung. Sankt Augustin/Berlin. http://www.kas.de/wf/doc/kas_5267-1442-1-30.pdf?111202155000, zuletzt geprüft am 19.04.2012.
- Keller, Birgit (03.10.2011): Netzausbau und Strahlenschutz. Vortrag im Rahmen des Fachgesprächs Netzausbau - Strahlenschutz - Kommunikation. http://www.bfs.de/de/elektro/netzausbau/informationen/Abstract_Keller.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2012.
- KEMA Consulting GmbH (2009): Endenergieeinsparung durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering). Bonn.

- <http://www.kema.com/de/Images/KEMA%20Endbericht%20Smart%20Metering%202009.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- KEMA Consulting GmbH (2012): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid). Endbericht - Kurzfassung. Im Auftrag des VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.). Bonn. http://www.vku.de/fileadmin/get/?21071/2012.05_VKU_Kurzstudie_V1.0__final.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2012.
- Klaue, Siegfried; Schwintowski, Hans-Peter (2010): Einige Bemerkungen zu den Marktgebieten in der Gaswirtschaft. In: *Netzwirtschaften & Recht* (4), 204–207.
- Klemm, Andreas; Strohe, Dirk (2009): Konzessionsabgabenverordnung (KAV): Carl Heymanns Verlag (Heymanns Taschenkommentare).
- Klinski, Stefan (2005): Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von Erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung. Erstellt im Rahmen des BMU-Projekts "Rechtliche und administrative Hemmnisse des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Deutschland". http://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/Klinski_Genehmigungsrechtliche_Anforderungen_2005.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Klocke, Bernhard; Lenz, Jürgen (2010): Die Innovationsoffensive des deutschen Gasfaches. In: *gwf-Gas|Erdgas*(9), 542–547.
- Knab, Sebastian; Strunz, Kai; Lehmann, Heiko (2010): Smart Grid. The Central Nervous System for Power Supply. New Paradigms, New Challenges, New Services. Hg. v. IZE (Innovationszentrum Energie) der TU Berlin. Berlin (Schriftenreihe Innovationszentrum Energie, 2). http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2565/pdf/2216_Knab_IZE_2_final.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- Koch, H. (07.10.2010): Biomasse mitverbrennung in KWK-Anlagen - Vattenfall Europe Wärme AG. Vortrag. Berlin. http://drzeplin.com/controlling4nachhaltigkeit/downloads/CoCombHeat_ICVBerlin.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Krassowski, Joachim; Urban, Wolfgang (25.03.2010): Biogaseinspeisung in Erdgas-/Mikrogasnetze – Möglichkeiten und offene Fragen. Vortrag im Rahmen der 11. NRW-Biogastagung im Landwirtschaftszentrum Haus Düsse. <http://www.duesse.de/znr/pdfs/2010/2010-03-25-biogastagung-04.pdf>, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- Krawinkel, Holger (22.03.2011): ...und keiner macht mit – Was will der clevere Kunde? Vortrag im Rahmen der bdew-Fachtagung "Treffpunkt Netze". Berlin.
- Krischer, Oliver (2012): Fachgespräch zur Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken am 11.06.2012 in Berlin. <http://oliver-krischer.eu/detail/nachricht/fachgespraech-zur-mitverbrennung-holzartiger-biomasse-in-kohlekraftwerken.html>, zuletzt geprüft am 28.09.2012.
- Kuhbier Rechtsanwälte; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie; WM Consultant (2010): Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. FKZ 03MAP163. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/umsetzungsbedarf_eerl_bf.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2012.
- Kuhbier, Jörg (2011): Erfolgreiche Vernetzung mit der maritimen Wirtschaft. In: *Schiff & Hafen* (9), 102. <http://www.offshore->

- stiftung.com/60005/Uploaded/CAlbrecht|2011_09SchiffHafen_JrgKuhbier.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2012.
- La Chevallerie, Annika v.; Ropeter, Maren (2011): Kommunale Wärmeplanung. Rechtliche Möglichkeiten zur Verbesserung der Nutzung von Wärme aus KWK und Abwärme. Berliner Energietage, 18.05.2011. http://www.izes.de/cms/upload/pdf/BET_2011_La_Chevallerie-Ropeter.pdf, zuletzt geprüft am 14.10.2012.
- Landinger, Hubert (22.04.2010): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien. Vortrag am VDE-Bezirksverein München e.V., Arbeitskreis Energietechnik. München. <http://www.vde.com/de/regionalorganisation/bezirksvereine/suedbayern/facharbeit%20regional/akenergietechnik/documents/energiespeicher.pdf>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Leopoldina - Nationale Akademie der Wissenschaften (2012): Bioenergie: Möglichkeiten und Grenzen. Hg. v. Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina. Kurzfassung und Empfehlungen. http://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/201207_Stellungnahme_Bioenergie_kurz_de_en_final_02.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2012.
- Leprich, Uwe (2008): Schlüsseltechnologie für den Klimaschutz. Wärmenetze als Rückgrat einer nachhaltigen Wärmeversorgung. In: n - [energie] (4), 50–51. http://www.htw-saarland.de/wiwi/fakultaet/personen/professoren/dozenten-h-o/leprich/leprich/publikationen/Leprich_in%20ETA.pdf, zuletzt geprüft am 14.10.2012.
- Leprich, Uwe (07.05.2008): Wärmenetze als Rückgrat einer nachhaltigen Wärmeversorgung. Vortrag im Rahmen des Fachforums E.11 „Infrastruktur der Energiewende“. IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme). Berliner Energietage, 07.05.2008. http://www.oeko.de/files/aktuelles/application/pdf/e11_leprich-2_waermenetze.pdf, zuletzt geprüft am 14.10.2012.
- Leprich, Uwe (28.10.2009): Die Rolle der Stromnetzbetreiber bei der Dezentralisierung der Energieversorgung. Vortrag im Rahmen des ersten branchenübergreifenden KWK-Kongresses des B.KWK in Berlin. http://www.htw-saarland.de/wiwi/fakultaet/personen/professoren/dozenten-h-o/leprich/leprich/publikationen/leprich_bkwk_kongress_berlin_oktober_2009.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Leprich, Uwe (03.05.2011): Zwischen Anreizregulierung und Innovationsdruck. Verteilnetzbetreiber im Wandel. Vortrag im Rahmen des Forums Netzintegration Erneuerbare Energien. DUH (Deutsche Umwelthilfe). Berlin, 03.05.2011. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Leprich_03052011.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- Leprich, Uwe (07.07.2011, mdl.): Interview mit Uwe Leprich, Leiter des Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken. Am 07.07.2011 in Berlin. Interviewer: Ohlhorst, Dörte; Futterlieb, Matthias.
- Lüdtke-Handjery, Alexander (2012): § 17 StromNZV. In: W. Danner und Christian Theobald: Energierecht. Kommentar. 69. Aufl.: C.H. Beck.
- Lund, Torsten (16.09.2010): Reducing the Visual and Environmental Impact of the Danish Transmission System. Präsentation im Rahmen der Veranstaltung "High-voltage Transmission and the Visual Environment" in Reykjavik. <http://www.landsnet.is/uploads/838.pdf>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Magnor, Dirk (15.09.2011): Übersicht und Kosten verschiedener Speichertechnologien. Welche Möglichkeiten gibt es – wie rechnet sich das? Vortrag im Rahmen der BWE-Fachtagung „Netzstruktur der Zukunft - Herausforderungen der Energiewende“. Berlin.

