

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen



Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

**BMU-Studie „Ökologische Auswirkungen von
380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“**
(Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)

Bericht der Arbeitsgruppe Recht

Hartmut Weyer, Thomas Mann, Diana Schneider

Band 4.4

 Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (efzn)

Band 4.4





BMU-Studie

„Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“

(03MAP189 Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)

Band 4

Bericht der Arbeitsgruppe Recht

Auftraggeber:

**Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicher-
heit**

**Referat KI III 3
Stresemannstr. 128-130
10117 Berlin**

Auftragnehmer:

efzn
Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Am Stollen 19A
38640 Goslar

Unterauftragnehmer:



OECOS GmbH
Bellmannstraße 36
22607 Hamburg



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2012

978-3-95404-026-1

Die vollständige Studie können Sie auch unter folgendem Link einsehen:

<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:gbv:104-2012eb1370>

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2012

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2012

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-95404-026-1



Auftraggeber:		
	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	Referat KI III 3 Stresemannstr. 128-130 10117 Berlin
Auftragnehmer:		
 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) <u>Projektleiter:</u> Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck <u>Projektkoordination:</u> Ass. jur. Wolfgang Dietze	Am Stollen 19A 38640 Goslar
Forschungsstellen:		
	Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Leibniz Universität Hannover <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann; Dipl.-Ing. M. Mohrman; Dipl.-Ing. C. Rathke	Appelstraße 9a 30167 Hannover
	Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierrecht der Technischen Universität Clausthal <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer; Ass.jur. Diana Schneider	Arnold-Sommerfeld-Straße 6 38678 Clausthal-Zellerfeld
	Lehrstuhl für Öffentliches Recht, insbesondere Verwaltungsrecht der Georg-August-Universität Göttingen <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Thomas Mann	Platz der Göttinger Sieben 6, 37073 Göttingen
Unterauftragnehmer:		
	OECOS GmbH <u>Bearbeiter:</u> apl. Prof. Dr. Karsten Runge; ; Dipl. Geogr. Philipp Meister; Dipl. Geogr. Elena Rottgardt	Bellmannstraße 36 22607 Hamburg





Institut für deutsches und internationales
Berg- und Energierecht
Prof. Dr. Hartmut Weyer



In Zusammenarbeit mit

Lehrstuhl für Öffentliches Recht,
insbesondere Verwaltungsrecht,
der Georg-August-Universität Göttingen
Prof. Dr. Thomas Mann

Ökologische Auswirkungen von 380 kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

Bericht der Arbeitsgruppe Recht

Bearbeiter: Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer
Prof. Dr. jur. Thomas Mann
Ass. jur. Diana Schneider

Der Bericht besteht aus 204 Seiten.

Clausthal-Zellerfeld, 31.12.2011





Abkürzungsverzeichnis

μT	Mikro Tesla
a.A.	anderer Ansicht
ABl. EG	Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (englisch: Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
ACER-VO	Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
a.E.	am Ende
AEG	Allgemeines Eisenbahngesetz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
a.F.	alte Fassung
angem.	angemessen
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
Art.	Artikel
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BauGB	Baugesetzbuch
BauO	Bauordnung
BBergG	Bundesberggesetz
BBodSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten (Bundesbodenschutzgesetz)
BBodSchV	Bundes-Bodenschutz – und Altlastenverordnung
BBU	Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz)
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Bundesimmissionsschutzverordnung)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen



BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BR	Bundesrat
BR-Drs.	Drucksache des Bundesrates
BReg	Bundesregierung
BT	Bundestag
BT-Drs.	Drucksache des Bundestages
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BWEisenbG	Landeseisenbahngesetz Baden-Württemberg
CCS	CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (englisch: Carbon Dioxide Capture and Storage)
dena	Deutsche Energieagentur
DUH	Deutsche Umwelthilfe
EBO	Eisenbahn-Bau- und Betriebsordnung
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien
EG	Europäische Gemeinschaft
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ENTSO-E	Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (englisch: European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EOK	Erdoberkante
et al.	und andere (lateinisch: et alii / et aliae)
EU	Europäische Union
Fn.	Fußnote
FStrG	Bundesfernstraßengesetz
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
grenzüberschr.	grenzüberschreitend
GVBl.	Gesetz- und Verordnungsblatt
GV. NRW.	Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Nordrhein-Westfalen
i.d.R.	in der Regel
IDUR	Informationsdienst Umweltrecht
i.E.	im Ergebnis
i.S.v.	im Sinne von
i.V.m.	in Verbindung mit
ggf.	gegebenenfalls
HBO	Hessische Bauordnung
HEisenbG	Hessisches Eisenbahngesetz
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hös-	Höchstspannungs-



HRIL-ROV	Hessische Richtlinie zur Durchführung von Raumordnungsverfahren
Hz	Hertz
ISO	unabhängiger Systembetreiber (englisch: Independent System Operator)
ITO	unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (englisch: Independent Transmission Operator)
K	Kelvin
k.A.	keine Angaben
KSpG-E	Entwurf für ein Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid
kV	Kilovolt
länderüberggr.	länderübergreifend
LBO BW	Landesbauordnung für Baden-Württemberg
LEP	Landesentwicklungsplan
lit.	Buchstabe (lateinisch: litera)
LPLG	Landesplanungsgesetz
LROP	Landesraumordnungsprogramm
LT-Drs.	Drucksache des Landtages
LuftVZO	Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung
max.	maximal
mind.	mindestens
Mo.	Monat
M-V	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megavolt
m.w.N.	mit weiteren Nachweisen
NAGBNatSchG	Niedersächsisches Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NATG THÜR.	Thüringer Gesetz für Natur und Landschaft
NBauO	Niedersächsische Bauordnung
nds.	niedersächsisch
NEP	Netzentwicklungsplan
n.F.	neue Fassung
NROG	Niedersächsisches Gesetz über Raumordnung und Landesplanung
öffentl.	öffentlich
Öffentlk.	Öffentlichkeit
OLG	Oberlandesgericht
OVG	Oberverwaltungsgericht
PFV	Planfeststellungsverfahren
Rn.	Randnummer



ROG	Raumordnungsgesetz
ROV	Raumordnungsverfahren
RoV	Raumordnungsverordnung
Rspr.	Rechtsprechung
s.-a.	sachsen-anhaltisch
Salzburger LEG	Salzburger Landeselektrizitätsgesetz
S-H	Schleswig-Holstein
sog.	sogenannt
spät.	spätestens
st. Rspr.	ständige Rechtsprechung
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StAnz.	Staatsanzeiger
StromhandelsVO	Verordnung über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Stromhandelsverordnung)
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromRL	Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Stromrichtlinie)
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
SUP	Strategische Umweltprüfung
TEN-E	transeuropäische Energienetze (englisch: Trans European Energy Networks)
TöB	Träger öffentlicher Belange
thür.	thüringisch
Tz.	Textziffer
unverzügl.	unverzüglich
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
vgl.	vergleiche
VGH	Verwaltungsgerichtshof
VwGO	Verwaltungsgerichtsordnung
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
VVNROG	Verwaltungsvorschrift zum niedersächsischen Gesetz über Raumordnung und Landesplanung
WaStrG	Bundeswasserstraßengesetz
Wo.	Woche
Ziff.	Ziffer



1 EINLEITUNG 7

1.1 ALLGEMEINES..... 7

1.2 INHALT UND GANG DER DARSTELLUNG 7

2 STRUKTUR DES RECHTSRAHMENS..... 9

2.1 RECHTSRAHMEN BIS ZUM ENERGIEPAKET 2011..... 9

2.1.1 *Bedarfsplanung*..... 9

2.1.1.1 Transeuropäische Netze..... 10

2.1.1.2 EnLAG-Bedarfsplan 11

2.1.1.3 Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur 12

2.1.1.4 Bedarfsfeststellung im Planfeststellungsverfahren..... 12

2.1.1.5 Netzentwicklungspläne gemäß drittem Energiebinnenmarkt-
Paket und Weiterentwicklung der TEN-E-Leitlinien..... 13

2.1.1.6 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen 14

2.1.1.7 Zwischenergebnis 15

2.1.2 *Festlegung von Trassenkorridoren (Raumordnung)*..... 16

2.1.2.1 Keine EU-Vorgaben..... 16

2.1.2.2 Bundesrechtliche Vorgaben..... 16

2.1.2.3 Raumordnungsrecht der Länder 16

2.1.2.3.1 Raumordnungspläne 17

2.1.2.3.2 Raumordnungsverfahren..... 18

2.1.2.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen 19

2.1.2.5 Zwischenergebnis 20

2.1.3 *Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten
Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)*..... 20

2.1.3.1 Keine EU-Vorgaben..... 20

2.1.3.2 Bundesrechtliche Vorgaben..... 20

2.1.3.3 Genehmigungsverfahren der Länder 21

2.1.3.3.1 Planfeststellungsverfahren 21

2.1.3.3.2 Einzelgenehmigungen..... 22

2.1.3.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen 22

2.1.3.5 Zwischenergebnis 23

2.1.4 *Kostenanerkennung (Investitionsbudgets)*..... 23

2.1.4.1 Kostenanerkennung in der Anreizregulierung..... 23

2.1.4.2 Genehmigung von Investitionsbudgets 24

2.1.4.3 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen 25

2.1.4.4 Zusammenarbeit mit Planungs- und Genehmigungsbehörden... 27

2.1.4.5 Zwischenergebnis 27

2.2 ÄNDERUNGEN DURCH DAS ENERGIEPAKET 2011 28

2.2.1 *Bedarfsplanung*..... 28

2.2.1.1 Szenariorahmen..... 29



2.2.1.2	Netzentwicklungsplan	29
2.2.1.3	Bundesbedarfsplan	31
2.2.1.4	Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen	32
2.2.2	<i>Festlegung von Trassenkorridoren</i>	33
2.2.2.1	Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG	34
2.2.2.2	Inhalt der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG.....	35
2.2.2.3	Verfahren der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG	36
2.2.2.4	Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen in der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG	38
2.2.2.5	Ausschließliche Wirtschaftszone	38
2.2.3	<i>Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)</i>	39
2.2.3.1	Allgemeine Vorschriften.....	39
2.2.3.2	Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenz- überschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG.....	40
2.2.3.2.1	Zulässigkeit des Planfeststellungs- / Plangenehmigungs- verfahrens.....	40
2.2.3.2.2	Verfahren der Planfeststellung / Plangenehmigung	41
2.2.3.3	Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen	42
2.2.3.3.1	Allgemeine Vorschriften.....	42
2.2.3.3.2	Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG.....	42
2.2.4	<i>Kostenanerkennung</i>	43
2.3	STRUKTURELLER ÄNDERUNGSBEDARF?	44
2.3.1	<i>Beibehaltung der vier Regelungsebenen</i>	44
2.3.1.1	Unterschiedliche Prüfungsgegenstände.....	44
2.3.1.2	Grundsätzliche Sachangemessenheit	45
2.3.1.3	Fazit	46
2.3.2	<i>Einbindung der Kostenprüfung in die Regelungsstruktur</i>	47
2.3.2.1	Grundsatz: Bindung an Entscheidungen der Raumordnungs- bzw. Genehmigungsbehörde	47
2.3.2.2	Sondersituation für länderübergreifende und grenzüber- schreitende Höchstspannungsleitungen.....	48
2.3.2.3	Bindung hinsichtlich der Technologiewahl	49
2.3.2.4	Fazit	50
2.3.3	<i>Verhältnis von Bedarfsplanung und Bestimmung der Trassenkorridore</i> ...	51
2.3.3.1	Entwicklung bis zum Energiepaket 2011	51
2.3.3.1.1	Energiekonzept 2010 der Bundesregierung.....	51
2.3.3.1.2	Sondergutachten 2011 des Sachverständigenrats für Umwelt- fragen.....	52
2.3.3.2	Energiepaket 2011	53



3 ERMITTLUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS 54

3.1 RECHTSLAGE BIS ZUM ENERGIEPAKET 2011 54

 3.1.1 *Allgemeines* 54

 3.1.2 *EnLAG-Bedarfsplan* 55

 3.1.2.1 *Grundlage*..... 55

 3.1.2.2 *Strategische Umweltprüfung* 56

 3.1.3 *Zwischenergebnis*..... 57

3.2 ENERGIEPAKET 2011 57

 3.2.1 *Szenariorahmen, nationaler NEP, Bundesbedarfsplan*..... 57

 3.2.1.1 *Allgemeines* 57

 3.2.1.2 *Öffentlichkeitsbeteiligung*..... 59

 3.2.1.2.1 *Öffentlichkeitsbeteiligung bei Erstellung des NEP* 59

 3.2.1.2.2 *Öffentlichkeitsbeteiligung in der Strategischen Umweltprüfung*..... 59

 3.2.2 *Verhältnis zwischen Bundesbedarfsplan und EnLAG-Bedarfsplan* 60

 3.2.3 *Zwischenergebnis*..... 61

3.3 *DETAILLIERUNGSGRAD* 62

3.4 *VORGABEN ZUR TECHNOLOGISCHEN AUSFÜHRUNG* 64

 3.4.1 *Rechtslage vor dem Energiepaket 2011* 64

 3.4.1.1 *Erdleitungen* 64

 3.4.1.2 *HGÜ*..... 65

 3.4.2 *Energiepaket 2011*..... 65

4 FESTLEGUNG DER TRassenKORRIDORE (RAUMORDNUNG, BUNDESFACHPLANUNG)..... 67

4.1 *REGELUNG IM RAUMORDNUNGSRECHT* 67

 4.1.1 *Grundlagen* 67

 4.1.2 *Regelungsinstrument Vorranggebiet*..... 68

 4.1.2.1 *Bisherige Praxis*..... 68

 4.1.2.2 *Bewertung*..... 69

 4.1.3 *Trassierungsregeln*..... 71

 4.1.3.1 *Inhalt und Rechtsgrundlagen* 71

 4.1.3.2 *Sachliche Rechtfertigung* 72

 4.1.3.2.1 *Vorbelastungsgrundsatz* 72

 4.1.3.2.2 *Gebot der Nutzung bestehender Trassen* 73

 4.1.3.2.3 *Bündelungsgebot*..... 74

 4.1.3.3 *Rechtswirkungen* 77

 4.1.3.4 *Fazit* 79

 4.1.4 *Raumordnungsverfahren*..... 79

 4.1.4.1 *Überblick* 79



- 4.1.4.2 Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs 81
- 4.1.4.3 Stellung des Netzbetreibers 83
- 4.1.4.4 Öffentlichkeitsbeteiligung 84
 - 4.1.4.4.1 Erforderlichkeit und Ausgestaltung 84
 - 4.1.4.4.2 Beurteilung 86
- 4.1.4.5 Umweltverträglichkeitsprüfung 88
 - 4.1.4.5.1 Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) 88
 - 4.1.4.5.2 Verfahren der Umweltverträglichkeitsprüfung und
Abschichtungswirkung 90
 - 4.1.4.5.3 Beurteilung 91
- 4.1.5 Erdleitungen 93
 - 4.1.5.1 Zulässigkeit der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene..... 93
 - 4.1.5.2 Regelung im Rahmen der Raumordnung 97
 - 4.1.5.2.1 Bezug zur Raumordnung 97
 - 4.1.5.2.2 Regelungspraxis 98
 - 4.1.5.2.3 Die Regelung des niedersächsischen LROP 98
 - 4.1.5.2.3.1 Begründung des niedersächsischen LROP 99
 - 4.1.5.2.3.2 Anerkennung als Ziel der Raumordnung? 100
 - 4.1.5.2.4 Fazit 102
 - 4.1.5.3 Verfahrensunterlagen 103
- 4.2 ENERGIEPAKET 2011: BUNDESFACHPLANUNG FÜR LÄNDERÜBERGREIFENDE
UND GRENZÜBERSCHREITENDE HÖCHSTSPANNUNGSLEITUNGEN..... 104
 - 4.2.1 Grundsätzliche Bewertung der Bundesfachplanung 105
 - 4.2.1.1 Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG.
..... 105
 - 4.2.1.2 Vorzüge einer Bundesfachplanung von Trassenkorridoren 106
 - 4.2.1.3 Bedenken gegen eine Bundesfachplanung von Trassenkorridoren ..
..... 108
 - 4.2.1.3.1 Koordinationsfragen..... 108
 - 4.2.1.3.2 Akzeptanzfragen 109
 - 4.2.1.4 Fazit 110
 - 4.2.2 Bundesfachplanung..... 110
 - 4.2.2.1 Einordnung und Regelungskompetenz 110
 - 4.2.2.1.1 Einordnung als Fachplanung..... 110
 - 4.2.2.1.2 Gesetzgebungskompetenz des Bundes..... 111
 - 4.2.2.1.3 Regelungskompetenz der EU 111
 - 4.2.2.2 Inhalt der Bundesfachplanung: Überblick..... 112
 - 4.2.2.3 Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs 112
 - 4.2.2.4 Verhältnis zum Raumordnungsrecht der Länder..... 113
 - 4.2.2.5 Stellung des Übertragungsnetzbetreibers..... 114
 - 4.2.2.5.1 Initiative zur Bundesfachplanung 114



5.7.1 *Individualentschädigungen* 147

 5.7.1.1 Enteignungsentschädigung 147

 5.7.1.2 Zusätzliche Entschädigungsleistungen 148

5.7.2 *Ausgleichszahlungen an die Kommunen* 150

 5.7.2.1 Naturschutzrecht 150

 5.7.2.2 Sonstige Vorschläge zu Ausgleichszahlungen 151

 5.7.2.3 Energiepaket 2011 153

6 KOSTENANERKENNUNG (INVESTITIONSBUDGETS) 154

6.1 KOSTENANERKENNUNG IN DER ANREIZREGULIERUNG: ÜBERBLICK 154

6.2 GENEHMIGUNG VON INVESTITIONSBUDGETS 155

 6.2.1 *Grundsatz*..... 155

 6.2.2 *Möglichkeit der Anpassung von Investitionsbudgets* 157

6.3 ERDLEITUNGEN 157

 6.3.1 *Sonderregelungen* 157

 6.3.2 *Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen* 158

6.4 HGÜ 159

 6.4.1 *Sonderregelungen* 159

 6.4.2 *Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen* 161

6.5 ZUSAMMENARBEIT MIT PLANUNGS- UND GENEHMIGUNGSBEHÖRDEN 162

7. ZUSAMMENFASSUNG UND EMPFEHLUNGEN ZUM TEILBERICHT

RECHT 162

7.1 ZUSAMMENFASSUNG 162

7.2 EMPFEHLUNGEN 167

1 Einleitung

1.1 Allgemeines

Die (teilweise) Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen soll einen Beitrag zur Beschleunigung des Ausbaus des Höchstspannungsnetzes leisten. Unter diesem Aspekt sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen einer näheren Betrachtung zu unterziehen. Neben der Erdverkabelung nehmen aber auch andere Faktoren entscheidend Einfluss auf Beschleunigung oder Verzögerung der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Verschiedene Elemente dieser Verfahren werden daher im Folgenden hinsichtlich der Verfahrensdauer in den Blick genommen. Eine große Rolle spielen dabei neben einer bloßen Optimierung des Verfahrensablaufs die Möglichkeiten zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz. Denn ihr Fehlen stellt eine wesentliche Realisierungsbarriere für Leitungsausbauvorhaben dar.

Arbeitsgrundlagen der Arbeitsgruppe Recht waren zunächst Literatur und Rechtsprechung zu den einschlägigen Rechtsvorschriften. Daneben wurden Gespräche mit Vertretern von drei Übertragungsnetzbetreibern, fünf Planungsbehörden, drei Genehmigungsbehörden sowie der Bundesnetzagentur zu den Erfahrungen bei abgeschlossenen oder laufenden Netzausbauvorhaben geführt. Verfahrensübersichten zu einigen wichtigen Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene finden sich als Anhang 6 zu diesem Berichtsteil. Berücksichtigt wurden außerdem sonstige verfügbare Informationen zur Verwaltungspraxis wie etwa Positionspapiere. Einbezogen wurden auch Erfahrungen mit dem Netzausbau in der Schweiz und Österreich.

Stand der Bearbeitung ist der 18.10.2011. In Absprache mit dem Auftraggeber wird die Untersuchung des Landesrechts im Regelfall auf die Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg beschränkt. Thüringen wird infolge des den Naturpark Thüringer Wald querenden EnLAG-Pilotvorhabens, das auf eine Erprobung der Teilverkabelung unter den besonderen geographischen Bedingungen einer Mittelgebirgslandschaft abzielt, teilweise zusätzlich in den Blick genommen. Die Betrachtung von HGÜ-Leitungen beschränkt sich auf die Erdverkabelung, d.h. HGÜ-Freileitungen sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

1.2 Inhalt und Gang der Darstellung

Im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte Übersichten zum Verfahrensablauf von Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene zeigen, dass eine Verfahrensdauer von 10 Jahren und mehr teilweise (z.B. für die Leitung Ganderkesee – St. Hülfe, vgl. Anhang 6 Tabelle 3) bislang nicht ausgeschlossen war, selbst wenn Vorbereitungszeiten vor den ersten förmlichen Verfahrenshandlungen außer Be-

tracht bleiben. Bei einzelnen Verfahren aus den Jahren 2006 (Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, bayerischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 4) bzw. 2007 (Leitung Wahle – Mecklar, hessischer und niedersächsischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabellen 9 und 10) ist das Planfeststellungsverfahren bislang noch nicht eröffnet. Andere Verfahren konnten hingegen in deutlich kürzerer Zeit abgeschlossen werden (Thüringer Strombrücke, Bad Lauchstädt – Vieselbach, sachsen-anhaltischer / thüringischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 6; Windsammel-schiene, mecklenburg-vorpommerscher Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 11).

In rechtlicher Hinsicht werden vor allem den Planungs- und Genehmigungsverfahren für Höchstspannungsleitungen erhebliche Verzögerungswirkungen zugeschrieben (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 14; EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007), Ziff. 3.3; SCHIRMER (2010), S. 1349; HERMANN / AUSTERMANN (2010), S. 175). Der Rechtsrahmen stellt sich in der Tat als sehr komplex und das Zusammenspiel der einzelnen Regelungen und Verfahren als nicht vollständig abgestimmt dar. Hier ist daher Beschleunigungspotenzial zu erwarten. Untersucht werden sowohl der generelle Rechtsrahmen für den Ausbau der Höchstspannungsnetze als auch die speziellen Fragen von Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen.

Der geltende Rechtsrahmen lässt sich in vier Regelungsebenen strukturieren:

- Ermittlung des Netzausbaubedarfs
- Festlegung von Trassenkorridoren (in der Regel durch Raumordnungsverfahren, zukünftig auch Bundesfachplanung)
- Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (in der Regel durch Planfeststellungsverfahren)
- Kostenanerkennung in der Anreizregulierung (in der Regel durch Genehmigung von Investitionsbudgets).

Die folgenden Ausführungen befassen sich zunächst mit der Struktur des bis August 2011 geltenden Rechtsrahmens und den Änderungen hieran durch das Energiepaket 2011. In den folgenden Teilen werden die angesprochenen vier Ebenen im Einzelnen näher untersucht, um etwaigen Änderungsbedarf zu identifizieren.

Terminologisch wird in der vorliegenden Studie als Trassenkorridor ein Gebietsstreifen bezeichnet, innerhalb dessen die Trasse einer Stromleitung verlaufen soll (Raumordnung) bzw. muss (Bundesfachplanung, vgl. auch § 3 Abs. 1 NABEG). Als Trasse wird demgegenüber vorliegend der genaue räumliche Verlauf der Stromleitung bezeichnet. Der Trassenkorridor ist dabei in aller Regel deutlich breiter als der Raum, der für die Stromleitung einschließlich des Schutzstreifens benötigt wird. Allerdings werden die Begriffe "Trassenkorridor" und "Trasse" in Gesetzgebung und Literatur nicht einheitlich gebraucht. So spricht § 15 Abs. 1 S. 3 ROG etwa von

"Trassenalternativen", obwohl Gegenstand der Prüfung in der Raumordnung regelmäßig nur Trassenkorridore sind, nicht aber die konkrete Trasse (im hier verwendeten Sinne). Ähnliches gilt für die Festlegung der "Trassen für die Anbindungsleitungen" von Offshore-Anlagen nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG in einem Offshore-Netzplan.

2 Struktur des Rechtsrahmens

Bevor Verbesserungen im Detail erörtert werden, soll auf die generelle Eignung des Rechtsrahmens zur erfolgreichen und zügigen Bewältigung des Netzausbaus auf Höchstspannungsebene eingegangen werden. Hierzu wird zunächst die Struktur des bis August 2011 geltenden Rechtsrahmens dargestellt, der der Studie im Wesentlichen zugrunde lag. Ergänzend wird auf die Neuerungen durch das Energiepaket 2011 eingegangen. Im Anschluss wird geprüft, inwieweit genereller Änderungsbedarf erkennbar ist.

2.1 Rechtsrahmen bis zum Energiepaket 2011

In diesem Kapitel wird zunächst der Rechtsrahmen, wie er bis zum Inkrafttreten des Energiepakets 2011 galt, in seinen Grundzügen dargestellt, um strukturellen Änderungsbedarf erörtern zu können. Eine Diskussionsdiskussion einzelner Regelungen und Verfahren erfolgt in den Folgekapiteln des rechtlichen Berichtsteils. Es lassen sich strukturell vier Regelungsebenen unterscheiden:

1. Ermittlung des Netzausbaubedarfs
2. Festlegung von Trassenkorridoren (in der Regel durch Raumordnungsverfahren, zukünftig auch Bundesfachplanung)
3. Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (in der Regel durch Planfeststellungsverfahren)
4. Kostenanerkennung in der Anreizregulierung (in der Regel durch Genehmigung von Investitionsbudgets).

2.1.1 Bedarfsplanung

Die erste Regelungsebene befasst sich mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs für Höchstspannungsnetze. Die Regelungszuständigkeit wird inzwischen weitgehend von der EU oder dem Bund ausgeübt. Regelungen werden häufig unmittelbar auf gesetzlicher Ebene getroffen.

2.1.1.1 Transeuropäische Netze

Relevant sind zum einen die Vorschriften zum Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze im Bereich der Energieinfrastruktur (TEN-E) nach Art. 170 ff. des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV). TEN-E-Projekte müssen im gemeinsamen europäischen Interesse liegen, was einen energiewirtschaftlichen Bedarf für den Leitungsbau impliziert. Eine Liste der TEN-E-Projekte findet sich derzeit in der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG (sog. TEN-E-Leitlinien). Die Aufnahme von Vorhaben, die das Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats betreffen, in die TEN-E-Leitlinien bedarf der Billigung des betroffenen Mitgliedstaats, Art. 172 Abs. 2 AEUV. TEN-E-Projekte können von einer finanziellen Förderung durch die EU profitieren.

Die Bedarfsfeststellung durch die TEN-E-Leitlinien wirkt auch gegenüber den Mitgliedstaaten. Diese müssen gemäß Art. 6 Abs. 5 der TEN-E-Leitlinien alle von ihnen für erforderlich angesehenen Maßnahmen treffen, um die Verwirklichung der Vorhaben zu erleichtern und zu beschleunigen und um Verzögerungen so gering wie möglich zu halten. Insbesondere müssen die erforderlichen Genehmigungsverfahren rasch abgeschlossen werden. Dementsprechend sieht etwa der Leitfaden der Bundesnetzagentur zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV die Erforderlichkeit des Vorhabens als gegeben an, wenn es in den TEN-E-Leitlinien aufgeführt ist (BNETZA (2010), Ziff. 4.2).

Die TEN-E-Vorhaben sind eingeteilt in drei Kategorien: Vorhaben von gemeinsamem Interesse, vorrangige Vorhaben und Vorhaben von europäischem Interesse. Vorhaben von gemeinsamem Interesse haben den Zielen und Prioritäten der Leitlinien zu entsprechen und potentiell wirtschaftlich tragfähig zu sein. Aufgeführt sind die Vorhaben von gemeinsamem Interesse in Anhang III der TEN-E-Leitlinien. Hierzu gehören auch die in Art. 7 TEN-E-Leitlinien definierten vorrangigen Vorhaben und die in Art. 8 TEN-E-Leitlinien definierten Vorhaben von europäischem Interesse, die zusätzlich jeweils in Anhang I aufgeführt sind und bei der Mittelvergabe bevorzugt werden. Vorrangige Vorhaben haben wesentliche Auswirkungen auf das effektive Funktionieren des Binnenmarktes, auf die Versorgungssicherheit oder auf die Erschließung erneuerbarer Energiequellen. Die prioritären Vorhaben von europäischem Interesse zeichnen sich dadurch aus, dass sie grenzüberschreitend sind oder erhebliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten haben.

Insbesondere für die Vorhaben von europäischem Interesse besteht eine verstärkte Koordinierung, Art. 8 Abs. 6 TEN-E-Leitlinien. Diese drückt sich u.a. im Austausch von Informationen und der Abhaltung von Koordinierungssitzungen zwischen den Mitgliedstaaten zur Umsetzung der grenzüberschreitenden Abschnitte der Netze aus. Wenn es bei einem Vorhaben von europäischem Interesse zu erheblichen Verzögerungen oder Umsetzungsschwierigkeiten kommt, kann gemäß Art.

10 TEN-E-Leitlinien ein europäischer Koordinator eingesetzt werden. Dieser begleitet das Projekt insgesamt und soll die Koordinierung zwischen den verschiedenen Beteiligten bei der Realisierung des grenzüberschreitenden Leitungsabschnitts erleichtern.

Die Beschreibung der einzelnen Leitungsbauvorhaben erfolgt mit unterschiedlicher Präzision. In der Regel werden nur Anfangs- und Endpunkte angegeben, wobei teilweise allein Staaten oder Regionen angegeben werden, teilweise aber auch einzelne Städte oder Ortschaften. Bei manchen Vorhaben werden auch Zwischenpunkte benannt, die angebunden werden sollen.

2.1.1.2 EnLAG-Bedarfsplan

Mit Erlass des EnLAG wurde zudem im Jahr 2009 ein Bedarfsplan im Bereich der Höchstspannungsnetze erstellt, der Vorhaben umfasst, für die ein vordringlicher Bedarf vom Gesetzgeber festgestellt worden ist. Diese Netzausbauprojekte wurden anhand der dena-Netzstudie I (DENA (2005)) und der TEN-E-Leitlinien sowie weiterer Abschätzungen eines erhöhten Transportbedarfs ermittelt (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 17 f.). Der Bedarfsplan umfasst 24 Vorhaben und ist dem EnLAG als Anlage beigefügt. Er ist nicht abschließend. Weitere Vorhaben, die nicht in ihn aufgenommen wurden, können weiter realisiert werden (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16). Der Bedarfsplan ist gemäß § 3 EnLAG alle drei Jahre durch das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und dem Bundestag hierüber ein Bericht vorzulegen (erstmalig zum 01.10.2012).

Die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplanes werden in der Regel durch Angabe von Städten bzw. Ortschaften als Anfangs- und Endpunkte beschrieben, vereinzelt werden auch ähnliche Angaben verwendet (z.B. Vorhaben Nr. 13: Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem)). Teilweise werden auch weitere Punkte einer Strecke benannt, die angeschlossen werden sollen (z.B. Vorhaben Nr. 14: Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein – Ufort – Osterath). Eine bestimmte Linienführung wird in keinem Fall vorgegeben.

Für die aufgeführten Vorhaben stellt der Gesetzgeber fest, dass sie den Zielsetzungen des § 1 EnWG entsprechen und daher die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf feststehen. Diese Feststellungen sind für die Planfeststellung und die Plangenehmigung nach §§ 43 – 43d EnWG verbindlich, vgl. § 1 Abs. 2 EnLAG. Zudem gelten für die Vorhaben weitere Sonderregelungen, die zur Beschleunigung beitragen sollen, wie der auf eine Instanz beim Bundesverwaltungsgericht verkürzte Rechtsweg (§ 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO) und das modifizierte Planfeststellungsverfahren nach § 43b Nr. 1 EnWG.

2.1.1.3 Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur

Bereits nach den allgemeinen Vorschriften des EnWG verfügte die Bundesnetzagentur über bestimmte Kontrollbefugnisse hinsichtlich des Netzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber. Diese haben alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen sowie ggf. um zusätzliche Berichte für bestimmte Teile des Netzes zu ergänzen, § 12 Abs. 3a EnWG. Damit verbunden ist eine staatliche Überprüfung der Netzplanung, die sich ihrerseits in Monitoring- und Berichtspflichten der Bundesnetzagentur (§ 35 Abs. 1 Nr. 8 und § 63 Abs. 4, Abs. 4a EnWG) und des BMWi (§§ 51, 63 Abs. 1 und 2 EnWG) niederschlägt (WEYER (2009a), S. 211).

Im Rahmen der Anreizregulierung hat die Bundesnetzagentur nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV außerdem Investitionsbudgets zu genehmigen für Kapital- und Betriebskosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Bei der Prüfung dieser Voraussetzungen sollen Referenznetzanalysen gemäß § 23 Abs. 4 ARegV angewendet werden.

Die Bundesnetzagentur hatte in ihrem Leitfaden zur Genehmigung von Investitionsbudgets 2009 zunächst die Erstellung eines Netzausbaumodells angekündigt (BNETZA (2009), Ziff. 3.3). Im Leitfaden 2010 wird dieses nicht mehr ausdrücklich angesprochen, doch muss die Bundesnetzagentur jedenfalls Maßstäbe zur Prüfung entwickeln. Ein Netzausbaumodell liegt bislang nicht vor. Es könnte jedoch im Zusammenhang mit dem nationalen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (dazu unten Abschn. 3.2.1) entwickelt werden.

2.1.1.4 Bedarfsfeststellung im Planfeststellungsverfahren

Sofern und solange keine anderweitige Bedarfsfestlegung erfolgt ist, muss der Bedarf im Rahmen der sog. Planrechtfertigung in den Planfeststellungs- bzw. Plan genehmigungsverfahren geprüft werden. In diesem Falle ist es Aufgabe der Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsbehörde, den Bedarf für das geplante Netzausbauvorhaben festzustellen.

2.1.1.5 Netzentwicklungspläne gemäß drittem Energiebinnenmarkt-Paket und Weiterentwicklung der TEN-E-Leitlinien

Mit dem dritten Energiebinnenmarkt-Paket aus dem Jahr 2009 hat der europäische Gesetzgeber als neues Instrument Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben. Die entsprechenden Vorschriften sind teilweise zum 03.03.2011 in Kraft getreten, teilweise mussten sie zu diesem Zeitpunkt in nationales Recht umgesetzt werden, was in Deutschland mit dem Energiepaket 2011 im August 2011 geschehen ist (vgl. Abschn. 2.2). Anknüpfend an die Netzentwicklungspläne soll zudem der Ansatz der TEN-E-Leitlinien überarbeitet werden, wozu aber noch keine Gesetzesvorschläge vorliegen.

Vorgeschrieben ist gemäß Art. 8 Abs. 3 Buchst. b der Stromhandelsverordnung alle zwei Jahre die Aufstellung eines nicht verbindlichen gemeinschaftsweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplans (NEP) durch das Netzwerk der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E, dem 42 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern angehören. Der erste (Pilot-)NEP wurde nach vorheriger Konsultation am 30.06.2010 veröffentlicht (ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan 2010 - 2020). Als erforderlich angesehen werden der Neubau von ca. 35.000 km und der Ausbau von ca. 7.000 km Übertragungsleitungen. Davon sollen 44 % in den ersten fünf Jahren, der Rest im folgenden Fünfjahreszeitraum fertiggestellt werden. Das Verfahren zur Aufstellung der gemeinschaftsweiten NEPs sieht ein umfassendes Konsultationsverfahren der Marktteilnehmer und insbesondere Stellungnahmemöglichkeiten der Kommission und der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) vor.

Die Vorhaben des gemeinschaftsweiten NEP werden in aller Regel hinsichtlich Anfangs- und Endpunkt durch Angabe einer Stadt oder Ortschaft beschrieben.

Neben dem gemeinschaftsweiten NEP sollen gemäß Art. 12 Abs. 1 StromhandelsVO regionale Investitionspläne erstellt werden. Zudem spricht Art. 8 Abs. 11 StromhandelsVO von nationalen Netzentwicklungsplänen.

Darüber hinaus müssen Übertragungsnetzbetreiber, die nicht eigentumsrechtlich entflochten sind, nach den unionsrechtlichen Vorgaben jährlich eigene Netzentwicklungspläne vorlegen. In Deutschland betrifft dies die EnBW Transportnetze AG (zum EnBW-Konzern gehörig) und die Amprion GmbH (zum RWE-Konzern gehörig, dies gilt auch nach der Veräußerung von 74,9% der Kapitalanteile weiter). Sofern diese dem Modell des Independent System Operator (ISO, Art. 13 StromRL) folgen, ist die Verpflichtung zur Vorlage von NEPs in Art. 13 Abs. 2 Buchst. c) StromRL geregelt. Für Übertragungsnetzbetreiber, die das Modell des Independent Transmission Operator (ITO, Art. 17 StromRL) anwenden, wie für EnBW Transportnetze AG und Amprion GmbH zu vermuten, ergibt sich die Verpflichtung aus Art. 22 Abs. 1 und 2 StromRL. Danach sind jährlich bindende 10-Jahres-NEPs vor-

zulegen. Demgegenüber sind die TenneT TSO GmbH (vormals zum E.ON-Konzern gehörig) und die 50Hertz Transmission GmbH (vormals zum Vattenfall-Konzern gehörig) inzwischen eigentumsrechtlich entflochten und unterfallen nicht den genannten Vorschriften des EU-Rechts.

Die NEPs der ITOs sind von der Bundesnetzagentur einer eigenen Konsultation zu unterziehen und darauf zu prüfen, ob sie den gesamten Investitionsbedarf erfassen und kohärent zum gemeinschaftsweiten NEP sind. Die Bundesnetzagentur kann ggf. die Änderung eines NEPs verlangen, Art. 22 Abs. 5 StromRL. Die bindenden Netzausbauverpflichtungen können notfalls von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden.

Die NEPs sollen auch bei der Fortentwicklung der TEN-E-Leitlinien herangezogen werden. Die Europäische Kommission hat in ihrem Grünbuch zum Europäischen Energienetz aus dem Jahr 2008 (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 3.3.1 und 4) und ihrer „Mitteilung zu den Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach“ aus dem Jahr 2010 (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), Ziff. 6) ein „Instrument für Energieversorgungssicherheit und -infrastruktur“ angedacht. Die Kommission spricht sich für eine Abkehr von dem bisherigen System der TEN-E-Leitlinien mit ihren „lange im Vorhinein festgelegten und unflexiblen Projektlisten“ (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), S. 10) aus. Vielmehr sei der gemeinschaftsweite zehnjährige Netzentwicklungsplan als solide Basis anzusehen, um Prioritäten im Elektrizitätsinfrastruktur-Bereich zu identifizieren.

Um eine fristgerechte Integration erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in Nord- und Südeuropa und die weitere Marktintegration zu gewährleisten, wird allerdings die Konzentration auf bestimmte vorrangige Korridore vorgeschlagen. Es soll ein modularer Entwicklungsplan für Elektrizitäts-Autobahnen aufgestellt werden. Prioritäre Projekte sollten dabei solche sein, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, die erneuerbare Energien aufnehmen und zu den Lastzentren transportieren, die die Marktintegration und den Wettbewerb steigern und die einen Beitrag leisten zu Energieeffizienz und der Nutzung von Intelligenter Elektrizität (smart electricity). Diese Projekte sollen den Titel „Projekt von europäischem Interesse“ bekommen und politischen Vorrang erhalten. Listen, aus denen diese Projekte hervorgehen, seien alle zwei Jahre zu aktualisieren. Die ersten sollen 2012 stehen.

2.1.1.6 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Die dargestellten Vorgaben zur Bedarfsermittlung auf europäischer Ebene enthalten keine Aussagen zur technischen Ausführung der Vorhaben als Frei- oder Erdleitungen.

Demgegenüber hat der deutsche Gesetzgeber Fragen der technischen Ausführung teilweise in Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs gestellt. Zur Frage der Erdverkabelung wurden in § 2 EnLAG vier Vorhaben bzw. Teilabschnitte von Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans als Pilotvorhaben ausgewählt, auf denen der Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene getestet werden soll. Ebenso sind in dem Bericht nach § 3 EnLAG die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln darzustellen. Nach der jüngsten Änderung des EnLAG im Jahr 2011 liegt es im Ermessen der zuständigen Genehmigungsbehörden, die Ausführung dieser Strecken als Erdkabel zu verlangen, wenn die sonstigen Voraussetzungen des § 2 EnLAG erfüllt sind.

Hinsichtlich der Nutzung von HGÜ hat der Deutsche Bundestag die Bundesregierung in einer EntschlieÙung bei Verabschiedung des EnLAG aufgefordert, die HGÜ-Technik bei der nächsten Anpassung des EnLAG-Bedarfsplans zu berücksichtigen, wenn entsprechende effiziente Leitungsbauprojekte identifiziert wurden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 9). Allerdings wird damit nicht auf die Anwendung der HGÜ-Technik als Frei- oder Erdleitung eingegangen.