- Marquardt, Roland (06.05.2010): Druckluftspeicher. Entwicklungsaktivitäten von RWE Power. Impulsvortrag. Erneuerbare ins Netz. DUH (Deutsche Umwelthilfe), Berlin. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Marquardt_WS3_060510.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- Matthes, Felix Chr. (21.02.2011): Speicher in 100% regenerativen Energiesystemen. Potenziale und Bedarf. Vortrag im Rahmen der Konferenz der DUH "Energiespeicherung und Naturschutz". Öko-Institut e.V. Berlin. http://www.duh.de/uploads/tx_duhdownloads/DUH_Matthes_21022011.pdf, zuletzt geprüft am 09.10.2012.
- Matthes, Felix Chr.; Ziesing, Hans-Joachim (2011): Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. Berlin. <http://www.vku.de/energie/energieerzeugung/kraft-waerme-kopplung/kwk-braucht-politische-unterstuetzung.html>, zuletzt geprüft am 25.09.2012.
- Menges, Roland; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2012): Rekommunalisierung versus Neukonzessionierung der Energieversorgung. In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft (36), 51–67.
- Merki, Daniel; Fierro, Stéphane; Vrubel, Heron; Hu, Xile (2011): Amorphous molybdenum sulfide films as catalysts for electrochemical hydrogen production in water. In: Chemical Science 2 (7), 1262–1267.
- Meyer, Hans-Jürgen (2011): Zur Finanzierung der „Energiewende“. Einige aktuelle Anmerkungen. Präsentation im Rahmen des enreg. Workshops zum Energierecht am 05.05.2011 in Berlin. Berlin. <http://www.enreg.de/content/material/2011/05.05.2011.Meyer.pdf>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Midttun, Atle; Ruohonen, Tiina; Piria, Raffaele (2012): Norway and the North Sea Grid. Key Positions and Players in Norway, from a Norwegian Perspective. Hg. v. SEFEP (Smart Energy for Europe Platform GmbH). SEFEP working paper 2012-1. <http://www.sefep.eu/activities/publications-1/norway-and-the-north-sea-grid>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- Monopolkommission (2011): Energie 2011. Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten. Sondergutachten 59 der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Bonn. http://www.monopolkommission.de/sg_59/s59_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Möst, Dominik; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2010): Dezentralisierung der Energieversorgung. Herausforderungen an die Systemanalyse und -steuerung. In: Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 19 (3), 22–29. <http://www.itas.fzk.de/tatup/103/moua10a.pdf>, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- Müller, Armin (15.07.2011): Interesse geweckt. In: Energie & Management, 15.07.2011, 25.
- Müller, Armin (15.01.2012): Warten auf den Startschuss. In: Energie & Management, 15.01.2012, 24.
- Müller, Armin (15.07.2012): Vorreiterrolle. In: Energie & Management, 15.07.2012, 29.
- Müller, Christine; Growitsch, Christian; Wissner, Matthias (2011): Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze. In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft 35 (3), 159–171.
- Müller, Thorsten (2009): Rechtliche Konsequenzen aus der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie. Vortrag am 27.04.2009 im Rahmen der BEE-Informationsveranstaltung zur Richtlinie 2009/28/EG.
- Müller, Thorsten (27.10.2011): Der rechtliche Rahmen für den Speicherausbau – Zustandsbeschreibung und Defizitanalyse. Vortrag im Rahmen der Veranstaltung "Kongress Energiewende - die Perspektiven des Energiespeicherausbau" in Stuttgart. <http://www.stiftung->

- umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf/Thorsten_Mueller_Speicher_2011-10-26_lang.pdf, zuletzt geprüft am 29.09.2012.
- Müller, Thorsten (27.04.2012): Stromspeicher im Recht - Leitlinien für die Förderung der Speicherung von Elektrizität aus rechtswissenschaftlicher Sicht. Vortrag im Rahmen des EUROSOLAR-Symposiums "Rechtsrahmen für Stromspeicher" in Bonn. <http://ebookbrowse.com/presentation-t-mueller-speicher-2012-04-27-pdf-d369357635>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Müller, Thorsten; Oschmann, Volker; Wustlich, Guido (2010): EEWärmeG. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz : Kommentar. München: Beck.
- Müller-Kirchenbauer, Joachim (12.05.2011): Versorgungssicherheit Gas. Energiewirtschaftliche und technische Dimensionen. Vortrag im Rahmen der Göttinger Energietagung "Aspekte der Versorgungssicherheit Strom und Gas". http://www.efzn.de/uploads/media/003_Mueller-Kirchenbauer.pdf, zuletzt geprüft am 09.10.2012.
- Müller-Syring, Gert; Sterner, Michael (10.11.2010): Wasserstoff im Erdgasleitungsnetz. Vortrag im Rahmen des DBI-Fachforum "Energiespeicherung im Erdgasnetz und Wasserstoff" in Berlin. http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/DBI-FF-2010-H2/05_MuellerSyring_DBI-FF.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- NABU (Naturschutzbund Deutschland e.V.) (2009): Netzausbau und -anpassung zur Integration Erneuerbarer Energiequellen. NABU-Grundsätze. http://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/nabu-grunds__tze_netzausbau_090401.pdf, zuletzt geprüft am 15.10.2012.
- NABU (2011): Umbau der Stromversorgungsinfrastruktur zur Integration der erneuerbaren Energien. NABU Hintergrund. Juli 2011. http://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/nabu_hintergrund_umbau_strominfrastruktur_110711.pdf, zuletzt geprüft am 04.10.2012.
- Nast, Michael (15.09.2004): Chancen und Perspektiven der Nahwärme im zukünftigen Energiemarkt. Vortrag im Rahmen der Fachtagung "Nahwärme 2004". Osnabrück, 15.09.2004. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resourcen/dokumente/institut/system/publications/Na_hwaerme_Energiemarkt.pdf, zuletzt geprüft am 14.10.2012.
- Nast, Michael (30.09.2011, mdl.): Interview mit Michael Nast, Kommissarische Abteilungsleitung Systemanalyse und Technikbewertung am Institut für Technische Thermodynamik, DLR (Stuttgart). Am 30.09.2011 in Berlin. Interviewer: Ohlhorst, Dörte; Futterlieb, Matthias.
- Nast, Michael; Leprich, Uwe; Ragwitz, Mario; Bürger, Veit; Klinski, Stefan (2006): Eckpunkte für die Entwicklung und Einführung budgetunabhängiger Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Endbericht. Ausarbeitung im Auftrag des BMU. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/43282/40870/>, zuletzt geprüft am 07.10.2012.
- Nast, Michael; Schulz, Wolfgang; Leprich, Uwe et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes. Endbericht. Ausarbeitung im Auftrag des BMU. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/endbericht_waermegesetz.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2012.
- Nast, Michael; Schulz, Wolfgang; Steinbach, Johann; Bürger, Veit; Klinski, Stefan (2011): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zum EEWärmeG (Folgevorhaben). Endbericht. FKZ: 0327675A. <http://elib.dlr.de/69183/>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- NCG (NetConnect Germany) (2011): Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs 2011. Marktgebietskooperation der Unternehmen bayernets GmbH, Eni Gas Transport Deutschland S.p.A., GRTgaz Deutschland GmbH, GVS Netz GmbH, Open Grid Europe GmbH und Thyssengas

- GmbH. http://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xbcr/SID-50920494-BF1AA5DA/open-grid-europe-internet/ELKB_3103.pdf, zuletzt geprüft am 09.10.2012.
- Neue Energie (2010): Als erstes muss das Netz ausgebaut werden. Interview mit Oluf Ulseth von Statkraft. In: neue energie (7), 36.
- Neue Energie (2011): Vermittlung bei Gebäudesanierung. In: neue energie (11), 13.
- Nikionok-Ehrlich, Angelika (2011): Thema verfehlt. Der EU-Sondergipfel am 4. Februar sollte ein Signal für Europas Energiepolitik werden. In: neue energie (03), 24–25.
- Nissen, Joachim (03.05.2011): Energienetze 2020. Was kostet die (smarte) Welt? Vortrag im Rahmen des Forums Netzintegration 2011 der DUH in Berlin. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Nissen_03052011.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- Nitsch, Joachim; Wenzel, Bernd (2009): Leitszenario 2009. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Langfassung. DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt); IfnE (Ingenieurbüro für neue Energien). http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- Nitsch, Joachim; Sterner, Michael; Wenzel, Bernd et al. (2010): Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2011_2/leitstudie2010.pdf, zuletzt geprüft am 09.10.2012.
- Offshore Forum Windenergie (2010): Positionspapier zur Offshore-Windenergie in Deutschland vom August 2010. Herausforderungen, Lösungsansätze und notwendige Maßnahmen. <http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/261/51/51/60005/design1.html>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- OffshoreGrid Projekt (2011): Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe. A Techno-Economic Assessment. Final Report. Unter Mitarbeit von 3E, dena, EWEA, ForWind, IEO, NTUA-RENE et al. http://www.offshoregrid.eu/images/FinalReport/offshoregrid_fullfinalreport.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Ohlhorst, Dörte (2009): Windenergie in Deutschland. Konstellationen, Dynamiken und Regulierungspotenziale im Innovationsprozess. 1. Aufl.: VS Verlag für Sozialwissenschaften (GWV).
- Ohlhorst, Dörte (2011): Energiemix im Lobbygeflecht - das Ringen der Akteure um die Weichenstellungen für die Zukunft. In: Dorothee Keppler, Benjamin Nölting und Carolin Schröder (Hg.): Neue Energie im Osten - Gestaltung des Umbruchs. Perspektiven für eine zukunftsfähige sozial-ökologische Energiewende. Frankfurt am Main, Berlin, Bern, Bruxelles, New York, Oxford, Wien: Peter Lang GmbH, 73–95.
- Panousos, Panos (07.12.2010): Gas network reinforcement plans and the integration of biogas. Biogas injection to the transmission network. Vortrag im Rahmen der "International Conference of the EU Project SUSPLAN". ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas). http://www.susplan.eu/fileadmin/susplan/documents/presentations/1st_SUSPLAN_Conference/9_Panousos_Gas_network_reinforcement_plans.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- Pasch, Karl-Heinz (2010): Biogas – Mehr Mut zum Markt. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60 (6), 30–33.
- Paul, Hans-Ulrich (2007): Kabel oder Freileitung? Eine kontroverse Diskussion. Papier zur Informationsveranstaltung zum Ausbau des Hoch- und Höchstspannungsnetzes. http://www.nlt.de/pics/medien/1_1191828963/Kabel_oder_Freileitung_korr.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.

- Pehnt, Martin; Höpfner, Ulrich (2009): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Kurzgutachten. Hg. v. IFEU. Heidelberg. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ifeu_kurzstudie_elektromobilitaet_wasserstoff.pdf, zuletzt geprüft am 19.09.2012.
- PIK (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung); Universität Leipzig (2011): Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland. Eine Studie des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) und des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der Universität Leipzig im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung. Stand: 27.06.2011. Langfassung. Potsdam/Leipzig. <http://www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/research/MitigationScenarios/energiewende/imagefolder/langfassung>, zuletzt geprüft am 04.10.2012.
- Pink, Martin (09.07.2010): Was können Hochtemperaturleiterseile leisten? Präsentation im Rahmen des Workshops "Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen" in Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungen/WorkshopTechnoOptionenJuli2010/VortragPinkHochtemperaturseileEN_pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 19.09.2012.
- Piria, Raffaele; Zavalas, Loukianos (2012): Priorities in the North Sea Grid Debate (SEFEP working paper, 3). http://www.sefep.eu/activities/publications-1/North%20Sea%20priorities_SEFEP.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2012.
- Prognos AG (2011a): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin. http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/110822_Prognos_Szenariorahmen_NEP_F.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2012.
- Prognos AG (2011b): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Im Auftrag des AGFW. Stand: Dezember 2011. Berlin. http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/2011-12-19_Kurzstudie_Waermespeicher_Prognos.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Prognos AG; BEA (Berliner Energieagentur GmbH) (2011): Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Endbericht. Studie im Auftrag des BMWi. Berlin/Basel. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Technologie-und-Innovation/zwischenueberpruefung-gesetz-kraft-waerme-kopplung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 17.01.2012.
- Prognos AG; ecofys Germany GmbH (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. BMWi-Vorhaben Nr. 50/10. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Prognos AG; EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln); GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projektnr. 12/10 des BMWi. Berlin/Basel/Köln/Osnabrück. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/studie-energieszenarien-fuer-ein-energiekonzept,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 09.10.2012.
- Prognos AG; Roland Berger (2010): Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020. Wettbewerbsfähig, klimafreundlich, dezentral - die Solarwirtschaft als eine bedeutende Säule

- einer nachhaltigen Energieversorgung. Langfassung. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/wegweiser_sw_pvrn-lang.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2012.
- Raabe, Oliver; Lorenz, Mieke Pallas Frank; Weis, Eva (2010): Empfehlungen zum Datenschutz im Smart Grid. Entwurf vom 14.06.2010. Karlsruhe. http://www.e-energy.de/documents/Empfehlung__Datenschutz-Smart_Grids_VI.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Rat der EU (2012): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG - Konsolidierte Fassung. 2011/0172 (COD). Brüssel. http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/itre/dv/sn02966_/sn02966_de.pdf, zuletzt geprüft am 28.09.2012.
- Reinert, Adrian (2009): Bürger(innen)beteiligung als Teil der lokalen Demokratie. In: Astrid Ley und Ludwig Weitz (Hg.): Praxis Bürgerbeteiligung. Ein Methodenhandbuch. 3. Aufl. Bonn: Stiftung MITARBEIT (Arbeitshilfen für Selbsthilfe- und Bürgerinitiativen, 30), 33–40.
- Rentzing, Sascha (2011): Mehr Sonne ans Netz. Probleme in den Niederspannungsnetzen. In: neue energie (02), 56–61.
- Rieger, Sebastian; Möst, Dominik; Fichtner, Wolf (2011): Zur Analyse der Auswirkungen der Biomethaneinspeisung auf die Entwicklung der deutschen Erdgasversorgung. In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft, 35 (1), 31–42.
- Rieke, Stephan (2010): Das Erdgasnetz als Systemintegrator zur Verstetigung von Wind- und Solarstrom. In: DVGW energie|wasser-praxis (9), 66–72. http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf_2010/03_2010/ewp_0910_66-72_Rieke.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- Ruhbaum, Charlotte (2011): Eine Netz AG für Deutschland? Die Debatte um die Neuordnung der Stromübertragungsnetze. Forschungsstelle für Umweltpolitik der FU Berlin. Berlin (ffu Report, 03-2011). http://edocs.fu-berlin.de/docs/servlets/MCRFileNodeServlet/FUDOCSS_derivate_000000001633/Ruhbaum_FU_Report_03_2011.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- Runge, Karsten; Wachter, Thomas; Leder, Stefanie (2011): Pumpspeicher unter Tage. Identifikation kritischer Punkte aus Umweltsicht bei der Nachnutzung von Altbergwerken als Pumpspeicher. In: Hans-Peter Beck und Marko Schmidt (Hg.): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht des gleichnamigen F+E Vorhabens im Auftrag des BMU. Goslar, 634–742.
- RWE AG (2010a): Adele. Der Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Essen/ Köln. <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/365512/data/345778/1/rwe/innovationen/services/infothek-forschung-entwicklung/infothek-downloadbereich/ADELE-Der-adiabate-Druckluftspeicher-fuer-die-Elektrizitaetsversorgung.pdf>, zuletzt geprüft am 06.10.2012.
- RWE AG (2010b): Adele. Ein Speicher für grünen Strom. Sechs Fragen zum Projekt in Staßfurt. Essen. <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/513840/data/364260/2/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/Flyer-ADELE-Sechs-Fragen-zum-Projekt-in-Stassfurt.pdf>, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- RWE AG (14.07.2011): RWE verkauft Mehrheit am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion. Essen. <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4006511>, zuletzt geprüft am 03.10.2012.