2.1.1.7 Zwischenergebnis

Eine umfassende Bedarfsermittlung war jedenfalls vor dem dritten Energiebinnenmarkt-Paket noch nicht vorgesehen. Die TEN-E-Leitlinien und der EnLAG-Bedarfsplan bestätigen zwar den Bedarf für die dort aufgelisteten Vorhaben. Sie stellen aber keine umfassende fachliche Bedarfsplanung dar, sondern sehen lediglich für die aufgeführten Vorhaben Erleichterungen zur Beschleunigung des Netzausbaus vor, etwa durch die Möglichkeit finanzieller Förderung oder durch die gesetzliche Feststellung der Planrechtfertigung. Allerdings konnten hierin Zwischenschritte auf dem Weg zu einer echten fachlichen Bedarfsplanung gesehen werden (WEYER (2009b), S. 429).

Die vom dritten Energiebinnenmarkt-Paket vorgesehenen NEPs sehen erstmals eine umfassende Ermittlung des Netzausbaubedarfs vor. Diese Aufgabe ist für die gemeinschaftsweiten NEPs den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von ENTSO-E übertragen. Kommission und ACER haben Möglichkeiten der Einflussnahme, können aber keine Änderung der NEPs verlangen. Zudem sind diese ausdrücklich als nicht verbindlich gekennzeichnet.

Für die NEPs der ITOs hat die Bundesnetzagentur hingegen die Befugnis, Änderungen zu verlangen, insbesondere damit der gesamte Investitionsbedarf abgedeckt wird. Außerdem müssen diese Pläne von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden können. Dies impliziert eine staatlich kontrollierte Bedarfsplanung.

Hinsichtlich der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung und ggf. als HGÜ trifft das EnLAG gewisse Vorentscheidungen. Die abschließende Auswahl-

entscheidung obliegt aber dem Übertragungsnetzbetreiber bzw. der zuständigen Genehmigungsbehörde.

2.1.2 Festlegung von Trassenkorridoren (Raumordnung)

Auf einer zweiten Regelungsebene werden Trassenkorridore bestimmt. Unter einem Trassenkorridor wird hierbei vorliegend ein Gebietsstreifen verstanden, innerhalb dessen die Trasse einer Stromleitung grundsätzlich verlaufen soll (zur Terminologie oben Abschn. 1.2, vgl. auch § 3 Abs. 1 NABEG) und der in aller Regel deutlich breiter ist als der Raum, der für die Stromleitung einschließlich des Schutzstreifens benötigt wird. Die Festlegung der Trassenkorridore erfolgte nach der Rechtslage bis zum Energiepaket 2011 im Wesentlichen durch Landesrecht, teilweise auf gesetzlicher Ebene, vorwiegend aber im Rahmen von Verwaltungsverfahren.

2.1.2.1 Keine EU-Vorgaben

Vorgaben zu Trassenkorridoren bestehen auf EU-Ebene nicht, weder in den TEN-E-Leitlinien noch in sonstigen Rechtsvorschriften. Die EU verfügt über keine Kompetenzzuweisung im Bereich der Raumordnung und ist insoweit nach herrschendem Verständnis nicht zur Festlegung von Trassenkorridoren befugt (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 2.3.1). Ebenso wenig enthält der gemeinschaftsweite NEP Angaben zu Trassenkorridoren. Hinsichtlich der nationalen Netzentwicklungspläne verlangen die Vorgaben der StromRL ebenfalls keine Festlegung von Trassenkorridoren.

2.1.2.2 Bundesrechtliche Vorgaben

Auf Bundesebene fanden sich Vorgaben zu Trassenkorridoren bis zur Rechtsänderung durch das Energiepaket 2011 grundsätzlich ebenfalls nicht. Insbesondere enthält das EnLAG für die Vorhaben des Bedarfsplans keine Trassenkorridore. Auch ein bundesweiter Raumordnungsplan nach § 17 Abs. 1 ROG wurde nicht erlassen.

Anders gestaltet sich die Rechtslage nur für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), für die je ein Raumordnungsplan für die Nordsee und für die Ostsee als Rechtsverordnung nach § 17 Abs. 3 ROG vorliegt.

2.1.2.3 Raumordnungsrecht der Länder

Außerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone erfolgte die Festlegung von Trassenkorridoren für Höchstspannungsleitungen nach der Rechtslage vor Inkrafttre-

ten des Energiepakets 2011 nach Landesrecht, und zwar ebenfalls im Wege der Raumordnung. Teilweise finden sich Vorgaben in den Raumordnungsplänen. In der Mehrzahl der Fälle aber wird ein Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG durchgeführt.

2.1.2.3.1 Raumordnungspläne

Raumordnungspläne treffen Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung eines bestimmten Planungsraumes für einen bestimmten Planungszeitraum, insbesondere zu den Nutzungen und Funktionen des Raums. Raumordnungspläne sind gemäß § 8 ROG auf Landes- und Regionalebene aufzustellen. Sie können einerseits Ziele der Raumordnung enthalten, d. h. verbindliche Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, andererseits Grundsätze der Raumordnung, d. h. Vorgaben zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, die in nachfolgenden Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen sind. Derartige Vorgaben gelten nicht nur für raumordnungsrechtliche Entscheidungen, sondern insbesondere gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 ROG auch für nachfolgende Planfeststellungsverfahren. Die Genehmigungsbehörde ist gehalten, landesraumordnungsrechtliche Vorgaben in das Genehmigungsverfahren einzubeziehen. Die Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung sind mit dem ihnen zukommenden Gewicht in die Abwägung aller betroffenen öffentlichen und privaten Belange einzustellen. Die Ziele der Raumordnung sind als Planungsleitsätze sogar unmittelbar beachtlich.

Ziele und Grundsätze der Raumordnung können textlich oder zeichnerisch festgelegt werden. In Betracht kommen zum einen Trassierungsregeln wie etwa der Bündelungsgrundsatz (unten Abschn. 4.1.3.2.3). Derartige Vorgaben sind häufig vorzufinden (näher unten Abschn. 4.1.3).

Zum anderen kommt eine räumliche Festlegung von Trassenkorridoren in Betracht, insbesondere in Form der Ausweisung von Vorranggebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 1 ROG), Vorbehaltsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 2 ROG), Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 3 ROG) oder Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 2 ROG). Durch die Gebietsausweisungen werden andere mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen ausgeschlossen (Vorranggebiet Leitungstrasse), dem Leitungsbau wird bei der Abwägung mit konkurrierenden Nutzungen ein besonderes Gewicht beigemessen (Vorbehaltsgebiet Leitungstrasse) oder ihm wird ein bestimmtes Gebiet zugewiesen, in dem ihm andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, mit der Folge, dass er an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen wird (Eignungsgebiet Leitungstrasse). Eine weitere Möglichkeit besteht darin, in einem Gebiet mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen auszuschließen und zudem festzulegen, dass der Leitungsbau seinerseits

an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen ist (Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten).

In der Regel erfolgt eine trassensichernde Festlegung durch Gebietsausweisung in einem Raumordnungsplan als Ausweisung eines Vorranggebietes. Ein Beispiel für die Festlegung eines Vorranggebietes Leitungstrasse auf landesplanerischer Ebene findet sich im Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen für die Trasse Maade – Conneforde (vgl. LROP Niedersachsen 2008, Anlage 2), für die aufgrund dieser gesetzlichen Vorgabe ein Raumordnungsverfahren nicht durchgeführt werden musste.

2.1.2.3.2 Raumordnungsverfahren

Trassenkorridore sind in einem Raumordnungsverfahren festzulegen, wenn es sich um raumbedeutsame Planungen oder Maßnahmen i.S.v. § 1 der Raumordnungsverordnung (RoV) handelt und die Prüfung der Raumverträglichkeit nicht anderweitig sichergestellt ist. Leitungsbauvorhaben haben in der Regel raumbedeutsame Auswirkungen. Lediglich bei sehr kleinen Vorhaben, etwa Kraftwerksanschlussleitungen von wenigen Kilometern Länge, kann die Raumbedeutsamkeit fehlen. Höchstspannungsfreileitungen (nicht aber Erdleitungen) werden auch von § 1 S. 3 Nr. 14 RoV erfasst. Eine anderweitige Prüfung, die ein Raumordnungsverfahren entbehrlich macht, kommt insbesondere im Falle der Festlegung von Vorranggebieten in Betracht. Aus diesem Grunde wurde etwa für die Trasse Maade – Conneforde kein Raumordnungsverfahren durchgeführt (siehe oben Abschn. 2.1.2.3.1).

Im Raumordnungsverfahren werden gemäß § 15 Abs. 1 ROG die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten geprüft, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Die Prüfung unter „überörtlichen Gesichtspunkten“ impliziert, dass in der Regel noch kein konkreter Trassenverlauf festgelegt wird. Ausdrücklich als Gegenstand der Prüfung genannt werden in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG zwar auch die vom Vorhabenträger eingeführten „Standort- oder Trassenalternativen“. Es besteht jedoch Einigkeit dahin, dass das Raumordnungsverfahren nicht die Festlegung einer konkreten Trasse bezweckt, sondern lediglich eines Trassenkorridors. Soweit ersichtlich, wird die Breite eines Trassenkorridors nicht einheitlich gehandhabt. Üblich scheinen vielfach Korridorbreiten von 400 – 1000 Metern zu sein, in Niedersachsen aber auch geringere Korridorbreiten. Ggf. kann an Problemstellen auch eine abweichende Trassenbreite vorgegeben werden (näher unten Abschn. 4.1.4.1).

Das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens ist als sonstiges Erfordernis der Raumordnung (§ 3 Abs. 1 Nr. 4 ROG) in nachfolgenden Abwägungs- und Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen, § 4 Abs. 1 S. 1 ROG. Dies betrifft insbesondere ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren. Innerhalb des Korridors ist grundsätzlich von der Raumverträglichkeit des Vorhabens auszugehen. Ein Überschreiten des Korridors ist in Ausnahmefällen nicht ausgeschlossen. Andere Trassenkorridore, die im Raumordnungsverfahren geprüft und deutlich ungünstiger beurteilt wurden, kommen grundsätzlich nicht mehr in Betracht.

2.1.2.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Die Entscheidung zwischen Frei- oder Erdleitungen kann Auswirkungen auf die Raumnutzung haben und damit eine Verbindung zum Raumordnungsrecht begründen. Dies betrifft zum einen den Trassenverlauf, der bei Frei- oder Erdleitung unterschiedlich ausfallen kann. Zum anderen ergeben sich bei Freileitungen andere Betroffenheiten als bei Erdleitungen, was die Beurteilung im Hinblick auf bestimmte Raumnutzungen beeinflussen kann. So sind abweichende Umweltauswirkungen zu erwarten und ergeben sich unterschiedliche Restriktionen etwa im Hinblick auf die landwirtschaftliche Nutzung, auf den Flughafenbetrieb oder die Rohstoffgewinnung. Aus diesen Gründen kann das Raumordnungsrecht Regelungen zur Wahl zwischen Frei- oder Erdleitungen beinhalten.

Derzeit sieht das LROP Niedersachsen bei Siedlungsannäherung wie auch im Falle von Landschaftsschutzgebieten eine Pflicht zur Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung vor (Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 6-9 LROP Niedersachsen 2008). Die abschließende Entscheidung obliegt aber der Genehmigungsbehörde. Im Genehmigungsverfahren – in der Regel einem Planfeststellungsverfahren – sind auch weitere Gesichtspunkte zu berücksichtigen. Dies betrifft nach ständiger Rechtsprechung des BVerwG etwa auch Kostengesichtspunkte (BONK / NEUMANN (2008), § 74 Rn. 117, 127; BVerwG (2005), S. 44). Zudem sind die bundesrechtlichen Vorgaben zur Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen zu beachten, insbesondere die Regelungen des EnLAG und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die die Kostenanerkennung regelt. Die Regelungswirkung der Vorschriften des niedersächsischen LROP ist daher problematisch (im Einzelnen unten Abschn. 4.1.5.2.3).

Das Raumordnungsrecht der anderen näher untersuchten Bundesländer enthält, soweit ersichtlich, derzeit keine gesetzlichen Vorgaben zur Frage der Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen. Verschiedentlich wird im Rahmen der raumordnerischen Beurteilung aber eine Prüfung sowohl der Frei- wie der Erdleitungsvariante vorgenommen. Diese kann zu dem Ergebnis führen, dass innerhalb des Trassenkorridors beide Varianten als möglich angesehen werden. Ggf. emp-

fiehl die Raumordnungsbehörde für bestimmte Abschnitte des Trassenkorridors auch die Ausführung als Erdleitung, etwa in Nordrhein-Westfalen.

2.1.2.5 Zwischenergebnis

Die Festlegung von Trassenkorridoren erfolgt nach bisheriger Rechtslage regelmäßig im Rahmen des Raumordnungsrechts. Auf Bundesebene werden die Trassenkorridore bislang nur im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone geregelt. Im Übrigen erfolgt die Regelung auf Ebene des Landesrechts.

Vorgaben enthalten zum einen die Raumordnungspläne. Relevant sind einerseits Trassierungsregeln (z.B. der Bündelungsgrundsatz), andererseits Gebietsfestlegungen, insbesondere in Form von Vorranggebieten für den Leitungsbau. Vorwiegend findet die raumordnerische Beurteilung aber im Rahmen von Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG statt.

Die Wahl zwischen Frei- oder Erdleitungen hat raumordnerische Bedeutung. Lediglich das niedersächsische Raumordnungsrecht enthält aber Verpflichtungen zur Erdverkabelung. Andere Bundesländer prüfen ggf. beide Varianten im Rahmen des Raumordnungsverfahrens.

2.1.3 Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)

Die konkreten Leitungsbauvorhaben werden auf einer dritten Regelungsebene genehmigt. In aller Regel finden landesrechtliche Verwaltungsverfahren Anwendung, insbesondere Planfeststellungsverfahren.

2.1.3.1 Keine EU-Vorgaben

Das EU-Recht enthält keine Vorgaben zum Leitungsverlauf und verfügt insoweit auch über keine Kompetenzzuweisung.

2.1.3.2 Bundesrechtliche Vorgaben

Auf Bundesebene finden sich ebenfalls grundsätzlich keine Vorgaben zum Leitungsverlauf.

Eine differenzierte Regelung gilt im Bereich des Festlandssockels. Hier ist gemäß § 133 BBergG für den Betrieb von Unterwasserkabeln eine doppelte Genehmigung erforderlich. Zum einen bedarf es einer Genehmigung in bergbaulicher Hinsicht durch die zuständige Landesbehörde nach § 136 BBergG, d.h. für die Nordsee und Teile der Ostsee das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Clausthal-

Zellerfeld, für die übrige Ostsee das Bergamt Stralsund. Zum anderen bedarf es einer Genehmigung hinsichtlich der Ordnung der Nutzung und Benutzung der Gewässer und des Luftraumes über dem Festlandsockel, die durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilt wird. Dabei ist jeweils der konkrete Leitungsverlauf zu beurteilen.

2.1.3.3 Genehmigungsverfahren der Länder

Außerhalb des Festlandsockels sind für die Genehmigung des Leitungsverlaufs nach bisheriger Rechtslage ausschließlich die Landesbehörden zuständig. Diese entscheiden häufig im Rahmen von Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren. Teilweise müssen aber auch Einzelgenehmigungen erteilt werden.

2.1.3.3.1 Planfeststellungsverfahren

Die Genehmigung des Leitungsverlaufs erfolgt (nur dann) im Wege eines Planfeststellungsverfahrens, wenn dies durch Rechtsvorschrift angeordnet ist, § 72 Abs. 1 S. 1 VwVfG. Entsprechende Regelungen finden sich für den bislang geltenden Rechtsrahmen in § 43 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG. Das Planfeststellungsverfahren ist teilweise obligatorisch, teilweise fakultativ vorgesehen.

Obligatorisch ist die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG generell für Errichtung, Betrieb und Änderung von Hochspannungsfreileitungen (ausgenommen Bahnstromfernleitungen, deren Zulassung sich nach dem Allgemeinen Eisenbahngesetz (AEG) richtet) mit einer Nennspannung ab 110 kV. Diese Regelung beschränkt sich ausdrücklich auf Freileitungen. Darüber hinaus sehen § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren in bestimmten Fällen auch für See- und Erdkabel sowie HGÜ-Leitungen vor (näher unten Abschn. 2.1.3.4). Fakultativ möglich ist ein Planfeststellungsverfahren für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG.

Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen, § 43 S. 3 EnWG (§ 43 S. 2 EnWG a.F.). Dem Planfeststellungsverfahren kommt formelle Konzentrationswirkung zu. Über das Vorhaben wird nur in einem Verfahren vor einer Behörde – unter Verlust der Zuständigkeiten und Entscheidungsbefugnisse der zu beteiligenden Behörden – mit umfassender rechtsgestaltender Wirkung entschieden (BONK / NEUMANN (2008), § 75 Rn. 14). In dieser Zuständigkeitskonzentration wird der große verwaltungsmäßige Vorteil der uneingeschränkten und umfassenden Planfeststellung gesehen (BVerfG (1969), S. 374).

Gemäß § 75 Abs. 1 S. 1 VwVfG bezieht sich die Planfeststellung jedoch nur auf die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen. Nicht umfasst wird die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung, insbesondere durch Genehmigung von Investitionsbudgets, da die rechtliche Zulässigkeit eines planfestgestellten Vorhabens auch bei fehlender Kostenanerkennung nicht in Frage gestellt wird.

2.1.3.3.2 Einzelgenehmigungen

Ist ein Planfeststellungsverfahren nicht vorgesehen, so sind zur Genehmigung des Leitungsverlaufs alle erforderlichen Einzelverfahren vor den jeweils zuständigen Behörden durchzuführen, etwa nach Bau-, Naturschutz- oder Wasserrecht. Wie ausgeführt (oben Abschn. 2.1.3.2) gilt eine Sonderregelung nach § 133 BBergG für Seekabel im Bereich des Festlandssockels.

2.1.3.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen auf Höchstspannungsebene sind Planfeststellungsverfahren nicht generell vorgeschrieben oder auch nur zugelassen, da § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG ausdrücklich auf Freileitungen beschränkt ist. Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, müssen die erforderlichen Einzelgenehmigungen für den Leitungsverlauf eingeholt werden.

Ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren sieht allerdings § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG vor, beschränkt auf die Netzanbindung von Offshore-Anlagen (Windenergieanlagen i.S.v. § 3 Nr. 9 EEG) im Küstenmeer (maximal 12-Seemeilen-Zone, vgl. SEERECHTSÜBEREINKOMMEN, Teil II, Abschn. 2 Art. 3) als Seekabel und landeinwärts bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes als Frei- oder Erdleitung. Fakultativ zugelassen ist ein Planfeststellungsverfahren zudem für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG. Dagegen bezieht sich die Regelung des § 43 S. 4 EnWG (§ 43 S. 3 EnWG a.F.), die ein fakultatives Planfeststellungsverfahren in einem 20 km-Küstenstreifen vorsieht, nur auf 110 kV-Erdleitungen, nicht aber auf Erdleitungen der Höchstspannungsebene.

Speziell für HGÜ-Leitungen sieht § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren für Errichtung, Betrieb und Änderung von grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vor, die keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie ihre Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes.

Nicht ausdrücklich geregelt ist, ob sich die vorstehend genannten Vorschriften zu Erdleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG, die nicht nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen unterscheiden, auch auf HGÜ-Erdleitungen beziehen. Da für Erdleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG besondere Vorschriften zur Kostenanerkennung gelten, die Kosten bei HGÜ aber jedenfalls bei kürzeren Strecken deutlich höher ausfallen, erscheint eine generelle Einbeziehung von HGÜ-Erdleitungen zweifelhaft. Jedenfalls für § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG ist sie aber zu bejahen, weil die Vorschrift nicht nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen unterscheidet und die Anbindung von Offshore-Anlagen teilweise aus technischen Gründen als HGÜ erfolgen muss. Insoweit ist also davon auszugehen, dass auch HGÜ-Erdleitungen von § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG abgedeckt werden (näher unten Abschn. 5.6.2).

2.1.3.5 Zwischenergebnis

Außerhalb des Festlandsockels erfolgt die Genehmigung von Höchstspannungsleitungen nach der bisherigen Rechtslage ausschließlich in landesrechtlichen Verwaltungsverfahren. Für Freileitungen ist stets ein Planfeststellungsverfahren (bzw. Plangenehmigungsverfahren) vorgesehen. Für Erdleitungen ist dies hingegen nur bei der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie im Falle der vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG vorgeschrieben bzw. zulässig. Für HGÜ-Erdleitungen ist ein Planfeststellungsverfahren bei Fortführung grenzüberschreitender Seekabel nach § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG vorgeschrieben und auch im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen durch HGÜ-Erdleitungen anzunehmen.

Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, erfolgt die Genehmigung des Leitungsverlaufs im Wege von Einzelgenehmigungen.

2.1.4 Kostenanerkennung (Investitionsbudgets)

Die vorstehend beschriebene Genehmigung des Trassenverlaufs beschränkt sich auf die Zulässigkeit des Vorhabens und umfasst nicht automatisch die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung. Für die Kostenanerkennung ist die Bundesnetzagentur gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

2.1.4.1 Kostenanerkennung in der Anreizregulierung

Im Rahmen der Anreizregulierung wird für jeden Netzbetreiber für eine grundsätzlich fünfjährige Regulierungsperiode eine Erlösobergrenze festgelegt. Diese begrenzt die zulässigen Einnahmen aus Netzentgelten. Die Höhe der Erlösobergrenze wird auf Grundlage einer Kostenprüfung des jeweiligen Netzbetreibers ermittelt und jährlich nach vorgegebenen Kriterien angepasst. Ihrer Höhe nach soll sie die

effizienten Netzkosten des betreffenden Netzbetreibers einschließlich einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung (Gewinn) abdecken (WEYER (2011), Kap. 75 Rn. 5 ff.).

Aufgrund der Anknüpfung an die Kostenprüfung zu Beginn einer Regulierungsperiode deckt die Erlösobergrenze im Ausgangspunkt keine zusätzlichen Kosten ab, die während der Regulierungsperiode durch Netzausbaumaßnahmen entstehen. Diese könnten daher erst in der nächsten Kostenprüfung für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Außerdem beschränkt sich die Kostenanerkennung auf die effizienten Netzkosten. Hierzu wird ein Effizienzvergleich zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland und anderen Netzbetreibern in der EU durchgeführt. Soweit die Kosten eines Übertragungsnetzbetreibers in diesem Effizienzvergleich als überhöht erscheinen, werden die ermittelten Ineffizienzen über den Verlauf der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut, d.h. die Erlösobergrenze wird in jährlichen Schritten auf das effiziente Niveau abgesenkt. Insbesondere die beiden genannten Faktoren sind geeignet, die Investitionsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber negativ zu beeinflussen. Die ARegV wirkt dem vor allem mit dem Instrument der Investitionsbudgets entgegen (s.u. Abschn. 2.1.4.2).

Die Kosten des Netzausbaus werden vom Netzbetreiber auf seine Netzentgelte umgelegt. Sie wirken sich daher grundsätzlich nur innerhalb seiner Regelzone aus. Nur in bestimmten Fallgestaltungen hat der Gesetzgeber eine bundesweite Ausgleichsregelung vorgesehen, so dass die Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Netznutzer in allen Regelzonen verteilt werden. Dies betrifft zum einen die Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG), zum anderen die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG).

2.1.4.2 Genehmigung von Investitionsbudgets

Investitionsbudgets werden nach § 23 ARegV genehmigt für Kapital- und Betriebskosten von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze, soweit diese zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Erweiterungsinvestitionen sind Investitionen, mit denen das bestehende Netz hinsichtlich seiner physikalischen Netzlänge oder auch nur hinsichtlich seiner Kapazität vergrößert wird. Umstrukturierungsinvestitionen sind solche, die der Übertragungsnetzbetreiber tätigt, um das bestehende Netz an geänderte Anforderungen anzupassen. Einem Investitionsbudget nicht zugänglich sind dagegen bloße Ersatzinvestitionen.

Für Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene kommt die Genehmigung eines Investitionsbudgets grundsätzlich in Betracht. Dies gilt jedenfalls dann, wenn die (kostenmäßig) günstigste technische Ausführung gewählt wird. Dies wird in der Regel die Freileitungstechnik sein. Für Erdleitungen hat der Verordnungsgeber aber durch Sonderregelungen die Genehmigungsfähigkeit jedenfalls in bestimmten Fällen ausdrücklich klargestellt (s.u. Abschn. 2.1.4.3).

Das Investitionsbudget muss bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, beantragt werden, § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV. Der Antrag muss eine zusammenfassende Beschreibung der geplanten Investitionen, eine Begründung der Notwendigkeit der Investitionen, Netzberechnungen, eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die Variantenauswahl und eine Dokumentation der Vorzugsvariante enthalten. Die Bundesnetzagentur hat das beantragte Investitionsbudget zu genehmigen, wenn die Voraussetzungen nach § 23 Abs. 1 ARegV erfüllt sind, insbesondere also der Bedarf für die Netzausbaumaßnahme feststeht.

In der Konsequenz werden die zur Durchführung der Netzausbaumaßnahme tatsächlich entstandenen Kosten im Rahmen des Investitionsbudgets als sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV anerkannt und führen zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze. Dies hat für den Übertragungsnetzbetreiber zum einen den Vorteil, dass die Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auch während der laufenden Regulierungsperiode angepasst werden kann, die Investitionskosten also nicht erst in der nächsten Kostenprüfung Berücksichtigung finden können. Zum anderen sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile vom Effizienzvergleich ausgenommen und unterliegen auch keiner effizienzbedingten Kürzung. Die mit dem Investitionsbudget zusätzlich zugestanden Erlöse werden somit nicht abgeschmolzen (UFER et al. (2010), S. 7). Nach der Praxis der Bundesnetzagentur ist die Genehmigung des Investitionsbudgets allerdings befristet bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der die Investition kostenwirksam wird.

In folgenden Regulierungsperioden ist eine etwaige effizienzbedingte Kürzung der Kosten der Netzausbaumaßnahme nur dann ausgeschlossen, wenn diese Kosten noch auf einer anderen Grundlage als dauerhaft nicht beeinflussbar anzuerkennen sind. Dies kommt insbesondere für die Mehrkosten der Erdverkabelung in Betracht (siehe unten Abschn. 2.1.4.3).

2.1.4.3 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Ob die Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Genehmigung eines Investitionsbudgets erfüllt sind, ist von der Bundesnetzagentur grundsätzlich im Einzelfall zu prüfen. Der Verordnungsgeber hat in § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV jedoch

eine Reihe von Investitionsmaßnahmen aufgeführt, bei denen grundsätzlich vom Vorliegen der Voraussetzungen auszugehen ist. Hierzu gehören insbesondere Leitungen – auch in Form von Erdleitungen – zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV) sowie Erdleitungen im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV). Damit ist insbesondere sichergestellt, dass auch die Mehrkosten im Falle einer Erdverkabelung grundsätzlich kostenmäßig anerkannt werden.

Eine ähnliche Regelung gilt nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV für Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und für neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind. Damit werden insbesondere grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG erfasst, der ausdrücklich auch Erdleitungen einbezieht. Allerdings stellt § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV die Genehmigung eines Investitionsbudgets ausdrücklich unter den Vorbehalt, dass es sich um Pilotprojekte handelt und diese im Rahmen der Ausbauplanung „für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind“.

Soweit keine Sonderregelung für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen besteht, ist die Genehmigungsfähigkeit der Mehrkosten im Rahmen eines Investitionsbudgets von der Bundesnetzagentur im Einzelfall zu prüfen. Angesichts der bewussten Beschränkung der gesetzlich geregelten Fallgestaltungen ist davon auszugehen, dass die Mehrkosten der Erdverkabelung grundsätzlich nicht anerkennungsfähig sind.

Der Verordnungsgeber hat darüber hinaus in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV die Anerkennung bestimmter Kosten auch unabhängig von der Genehmigung eines Investitionsbudgets – insbesondere also auch nach Ablauf einer befristeten Genehmigung – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bestimmt. Diese Kosten unterliegen daher weiterhin keiner Kürzung aufgrund des Effizienzvergleichs. Hierunter fallen insbesondere die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV) und die Mehrkosten der Erdverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 14 ARegV). Dagegen ist eine entsprechende Regelung für HGÜ-Leitungen i.S.v. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV nicht vorgesehen.

Als weitere Besonderheit findet im Falle der Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG) und im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG) ein bundesweiter Kostenausgleich statt, der insbesondere die Mehrkosten infolge der Erdverkabelung umfasst. Keine entsprechende Regelung ist hingegen für HGÜ-Leitungen vorgesehen.

2.1.4.4 Zusammenarbeit mit Planungs- und Genehmigungsbehörden

Die Versagung der Kostenanerkennung in der Anreizregulierung steht der Zulässigkeit einer Netzausbaumaßnahme zwar nicht entgegen. Sie behindert aber zumindest faktisch deren Durchführung. Zudem muss aus Konsistenzgründen die Anerkennung der – bei Wahrung aller Zulässigkeitsanforderungen an die Netzausbaumaßnahme – effizienten Netzausbaukosten gesichert sein. Insoweit besteht ein Zusammenhang zwischen etwaigen kostensteigernden Anforderungen der Planungs- und Genehmigungsverfahren und der Prüfung der Kostenanerkennung durch die Bundesnetzagentur. Dies erfordert eine Kooperation zwischen Planungs- und Genehmigungsbehörden auf der einen und der Bundesnetzagentur auf der anderen Seite.

Die Bundesnetzagentur wird insoweit in den Planungs- und Genehmigungsverfahren regelmäßig als Träger öffentlicher Belange beteiligt. Sie kann eine Stellungnahme zu dem Vorhaben abgeben, die von den Planungs- und Genehmigungsbehörden in der Abwägung der betroffenen öffentlichen und privaten Belange zu berücksichtigen ist. In der Praxis erfolgen derartige Stellungnahmen aus Gründen der Arbeitsbelastung aber nur in beschränktem Umfang. Zudem ist ein Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur nicht erforderlich, so dass die Planungs- und Genehmigungsbehörden von der Stellungnahme der Bundesnetzagentur abweichen können.

Für den Fall, dass eine Entscheidung seitens der Planungs-, Genehmigungs- oder Regulierungsbehörde vorliegt, bestehen keine ausdrücklichen Regelungen zur Bindungswirkung im Verhältnis zur Bundesnetzagentur. Weder sind die Planungs- oder Genehmigungsbehörden ausdrücklich an etwa vorliegende Entscheidungen der Bundesnetzagentur gebunden, noch umgekehrt die Bundesnetzagentur an etwa vorliegende Entscheidungen der Planungs- und Genehmigungsbehörden.

2.1.4.5 Zwischenergebnis

Die Kostenanerkennung für Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene ist grundsätzlich vorgesehen, unterliegt aber Einschränkungen aufgrund der Systematik der ARegV. Diese Einschränkungen werden durch die Möglichkeit der Genehmigung eines Investitionsbudgets zumindest teilweise kompensiert. Allerdings ist die Genehmigung eines Investitionsbudgets nach der Praxis der Bundesnetzagentur befristet. Grundsätzlich kommen Investitionsbudgets für alle Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene in Betracht. Die Anerkennungsfähigkeit ist jedenfalls bei Wahl der günstigsten technischen Ausführung, in der Regel als Freileitung, gegeben.

Die Möglichkeit der Genehmigung von Investitionsbudgets für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen wird für bestimmte Fallgestaltungen ausdrücklich vorgesehen. Damit ist sichergestellt, dass auch die Mehrkosten aufgrund der Erdverkabelung von der Genehmigung umfasst werden können. Für die Fälle der Erdverkabelung ist außerdem geregelt, dass die dadurch bedingten Mehrkosten auch außerhalb eines Investitionsbudgets als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anerkannt werden, ohne einer Kürzung aufgrund des Effizienzvergleichs zu unterliegen. Schließlich ist eine bundesweite Ausgleichsregelung für die Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG) und für die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG) vorgesehen.

Die Zusammenarbeit zwischen Planungs- und Genehmigungsbehörden einerseits und Bundesnetzagentur andererseits ist nur rudimentär geregelt. Die Bundesnetzagentur wird grundsätzlich als Träger öffentlicher Belange an den Planungs- und Genehmigungsverfahren beteiligt, ein Einvernehmen ist aber nicht erforderlich. Eine Bindung der Bundesnetzagentur an etwa vorliegende Entscheidungen der Planungs- oder Genehmigungsbehörde ist ebenso wenig vorgesehen wie deren Bindung an eine Entscheidung der Bundesnetzagentur.

2.2 Änderungen durch das Energiepaket 2011

Mit dem Energiepaket 2011 wurde der oben (Abschn. 2.1) dargestellte Rechtsrahmen erheblich verändert. Das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (BGBl. I 2011, S. 1554), das in erster Linie Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beinhaltet, setzt die Vorgaben des dritten Energiebinnenmarkt-Paketes der EU um und gibt der Bedarfsplanung einen neuen Rahmen. Das Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (BGBl. I 2011, S. 1690 ff.), dessen wesentlicher Bestandteil das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) ist, ordnet die Planungs- und Genehmigungsverfahren für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen neu.

2.2.1 Bedarfsplanung

Durch §§ 12a – 12e EnWG wird die Bedarfsplanung für die Übertragungsnetze neu geregelt. Grundlage ist ein Szenariorahmen über die künftige Entwicklung des Übertragungsnetzes, der von der Bundesnetzagentur genehmigt werden muss (vgl. dazu Abschn. 2.2.1.1). Darauf basierend entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber einen Netzentwicklungsplan, der von der Bundesnetzagentur zu bestätigen ist (vgl. dazu Abschn. 2.2.1.2). Schließlich erlässt der Bundesgesetzgeber ein Bundes-

bedarfsplangesetz Übertragungsnetze (vgl. dazu Abschn. 2.2.1.3). Mit ihm werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt, § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG.

2.2.1.1 Szenariorahmen

Den Szenariorahmen erarbeiten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam, § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG. Er muss von der Bundesnetzagentur genehmigt werden, § 12a Abs. 3 EnWG.

Gegenstand dieses Szenariorahmens sind drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen des Übertragungsnetzes im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken, § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG. Dabei muss nach § 12a Abs. 1 S. 3 EnWG einer der Entwicklungspfade die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darstellen, um lang- und mittelfristig erforderliche Netzausbaumaßnahmen miteinander in Einklang zu bringen; nach Vorlage des Konzepts der Bundesregierung für ein Zielnetz 2050 sollen auch dessen Aussagen berücksichtigt werden (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 68). Grundlage der Szenarien sind angemessene Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom sowie dessen Austausch mit anderen Ländern; geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur sind zu berücksichtigen, § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitete Entwurf ist der Bundesnetzagentur als zuständiger Regulierungsbehörde vorzulegen, die eine Konsultation der Öffentlichkeit durchführt, § 12a Abs. 2 EnWG. Hierzu ist der Entwurf elektronisch auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur Verfügung zu stellen. Derzeit läuft die Konsultation des ersten Szenariorahmens (BNETZA (2011)). Nach der erstmaligen Bestätigung des Netzentwicklungsplans kann sich die Beteiligung der Öffentlichkeit gemäß § 12d EnWG höchstens zwei Jahre hintereinander auf Änderungen gegenüber dem Vorjahr beschränken, wenn keine wesentlichen Änderungen des jährlichen Netzentwicklungsplans erfolgen. Die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung werden von der Bundesnetzagentur bei der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt, § 12a Abs. 3 EnWG.

2.2.1.2 Netzentwicklungsplan

Auf Grundlage des Szenariorahmens haben alle Übertragungsnetztreiber, unabhängig von ihrem konkreten Entflechtungsmodell, einen gemeinsamen nationa-

len Netzentwicklungsplan aufzustellen. Begründet wird dies mit der engen Vermaschung der Übertragungsnetze, aufgrund derer Investitionen in einem der Übertragungsnetze oft Investitionen in einem der benachbarten Netze beeinflussen, sowie mit der Konsistenz zwischen dem gemeinschaftsweiten und den regionalen Netzentwicklungsplänen (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 68). Der Netzentwicklungsplan ist jährlich zum 3. März, erstmals aber zum 3. Juni 2012, der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorzulegen, § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG.

Der nationale Netzentwicklungsplan muss alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, § 12b Abs. 1 und 2 EnWG. Insbesondere sind bei der Aufstellung des nationalen Netzentwicklungsplans sowohl der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan als auch vorhandene Offshore-Netzpläne zu berücksichtigen. Besondere Bedeutung muss dem Erfordernis eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs beigemessen werden, § 12b Abs. 2 S. 2 EnWG. Allerdings soll die Pflicht zur jährlichen Neuaufstellung eine rechtzeitige Neubewertung der Erforderlichkeit einzelner Maßnahmen sichern und dadurch unnötigen Netzausbau vermeiden (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 68).

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für den Entwurf des Netzentwicklungsplans zunächst selbst eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen, wobei die notwendigen Informationen auch im Internet zur Verfügung zu stellen sind, § 12b Abs. 3 EnWG. Nach der erstmaligen Bestätigung des Netzentwicklungsplans kann die Konsultation gemäß § 12d EnWG für höchstens zwei Jahre auf Änderungen gegenüber dem Vorjahr beschränkt werden, sofern keine wesentlichen Änderungen erfolgen. Die Ergebnisse der Konsultation sind von den Übertragungsnetzbetreibern in den Entwurf des Entwicklungsplans einzuarbeiten und dieser der Bundesnetzagentur vorzulegen, § 12b Abs. 4 und 5 EnWG. Beizufügen ist eine zusammenfassende Erklärung über die Berücksichtigung der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung und eine Begründung für die gewählte Planung unter Abwägung mit den geprüften anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Die Bundesnetzagentur prüft den vorgelegten Netzentwicklungsplan inhaltlich auf Übereinstimmung mit den Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG und verlangt ggf. Änderungen, § 12c Abs. 1 S. 1, 2, Abs. 5 EnWG. Bei Zweifeln über die Übereinstimmung mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan konsultiert sie gemäß § 12c Abs. 1 S. 4 EnWG die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans nach § 12e EnWG erstellt die Bundesnetzagentur außerdem einen Umweltbericht nach den Vorschriften über die strategische Umweltprüfung, für den die Übertragungsnetzbetreiber die erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen müssen, § 12c Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14g UVPG.

Nach Abschluss dieser Prüfungen hat die Bundesnetzagentur ihrerseits eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen. Der Entwurf des Netzentwicklungsplans sowie die Unterlagen für die Strategische Umweltprüfung sind für sechs Wochen auszulegen und im Internet öffentlich bekannt zu machen. Wie bei der Konsultation des Szenariorahmens ist ggf. ein verkürztes Verfahren möglich. Unter Berücksichtigung des Ergebnisses dieser Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt die Bundesnetzagentur gemäß § 12c Abs. 4 EnWG den Netzentwicklungsplan mit Wirkung für die Übertragungsnetzbetreiber; eine selbständige Anfechtbarkeit der Bestätigung durch Dritte ist nicht möglich.

Die im bestätigten Netzentwicklungsplan für die folgenden drei Jahre vorgesehenen Investitionen sind grundsätzlich verbindlich. Ggf. kann die Bundesnetzagentur nach § 12c Abs. 4 S. 3 EnWG bestimmen, welcher Übertragungsnetzbetreiber für eine bestimmte Maßnahme verantwortlich ist. Die Bundesnetzagentur hat einen Übertragungsnetzbetreiber, der ohne zwingende, von ihm nicht zu beeinflussende Gründe eine Investition nicht durchgeführt hat, unter Fristsetzung zur Durchführung aufzufordern und kann nach Ablauf der Frist ein Ausschreibungsverfahren zur Durchführung der betreffenden Investition durchführen, § 65 Abs. 2a EnWG.

2.2.1.3 Bundesbedarfsplan

Der bestätigte Netzentwicklungsplan dient als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan. Hierzu übermittelt die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan nebst Begründung mindestens alle drei Jahre sowie bei wesentlichen Änderungen an die Bundesregierung. In dem Entwurf werden die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen sowie die Anbindungsleitungen zwischen den Offshore-Windpark-Umspannwerken und den Netzverknüpfungspunkten an Land gekennzeichnet, § 12e Abs. 1 und 2 EnWG.