- Sailer, Frank (2012): Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende - die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG. In: ZNER - Zeitschrift für Neues Energierecht 16 (2), 153–162.
- Santarius, Tilman (2012): Der Rebound-Effekt. Über die unerwünschten Folgen der erwünschten Energieeffizienz. Studie. Impulse zur WachstumWende, Nr.5. http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/Impulse5.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Saßnick, Yvonne (2009): Technische und ökonomische Parameter von Höchstspannungsleitungen am Beispiel der Südwestkuppelleitung. Präsentation im Rahmen des Fachsymposiums und des Auftaktworkshops der Forums Netzintegration der DUH am 17.03.2009 in Berlin. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Sassnick_VET_170309_DUH.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Scheer, Nina (2012): Energiewende in Bürgerhand. Interviews mit Dr. Stefan Taschner und Cornelia Ziehm. In: UnternehmensGrünJournal (1), 6–7. http://www.unternehmensgruen.org/fileadmin/user_upload/Bilder/Publikationen/Journal/UnternehmensGruen_Journal_1_2012.pdf, zuletzt geprüft am 02.10.2012.
- Schleicher-Tappeser, Ruggero (2012): How renewables will change electricity markets in the next five years. In: EnergyPolicy, 48, 64–75.
- Schlenkhoff, Andreas; Heinz, Georg (2011): Ein Blick auf die öffentliche Debatte über Energiespeicher und das Potential von Pumpspeicher in Deutschland. 34. Dresdner Wasserbaukolloquium 2011: Wasserkraft – mehr Wirkungsgrad + mehr Ökologie = mehr Zukunft. In: Dresdner wasserbauliche Mitteilungen (45), 159–171. http://www.hydro.uni-wuppertal.de/fileadmin/bauing/hydro/berichte/Ein_Blick_auf_die_%C3%B6ffentliche_Energi edebatte_%C3%BCber_das_Potential_von_Pumpspeicher_in_Deutschland_20110315.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Schmidt-Preuß, Matthias (2009): OU - ISO - ITO. Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspaketes. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (9), 82–89.
- Schmiesing, Johannes (15.04.2010): Neue Herausforderungen für ländliche Verteilnetzbetreiber durch dezentrale EEG Einspeisung. Vortrag im Rahmen der Tagung der EFZN/BNNetzA „Aktuelle Fragen Entwicklung der Elektrizitätsnetze“ am 15.-16.04.2010 in Göttingen. http://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/2010_Elektrizitaetsnetze/Vortraege/03_Schmiesing.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Schön, Susanne; Kruse, Sylvia; Ohlhorst, Dörte et al. (2007): Handbuch Konstellationsanalyse. Ein interdisziplinäres Brückenkonzept für die Nachhaltigkeits-, Technik- und Innovationsforschung. München: oekom-Verlag.
- Schulz, Wolfgang (25.01.2007): Jenseits von Mikro-KWK - scheitert der Ausbau der KWK an den Wärmenetzen? Vortrag im Rahmen des Fachkongresses Clean Energy Power 2007 in Berlin. http://www.izes.de/cms/upload/pdf/Schulz_ICC_final.pdf, zuletzt geprüft am 28.09.2012.
- Schütte, Peter; Preuß, Malte (2012): Die Planung und Zulassung von Speichereinrichtungen zur Systemintegration Erneuerbarer Energien. In: NVwZ 31 (9), 535–541.
- Schwaibold, Janka (2010): Privilegierter Netzzugang für Gasspeicher in der Novelle der Gasnetzzugangsverordnung. In: ZNER - Zeitschrift für Neues Energierecht (4), 362–367.
- Schweizer-Ries, Petra; Rau, Irina; Zoellner, Jan (2010): Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle – Mecklar (Niedersachsen und Hessen). Abschlussbericht. Forschungsgruppe Umweltpsychologie. Magdeburg. http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Abschlussbericht_Akzeptanz_Netzausbau_Juni2010.pdf, zuletzt geprüft am 09.10.2012.

- Sedlacek, Robert (2009): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: ERDÖL ERDGAS KOHLE 125 (11), 412–426. http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_oelspeicher_kavernen/untergrundspeich_09.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2012.
- Seemann, Daniel (2011): Zwei Schritte vor, ... Die EEG-Novelle 2012 ist beschlossene Sache. In: Erneuerbare Energien (08), 22–25.
- Sendner, Helmut (01.09.2011): Endgültig. In: Energie & Management, 01.09.2011, 19.
- Sensfuß, Frank (2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien - Update für das Jahr 2010. Studie des Fraunhofer ISI. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_merit_order_2010_bf.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2012.
- Sieverding, Matthias (01.12.2010): Biogaseinspeiseprojekte der RWE. Vortrag im Rahmen der gasfachlichen Aussprachetagung 2010 - Expertenworkshop Biogas in Stuttgart. RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH. BDEW/ DVGW. http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/archiv10/sieverding_v10.pdf, zuletzt geprüft am 14.10.2012.
- Skups, Oliver (2002): Fernwärme im liberalisierten Elektrizitätsmarkt. Dissertation an der Technischen Universität Berlin. Beiträge zur Energiesystemforschung, 3. Berlin: dissertation.de - Verlag im Internet.
- Sörries, Bernd (2012): Konvergente Entwicklung im Telekommunikations- und Energiemarkt. Was haben "Smart Grids", "Smart Markets" und der Breitbandausbau gemeinsam? In: Netzwirtschaften & Recht 9 (2), 58–63.
- SPD Parteivorstand (Hg.) (2011): Die Energiewende in Deutschland: bürgernah, wirtschaftlich erfolgreich, sozial gerecht und ökologisch verantwortlich. http://www.spd.de/scalableImageBlob/12634/data/20110601_akt_neue_energie-data.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2012.
- Specht, Michael; Baumgart, Frank; Feigl, Bastian et al. (2009): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. In: FVEE (Forschungsverbund Erneuerbare Energien) (Hg.): Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien. Jahrestagung des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energien. Berlin, 69–78. http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_05_06.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- SRU (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Hausdruck. Berlin. http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050. klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Berlin (Stellungnahme, 15). http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Stadtwerke Herne (23.03.2011): Das Gasnetz - Renaissance eines Auslaufmodells. <http://www.stadtwerke-herne.de/index/privatkunden/energieinfos/energienachrichten/113124.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Statnett (2011): Stattnet Memo. Summary of "Area study Southern Norway – Consequences of increased interconnector capacity". Oslo, 28.09.2011. http://www.statnett.no/Documents/Nyheter_og_media/Nyhetsarkiv/Vedlegg%20til%20nyh

- etssaker/Vedlegg%202011/English%20summary%20of%20Area%20study%20Southern%20Norway.pdf, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Stenneken, Christian; Fürst, Christian (2010): Die Entflechtungsvorgaben des 3. Energiebinnenmarktpakets aus dem Blickwinkel von Theorie und Praxis. In: Zeitschrift für Kommunalwirtschaft (1), 10–16.
- Sterner, Michael; Specht, Michael (2010): Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 22 (1), 51–58. http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA%201_2010_Sterner_farbig.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Sterner, Michael; Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Specht, Michael (04.05.2011): Ökostrom als Erdgas speichern – Power-to-Gas. Umwandlung von überschüssigem Strom aus Wind- und Solaranlagen in Erdgas, Erdgasnetz als Speicher für erneuerbare Energien. Vortrag im Rahmen der Fachtagung ABGnova. Frankfurt. http://www.abgnova.de/pdf/2011-05-04_IWES-Dr.-Ing.-Michael-Sterner.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- Stiftung Offshore-Windenergie (2009): Offshore-Wind. Strom vom Meer – ohne Ende ohne Abgas. <http://www.offshore-stiftung.com/Offshore/109/109/60005/5d08b9193b8f0018b3cd6ab087ce0b31/download.html>, zuletzt geprüft am 25.08.2011.
- Stiftung Offshore-Windenergie; Offshore Forum Windenergie; BDEW et al. (2012): Eckpunkte eines Systemwechsels bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks. http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/Offshore_Stiftung|120807_Positionspapier_Systemwechsel_BDEW.pdf, zuletzt geprüft am 16.08.2012.
- StMi Bayern (Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern) (2012): Planfeststellungsverfahren. München. <http://www.stmi.bayern.de/bauen/strassenbau/aufgaben/08862/>, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Strölin, Tobias (2012): Energiewirtschaftliche Einordnung und Bewertung einer Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerkes Glems der EnBW Kraftwerke AG. Studienarbeit. IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart), Band 589. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Studienarbeit_Pumpspeicher_Glems_Januar_2012.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2012.
- Stronzik, Marcus (2011): Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung. IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid - gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Bad Honnef (WIK Diskussionsbeitrag, 357). http://www.econbiz.de/archiv1/2010/134696_zusammenhang_anreizregulierung_eigenkapitalverzinsung.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2012.
- Suck, André (2008): Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Staatliche Regulierung im Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden.
- TenneT TSO GmbH (14.11.2011): TenneT plädiert für eine breite Diskussion zum Anschluss von Offshore-Windparks. <http://www.tennetso.de/site/news/2011/TenneT-pl%C3%A4tiert-f%C3%BCr-eine-breite-Diskussion-zum-Anschluss-von-Offshore-Winparks.html>, zuletzt geprüft am 26.09.2012.
- TenneT TSO GmbH (23.11.2011): Aktuelle Entwicklungen bei Offshore belegen Warnung von TenneT. <https://www.tennetso.de/site/de/news/2011/Aktuelle-Entwicklungen-bei-Offshore-belegen-Warnung-von-TenneT.html>, zuletzt geprüft am 03.10.2012.

- TenneT TSO GmbH (20.02.2012): TenneT: Offshore-Strukturlösung ermöglicht Energiewende. <http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/company/news/2012/februar/20-02-2012-beschleunigungsprogramm-energiewende.pdf>, zuletzt geprüft am 03.09.2012.
- Teupen, Jörg (14.09.2011): Netzoptimierung: Was macht Sinn? Vortrag im Rahmen der BWE-Fachtagung "Netzstruktur der Zukunft - Herausforderungen der Energiewende" in Berlin.
- Tews, Kerstin (2011): Stromeffizienztarife für Verbraucher in Deutschland? Vom Sinn, der Machbarkeit und den Alternativen einer progressiven Tarifsteuerung. ffu Report, 05-2011. http://edocs.fu-berlin.de/docs/servlets/MCRFileNodeServlet/FUDOCSS_derivate_000000001666/Tews_FFU_Report_05_2011.pdf, zuletzt geprüft am 16.09.2012.
- TFZ Bayern (Technologie- und Förderzentrum) (2007): Kleine Wärmenetze. Dimensionierung, Verlegung, Kosten. Straubing. http://www.tfz.bayern.de/sonstiges/16459/07brs030_kleine_waermenetze.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- The Greens/European Free Alliance (15.12.2011): EU-Energiefahrplan 2050. Fahrplan führt nicht in eine sichere, saubere und nachhaltige Energiezukunft. Brüssel. <http://www.greens-efa.eu/eu-energiefahrplan-2050-5072.html>, zuletzt geprüft am 11.10.2012.
- Thielen, Walter (02.12.2010): Ziele und Aufgaben des DVGW im Kontext der Biogasnutzung. Vortrag im Rahmen der dena-Veranstaltung "Biogaspartner - Die Konferenz" in Berlin. DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.). http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2010/Vortraege_biogaspartner/2_Dr_Walter_Thielen_DVGW.pdf, zuletzt geprüft am 13.10.2012.
- trend:research (2011): Smart Metering in Europa bis 2020. Marktentwicklungen und Potenziale in ausgewählten Ländern. Studie. Bremen/ Bremerhaven/ Köln/ Stuttgart.
- Trianel (2011): Standortscreening für Wasserspeicherkraftwerke in Deutschland. Erläuterungsbericht. http://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/gremien/regionalplanung/teilabschnitt_aachen/aenderungen/planaenderung_13/anlagen/standortscreening.pdf, zuletzt aktualisiert am 11.11.2011, zuletzt geprüft am 14.10.2012.
- TU Dresden (2002): Ergebnisse der Befragung von Unternehmen der Fernwärme. Lehrstuhl für Stadtbauwesen der TU Dresden.
- Tuschinski, Melita (2012): Kurz-Info und Praxis-Dialog: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und Energieeinspar-Verordnung anwenden. http://service.enev-online.de/bestellen/tuschinski_2011_eewaermegesetz_2011_plus_enev.pdf, zuletzt geprüft am 03.10.2012.
- UBA (Umweltbundesamt) (2010): Energieziel 2050. 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Unter Mitarbeit von Thomas Klaus, Clara Vollmer, Kathrin Werner et al. Dessau-Roßlau. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- UBA (2012a): Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt. Stand: 08.04.2011. Dessau-Roßlau. http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland_datenbank.xls, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- UBA (2012b): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2010. Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung „Climate Change 12/2009“; Stand August 2012. 3. korrigierte Fassung. Unter Mitarbeit von Marion Dreher und Michael Memmler. Dessau-Roßlau.