Der Bundesbedarfsplan wird auf Vorlage der Bundesregierung vom Bundesgesetzgeber erlassen. Hierbei ist grundsätzlich eine Strategische Umweltprüfung erforderlich, die von der Bundesnetzagentur durchgeführt wird (vgl. oben Abschn. 2.2.1.2), vgl. Anlage 3 Nr. 1.10 UVP, § 12e Abs. 5 EnWG. Mit Erlass des Bundesbedarfsplans wird gesetzlich festgestellt, dass alle dort genannten Vorhaben, also nicht nur die gekennzeichneten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Leitungen, den Zielsetzungen des § 1 EnWG entsprechen und für sie die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die Übertragungsnetzbetreiber sowie für die Planfeststellung / Plangenehmigung verbindlich feststehen, § 12e Abs. 2 S. 3, Abs. 4 EnWG. Ebenso wie die von der Anlage zum EnLAG erfassten Vorhaben werden die Vorhaben im Bundesbedarfsplan nur nach

ihren Anfangs- und Endpunkten bestimmt; Trassenkorridore werden erst im Rahmen der Bundesfachplanung (§ 12 Abs. 2 Nr. 1 NABEG) bzw. der Raumordnung ermittelt.

Angedacht, aber noch nicht gesetzlich umgesetzt, ist die Möglichkeit, für konkrete Höchstspannungsleitungen des Bundesbedarfsplangesetzes eine erst- und letztinstanzliche Rechtswegzuweisung an das Bundesverwaltungsgericht vorzunehmen, wie dies durch § 1 Abs. 3 EnLAG i.V.m. § 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO auch für die in der Anlage zum EnLAG aufgeführten Vorhaben geschehen ist (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70).

Für die im Bundesbedarfsplangesetz gekennzeichneten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen finden in der Folge die Sonderregelungen des NABEG Anwendung. Ausgenommen sind allerdings die im Anhang zum EnLAG aufgeführten Vorhaben, für die die dortigen Regelungen fortgelten, vgl. § 2 Abs. 1, 4 NABEG. Hierauf wird in der Folge näher eingegangen (vgl. unten Abschn. 2.2.2.1).

Für die Offshore-Anbindungsleitungen ergeben sich neue Sonderregelungen aus § 17 Abs. 2a und 2b EnWG. Insbesondere erstellt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern jährlich einen Offshore-Netzplan für die Ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland, der u.a. Trassenfestlegungen enthalten soll. Darüber hinaus soll entschieden werden, ob Redundanzen beim Aufbau eines Netzes der öffentlichen Versorgung in Nord- und Ostsee zur Sicherstellung der Systemsicherheit notwendig und mit einem effizienten Netzausbau vereinbar sind, was im Einzelfall eine n-1-sichere Netzanbindung erforderlich machen kann (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 33). Insoweit besteht eine Verbindung zur Bedarfsplanung, ohne dass das Zusammenspiel des Offshore-Netzplanes mit dem nationalen Netzentwicklungsplan näher geregelt wäre. Letztlich muss die Grundentscheidung, ob aus Gründen der Netzsicherheit zusätzliche Leitungen notwendig sind, bereits auf der Ebene der Ermittlung des Netzausbaubedarfs getroffen werden.

2.2.1.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans insbesondere Angaben zu Pilotprojekten innovativer Technologien (HGÜ, Hochtemperaturleiterseile) und zur zu verwendenden Übertragungstechnologie zu machen, § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 und Nr. 5. Diese Angaben sind damit auch Gegenstand der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur und Bestandteil des von ihr

als Entwurf für den Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung übermittelten Netzentwicklungsplans. Unter dem Begriff der "Übertragungstechnologie" wird dabei ersichtlich neben HGÜ und Hochtemperaturleiterseilen auch die Ausführung als Frei- oder Erdleitung verstanden (vgl. EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22 zu Buchst. d unter a)). Ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates, die Begrenzung des § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 auf "Pilotprojekte" zu streichen, da die Hochtemperatur- und HGÜ-Techniken in absehbarer Zeit ihre Pilotprojekteigenschaft ablegen würden (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13), wurde von der Bundesregierung abgelehnt. Hierin liege eine faktische Vorfestlegung auf bestimmte Übertragungstechnologien, obwohl weder deren technische Durchführbarkeit noch deren Wirtschaftlichkeit bislang hinreichend untersucht seien (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

Ungeachtet der Angaben im Netzentwicklungsplan ist eine gesetzliche Festschreibung der technischen Ausführung im Bundesbedarfsplan nur durch § 12e Abs. 3 EnWG betreffend die Erdverkabelung ausdrücklich geregelt. Danach kann im Bundesbedarfsplan vorgesehen werden, dass "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG erfüllt sind. Das Pilotprojekt kann insbesondere als HGÜ-Teilverkabelung verwirklicht werden (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70).

Nicht übernommen wurde ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates zu § 12e Abs. 3 EnWG. Dieser wollte die Beschränkung auf ein Pilotprojekt und das gesetzgeberische Ermessen hinsichtlich der Ausweisung eines solchen Projektes streichen. Statt dessen sollte bei Vorliegen der Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt zwingend entweder eine Erdleitung oder eine Hochtemperaturleitung errichtet und betrieben werden und dies in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13, 14). Der Vorschlag wurde abgelehnt, da er nicht dem Gedanken der Technologieoffenheit und einer effizienten und wirtschaftlichen Netzplanung entspreche (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

2.2.2 Festlegung von Trassenkorridoren

Für die im Bundesbedarfsplangesetz gekennzeichneten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen werden die Trassenkorridore nach dem Energiepaket 2011 zukünftig im Wege der Bundesfachplanung be-

stimmt, § 4 S. 1 NABEG. Damit wird der „energiewirtschaftliche Bedarf in einen räumlich konkretisierten Ausbaubedarf überführt“ (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Die Trassenkorridore werden in einem bei der Bundesnetzagentur geführten Bundesnetzplan nachrichtlich aufgeführt. Besonders zu betrachten sind Höchstspannungs- und HGÜ-Leitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone, für die ein Offshore-Netzplan erstellt wird.

2.2.2.1 Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG

Der Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG erfasst grundsätzlich alle Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Ausgenommen und somit nicht Gegenstand der Bundesfachplanung sind ungeachtet eines länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Verlaufs die Vorhaben, die im EnLAG aufgeführt sind, § 2 Abs. 4 NABEG. Die überwiegend bereits laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für diese Leitungen sollen nach Willen des Gesetzgebers ohne Verzögerungen durch die neuen Regelungen des NABEG durch die Landesbehörden zügig zu Ende geführt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23). Diese Regelung legt einen Verzicht auf die Kennzeichnung dieser Leitungen im Bundesbedarfsplangesetz nahe, um die Nichtanwendbarkeit des NABEG deutlich zu machen; allerdings ist fraglich, ob dies mit der Kennzeichnungsvorgabe des § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG vereinbar ist. Weitere Ausnahmen von der Bundesfachplanung (anders für das Planfeststellungsverfahren, § 35 NABEG) aufgrund von Übergangsregelungen bestehen auf der Höchstspannungsebene nicht.

Der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG unterfallen nach § 2 Abs. 1 und § 4 S. 1 NABEG allerdings nur Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend "gekennzeichnet" sind. Welche Einschränkungen sich hieraus ergeben, lässt sich derzeit noch nicht abschließend bestimmen. Neben den vom EnLAG erfassten Leitungen könnten insbesondere die Höchstspannungs- und HGÜ-Leitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone ausgeschlossen sein. Für die Offshore-Anbindungsleitungen sieht § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG eine gesonderte Kennzeichnungspflicht vor. Im Übrigen bestehen für die Ausschließliche Wirtschaftszone Raumordnungspläne des Bundes (oben Abschn. 2.1.2.2). Zudem ist gemäß § 17 Abs. 2a und 2b EnWG jährlich ein spezieller Offshore-Netzplan durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern zu erstellen, der nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG insbesondere Trassenfestlegungen für die Anbindungslei-

tungen von Offshore-Anlagen, aber auch grenzüberschreitende Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander enthalten soll. Dies legt bereits aufgrund der abweichenden Zuständigkeitsregelung nahe, diese Leitungen vom Anwendungsbereich der allgemeinen Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG und dem allgemeinen Bundesnetzplan nach § 17 NABEG auszunehmen. Vielmehr findet für die Ausschließliche Wirtschaftszone eine Sonderregelung Anwendung (vgl. unten Abschn. 2.2.2.5).

2.2.2.2 Inhalt der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG

Gegenstand der Prüfung in der Bundesfachplanung sind "Trassenkorridore" für die im Bundesbedarfsplan aufgeführten Höchstspannungsleitungen, vgl. § 5 Abs. 1 S. 1 NABEG. Als Trassenkorridore werden ausdrücklich – als Entscheidung der Bundesfachplanung auszuweisende – Gebietsstreifen definiert, innerhalb derer die Trasse einer Stromleitung verläuft und für die die Raumverträglichkeit festgestellt werden soll oder festgestellt ist, § 3 Abs. 1 NABEG. Damit wird klargestellt, dass es hier noch nicht um einen konkreten Leitungsverlauf geht. Zur Breite eines Trassenkorridors macht das Gesetz selbst keine Angaben. Laut Gesetzesbegründung sollen die Trassenkorridore eine Breite von 500 m bis höchstens 1000 m aufweisen und können bei bestehenden Konfliktlagen verändert werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23).

Die Bundesfachplanung darf auch für einzelne Abschnitte der Trassenkorridore durchgeführt und der Antrag des Vorhabenträgers entsprechend beschränkt werden, § 5 Abs. 3, § 6 S. 4 NABEG. Damit hat der Vorhabenträger die Möglichkeit, die Bundesfachplanung für einen Trassenkorridor auf verschiedene Verfahren aufzuteilen, insbesondere bei besonders umfangreichen Vorhaben oder besonders dringlichen oder konfliktbelasteten Abschnitten (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Eine solche Abschnittsbildung durch die Bundesnetzagentur ist aber auch ohne entsprechenden Antrag möglich, § 5 Abs. 3 S. 2 NABEG.

Geprüft wird in der Bundesfachplanung, ob der Verwirklichung des Vorhabens in einem Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen, § 5 Abs. 1 S. 2 NABEG. Insbesondere ist die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG zu prüfen, § 5 Abs. 1 S. 3 NABEG. Die Prüfung soll damit vor allem, aber nicht ausschließlich an den Erfordernissen der Raumordnung und raumordnerischen Planungen und Maßnahmen ausgerichtet werden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS 2011b, S. 19). Ergangene Bundesfachplanungen haben

grundsätzlich Vorrang vor Landesplanungen, § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG; zusätzliche Raumordnungsverfahren finden abweichend von § 15 Abs. 1 ROG, § 1 S. 3 Nr. 14 RoV nicht mehr statt, § 28 NABEG. Im Rahmen der Bundesfachplanung hat auch eine Strategische Umweltprüfung zu erfolgen, § 5 Abs. 2 NABEG, Anlage 3 Ziff. 1.11 UVPG.

Über die entsprechende Regelung für das Raumordnungsverfahren in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG hinausgehend sind in der Bundesfachplanung nach Maßgabe von § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG auch „etwaige ernsthaft in Betracht kommende Alternativen von Trassenkorridoren“ Gegenstand der Prüfung. Erfasst werden zur Akzeptanzverbesserung auch nicht vom Vorhabenträger, sondern von Trägern öffentlicher Belange (insbesondere den Raumordnungsbehörden der Länder) oder anderen Beteiligten eingeführte alternative Trassenkorridore (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24).

2.2.2.3 Verfahren der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG

Zuständige Behörde für die Bundesfachplanung ist im Unterschied zum Raumordnungsverfahren keine Landesbehörde, sondern die Bundesnetzagentur, § 5 Abs. 1 S. 1 NABEG. Deren Aufgabenbereich wird damit über die traditionelle Netzregulierung hinaus deutlich ausgeweitet; zusätzliche Raumordnungsverfahren auf Landesebene sind nach § 28 NABEG ausgeschlossen. Die Bundesfachplanung erfolgt auf Antrag des Vorhabenträgers. Die Bundesnetzagentur darf den zum Netzausbau verpflichteten Vorhabenträger durch Bescheid zur Antragstellung innerhalb einer zu bestimmenden angemessenen Frist auffordern, § 6 S. 1 und 2 NABEG. Damit soll gewährleistet werden, dass die in den Bundesbedarfsplan aufgenommen Leitungsvorhaben zügig verwirklicht und damit der Ausbau des Übertragungsnetzes sichergestellt wird (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Die Bundesnetzagentur kann ihre Anordnungen, insbesondere die Fristsetzung zur Antragstellung, auch im Wege des Verwaltungszwanges durchsetzen, § 34 NABEG.

Das reguläre Verfahren der Bundesfachplanung findet grob unterteilt in zwei Abschnitten statt. Den ersten Abschnitt stellt die öffentliche Antragskonferenz dar, inklusive ihrer Vor- und Nachbereitung. Der Antrag hat hierzu insbesondere Angaben zu Korridoralternativen sowie zur Auswahlentscheidung zwischen diesen zu enthalten, § 6 S. 6 Nr. 1 und 2 NABEG. Betroffene Länder können Vorschläge zu Trassenkorridoren und zur Auswahlentscheidung machen. Die Bundesnetzagentur ist weder an den Antrag des Vorhabenträgers noch an die Vorschläge der Länder gebunden, § 7 Abs. 3 NABEG. Der erste Verfahrensabschnitt endet mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Bundesfachplanung und der Bestim-

mung des erforderlichen Inhalts für die im zweiten Abschnitt einzureichenden Unterlagen, § 7 Abs. 4 NABEG. Dies soll innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Antragstellung abgeschlossen sein, § 7 Abs. 5 NABEG.

Den zweiten Schritt des regulären Verfahrens bildet die eigentliche Bundesfachplanung, inklusive ihrer Vor- und Nachbereitung, mit der förmlichen Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung. Für die Vorlage der Unterlagen kann die Bundesnetzagentur dem Vorhabenträger eine angemessene Frist setzen, § 8 S. 1 NABEG. Spätestens zwei Wochen nach Vorlage der vollständigen Unterlagen sind die anderen Behörden (Frist maximal drei Monate) und die Öffentlichkeit (ein Monat Auslegungsfrist nebst einem Monat Einwendungsfrist) zu beteiligen. In der Regel ist ein mündlicher Erörterungstermin durchzuführen, § 10 NABEG. Die Bundesfachplanung ist binnen sechs Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen abzuschließen, § 12 Abs. 1 NABEG; die Entscheidung ist bekannt zu geben und zu veröffentlichen, § 13 NABEG. Betroffene Länder haben nach Übermittlung der Entscheidung einen Monat Einwendungsfrist, die Bundesnetzagentur muss hierzu binnen eines weiteren Monats Stellung nehmen, § 14 NABEG.

Mit der Durchführung bestimmter Verfahrensschritte kann die Bundesnetzagentur gemäß § 29 NABEG einen Dritten, den sogenannten Projektmanager, beauftragen. Dies geschieht auf Vorschlag oder mit Zustimmung und auf Kosten des Vorhabenträgers, § 29 S. 1 NABEG, und ist nur zulässig für „Koordinierungsfunktionen, die nicht unmittelbar in den Kern des Abwägungsvorgangs vorstoßen“ (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 31). Dazu zählen etwa die Koordination von erforderlichen Sachverständigengutachten oder die organisatorische Vorbereitung und die Leitung des Erörterungstermins.

Ergebnis der Bundesfachplanung ist die Feststellung des Verlaufes eines raumverträglichen Trassenkorridors inklusive der an den Ländergrenzen gelegenen Länderübergabepunkte, dessen Umweltauswirkungen und alternative Trassenkorridore geprüft und bewertet wurden, § 12 NABEG. Der Verlauf dieses Trassenkorridors und die Länderübergabepunkte werden nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen, der bei der Bundesnetzagentur geführt wird, § 17 NABEG. Zur weiteren Absicherung des Trassenkorridors kann die Bundesnetzagentur mit dem Abschluss der Bundesfachplanung oder nachträglich für einzelne Abschnitte der Trassenkorridore eine Veränderungssperre erlassen, soweit für die Leitung ein vordringlicher Bedarf festgestellt worden ist, vgl. § 16 Abs. 1 S. 1 NABEG.

§ 11 NABEG sieht außerdem die Möglichkeit eines vereinfachten Verfahrens vor, wenn eine Strategische Umweltprüfung gemäß § 14d S. 1 UVPG nicht erforderlich ist. Weitere Voraussetzung ist, dass eine Bestandsleitung in der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung ersetzt oder ausgebaut werden soll,

dass eine neue Höchstspannungsleitung unmittelbar neben der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung errichtet werden soll oder dass die neue Höchstspannungsleitung innerhalb eines Trassenkorridors verlaufen soll, der in einem Raumordnungsplan oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist. In diesem Fall wird die Raumverträglichkeit von der Bundesnetzagentur im Benehmen mit den zuständigen Landesbehörden festgestellt. Das Verfahren ist binnen drei Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen oder – bei Durchführung einer Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung – innerhalb von vier Monaten abzuschließen. Dementsprechend wird die Darstellung im Bundesnetzplan angepasst, § 12 Abs. 3 NABEG.

Der festgelegte Verlauf des Trassenkorridors ist nach § 15 Abs. 1 S. 1 NABEG für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren verbindlich. Gerichtlich überprüft werden kann er nur im Rechtsbehelfsverfahren gegen den Planfeststellungsbeschluss / die Plangenehmigung für die jeweilige Ausbaumaßnahme, § 15 Abs. 3 S. 2 NABEG.

2.2.2.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen in der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG

Zur Behandlung von Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen in der Bundesfachplanung enthalten die Regelungen des NABEG keine speziellen Vorgaben. Dies gilt insbesondere für eine Einbeziehung von Erdleitungs-Varianten in die Alternativenprüfung.

2.2.2.5 Ausschließliche Wirtschaftszone

Wie ausgeführt (vgl. oben Abschn. 2.2.2.1), ist davon auszugehen, dass Höchstspannungs- und HGÜ-Leitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone nicht der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG unterfallen und in den Bundesnetzplan nach § 17 NABEG aufgenommen werden, sondern einer Sonderregelung unterliegen. Dies gilt auch, soweit es sich nicht um länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen handelt.

Für die Ausschließliche Wirtschaftszone bestehen Raumordnungspläne des Bundes (oben Abschn. 2.1.2.2). Zudem ist gemäß § 17 Abs. 2a und 2b EnWG jährlich ein spezieller Offshore-Netzplan durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern zu erstellen. Dieser soll nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG insbesondere Trassenfestlegungen für die Anbindungsleitungen von Offshore-Anlagen enthalten, aber auch grenzüberschreitende

Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander. Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen des Höchst- oder Hochspannungsverbundnetzes werden dabei gemäß § 3 Nr. 32 EnWG ausdrücklich dem Übertragungsnetz zugerechnet. Ungeachtet des Wortlauts des § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG, der auf "Trassen", "Leitungen" und "Verbindungen" abstellt, erscheint naheliegend, dass im Offshore-Netzplan – entsprechend dem Bundesnetzplan nach § 17 NABEG – regelmäßig nur Trassenkorridore, nicht aber konkrete Trassen, festgelegt werden.

2.2.3 Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)

Das Energiepaket 2011 führt auch zu Änderungen der Genehmigungsverfahren für Höchstspannungs- oder HGÜ-Leitungen. Teilweise gelten die Änderungen allgemein, teilweise sind sie auf länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach § 2 Abs. 1 NABEG beschränkt.

2.2.3.1 Allgemeine Vorschriften

Wie ausgeführt (vgl. oben Abschn. 2.2.1.3), wird mit Erlass des Bundesbedarfsplans gesetzlich festgestellt, dass alle dort aufgeführten Vorhaben den Zielsetzungen des § 1 EnWG entsprechen; die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf stehen für die Planfeststellung / Plangenehmigung aller im Bundesbedarfsplan enthaltenen Leitungsvorhaben fest, § 12e Abs. 2 S. 3, Abs. 4 EnWG. Bislang bestand eine solche ausdrückliche Regelung nur nach § 1 Abs. 2 EnLAG für die im Anhang zum EnLAG aufgeführten 24 Vorhaben. Darüber hinaus können nach § 43 S. 2 EnWG zukünftig auch die für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen (insbesondere Umspannanlagen und Netzverknüpfungspunkte) auf Antrag des Vorhabenträgers in die Planfeststellung einbezogen werden, um eine Verfahrensbeschleunigung zu erzielen (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 34).

Hinsichtlich des Verfahrens finden Änderungen im Detail statt. So ist ein Erörterungstermin nur noch in den gesetzlich vorgesehenen Fällen ausgeschlossen, die Durchführung also nicht mehr in das Ermessen der Anhörungsbehörde gestellt, § 43a S. 1 Nr. 5 EnWG. Unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen können zukünftig durch ein Anzeigeverfahren zugelassen werden, § 43f EnWG. Außerdem wird auch für das Planfeststellungsverfahren die Möglichkeit der Einschaltung eines Projektmanagers eröffnet, § 43g EnWG. Zudem können gemäß § 117b EnWG zukünftig allgemeine Verwaltungsvorschriften zur Durchführung der Verfahren erlassen werden, etwa zu Form und Inhalt der Planunterlagen und zur Einbeziehung der Umweltverträglichkeitsprüfung in das Verfahren. Schließlich führt

§ 54 Abs. 11 BNatSchG die Möglichkeit zum Erlass allgemeiner Verwaltungsvorschriften im Zusammenhang mit der Berührung von Natura 2000-Gebieten ein.

Weitere Änderungen betreffen die vorzeitige Besitzeinweisung und das Enteignungsverfahren. Nach § 44b Abs. 1a EnWG kann eine vorzeitige Besitzeinweisung bereits nach Abschluss des Anhörungsverfahrens betrieben werden. § 45b EnWG ermöglicht die Parallelführung von Planfeststellungs- und Enteignungsverfahren. Damit sollen Zeitverzögerungen vermieden werden. Zudem wird in § 45 Abs. 2 S. 1 EnWG klargestellt, dass die Zulässigkeit der Enteignung im Planfeststellungsbeschluss nicht konstitutiv festgestellt werden muss.

2.2.3.2 Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG

2.2.3.2.1 Zulässigkeit des Planfeststellungs- / Plangenehmigungsverfahrens

Das Planfeststellungsverfahren wird durch § 18 Abs. 1 NABEG für alle Höchstspannungsleitungen angeordnet, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind (Leitungen im Sinne von § 2 Abs.1 NABEG). EnLAG-Vorhaben sind nach § 2 Abs. 4 NABEG wie hinsichtlich der Bundesfachplanung auch hinsichtlich des Planfeststellungsverfahrens vom Anwendungsbereich des NABEG ausgenommen. Wie in Bezug auf die Bundesfachplanung ausgeführt, ist außerdem davon auszugehen, dass Leitungsvorhaben in der Ausschließlichen Wirtschaftszone einer Sonderregelung unterliegen sollen und möglicherweise nicht im Bundesbedarfsplangesetz als Leitungen nach § 2 Abs. 1 NABEG gekennzeichnet werden (vgl. oben Abschn. 2.2.2.1). Für die Zulassung von Unterwasserkabeln im Bereich des Festlandsockels (und damit auch in der Ausschließlichen Wirtschaftszone) gilt vielmehr die Sonderregelung nach § 133 BBergG, die eine Genehmigung in bergbaulicher Hinsicht durch die zuständige Landesbehörde nach § 136 BBergG sowie eine Genehmigung hinsichtlich der Nutzung und Benutzung der Gewässer und des Luftraumes durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie vorsieht (oben Abschn. 2.1.3.2). Von den Regelungen des NABEG unberührt bleiben schließlich bestehende Genehmigungen und Planfeststellungsbeschlüsse sowie laufende Planfeststellungsverfahren, § 35 NABEG.

2.2.3.2.2 Verfahren der Planfeststellung / Plangenehmigung

Für das Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren und daran anknüpfende Verfahren (z.B. vorzeitige Besitzeinweisung, Enteignungsverfahren) gelten in weitem Umfang die allgemeinen Regelungen. Teilweise enthält das NABEG insoweit ausdrückliche inhaltsgleiche Vorschriften, teilweise greift der Verweis nach § 18 Abs. 3 S. 2 NABEG.

Die wichtigste Änderung betrifft die Zuständigkeit für die Durchführung des Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahrens. Für die Planfeststellung zuständige Behörde ist die nach Landesrecht zuständige Behörde, wenn das Vorhaben nicht durch Rechtsverordnung der Bundesnetzagentur übertragen wurde, § 31 Abs. 2 NABEG. Ermächtigt zum Erlass einer solchen Rechtsverordnung ist die Bundesregierung; der Bundesrat muss der Rechtsverordnung zustimmen, § 2 Abs. 2 NABEG. Vom Verordnungsgeber identifiziert werden sollen die Leitungen mit Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Planfeststellung auf Grundlage der Entscheidung des Gesetzgebers über länderübergreifende und grenzüberschreitende Leitungen im Bundesbedarfsplangesetz (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b), S. 19). Dies könnte eine weitgehende Fassung der Verordnung nahelegen, während die Bundesregierung davon sprach, dass die überwiegende Mehrzahl der Verfahren bei den Ländern verbleibe (NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 17). Im Gesetzesentwurf, wie er vom Bundestag verabschiedet wurde, war zunächst festgelegt worden, dass zuständige Planfeststellungsbehörde für alle im Bundesbedarfsplan als überregional oder europäisch bedeutsam gekennzeichneten Höchstspannungsleitungen stets die Bundesnetzagentur sein sollte, vgl. §§ 2 Abs. 1, 18 Abs. 1 NABEG-GESETZESENTWURF. Diese Regelung wurde aufgrund der Kritik von Seiten der Bundesländer (vgl. NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 13 ff.) in der dargestellten Weise abgeändert.

Das Planfeststellungsverfahren ist wie die Bundesfachplanung grob in zwei große Abschnitte zu unterteilen – das „Antragskonferenz-Verfahren“ und das eigentliche Anhörungs- und Abwägungsverfahren. Der Vorhabenträger hat auch hier zunächst die Unterlagen für die Antragskonferenz und nach Festlegung des Untersuchungsrahmens durch die für die Planfeststellung zuständige Behörde die Unterlagen für das Anhörungs- und Abwägungsverfahren zu erarbeiten, vgl. §§ 19, 21 Abs. 2 NABEG. Die Träger öffentlicher Belange und die Öffentlichkeit können zunächst an der Antragskonferenz teilnehmen (vgl. § 20 Abs. 2 NABEG) und werden in einem zweiten Schritt förmlich im Anhörungsverfahren beteiligt (§ 22 NABEG). Auch im Planfeststellungsverfahren ist die zuständige Behörde an zahlreiche Fristen gehalten und kann ihrerseits dem Vorhabenträger Fristen setzen, deren Einhaltung sie im Wege des Verwaltungszwangs durchsetzen kann, vgl. § 34 NABEG.

Wie in der Bundesfachplanung kann die zuständige Behörde auch im Planfeststellungsverfahren Projektmanager für die Durchführung bestimmter Verfahrensschritte einsetzen, § 29 NABEG (vgl. auch allgemein § 43g EnWG), und bei unwesentlichen Änderungen ein Anzeigeverfahren zulassen, § 25 NABEG. Der Vorhabenträger kann außerdem nach Maßgabe von § 27 NABEG – entsprechend allgemein in §§ 44b, 45b EnWG übernommen – bereits nach Abschluss des Anhörungsverfahrens eine vorzeitige Besitzeinweisung bzw. ein vorzeitiges Enteignungsverfahren verlangen, wovon sich der Gesetzgeber erhebliche Beschleunigungspotentiale verspricht (vgl. NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 29).

2.2.3.3 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

2.2.3.3.1 Allgemeine Vorschriften

Das Energiepaket 2011 enthält keine allgemeinen Vorgaben mit Relevanz für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung von Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen auf der Höchstspannungsebene.

Demgegenüber ergeben sich erhebliche Änderungen hinsichtlich der Erdverkabelung auf der 110 kV-Ebene. Dies betrifft insbesondere die Möglichkeit, auch 110 kV-Erdleitungen planfestzustellen, § 43 S. 7 EnWG, sowie die damit zusammenhängende Einführung einer grundsätzlichen Pflicht zur Erdverkabelung, wenn die Gesamtkosten nicht um mehr als den Faktor 2,75 ansteigen und naturschutzfachliche Belange nicht entgegenstehen, § 43h EnWG. Hierauf ist in der vorliegenden Untersuchung nicht näher einzugehen.

2.2.3.3.2 Sondervorschriften für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen nach §§ 18 ff. NABEG

Die Zulässigkeit eines Planfeststellungsverfahrens für Erdleitungen auf der Höchstspannungsebene war bislang nur in Spezialfällen vorgesehen. Nunmehr bestimmt § 18 Abs. 1 NABEG weitergehend, dass Errichtung, Betrieb und Änderung von Leitungen im Sinne von § 2 Abs. 1 NABEG der Planfeststellung bedürfen. Dabei handelt es sich um die Leitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Wird im Bundesbedarfsplangesetz ein Erdkabel-Pilotprojekt nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) vorgesehen und die Leitung als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet, unterliegen damit auch deren Erdkabel-Abschnitte der Planfeststellung nach § 18 Abs. 1 NABEG.

Angesichts der allgemeinen Fassung des § 18 Abs. 1 NABEG findet ein Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren darüber hinaus grundsätzlich für alle Erdleitungsabschnitte von Leitungen im Sinne von § 2 Abs. 1 NABEG Anwendung. Allerdings sieht § 12e Abs. 3 EnWG ausdrücklich vor, dass (nur) für "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG im Bundesbedarfsplangesetz vorgesehen werden kann, dass dieses auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG erfüllt sind. Diese Beschränkung auf ein einzelnes Projekt wird auch in den Gesetzesmaterialien hervorgehoben (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Ein Ausschluss der Erdverkabelung für andere NABEG-Vorhaben kann daraus aber nicht abgeleitet werden, sondern nur das Fehlen einer Erdverkabelungspflicht (vgl. auch EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22).

2.2.4 Kostenanerkennung

Im Zuge des Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (BR-Drs. 394/11) wurden auch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in einem wichtigen Aspekt geändert. Geregelt werden nunmehr Zahlungen der Netzbetreiber an Städte und Gemeinden auf Grundlage einer entsprechenden Vereinbarung, um die Akzeptanz für den Netzausbau in den betroffenen Städten und Gemeinden zu erhöhen (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Betroffen sind Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen auf neuer Trasse mit Ausnahme von Bahnstromfernleitungen. Derartige Zahlungen werden bis zu einer Höhe von 40.000 Euro pro Kilometer für Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV und für Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 kV nach § 5 Abs. 4 StromNEV bei der Ermittlung der Netzkosten berücksichtigt. Nach der Gesetzesbegründung sind die Zahlungen als aufwandsgleiche Kosten anzusetzen, eine Aktivierung also ausgeschlossen (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 8b ARegV handelt es sich um dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, die daher nicht in den Effizienzvergleich eingehen. Anknüpfungspunkt der Regelung ist die Inbetriebnahme der Leitung, so dass auch Leitungen erfasst werden, die sich bei Inkrafttreten der Gesetzesänderung bereits im Planungsstadium befanden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Die konkrete Mittelverwendung bleibt grundsätzlich in der Autonomie der begünstigten Gebietskörperschaft (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35).

Abgelehnt wurde der Vorschlag des Bundesrates zur Änderung des § 12c Abs. 4 EnWG, mit dem ein finanzieller Ausgleich der Kosten für alle im bestätigten Netzentwicklungsplan festgestellten Maßnahmen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen werden sollte (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13). Allerdings wird die Bundesregierung ihre laufende Prüfung eines bundesweiten Ausgleichsmechanismus weiter fortsetzen (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

2.3 Struktureller Änderungsbedarf?

Struktureller Änderungsbedarf wird in der Folge unter drei Aspekten problematisiert:

- Beibehaltung der komplexen Regelungsstruktur mit vier Regelungsebenen
- Einbindung der Kostenprüfung in die Regelungsstruktur
- Verhältnis von Bedarfsplanung und Bestimmung der Trassenkorridore.

2.3.1 Beibehaltung der vier Regelungsebenen

Im Folgenden ist zu untersuchen, ob die dargestellte Regelungsstruktur im Grundsatz für eine erfolgreiche und zügige Bewältigung des Netzausbaubedarfs auf Höchstspannungsebene geeignet ist. Dies könnte angesichts der Komplexität mit vier unterschiedlichen Regelungsebenen in Zweifel gezogen werden. Im Ergebnis wird die Differenzierung nach den vier Regelungsebenen (Bedarf, Trassenkorridor, Vorhabenzulassung, Kostenanerkennung) hier aber im Grundsatz als sachlich angemessen erachtet. Sie beruht auf deutlichen Unterschieden der jeweiligen Prüfungsgegenstände.

2.3.1.1 Unterschiedliche Prüfungsgegenstände

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs (erste Regelungsebene) stehen energiewirtschaftliche Fragestellungen im Vordergrund. Grundlegend ist die Prognose der Entwicklung und örtlichen Lokalisierung von Erzeugung und Last sowie der zu erwartenden Lastflüsse einschließlich etwaiger Stromtransite. Außerdem bedarf es näherer Prüfung der technischen Möglichkeiten der Netze einschließlich des zu erwartenden technischen Fortschritts.

Die Festlegung von Trassenkorridoren (zweite Regelungsebene) verlangt eine deutlich weiter gespannte Betrachtung. Neben dem energiewirtschaftlichen Bedarf

sind Konkurrenzen zu anderen Raumnutzungen und -funktionen in den Blick zu nehmen. Hierzu bedarf es einer zumindest groben Analyse der Umweltauswirkungen des Leitungsbaus einschließlich der Auswirkungen auf die Bevölkerung. Darüber hinaus sind die wirtschaftlichen Auswirkungen zu berücksichtigen. Wesentliches Prüfungsziel ist die Auswahl unter den zur Problemlösung – d.h. zur Bereitstellung des erforderlichen Netzausbaus – alternativ möglichen Trassenkorridoren.

Bei der Zulassung des Leitungsbauvorhabens (dritte Regelungsebene) muss die vorstehend beschriebene Analyse im Detail vorgenommen werden, um die Inanspruchnahme konkreter Flächen zum Zwecke des Leitungsbaus zu prüfen. Hierbei geht es nicht allein um die Raumnutzung, sondern um die Auswirkungen der konkreten Ausgestaltung des Vorhabens. Dabei reduziert sich der Prüfungsumfang durch die Vorauswahl eines bestimmten Trassenkorridors. Innerhalb dieses Korridors ist Prüfungsziel wiederum die Auswahl unter den zur Problemlösung – d.h. zur Bereitstellung des erforderlichen Netzausbaus – möglichen Alternativen. Wenn eine enteignungsrechtliche Vorwirkung vorgesehen wird, wie im Falle der energierechtlichen Planfeststellungsverfahren, muss die Maßnahme dem Wohl der Allgemeinheit i.S.v. Art. 14 Abs. 3 GG dienen.

Da die Übertragungsnetze als natürliche Monopole angesehen werden, so dass die Netznutzer in der Regel keine Ausweichmöglichkeit auf andere Netze haben, unterliegen die Netzerlöse einem Genehmigungsvorbehalt (vierte Regelungsebene). Die Prüfung erstreckt sich in diesem Fall auf die Angemessenheit der erzielten Netzerlöse im Vergleich zu den effizienten Kosten des Übertragungsnetzes. Über die bereits angesprochene Bedarfsprüfung (erste Prüfungsebene) hinaus ist die Höhe der erforderlichen Netzkosten zu untersuchen. Maßgeblich hierfür ist wiederum eine primär energiewirtschaftliche Betrachtung, die die technischen Möglichkeiten der Netze einschließlich des zu erwartenden technischen Fortschritts sowie die Beschaffungskosten zu Grunde legt.

2.3.1.2 Grundsätzliche Sachangemessenheit

Die dargestellten vier Regelungsebenen weisen damit deutlich unterschiedliche Prüfungsgegenstände auf, die die gesonderte gesetzliche und verfahrensmäßige Behandlung grundsätzlich rechtfertigen können.

Insbesondere ist die Trennung zwischen der Festlegung des Trassenkorridors (raumordnerische Beurteilung bzw. Bundesfachplanung) und der Zulassung des Leitungsbauvorhabens, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Genehmigungsverfahren) als sinnvoll zu bewerten. Zwar werden des Öfteren mögliche Doppelprüfungen moniert, die verfahrensverzögernd wirken. Außerdem wird die fehlende Verständlichkeit für die Öffentlichkeit beklagt, was die Akzeptanz des Leitungsbauvorhabens behindere. So hat der Bundestag in einer Entschlie-

zum EnLAG gefordert, Doppelprüfungen im Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren zu vermeiden, und die Länder aufgefordert, nach Möglichkeit gemäß § 15 Abs. 1 S. 4 ROG auf ein Raumordnungsverfahren zu verzichten sowie von der Abschichtungswirkung der Umweltverträglichkeitsprüfung nach § 16 Abs. 2 UVPG Gebrauch zu machen (vgl. WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 8).

Die dargestellte Trennung hat jedoch überwiegende Vorteile. Sie ermöglicht die Vorauswahl eines Trassenkorridors unter raumordnerischen Gesichtspunkten. Würde eine solche Vorauswahl nicht zugelassen, so müssten weitergehende Detailprüfungen zu allen Trassenalternativen in allen Trassenkorridoren vorgenommen werden, auch wenn im Planfeststellungsverfahren nicht alle Alternativen mit gleicher Prüfungstiefe betrachtet werden müssen. Dieser Aufwand ist in der Regel zur Auswahl zwischen mehreren Trassenkorridoren aber nicht erforderlich und würde seinerseits einen ganz erheblichen zusätzlichen Prüfungsbedarf und damit Zeitaufwand verursachen. Auch die Entschließung des Bundestages stellt nicht die grundsätzliche Unterscheidung in Frage, sondern zielt allein auf die Vermeidung von Doppelungen im Detail.

Die vierstufige Regelungsstruktur wurde im Energiepaket 2011 nicht nur beibehalten, sondern deutlich klarer verankert als im bisherigen Rechtsrahmen. Insbesondere wurde die erste Regelungsstufe (Ermittlung des Netzausbaubedarfs) durch die §§ 12a – 12e EnWG erstmals klar durchnormiert.

2.3.1.3 Fazit

Die dargestellte vierstufige Regelungsstruktur ist aufgrund unterschiedlicher Prüfungsgegenstände sachlich angemessen. Sie sollte daher grundsätzlich beibehalten werden.

Empfehlung:

Die vierstufige Regelungsstruktur des geltenden Rechtsrahmens – Ermittlung des Netzausbaubedarfs, Festlegung des Trassenkorridors, Zulassung des Leitungsbauvorhabens, Kostenanerkennung – ist grundsätzlich beizubehalten. Sie ist aufgrund unterschiedlicher Prüfungsgegenstände sachlich angemessen.

2.3.2 Einbindung der Kostenprüfung in die Regelungsstruktur

2.3.2.1 Grundsatz: Bindung an Entscheidungen der Raumordnungs- bzw. Genehmigungsbehörde

Wie dargestellt, war das Verhältnis der Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur zu der Festlegung von Trassenkorridor (auf der Ebene der Raumordnung) und Zulassung des Leitungsbauvorhabens (regelmäßig im Planfeststellungsverfahren) vor Inkrafttreten des Energiepakets 2011 nur rudimentär geregelt. Die Rechtslage hat sich auch durch das Energiepaket 2011 nur in begrenztem Umfang geändert (dazu unten Abschn. 2.3.2.3). Vereinfacht wird die Koordinierung der Verfahren allerdings durch die neue Ausgestaltung der Bedarfsplanung nach §§ 12a ff. EnWG. Sämtlicher im Bundesbedarfsplan festgelegter Netzausbaubedarf ist gemäß § 12e Abs. 4 S. 2 EnWG für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung verbindlich, was bislang gemäß § 1 Abs. 2 EnLAG nur für die 24 Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans vorgesehen war. Dieser Netzausbaubedarf muss, obwohl dies nicht ausdrücklich geregelt ist, auch in der Anreizregulierung anerkannt werden, zumal die Bundesnetzagentur maßgeblich an der Erstellung des Bundesbedarfsplans mitwirkt. Konflikte zwischen den Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung/Bundesfachplanung bzw. Planfeststellung einerseits und Kostenanerkennung andererseits erscheinen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs damit ausgeschlossen.

Im Grundsatz kann die Prüfung durch Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde als umfassender angesehen werden und muss insoweit auch die Kosten der Netzausbaumaßnahme (in der jeweiligen Alternative) bei der Auswahl von Trassenkorridor und konkreter Ausgestaltung berücksichtigen. Die Prüfung durch die Bundesnetzagentur in der Anreizregulierung zielt demgegenüber auf die Kostenseite und kann damit als begrenzter, aber detaillierter angesehen werden. Bei einem solchen Verständnis liegt es nahe, das Ergebnis der Prüfung durch die Bundesnetzagentur in der Anreizregulierung als ein Element in die Beurteilung durch Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde einfließen zu lassen. In der Konsequenz hätte die Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde zwar die energiewirtschaftliche Beurteilung der Bundesnetzagentur, insbesondere hinsichtlich energiewirtschaftlich sinnvoller Bewältigung der Versorgungsaufgabe und der Kostenhöhe, zu Grunde zu legen, würde aber selbst die Abwägung mit anderen Belangen etwa des Natur- und Landschaftsschutzes vornehmen. Umgekehrt wäre die Bundesnetzagentur an die – nach Stellungnahmemöglichkeit ergangene – Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde gebunden. Bei unterschiedlichen Gewichtungen etwa des Kostenaspekts gegenüber anderen Elementen der Abwägungsentscheidung würde letztlich der Beurteilung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde Vorrang zukommen.