- http://www.umweltdaten.de/publikationen/weitere_infos/3761-0.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- UBA; BMU (2007): Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung. Fallstudie im Auftrag des UBA im Rahmen des Forschungsprojektes „Innovative Umweltpolitik in wichtigen Handlungsfeldern“ (FKZ 206 14 132/05). Autor: Peter Radgen. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3448.pdf>, zuletzt geprüft am 06.10.2012.
- UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) (2008): UCTE Transmission Development Plan. 2008. Brüssel. <http://docs.wind-watch.org/ucte-transmission08.pdf>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- Universität Hohenheim (13.09.2011): Biogas in Erdgas-Qualität: Universität Hohenheim entwickelt neuartiges Verfahren. Einspeisung von Biogas wird technisch einfacher und energieeffizienter. Kooperationsprojekt mit DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut. https://www.uni-hohenheim.de/uploads/tx_newspmf/pm_SdF_Biogas_in_Erdgas-Qualit%C3%A4t_ausgetaus_2011-09-13_status_10.pdf, zuletzt geprüft am 18.09.2012.
- Urban, Wolfgang (2010a): Gasnetze der Zukunft. Studie zu den Auswirkungen der Biogseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Fraunhofer UMSICHT (Fraunhofer-Institut für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik). <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1340171.pdf>, zuletzt geprüft am 04.10.2012.
- Urban, Wolfgang (2010b): Vom Biogas bis zum Netzanschluss - eine gesamtwirtschaftliche Bewertung. In: Rechtsfragen bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 165-170. Dokumentation des 4. Oberhausener Workshops am 17./18.05.2010 in Oberhausen am Fraunhofer-Institut UMSICHT. <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1542384.pdf>, zuletzt geprüft am 11.10.2012.
- Valentin, Florian; Krüger, Aline (2009): Neue Impulse für den Bau von Wärmenetzen. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (6), 82–87.
- Vattenfall Europe AG (2005): Höchstspannungsnetze. Freileitung oder Kabel? Eine Analyse der Vattenfall Europe AG mit dem Beispiel des 380-kV-Kabelprojekts in Berlin. Berlin. <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/vattenfalleuropekabelstudieberlin200501.pdf>, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.) (2011): VDE-Studie. Stromübertragung für den Klimaschutz. Berlin.
- VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (Hg.) (2009): Tagung Solarthermie 2009. Heizen und Kühlen mit der Sonne; Ludwigsburg, 6. und 7.10.2009. Düsseldorf: VDI-Verl. (VDI-Berichte 2074).
- VDMA Power Systems (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau); DLG (Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft); VKU (Verband Kommunaler Unternehmen e.V.) (07.10.2010): Stadtwerke wollen dezentrale Energieversorgung durch Kooperation vorantreiben. Berlin. http://www.co2-handel.de/article340_15183.html, zuletzt geprüft am 28.09.2012.
- VEA (Bundesverband der Energieabnehmer) (2010): Interne Statistik. Hannover.
- Vennegeerts, Hendrik; Macharey, Uwe; Meuser, Mark; Ohrem, Simon; Siems, Philipp; Wirtz, Frank; Rohrig, Kurt (2007): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz. Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU. Aachen. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/abschlussbericht_windenergie.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- VfW (Verband für Wärmelieferung) (2010): Stellungnahme zum Energiekonzept der Bundesregierung: Überkommene Großtechnologie statt intelligente, dezentrale

- Erzeugungsstrukturen. Hannover. <http://www.energiecontracting.de/2-politik-recht/energiepolitik/Energiekonzept-Bundesregierung/2010-10-11-Stellungnahme-Energiekonzept.pdf>, zuletzt geprüft am 10.10.2012.
- VfW (2012): EEG-Umlage frisst KWK-Zuschlag. Hannover. <http://www.vfw-hannover.de/0-presse/pressemitteilungen-text.php?id=322>, zuletzt geprüft am 04.10.2012.
- VKU (Verband Kommunalen Unternehmen e.V.) (2010): Gutachten zu Investitionsfähigkeit deutscher Verteilnetzbetreiber in der Anreizregulierung abgeschlossen. <http://www.vku.de/energie/netzentgelt-anreizregulierung/investitionen-und-regulierung/gutachten-zu-investitionsfaehigkeit-deutscher-verteilnetzbetreiber.html>, zuletzt geprüft am 25.09.2012.
- VKU (15.12.2011): VKU sieht in Verteilnetzen den Schlüssel zur Energiewende. Nr. 119/11. Berlin. Carsten Wagner. http://www.vku.de/fileadmin/get/?19178/PM_119_11_Termin_R%C3%B6ttgen_111215.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2012.
- VKU (2012): Zum Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums „Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Energienetzinfrastruktur“. Stellungnahme. Berlin. <http://www.vku.de/energie/netzentgelt-anreizregulierung/vku-stellungnahme-zum-bmwi-eckpunktepapier.html>, zuletzt geprüft am 02.10.2012.
- VKU (11.05.2012): Start der bundesweiten Stadtwerkekampagne. Pressemitteilung 51/12. <http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-5112.html>, zuletzt geprüft am 12.10.2012.
- Volk, Gerrit (24.11.2011, mdl.): Interview mit Gerrit Volk, Referatsleiter Ref. 607 „Zugang zu Gasverteilernetzen, technische Grundsatzfragen, Versorgungsqualität“, Bundesnetzagentur. Telefoninterview am 24.11.2011. Interviewer: Bruns, Elke.
- Vorholz, Fritz (2011): Noch 'ne Revolution. Europa will seine Energieversorgung klimaverträglich machen. Mit dem Sparen will man sich Zeit lassen. In: Zeit - Onlineausgabe, 03.02.2011. <http://www.zeit.de/2011/06/Europa-Energiepolitik>, zuletzt geprüft am 27.09.2012.
- Wagner, Ulrike (2011): Solar erzeugte Wärme ins Fernwärmenetz. Erneuerbare Energien in der Wärme. In: EuroHeat&Power, 40 (12), 14–17.
- Weber, Eike (2009): Solares Bauen. Baubranche setzt auf erneuerbare Energien. In: Erneuerbare Energien 59 (9), 68–70.
- Weber, Susanne (2010): Mehrbelastungen für kommunale Ver- und Entsorgungsunternehmen durch die aktuelle Gesetzgebung im Energie- und Stromsteuerbereich. In: ZfK - Zeitung für kommunale Wirtschaft (11), 6. http://www.zfk.de/zfkGips/ZFK/zfk.de/Infothek/Zum_Nachlesen/zum_Nachlesen/ZfK_11_10_06.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2012.
- Wenzel, Bernd; Ohlhorst, Dörte; Bruns, Elke (2009): Geothermische Stromerzeugung in Deutschland. Stiefkind oder schlafender Riese. In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft (1), 23–30.
- Wesche, Carsten (22.02.2011): Vortrag im Rahmen des Fachgesprächs "Entschädigungsgrundsätze für Energieleitungen auf dem Prüfstand" des Deutschen Bauernverbandes und der Arbeitsgemeinschaft der Grundbesitzerverbände in Berlin.
- Weyer, Hartmut (2011): Netzausbau in Deutschland. Rechtlicher Rahmen und Handlungsbedarf. Arbeitspapier 05/2011 (Stand: Dezember 2011). Hg. v. SVG (Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung). http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/download/publikationen/arbeitspapier_05_2011.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2012.
- Wiedemann, Karsten (2010): Etappensieg. Einspeisung von Biogas. In: neue energie(04), 94–95.

- Wiedemann, Karsten (2011): In Toppelschritten ins Netz. In: neue energie(02), 63–67.
- Wigbels, Michael; Nast, Michael (2005): Dezentrale Wärmeeinspeisung. Integration in Wärmenetze. Hg. v. FVEE (Forschungsverbund Erneuerbare Energien). Berlin (Themenhefte). http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2005/th2005_05_04.pdf, zuletzt geprüft am 03.10.2012.
- Wirth, Georg; Becker, Gerd; Paradtscher, Robert; Witzmann, Rolf (2011): Photovoltaik und Netzstabilität. Herausforderungen an das Verteilnetz durch Photovoltaikanlagen. In: Sonnenenergie (5), 26–27.
- Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages (Hg.) (2009): Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Nr. 57/09. Bearbeiter: Lübbert, Daniel. Berlin. <http://www.bundestag.de/dokumente/analysen/2009/hochspannungs-gleichstrom-uebertragung.pdf>, zuletzt geprüft am 27.03.2012.
- Wolf, Maik; Sacker, Franz Jürgen (2011): Wettbewerbsrechtliche Bindungen der Fernwärmenetzbetreiber. In: RdE (Recht der Energiewirtschaft) (9), 277–284.
- Wolff, Dieter; Jagnow, Kati (2011): Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung. Stand: 15.05.2011. Wolfenbüttel/Braunschweig. <http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/fernwaermestudie.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2012.
- Wolfram, Volker (2011): Vortrag im Rahmen des Fachgesprächs "Entschädigungsgrundsätze für Energieleitungen auf dem Prüfstand" des Deutschen Bauernverbandes und der Arbeitsgemeinschaft der Grundbesitzerverbände. Berlin, 22.02.2011.
- Wuppertal Institut; DLR; ie Leipzig; Wissenschaftszentrum Nordrhein-Westfalen (2006): Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020. Forschungsvorhaben im Auftrag des UBA. Endbericht. Wuppertal/Stuttgart/Leipzig. http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/UBA_Nahwaerme_EB_111206.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2012.
- ZfK - Zeitung für kommunale Wirtschaft (2011): Reichen 195.000 Kilometer? Der Ausbaubedarf der Verteilnetze ist massiv. 57, 2011 (5), 2.
- Zimmermann, Jörg-Rainer (2010): Fokus. dena-2-Studie. In: neue energie(12), 17–18.
- Zimmermann, Jörg-Rainer (2011): Flaschenhals Netz. Der Umbau des Energiesystems in Deutschland hängt maßgeblich von einem optimierten Übertragungsnetz ab. In: neue energie(01), 28–39.
- Zimmermann, Jörg-Rainer; Weinhold, Nicole (2011): Das Netz wächst zusammen. Will Europa seine Regenerativziele erreichen, muss das Stromnetz in gleichem Maße wachsen. In: neue energie(12), 17–23.
- Zuberbühler, Ulrich; Specht, Michael; Stürmer, Bernd (15.09.2011): Chance Windgas, EE-gas & Co. als Speicher? Vortrag im Rahmen der BWE-Fachtagung "Netzstruktur der Zukunft - Herausforderungen der Energiewende" in Berlin. zuletzt geprüft am 30.11.2011.

9 Rechtsquellenverzeichnis

Energierecht national

13. AtGÄndG: 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31.07.2011, BGBl. I S. 1704.
- ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29.10.2007, BGBl. I S. 2529, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 20.07.2012, BGBl. I S. 1635.
- AVBFernwärmeV 2010: Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) vom 20.06.1980, BGBl. I S. 742, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 04.11.2010, BGBl. I S. 1483.
- EAG-EE 2011: Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE) vom 12.04.2011, BGBl. I S. 619.
- EEG 2012: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25.10.2008, BGBl. I S. 2074, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17.08.2012, BGBl. I S. 1754.
- EEWärmeG 2009: Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 07.08.2008, BGBl. I S. 1658, zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 15.07.2009, BGBl. I S. 1804.
- EEWärmeG 2011: Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 07.08.2008, BGBl. I S. 1658, zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 68 des Gesetzes vom 22.12.2011 (BGBl. I S. 3044).
- EnEG: Energieeinsparungsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 01.09.2005, BGBl. I S. 2684, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28.03.2009 BGBl. I S. 643.
- EnergieStG: Energiesteuergesetz vom 15.07.2006, BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 01.03.2011, BGBl. I S. 282.
- EnEV 2009: Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) vom 24.07.2007, BGBl. I S. 1519, geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 29.04.2009, BGBl. I S. 954.
- EnLAG 2009: Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) vom 21.08.2009, BGBl. I S. 2870.
- EnLAG 2011: Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) vom 21.08.2009, BGBl. I S. 2870, geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 07.03.2011, BGBl. I S. 338.
- EnWG 2005: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 07.07.2005, BGBl. I S. 3621.
- EnWG 2011: Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (EnWG-Novelle) vom 28.07.2011, BGBl. I S. 1554, m.W.v. 05.08.2011.
- GasHDrLtG 2011: Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung – GasHDrLtG) vom 18.05.2011, BGBl. I S. 928.

- GasNEV 2005: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetz-entgeltverordnung – GasNEV) vom 25.07.2005, BGBl. I S. 2197, zuletzt geändert durch Artikel 5 der Verordnung vom 03.09.2010, BGBl. I S. 1261.
- GasNZV 2008: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 25.07.2005, BGBl. I S. 2210, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 08.04.2008, BGBl. I S. 693.
- GasNZV 2010: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 03.09.2010, BGBl. I S. 1261, zuletzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 30.04.2012, BGBl. I S. 1002.
- GasNZVEV 2010: Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts (GasNZVEV 2010) vom 03.09.2010, BGBl. I S. 1261.
- GewStG 2011: Gewerbesteuergezet (GewStG) vom 15.10.2002, BGBl. I S. 4167, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 07.12.2011, BGBl. I S. 2592.
- GWB: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vom 26.08.1998, zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 62 des Gesetzes vom 22.12.2011, BGBl. I S. 3044.
- InfraStrPlanVBeschlG: Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz – InfraStrPlanVBeschlG) vom 09.12.2006, BGBl. I S. 2833.
- KAV 2006: Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV) vom 09.01.1992, zuletzt geändert durch Artikel 3 Abs. 4 der Verordnung vom 01.11.2006, BGBl. I S. 2477.
- KraftNAV: Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26.06.2007, BGBl. I S. 1187.
- KWKG 2009: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) vom 19.03.2002, BGBl. I S. 1092, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21.08.2009, BGBl. I S. 2870; Gültigkeit über 31.12.2010 hinaus verlängert durch Artikel 1 Nr. 16 des Gesetzes vom 25.10.2008, BGBl. I S. 2101.
- KWKG 2012: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vom 19.03.2002, BGBl. I S. 1092, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 12.07.2012, BGBl. I S. 1494.
- MessZV: Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung – MessZV) vom 17.10.2008, BGBl. I S. 2006, zuletzt geändert durch Artikel 5 der Verordnung vom 30.04.2012, BGBl. I S. 1002.
- NABEG 2011: Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28.07.2011, BGBl. I S. 1690, Inkrafttreten am 05.08.2011.
- Niedersächsisches Erdkabelgesetz 2007: Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde (Niedersächsisches Erdkabelgesetz) vom 13.12.2007, Nds. GVBl. 40/2007.
- PV-Novelle 2012: Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien (PV-Novelle) vom 23.08.2012, BGBl. I S. 1754.

SDLWindV: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) vom 03.07.2009, BGBl. I S. 1734, zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28.07.2011, BGBl. I S. 1634

StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25.07.2005, BGBl. I S. 2225, zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28.07.2011, BGBl. I S. 1690.

StromStG: Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24.03.1999, BGBl. I S. 378, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 01.03.2011, BGBl. I S. 282.

StromStV: Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuerverordnung – StromStV) vom 31.05.2000, BGBl. I S. 794, zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 20.09.2011, BGBl. I S. 1890.

TEHG 2011: Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 21.07.2011, BGBl. I S. 1475, zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 24 des Gesetzes vom 22.12.2011, BGBl. I S. 3044.

WärmeschutzV 1994: Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung – WärmeschutzV) vom 16.08.1994, BGBl. I S. 2121; außer Kraft gesetzt durch die EnEV 2002.

Umwelt-, Planungs- und Baurecht

26. BImSchV: Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV) vom 16.12.1996, BGBl. I S. 1966.

BauGB: Baugesetzbuch (BauGB) vom 23.09.2004, BGBl. I S. 2414, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22.07.2011, BGBl. I S. 1509.

BauNVO: Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung – BauNVO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.01.1990, BGBl. I S. 132, zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22.04.1993, BGBl. I S. 466.

BBergG: Bundesberggesetz vom 13.08.1980, BGBl. I S. 1310, zuletzt geändert durch Artikel 15a des Gesetzes vom 31.07.2009, BGBl. I S. 2585.

BerlStrG: Berliner Straßengesetz (BerlStrG) vom 13.07.1999, GVBl. S. 380, zuletzt geändert durch das Gesetz vom 04.12.2008, GVBl. S. 466.

BImSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG) vom 26.09.2002, BGBl. I S. 3830, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27.06.2012, BGBl. I S. 1421.

BNatSchG 2012: Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz – BNatSchG) vom 29.07.2009, BGBl. I S. 2542, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 06.02.2012, BGBl. I S. 148.