Ein solcher Ansatz erscheint jedenfalls solange angemessen, wie die Bundesnetzagentur als Fachbehörde für die Beurteilung energiewirtschaftlicher Fragestellungen verstanden wird und nicht als Planungsbehörde mit Befugnissen auch im Bereich der Raumordnung oder gar der Planfeststellung (dazu unten Abschn. 2.3.2.3). Ein solches Verständnis scheint auch die Bundesnetzagentur bislang zu Grunde gelegt zu haben. Jedenfalls sieht ihr Leitfaden Investitionsbudgets 2010 vor, bereits vorliegende Planfeststellungsentscheidungen grundsätzlich zu beachten (BNETZA 2010, Ziffer 4.2). Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung soll der Netzbetreiber seine Variantenauswahl hinsichtlich a priori ausgeschlossener Trassenführungen begründen, was u.a. durch Verweis auf die Ergebnisse laufender oder abgeschlossener Raumordnungsverfahren bzw. Planfeststellungsverfahren geschehen kann (BNETZA (2010), Ziff. 8.5).

2.3.2.2 Sondersituation für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen

Das Energiepaket 2011 enthält, wie dargestellt, keine expliziten Regelungen über das Verhältnis zwischen der Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur einerseits und der Entscheidung über den Trassenkorridor (auf der Ebene der Raumordnung, zukünftig auch der Bundesfachplanung) bzw. der Zulassung des Leitungsbauvorhabens (regelmäßig im Planfeststellungsverfahren) andererseits. Faktisch verringert sich die Konfliktwahrscheinlichkeit allerdings für die im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen i.S.v. § 2 Abs. 1 NABEG erheblich. Entscheidend hierfür ist die neue Verteilung der Befugnisse im Bereich der Bundesfachplanung und ggf. auch der Planfeststellung.

Wie in Abschnitt 2.2. erläutert, ist die Bundesnetzagentur bei diesen länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen nicht nur für die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung, sondern auch für die Bundesfachplanung und, sofern ihr ein Vorhaben durch Rechtsverordnung übertragen wurde, für das Planfeststellungsverfahren zuständig. Divergierende Entscheidungen erscheinen damit wenig wahrscheinlich, soweit ein und derselbe Behörde (Bundesnetzagentur) tätig wird. Allerdings sollten nach der hier dargestellten Auffassung die für die Kostenanerkennung zuständigen Beschlusskammern 4 und 8 der Bundesnetzagentur jedenfalls nicht zugleich für die Bundesfachplanung und/oder die Planfeststellung zuständig sein (vgl. Abschn. 4.2.1.3.2). Damit lassen sich Diskrepanzen nicht vollständig ausschließen.

2.3.2.3 Bindung hinsichtlich der Technologiewahl

Problematisch erscheint die Bindung der Bundesnetzagentur an Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung oder Planfeststellung, wenn es um die technologische Ausführung von Netzausbauvorhaben geht, etwa als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung. Derartige Entscheidungen weisen einen deutlich engeren Bezug zu energiewirtschaftlichen Fragestellungen auf. Hierbei sind Fragen der Netzzuverlässigkeit und damit der Versorgungssicherheit von erheblicher Bedeutung. Relevante Folgen können sich auch für die Schnelligkeit des Netzausbaus ergeben. Darüber hinaus sind weitreichende Auswirkungen auf die Verbundmöglichkeiten des Netzes möglich, insbesondere hinsichtlich der Verknüpfung von Drehstrom- und Gleichstromverbindungen. Schließlich spielt der Kostenaspekt eine wesentliche Rolle bei der Auswahl zwischen den Technologiealternativen.

An ihre Grenzen stößt die Bindung der Bundesnetzagentur durch Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung oder Planfeststellung außerdem, wenn die Kostenanerkennung aufgrund gesetzlicher Vorgaben ausgeschlossen ist. Die Gesetzesbindung der Verwaltung ist auch insoweit zu beachten. Probleme können hier entstehen, wenn die gesetzlichen Vorgaben von der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde anders interpretiert werden als von der Bundesnetzagentur. Beispielhaft genannt werden kann etwa die Frage, inwieweit die Erdverkabelung außerhalb der vier EnLAG-Pilotvorhaben kostenmäßig anerkannt werden kann. Angesichts der erkennbar restriktiven Ausgestaltung der § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 und 6 sowie § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6, 7 und 14 ARegV sind hier möglicherweise enge Grenzen gesetzt. Fraglich kann auch etwa erscheinen, ob eine weitreichende Erdverkabelung bei den EnLAG-Pilotvorhaben kostenmäßig anerkannt werden kann, wenn sie über das zur Erreichung des in § 2 Abs. 1 EnLAG betonten Erprobungszwecks Erforderliche hinausgeht. Eine Bindung der sachnäheren Bundesnetzagentur an die Gesetzesauslegung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde lässt sich in diesen Fällen nicht begründen. Die unterschiedlichen Behördenzuständigkeiten eröffnen insoweit vielmehr notwendig die Gefahr divergierender Gesetzesauslegungen.

Die dargestellten Aspekte begründen zum einen die Gefahr, dass die energiewirtschaftliche Beurteilung der Bundesnetzagentur von der Planungs- bzw. Genehmigungsbehörde nicht hinreichend gewichtet wird. Zum anderen ist zu befürchten, dass unterschiedliche Auffassungen zur Frage der Kostenanerkennung Unsicherheit schaffen und damit die Verwirklichung des Netzausbaus behindern könnten. In beiden Fällen dürften der Sache nach insbesondere Vorgaben zur technologischen Ausführung in Rede stehen. Zur Bewältigung der dargestellten Gefahren sollte daher der Beurteilung durch die Bundesnetzagentur größere Bedeutung für die Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde zugemessen

werden. Insoweit könnte die Einführung einer Einvernehmensregelung zielführend sein.

Durch das Energiepaket 2011 wird die dargestellte Problematik teilweise abgemildert, da vermehrt Vorgaben zur technologischen Ausführung auf Ebene der Bedarfsplanung vorgesehen sind. Zum einen kann gemäß § 12e Abs. 3 EnWG die Teilverkabelung zusätzlich für ein Vorhaben nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) im Bundesbedarfsplangesetz vorgesehen werden. Hieraus resultiert eine gesetzliche Bindung aller Behörden hinsichtlich der grundsätzlichen Anerkennung der Teilverkabelung für dieses Vorhaben, ähnlich den vier EnLAG-Pilotvorhaben.

Zum anderen haben die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans insbesondere Angaben zu Pilotprojekten innovativer Technologien (HGÜ, Hochtemperaturleiterseile) und zur zu verwendenden Übertragungstechnologie zu machen, § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 und Nr. 5 EnWG. Diese Angaben sind damit auch Gegenstand der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur und Bestandteil des von ihr als Entwurf für den Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung übermittelten Netzentwicklungsplans. Mangels Aufnahme in den Bundesbedarfsplan resultiert hieraus zwar keine gesetzliche Bindung. Wohl aber kommt eine Selbstbindung der Bundesnetzagentur in Betracht, die noch genauerer Untersuchung bedarf. Im Übrigen gilt auch hier, dass die Konfliktwahrscheinlichkeit für die im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen i.S.v. § 2 Abs. 1 NABEG aufgrund der erweiterten Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur erheblich verringert wird.

2.3.2.4 Fazit

Das Verhältnis der Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur zu der Entscheidung über den Trassenkorridor (auf der Ebene der Raumordnung, zukünftig auch der Bundesfachplanung) und der Zulassung des Leitungsbauvorhabens (regelmäßig im Planfeststellungsverfahren) ist bislang nicht ausreichend klar geregelt. Damit entstehen rechtliche Zweifelsfragen, die zu Verfahrensverzögerungen führen können. Es erscheint daher empfehlenswert, das Verhältnis der Verfahren gesetzlich zu regeln. Im Anwendungsbereich des NABEG ist die Problematik insoweit gemildert, als die Bundesnetzagentur auch für die Bundesfachplanung und ggf. die Planfeststellung zuständig ist.

Grundsätzlich sollte vorgesehen werden, dass die Bundesnetzagentur an die – nach Stellungnahmemöglichkeit ergangene – Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde gebunden ist. Die durch die Wahl von Trassenkorridor und konkreter Ausgestaltung verursachten Mehrkosten im Vergleich zu anderen Korridoren oder Ausgestaltungen sind daher in der

Anreizregulierung als berücksichtigungsfähig anzuerkennen, insbesondere im Rahmen von Investitionsbudgets.

Demgegenüber sollte erwogen werden, bei Vorgaben der Planungs- oder Genehmigungsbehörden zur technologischen Ausführung von Netzausbauvorhaben (z.B. als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung) ein Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur vorzusehen. Damit würde zum einen eine hinreichende Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen sichergestellt, zum anderen die Gefahr divergierender Auffassungen über die Anerkennungsfähigkeit etwaiger Mehrkosten in der Anreizregulierung vermieden.

Die Problematik ist abgemildert, soweit bereits auf Ebene der Bedarfsplanung Vorgaben zur technologischen Ausführung gemacht werden. Es sollte daher stets geprüft werden, ob derartige Vorgaben auf der Ebene der Bedarfsplanung möglich sind und damit die weiteren Verfahren entlasten können.

Empfehlungen:

1. Klargestellt werden sollte die grundsätzliche Bindung der Bundesnetzagentur bei der Kostenanerkennung an die Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung bzw. Planfeststellung.
2. Einführung einer Einvernehmensregelung zwischen Planungs- bzw. Genehmigungsbehörde und Bundesnetzagentur für Vorgaben zur Technologiewahl (Frei- oder Erdleitung, Dreh- oder Gleichstromübertragung).
3. Prüfung von Vorgaben zur Technologiewahl auf Ebene der Bedarfsprüfung, um die weiteren Verfahren zu entlasten.

2.3.3 Verhältnis von Bedarfsplanung und Bestimmung der Trassenkorridore

2.3.3.1 Entwicklung bis zum Energiepaket 2011

2.3.3.1.1 Energiekonzept 2010 der Bundesregierung

Die Bundesregierung sieht in ihrem Energiekonzept vom 28.09.2010 vor, ein Konzept für ein „Zielnetz 2050“ zu entwickeln, um daraus den Bedarf für die zukünftig erforderliche Infrastruktur abzuleiten. Dazu soll zukünftig eine deutschlandweite Netzausbauplanung durch einen zwischen allen Netzbetreibern abgestimmten zehnjährigen Netzausbauplan sichergestellt werden, der von den Netzbetreibern jährlich vorzulegen ist (dazu unten Abschn. 3.2.1).

Auf Grundlage des zwischen den Netzbetreibern abgestimmten zehnjährigen Netzausbauplans will die Bundesregierung im Rahmen einer Bundesfachplanung für das Übertragungsnetz einen Bundesnetzplan vorlegen. An der Erstellung sollen Länder und andere Beteiligte frühzeitig in einem gesetzlich geregelten und transparenten Verfahren beteiligt werden. Der Bundesnetzplan soll, wie bereits der EnLAG-Bedarfsplan, für die Planungsträger in den Ländern verbindlich den prioritären energiewirtschaftlichen Bedarf festlegen. Darüber hinaus sollen aber auch die „Ausbautrassen gesichert werden“ (ENERGIEKONZEPT, S. 10 f.).

2.3.3.1.2 Sondergutachten 2011 des Sachverständigenrats für Umweltfragen

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat in einem Sondergutachten vom Januar 2011 als eine zentrale Schwäche des geltenden Rechtsrahmens den Zeitverlust aufgrund verfahrensimmanenter Doppelprüfungen in Raumplanung und Genehmigung von Übertragungsnetzen angesehen, der durch die weitgehend unklare Trennung zwischen Aufgaben der übergreifenden Raumplanung und der Fachplanung entstehe. Wegen des länderübergreifenden Netzausbaubedarfs und des Zeitdrucks gebe es gute Gründe für die Durchführung der Netzplanung in Bundesverwaltungskompetenz; alternativ müssten interdependente Landesplanungen straff koordiniert werden.

Im Ergebnis schlägt der Sachverständigenrat für Umweltfragen einen zentral aufgestellten Bundesfachplan „Stromübertragungsnetz 2030“ vor. Dieser solle der hochstufigen Bedarfsfestlegung, der Trassenkorridorfestlegung und der Alternativendebatte dienen. Der verbindlichen Bedarfsprüfung auf höchster Planungsstufe wird insbesondere deshalb große Bedeutung beigemessen, weil Speicherausbau, Lastmanagement, Erzeugungssteuerung und Netzausbau miteinander koordiniert werden müssen und der Staat seiner Infrastrukturgewährleistungsverantwortung gerecht werden muss. Gleiches gelte für die großräumige bundesweite Auswahl von Trassenkorridoren sowie für Grundsatzentscheidungen zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung. Die Bündelung beider Entscheidungen wird auf die enge Verknüpfung von Bedarfsfeststellung und großräumiger Trassenplanung gestützt.

Die Ausgestaltung als administratives Planungsverfahren mit Letztentscheidung auf Regierungsebene soll sowohl die administrative Verwaltungskraft als auch die hohe demokratische Legitimation der Regierung nutzen. Die Bundesverwaltungskompetenz wird als erforderlich angesehen, um großräumige Wechselwirkungen bei der Bedarfsfestlegung und großräumige Alternativen bei der Trassenfindung optimal im Verfahren verarbeiten zu können. Außerdem gewährleiste die Planungskompetenz des Bundes Verantwortung und den zur Akzeptanzgewinnung

erforderlichen umfassenden Interessensausgleich. Zwar entstehe durch die Durchführung einer hochstufigen Grobplanung das Problem der erneuten Alternativenprüfung im Planfeststellungsverfahren. Doch könne die Planfeststellungsbehörde sich auf die Prüfung kleinräumiger Alternativen konzentrieren, da die großräumigen Alternativen in dem vorangehenden formalisierten Verfahren mit Pflichten zur Begründung der Variantenwahl bereits untersucht wurden (vgl. Zusammenfassung in SRU (2011), Tz. 677 – 680).

2.3.3.2 Energiepaket 2011

Das im August 2011 in Kraft getretene Energiepaket hat das vorstehend diskutierte, zunächst nur in Ansätzen bekannte Konzept verbindlich ausgestaltet. Überzeugend erscheint hierbei zunächst die klare Trennung zwischen der Ermittlung des Netzausbaubedarfs (§§ 12a ff. EnWG) und der folgenden Ebene der Bestimmung der Trassenkorridore (§§ 4 ff. NABEG). Die ursprünglich teilweise anklingende Möglichkeit einer gemeinsamen Prüfung beider Fragestellungen – etwa in einem Bundesfachplan „Stromübertragungsnetz 2030“ zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte (SRU (2011), Tz. 578 ff.) – wurde damit nicht verwirklicht. Für die Trennung beider Fragestellungen sprechen bereits die komplexen Anforderungen auf der Ebene der Ermittlung des Netzausbaubedarfs, die sich großenteils schon aus Unionsrecht ergeben: Genehmigung eines Szenariorahmens, Entwurf eines Netzentwicklungsplans durch die Netzbetreiber und Bestätigung durch die Bundesnetzagentur, Erlass eines Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber. Zudem verlangt die Bedarfsplanung eine energiewirtschaftliche Fachbeurteilung, während bei Festlegung der Trassenkorridore vor allem die unterschiedlichen Nutzungsansprüche an den Raum (überfachlich) zum Ausgleich zu bringen sind (näher unten Abschn. 4.1.1).

Die Bedarfsplanung könnte allerdings über den bislang angewendeten Detaillierungsgrad hinaus ausgedehnt werden und damit zusätzlichen Einfluss auf die Bestimmung der Trassenkorridore nehmen. Bislang beschränken sich die Vorgaben im Wesentlichen auf die Angabe von Anfangs- und Endpunkten der Leitungen. Hier erscheint eine detailliertere Bedarfsplanung wünschenswert, die u.a. auch Netzknoten sowie die Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern einbezieht, soweit hierfür wichtige energiewirtschaftliche Gründe bestehen. Damit würden sich zugleich Vorgaben für den Verlauf der Trassenkorridore ergeben, die im Rahmen der Raumordnung bzw. Bundesfachplanung zu beachten wären.

Festzuhalten ist weiterhin, dass sich die Bundesfachplanung der Bundesnetzagentur nach §§ 4 ff. NABEG auf die im Bundesbedarfsplan gekennzeichneten länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen be-

schränkt. Eingeschränkt wurde im Ergebnis das Kriterium der "überregionalen oder europäischen Bedeutung" der betroffenen Höchstspannungsleitung, das nach § 2 Abs. 1 und § 4 NABEG-Entwurf zunächst herangezogen werden sollte und die national oder für den Strombinnenmarkt der EU bedeutsamen sowie die Ländergrenzen überschreitenden Transportleitungen erfassen sollte (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23). Jedenfalls hinsichtlich der länderübergreifenden Leitungen knüpft das NABEG damit an nachweisbare Problemlagen bei einzelnen Netzausbauvorhaben an, wie oben dargestellt. Die oben zusätzlich erörterte Frage einer länderübergreifenden Alternativenprüfung dürfte mit erfasst sein, da sie ohnehin regelmäßig nur bei Überschreitung von Landesgrenzen in Betracht kommt und andernfalls auch unter den Begriff der "länderübergreifenden" Höchstspannungsleitung subsumiert werden könnte. Eine gesonderte Begründung für die Einbeziehung grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen lässt sich den Materialien zum NABEG nicht entnehmen. Zu Grunde liegen dürfte der Gedanke der besonderen europäischen Bedeutung dieser Leitungen, der die ursprüngliche Formulierung des Entwurfs bestimmt hatte. Soweit die Bundesnetzagentur Zuständigkeiten im Rahmen der Bundesfachplanung wahrnimmt, sollten diese organisatorisch von der Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Rahmen der Bedarfsplanung getrennt werden (näher unten Abschn. 4.2.1.3.2).

Empfehlungen:

1. Eine Verknüpfung der Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der Festlegung der Trassenkorridore in einheitlichen Verfahren ist nicht zu empfehlen.
2. Die Bedarfsplanung sollte über den bisherigen Detaillierungsgrad hinaus ausgedehnt werden und könnte u.a. Netzverknüpfungspunkte sowie die Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern einbeziehen, soweit hierfür wichtige energiewirtschaftliche Gründe bestehen.

3 Ermittlung des Netzausbaubedarfs

3.1 Rechtslage bis zum Energiepaket 2011

3.1.1 Allgemeines

Auf der ersten der vier hier unterschiedenen Regelungsebenen sind Vorgaben zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs für Höchstspannungsnetze angesiedelt. Im Ausgangspunkt wird diese Aufgabe als eine solche der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber verstanden. Zunehmend wird deren Entscheidungsfreiheit jedoch überlagert und eingeschränkt durch staatliche Regelungen. Das System vor dem

Energiepaket 2011, das Vorgaben zum Netzausbaubedarf vor allem in den TEN-E-Leitlinien und dem EnLAG-Bedarfsplan enthielt, ließ sich allerdings noch nicht als umfassende fachliche Bedarfsplanung ansehen, sondern gewährte für die aufgeführten Vorhaben lediglich Erleichterungen zur Beschleunigung des Netzausbaus, etwa durch die Möglichkeit finanzieller Förderung oder durch die gesetzliche Feststellung der Planrechtfertigung.

Demgegenüber sehen die vom dritten Energiebinnenmarkt-Paket aus dem Jahr 2009 vorgesehenen NEPs eine umfassende Ermittlung des Netzausbaubedarfs vor. Diese Aufgabe ist für die gemeinschaftsweiten NEPs den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von ENTSO-E übertragen (Art. 8 Abs. 10 StromhandelsVO). Kommission und ACER haben Möglichkeiten der Einflussnahme, können aber keine Änderung der NEPs verlangen (Art. 8 Abs. 11, Art. 9 Abs. 2 StromhandelsVO). Zudem sind diese ausdrücklich als nicht verbindlich gekennzeichnet (Art. 8 Abs. 3 Buchst. b) StromhandelsVO).

Für die NEPs der ITOs war der Bundesnetzagentur hingegen die Befugnis einzuräumen, Änderungen zu verlangen, insbesondere damit der gesamte Investitionsbedarf abgedeckt wird (Art. 22 Abs. 5 StromRL). Außerdem sind diese Pläne verbindlich und können von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden (Art. 22 Abs. 7 StromRL). Dies impliziert jedenfalls im Hinblick auf diejenigen Netzbetreiber, die als ITOs organisiert sind, eine staatlich kontrollierte Bedarfsplanung. Die Prüfung der NEPs der ITOs obliegt der Regulierungsbehörde, d.h. der Bundesnetzagentur. Auf die Rechtslage nach Umsetzung des dritten Energiebinnenmarkt-Paketes mit dem Energiepaket 2011 wird unten eingegangen (vgl. Abschn. 3.2).

3.1.2 EnLAG-Bedarfsplan

3.1.2.1 Grundlage

Bis zum Energiepaket 2011 bestand auf nationaler Ebene (nur) der Bedarfsplan als Anlage zum EnLAG. Dieser umfasst derzeit 24 Netzausbauvorhaben auf der Höchstspannungsebene, für die ein vordringlicher Bedarf vom Gesetzgeber festgestellt und für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung nach §§ 43 – 43d EnWG verbindlich erklärt worden ist, § 1 Abs. 2 EnLAG. Er ist gemäß § 3 EnLAG alle drei Jahre durch das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und dem Bundestag hierüber ein Bericht vorzulegen (erstmals zum 01.10.2012).

Welche Vorhaben in den EnLAG-Bedarfsplan aufgenommen wurden, entschied sich auf Grundlage der dena-Netzstudie I (DENA (2005)) und der TEN-E-Leitlinien sowie weiterer Abschätzungen eines erhöhten Transportbedarfs (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 9 ff., 17 f.). Die konkrete Auswahl der Vorhaben traf

der Gesetzgeber. Eine Beteiligung der Öffentlichkeit fand nicht statt. Insbesondere wurde keine SUP durchgeführt, in deren Rahmen die Öffentlichkeitsbeteiligung gemäß § 14i UVPG erforderlich gewesen wäre (zur SUP-Pflichtigkeit des EnLAG-Bedarfsplans unten Abschn. 3.1.2.2). Das erscheint insbesondere unter Akzeptanzgesichtspunkten nicht hilfreich und dürfte ein Grund für die mangelnde Befriedungswirkung der gesetzlichen Festschreibung des EnLAG-Bedarfsplans gewesen sein. Dies führte dazu, dass der Netzausbaubedarf für die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans auch nach dessen Erlass weiterhin thematisiert wird (vgl. dazu Abschn. 4.1.4.2).

3.1.2.2 Strategische Umweltprüfung

Der EnLAG-Bedarfsplan wurde ohne SUP erstellt. Auch der Vorschlag des Bundesrates, den EnLAG-Bedarfsplan in Anhang 3 UVPG aufzunehmen, was eine ausdrückliche Pflicht zur Durchführung einer strategischen Umweltprüfung (SUP) jedenfalls für die Änderung des Bedarfsplans begründet hätte, wurde von der Bundesregierung abgelehnt. Eine SUP sei nicht durchzuführen, da für den EnLAG-Bedarfsplan abweichend von § 2 Abs. 5 S. 1 UVPG keine Pflicht zur Aufstellung aufgrund von Rechts- oder Verwaltungsvorschriften bestehe. Vielmehr werde er vom Gesetzgeber selbst aufgestellt, ohne dass eine Pflicht hierzu bestehe (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 22, 23). Dies zielt auf die Regelung des § 3 EnLAG, wonach der Bedarfsplan alle drei Jahre durch das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und dem Bundestag hierüber ein Bericht vorzulegen ist.

Ob die Erstellung bzw. Aktualisierung des EnLAG-Bedarfsplans ohne SUP erfolgen darf, wird bezweifelt. Es wird vertreten, dass bereits vor Erlass des EnLAG eine SUP hätte stattfinden müssen, da die Voraussetzungen des Art. 3 der Richtlinie 2001/42/EG (SUP-Richtlinie) erfüllt gewesen seien und auch eine fehlerhafte Umsetzung der Richtlinie in deutsches Recht nicht von dieser unmittelbar geltenden Pflicht befreit habe (IDUR (2010), S. 4 ff.). Erst recht könnte eine SUP-Pflicht für etwaige Änderungen des EnLAG-Bedarfsplanes naheliegen. § 2 Abs. 5 UVPG spricht von Plänen und Programmen, zu deren Ausarbeitung, Annahme oder Änderung eine Behörde durch Rechts- oder Verwaltungsvorschriften verpflichtet ist. Art. 2 Buchst. a) der SUP-Richtlinie legt ausdrücklich fest, dass hierunter auch Pläne und Programme fallen, die von einer Behörde für die Annahme durch das Parlament oder die Regierung im Wege eines Gesetzgebungsverfahrens ausgearbeitet werden. Nach seiner Zielrichtung könnte hierunter auch eine Änderung gesetzlicher Pläne fallen, die mittels detaillierter Berichterstattung durch Ministerien vorbereitet wird, wobei diese gesetzlich (vgl. § 3 EnLAG) zur Prüfung des Änderungs- und Optimierungsbedarfs verpflichtet sind.

Die Frage braucht vorliegend nicht näher geprüft zu werden. Mit Inkrafttreten des Energiepaketes 2011 sind die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans auch Gegenstand des Bundesbedarfsplangesetzes (vgl. nachstehender Abschn. 3.2). Daher ist davon auszugehen, dass eine Ausweitung des EnLAG-Bedarfsplans nicht mehr erfolgen wird. Zudem ist jedenfalls bei Erstellung des Bundesbedarfsplans eine SUP durchzuführen, die auch die EnLAG-Vorhaben umfasst. Selbst wenn daher zukünftig noch neue Vorhaben in den EnLAG-Bedarfsplan aufgenommen werden sollten, so könnte auf eine erneute SUP bei Änderung des EnLAG-Bedarfsplans verzichtet werden. Entsprechend sieht § 14b Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 1.1 UVPG grundsätzlich die SUP-Pflichtigkeit gesetzlicher Bedarfspläne im Bereich der Verkehrswege vor, nach § 19b Abs. 1 UVPG ist die SUP jedoch verzichtbar, wenn die Umweltauswirkungen bereits Gegenstand einer SUP im Verfahren zur Aufstellung oder Änderung anderer Pläne oder Programme nach Nr. 1.1 der Anlage 3 (z.B. Bundesverkehrswegeplan) waren.

3.1.3 Zwischenergebnis

Bis zum Inkrafttreten des Energiepakets 2011 bestanden nur sehr eingeschränkte Vorgaben zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Die Bedarfsermittlung wurde im Wesentlichen den Übertragungsnetzbetreibern überlassen. Auch dem gesetzlichen Bedarfsplan des EnLAG für die 24 dort im Anhang aufgelisteten Vorhaben liegt keine fachbehördliche Prüfung zu Grunde und eine Öffentlichkeitsbeteiligung wurde nicht durchgeführt. Dem gesetzlichen Bedarfsplan des EnLAG wird daher keine hinreichende Überzeugungskraft zugemessen.

Sowohl die fachbehördliche Prüfung als auch die Öffentlichkeitsbeteiligung sind für die Erstellung des zukünftigen Bundesbedarfsplans vorgesehen. Dieser umfasst auch die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans. Die rechtliche Ausgestaltung der Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist daher nunmehr auf Grundlage der neuen Vorgaben des Energiepakets 2011 zu untersuchen (unten Abschn. 3.2).

3.2 Energiepaket 2011

3.2.1 Szenariorahmen, nationaler NEP, Bundesbedarfsplan

3.2.1.1 Allgemeines

Wie erläutert (vgl. oben Abschn. 2.2.1), erfolgt die gesetzliche Bedarfsfestlegung in einem dreistufigen Verfahren. Zunächst entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber einen Szenariorahmen, der von der Bundesnetzagentur zu genehmigen ist. Auf dieser Grundlage erstellen alle Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland einen

gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan, der von der Bundesnetzagentur zu bestätigen ist. Schließlich übermittelt die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan mindestens alle drei Jahre an die Bundesregierung als Vorlage für einen Bundesbedarfsplan. Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass der Bundesgesetzgeber mindestens alle drei Jahre, bei wesentlichen Änderungen des Netzentwicklungsplans ggf. auch früher, ein Bundesbedarfsplangesetz erlässt.

Dieses Verfahren gewährleistet eine fachbehördliche Kontrolle der Ermittlung des Netzausbaubedarfs, die weiterhin im Ausgangspunkt durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt. Die Bundesnetzagentur hat entscheidenden Einfluss sowohl auf die Erstellung des Szenariorahmens als auch auf die Erstellung des nationalen NEP. Die Bundesnetzagentur kann zudem gemäß § 12e Abs. 6 EnWG durch Festlegung nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans treffen.

Insbesondere sind die Übertragungsnetzbetreiber auf Verlangen der Bundesnetzagentur verpflichtet, Änderungen am Entwurf des nationalen NEP vorzunehmen und den geänderten NEP unverzüglich wieder vorzulegen, § 12c Abs. 1 S. 2, Abs. 5 EnWG. Diese Verpflichtung trifft nicht nur, wie unionsrechtlich ausdrücklich vorgeschrieben, Übertragungsnetzbetreiber in der Form des Independent Transmission Operator (ITO, vgl. Art. 22 StromRL), sondern alle, also auch eigentumsrechtlich entflochtene Übertragungsnetzbetreiber. Dies entspricht der generellen Verpflichtung nach §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 3 EnWG, das Übertragungsnetz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Hierin kommt die staatliche Infrastrukturgewährleistungsverantwortung zum Ausdruck, die die Entscheidungsbefugnisse der Netzbetreiber überlagert. Darüber hinaus wird in einem Auslegungsvermerk der Kommissionsdienststellen die Auffassung vertreten, dass die Befugnis der Regulierungsbehörden nach Art. 37 Abs. 4 b) StromRL, notwendige und verhältnismäßige Maßnahmen zur Förderung eines wirksamen Wettbewerbs und zur Gewährleistung des ordnungsgemäßen Funktionierens des Marktes zu verhängen, auch die Verpflichtung von Übertragungsnetzbetreibern zur Durchführung von Investitionsvorhaben einschließt (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010b), Ziff. 4.2, S. 18).

Das Ergebnis der Bedarfsermittlung bildet der vom Bundesgesetzgeber erlassene Bundesbedarfsplan nach § 12e EnWG. Mit dem Bundesbedarfsplangesetz wird für die in ihm enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Diese Feststellungen sind gemäß § 12e Abs. 4 EnWG für die Übertragungsnetzbetreiber sowie für die Planfeststellung und die Plangenehmigung verbindlich. Einen Überblick darüber, wie die Bedarfsermittlung und -planung bis hin zum Bundesbedarfsplan abläuft, bietet Anhang 1 (vgl. dazu auch oben Abschn.2.2.1).

3.2.1.2 Öffentlichkeitsbeteiligung

Anders als zuvor bei der Erstellung des EnLAG-Bedarfsplans ist bei der Erstellung des Bundesbedarfsplans eine umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung vorgeschrieben. Diese betrifft einerseits die Erstellung des Szenariorahmens und des nationalen Netzentwicklungsplans, andererseits die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung.

3.2.1.2.1 Öffentlichkeitsbeteiligung bei Erstellung des NEP

Eine Öffentlichkeitsbeteiligung ist zunächst für die Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans vorgesehen. Sie gilt sowohl für den Entwurf des Szenariorahmens (§ 12a Abs. 2 EnWG) als auch für den Entwurf des nationalen NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 12b Abs. 3 EnWG) und die Bundesnetzagentur (§ 12c Abs. 3 EnWG). Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nähere Vorgaben zur Ausgestaltung des Verfahrens machen, § 12c Abs. 6 EnWG. Die Öffentlichkeitsbeteiligung durch die Bundesnetzagentur bei Erstellung des NEP erfolgt grundsätzlich nach den Bestimmungen über die Strategische Umweltprüfung, vgl. § 12c Abs. 3 EnWG

3.2.1.2.2 Öffentlichkeitsbeteiligung in der Strategischen Umweltprüfung

Darüber hinaus findet eine Beteiligung der Öffentlichkeit auch im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung (SUP) statt, soweit eine solche durchzuführen ist. Die Verpflichtung zur Durchführung einer SUP ergibt sich ausdrücklich aus § 14b Abs. 1 Nr. 1 UVPG i.V.m. Anlage 3 zum UVPG Ziffer 1.10 für die Erstellung des Bundesbedarfsplans. Diese Verpflichtung folgt bereits aus der SUP-Richtlinie, wenngleich dies in der Stromrichtlinie nicht erwähnt wird (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 69). Damit unterscheidet sich die Regelung deutlich von der Einführung des EnLAG-Bedarfsplans. Durchgeführt wird eine SUP allerdings nur zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans, der gemäß § 12e Abs. 1 EnWG grundsätzlich nur alle drei Jahre – sonst bei wesentlichen Änderungen des NEP – erlassen wird. Gegenstand der Öffentlichkeitsbeteiligung ist in diesem Fall der Umweltbericht, vgl. § 12c Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Öffentlichkeitsbeteiligung zum Umweltbericht tritt in diesen Fällen zu der ohnehin erforderlichen Öffentlichkeitsbeteiligung zum Entwurf des NEP (oben Abschn. 3.2.1.2.1) hinzu.

Um umweltfachliche Belange bei der Durchführung des notwendigen Netzausbaus von Anfang an zu berücksichtigen, soll nach § 12c Abs. 2 EnWG bereits frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des Netzentwicklungsplans mit der Erstellung des Umweltberichts begonnen werden. Erstellt wird der Bericht durch

die Bundesnetzagentur. Als Grundlage dienen dabei Informationen, die die Übertragungsnetzbetreiber nach § 12c Abs. 2 S. 3 EnWG zur Verfügung stellen müssen.

Die SUP ist unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchzuführen und umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf die folgenden Schutzgüter einschließlich der Wechselwirkungen zwischen diesen:

- Menschen (einschließlich der menschlichen Gesundheit), Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt,
- Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- Kulturgüter und sonstige Sachgüter.

Damit stellt die SUP sicher, dass alle relevanten Auswirkungen des Netzausbaus Berücksichtigung finden und die Öffentlichkeit Stellung nehmen kann. Insbesondere kann insoweit auf der Gesamtplanebene beantwortet werden, welche Umweltauswirkungen aus einer Realisierung aller geplanten Vorhaben resultiert. Die Öffentlichkeit ist gemäß § 12c Abs. 3 EnWG, § 14i UVPG möglichst frühzeitig an der Planung zu beteiligen. Die Unterlagen für die Strategische Umweltprüfung sind gemeinsam mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans für eine Frist von sechs Wochen am Sitz der Bundesnetzagentur auszulegen und darüber hinaus auf der Internetseite öffentlich bekannt zu machen. Die betroffene Öffentlichkeit kann sich zu den Unterlagen bis zwei Wochen nach Ende der Auslegungsfrist äußern, § 12c Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG. Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 12c Abs. 6 EnWG zudem durch Festlegung nähere Bestimmungen zur Ausgestaltung der Öffentlichkeitsbeteiligung hinsichtlich des Umweltberichts treffen.

3.2.2 Verhältnis zwischen Bundesbedarfsplan und EnLAG-Bedarfsplan

Die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans sind von der Bedarfsplanung der §§ 12a ff. EnWG nicht ausgenommen. In § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG heißt es, der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan müsse alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Dazu zählen auch die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans. Im Ergebnis bestehen beide gesetzlichen Bedarfspläne – EnLAG-Bedarfsplan und Bundesbedarfsplan – nebeneinander. Die fortbestehende Gültigkeit des EnLAG-Bedarfsplans setzt im Übrigen auch § 2 Abs. 4 NABEG voraus, demzufolge Vorhaben, die im EnLAG aufgeführt sind, vom Anwendungsbereich des NABEG ausgenommen sind.

Der Fortbestand des EnLAG hat insbesondere den Zweck, die dort aufgeführten Vorhaben nicht (schon wieder) neuen Planungs- und Genehmigungsvorschriften zu unterwerfen, soweit es sich um länderübergreifende oder grenzüberschreitende Vorhaben i.S.v. § 2 Abs. 1 NABEG handelt. Die überwiegend bereits laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für diese Leitungen sollen nach dem Willen des Gesetzgebers ohne Verzögerungen durch die neuen Regelungen des NABEG durch die Landesbehörden zügig zu Ende geführt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23). Dies entspricht der Erfahrung bei Einführung des EnLAG, dass der Wechsel des Rechtsrahmens insbesondere für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG teilweise zu erheblichen Verzögerungen geführt hat. Vor diesem Hintergrund könnte der EnLAG-Bedarfsplan auslaufen, wenn alle derzeit aufgeführten 24 EnLAG-Vorhaben verwirklicht sind. In diesem Falle wäre § 3 EnLAG aufzuheben, der derzeit noch die Überprüfung des EnLAG-Bedarfsplans im dreijährigen Turnus vorschreibt.

Für die Aufnahme neuer Vorhaben in den EnLAG-Bedarfsplan ist auch kein sonstiger Grund ersichtlich. Beide Bedarfspläne dienen demselben Zweck, den vorrangigen Bedarf und die energiewirtschaftliche Notwendigkeit für die in ihn enthaltenen Vorhaben festzustellen und für die Planfeststellung bzw. Plangenehmigung verbindlich zu erklären. Die als Beschleunigungsinstrument gedachte erst- und letztinstanzliche Rechtswegzuweisung an das Bundesverwaltungsgericht, wie sie in § 1 Abs. 3 EnLAG für die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans normiert ist, ist bereits entsprechend für die Vorhaben des Bundesbedarfsplanes angedacht (vgl. EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Die Voraussetzungen für den Einsatz von Erdkabeln, wie sie in § 2 EnLAG normiert sind, können erforderlichenfalls gleichfalls in das EnWG oder ggf. in das NABEG übernommen werden. Wünschenswert ist daher eine Klarstellung des EnLAG, dass die gesetzliche Bedarfsfeststellung nunmehr über den Bundesbedarfsplan erfolgt.

3.2.3 Zwischenergebnis

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist durch das Energiepaket 2011 deutlich stärker gesetzlich ausgestaltet worden. Insbesondere findet eine fachbehördliche Prüfung des Netzausbaubedarfs unter Beteiligung der Öffentlichkeit statt. Für den mindestens alle drei Jahre zu erlassenden Bundesbedarfsplan ist zudem eine SUP vorgeschrieben, die gleichfalls eine Beteiligung der Öffentlichkeit einschließt. Dies bietet die Grundlage für eine deutlich verbesserte Akzeptanz des Bundesbedarfsplans in der Öffentlichkeit.

Der derzeit noch fortbestehende EnLAG-Bedarfsplan hat neben dem Bundesbedarfsplan keine eigenständige Bedeutung für die Festlegung des Netzausbaubedarfs mehr. Vielmehr dient er nur noch als Anknüpfungspunkt für die Sonderrege-

lungen des EnLAG zu den 24 dort aufgelisteten Vorhaben. Neue Vorhaben sollten daher nicht mehr in den EnLAG-Bedarfsplan aufgenommen werden. Die Sonderregelungen des EnLAG zur gerichtlichen Kontrolle und zur Erdverkabelung sollten, soweit ihr Fortbestand gewünscht ist, außerhalb des EnLAG verankert werden.

Empfehlungen:

1. In den EnLAG-Bedarfsplan sollten keine neuen Vorhaben mehr aufgenommen werden, eine gesonderte Bedarfsprüfung nach § 3 EnLAG sollte entfallen.
2. Die Sonderregelungen des EnLAG zur gerichtlichen Kontrolle und zur Erdverkabelung können, soweit erforderlich, im EnWG oder ggf. im NABEG verankert werden.

3.3 Detaillierungsgrad

Bislang beschränken sich die Vorgaben in den TEN-E-Leitlinien, im EnLAG-Bedarfsplan und im gemeinschaftsweiten NEP im Wesentlichen auf die Angabe von Anfangs- und Endpunkten der Trassenverläufe. Im Einzelfall werden auch Zwischenpunkte angegeben. Die angegebenen Punkte werden teilweise nur durch Angabe von Regionen oder gar Staaten beschrieben, ansonsten durch Angabe von Städten bzw. Ortschaften. Entsprechendes ist auch für den nationalen NEP und in der Folge den Bundesbedarfsplan zu erwarten.