ROG: Raumordnungsgesetz vom 22.12.2008, BGBl. I S. 2986, zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 31.07.2009, BGBl. I S. 2585.

RoV: Raumordnungsverordnung vom 13.12.1990, BGBl. I S. 2766, zuletzt geändert durch Artikel 5 Abs. 35 des Gesetzes vom 24.02.2012, BGBl. I S. 212.

SeeAnIV 2012: Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung – SeeAnIV) vom 23.01.1997, BGBl. I S. 57, geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 15.01.2012, BGBl. I S. 112.

SUPG 2005: Gesetz zur Einführung einer Strategischen Umweltprüfung und zur Umsetzung der Richtlinie 2001/42/EG (SUPG) vom 25.06.2005, BGBl. I S. 1746. Inkrafttreten am 29.06.2005.

UVPG: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 24.02.2010, BGBl. I S. 94, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17.08.2012, BGBl. I S. 1726.

UVP-V Bergbau: Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) vom 13.07.1990, BGBl. I S. 1420, zuletzt geändert durch Artikel 8 der Verordnung vom 03.09.2010, BGBl. I S. 1261.

VwVfG: Verwaltungsverfahrensgesetz vom 23.01.2003, BGBl. I S. 102, zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 1 des Gesetzes vom 14.08.2009, BGBl. I S. 2827.

Sonstiges nationales Recht

BGB: Bürgerliches Gesetzbuch (BGB) vom 02.01.2002, BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 10.05.2012, BGBl. I S. 1084.

EU-Richtlinien und Verordnungen

Richtlinie 1996/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 027.

Richtlinie 1998/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22.06.1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. Nr. L 204/1.

Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.10.2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (Wasserrahmenrichtlinie), ABl. Nr. L 327.

Richtlinie 2001/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.06.2001 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme (SUP-Richtlinie), ABl. Nr. L 197/30.

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. Nr. L 176/37.

Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. Nr. L 176/57.

Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.02.2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG, ABl. Nr. L 52/50.

Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.04.2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, ABl. Nr. L 114/64.

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. L 140/16.

Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, ABl. Nr. L 140/63.

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. Nr. L 211/55.

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, ABl. Nr. L 211/94.

Richtlinie 2010/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.05.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, ABl. Nr. L 153/13.

Verordnung 713/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. Nr. L 211/1.

Verordnung 714/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. Nr. L 211/15.

Verordnung 715/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (ErdgasZVO) und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. Nr. L 211/36.

Verordnung 994/2010/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.10.2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates, ABl. Nr. L 295/1.

10 Ressortverzeichnis

Zur besseren Lesbarkeit im Text werden die Ressortbezeichnungen für das jeweilige Bundesministerium verwendet. Folgende Liste enthält die vollständige Bezeichnung der Ministerien.

Ressortbezeichnung	Bundesministerium
Bundesforschungsministerium (BMF)	Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
Bundeslandwirtschaftsministerium (BML)	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV)
Bundesumweltministerium (BMU)	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Bundesverkehrsministerium (BMV ⁶¹⁴)	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)
Bundeswirtschaftsministerium (BMWi)	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)

⁶¹⁴ Auch als Abkürzung für das Verkehrsressort im jeweils unterschiedlich bezeichneten Ministerium.

11 Verzeichnis der BT-Drucksachen

- BT-Drucksache 16/10491 Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (Energieleitungsausbaugesetz). Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 07.10.2008.
- BT-Drucksache 17/3629 Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE). Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 08.11.2010.
- BT-Drucksache 17/3999 Am Ausbau der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung festhalten. Antrag der Abgeordneten Dirk Becker, Rolf Hempelmann, Garrelt Duin, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD sowie der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die GRÜNEN vom 01.12.2010.
- BT-Drucksache 17/4968 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Caren Lay, Dr. Barbara Höll, Katja Kipping, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Die LINKE vom 01.03.2011.
- BT-Drucksache 17/5346 Investitionen in eine moderne Energieversorgung – Intelligente Stromnetze und Forschungsförderung. Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Rolf Hempelmann, René Röspel, Dr. Hans-Peter Bartels, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD (Drucksache 17/3259) vom 06.10.2010.
- BT-Drucksache 17/5481 Programm für eine nachhaltige, bezahlbare und sichere Energieversorgung. Antrag der Abgeordneten Rolf Hempelmann, Dirk Becker, Hubertus Heil (Peine), Ulrich Kelber, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD vom 12.04.2011.
- BT-Drucksache 17/5705 Erdöl- und Erdgasspeicher in Deutschland. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Thilo Hoppe, Hans-Josef Fell, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die GRÜNEN (Drucksache 17/5595) vom 04.05.2011.
- BT-Drucksache 17/5816 Stromnetzausbau in Deutschland. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die GRÜNEN (Drucksache 17/5283) vom 13.05.2011.
- BT-Drucksache 17/6073 Entwurf eines Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze. Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und FDP (Drucksache 17/6073) vom 06.06.2011.
- BT-Drucksache 17/6074 Entwurf eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden (Drucksache 17/6074). Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP vom 06.06.2011.
- BT-Drucksache 17/6897 Abregelung von Stromerzeugungsanlagen. Kleine Anfrage der Abgeordneten Eva Bulling-Schröter, Ralph Lenkert, Ulla Lötzer, Dorothee Menzner, Sabine Stüber, Johanna Voß und der Fraktion Die LINKE vom 01.09.2011.

BT-Drucksache 17/7292 Waldstrategie 2020. Nachhaltige Waldbewirtschaftung – eine gesellschaftliche Chance und Herausforderung. Unterrichtung durch die Bundesregierung vom 04.10.2011.

BT-Drucksache 17/10485 Entwurf eines Gesetzes über die energetische Modernisierung von vermietetem Wohnraum und über die vereinfachte Durchsetzung von Räumungstiteln (Mietrechtsänderungsgesetz – MietRÄndG) vom 15.08.2012.

BT-Drucksache 17/10754 Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 24.09.2012.

12 Drucksachen des Bundesrates

BR-Drs. 24-08 Verordnung der Bundesregierung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung vom 04.01.2008.

Angesichts der steigenden Anteile erneuerbarer Energien im Strom-, Gas- und Wärmesektor stellt sich die Frage nach der Integration der erzeugten Energie in die Netze. Im Gas- und Wärmesektor liegen die Probleme weniger in der Netzinfrastruktur als in jeweils fallspezifischen Rahmenbedingungen. Im Stromsektor ist die Entwicklung inzwischen so weit vorangeschritten, dass ein grundlegender und umfassender Um- und Ausbau der Netze erforderlich ist. Der Stromnetzausbau gilt als entscheidender Baustein der Energiewende. Trotz des hohen Handlungsbedarfs gestaltet sich der Umbau des Versorgungssystems jedoch schleppend.



Worauf ist dieser Sachverhalt zurückzuführen? Welche ökonomischen, technischen, rechtlichen und sozialen Hemmnisse spielen für den Umbau der Netze eine Rolle? Der vorliegende Bericht behandelt diese Fragestellungen aus der Perspektive mehrerer Disziplinen. Mit Hilfe von Konstellationsanalysen wird der komplexe Untersuchungsgegenstand strukturiert; sie fassen das Ergebnis der Analyse grafisch zusammen. Indem zersplittertes Wissen zusammengeführt und transparent gemacht wird, verbessern sich die Voraussetzungen für zukünftige Steuerungsentscheidungen.

Stiftung Umweltenergierecht

IfnE
Ingenieurbüro für neue Energien

Technische Universität Berlin



Zentrum Technik und Gesellschaft



ISBN: 978-3-7983-2471-8 [Online-Version]