Der Netzausbaubedarf auf der Höchstspannungsebene ist aber nicht alleine durch großräumige Transportaufgaben gekennzeichnet, um Erzeugungs- und Lastschwerpunkte in Deutschland (oder im angrenzenden Ausland) zu verbinden, insbesondere den windenergiereichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland. Vielmehr sind auch konkrete Netzanschlüsse für Großkraftwerke und Windparks, für Speicher sowie für Großabnehmer zu gewährleisten. Außerdem stellen sich Fragen nach der Vermaschung des Netzes zur Gewährleistung der Netzsicherheit. Diese Frage gewinnt zusätzliche Bedeutung, wenn ein Gleichstrom-Overlaynetz aufgebaut und dessen Verknüpfung mit dem Drehstrom-Verbundnetz geregelt werden sollte.

Diese energiewirtschaftlichen Aspekte sind bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen. Ein entwickeltes System der Bedarfsermittlung sollte daher einen deutlich größeren Detaillierungsgrad aufweisen als die derzeitige Handhabung. Damit würde offen gelegt, inwieweit energiewirtschaftliche Gründe bestimmte Netzausbauvorhaben in einem bestimmten räumlichen Bereich erforderlich machen. Dies wäre die Grundlage für eine Abwägung der Nutzungsansprüche an den Raum bei

der Bestimmung der Trassenkorridore. Andernfalls müssten derartige energiewirtschaftliche Anforderungen an den räumlichen Verlauf der Trassenkorridore erst im Rahmen der Raumordnung bzw. Bundesfachplanung ermittelt werden. Dies würde eine Abgrenzung gegenüber der Abwägung mit anderen Raumnutzungen erschweren und könnte die Überzeugungskraft der raumordnerischen bzw. bundesfachplanerischen Entscheidung für einen bestimmten Trassenkorridor einschränken.

Für ein solches Verständnis spricht auch die Ausgestaltung der Anreizregulierung. Gemäß § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur Investitionsbudgets der Übertragungsnetzbetreiber zu genehmigen für Kapital- und Betriebskosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Das Vorliegen dieser Voraussetzungen und damit die Genehmigungsfähigkeit eines beantragten Investitionsbudgets sind von der Bundesnetzagentur zu prüfen. Hierzu sollen gemäß § 23 Abs. 4 ARegV Referenznetzanalysen auf der Grundlage der bestehenden Netze angewendet werden. Als Referenznetzanalyse wird ein Optimierungsverfahren zur Ermittlung von modellhaften Netzstrukturen und Anlagenmengengerüsten bezeichnet, die unter den bestehenden Randbedingungen, insbesondere der Notwendigkeit des Betriebs eines technisch sicheren Netzes, ein optimales Verhältnis von Kosten und netzwirtschaftlichen Leistungen aufweisen (§ 22 Abs. 2 S. 3 ARegV). Die Durchführung einer derartigen Analyse führt zu einer wesentlich schärferen Abbildung der erforderlichen Netzstrukturen als eine bloße Ermittlung des Übertragungsbedarfs zwischen bestimmten Regionen.

Empfehlung:

Der Bundesbedarfsplan sollte möglichst detailliert ausgestaltet werden und die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Durchführung von Netzausbauvorhaben in einem bestimmten räumlichen Bereich erfassen. Damit würde eine klarere Abgrenzung zu der anschließend erforderlichen Abwägung mit anderen Nutzungsansprüchen an den Raum ermöglicht.

3.4 Vorgaben zur technologischen Ausführung

3.4.1 Rechtslage vor dem Energiepaket 2011

3.4.1.1 Erdleitungen

Der deutsche Gesetzgeber hat im EnLAG und somit im Zusammenhang mit der Feststellung des Netzausbaubedarfs auch die Frage der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene behandelt. § 2 EnLAG benennt vier Vorhaben bzw. Teilabschnitte von Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans als Pilotvorhaben, auf denen der Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene getestet werden soll. Ebenso sind in dem Bericht nach § 3 EnLAG die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln darzustellen.

Die Ausführung als Frei- oder Erdleitung steht nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Dennoch erscheint die Regelung im Zusammenhang mit der Bedarfsermittlung gerechtfertigt. Zum einen kann die Wahl der technologischen Ausführung die Durchführbarkeit des Vorhabens maßgeblich beeinflussen. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Zuverlässigkeit der Erdleitungstechnik auf Höchstspannungsebene als auch hinsichtlich der Akzeptanz, da Erdleitungen in der Bevölkerung vielfach als vorzuzugswürdig angesehen werden.

Zum anderen hat die Wahl zwischen Frei- oder Erdleitung erhebliche Kostenwirkungen. Diese rechtfertigen eine bundesrechtliche Regelung im Zusammenhang mit der Bedarfsfestlegung jedenfalls insoweit, als zu Testzwecken eine Auswahl von Leitungen getroffen wird, für die eine Erdverkabelung in Betracht kommt, und weitere Vorgaben zu Lage und Ausmaß der Erdverkabelungsabschnitte getroffen werden. Dabei reichen die Übertragungsnetze, in denen die Netzausbaukosten auf die Netzentgelte umgelegt werden, über ein Bundesland hinaus, so dass die Vorgaben zur Erdverkabelung auch Auswirkungen auf Netznutzer in anderen Bundesländern haben. So liegt das Übertragungsnetz von TenneT nicht nur in Niedersachsen, sondern etwa auch in Hessen und Bayern. Erst recht treten Auswirkungen auf Netznutzer in anderen Bundesländern insoweit ein, als eine bundesweite Ausgleichsregelung hinsichtlich der Mehrkosten der Erdverkabelung eingeführt wurde, vgl. § 2 Abs. 4 EnLAG und § 17 Abs. 2a S. 7 EnWG.

Die Beurteilung weist gewisse Unterschiede zur Ermittlung des generellen Netzausbaubedarfs auf. Insbesondere gewinnen die kostenmäßigen Auswirkungen, die technische Zuverlässigkeit sowie Fragen der Akzeptanz des Netzausbaus stärkere Bedeutung. Insoweit ist eine Balance zwischen den unterschiedlichen Aspekten zu finden und nach weiterer Erprobung der Erdleitungstechnik ggf. anzupassen. Dem trägt die derzeitige Regelung Rechnung. Insbesondere beschränkt sie sich auf Rahmenvorgaben, die den zur Verfügung stehenden finanziellen Spielraum ein-

grenzen und die Entscheidungsbefugnisse über die Auswahl der Erdverkabelungstrecken näher regeln.

3.4.1.2 HGÜ

Bislang hat der deutsche Gesetzgeber keine Regelungen zur Auswahl bestimmter Netzausbauvorhaben als HGÜ-Leitungen (sei es als Freileitung oder als Erdleitung) getroffen. Allerdings hat der Deutsche Bundestag die Bundesregierung in einer Entschließung bei Verabschiedung des EnLAG aufgefordert, die HGÜ-Technik bei der nächsten Anpassung des EnLAG-Bedarfsplans zu berücksichtigen, wenn entsprechende effiziente Leitungsbauprojekte identifiziert wurden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 9). Zudem sieht § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV bereits die Möglichkeit zur Genehmigung von Investitionsbudgets insbesondere vor für HGÜ-Systeme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind.

Für eine Regelung zur HGÜ-Technik gelten ähnliche Überlegungen wie vorstehend zur Frage der Erdverkabelung ausgeführt. Im Ergebnis erscheint auch hier eine bundesrechtliche Regelung im Zusammenhang mit der Bedarfsermittlung gerechtfertigt.

3.4.2 Energiepaket 2011

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans insbesondere Angaben zu Pilotprojekten innovativer Technologien (HGÜ, Hochtemperaturleiterseile) und zur zu verwendenden Übertragungstechnologie zu machen, § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 und Nr. 5 EnWG. Diese Angaben sind damit auch Gegenstand der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur und Bestandteil des von ihr als Entwurf für den Bundesbedarfsplan an die Bundesregierung übermittelten Netzentwicklungsplans. Unter dem Begriff der "Übertragungstechnologie" wird dabei ersichtlich neben HGÜ und Hochtemperaturleiterseilen auch die Ausführung als Frei- oder Erdleitung verstanden (vgl. EnWG-NovelleGEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22 zu Buchst. d unter a)). Ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates, die Begrenzung des § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 EnWG auf "Pilotprojekte" zu streichen, da die Hochtemperatur- und HGÜ-Techniken in absehbarer Zeit ihre Pilotprojekteigenschaft ablegen würden (EnWG-NovelleSTELLUNGNAHME BR, S. 13), wurde von der Bundesregierung abgelehnt. Hierin liege eine faktische Vorfestlegung auf bestimmte Übertragungstechnologien, obwohl weder deren technische Durchführbarkeit noch deren Wirtschaftlichkeit

bislang hinreichend untersucht seien (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

Nach der Formulierung der §§ 12b, 12e EnWG ist davon auszugehen, dass die angesprochenen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber nicht durch den Bundesbedarfsplan mit Gesetzeskraft versehen werden. Vielmehr ist eine gesetzliche Festbeschreibung der technologischen Ausführung im Bundesbedarfsplan nur durch § 12e Abs. 3 EnWG betreffend die Erdverkabelung ausdrücklich geregelt. Danach kann im Bundesbedarfsplan vorgesehen werden, dass "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG erfüllt sind. Das Pilotprojekt kann insbesondere als HGÜ-Teilverkabelung verwirklicht werden (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70).

Nicht übernommen wurde ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates zu § 12e Abs. 3 EnWG. Dieser wollte die Beschränkung auf ein Pilotprojekt und das gesetzgeberische Ermessen hinsichtlich der Ausweisung eines solchen Projektes streichen. Statt dessen sollte bei Vorliegen der Abstandsanforderungen nach den Vorschriften des EnLAG auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt zwingend entweder eine Erdleitung oder eine Hochtemperaturleitung errichtet und betrieben werden und dies in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13, 14). Der Vorschlag wurde abgelehnt, da er nicht dem Gedanken der Technologieoffenheit und einer effizienten und wirtschaftlichen Netzplanung entspreche (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

Im Ergebnis führt das Energiepaket 2011 den Weg fort, Angaben zur technologischen Ausführung teilweise bereits im Zusammenhang mit der Bedarfsplanung vorzunehmen. Dieser Weg ist, wie ausgeführt, grundsätzlich begrüßenswert. Die vorsichtige Ausgestaltung trägt dem Umstand Rechnung, dass zunächst weitere Erfahrungen zur Zuverlässigkeit und zu den Kosten gesammelt werden sollen. Die Regelungen legen ein Verständnis nahe, dass die technische Ausführung als Erdleitung oder HGÜ-Leitung in anderen als den ausdrücklich benannten Fällen (§ 2 EnLAG, § 12e Abs. 3 EnWG) nicht ausgeschlossen ist.

Empfehlung:

Im Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs sollte auf Bundesebene auch die technologische Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh-

oder Gleichstromverbindung geprüft und ggf. vorgegeben werden. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funktion des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.

4 Festlegung der Trassenkorridore (Raumordnung, Bundesfachplanung)

4.1 Regelung im Raumordnungsrecht

4.1.1 Grundlagen

Die Festlegung von Trassenkorridoren erfolgte bislang im Rahmen des Raumordnungsrechts. Nach Inkrafttreten des Energiepakets 2011 gilt dies nur noch für einen Teil der Höchstspannungsleitungen. Länderübergreifende oder grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan gekennzeichnet sind, unterfallen dagegen zukünftig einer Bundesfachplanung (unten Abschn. 4.2).

Aufgabe der Raumordnung ist gemäß § 1 Abs. 1 ROG die Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Gesamtraums der Bundesrepublik Deutschland und seiner Teilräume durch zusammenfassende, überörtliche und fachübergreifende Raumordnungspläne, durch raumordnerische Zusammenarbeit und durch Abstimmung raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen. Insbesondere sind unterschiedliche Anforderungen an den Raum aufeinander abzustimmen und Konflikte auszugleichen sowie Vorsorge für einzelne Nutzungen und Funktionen des Raums zu treffen. Bei der Planung der Raumstruktur sind neben der Siedlungs- und Freiraumstruktur insbesondere auch die Infrastrukturstandorte und -trassen zu sichern, vgl. § 8 Abs. 5 S. 1 ROG. Leitbild der Raumordnung ist eine nachhaltige Raumentwicklung, die die sozialen und wirtschaftlichen Ansprüche an den Raum mit seinen ökologischen Funktionen in Einklang bringt und zu einer dauerhaften, großräumig ausgewogenen Ordnung mit gleichwertigen Lebensverhältnissen in den Teilräumen führt, § 1 Abs. 2 ROG.

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen des Raumordnungsrechts der Verlauf von Infrastrukturtrassen, insbesondere auch Höchstspannungstrassen behandelt. Entscheidungen zum Trassenverlauf können insbesondere bereits in den Raumordnungsplänen oder aber in eigenen Raumordnungsverfahren erfolgen. Aufgrund des überörtlichen Charakters der Raumplanung wird regelmäßig noch nicht der konkrete Trassenverlauf, sondern lediglich ein Trassenkorridor festgelegt.

Das Raumordnungsrecht kann einerseits Ziele der Raumordnung enthalten, d. h. verbindliche Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes.

Andererseits kann es Grundsätze aufstellen, d. h. Vorgaben zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, die in nachfolgenden Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen sind. Derartige Vorgaben gelten nicht nur für raumordnungsrechtliche Entscheidungen, sondern insbesondere gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 ROG auch für nachfolgende Planfeststellungsverfahren

Grundsätzlich sind raumordnerische Planungen bereits auf Bundesebene möglich. Ein bundesweiter Raumordnungsplan nach § 17 Abs. 1 ROG wurde bislang allerdings nicht erlassen. Vorgaben zu Trassenkorridoren finden sich auf Bundesebene bislang nur für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ). Hier liegt je ein Raumordnungsplan für die Nordsee und für die Ostsee als Rechtsverordnung nach § 17 Abs. 3 ROG vor.

Im Regelfall erfolgt die Raumordnung einschließlich der Festlegung der Höchstspannungstrassen bislang durch die Bundesländer. Dies gilt auch für den Bereich des Küstenmeeres in Nord- und Ostsee. Dieses ist nicht Teil der AWZ.

4.1.2 Regelungsinstrument Vorranggebiet

4.1.2.1 Bisherige Praxis

Gemäß § 8 Abs. 3 S. 1 Nr. 3b) ROG sollen Raumordnungspläne Festlegungen zur Raumstruktur und insbesondere zu den zu sichernden Standorten und Trassen für die Versorgungsinfrastruktur enthalten. Hierzu können gemäß § 8 Abs. 7 S. 1 ROG insbesondere Vorranggebiete (Nr. 1), Vorbehaltsgebiete (Nr. 2) oder Eignungsgebiete (Nr. 3) gehören. Dadurch werden andere mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen ausgeschlossen (Vorranggebiet), dem Leitungsbau wird bei der Abwägung mit konkurrierenden Nutzungen ein besonderes Gewicht beigemessen (Vorbehaltsgebiet) oder ihm wird ein bestimmtes Gebiet zugewiesen, in dem ihm andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, mit der Folge, dass er an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen wird (Eignungsgebiet). Möglich ist auch die Ausweisung von Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 2 ROG), wodurch für dieses Gebiet mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen ausgeschlossen und gleichzeitig der Leitungsbau seinerseits auf dieses Gebiet im Planungsraum beschränkt wird.

Verschiedentlich werden in Raumordnungsplänen Vorranggebiete für Höchstspannungstrassen festgelegt. Beispiele im Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP Niedersachsen 2008, Anlage 2, sowie Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 S. 1) bieten etwa die geplanten Höchstspannungsleitungen

- Wilhelmshaven - Conneforde und
- Ganderkesee - St. Hülfe – Wehrendorf.

Für das Vorhaben Maade – Conneforde musste aufgrund der Festlegung eines Vorranggebietes im Raumordnungsplan ein Raumordnungsverfahren nicht durchgeführt werden. Im Falle der Leitung Ganderkesee - St. Hülfe – Wehrendorf erfolgte die Festlegung des Vorranggebietes Leitungstrasse demgegenüber auf der Grundlage der landesplanerischen Feststellung.

Auch auf Ebene der Regionalpläne werden verschiedentlich bestimmte, jeweils namentlich näher benannte und in der entsprechenden Raumnutzungskarte zeichnerisch dargestellte Trassen für den Bau von 380-kV-Höchstspannungsleitungen freigehalten. Beispielhaft kann etwa auf das Regionale Raumordnungsprogramm für den Großraum Braunschweig 2008 verwiesen werden (dort Abschn. IV Ziff. 3.3). Bei einer stichprobenartigen Sichtung der Landesraumordnungspläne und Regionalpläne für die in der Anlage zum EnLAG aufgeführten Netzausbauprojekte wurden allerdings – mit Ausnahme von Niedersachsen – in den untersuchten Bundesländern kaum konkrete trassensichernde Vorgaben gefunden. Teilweise mag dies im Alter der Regionalpläne begründet liegen, die häufig noch aus den 1990er Jahren stammen.

4.1.2.2 Bewertung

Die Ausweisung von Vorranggebieten für Höchstspannungstrassen in Raumordnungsplänen wäre vor allem dann als hilfreich zu bewerten, wenn aufgrund dieser Ausweisung ein geringerer Zeitbedarf für die raumordnerische Beurteilung entstehen würde. Grundsätzlich kann die Ausweisung eines Vorranggebietes ein Raumordnungsverfahren nach § 15 Abs. 1 S. 4 ROG entbehrlich machen, weil die Raumverträglichkeit bereits anderweitig geprüft wurde. Dies war etwa im Falle der Trasse Maade – Conneforde möglich (oben Abschn. 2.1.2.3.1). Zu erwägen ist auch, ob der Festlegung des Trassenkorridors eine gesteigerte Überzeugungskraft und damit größere Akzeptanz zukommt, wenn und weil der betreffende Raumordnungsplan als förmliches Landesgesetz oder zumindest als Rechtsverordnung ergangen ist. Ein möglicher Vorzug der Ausweisung von Vorranggebieten könnte auch darin liegen, dass der Verlauf des Trassenkorridors im Gesamtzusammenhang der Landes- bzw. Regionalplanung festgelegt wird, was eine umfassende Alternativenprüfung besser absichern könnte.

Andererseits ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Aufstellung bzw. Änderung eines Raumordnungsplanes ein langwieriges Verfahren erfordert. Hierbei ist insbesondere auch eine Strategische Umweltprüfung (SUP) erforderlich, die ihrerseits Zeitaufwand verursacht. Damit geht einher, dass Raumordnungspläne nur in größeren Zeitabständen aktualisiert werden und daher einen größeren zeitlichen Vorlauf benötigen. Dies macht die Festlegung von Vorranggebieten umso schwieriger, als diese jedenfalls nach derzeitiger Praxis regelmäßig den Input und damit eine

fortgeschrittene Planung des Übertragungsnetzbetreibers hinsichtlich der Lage des Trassenkorridors voraussetzt.

Darüber hinaus könnte die Akzeptanz in der Öffentlichkeit trotz Öffentlichkeitsbeteiligung im Zuge der SUP geringer ausfallen. Der Abstand zwischen den Betroffenen und dem Träger der Landes- bzw. Regionalplanung wird im Vergleich zur Durchführung eines Raumordnungsverfahrens größer. Weil die Festlegung des Trassenkorridors bei der Aufstellung des Landesraumordnungsplans bzw. Regionalplans zudem nur eine von vielen zu treffenden Festlegungen ist, besteht die Gefahr, dass sie in der Vielzahl der Punkte, zu denen die Öffentlichkeit sich äußern kann, untergeht. Jedenfalls aber ist eine geringere Detailtiefe der Untersuchung des einzelnen Vorhabens zu erwarten. Diese Nachteile dürften auch nicht durch die grundsätzlich wünschenswerte umfassende Betrachtung im Gesamtzusammenhang der Landes- bzw. Regionalplanung aufgewogen werden. Damit ist zu befürchten, dass eine erfolgreiche Einbindung der Öffentlichkeit trotz formaler Beteiligungsmöglichkeit am Ende nicht gelingt. Insoweit erscheint auch die Verabschiedung als förmliches Landesgesetz oder Rechtsverordnung nicht geeignet, eine vertiefte Befassung mit dem Leitungsbauvorhaben im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens zu ersetzen.

Im Übrigen ist zu berücksichtigen, dass politische Verantwortungsträger von Festlegungen in der Regionalplanung auch deshalb Abstand nehmen könnten, weil der Ausbau der Höchstspannungsleitungen in der Öffentlichkeit häufig mit Ablehnung oder zumindest Skepsis betrachtet wird. Dies weckt Zweifel an der praktischen Durchführbarkeit der Festlegung von Trassenkorridoren in der Landes- bzw. Regionalplanung.

Im Ergebnis ist die Ausweisung von Vorranggebieten für Leitungstrassen in Raumordnungsplänen – insbesondere wegen der zu befürchtenden zusätzlichen Akzeptanzminderung – jedenfalls bei umstrittenen Leitungsbauprojekten nicht als Ersatz für die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens anzusehen. Hilfreich ist hingegen die Festlegung eines Vorranggebietes nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens, um den ermittelten Trassenkorridor für den Leitungsbau freizuhalten.

Empfehlungen:

1. Jedenfalls bei umstrittenen Leitungsbauvorhaben ist die Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen nicht geeignet, ein Raumordnungsverfahren zu ersetzen.
2. Nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens ist die Ausweisung eines Vorranggebietes für die Leitungstrasse wünschenswert, um den ermittelten Trassenkorridor freizuhalten.

4.1.3 Trassierungsregeln

4.1.3.1 Inhalt und Rechtsgrundlagen

Ein weiteres Instrument, das die Festlegung von Trassenkorridoren erleichtern kann, sind Trassierungsregeln, wie sie im Raumordnungsrecht und im Naturschutzrecht vorzufinden sind. Von Bedeutung für die Festlegung von Trassenkorridoren sind das Bündelungsgebot und das Gebot zur Nutzung bestehender Trassen. Das Bündelungsgebot verlangt die Parallelführung mehrerer linearer Infrastrukturen. Das Gebot der Nutzung bestehender Trassen normiert, dass der Ausbau des Netzes unter Nutzung vorhandener Trassen Vorrang hat vor dem Neubau von Leitungen auf neuen Trassen.

Die Rechtsgrundlagen für diese Trassierungsregeln finden sich im Raumordnungsrecht und im Naturschutzrecht. Die Raumordnungsgesetze des Bundes und der Länder enthalten diese Grundsätze oft zwar nicht ausdrücklich. Dennoch sind sie häufig in diesem Sinne zu interpretieren. Dies gilt etwa für das Gebot der Eingriffsminimierung und die deshalb verlangte vorrangige Ausschöpfung von Potenzialen für die Nachverdichtung, vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 6 S. 3 ROG (zu Siedlungs- und Verkehrszwecken). Ähnlich verlangt etwa das niedersächsische Raumordnungsgesetz, bei der Infrastrukturentwicklung Freiräume und ihre Funktionen möglichst zu erhalten, vgl. § 2 Nr. 5 S. 2 NROG. Das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) legt in § 1 Abs. 5 S. 3 fest, dass Verkehrswege, Energieleitungen und ähnliche Vorhaben landschaftsgerecht geführt, gestaltet und so gebündelt werden sollen, dass die Zerschneidung und die Inanspruchnahme der Landschaft sowie Beeinträchtigungen des Naturhaushalts vermieden oder so gering wie möglich gehalten wird.

Daneben enthalten insbesondere die Raumordnungspläne zahlreiche ausdrückliche Normierungen der in Rede stehenden Trassierungsregeln. So heißt es im Landesentwicklungsplan Baden-Württemberg (LEP Baden-Württemberg 2002, Abschn. 4.2.4) als Grundsatz der Raumordnung, beim Netzausbau seien die Möglichkeiten der Bündelung mit anderen Leitungen und Verkehrswegen zu nutzen. In Hessen wird wiederum als Grundsatz der Raumordnung normiert, für Planung und Realisierung der zu einer bedarfsgerechten Bereitstellung von Energie erforderlichen Infrastruktur sowie der hierzu notwendigen Einrichtungen sei zu berücksichtigen, dass eine geringe Flächeninanspruchnahme und Landschaftsbildbeeinträchtigung bei Planung und Bau von Hochspannungsfreileitungen erreicht werde (LEP Hessen 2000, Abschn. 11.1). In Niedersachsen normiert das Landesraumordnungsprogramm (LROP Niedersachsen 2008, Abschn. 4.2. Ziffer 07 S. 2 u. 3) als Grundsatz der Raumordnung, dass Hoch- und Höchstspannungsleitungen auf gemeinsamer Trasse geführt werden sollen. Als Ziel der Raumordnung wird das Gebot der Nutzung vorhandener Trassen aufgestellt. In Nordrhein-Westfalen (LEP

Nordrhein-Westfalen 1995, Abschn. D.II.2.8) heißt es als Ziel der Raumordnung, die Standortplanung von Energieumwandlungsanlagen sei auf vorhandene und geplante Energieversorgungsnetze so auszurichten, dass grundsätzlich wenig Flächen für neue Leitungstrassen und bauliche Anlagen der Leitungsnetze in Anspruch genommen werden. Die Nutzung vorhandener Trassen habe, soweit versorgungstechnisch vertretbar, Vorrang vor der Planung neuer Trassen.

4.1.3.2 Sachliche Rechtfertigung

4.1.3.2.1 Vorbelastungsgrundsatz

Sowohl das Bündelungsgebot als auch das Gebot der Nutzung bestehender Trassen lassen sich auf den Vorbelastungsgrundsatz stützen. Danach hat eine zusätzliche Belastung bereits Betroffener Vorrang vor einer Neubelastung bislang nicht Betroffener, wenn die zusätzliche Belastung geringer ist als die Neubelastung. Die Vorbelastung wirkt sich im Grundsatz schutzmindernd aus (BVerwG (2010), Rn. 38 m.w.N.). Es kommt also zu einer vorbelastungsbedingten Minderung des Raumwiderstandes.

Dem Vorbelastungsgrundsatz kann im Regelfall nur entgegen gehalten werden, dass eine andere, noch besser geeignete Trasse existiert. Dies ist insbesondere in der Rechtsprechung zur Verkehrswegeplanung anerkannt (vgl. BVerwG (1995b), S. 397; OVG Münster (2004), Rn. 43 ff.; zu der oben genannten Entscheidung des BVerwG siehe auch: VHG Mannheim (2009), S. 4408 zum Ausbau der Trassierung der Stadtbahn Karlsruhe; siehe auch BVerwG (2008), Rn. 135 zu Autobahntrassierung; BVerwG (2004), S. 100 zu Autobahntrassierung). Es gilt aber auch für den Ausbau des Elektrizitätsnetzes und wurde etwa für den Umbau einer 110 kV-Leitung zu einer für 380 kV-Leitung bestätigt (vgl. VGH Mannheim (1996), S. 92 f.).

Eine andere, besser geeignete Trasse könnte insbesondere bei umfangreichen Veränderungen im Umfeld der bestehenden Trasse in Betracht kommen, etwa hinsichtlich der Wohnbebauung oder hinsichtlich naturschutzrechtlicher Aspekte. Zu erwägen ist eine Einschränkung des Bündelungsgebotes auch, wenn die Bündelung der Leitung mit anderen linearen Infrastrukturen zu Berührungen zwischen Leitungstrasse und Wohnbebauung führen würde. In diesem Fall ist nicht fernliegend, dass eine Abweichung des Trassenverlaufs unter Umgehung der Wohnbebauung zu einer Minderung des Konfliktpotenzials führen würde. Das Bündelungsgebot sollte deshalb dahingehend geöffnet werden, dass in diesem Fall Abweichungen möglich sind.

Unter naturschutzrechtlichen Aspekten ist gleichfalls anerkannt, dass eine Parallelführung von Trassen Natur und Landschaft grundsätzlich am wenigsten belas-

tet (BVerwG (1995b), S. 396). Allerdings wird durch die Vorhabenbündelung gleichzeitig oft die Barrierewirkung verstärkt, weil Tiere den gesamten Bereich ohne Unterbrechung überwinden müssen, um auf neue Lebensräume zu stoßen. Im Einzelfall muss daher geprüft werden, ob die Parallelführung von Trassen oder eine getrennte Linienführung Natur und Landschaft weniger beeinträchtigen (SCHUMACHER / SCHUMACHER (2011), § 1 Rn. 163; MENGEL (2011), § 1 Rn. 95).

Eine Grenze des Vorbelastungsgrundsatzes bildet die Zumutbarkeit. Daher ist stets zu prüfen, ob die Bündelung einer Höchstspannungstrasse mit anderen Stromleitungen oder sonstigen linienförmigen Infrastrukturen zu einer unzumutbaren Beeinträchtigung insbesondere der betroffenen Bevölkerung führt. Dies ist allerdings nur in besonderen Ausnahmefällen denkbar und setzt voraus, dass bereits eine tiefgreifende Beeinträchtigung durch die bestehenden Infrastruktureinrichtungen vorliegt.

In den Verfahrensunterlagen zum Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle – Mecklar nimmt der Vorhabenträger die Einstufung vor, dass die Belastungswirkung einer neuen Leitung, die parallel zu einer oder zwei bestehenden Freileitungen errichtet wird, durch die Vorbelastung gemindert wird (Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Wahle – Mecklar, Niedersachsen, Band C, S. C 2-9). Hingegen führe eine Bündelung mit mehr als zwei Leitungen nicht zu einer Verringerung der Beeinträchtigungsintensität, sondern sei ähnlich wie eine Neubelastung der Raumstrukturen zu werten (Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Wahle – Mecklar, Niedersachsen, Band C, S. C 2-9). Bei der Beurteilung des Potentials für raumbedeutsame Konflikte wird entsprechend davon ausgegangen, dass bei einer Bündelung mit drei oder mehr bestehenden Freileitungen aufgrund der resultierenden künftigen Gesamtbelastung sowohl das Konfliktpotential als auch das Konfliktrisiko als sehr hoch einzustufen ist (Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Wahle – Mecklar, Niedersachsen, Band C, S. C 4.1-13 f.).

4.1.3.2.2 Gebot der Nutzung bestehender Trassen

Das Gebot der Nutzung bestehender Trassen kann sowohl bei Fortbestand der vorhandenen Leitung als auch bei deren Ersetzung Bedeutung gewinnen. Im Wesentlichen unproblematisch erscheint die Verstärkung bestehender Trassen durch Zubeseilung. Wichtig ist das Gebot der Nutzung bestehender Trassen daher vor allem für die Ersetzung älterer bzw. weniger leistungsfähiger oder sonst weniger geeigneter Stromleitungen durch neue Leitungen. Dies kann etwa die Verwendung von Hochtemperatur-Leiteseilen oder den Wechsel auf eine höhere Spannungsebene betreffen. Relevant wird das Gebot der Nutzung bestehender Trassen insbesondere für den Austausch von Freileitungen.

Grundsätzlich spricht der Vorbelastungsgrundsatz für die Nutzung der vorhandenen Trasse. Aufgrund veränderter technischer Auslegung wird der Leitungsneubau in der Regel allerdings mit Veränderungen einhergehen wie veränderten Maststandorten und veränderten Masthöhen. Insoweit können sich auch hier neue bzw. veränderte Belastungen ergeben. Diese zusätzlichen Belastungen werden aber regelmäßig geringer wiegen als die Belastungen bei Wahl einer neuen Trasse.

In technischer Hinsicht ist weiterhin zu bedenken, dass der Rückbau der vorhandenen Leitung je nach Netzauslastung häufig nicht vor Inbetriebnahme der neuen Leitung wird erfolgen können. Die Verwendung eines Provisoriums wird jedenfalls auf längeren Strecken regelmäßig ausscheiden. Insoweit sollte das Gebot zur Nutzung bestehender Trassen einen Spielraum lassen für die Errichtung einer parallelen Leitung im vorhandenen Trassenraum, ohne eine identische Trassenführung zu verlangen. In diesem Sinne sehen die Erläuterungen zum niedersächsischen Landesraumordnungsprogramm parallel verlaufende Leitungen als gemeinsame Trasse an, wenn die technisch bedingten Mindestabstände und Vorbelastungen nicht wesentlich überschritten werden (LROP Niedersachsen 2008, Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 2 und 3).

4.1.3.2.3 Bündelungsgebot

Zur Bündelung mit Höchstspannungsleitungen eignen sich insbesondere andere Stromleitungen. Wie vorstehend dargestellt, ordnen die Raumordnungspläne auf Landesebene daher vielfach explizit die Parallelführung von Stromleitungen an. Dabei kann letztlich offen bleiben, ob in diesem Fall nicht nur von einer Bündelung, sondern sogar von der Nutzung bestehender Trassen gesprochen werden kann. Wie ausgeführt, sehen die Erläuterungen zum niedersächsischen Landesraumordnungsprogramm parallel verlaufende Leitungen als gemeinsame Trasse an, wenn die technisch bedingten Mindestabstände und Vorbelastungen nicht wesentlich überschritten werden (LROP Niedersachsen 2008, Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 2 und 3).

Auch die Bündelung mit Verkehrswegen wird ausdrücklich in den Rechtsgrundlagen zum Bündelungsgebot genannt. Für die Bündelung speziell mit Fernstraßen spricht dabei, dass weniger Ortschaften als bei Bündelung mit anderen Straßen direkt betroffen sind, was in der Regel zu einem geringeren Konfliktpotential führt. Einschränkend ist für Freileitungen zu beachten, dass die Landemöglichkeiten für Rettungshubschrauber gewährleistet bleiben müssen (vgl. auch § 17f FStrG zur Planfeststellung für Einrichtungen der Unfallhilfe). Zudem dürfen gemäß § 9 Abs. 1 FStrG in einer Entfernung bis zu 40 m von Autobahnen bzw. 20 m von Bundesstraßen grundsätzlich keine Hochbauten errichtet werden, zu denen auch Freileitungen gehören. Ausnahmen von diesem Grundsatz sind allerdings mög-

lich, § 9 Abs. 8 FStrG. So kann die oberste Straßenbaubehörde im Einzelfall eine Ausnahme zulassen, wenn Gründe des Allgemeinwohls die Abweichungen erfordern. Dies kann der Fall sein bei Bauvorhaben, die im öffentlichen Interesse ausgeführt werden sollen, weil sie etwa der öffentlichen Versorgung dienen, und es vernünftigerweise geboten ist, das Vorhaben an der vorgesehenen Stelle zu verwirklichen (MARSCHALL / KASTNER (1998), § 9 FStrG Rn. 17; KODAL / KRÄMER (1999), Kapitel 28 Rn. 45.4). Bei der Abwägung mit dem Schutzgut von § 9 FStrG - der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs - muss die Errichtung der betreffenden Hochbauten im Ergebnis als deutlich vorzugswürdiger erscheinen (MARSCHALL / KASTNER (1998), § 9 FStrG Rn. 17). So kann, wenn es um den Bau einer den Belangen einer sicheren und preiswerten Energieversorgung dienenden Freileitung geht, die Abwägung ergeben, dass die Belange des Verkehrs zurückzutreten haben (vgl. HORSTMANN (2000), S. 160). Einschränkungen ergeben sich ggf. auch bei Tunnelanlagen und Unterführungen, durch die eine Freileitung nicht betriebssicher geführt werden kann.

Ähnlich den Fernstraßen zu beurteilen ist die Parallelführung mit Schienenwegen. Für die Errichtung von Hochbauten entlang von Bundesschienenwegen gilt gemäß § 9 Abs. 3 Eisenbahn-Bau- und Betriebsordnung (EBO), dass in bestimmten Bereichen des Regellichtraums eines Gleises (§ 9 Abs. 1 EBO) nur unter bestimmten Bedingungen feste Gegenstände hineinragen dürfen (etwa Rangiereinrichtungen oder Signalanlagen, wenn der Bahnbetrieb dies erfordert, sowie Einragungen bei Bauarbeiten, wenn die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen getroffen sind). Wie hoch und breit diese gedachte Umgrenzungslinie ist, errechnet sich unter Berücksichtigung der horizontalen und vertikalen Bewegungen des Fahrzeugs im Gleis, Gleislagertoleranzen und den Mindestabständen von der Oberleitung, § 9 Abs. 2 EBO. Die genauen Maße sind nach den Anlagen 2 und 3 EBO zu berechnen. Außer dieser Bestimmung und der Festlegung des Abstandes von Gleisen zueinander (§ 10 EBO) trifft die EBO selbst darüber hinaus keine Bestimmungen zu Abständen von baulichen Anlagen in der Nähe von Bahnanlagen (so auch KRAMER (2002), S. 201 Fn. 769). In den teilweise existierenden Landeseisenbahngesetzen, die Regelungen treffen für die Eisenbahninfrastruktur von Privatbahnen in den jeweiligen Bundesländern, werden hingegen zum Teil Vorgaben für Bauten in der Nähe von Bahnanlagen normiert, wie in § 5 HEisenbG und § 4 BWEisenbG. In vergleichbarer Weise wie für Hochbauten an Straßen werden hier Abstände bei gerader Streckenführung für bauliche Anlagen in einer Entfernung bis zu 50 m und bei gekrümmter Streckenführung für bauliche Anlagen in einer Entfernung bis zu 500 m zu den Schienenwegen festgelegt, die aus Gründen der Betriebssicherheit nicht unterschritten werden dürfen (§ 4 Abs. 1 BWEisenbG). Oder es wird ein Genehmigungsvorbehalt vorgesehen für Bauten, die in einem Abstand von weniger als 60 m von der Mitte des nächsten Gleises geplant sind oder liegen bzw. bei

größerem Abstand an gekrümmten Strecken eine 400 m lange Sicht auf Signale oder Schranken beeinträchtigen (§ 5 Abs. 1 HEisenbG).

Bei der Errichtung von Freileitungen parallel zu Wasserstraßen sind nicht grundsätzlich bestimmte Abstände einzuhalten. Unter Umständen bedarf es aber einer strom- und schiffahrtspolizeilichen Genehmigung gemäß § 31 Abs. 1 Nr. 2 WaStrG. Dies ist dann der Fall, wenn durch die Errichtung der Freileitung eine Beeinträchtigung des für die Schifffahrt erforderlichen Zustandes der Bundeswasserstraße oder der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu erwarten ist. Die Norm dient dazu, sicherzustellen, dass die Wasserstraße ihren aus § 5 WaStrG folgenden Widmungszweck ständig erfüllen kann (vgl. FRIESECKE (1999), § 31 Rn. 1). Bei der Parallelführung einer Freileitung am Ufer einer Wasserstraße dürften in der Regel keine Beeinträchtigungen des Schiffsverkehrs zu erwarten sein. Anders stellt es sich dar, wenn eine Freileitung die Wasserstraße kreuzt, die Leiterseile sie mithin teilweise überspannen. Hierbei muss sichergestellt werden, dass die Schifffahrt auf der Wasserstraße nicht durch zu tief hängende Leiterseile beeinträchtigt wird. Das kann geschehen, indem die strom- und schiffahrtspolizeiliche Genehmigung mit der Auflage (vgl. § 31 Abs. 4 WaStrG) erteilt wird, die Leiterseile in diesem Bereich auf besonders hohen Masten zu führen. (Ein Beispiel dafür findet sich im Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.3.4 und Abb. 1.13.) Können auch Bedingungen und Auflagen die Beeinträchtigungen nicht verhüten oder ausgleichen, darf die Genehmigung gleichwohl aus Gründen des Wohls der Allgemeinheit erteilt werden (§ 31 Abs. 5 S. 2 WaStrG).

Als lineare Infrastrukturelemente sind weiterhin Gas- und Fernwärmeleitungen, Wasserfernleitungen sowie Fernmeldeleitungen grundsätzlich zur Bündelung mit Stromleitungen geeignet.

Einschränkend gegenüber dem Bündelungsgebot wirkt der in § 2 Abs. 2 Nr. 3 S. 4 ROG normierte Schutz kritischer Infrastrukturen. Unter kritischen Infrastrukturen sind Infrastrukturen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen zu verstehen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden. Der Schutz kritischer Infrastrukturen umfasst Gefährdungen durch vorsätzliches Handeln wie Terroranschläge oder Krieg, menschliches und technisches Versagen sowie Naturereignisse wie Erdbeben und Hochwasser (Definition nach BT-Drs. 16/10292, S. 21). Um diese Gefährdungen nicht zu potenzieren, ist eine parallele Trassenführung verschiedener Infrastrukturen unter diesem Aspekt sorgfältig zu prüfen. Sie ist jedoch nicht grundsätzlich ausgeschlossen (BT-Drs. 16/10292, S. 21).

4.1.3.3 Rechtswirkungen

Die Rechtswirkungen des Gebotes der Nutzung bestehender Trassen bzw. des Bündelungsgebotes richtet sich im Ausgangspunkt nach der Ausgestaltung als Ziel oder als Grundsatz der Raumordnung. Während Ziele der Raumordnung im Planfeststellungsverfahren verbindlich („zu beachten“) sind, müssen Grundsätze in Abwägungs- und Ermessensentscheidungen „berücksichtigt“ werden, vgl. § 4 Abs. 1 ROG. Die vorstehend untersuchten Festlegungen in den Landesraumordnungsplänen sind teilweise als Grundsätze, teilweise aber auch als Ziele der Raumordnung gefasst. Jedenfalls bei der Einordnung als Grundsätze der Raumordnung bleiben daher Abweichungen von den Trassierungsregeln möglich.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass auch Ziele der Raumordnung sich überwiegend durch einen nur grobmaschigen Rahmen für die Fachplanung auszeichnen und der Fachplanungsbehörde einen Spielraum zur näheren Ausgestaltung belassen. Daher ist stets zu fragen, wie genau das Ziel der Raumordnung inhaltlich zu verstehen ist (vgl. auch ZIEKOW (2004), Rn. 590; GOPPEL (2010), § 6 Rn. 17 f.). So legt Abschn. 4.2 Ziffer 07 Satz 3 LROP Niedersachsen 2008 fest, dass der Ausbau des bestehenden Netzes unter Nutzung vorhandener Trassen Vorrang vor dem Neubau von Leitungen auf neuen Trassen hat. Selbst wenn diese Regelung als Ziel der Raumordnung gefasst ist, lässt sie jedenfalls in eingeschränktem Umfang Spielraum für Abweichungen von der bestehenden Trassenführung. Auch die Erläuterungen zu dieser Vorschrift führen aus, dass eine Nutzung vorhandener Trassen auch vorliegt, wenn nur kurze Abschnitte im Hinblick auf eine Trassenoptimierung verschwenkt werden (Erläuterungen zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 2 und 3 LROP Niedersachsen 2008).

Die behandelten Trassierungsregeln sind von erheblicher Bedeutung für die Festlegung des Trassenkorridors für den Bau von Höchstspannungsleitungen. Sie beeinflussen jedenfalls die Auswahl der näher zu prüfenden Trassenkorridoralternativen. Unter Beschleunigungsaspekten relevant ist darüber hinaus die Frage, inwieweit die Anwendung der Trassierungsregeln entscheidende Vorgaben für die Auswahl unter den betrachteten Korridoralternativen liefern können. Dem Gebot der Nutzung bestehender Trassen kann im Allgemeinen größere Bedeutung für die Festlegung des Trassenkorridors zukommen als dem Bündelungsgebot. Zusätzliche Belastungen gegenüber der vorhandenen Stromleitung werden regelmäßig nur in beschränktem Umfang eintreten, so dass der Vorbelastungsgrundsatz regelmäßig klar für die Nutzung der vorhandenen Trasse sprechen wird. Dies gilt erst recht, wenn durch die Nutzung des vorhandenen Trassenkorridors der Rückbau einer bestehenden Freileitung ermöglicht wird (BVerwG (2010), Rn. 31).

Insbesondere bei Nutzung vorhandener jüngerer Trassen, für die die Raumverträglichkeit bereits konkret geprüft worden ist, kann ggf. auch von einem gesonderten

Raumordnungsverfahren abgesehen werden. Für die im Raum Stade in enger Anlehnung an die vorhandenen Leitungen geplanten Ergänzungen im 380-kV-Höchstspannungsnetz etwa verzichtet das niedersächsische Raumordnungsrecht auf ein zusätzliches Raumordnungsverfahren. Die raumordnerische Prüfung der zu berücksichtigenden Belange erfolgt vielmehr im Planfeststellungsverfahren (Erläuterungen LROP Niedersachsen 2008, zu Abschn. 4.2 Ziffer 07 S. 1).

Größerer Prüfungsbedarf besteht bei Nutzung älterer bestehender Trassen. Insofern ist zu prüfen, welchen rechtlichen Anforderungen an eine Raumverträglichkeitsprüfung diese unterlagen und wie weit sich die Beurteilungsgrundlagen und die tatsächlichen Gegebenheiten in der Zwischenzeit geändert haben.

Das Bündelungsgebot wird demgegenüber häufig schon deshalb keine abschließende Festlegung eines Trassenkorridors erlauben, weil mehrere Infrastrukturkorridore für eine Bündelung zur Verfügung stehen. Darüber hinaus kann die Bündelung, wie oben ausgeführt, auch Bedenken aufwerfen, die ihrerseits einer näheren Prüfung bedürfen, etwa im Hinblick auf den Schutz kritischer Infrastrukturen oder bei Tunnelabschnitten.

Die Bedeutung des Bündelungsgebotes wird zudem bei Parallelführung mit anders gearteten linienförmigen Infrastrukturen – etwa Freileitungen mit Fernstraßen, Schienenwegen, Rohr- oder Telekommunikationsleitungen – entscheidend davon abhängen, inwieweit sich andersartige Auswirkungen ergeben, die bei der Genehmigung der vorhandenen Infrastrukturen nicht berücksichtigt wurden. So sind etwa die Auswirkungen auf das Landschaftsbild bei Rohr- oder Telekommunikationsleitungen völlig andere als bei einer Freileitung. Dies kann zu einer abweichenden Beurteilung der Raumverträglichkeit führen, die eine Bündelung mit der vorhandenen Infrastruktur ausschließt.

In bestimmten Fallgestaltungen kann allerdings auch dem Bündelungsgebot maßgebliche Bedeutung für die Festlegung des Trassenkorridors zukommen. Dies gilt insbesondere für die Bündelung von Freileitungen, sofern diese nicht ohnehin als Nutzung vorhandener Trassen aufgefasst werden (dazu oben Abschn. 1.4.3.2.3). So sind nach der Rechtsprechung des BVerwG alternative Streckenführungen nur in die Abwägung einzustellen, wenn sie sich aufdrängen (näher dazu unten Abschn. 5.5.3). Dies wird bei einer völligen Neutrassierung im Vergleich mit einer Orientierung an vorhandenen Stromleitungstrassen grundsätzlich nicht der Fall sein (BVerwG (2010), Rn. 30). Zudem sind die Auswirkungen der zusätzlichen Freileitung grundsätzlich vergleichbar mit den Auswirkungen der bestehenden Leitungen, so dass sich nur in eingeschränktem Umfang neue Aspekte für die Beurteilung der Raumverträglichkeit ergeben werden.

Im Falle von Erdleitungen erscheint die Raumverträglichkeit einer Bündelung mit anderen unterirdisch verlegten Leitungen (etwa Erdgas, Telekommunikation) im Grundsatz naheliegend.

4.1.3.4 Fazit

Trassierungsregeln in Form des Gebotes zur Nutzung bestehender Trassen und des Bündelungsgebotes können die Festlegung von Trassenkorridoren erleichtern. Sie sind insbesondere in Raumordnungsprogrammen verankert und finden ihre sachliche Rechtfertigung im Vorbelastungsgrundsatz. Besondere Relevanz hat das Gebot der Nutzung bestehender Trassen, das ggf. ein Raumordnungsverfahren verzichtbar machen kann. Erhebliches Gewicht hat auch der Bündelungsgrundsatz bei Bündelung mehrerer Stromleitungen, da die Auswirkungen grundsätzlich vergleichbar sind. Dagegen ist bei Bündelung anders gearteter linienförmiger Infrastrukturen grundsätzlich eine vertiefte Prüfung der Raumverträglichkeit erforderlich. Naheliegend erscheint jedoch die Bündelung von Erdkabeln mit anderen unterirdisch verlegten Leitungen (etwa Erdgas, Telekommunikation).

Empfehlungen:

1. Das Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden. Gleichzeitig sollte erläuternd klargestellt werden, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf nicht ausgeschlossen sind.
2. Ebenso sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung von Stromleitungen, ggf. verbunden mit dem Rückbau alter Leitungen, vorzunehmen ist.
3. Für Höchstspannungserdleitungen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung mit anderen unterirdisch verlegten, linienförmigen Infrastrukturen vorzunehmen ist.
4. In den drei vorstehend genannten Fallgestaltungen sollte jeweils geprüft werden, ob auf ein gesondertes Raumordnungsverfahren verzichtet werden kann.

4.1.4 Raumordnungsverfahren

4.1.4.1 Überblick

Trassenkorridore sind in einem Raumordnungsverfahren festzulegen, wenn es sich um raumbedeutsame Planungen oder Maßnahmen i.S.v. § 1 RoV handelt und die Prüfung der Raumverträglichkeit nicht anderweitig sichergestellt ist. Leitungsbauvorhaben haben in der Regel raumbedeutsame Auswirkungen. Lediglich bei sehr kleinen Vorhaben, etwa Kraftwerksanschlussleitungen von wenigen Kilometern Länge, kann die Raumbedeutsamkeit fehlen. Höchstspannungsfreileitungen

unterfallen auch § 1 S. 3 Nr. 14 RoV, so dass ein Raumordnungsverfahren im Regelfall vorgesehen ist. Erdleitungen werden hingegen von § 1 S. 3 RoV nicht erfasst und auch die hier betrachteten Bundesländer haben kein Raumordnungsverfahren nach § 1 S. 2 RoV vorgesehen. Insbesondere genügt eine pauschale Regelung zur Möglichkeit von Raumordnungsverfahren für andere raumbedeutsame Vorhaben (so etwa § 18 Abs. 1 S. 2 LPLG BW, ähnlich § 13 Abs. 2 NROG) nicht, da die § 1 S. 2 RoV zu Grunde liegende Verordnungsermächtigung nach § 23 Abs. 1 ROG nur die Bestimmung von "Planungen oder Maßnahmen" deckt, für die ein Raumordnungsverfahren durchgeführt werden soll, "wenn sie im Einzelfall raumbedeutsam sind und überörtliche Bedeutung haben". Die Planungen und Maßnahmen müssen also der Kategorie nach bestimmt sein (ähnlich RUNKEL (2010), § 23 Rn. 11). Im Ergebnis sind aber deshalb regelmäßig Raumordnungsverfahren auch für Erdleitungen durchzuführen, weil Frei- und Erdleitungsausführung als Alternativen geprüft werden (unten Abschn. 4.1.5.2).

Eine anderweitige Prüfung, die ein Raumordnungsverfahren entbehrlich macht, kommt im Falle der Festlegung von Vorranggebieten in Betracht. Aus diesem Grunde wurde etwa für die Trasse Maade – Conneforde kein Raumordnungsverfahren durchgeführt (oben Abschn. 2.1.2.3.1). Darüber hinaus können Trassierungsregeln, insbesondere das Gebot der Nutzung bestehender Trassen bzw. die Bündelung mit bestehenden Stromleitungen, ein Raumordnungsverfahren entbehrlich machen. Dies galt etwa für die im Raum Stade in enger Anlehnung an die vorhandenen Leitungen geplanten Ergänzungen im 380-kV-Höchstspannungsnetz (oben Abschn. 4.1.3.3).

Im Raumordnungsverfahren werden gemäß § 15 Abs. 1 ROG die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten geprüft, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Die Prüfung unter „überörtlichen Gesichtspunkten“ impliziert, dass in der Regel noch kein konkreter Trassenverlauf festgelegt wird. Ausdrücklich als Gegenstand der Prüfung genannt werden in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG zwar auch die vom Vorhabenträger eingeführten „Standort- oder Trassenalternativen“. Es besteht jedoch Einigkeit dahin, dass das Raumordnungsverfahren nicht die Festlegung einer konkreten Trasse bezweckt, sondern lediglich eines Trassenkorridors. Soweit ersichtlich, wird die Breite eines Trassenkorridors nicht einheitlich gehandhabt. Hinsichtlich der Breite der raumordnerischen Trassenkorridore wurden, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, Informationen von Planungsbehörden aus den Ländern eingeholt. Danach variiert die regelmäßige Breite zwischen 100 Metern (Niedersachsen), 400 – 600 Metern (Nordrhein-Westfalen), 500 Metern (Thüringen), 600 Metern (Baden-Württemberg) und 1000 Metern (Hessen). In Ausnahmefällen ist es möglich, dass der Trassenkorridor bereits in der Raumordnung so stark konkretisiert wird, dass kaum Spielraum für die Trassenfestlegung in

der Planfeststellung verbleibt. Umgekehrt wird die übliche Korridorbreite häufig bei Konfliktlagen (z.B. Naturschutz, Gewässerschutz) ausgeweitet und die Klärung des Konfliktes somit in das Planfeststellungsverfahren verschoben.

In Niedersachsen heißt das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens „landesplanerische Feststellung“, in Hessen „landesplanerische Beurteilung“, in Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg „raumordnerische Beurteilung“. Aus Gründen der sprachlichen Vereinheitlichung wird vorliegend der Begriff „raumordnerische Beurteilung“ verwandt. Dieses Ergebnis des Raumordnungsverfahrens ist als sonstiges Erfordernis der Raumordnung (§ 3 Abs. 1 Nr. 4 ROG) in nachfolgenden Abwägungs- und Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen, § 4 Abs. 1 S. 1 ROG. Dies betrifft insbesondere ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren. Innerhalb des Korridors ist grundsätzlich von der Raumverträglichkeit des Vorhabens auszugehen. Ein Überschreiten des Korridors ist in Ausnahmefällen nicht ausgeschlossen. Andere Trassenkorridore, die im Raumordnungsverfahren geprüft und deutlich ungünstiger beurteilt wurden, kommen grundsätzlich nicht mehr in Betracht.

Eine Darstellung des regelmäßigen Ablaufs eines Raumordnungsverfahrens ist als Anhang 2 angefügt. Unterschieden werden können eine Vorbereitungsphase, die insbesondere die Antragskonferenz und die Erarbeitung der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) umfasst, sowie die Durchführungsphase. Für die Durchführung des Raumordnungsverfahrens sieht § 15 Abs. 4 S. 2 ROG eine Frist von sechs Monaten nach Vorliegen der vollständigen Unterlagen vor. Diese wird in der Praxis aber häufig nicht eingehalten. Zudem ist für die Prüfung der Vollständigkeit der Unterlagen eine Frist nicht vorgesehen.

4.1.4.2 Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Häufig wird im Raumordnungsverfahren der Netzausbaubedarf für das betreffende Projekt hinterfragt. Eine Prüfung im Raumordnungsverfahren wird bislang jedoch teilweise als problematisch angesehen, weil die Bedarfsprüfung nach der Rechtslage bis zum Energiepaket 2011 im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens unter dem Merkmal der Planrechtfertigung vorzunehmen war, so dass eine Doppelprüfung mit verzögernder Wirkung drohte. Dies hat auch der Bundestag in einer Entschließung bei Einführung des EnLAG festgestellt, die die bessere Abgrenzung von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren zum Gegenstand hatte (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 8).

Der Prüfung der Planrechtfertigung kam im Energiewirtschaftsrecht besondere Bedeutung zu. Die Begründung lag in der – im Gegensatz zu den meisten anderen Infrastruktursektoren – weitgehend fehlenden allgemeinen fachlichen Bedarfsplanung auf höherer Ebene sowie in dem Umstand, dass Vorhabenträger hier re-

gelmäßig nicht die öffentliche Hand ist, sondern ein privates Unternehmen (HERMES (2010), § 43 Rn. 17b; DURNER (2004), Rn. 2525). Ein Verweis der Raumordnungsbehörde auf die Prüfung des Bedarfs im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren erscheint indes nicht aussichtsreich. Die Festlegung eines Trassenkorridors im Raumordnungsverfahren legt das Verständnis nahe, dass der Netzausbaubedarf bereits bejaht worden ist, weil der Aufwand des Raumordnungsverfahrens andernfalls kaum zu rechtfertigen ist. Die Prüfung des Netzausbaubedarfs kann daher nicht überzeugend unter Hinweis auf eine spätere Prüfung aus dem Raumordnungsverfahren ausgeschlossen werden.

Erforderlich ist stattdessen eine Vorverlegung der Bedarfsprüfung vor den Beginn des Raumordnungsverfahrens. Dieser Weg wurde mit Erstellung des EnLAG-Bedarfsplans für 24 Vorhaben besritten, bei denen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 1 Abs. 2 S. 3 EnLAG für Planfeststellung und Plangenehmigung bindend feststeht. Diese Herangehensweise ist sachangemessen. Entscheidend ist allerdings, welche Überzeugungskraft dem Ergebnis der Bedarfsprüfung beigemessen wird. Die gesetzliche Festschreibung des EnLAG-Bedarfsplans hat nicht zu der gewünschten Klärung geführt. Insbesondere im Zusammenhang mit der Thüringer Strombrücke wurde der Netzausbaubedarf auch nach Erlass des EnLAG in Anhörungen des Landesparlamentes weiterhin thematisiert (vgl. Anhang 6, Tabelle 5).

Aussichtsreich erscheint insoweit allein eine transparente und sachlich überzeugende Ermittlung des Netzausbaubedarfs. Hierfür kommt in erster Linie die Bundesnetzagentur als fachlich ausgewiesene Behörde in Betracht, wie dies nunmehr im Rahmen des Energiepaketes 2011 vorgesehen wurde (oben Abschn. 3.2). Ob eine zusätzliche Festlegung des Ergebnisses der Netzausbauermittlung in Form eines förmlichen Gesetzes entscheidend zur Akzeptanz des Ergebnisses beitragen kann, erscheint zweifelhaft. Wichtig ist jedenfalls aber die nachvollziehbare Darstellung des Ergebnisses der Bedarfsprüfung im Rahmen des Raumordnungsverfahrens. Empfehlenswert erscheint daher die Beteiligung der für die Bedarfsermittlung verantwortlichen Bundesnetzagentur am Raumordnungsverfahren. Diese müsste im Rahmen des Raumordnungsverfahrens die Ermittlung des Netzausbaubedarfs nachvollziehbar darstellen. Ein bloßer Verweis der Raumordnungsbehörde auf das Ergebnis der Bedarfsermittlung durch eine andere Behörde dürfte demgegenüber häufig nicht ausreichen, um Vertrauen in das Prüfungsergebnis herzustellen.

Empfehlungen:

1. Hinsichtlich der Prüfung des Ausbaubedarfs für die konkrete Leitung kann nicht überzeugend auf ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren verwiesen werden.

Vielmehr ist eine transparente und sachlich überzeugende Bedarfsermittlung im Vorfeld erforderlich, wie sie das Energiepaket 2011 nunmehr vorsieht.

2. Da die Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur überprüft worden ist, sollte diese den Netzausbaubedarf im Rahmen des Raumordnungsverfahrens nachvollziehbar darstellen.

4.1.4.3 Stellung des Netzbetreibers

Die im Raumordnungsverfahren zu prüfenden Korridoralternativen werden maßgeblich durch den Vorhabenträger, d.h. den Übertragungsnetzbetreiber, bestimmt. Gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 ROG sind Gegenstand der Prüfung nach Satz 2 „auch die vom Träger der Planung oder Maßnahme eingeführten Standort- oder Trassenalternativen“. Danach wird die raumordnerische Prüfung auf solche Standort- oder Trassenalternativen beschränkt, die der Vorhabenträger selbst in das Verfahren einbringt (WULFHORST (2010), § 16 UVPg Rn. 36). Es ist nicht anzunehmen, es handelte sich statt um eine solche Beschränkung vielmehr um die Eröffnung der Möglichkeit einer Erweiterung des Gegenstands der Raumverträglichkeitsprüfung durch den Vorhabenträger (so aber RAMSAUER (2004), S. 1054). Die Konjunktion „auch“ in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG bezieht sich nicht darauf, dass auch die vom Vorhabenträger eingeführten Alternativen neben denen, die durch die Behörde vorgegeben werden, zu prüfen sind. Vielmehr stellt sie eine Verbindung zum vorherigen Satz her, in dem als Gegenstand der raumordnerischen Prüfung zunächst die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen, normiert werden.

Die Raumordnungsbehörde kann grundsätzlich keine Alternativen von Amts wegen untersuchen (WULFHORST (2010), § 16 UVPg Rn. 36 m.w.N.). Sie kann aber dem Vorhabenträger einen Hinweis erteilen, eine naheliegende Alternative in das Raumordnungsverfahren einzuführen. Das Raumordnungsverfahren hat neben der Feststellung der Vereinbarkeit verschiedener Raumnutzungen die Aufgabe, raumrelevante Vorhaben aufeinander abzustimmen. Dies beinhaltet nicht nur den Abgleich mehrerer Vorhaben untereinander, sondern auch die Vorabklärung der Genehmigungschancen, indem bereits die Voraussetzungen der einzelnen fachgesetzlichen Genehmigungsverfahren in die Abwägung mit einbezogen werden (LAUTNER (1999), S. 158).

Vor diesem Hintergrund ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau der Höchstspannungsnetze grundsätzlich von privaten Vorhabenträgern durchgeführt wird. Dies wirft – stärker als bei vielen anderen Infrastrukturvorhaben – Fragen nach der Gewährleistung der Zwecke der Raumordnung auf. Dies begründet eine tendenziell

stärkere hoheitliche Prüfungsnotwendigkeit hinsichtlich der zu berücksichtigenden Korridoralternativen. Teilweise könnte diese Frage zukünftig durch die im Energiepaket 2011 vorgesehene Bedarfsplanung entschärft werden, soweit sich aus dieser Vorgaben für den Verlauf der Trassenkorridore ergeben (dazu oben Abschn. 2.3.3.2). Soweit jedoch Spielräume verbleiben, sollte die Planungsbehörde bei der Frage nach naheliegenden Korridoralternativen eine tendenziell aktivere Rolle einnehmen als in anderen Bereichen der Infrastrukturplanung. Eine gewisse Parallele findet diese Überlegung in der verstärkten Prüfung der Planrechtfertigung im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens (oben Abschn. 4.1.4.2). Zu Recht wird u.a. auf den informellen Charakter der Vorstudien des Netzbetreibers zum Trassenverlauf als eine Ursache eingeschränkter Akzeptanz in der Bevölkerung verwiesen (LEWIN (2003), S. 134, 147). Im Bereich der Bundesfachplanung (unten Abschn. 4.2) ist nunmehr zukünftig eine erweiterte Alternativenprüfung ausdrücklich vorgesehen.

Empfehlung:

Die Planungsbehörde sollte in Raumordnungsverfahren bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen eine aktivere Rolle einnehmen als in der Regel bei anderen Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger der Fall.

4.1.4.4 Öffentlichkeitsbeteiligung

4.1.4.4.1 Erforderlichkeit und Ausgestaltung

Für die Akzeptanz von Leitungsbauprojekten von erheblicher Bedeutung ist die Beteiligung der Öffentlichkeit (vgl. auch BUNDESREGIERUNG (2011), S. 1 im Rahmen einer Kleinen Anfrage). Lange war das Raumordnungsverfahren ein reines Behördenverfahren, so dass die öffentliche Diskussion über die jeweiligen Projekte häufig erst mit Einleitung des Planfeststellungsverfahrens einsetzte. Mittlerweile sieht § 15 Abs. 3 S. 3 ROG die Möglichkeit einer Öffentlichkeitsbeteiligung im Raumordnungsverfahren ausdrücklich vor.

Erforderlichkeit und Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung im Raumordnungsverfahren sind landesgesetzlich geregelt. Eine obligatorische Öffentlichkeitsbeteiligung hat u.a. in den Bundesländern Baden-Württemberg, Hessen und Niedersachsen stattzufinden (§ 19 Abs. 5 LPLG BW; § 18 LPLG HES. i.V.m. Abschn. III.2.1 HRIL-ROV; § 15 Abs. 3 NROG i.V.m. Abschn. 2.6.3 VVNROG). In Nordrhein-Westfalen ist sie durchzuführen, wenn für das Vorhaben nach Bundes- oder Landesrecht eine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht, vgl. § 32 Abs. 1 LPLG NRW.

Das Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung ist dabei in den Bundesländern, in denen es obligatorisch ist, in vergleichbarer Weise ausgestaltet (vgl. §§ 19 Abs. 5, 18 Abs. 2 und 3 LPLG BW; § 18 Abs. 6 LPLG HES. i.V.m. Abschn. III. 2.1 HRIL-ROV; § 15 Abs. 3 NROG i.V.m. Abschn. 2.6.3 VVNROG). Die erforderlichen Unterlagen werden in den Gemeinden, in denen sich das Vorhaben voraussichtlich auswirkt, einen Monat lang zur Einsicht ausgelegt. Ort und Zeit der Auslegung sind in der Regel eine Woche vorher ortsüblich bekannt zu machen. Jedermann kann sich bis zwei Wochen nach Ablauf der Auslegungsfrist bei der Gemeinde – in Hessen zusätzlich auch bei der verfahrensführenden Landesplanungsbehörde – schriftlich – in Niedersachsen zusätzlich auch zur Niederschrift und in Hessen zusätzlich auch in elektronischer Form – zu dem Vorhaben äußern. Die fristgemäß vorgebrachten Äußerungen werden der verfahrensführenden Raumordnungsbehörde zugeleitet, die sie in der raumordnerischen Beurteilung berücksichtigt.

In Nordrhein-Westfalen gelten für die Öffentlichkeitsbeteiligung die Verfahrensvorschriften des UVPG, § 32 Abs. 1 LPLG NRW i.V.m. § 1 Abs. 1 UVPG NRW i.V.m. § 9 UVPG. Das gibt die Modalitäten für die Öffentlichkeitsbeteiligung im Vergleich zu den in den anderen Bundesländern maßgeblichen Verfahrensvorschriften weniger präzise vor. So ist die Raumordnungsbehörde sowohl in der Form der Bekanntmachung der Unterlagen frei als auch in der Frage des Ortes und der Dauer der Auslegung. Informell werden in Nordrhein-Westfalen darüber hinaus auch Varianten in die Prüfung aufgenommen, die von Bürgerinitiativen oder anderen Behörden ins Spiel gebracht werden und ohne eine Berücksichtigung im Raumordnungsverfahren im Planfeststellungsverfahren ohnehin wieder aufkommen würden. Auf diese Weise bezweckt man, mit einer möglichst abwägungssicheren Vorzugstrasse ins Planfeststellungsverfahren zu gehen.

Von erheblicher Bedeutung für die zielführende Durchführung des Raumordnungsverfahrens, insbesondere zur Förderung der tatsächlichen Beteiligung der Öffentlichkeit und zur Ermittlung relevanter Informationen, ist die Form der Unterlagenbekanntmachung. Hilfreich erscheint vor allem die Bekanntmachung über das Internet. Die Bundesregierung prüft derzeit, ob in dem von ihr geplanten E-Governmentgesetz eine entsprechende Regelung aufgenommen werden soll. Diese könnte vorsehen, dass die Behörde die Dokumente auch in elektronischer Form allgemein, d.h. im Internet, zugänglich macht, wenn durch Rechtsvorschrift eine öffentliche Bekanntmachung vorgeschrieben ist (vgl. BUNDESREGIERUNG (2011), S. 6). In Hessen ist es bereits jetzt gesetzlich ausdrücklich vorgeschrieben, die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren auch auf die Internetseite der zuständigen Landesplanungsbehörde einzustellen, vgl. § 18 Abs. 6 S. 5 HS 2 LPLG HES. In Niedersachsen wurden im Rahmen eines Pilotvorhabens die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle – Mecklar im Internet bereitgestellt und darüber hinaus die Möglichkeit eröffnet, über das Internet Online-Stellungnahmen abzugeben.

Begleitend zu den gesetzlich zwingend vorgeschriebenen Verfahrensschritten ist es in Hessen ausdrücklich vorgesehen, dass die Gemeinden in eigener Zuständigkeit freiwillig zu dem betreffenden Vorhaben auch Bürgerinformationen und -anhörungen durchführen können, zu denen der Träger des Vorhabens und die verfahrensführende Landesplanungsbehörde einzuladen sind, vgl. Abschn. III. 2.1 Buchst. d HRIL-ROV. Vergleichbar mit diesen Bürgerinformationen sind die von den Übertragungsnetzbetreibern inzwischen regelmäßig zusätzlich – freiwillig – durchgeführten Informationsveranstaltungen. Dabei wird interessierten Bürgern und Vertretern der Kommunen das Vorhaben erläutert, ebenso wird das Ergebnis der Umweltuntersuchungen dargestellt. Teilweise wird durch einen Vertreter der Planungsbehörde der Ablauf des Raumordnungsverfahrens erklärt. Die Betroffenen haben die Möglichkeit, Fragen zu stellen bzw. Bedenken und Anregungen zu äußern.

4.1.4.4.2 Beurteilung

Die Öffentlichkeitsbeteiligung in ihrer konkreten Ausgestaltung soll den Betroffenen die Möglichkeit geben, etwaige Einwendungen gegen die Festlegung des Trassenkorridors sowie weitere, damit im Zusammenhang diskutierte Fragen (z.B. Ausführung als Frei- oder Erdleitung, dazu unten Abschn. 4.1.5) vorzubringen. Der Erfolg der Öffentlichkeitsbeteiligung bemisst sich daher danach, ob eine effektive Beteiligungsmöglichkeit eröffnet wird und ob diese von den Betroffenen konstruktiv genutzt wird. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die getroffene Auswahlentscheidung entweder schon objektiv nicht umfassend begründet ist, weil bestimmte Informationen der Raumordnungsbehörde nicht bekannt waren, oder dass die Entscheidung zumindest von den Betroffenen nicht als überzeugend angesehen wird. Dies hätte zur Folge, dass die Festlegung des Trassenkorridors (sowie ggf. weiterer im Raumordnungsverfahren erfolgter Beurteilungen) im Planfeststellungsverfahren erneut detailliert behandelt werden müsste. Eine solche Doppelprüfung würde dem Ziel eines zügigen Netzausbaus zuwiderlaufen.

Verschiedentlich wurde mitgeteilt, dass raumordnerisch bedeutsame Einwendungen durch die Betroffenen und insbesondere Ausführungen zur Trassenkorridorwahl häufig erst im Planfeststellungsverfahren vorgebracht werden. Maßgeblich hierfür erscheint zum einen, dass teilweise eine Fundamentalablehnung zum Ausdruck gebracht werden soll, etwa weil der Netzausbaubedarf verneint wird oder weil bei einer konstruktiven Auseinandersetzung die Möglichkeit einer Durchführung des Vorhabens als wahrscheinlicher eingestuft wird. Zum anderen ist die raumordnerische Beurteilung als solche gerichtlich nicht überprüfbar, sondern kann erst im Rahmen des Planfeststellungsbeschlusses angegriffen werden. Damit besteht aus Sicht der Betroffenen kein zwingendes Bedürfnis, Einwendungen bereits im Raumordnungsverfahren vorzubringen.

Die geschilderten Schwierigkeiten lassen sich bei Beibehaltung der – grundsätzlich zu befürwortenden Regulationsstruktur (oben Abschn. 2.3.1) – nicht vollständig beheben. Einerseits ist eine Vorabauswahl des Trassenkorridors als sinnvoll zu erachten, um eine Detailprüfung zu vieler Trassenvarianten zu vermeiden. Andererseits erscheint auch eine gesonderte gerichtliche Überprüfbarkeit der raumordnerischen Beurteilung nicht zielführend, weil sie zu einer Vervielfältigung von Gerichtsverfahren und damit letztlich zu einer erheblichen Verzögerung des Netzausbaus führen könnte.

Darüber hinaus besteht offenbar vielfach Unklarheit über den jeweiligen Verfahrensgegenstand von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. In der Konsequenz werden teilweise bereits in den Stellungnahmen zum Raumordnungsverfahren Detailfragen behandelt, die erst Gegenstand der Planfeststellung sind. Im Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle – Mecklar etwa befassten sich rund 90 % der abgegebenen Einwendungen mit gesundheitlichen Bedenken, rund 80 % mit Auswirkungen auf das Landschaftsbild/Naherholung, Tourismus und Immobilienwert und rund 70 % mit ökologischen Aspekten. Angeregt wurde etwa auch, bei der Wahl der Maststandorte nach Möglichkeit von der Bewirtschaftung ausgenommene Grundstücke wie solche mit künstlichen Grenzen (z.B. Feldwegekreuzungen) zu bevorzugen, bei unvermeidbarer Querung von Waldflächen wertvolle Waldbereiche mit Althölzern und Hohlbäumen zu meiden oder den Leitungsverlauf so zu gestalten, dass der Flugsektor einer Modellflugvereinigung erhalten bleibt (vgl. SYNOPSE WAHLE-MECKLAR (2011)).

Die Unklarheit über den jeweiligen Prüfungsgegenstand hat nicht nur zur Folge, dass möglicherweise raumordnerisch bedeutsame Einwendungen im Raumordnungsverfahren nicht vorgebracht werden. Umgekehrt besteht auch die Gefahr, dass die fehlende Auseinandersetzung mit Fragen des konkreten Trassenverlaufs, die nicht Gegenstand des Raumordnungsverfahrens sind, als Weigerung aufgefasst werden, berechnete Anliegen der Betroffenen zur Kenntnis zu nehmen. Dies kann der Akzeptanz des Leitungsbauvorhabens erheblich schaden.

Im Ergebnis können die dargestellten Schwierigkeiten nicht vollständig behoben, sondern nur gemildert werden. Ausschlaggebend hierfür erscheint das Verständnis auf Seiten der Betroffenen für die jeweiligen Gegenstände und Funktionen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Bei der Durchführung des Raumordnungsverfahrens muss daher besonderes Gewicht auf die Klärung dieser Frage gelegt werden. Dazu muss zunächst deutlich gemacht werden, dass die konstruktive Beteiligung an der Festlegung des Trassenkorridors (sowie etwaiger weiterer im Raumordnungsverfahren behandelter Beurteilungen) zielführender ist als die Zurückhaltung bis zum Planfeststellungsverfahren, weil eine Beeinflussung der Korridorwahl in diesem späten Stadium nur noch unter größeren Schwierigkeiten in Betracht kommt.

Darüber hinaus muss aber auch deutlich gemacht werden, dass Detailfragen des Trassenverlaufs (sowie sonstiger im Planfeststellungsverfahren behandelter Fragen) im weiteren Verlauf bei der Genehmigung der Leitungstrasse nicht unberücksichtigt bleiben. Hierzu könnte an die Einrichtung einer Plattform gedacht werden, auf der die im Raumordnungsverfahren eingegangenen Stellungnahmen mit Relevanz für das Planfeststellungsverfahren gesammelt und später für das Planfeststellungsverfahren zur Verfügung gestellt werden. Hilfreich, aber mit personellem Aufwand verbunden, wäre zudem die Einschaltung eines Beauftragten für Fragen des Planfeststellungsverfahrens, der bereits im Rahmen des Raumordnungsverfahrens für weiterführende Detailfragen beratend zur Verfügung steht.

Empfehlungen:

1. Im Raumordnungsverfahren muss eine effektive Beteiligungsmöglichkeit für die Betroffenen bestehen. Dies setzt insbesondere den leichten Zugang zu den Planungsunterlagen voraus.
2. Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens müssen die jeweiligen Gegenstände und Funktionen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren verdeutlicht und voneinander abgegrenzt werden. Dies kann insbesondere durch Beispielslisten von Einwendungen geschehen, die typischerweise Gegenstand des Raumordnungsverfahrens oder des Planfeststellungsverfahrens sind.
3. Verdeutlicht werden muss, dass die konstruktive Beteiligung an der Festlegung des Trassenkorridors im Raumordnungsverfahren (sowie etwaiger weiterer dort behandelter Beurteilungen) zielführender ist als die Zurückhaltung bis zum Planfeststellungsverfahren.
4. Einwendungen zu Detailfragen, die nicht Gegenstand des Raumordnungsverfahrens sind, sollten gesammelt und später für das Planfeststellungsverfahren zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich könnte ein Beauftragter für Fragen des Planfeststellungsverfahrens benannt werden, der bereits im Rahmen des Raumordnungsverfahrens beratend zur Verfügung steht.

4.1.4.5 Umweltverträglichkeitsprüfung

4.1.4.5.1 Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

Ob im Raumordnungsverfahren für ein Vorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen ist, bestimmt bundesgesetzlich zunächst § 16 Abs. 1 UVPG. Danach ist eine UVP vorgesehen, wenn das Vorhaben in Anlage 1 zum UVPG aufgeführt ist und nach den §§ 3b oder 3c UVPG einer Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegt. Dies gilt nach dem

Wortlaut des § 16 Abs. 1 UVPG aber nur, soweit durch Landesrecht nicht etwas anderes bestimmt ist. Die Möglichkeit einer landesrechtlichen Ausnahme von der UVP-Pflicht wird als problematisch, letztlich aber praktisch nicht relevant angesehen (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 24 f.). Allerdings hat Nordrhein-Westfalen eine derartige Einschränkung vorgenommen, wie in der Folge dargestellt.

Die Länder Baden-Württemberg, Hessen und Niedersachsen sehen eine obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfung vor, wenn und soweit eine UVP-Pflicht nach Bundes- oder Landesrecht besteht (vgl. §§ 18, 19 LPLG BW, § 18 LPLG HES., §§ 12 – 16 NROG). Dies schließt auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung von Vorhaben ein, bei denen dieses Erfordernis erst aufgrund einer Vorprüfung oder Kumulationsbetrachtung erwächst. In Nordrhein-Westfalen hingegen besteht die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren nach der ausdrücklichen Gesetzesbegründung zu § 32 LPLG NRW und unter ausdrücklicher Anerkennung des europarechtlichen Risikos nur dann, wenn das Vorhaben bereits ohne Vorprüfung UVP-pflichtig ist (LPLG NRW-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 93; a.A. offenbar WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 25).

Für 380-kV-Freileitungen mit einer Länge von mehr als 15 km ist in jedem der oben genannten Bundesländer eine Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren obligatorisch (vgl. § 3b Abs. 1 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG Ziffer 19.1.1.). Für solche mit einer Länge bis 15 km ist sie in Baden-Württemberg, Hessen und Niedersachsen erforderlich, wenn eine allgemeine bzw. standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalles positiv ausfällt (§ 3c S. 1 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG Ziffer 19.1.3 bzw. § 3c S. 2 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG Ziffer 19.1.4.). In Nordrhein-Westfalen gilt dies aus den oben erläuterten Gründen nicht.

Für Erdkabel lässt sich eine originäre Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren hingegen nicht feststellen. Erdleitungen sind nicht in der Anlage 1 UVPG aufgeführt, was eine Pflicht nach § 3b Abs. 1 UVPG i.V.m. Anlage 1 UVPG ausschließt. Auch § 3b Abs. 2 UVPG scheidet als Rechtsgrundlage aus, da die kumulierenden Vorhaben von derselben Art sein müssen, was bei Erdkabeln und Freileitungen nicht anzunehmen sein dürfte. Darüber hinaus scheidet das Vorliegen der nach § 3b Abs. 2 UVPG erforderlichen Voraussetzungen jedenfalls daran, dass für die kumulierenden Vorhaben jeweils die Werte für eine standortbezogene oder eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalles erreicht oder überschritten sein müssen. Für Erdkabel ist aber weder eine standortbezogene noch eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalles vorgesehen. Aus demselben Grund scheidet eine Pflicht nach § 3c UVPG aus, da dieser nur greift, wenn das Vorhaben nach Anlage 1 UVPG einer Vorprüfung des Einzelfalles unterliegt. Regelmäßig wird im Raumordnungsverfahren allerdings die Erdleitung als Alternative zur Freileitung geprüft (unten Abschn. 4.1.5.2), so dass eine UVP dennoch erfolgen wird.

Zudem besteht für Erdkabel die Pflicht zur Prüfung von raumbedeutsamen Auswirkungen auf Umweltbelange nach § 15 Abs. 1 S. 2 i.V.m. § 2 Nr. 6 ROG. In § 15 Abs. 1 S. 2 ROG heißt es, dass im Raumordnungsverfahren die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten zu prüfen sind, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Zu den Erfordernissen der Raumordnung zählen auch die Grundsätze der Raumordnung, die in § 2 Abs. 2 ROG normiert sind. § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG enthält diejenigen mit Umweltbezug. Auch wenn keine UVP-Pflichtigkeit für Erdleitungen besteht, müssen also im Raumordnungsverfahren die raumbedeutsamen Auswirkungen der Erdleitungen auf Umweltbelange geprüft werden. Allerdings schreibt § 15 Abs. 1 S. 2 i.V.m. § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG keine formalisierte Umweltverträglichkeitsprüfung vor, wie sie § 16 Abs. 1 UVPG vorsieht.

4.1.4.5.2 Verfahren der Umweltverträglichkeitsprüfung und Abschichtungswirkung

Wie die Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, regelt § 16 Abs. 1 UVPG selbst nicht. Daher kommt nach § 4 S. 1 UVPG die allgemeine Regel zur Anwendung, dass die raumordnerische Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem UVPG durchzuführen ist, soweit Landesrecht die Prüfung der Umweltverträglichkeit nicht näher bestimmt oder hinter den Anforderungen des UVPG zurückbleibt (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 27). Enthält das Landesrecht gleichlautende oder weitergehende Regelungen als das UVPG, kommen gemäß § 4 S. 2 UVPG diese zur Anwendung. Dies gilt für Nordrhein-Westfalen, da § 32 Abs. 1 S. 3 HS 2 LPLG NRW i.V.m. § 1 Abs. 1 UVPG NRW pauschal auf die Anforderungen des UVPG verweist.

Das Landesrecht von Baden-Württemberg hingegen erfüllt die Anforderungen der Vorschriften über die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren aus dem UVPG bereits deshalb nicht, weil in § 19 LPLG BW, der den Ablauf des Raumordnungsverfahrens normiert, keine § 6 Abs. 3 und 4 UVPG entsprechenden Anforderungen an die hinsichtlich der Umweltverträglichkeitsprüfung vorzulegenden Unterlagen gestellt werden. In Hessen ist dies ebenfalls nicht der Fall. Zudem ist in § 18 LPLG HES., der das Raumordnungsverfahren regelt, kein sog. Scoping im Sinne von § 5 UVPG vorgesehen, bei dem Inhalt und Umfang der raumordnerischen Umweltverträglichkeitsprüfung festgelegt werden. Auch in Niedersachsen bleiben die entsprechenden Regelungen hinter denen des UVPG zurück. Denn dort wird bspw. in § 16 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 NROG zwar vorgeschrieben, dass die landesplanerische Feststellung Angaben darüber zu enthalten hat, welche Auswirkungen das Vorhaben auf die Umwelt hat und wie diese Auswirkungen zu

bewerten sind. Nicht normiert ist aber die Verpflichtung, auch die erforderlichen Umweltschutzmaßnahmen darzustellen, wie es § 11 S. 1 UVPG vorschreibt.

In diesen Bundesländern muss daher für jeden Verfahrensschritt geprüft werden, ob er gemäß der landesrechtlichen Vorschriften durchgeführt wird – das ist, wie erläutert, nach § 4 UVPG dann der Fall, wenn diese den Anforderungen des UVPG genügen oder darüber hinaus weitergehende Anforderungen enthalten – oder ob er nach dem UVPG durchzuführen ist, das die landesrechtlichen Vorschriften überlagert, weil diese hinter ihm zurückbleiben. Im Ergebnis sind aber bei jeder Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren die Verfahrensschritte mindestens auf dem Niveau der Anforderungen des UVPG durchzuführen.

Damit besteht die Möglichkeit, von der in § 16 Abs. 2 UVPG normierten Abschichtungsregelung Gebrauch zu machen. Danach kann in dem auf das Raumordnungsverfahren nachfolgenden Planfeststellungsverfahren die Prüfung der Umweltverträglichkeit auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen des Vorhabens beschränkt werden. Diese verfahrensentlastende Wirkung tritt nur ein, wenn die im Raumordnungsverfahren erfolgende Umweltverträglichkeitsprüfung den Anforderungen des UVPG entspricht. Der Bundestag hatte in seiner Entschließung zum EnLAG die Länder ausdrücklich ersucht, von dieser Abschichtungswirkung Gebrauch zu machen (vgl. WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 8).

Um auch für die Prüfung von raumbedeutsamen Auswirkungen auf Umweltbelange durch Erdkabel eine Abschichtungswirkung i.S.v. § 16 Abs. 2 UVPG für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren erzielen zu können, ist auch hier eine qualifizierte Umweltverträglichkeitsprüfung nach Maßgabe der Anforderungen des UVPG erforderlich. Relevant ist dies insbesondere für die Teilverkabelungsabschnitte bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben. Hier sollte die Berücksichtigung raumbedeutsamer Auswirkungen der Erdleitungsabschnitte auf Umweltbelange im Raumordnungsverfahren gleichfalls im Rahmen einer qualifizierten UVP nach den formalen Anforderungen des UVPG durchgeführt werden. Damit wird auch insoweit eine Abschichtungswirkung nach § 16 Abs. 2 UVPG ermöglicht.

4.1.4.5.3 Beurteilung

Die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren verursacht erheblichen Verfahrensaufwand und verlangt – insbesondere bei Berücksichtigung saisonaler Effekte – möglicherweise einen erheblichen zusätzlichen Zeitbedarf. Daher ist zu fragen, ob sie neben der im Planfeststellungsverfahren ohnehin vorzunehmenden UVP erforderlich ist. Dies hängt u.a. davon ab, ob sich die in § 16 Abs. 2 UVPG vorgesehene Abschichtungswirkung erfolgreich verwirklichen lässt.

Grundsätzlich lassen sich die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren und die im Planfeststellungsverfahren deutlich voneinander abgrenzen. Die Umweltverträglichkeitsprüfung im Raumordnungsverfahren prüft umweltbezogene raumordnerische Auswirkungen des Vorhabens unter überörtlichen Gesichtspunkten. Die Umweltverträglichkeitsprüfung im Planfeststellungsverfahren hingegen betrachtet die kleinräumigen und fachtechnischen Details des Vorhabens (PETERS (2010), Rn. 147). Inhalt und Gegenstand beider Prüfungen sind also verschieden und ermöglichen so grundsätzlich die bezweckte Abschichtungswirkung.

Zu einem systematischen Bruch kommt es allerdings, wenn bereits im Raumordnungsverfahren kleinräumige Prüfungen notwendig werden. Dies ist etwa der Fall in Thüringen, wo bei positivem Ergebnis der Vorprüfung erheblicher Beeinträchtigungen von sogenannten Natura 2000-Gebieten (vgl. §§ 31 ff. BNatSchG) auch eine detaillierte Prüfung der Umweltverträglichkeit durch die Raumordnungsbehörde durchgeführt werden muss (vgl. § 21 Abs. 3 LPLG THÜR. i.V.m. §§ 26a, 26b NATG Thür.). Hierzu müssen abweichend von der üblichen Systematik nicht nur Trassenkorridore, sondern genaue Trassenverläufe, ggf. einschließlich einzelner Bautenstandorte, betrachtet werden. Dies kann zu erheblichen Verzögerungen führen und entspricht auch nicht der Expertise der Raumordnungsbehörde. Daher sprechen gute Gründe dafür, die Detailprüfung dem Planfeststellungsverfahren vorzubehalten.

Darüber hinaus müssen bereits aus tatsächlichen Gründen oft bestimmte im Raumordnungsverfahren behandelte naturschutzrechtliche Fragen erneut im Planfeststellungsverfahren aufgeworfen werden. Durch den häufig großen zeitlichen Abstand zwischen beiden Verfahren können sich umweltrelevante Gegebenheiten in der Zwischenzeit verändern, so dass es in der Praxis kaum vorkommt, dass bestimmte Bereiche, die in der raumordnerischen Umweltverträglichkeitsprüfung noch als bedenkenlos eingestuft wurden, nicht im anschließenden Planfeststellungsverfahren Anlass zu detaillierten erneuten Prüfungen geben.

Somit sind bestimmte naturschutzrechtliche Fragen sowohl im Raumordnungs- als auch im Planfeststellungsverfahren zu prüfen. Eine Abschichtung damit nur begrenzt möglich. Dennoch erscheint der zweistufige Verfahrensablauf mit Umweltverträglichkeitsprüfung sowohl im Raumordnungsverfahren als auch im anschließenden Planfeststellungsverfahren grundsätzlich sinnvoll. Auf diese Weise lassen sich bereits in einem frühen Verfahrensstadium wichtige Aspekte für die Festlegung der Trassenkorridore einbeziehen, um anschließend in einem darauf aufbauenden Verfahren auf einer zweiten Stufe für die erarbeitete Vorzugstrasse die Details zu ermitteln. Für dieses Vorgehen spricht auch das Frühzeitigkeitsgebot, nach dem die Umweltauswirkungen eines Projektes so früh wie möglich zu berücksichtigen sind (vgl. Abs.1 Präambel UMWELTVERTRÄG-

LICHKEITSRICHTLINIE). Das hat nicht nur den Vorteil, dass mögliche Auswirkungen auf die Umwelt bereits zu einem Zeitpunkt einbezogen werden, zu dem die Standortfrage noch beeinflussbar ist, sondern ermöglicht dem Vorhabenträger gleichzeitig, bereits in einem frühen Verfahrensstadium die wesentlichen Konfliktbereiche auszumachen (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 18 m.w.N.).

Empfehlungen:

1. Auch soweit eine formalisierte UVP im Raumordnungsverfahren nicht originär vorgeschrieben ist (Erdleitungen), ist ihre Durchführung empfehlenswert, um die Abschichtungswirkung des § 16 Abs. 2 UVPG in Anspruch nehmen zu können.
2. Die im Landesrecht teilweise vorgesehene kleinräumige Beurteilung von Umweltauswirkungen bereits im Rahmen der raumordnerischen UVP sollte überdacht werden.

4.1.5 Erdleitungen

4.1.5.1 Zulässigkeit der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene

Eine Auswahl zwischen der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung kommt in der Raumordnung nur in Betracht, wenn beide Varianten möglich sind, insbesondere die Erdleitungsvariante nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsprüfung ausgeschlossen ist.

Ausdrücklich zugelassen ist die Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene im Rahmen des § 2 EnLAG („können als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden“). Erfasst werden vier der Leitungen bzw. Leitungsabschnitte, für die gemäß Anhang zum EnLAG ein vordringlicher Bedarf besteht, als Pilotvorhaben zu Testzwecken. Zudem müssen die Voraussetzungen des § 2 Abs. 2 EnLAG, insbesondere die Beschränkung auf eine Teilverkabelung, vorliegen.

Den § 17 Abs. 2a i.V.m. § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG ist weiterhin zu entnehmen, dass die Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene für die Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungsnetzes zulässig ist. Denn § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG sieht ein Planfeststellungsverfahren auch für Erdkabel ohne Einschränkung hinsichtlich der Netzspannung vor. Die im Gesetzentwurf der Bundesregierung zunächst vorgesehene Beschränkung auf eine Nennspannung bis 150 kV (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 7) wurde auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses wieder gestrichen (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 5, 19). Ebenso kommt die Erdverkabelung für grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen außerhalb der Anbindungsleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG in Betracht, vgl. § 43 S. 1 Nr.

4 EnWG. Zur Neuregelung des § 12e Abs. 3 EnWG durch das Energiepaket 2011 vgl. unten Abschn. 4.2.2.9.

Außerhalb der genannten Projekte ist die Möglichkeit der Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene problematisch. Nach der Begründung zum EnLAG trifft dieses eine abschließende Regelung hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 18; ebenso zur Neufassung des § 2 Abs. 2 EnLAG Bericht WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6). Dies könnte nicht nur auf die Gesetzgebungskompetenz der Länder bezogen werden (dazu etwa LECHLER (2010), S. 43 ff.; HERMANN / AUSTERMANN (2010), S. 176 f.), sondern auch auf die Befugnis der Übertragungsnetzbetreiber zu einer weitergehenden Erdverkabelung. In diesem Sinne heißt es etwa in der Gesetzesbegründung zum EnLAG, § 2 Abs. 2 EnLAG regelt, unter welchen Voraussetzungen die Teilverkabelung „erfolgen darf“ (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16). Die niedersächsische Landesregierung führte aus, außerhalb dieser Pilotstrecken seien Planfeststellungsanträge für Teilverkabelungen auf der Höchstspannungsebene nicht zugelassen (NDS. POSITIONSPAPIER (2010), S. 1), die Genehmigung erfolge nach § 43 EnWG (NETZ-AUSBAUANALYSE NIEDERSACHSEN (2011), S. 7). Dies deutet auf die Annahme hin, außerhalb der vier Pilotvorhaben komme nur ein Freileitungsbau in Betracht, der nach § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG der Planfeststellung unterliegt, nicht aber eine Erdverkabelung, für die Einzelgenehmigungen erforderlich wären, weil § 43 EnWG diese Fallgestaltungen nicht erfasst.

Der abschließende Charakter ist aber jedenfalls im Hinblick auf die vorstehend angesprochene Regelung des § 17 Abs. 2a i.V.m. § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG nicht überzeugend. Wie ausgeführt, ist eine Erdverkabelung gemäß § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG für die Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungsnetzes zulässig, ohne dass Höchstspannungsleitungen ab 380 kV ausgeschlossen wären. Zwar sprach die Gesetzesbegründung zunächst von dem abschließenden Charakter der Regelung des § 2 EnLAG hinsichtlich der Verlegung von Erdkabeln mit einer Nennspannung von 380 kV (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 18). Dies war im Hinblick auf die beabsichtigte Einschränkung des § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG auf Hochspannungsleitungen mit einer Nennspannung bis 150 kV (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 7) auch konsequent. Wie ausgeführt, wurde diese Einschränkung auf Vorschlag des Wirtschaftsausschusses jedoch nicht übernommen, und zwar mit dem ausdrücklichen Hinweis, dass künftige Offshore-Anbindungsleitungen infolge der technologischen Entwicklung möglicherweise mit einer höheren Nennspannung betrieben werden könnten (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 19). Damit erfasst § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG auch 380 kV-Erdleitungen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen. Ebenso ist die Erdverkabelung auch für grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen außerhalb der Anbin-

dungsleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG nicht ausgeschlossen, vgl. § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG.

Auch außerhalb der EnLAG-Pilotvorhaben und der Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 und 4 EnWG ist fraglich, ob den gesetzlichen Regelungen, insbesondere § 2 EnLAG, ein Verbot der Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene entnommen werden kann. Gemäß § 2 Abs. 1 EnLAG „können“ die dort genannten vier Leitungen nach Maßgabe des § 2 Abs. 2 EnLAG als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, „um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen“. Ein ausdrückliches Verbot der Erdverkabelung außerhalb dieser Tatbestände ist nicht geregelt. Vielmehr sieht der Gesetzgeber Vorteile für die EnLAG-Pilotvorhaben vor, insbesondere die optionale Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens sowie die erweiterte Kostenanerkennung und einen bundesweiten Kostenausgleich im Rahmen der Anreizregulierung. Ein Verbot weitergehender Erdverkabelung könnte dem Gesetz aber möglicherweise implizit entnommen werden, insbesondere aufgrund eines Umkehrschlusses zu § 2 Abs. 1 EnLAG (d.h. andere Vorhaben „können“ nicht erdverkabelt werden) und unter Berücksichtigung der Gesetzesmaterialien (Hinweis auf abschließenden Charakter des EnLAG). In der Folge soll daher untersucht werden, ob ein solches Verständnis des § 2 EnLAG überzeugend wäre.

Bei der erforderlichen Auslegung des § 2 EnLAG ist zu berücksichtigen, dass die mit einem Verbot verbundene Einschränkung der wirtschaftlichen Handlungsfreiheit der Übertragungsnetzbetreiber durch einen Zweck gerechtfertigt sein müsste, der dem verfassungsrechtlichen Grundsatz der Verhältnismäßigkeit genügt. Das Verbot der Erdverkabelung müsste also zur Erreichung dieses Zwecks geeignet, erforderlich und angemessen sein. Entsprechend der Fassung des § 2 Abs. 1 EnLAG, der kein ausdrückliches Verbot der Erdverkabelung vorsieht, wird auch ein damit etwa verfolgter Zweck nicht ausdrücklich benannt. Eine Beurteilung kann daher nur auf die zu vermutenden Zwecke des Gesetzgebers eingehen.

Der Hinweis auf den Pilotcharakter der vier EnLAG-Vorhaben sowie auf die Gewinnung energiewirtschaftlicher Erfahrungen (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16) könnte zunächst die Überlegung nahelegen, dass die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Übertragungsnetze gewährleistet werden soll, indem die auf Höchstspannungsebene kaum erprobte Erdverkabelungstechnik untersagt und damit die Gefahr von Netzausfällen verringert wird. Eine derartige Rechtfertigung begegnet allerdings Zweifeln unter dem Gesichtspunkt der Erforderlichkeit. Da das EnLAG die Möglichkeit der Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten von vier wesentlichen Höchstspannungstrassen (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16: sehr bedeutende Leitungen für den Stromtransport in Nord-Süd-Richtung) vorsieht, ist nicht ohne weiteres ersichtlich, dass eine Erdverkabelung unter entsprechenden Voraussetzungen nicht auch auf anderen

Teilabschnitten zulässig sein könnte. Zudem steht nicht die Pflicht zur Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene in Rede, sondern lediglich die Befugnis des Netzbetreibers, im Rahmen seiner Systemverantwortung nach §§ 12 f. EnWG ggf. auch eine Erdverkabelung zu wählen. Schließlich hatte jedenfalls das Land Niedersachsen mit Erlass des niedersächsischen Erdkabelgesetzes und der Bestimmungen im Landesraumordnungsprogramm 2008 zum Ausdruck gebracht, dass es eine Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene grundsätzlich für zulässig, wenn nicht geboten hält (dazu unten 4.1.5.2.3).

Soweit der Zweck der Regelung in der Beschränkung der wirtschaftlichen Auswirkungen der Erdverkabelung, d.h. der hierdurch verursachten Mehrkosten und damit erhöhten Netzentgelten, zu sehen sein sollte, wäre ein darauf gestütztes Verbot der Erdverkabelung gleichfalls problematisch. Insoweit würde eine Beschränkung der Kostenanerkennung in der Anreizregulierung als milderer Mittel ausreichend erscheinen. Insbesondere ist jedenfalls dann kein Grund ersichtlich, die Erdverkabelung auszuschließen, wenn die anfallenden Mehrkosten von interessierter Seite übernommen werden, z.B. von Kommunen oder Unternehmen, wie dies in der Praxis vorkommt (z.B. Flughafenausbau Frankfurt/Main).

Denkbar wäre schließlich, dass ein Verbot der Erdverkabelung die Übertragungsnetzbetreiber vor weiterreichenden Ansinnen auf Erdverkabelung von politischer Seite oder von Seiten der betroffenen Anwohner und Kommunen schützen soll, da die Übertragungsnetzbetreiber sich diesen Wünschen möglicherweise nur schwer entziehen könnten. Auch ein derartiger Zweck erscheint allerdings problematisch, da die Ablehnung der Erdverkabelung bei fehlender Kostenanerkennung auch für Politik und Betroffene nachvollziehbar sein dürfte und eine derartige Regelung daher als milderer Mittel ausreicht.

Weitere Zwecke, die mit einem Verbot der Erdverkabelung erreicht werden sollen, lassen sich der Gesetzesbegründung zum EnLAG nicht entnehmen. Dies schließt zwar die Möglichkeit nicht vollständig aus, dass mit entsprechender Begründung ein Verbot weitergehender Erdverkabelung verhältnismäßig erscheinen könnte. Eine solche Beurteilung bedürfte allerdings genauer Begründung. In der Literatur ist zudem auf weitere Gesichtspunkte hingewiesen worden, die ein Verbot der Erdverkabelung problematisch erscheinen lassen. Das ansonsten durch zunehmenden Wettbewerb geprägte Energierecht solle auch im Bereich der Erdverkabelung die Marktteilnehmer in den Mittelpunkt stellen und nicht die für den Netzausbau zuständigen Unternehmen einschränken. Für die Zulässigkeit der Erdverkabelung sprächen im Ergebnis auch das Grundrecht auf Leben und körperliche Unversehrtheit nach Art. 2 Abs. 2 S. 1 GG, die Staatszielbestimmung des § 20a GG (Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen und der Tiere) sowie der Aspekt der Konfliktminimierung im Raumordnungsrecht (HERMANN / AUSTERMANN (2010), S. 177 ff.).

Nach den vorstehenden Überlegungen erscheint im Ergebnis die Auffassung nahe-liegender, dass eine Erdverkabelung außerhalb der vier EnLAG-Pilotvorhaben und der Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 und 4 EnWG nicht von vornherein ausgeschlos-sen ist. Es entfällt lediglich die Anwendung bestimmter rechtlich vorteilhafter Re-gelungen, die der Gesetzgeber nur für die vorstehend genannten Fallgestaltungen vorgesehen hat. Dies sind insbesondere:

- Möglichkeit des Planfeststellungsverfahrens auch für den Erdleitungsab-schnitt,
- ausdrückliche Anerkennung der Möglichkeit zur Genehmigung eines Inves-titionsbudgets,
- Anerkennung der Mehrkosten für Erdverkabelung als dauerhaft nicht beein-flussbare Kostenanteile in der Anreizregulierung auch außerhalb eines In-vestitionsbudgets (bei § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG nicht vorgesehen),
- bundesweiter Ausgleich der Netzausbaukosten (bei EnLAG-Pilotvorhaben be-schränkt auf die Mehrkosten für die Erdverkabelung, bei § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG nicht vorgesehen).

Insbesondere die Kostenanerkennung im Rahmen der Anreizregulierung ist daher stark eingeschränkt. Dies schließt für sich betrachtet aber nicht die Zulässigkeit der Erdverkabelung aus, sondern macht nur deren Realisierung praktisch weniger wahrscheinlich. Ebenso erschwert auch die fehlende Möglichkeit eines Plan-feststellungsverfahrens zwar die Durchführung einer Erdverkabelung, macht diese aber nicht von vornherein unzulässig.

4.1.5.2 Regelung im Rahmen der Raumordnung

4.1.5.2.1 Bezug zur Raumordnung

Die Entscheidung zwischen Frei- oder Erdleitungen kann Auswirkungen auf die Raumnutzung haben, die eine Verbindung zum Raumordnungsrecht begründen. Dies betrifft zum einen den Trassenverlauf, der bei Frei- oder Erdleitung unter-schiedlich ausfallen kann. Zum anderen entstehen im Falle von Frei- oder Erdlei-tungen unterschiedliche Betroffenheiten, die zu unterschiedlichen Beurteilungen im Hinblick auf bestimmte Raumnutzungen führen können. So sind unterschied-liche Umweltauswirkungen zu erwarten. Unterschiedliche Restriktionen können sich auch etwa hinsichtlich landwirtschaftlicher Nutzung, Flughafenbau oder Rohstoffgewinnung ergeben und erhebliche Auswirkungen bereits auf raumordnerischer Ebene haben. Insbesondere Niedersachsen trifft deshalb im Rahmen seines Raumordnungsrechts Regelungen zur Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen.

4.1.5.2.2 Regelungspraxis

Derzeit sieht das niedersächsische Raumordnungsrecht bei Siedlungsannäherung wie auch im Falle der Querung von Landschaftsschutzgebieten eine Pflicht zur Erdverkabelung vor (Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 6-9 LROP Niedersachsen 2008). Hiermit sollen Ziele der Raumordnung festgelegt werden, die gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 ROG von der Genehmigungsbehörde (i.d.R. Planfeststellungsbehörde) bei ihrer Entscheidung zu beachten sind (näher unten Abschn. 4.1.5.2.3). Dementsprechend wird in Niedersachsen in den Unterlagen für das Raumordnungsverfahren eine detaillierte Auseinandersetzung mit möglichen Verkabelungsabschnitten gefordert.

Nordrhein-Westfalen hingegen verlangt vom Vorhabenträger eine solche Auseinandersetzung im Raumordnungsverfahren nicht. Allerdings empfiehlt die Planungsbehörde in ihrer raumordnerischen Beurteilung ggf. bei siedlungs- und naturschutzrechtlich sensiblen Bereichen eine Verkabelung, um zu dokumentieren, dass die bei einer Ausführung als Freileitung ggf. entstehenden Probleme an der Stelle beherrschbar sind.

In der Schweiz ist die Entscheidung, ob eine 240/400 kV-Leitung als Freileitung zu führen ist oder (ggf. auch nur auf Teilabschnitten) verkabelt werden soll, bereits so früh wie möglich abschließend zu treffen. Maßgebliches Verfahren ist damit das Verfahren zur Festsetzung des Leitungsbauprojekts im (Bundes-)Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL-Verfahren). Das SÜL-Verfahren hat zum Ziel, den Leitungsbaubedarf und die Korridorvarianten von Starkstromleitungen zu beurteilen, Konflikte auf übergeordneter Stufe aufzudecken und zu bereinigen, den am besten geeigneten Korridor für geplante Leitungsbauvorhaben zu bestimmen und durch Koordination mit anderen Nutzungen (vor allem Verkehr, Siedlung, Landschaft) das bestehende schweizerische Übertragungsnetz zu optimieren. Es entspricht damit dem deutschen Raumordnungsverfahren. Begründet wird die frühe Entscheidungsfindung damit, dass sogenannte no go's bereits im SÜL-Verfahren erkannt werden und zu Projektvarianten führen sollen. Zur Beurteilung der Verkabelungsfrage wird ein standardisiertes Schema angewendet (MERKER (2010), S. 60).

4.1.5.2.3 Die Regelung des niedersächsischen LROP

Die Regelung des niedersächsischen Raumordnungsrechts, die bei Siedlungsannäherung wie auch im Falle von Landschaftsschutzgebieten die Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung vorsieht (Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 6-9 LROP Niedersachsen 2008), ist problematisch. Dies betrifft sowohl die Festlegung eines derartigen Ziels der Raumordnung als auch dessen Beachtlichkeit im nachfolgenden Genehmigungsverfahren (insbesondere Planfeststellungsverfahren). Zusätzliche Schwierig-

keiten bereitet die Vereinbarkeit mit bundesrechtlichen Vorgaben, insbesondere zur beschränkten Erdverkabelung nach § 2 EnLAG und zur Kostenanerkennung nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

4.1.5.2.3.1 Begründung des niedersächsischen LROP

Die niedersächsische Regelung stützt sich in Fällen der Siedlungsannäherung auf die Überlegung, dass der raumordnerische Auftrag zum Interessenausgleich und zur Konfliktminimierung zwischen Siedlungsstruktur, Infrastruktur und Freiraumschutz auf eine großräumige Betrachtung abzielt und insoweit über das Fachrecht hinausgehen kann. Bei Wohngebäuden im Außenbereich sei im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit der Abstandsregelung von 200 m im Einzelfall zu prüfen, ob ein gleichwertiger vorsorgender Schutz der Gesundheit und der Wohnumfeldqualitäten auch gewährleistet werden kann, wenn der Abstand in besonders gelagerten Einzelfällen geringfügig unterschritten wird (z.B. wegen topographischer Besonderheiten). Die Möglichkeiten eines Zielabweichungsverfahrens für atypische Einzelfälle, die bei der Festlegung der Mindestabstände nicht gesehen wurden, bleiben unberührt (Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 6-8 LROP Niedersachsen 2008).

Im Hinblick auf den Natur- und Landschaftsschutz wird eine Regelung für Naturschutzgebiete und Natura-2000-Gebiete als verzichtbar angesehen, da diese bereits aufgrund fachspezifischer naturschutzrechtlicher Regelungen so stark geschützt seien, dass eine Verlegung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen grundsätzlich nicht in Betracht komme. Für Landschaftsschutzgebiete wird eine Regelung hingegen wegen des geringeren fachrechtlichen Schutzes für erforderlich gehalten. Die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungen widerspreche der besonderen Funktion der Landschaftsschutzgebiete für das Landschaftserleben sowie für Freizeit und Erholung in der Landschaft. Als möglich angesehen werden wiederum Zielabweichungsverfahren für atypische Einzelfälle (Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Satz 9 LROP Niedersachsen 2008).

Die beschreibende Darstellung im Landesraumordnungsprogramm macht durch die Verwendung von Fettdruck (zur dessen Bedeutung vgl. LROP Niedersachsen 2008 Anlage 1 S. 3) deutlich, dass die Erdverkabelung bei Unterschreitung der Abstände zur Wohnbebauung bzw. bei Querung eines Landschaftsschutzgebietes als Ziel der Raumordnung verstanden wird und damit bindend für die Genehmigungsbehörde sein soll. Dem entspricht die präzise Normierung der Vorgaben (Abstände bzw. Querung eines Landschaftsschutzgebietes) und etwaiger Ausnahmen (gleichwertiger Schutz im Außenbereich). Dementsprechend verweisen die dargestellten Erläuterungen auf die Möglichkeit von Zielabweichungsverfahren.

4.1.5.2.3.2 Anerkennung als Ziel der Raumordnung?

Eine Vorgabe der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung begegnet Bedenken. Für die Fälle der Siedlungsannäherung ist zu bedenken, dass bei der raumordnungsrechtlichen Beurteilung neben dem Schutz der Siedlungsgebiete auch die Nutzungsinteressen in den sonstigen berührten Gebieten einbezogen werden müssen. Die Erdverkabelung muss angesichts ihrer andersartigen Auswirkungen aber nicht stets die vorzugswürdige Variante sein. Die Begründung spricht daher auch ausdrücklich die Möglichkeit eines gleichwertigen Schutzes im Außenbereich sowie von Zielabweichungsverfahren an. Für Landschaftsschutzgebiete ist die Vorgabe der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung angesichts ihrer Ausdehnung mit 20,3 % der Landesfläche Niedersachsens (vgl. Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Satz 9 LROP Niedersachsen 2008) besonders problematisch. Auch hier wird ausdrücklich die Möglichkeit von Zielabweichungsverfahren angesprochen.

Darüber hinaus wirft die Festlegung der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung insbesondere in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht Fragen auf. Diese gewinnen aufgrund einer systematischen Betrachtung besondere Relevanz. Die Regelung des Abschn. 4.2 Ziffer 07 Satz 5 LROP Niedersachsen 2008 sieht Ausnahmen von der Erdverkabelung insbesondere dann vor, wenn die unterirdische Verlegung nicht dem Stand der Technik entspricht oder wirtschaftlich nicht vertretbar ist. Nach der Begründung kann die wirtschaftliche Vertretbarkeit insbesondere dann fehlen, wenn die Mehrkosten für unterirdische Übertragungssysteme vom Netzbetreiber nicht auf die Netzgebühren umgelegt werden können (Erläuterungen zu Ziff. 4.2 Nr. 07 Sätze 4 und 5 LROP Niedersachsen 2008). Die genannten Ausnahmen sollen lediglich für Fälle der Siedlungsannäherung oder der Querung von Landschaftsschutzgebieten keine Anwendung finden. Es ist aber nicht ohne Weiteres ersichtlich, dass die Aspekte der technischen Zuverlässigkeit und der Anerkennungsfähigkeit der Mehrkosten in diesen Fällen so stark zurücktreten, dass der Erdverkabelung stets der Vorrang einzuräumen ist.

Vor diesem Hintergrund ist weiter zu berücksichtigen, dass die abschließende Entscheidung über die Ausführung einer Höchstspannungsleitung als Erdleitung Aufgabe der Genehmigungsbehörde ist. Diese hat nach § 4 Abs. 1 S. 1 ROG die Ziele der Raumordnung „zu beachten“. Dies gilt auch für Planfeststellungsverfahren (oder Plangenehmigungsverfahren) hinsichtlich der Zulässigkeit raumbedeutsamer Planungen oder Maßnahmen von Personen des Privatrechts, also auch privater Netzbetreiber (vgl. § 4 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 ROG). Damit dürfen Leitungsvorhaben nicht planfestgestellt werden, die den Zielen des niedersächsischen Raumordnungsrechts widersprechen. Die Planfeststellungsbehörde hätte damit grundsätzlich keine Möglichkeit, die Ausführung als Freileitung zu genehmigen, außer im Falle eines Zielabweichungsverfahrens oder bei Unwirksamkeit der Zielfestlegung.

In der Literatur wird insoweit hervorgehoben, dass der Charakter einer raumordnerischen Festlegung als Ziel der Raumordnung nicht allein auf die Erklärung des Planungsträgers gestützt werden kann, sondern anhand der materiellen Kriterien des § 3 Nr. 2 ROG ermittelt werden muss (ZIEKOW (2004), Rn. 588). Danach muss es sich um eine verbindliche Vorgabe in Form von räumlich und sachlich bestimmten oder bestimmbar, vom Träger der Raumordnung abschließend abgewogenen textlichen oder zeichnerischen Festlegungen in Raumordnungsplänen handeln. § 7 Abs. 2 ROG bestimmt insoweit, dass bei der Aufstellung der Raumordnungspläne die öffentlichen und privaten Belange, soweit sie auf der jeweiligen Planungsebene erkennbar und von Bedeutung sind, gegeneinander und untereinander abzuwägen sind und dass bei der Festlegung von Zielen der Raumordnung abschließend abzuwägen ist.

Zweifel an dem abschließenden Charakter der Abwägung könnten hier die oben genannten Bedenken gegen die Verankerung der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung begründen, insbesondere der systematische Zusammenhang mit der in Abschn. 4.2 Ziffer 07 Satz 5 LROP Niedersachsen 2008 grundsätzlich anerkannten Relevanz des Standes der Technik und der wirtschaftlichen Vertretbarkeit. Auch unabhängig von der grundsätzlichen Anerkennung eines Zieles der Raumordnung sind Auslegungszweifel jedenfalls insoweit zu berücksichtigen, als sie einen weitergehenden Spielraum für die Planfeststellungsbehörde eröffnen können (vgl. auch GOPPEL (2010), § 6 Rn. 17 f.). Generell zeichnen sich Ziele der Raumordnung überwiegend durch einen nur grobmaschigen Rahmen für die Fachplanung aus (ZIEKOW (2004), Rn. 590). Insoweit bestehen Zweifel, ob die Erdverkabelung unter den genannten Voraussetzungen (Unterschreitung der Abstände, Querung eines Landschaftsschutzgebietes) stets als Ziel der Raumordnung anzusehen ist.

Zudem sind die bundesrechtlichen Vorgaben zur Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen zu beachten, insbesondere die Regelungen des EnLAG und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Auf bundesrechtlicher Ebene ist die Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene bewusst restriktiv ausgestaltet und nur im Zusammenhang mit der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen (§ 17 Abs. 2a, § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG) und als Teilverkabelung für die vier EnLAG-Pilotvorhaben bei Siedlungsannäherung (§ 2 EnLAG) vorgesehen. Für die Querung von Landschaftsschutzgebieten beschränkt sich die Regelung der Erdverkabelung auf die Rennsteig-Trasse und ist für niedersächsische Landschaftsschutzgebiete überhaupt nicht vorgesehen.

Wie ausgeführt, schließt die restriktive Fassung der genannten Vorschriften die Erdverkabelung auf anderen Streckenabschnitten zwar nicht aus (oben Abschn. 4.1.5.1). Wohl aber bestehen Bedenken gegen eine generelle Ausweitung der Erdverkabelungspflicht kraft Landes-Raumordnungsrecht, insbesondere auch außer-

halb der vier EnLAG-Pilotvorhaben und in sämtlichen Landschaftsschutzgebieten. Insoweit gerät die raumordnungsrechtliche Kompetenz des Landes (Abweichungsgesetzgebung nach Art. 72 Abs. 3 Nr. 4, 74 Abs. 1 Nr. 31 GG) in Konflikt mit der energiewirtschaftlichen Kompetenz des Bundes nach Art. 72 Abs. 2, 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (WEYER (2009a), S. 215). Hierbei ist zu beachten, dass Raumordnungsrecht nicht genutzt werden darf, um Ziele des Energiewirtschaftsrechts – anstelle von Zielen des Raumordnungsrechts – festzulegen (HOPPE (2001), S.84; vgl. auch ZIEKOW (2004), Rn. 591).

Jedenfalls aber entfallen bestimmte Vorteile wie insbesondere die gesicherte Anerkennung der Mehrkosten der Erdverkabelung in der Anreizregulierung. Insoweit ist nicht ersichtlich, dass die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde die Mehrkosten der Erdverkabelung außerhalb der bundesgesetzlich geregelten Fälle stets anerkennen könnte oder gar müsste (zur Anerkennungsfähigkeit näher unten Abschn. 6.3). Vielmehr erscheint es aus energiewirtschaftsrechtlicher Sicht zulässig, die Mehrkosten der Erdverkabelung nur in eingeschränktem Umfang anzuerkennen. Dies gilt umso mehr, wenn und weil die Kostenwirkungen sich nicht auf Niedersachsen beschränken, sondern alle Netznutzer der jeweiligen Regelzone (hier: TenneT) treffen, also etwa auch in Hessen oder Bayern. Im Ergebnis erscheint es argumentativ kaum darstellbar, die Genehmigungsfähigkeit eines Leitungsvorhabens in Teilabschnitten auf die Variante der Erdverkabelung zu beschränken, wenn der Netzbetreiber die resultierenden Mehrkosten nicht auf die Netzkosten umlegen darf. Im Übrigen kann eine bundesweite Kostenumlage, wie sie in den gesetzlich geregelten Fällen (Offshore-Anbindungen, EnLAG-Pilotvorhaben) vorgesehen ist, unstrittig nicht durch niedersächsisches Landesrecht begründet werden.

Vor diesem Hintergrund erscheint es naheliegend, die Vorgaben des niedersächsischen Raumordnungsrechts zur Erdverkabelung entweder nicht als Ziele der Raumordnung anzusehen oder aber der Planfeststellungsbehörde einen weitergehenden Spielraum zur Ausgestaltung des Ziels unter Zulassung der Freileitungsvariante einzuräumen.

4.1.5.2.4 Fazit

Aufgrund der aufgezeigten raumordnerischen Auswirkungen der Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung sollte die Frage der Erdverkabelung bereits auf der Ebene der Raumordnung in die Betrachtung einbezogen werden, sofern diese Frage nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung geregelt worden ist. Dies bedeutet jedoch nicht, dass bereits auf der Ebene der Raumordnung eine abschließende Entscheidung getroffen werden sollte. Eine generelle Regelung zu Erdverkabelungsabschnitten auf der Ebene der Raumordnung begegnet Bedenken,

weil eine abschließende Abwägung der öffentlichen und privaten Belange in aller Regel noch nicht möglich ist. Jedenfalls auf der folgenden Ebene des Genehmigungsverfahrens müssen zudem weitere Gesichtspunkte berücksichtigt werden und können zu einer abweichenden Entscheidung führen. Dies betrifft insbesondere die (fehlende) Kostenanerkennung in der Anreizregulierung und die Restriktionen des Einsatzes von Erdleitungen, die sich auf bundesrechtlicher Ebene für den Ausbau der Höchstspannungsnetze ergeben.

Die raumordnerische Beurteilung sollte aber zu der Frage Stellung nehmen, ob an den für eine Erdverkabelung in Frage kommenden Abschnitten des Trassenkorridors sowohl Freileitungen als auch Erdleitungen raumordnerisch möglich wären. Damit wird sichergestellt, dass die Genehmigungsbehörde – bei Entscheidung für eine andere technische Ausführung als von der Raumordnungsbehörde zu Grunde gelegt – die Festlegung des Trassenkorridors nicht erneut in Frage stellen muss.

Empfehlungen:

1. Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stellung nehmen.
2. Eine abschließende Auswahlentscheidung für Erdverkabelung auf der Ebene der Raumordnung ist sehr problematisch.

4.1.5.3 Verfahrensunterlagen

Wenn die Frage der Erdverkabelung auf der Raumordnungsebene geprüft werden sollte, ist zu erwägen, ob und inwieweit der Vorhabenträger rechtlich verpflichtet ist, sich mit der Verkabelung in den Verfahrensunterlagen auseinandersetzen.

Die Anforderungen an die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren finden sich in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG. Dort heißt es, Gegenstand der Prüfung nach Satz 2 seien auch die vom Träger der Planung oder Maßnahme eingeführten Standort- oder Trassenalternativen. Danach wird die raumordnerische Prüfung auf solche Standort- oder Trassenalternativen beschränkt, die der Vorhabenträger selbst in das Verfahren einbringt. Die Raumordnungsbehörde kann grundsätzlich keine Alternativen von Amts wegen untersuchen. Sie kann aber dem Vorhabenträger einen Hinweis erteilen, eine naheliegende Alternative in das Raumordnungsverfahren einzuführen. Das Raumordnungsverfahren hat neben der Feststellung der Vereinbarkeit verschiedener Raumnutzungen die Aufgabe, raumrelevante Vorhaben aufeinander abzustimmen. Dies beinhaltet nicht nur den Abgleich mehrerer

Vorhaben untereinander, sondern auch die Vorabklärung der Genehmigungschancen, indem bereits die Voraussetzungen der einzelnen fachgesetzlichen Genehmigungsverfahren in die Abwägung mit einbezogen werden (dazu oben 4.1.4.3).

Fachgesetzlich wird die Genehmigung von Erdverkabelungsabschnitten in erster Linie vom EnLAG geprägt. Mit den EnLAG-Pilotvorhaben soll Teilerdverkabelung auf Höchstspannungsebene erprobt werden. Die geplante Trasse muss also in den Bereichen, in denen möglicherweise die Voraussetzungen für eine Erdverkabelung nach dem EnLAG erfüllt sein könnten, auf raumordnerischer Ebene auch als Teilerdverkabelung mit den Erfordernissen der Raumordnung übereinstimmen. Daher ist die Variante einer kombinierten Frei- und Erdleitungstrasse eine bei den EnLAG-Pilotvorhaben ernsthaft in Betracht kommende vernünftige Alternative, die vom Vorhabenträger zwingend in die Unterlagen für das Raumordnungsverfahren einzubeziehen ist. Weigert sich der Vorhabenträger trotz eines entsprechenden Hinweises der Raumordnungsbehörde, diese Alternative in das Raumordnungsverfahren einzuführen, so riskiert er erhebliche Verzögerungen und, da das nachfolgende Planfeststellungsverfahren eine Alternativenprüfung verlangt, sogar eine ablehnende Zulassungsentscheidung (WULFHORST (2010), § 16 UVPG Rn. 36). Dies ist vergleichbar mit dem oben angesprochenen Schweizer Modell. Danach muss der Vorhabenträger für Schutz- und Siedlungsgebiete in der Regel immer beide Leitungsbauvarianten ernsthaft entwickeln; andernfalls kann die Festsetzung des Leitungsbauprojekts im (Bundes-) Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) vorab verweigert werden (MERKER (2010), S. 61).

Nach der EnLAG-Änderung 2011 kann die zuständige Genehmigungsbehörde vom Netzbetreiber verlangen, eine Teilerdverkabelung bei den Pilotvorhaben vorzunehmen. Für das Raumordnungsverfahren kann hieraus allerdings noch keine Pflicht zur Vorlage entsprechender Verfahrensunterlagen abgeleitet werden, da die Planungsbehörde im Raumordnungsverfahren nicht an Stelle der Genehmigungsbehörde eine Erdverkabelung verlangen kann. Allerdings macht diese Regelung nochmals deutlicher, dass der Netzbetreiber sich bei geeigneten Abschnitten mit der Verkabelung in den Verfahrensunterlagen auseinandersetzen muss.

4.2 Energiepaket 2011: Bundesfachplanung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen

Das Energiepaket 2011 führt für Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend und grenzüberschreitend gekennzeichnet sind, eine Bundesfachplanung zur Bestimmung der Trassenkorridore ein. Diese ersetzt die bislang geltende Bestimmung im Wege der Raumordnung.

4.2.1 Grundsätzliche Bewertung der Bundesfachplanung

4.2.1.1 Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff.

NABEG

Der Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG erfasst grundsätzlich alle Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Ausgenommen und somit nicht Gegenstand der Bundesfachplanung sind ungeachtet eines länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Verlaufs die Vorhaben, die im EnLAG aufgeführt sind, § 2 Abs. 4 NABEG. Die überwiegend bereits laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren für diese Leitungen sollen nach dem Willen des Gesetzgebers ohne Verzögerungen durch die neuen Regelungen des NABEG durch die Landesbehörden zügig zu Ende geführt werden (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 23).

Der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG unterfallen gemäß § 2 Abs. 1 und § 4 S. 1 NABEG allerdings nur Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend "gekennzeichnet" sind. Welche Einschränkungen sich hieraus ergeben, lässt sich nicht zweifelsfrei bestimmen. Zum einen könnte die Ausnahme für EnLAG-Vorhaben nach § 2 Abs. 4 NABEG einen Verzicht auf die Kennzeichnung dieser Leitungen im Bundesbedarfsplangesetz nahelegen, um die Nichtanwendbarkeit des NABEG deutlich zu machen. Allerdings scheint der Verzicht auf eine Kennzeichnung nicht mit der Kennzeichnungsvorgabe des § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG vereinbar zu sein, die allgemein alle länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen erfasst.

Zum anderen könnten insbesondere die Höchstspannungsleitungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone von der Kennzeichnung auszunehmen sein. Für die Offshore-Anbindungsleitungen sieht § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG eine Kennzeichnungspflicht gesondert vor, die sich nicht auf Höchstspannungsleitungen beschränkt, so dass sie möglicherweise von der Kategorie "länderübergreifend und grenzüberschreitend" zu trennen sind. In der Sache ergeben sich Unterschiede aufgrund der für die Ausschließliche Wirtschaftszone bestehenden Raumordnungspläne des Bundes (oben Abschn. 2.1.2.2). Zudem ist gemäß § 17 Abs. 2a und 2b EnWG jährlich ein spezieller Offshore-Netzplan durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern zu erstellen, der nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG insbesondere Trassenfestlegungen für die Anbindungsleitungen von Offshore-Anlagen, aber auch grenzüberschreitende Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander

enthalten soll. Dies legt bereits aufgrund der abweichenden Zuständigkeitsregelung nahe, diese Leitungen vom Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach § 4 ff. NABEG und dem Bundesnetzplan nach § 17 NABEG auszunehmen.

Im Ergebnis liegt nahe, dass der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG alle länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen unterfallen, soweit sie nicht im EnLAG-Bedarfsplan enthalten sind oder in der Ausschließlichen Wirtschaftszone liegen. Ein Ermessen, welche dieser Leitungen im Bundesbedarfsplan als länderübergreifende oder grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen gekennzeichnet werden sollen, dürfte angesichts der Regelung des § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG nicht bestehen, auch wenn derartige Vorhaben im Einzelfall möglicherweise nicht von herausgehobener Bedeutung sind.

4.2.1.2 Vorzüge einer Bundesfachplanung von Trassenkorridoren

Die bislang durchgeführte Landesplanung von Trassenkorridoren kann Schwierigkeiten bereiten, wenn es sich um Vorhaben mit länderübergreifender Bedeutung handelt. In diesen Fällen könnte eine Bundesplanung vorzugswürdig erscheinen.

Der länderübergreifende Charakter kann sich insbesondere daraus ergeben, dass ein Leitungsprojekt durch mehrere Bundesländer verläuft. Die angedachte Schaffung eines Overlay-Netzes macht diese Planungsdimension besonders deutlich. Aber bereits derzeit gibt es eine größere Anzahl von Beispielen. In Deutschland erfordern derzeit insbesondere drei der vier EnLAG-Erdkabelpilotvorhaben eine länderübergreifende Abstimmung. Es handelt sich zum einen um die als Thüringer Strombrücke bezeichnete Leitung von Bad Lauchstädt in Sachsen-Anhalt über Vieselbach in Thüringen und über Redwitz in Bayern weiter in den Raum Schweinfurt. Zu nennen ist weiter die Trasse Diele – Niederrhein, die von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen führt. Schließlich verläuft die Trasse Wahle – Mecklar durch Niedersachsen und Hessen.

Probleme, die bei den laufenden Verfahren aufgetreten sind und durch eine Festlegung der Trassenkorridore auf Bundesebene möglicherweise hätten behoben werden können, lassen sich exemplarisch anhand der Thüringer Strombrücke aufzeigen. Das Vorhandensein zweier möglicher Übergabepunkte zwischen Thüringen und Bayern führte dazu, dass sich Verzögerungen in Thüringen auf die Verfahren in Bayern übertrugen. Dort wurde wegen der zwei in Frage kommenden Übergabepunkte mit dem Beginn des Planfeststellungsverfahrens auf das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens in Thüringen gewartet (vgl. Anhang 6, Tabellen 4 und 5). In anderen Verfahren, etwa bei der Leitung Wahle – Mecklar, wurden geringere Probleme gesehen (vgl. Anhang 6 Tabellen 9 und 10).

Dies macht deutlich, dass über die Festlegung der Anfangs- und Endpunkte einer Trasse hinaus, wie sie der EnLAG-Bedarfsplan lediglich normiert, die zusätzliche Festlegung zumindest der Übergabepunkte zwischen den Ländern eine verfahrensbeschleunigende Wirkung haben kann. Im Falle der Thüringer Strombrücke trat die Problemstellung sogar noch weniger scharf hervor, weil im bayerischen Raumordnungsverfahren zwei alternative Trassenkorridore als vergleichbar geeignet beurteilt wurden und damit die Fortführung des Trassenkorridors in Thüringen jedenfalls möglich erschien. Noch schwieriger würde sich die Sachlage in dem hypothetischen Fall gestalten, dass der im einen Bundesland als vorzugswürdig angesehene Trassenkorridor an einem anderen Übergabepunkt endet als der im angrenzenden Bundesland als vorzugswürdig ermittelte Korridor.

Daneben spricht für eine bundesweite Festlegung von Trassenkorridoren die Möglichkeit einer länderübergreifenden Alternativenprüfung. Die raumordnerische Beurteilung auf Landesebene hat zur regelmäßigen Folge, dass Trassenkorridore in anderen Bundesländern keine Berücksichtigung finden. Zudem besteht die Gefahr, dass die raumordnerische Beurteilung durch das Argument, ein vorzugswürdiger Trassenkorridor verlaufe in einem anderen Bundesland, verzögert wird. Die Notwendigkeit einer länderübergreifenden Alternativenprüfung wird sich im Regelfall nur stellen, wenn das Leitungsvorhaben die Landesgrenzen überschreitet. In diesem Fall wäre es zweifelsfrei von der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG erfasst. Sollte der beantragte Trassenkorridor ausnahmsweise keine Landesgrenzen überschreiten, so könnte dennoch von einer "länderübergreifenden" Leitung gesprochen werden, da die Bedeutung der Leitungsplanung sich nicht auf ein Bundesland beschränkt und der Wortlaut gerade nicht auf "Landesgrenzen überschreitende" Leitungen – entsprechend den "grenzüberschreitenden" Leitungen – abstellt. Hierfür spricht auch, dass die Bundesnetzagentur nach § 8 Abs. 3 S. 2 NABEG nicht an den Antrag des Vorhabenträgers gebunden ist und dieser Gedanke bereits im Vorfeld bei der Anwendbarkeit des NABEG Berücksichtigung finden sollte.

Eine Bundeszuständigkeit könnte schließlich bei internationalen Leitungsprojekten wünschenswert erscheinen. Aus dem gemeinschaftsweiten ENTSO-E NEP (Anhang I S. 166 ff.) lassen sich zahlreiche grenzüberschreitende Projekt mit deutscher Beteiligung identifizieren. Beispiele sind ein Vorhaben von Ensdorf in Deutschland nach St. Avoird in Frankreich, ein Projekt, das Vitkov in Tschechien mit dem deutschen Mechenreuth verbinden soll, oder die Leitung, deren Verlauf als Fortsetzung der Trasse Diele – Niederrhein weiter nach Doetinchem in die Niederlande geplant ist. Angesichts der internationalen Dimension könnte das Tätigwerden von Bundesbehörden die Zusammenarbeit mit den Behörden der Nachbarstaaten erleichtern.

4.2.1.3 Bedenken gegen eine Bundesfachplanung von Trassenkorridoren

4.2.1.3.1 Koordinationsfragen

Eine Bundesfachplanung von Trassenkorridoren sieht sich allerdings auch verschiedenen gewichtigen Einwänden ausgesetzt. Der Hinweis auf Vorhaben mit länderübergreifender Bedeutung passt im Ansatz nur auf eine beschränkte Zahl von Leitungsbauvorhaben. Eine ganze Reihe von Netzausbauvorhaben auf der Höchstspannungsebene wird weiterhin innerhalb der Grenzen eines Bundeslandes liegen und auch keine vorzugswürdigen Trassenkorridore in anderen Bundesländern erkennen lassen. Dem trägt das Energiepaket 2011 Rechnung, indem es die Bundesfachplanung (neben grenzüberschreitenden Vorhaben) auf länderübergreifende Höchstspannungsleitungen beschränkt. Daraus ergibt sich allerdings zugleich, dass parallele Behördenstrukturen aufgebaut werden müssen und die Zuständigkeit zwischen Bundesnetzagentur und Landesplanungsbehörden aufgeteilt ist.

Weniger überzeugend erscheint die Notwendigkeit einer Bundesfachplanung ohnehin für grenzüberschreitende Vorhaben. Etwaige Schwierigkeiten resultieren insoweit nicht so sehr aus der Landeszuständigkeit, sondern aus der fehlenden Abstimmung der Planungsverfahren (und Genehmigungsverfahren) diesseits und jenseits der Grenze.

Wesentlich erscheint im Ergebnis, ob sich für die angesprochenen Sachprobleme vorzugswürdige alternative Lösungsmöglichkeiten finden lassen. Hierfür kommt eine straffere Koordinierung interdependenter Landesplanungen in Betracht, wie vom Sachverständigenrat für Umweltfragen angesprochen (SRU (2011), Tz. 679), der sich letztlich allerdings für eine Bundeszuständigkeit ausgesprochen hat.

Die bisherigen Regelungen im Raumordnungsrecht sind sehr allgemein gehalten. Nach § 7 Abs. 3 ROG sind die Raumordnungspläne benachbarter Planungsräume aufeinander abzustimmen. Nach § 8 Abs. 3 ROG sind, wenn eine landesübergreifende Planung erforderlich ist, im gegenseitigen Einvernehmen die notwendigen Maßnahmen wie eine gemeinsame Regionalplanung oder eine gemeinsame informelle Planung zu treffen. Angedacht werden könnte daher ein spezieller Verfahrensablauf in Fällen länderübergreifender Bedeutung unter Beteiligung der Planungsbehörden der jeweiligen Bundesländer sowie einer Bundesbehörde, z.B. der Bundesnetzagentur. Der Bundesbehörde würde eine Koordinierungsfunktion zukommen, die auch die zügige Durchführung der Verfahrensschritte zur Klärung der länderübergreifenden Aspekte gewährleisten würde (vgl. auch NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 11 ff.). Lediglich als letzte Möglichkeit wäre eine Entscheidungskompetenz der Bundesbehörde vorzusehen. Diese könnte eingreifen, wenn die betroffenen Bundesländer innerhalb einer vorgegebenen Frist keine Ei-

nigung erzielen sollten oder auf gemeinsames Ersuchen der betroffenen Länder. Derartige Regelungen, die einen Übergang der Entscheidungskompetenz auf eine höhere Verbandsebene vorsehen, sind auch an anderer Stelle bekannt, wie etwa im Energieregulierungsrecht der Europäischen Union (vgl. Art. 8 Abs. 1 ACER-VO betreffend den Zugang zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen und deren Betriebssicherheit).

Eine solche Lösung könnte allerdings ebenfalls nicht alle Schwierigkeiten beheben. Insbesondere müsste, wenn der Netzausbaubedarf im Raumordnungsverfahren thematisiert wird, die Bedarfsermittlung von der Planungsbehörde vertreten werden, die ihrerseits nicht selbst hierüber entschieden hat. Dies lässt sich allerdings durch Hinzuziehung von Vertretern der für die Bedarfsermittlung zuständigen Bundesnetzagentur, teilweise ausgleichen. Nicht von der Hand zu weisen, ist auch die Möglichkeit, dass bei fehlender Einigung der betroffenen Landesplanungsbehörden zunächst eine weitere Verzögerung eintritt, bis die Entscheidungskompetenz der Bundesbehörde eingreift. Zudem wird diese Bundesbehörde über wenig Erfahrung mit der Festlegung von Trassenkorridoren verfügen, wenn sie nur in Ausnahmefällen tätig wird.

4.2.1.3.2 Akzeptanzfragen

Auch eine größere Akzeptanz im Falle einer Bundeszuständigkeit erscheint nicht selbstverständlich. Vielmehr bestehen unter Akzeptanzgesichtspunkten erhebliche Bedenken gegen die Verlagerung der Entscheidungszuständigkeit für die Festlegung des Trassenkorridors auf Bundesebene. Der Abstand zwischen entscheidender Behörde und Betroffenen wird größer, wenn die Entscheidung auf Bundesebene getroffen wird (vgl. auch Bundesrat, NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 13). Dies gilt umso mehr, als der Bundesbedarfsplan dazu führen könnte, dass die Bundesfachplanung gleichzeitig für eine größere Anzahl von Netzausbauvorhaben durchgeführt werden muss, die alle in die Zuständigkeit derselben Behörde (Bundesnetzagentur) fallen. Damit könnte tendenziell eine geringere Detailtiefe der Untersuchung jedes einzelnen Leitungsprojektes einhergehen, zumal die Kompetenz im Bereich der Bundesfachplanung erst aufgebaut werden muss.

Darüber hinaus ist zweifelhaft, ob die Bundesnetzagentur in der Öffentlichkeit als angemessene Entscheidungsinstanz zur Lösung raumordnerischer Konflikte wahrgenommen wird. Aufgrund ihrer bisherigen Aufgabenstellung könnte vielmehr der Eindruck vorherrschen, sie gebe energiewirtschaftlichen Erwägungen ein Übergewicht gegenüber entgegenstehenden Interessen an der Raumnutzung (z.B. Naturschutz, Siedlungen). Als gewisse Gegenmaßnahme bietet sich eine klare interne Trennung zwischen den für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs zustän-

digen Organisationseinheiten und den für die Bundesfachplanung zuständigen Organisationseinheiten an.

4.2.1.4 Fazit

Das Energiepaket 2011 hat eine begrenzte Bundesfachplanung eingeführt. Dieser liegen jedenfalls hinsichtlich der länderübergreifenden Leitungen für bestimmte Vorhaben real feststellbare Schwierigkeiten zu Grunde. Auch für grenzüberschreitende Leitungen lässt sich eine Bundeszuständigkeit im Hinblick auf den internationalen Charakter begründen. Im Ergebnis ist daher der gewählte Ansatz trotz der geschilderten Bedenken nachvollziehbar. Allerdings sollte Vorsorge getroffen werden, damit der Bundesnetzagentur eine ausgewogene Gewichtung widerstreitender Raumnutzungsinteressen zugetraut wird.

Empfehlung:

Die Bundesnetzagentur sollte aus Akzeptanzgründen eine klare organisatorische Trennung zwischen den Bereichen "Bedarfsplanung" und "Bundesfachplanung" vorsehen.

4.2.2 Bundesfachplanung

4.2.2.1 Einordnung und Regelungskompetenz

4.2.2.1.1 Einordnung als Fachplanung

Unter „Fachplanung“ wird gemeinhin eine auf einen bestimmten Sachbereich beschränkte Planung verstanden. Gegenbegriff ist die überfachliche Planung, unter den die Raumordnung fällt. Die Raumordnung betrachtet alle Aspekte, die in einem überörtlichen Planungsraum von Belang sind. Sie soll die verschiedenen Fachrechte zusammenfassen und die sektoralen Sichtweisen in einer Querschnittsfunktion bündeln und ausgleichen (vgl. STÜER (2009), Rn. 3251).

Die Bundesfachplanung der Trassenkorridore, die nach der Gesetzesbegründung ein fachplanerisches Verfahren sui generis darstellt (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 19), stellt sich unter terminologischen Gesichtspunkten nach diesem Verständnis als eine auf einen bestimmten Sachbereich beschränkte Planung dar. Gleichzeitig heißt es in § 5 Abs. 1 S. 3 und 4 NABEG, die Bundesfachplanung prüfe insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen

Planungen und Maßnahmen. Das Verhältnis dieser raumordnerischen und damit überfachlichen Komponente der Bundesfachplanung zu dem Verständnis als Fachplanung erscheint nicht überzeugend geklärt. Letztlich wird die raumordnerische Betrachtung damit zu einem Unterpunkt der Fachplanung, obwohl sie die sektoralen Sichtweisen ausgleichen soll.

4.2.2.1.2 Gesetzgebungskompetenz des Bundes

In diesem Zusammenhang auch nicht unproblematisch ist die Gesetzgebungskompetenz, auf die der Bund sich bei Erlass der Regelungen für die Bundesfachplanung stützt.

In einem Arbeitsentwurf für das NABEG vom 20.05.2011 wurde die Gesetzgebungskompetenz neben der Kompetenz für das Recht der Energiewirtschaft noch hilfsweise auf die Kompetenz für die Raumordnung des Gesamtstaates (Art. 74 Abs. 1 Nr. 4 GG) gestützt (vgl. NABEG-ARBEITSENTWURF, S. 42). Das ist problematisch, da sich die Raumordnung, wie oben erläutert, auf übergeordnete und überfachliche Inhalte bezieht, die Bundes-Fachplanung also terminologisch wie inhaltlich nur schwer darunter zu fassen ist (vgl. dazu auch DURNER (2011), S. 855 mit Hinweis auf DEUTSCH (2010), S. 1520 ff.; STÜER (2009), Rn. 3250 ff.).

Die der aktuellen NABEG-Fassung zugrunde liegenden Gesetzesmaterialien stützen sich hingegen nur auf die Kompetenz für das Recht der Energiewirtschaft in Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG. Das führt dazu, dass rein terminologisch keine Kollision zwischen den nur schwer miteinander vereinbaren Begriffen der Raumordnung und der Fachplanung besteht. Inhaltlich wird damit aber die raumordnerische Komponente ausgeblendet, die die Trassenkorridorbestimmung dem eindeutigen Gesetzeswortlaut nach aufweist. Ein Rückgriff auf die Kompetenz zur Raumordnung würde zudem die Frage nach der Abweichungskompetenz der Länder aufwerfen, die diesen nach Art. 72 Abs. 3 S. 1 Nr. 4 GG zukommt, sofern nicht ein abweichungsfester Kern von Bundeskompetenzen berührt sein sollte.

4.2.2.1.3 Regelungskompetenz der EU

Bei dem Verständnis der Festlegung von Trassenkorridoren als fachplanerische und nicht raumordnerische Aufgabe ist auch die Frage nach einer Regelungskompetenz der EU neu zu stellen (oben Abschn. 2.1.2.1). Im Bereich der Raumplanung fehlt es nach vorherrschender Auffassung an entsprechenden Kompetenzen der EU. Dies galt vor Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 2.3.1) und wird auch weiterhin so gesehen (DURNER (2010), S. 277; SRU (2011), Tz. 574). Lediglich Art. 192 Abs. 2 b) AEUV gewährt für um-

weltbezogene Maßnahmen eine EU-Kompetenz auch bei Berührung der Raumordnung (vgl. BREIER (2010), Art. 192 AEUV Rn. 9).

Demgegenüber sind die Ziele der Energiepolitik in Art. 194 AEUV normiert. Der Bereich der Energie fällt gemäß Art. 4 Abs. 2 Buchst. i) AEUV unter die geteilten Kompetenzen. Gemäß Art. 2 Abs. 2 AEUV bedeutet dies, dass sowohl die Union als auch die Mitgliedstaaten in diesem Bereich gesetzgeberisch tätig werden können. Die Mitgliedstaaten nehmen die Zuständigkeit wahr, sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit nicht ausgeübt hat oder sofern und soweit die Union entschieden hat, ihre Zuständigkeit nicht mehr auszuüben. Die Zielformulierungen in Art. 194 AEUV sind sehr allgemein gehalten, so dass auch die Festlegung von Trassenkorridoren für Energieleitungen darunter zu fassen sein könnte. Jedenfalls die Ermittlung des Netzausbaubedarfs lässt sich, soweit nicht bereits die Vorschriften zu transeuropäischen (Elektrizitäts-)Netzen nach Art. 170 ff. AEUV eingreifen, auf Art. 194 Abs. 2 i.V.m. Abs. 1 lit. a), b), d) AEUV stützen (vgl. BREIER (2010), Art. 194 AEUV Rn. 9, 12; CALLIES (2011), Art. 194 AEUV Rn. 16 f.).

4.2.2.2 Inhalt der Bundesfachplanung: Überblick

Generell lässt sich feststellen, dass die Bundesfachplanung zum einen Elemente des Raumordnungsverfahrens aufweist. Wie oben erläutert, werden in der Bundesfachplanung wie im Raumordnungsverfahren Trassenkorridore auf ihre Raumverträglichkeit hin geprüft und festgelegt. Die Bundesfachplanung enthält aber zum anderen auch Elemente der Linienbestimmung i.S.v. § 16 FStrG, durch die sie sich vom Raumordnungsverfahren unterscheidet. Die Bundesfachplanung schreibt eine Alternativenprüfung zwingend vor (vgl. § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG) und normiert eine Bindungswirkung für nachfolgende Verfahren (vgl. § 4 S. 2 NABEG), wie sie das Bundesverwaltungsgericht für die Linienbestimmung annimmt, wenn es die Festlegungen der Linienbestimmung als eine „Grenze planerischer Gestaltungsfreiheit bei der Planfeststellung“ bezeichnet (BVerwG (1975), S. 59). Durch diese enge Verzahnung mit dem späteren Planfeststellungsverfahren soll die Bundesfachplanung zu einem Bestandteil des späteren Zulassungsverfahrens werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 36).

Ein Überblick darüber, wie das Verfahren der Bundesfachplanung abläuft, findet sich in Anhang 3 (vgl. dazu auch Abschn. 2.2.2).

4.2.2.3 Verhältnis zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Die Bundesfachplanung „überführt den energiewirtschaftlichen Bedarf in einen räumlich-konkretisierten Ausbaubedarf“ (vgl. NABEG-Gesetzesbegründung, S.

43). Nach § 4 S. 1 NABEG werden durch die Bundesfachplanung Trassenkorridore für die Höchstspannungsleitungen bestimmt, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Die Bundesfachplanung fußt also unmittelbar auf der gesetzlichen Bedarfsplanung. Die Bedarfsplanung ist bindend für die Bundesfachplanung, wie sich mittelbar aus § 12e Abs. 4 S. 2 EnWG i.V.m. § 15 Abs. 1 NABEG ergibt. Trotz der engen Verzahnung sind Bedarfsermittlung und Trassenkorridorfestlegung aber klar voneinander getrennte Verfahrensschritte.

Eine gesonderte Rechtfertigung des Netzausbaubedarfs ist in der Bundesfachplanung nicht vorgesehen. Doch hatte die Öffentlichkeit an mehreren Stellen im Verfahren der Bedarfsermittlung Gelegenheit zur Äußerung, sowohl zum Szenariorahmen wie zum Netzentwicklungsplan. Diese transparente Bedarfsermittlung lässt erhoffen, dass der Netzausbaubedarf zukünftig nicht mehr so vehement in Frage gestellt wird, wie das in bisherigen Raumordnungsverfahren teilweise der Fall war (vgl. oben Abschn. 4.1.4.2). Gegebenenfalls wäre mit der Bundesnetzagentur in der Bundesfachplanung zudem dieselbe Behörde damit betraut, den Netzausbaubedarf im Zuge der Trassenkorridorermittlung zu rechtfertigen, die auch die zuständige Behörde bei Ermittlung des Netzausbaubedarfs gewesen ist. Das dürfte dazu beitragen, dass bei der Öffentlichkeit das notwendige Vertrauen in das Prüfungsergebnis hergestellt werden kann. Zudem kann die Bundesnetzagentur nach § 6 S. 2 NABEG ggf. auf eine schnelle Antragstellung hinwirken, so dass der zeitliche Abstand zwischen Bedarfsplanung und Bundesfachplanung des Trassenkorridors ggf. verkürzt werden kann, was gleichfalls der Überzeugungskraft der Planung zu Gute kommt.

4.2.2.4 Verhältnis zum Raumordnungsrecht der Länder

Nicht ausschließen lassen sich Konflikte zwischen der Raumordnung der Länder und der Bundesfachplanung. Dies könnte den erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze behindern. Das NABEG versucht dem mit verschiedenen Regelungen Rechnung zu tragen.

Geprüft wird in der Bundesfachplanung, ob der Verwirklichung des Vorhabens in einem Trassenkorridor überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen, § 5 Abs. 1 S. 2 NABEG. Insbesondere ist die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen im Sinne von § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG zu prüfen, § 5 Abs. 1 S. 3 NABEG. Die Prüfung soll damit vor allem, aber nicht ausschließlich an den Erfordernissen der Raumordnung und raumordnerischen Planungen und Maßnahmen ausgerichtet werden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b), S. 19). Wie im Rahmen des § 15 Abs. 1 S. 2 Hs. 1

ROG sind daher auch im Rahmen der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG alle raumbedeutsamen Auswirkungen der Leitung zu prüfen.

Ergangene Bundesfachplanungen haben andererseits grundsätzlich Vorrang vor (späteren) Landesplanungen, § 15 Abs. 1 S. 2 NABEG. Durch die Vorschrift soll das Verhältnis zwischen der Bundesfachplanung und entgegenstehenden Planungen der Länder näher bestimmt werden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b), S. 23). Insbesondere werde klargestellt, dass die Bundesfachplanung Vorrang vor Raumordnungsplänen der Länder habe. So könnten die Länder in späteren Raumordnungsplänen keine Festlegungen treffen, die der Bundesfachplanung widersprechen. Damit solle dem Bedürfnis Rechnung getragen werden, dass die Entscheidung in der Bundesfachplanung von den Ländern nicht durch entgegenstehende Planungen ausgehebelt werden kann.

Schließlich werden nach § 17 S. 1 NABEG die durch die Bundesfachplanung mit Bindungswirkung für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren bestimmten Trassenkorridore nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen. Damit ist gemäß § 28 NABEG für diese Höchstspannungsleitungen die Durchführung eines (zusätzlichen) Raumordnungsverfahrens abweichend von § 15 Abs. 1 ROG, § 1 S. 3 Nr. 14 RoV ausgeschlossen. Ein derartiges Nebeneinander ist etwa in der Bundesverkehrswegeplanung denkbar. Zwar kann dort ein Raumordnungsverfahren gemäß § 15 Abs. 1 S. 4 ROG entfallen, wenn die Raumverträglichkeit anderweitig, insbesondere in einem Linienbestimmungsverfahren, geprüft wird. Die Länder können jedoch auch Raumordnungsverfahren zusätzlich zum Linienbestimmungsverfahren durchführen, wenn sie sich davon bessere Ergebnisse versprechen (vgl. MARSCHALL / KASTNER (1998), § 16 Rn. 48). In der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG sollen solche Raumordnungsverfahren (mit möglicherweise abweichendem Ergebnis) vermieden werden.

4.2.2.5 Stellung des Übertragungsnetzbetreibers

4.2.2.5.1 Initiative zur Bundesfachplanung

Der Übertragungsnetzbetreiber setzt die Bundesfachplanung mit seinem Antrag in Gang (vgl. § 6 S. 1 NABEG). In der Frage, wann er diesen Antrag stellt und damit das Verfahren der Bundesfachplanung anstößt, ist er aber anders als im Raumordnungsverfahren nicht frei. Denn die Bundesnetzagentur als zuständige Behörde kann den Vorhabenträger auffordern, diesen Antrag innerhalb einer von ihr zu bestimmenden angemessenen Frist zu stellen, vgl. § 6 S. 2 NABEG. Das gilt für Vorhaben, die in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wurden, für die also die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgestellt wurden. Um die Aufforderung zur Antragstellung durchsetzen zu kön-

nen, stehen der Bundesnetzagentur Zwangsmittel zur Verfügung. Das Zwangsgeld, das nach § 34 NABEG verhängt werden kann, kann bis zu zweihundertfünfzigtausend Euro betragen.

In ähnlicher Weise setzt die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber auch eine angemessene Frist zur Vorlage der für die raumordnerische Beurteilung und die Strategische Umweltprüfung erforderlichen Unterlagen, § 8 S. 1 NABEG.

4.2.2.5.2 Alternativenprüfung in der Bundesfachplanung

Auch hinsichtlich der zu prüfenden Trassenkorridoralternativen ist die Stellung des Netzbetreibers in der Bundesfachplanung eine andere als im Raumordnungsverfahren. Wie oben erläutert (vgl. Abschn. 4.1.4.3), sind Gegenstand der Prüfung im Raumordnungsverfahren nur die Alternativen, die vom Vorhabenträger selbst in das Verfahren eingebracht werden. Dieser starke Einfluss des Vorhabenträgers auf die Bestimmung des Trassenkorridors durch Vorstudien und Vorauswahl der Alternativen ist in der Bundesfachplanung nicht gegeben. Zwar hat der Antrag auch hier einen Vorschlag des Vorhabenträgers für einen Trassenkorridor und nach seiner Ansicht in Frage kommende Alternativen zu enthalten (vgl. § 6 S. 6 NABEG). Gegenstand der Prüfung in der Bundesfachplanung sind nach § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG aber „auch etwaige ernsthaft in Betracht kommende Alternativen von Trassenkorridoren“.

Nicht eindeutig erscheint, wer Trassenalternativen in die Prüfung einbringen kann. § 7 Abs. 3 NABEG regelt insoweit ausdrücklich, dass die Länder, auf deren Gebiet ein Trassenkorridor voraussichtlich verlaufen wird, Vorschläge über den Verlauf des Trassenkorridors und die in Frage kommenden Alternativen machen können. Nach der Gesetzesbegründung können alternative Trassenkorridore nicht nur durch den Vorhabenträger, sondern auch durch die Träger öffentlicher Belange (insbesondere die Raumordnungsbehörden der Länder) oder durch andere Beteiligte eingeführt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 24). Über den Begriff der "Beteiligten" hinaus dürfte es zudem dem Prüfauftrag der Bundesnetzagentur nach § 5 Abs. 1 NABEG entsprechen, dass diese selbst alternative Trassenkorridore von Amts wegen in die Prüfung aufnehmen kann. Nur dies entspricht auch der Anforderung des § 14g Abs. 1 UVPG.

Fraglich ist, ob auch die Öffentlichkeit als „Beteiligter“ in Sinne der Gesetzesbegründung aufzufassen ist, mithin auch Bürger Alternativen vorschlagen können, die, wenn sie ernsthaft in Betracht kommen, Gegenstand der Bundesfachplanung werden. Die Öffentlichkeit ist zunächst kein Beteiligter gemäß § 13 VwVfG im engeren Sinne (vgl. BONK / SCHMITZ (2008), § 13 Rn. 10). Sie kann aber nach verwaltungsrechtlichem Verständnis durch verfahrensrechtliche Sonderregelungen

in der Form in das Verfahren einbezogen werden, dass sie sich durch Einwendungen, Anregungen oder sonstige Mitwirkungen „beteiligen“ kann. Dadurch wird der Öffentlichkeit keine Beteiligtenposition im Sinne des § 13 VwVfG verschafft, aber sie wird zum Beteiligten im weiteren Sinne, dessen Rechte und Pflichten sich ausschließlich nach der jeweiligen Sonderregelung richten (vgl. BONK / SCHMITZ (2008), § 13 Rn. 10).

Für die Berücksichtigung der von Bürgern eingebrachten Trassenkorridoralternativen spricht, dass es in der Gesetzesbegründung heißt, dass die Antragskonferenz mit umfassenden Beteiligungsmöglichkeiten für die Öffentlichkeit ausgestattet ist (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 2). Diese Beteiligungsmöglichkeiten liefen weitgehend leer, wenn nicht die Öffentlichkeit auch Vorschläge zu alternativen Trassenkorridoren machen könnte. Das wäre auch unter Akzeptanzgesichtspunkten kaum zu vertreten. In der Gesetzesbegründung zu § 7 Abs. 3 NABEG heißt es daher auch, dass die Bundesnetzagentur die Vorschläge der Länder und anderer *Beteiligter der Antragskonferenz* zu alternativen Trassenkorridoren bei der Festlegung des Untersuchungsrahmens berücksichtigt (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 44). § 5 Abs. 1 S. 4 NABEG ist daher als eine verfahrensrechtliche Sonderregelung zu verstehen, die die Bürger / Öffentlichkeit zu Beteiligten im weiteren Sinne macht. Alternativen für Trassenkorridore können in der Bundesfachplanung nach diesem Verständnis auch von der Öffentlichkeit eingebracht werden.

Die weitergehende Alternativenprüfung bei der Bestimmung des Trassenkorridors ist zu begrüßen. Sie dient einerseits der fachlichen Absicherung, zumal Höchstspannungsleitungen – anders als die meisten anderen Infrastrukturvorhaben – in der Regel von privaten Vorhabenträgern geplant werden. Eine weitergehende Prüfung der Vereinbarkeit mit entgegenstehenden öffentlichen und privaten Interessen ist daher in stärkerem Maße geboten. Zum anderen dient es auch der besseren Akzeptanz des ermittelten Trassenkorridors, wenn im Rahmen der Bundesfachplanung ernsthaft in Betracht kommende Alternativen für den Trassenkorridor berücksichtigt wurden. Dies gilt insbesondere auch für die von der Öffentlichkeit eingeführten Alternativen. Allerdings werden sich Konflikte bei der Frage, welche Trassenkorridore "ernsthaft" als Alternativen in Betracht kommen, voraussichtlich nicht vollständig vermeiden lassen,

4.2.2.6 Öffentlichkeitsbeteiligung

4.2.2.6.1 Erforderlichkeit und Ausgestaltung

Die Öffentlichkeit wird in der Bundesfachplanung bereits an der Antragskonferenz beteiligt, denn diese ist gemäß § 7 Abs. 2 S. 3 HS 1 NABEG öffentlich. Wie erläutert (vgl. oben Abschn. 4.2.2.5.2), können aus der Öffentlichkeit u.a. alternative Trassenkorridore in die Antragskonferenz eingebracht werden. Die Öffentlichkeit ist mithin nicht nur Beobachter, sondern bereits in diesem Verfahrensstadium berechtigt, sich aktiv einzubringen. Unter Akzeptanzgesichtspunkten ist dies für die Bundesfachplanung förderlich.

Die Öffentlichkeitsbeteiligung im Anhörungsverfahren der Bundesfachplanung richtet sich nach § 9 NABEG, der zahlreiche Fristen für die verschiedenen Verfahrensabschnitte vorsieht. So sind die vom Vorhabenträger erarbeiteten Unterlagen spätestens zwei Wochen nach deren Zugang der Öffentlichkeit zugänglich zu machen, § 9 Abs. 3 S. 1 NABEG. Die Frist für eine Einsichtnahme in die Unterlagen beträgt einen Monat. Innerhalb eines Monats nach Ablauf der Veröffentlichungsfrist kann sich jede Person zu den beabsichtigten Trassenkorridoren gegenüber der Bundesnetzagentur äußern.

Auslegungsorte für die Unterlagen sind gemäß § 9 Abs. 3 S. 1 NABEG der Sitz der Bundesnetzagentur und diejenigen ihrer Außenstellen, die den Trassenkorridoren nächstgelegenen sind. Wenn sich keine Außenstellen in einer für die Betroffenen zumutbarer Nähe befinden, erfolgt die Auslegung nach § 9 Abs. 3 S. 2 NABEG an weiteren geeigneten Stellen. Zeitgleich mit der Auslegung sind die Unterlagen für dieselbe Dauer im Internet zu veröffentlichen, § 9 Abs. 4 S. 1 NABEG.

Die Äußerung kann gemäß § 9 Abs. 6 S. 1 NABEG schriftlich oder zur Niederschrift bei einer der Auslegungsstellen erfolgen. Die Abgabe der Äußerung in elektronischer Form ist nur für die Behördenbeteiligung nach § 9 Abs. 2 NABEG vorgesehen. Die fristgemäß vorgebrachten Äußerungen werden von der Bundesnetzagentur bei ihrer Entscheidung berücksichtigt. Nach Ablauf der Frist eingehende Äußerungen werden nur berücksichtigt, wenn die vorgebrachten Belange für die Rechtmäßigkeit der Bundesfachplanung von Bedeutung sind, § 9 Abs. 6 S. 2, Abs. 2 S.3 NABEG.

Im Anschluss an die Öffentlichkeitsbeteiligung findet ein Erörterungstermin nach § 10 NABEG statt, bei dem die rechtzeitig erhobenen Einwendungen mündlich mit dem Vorhabenträger und denjenigen, die Einwendungen erhoben haben, erörtert werden. Der Erörterungstermin ist grundsätzlich obligatorisch. Er wird nur dann nicht durchgeführt, wenn einer der in § 10 S. 2 NABEG normierten Ausnahmefälle gegeben ist. Diese sind, dass Einwendungen gegen das Vorhaben nicht

oder nicht rechtzeitig erhoben worden sind (Nr. 1) oder die rechtzeitig erhobenen Einwendungen zurückgenommen worden sind (Nr. 2) oder ausschließlich Einwendungen erhoben worden sind, die auf privatrechtlichen Titeln beruhen, (Nr. 3) oder alle Einwander auf einen Erörterungstermin verzichten (Nr. 4). Darüber hinaus kann die Öffentlichkeitsbeteiligung unterbleiben, wenn die Voraussetzungen für ein vereinfachtes Verfahren nach § 11 NABEG vorliegen, vgl. § 9 Abs. 7 NABEG. Der Verzicht auf die Durchführung eines Anhörungsverfahrens steht in diesem Fall im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur, bei Durchführung des vereinfachten Verfahrens kann es in der Regel unterbleiben (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26 (zu § 9 NABEG-Entwurf)).

4.2.2.6.2 Beurteilung

Da auch die Entscheidung in der Bundesfachplanung als solche gerichtlich nicht überprüfbar ist, steht auch bei der Beteiligung der Öffentlichkeit in diesem Verfahren grundsätzlich zu befürchten, dass für die Trassenkorridorfindung bedeutsame Einwendungen erst im Planfeststellungsverfahren vorgebracht werden. Anders als im Raumordnungsverfahren ist die Öffentlichkeit aber in der Bundesfachplanung auch bereits Beteiligter (im weiteren Sinn, vgl. oben Abschn. 4.2.2.5.2) der Antragskonferenz. Das kann zum einen dazu führen, dass die Betroffenen sich auch im Anhörungsverfahren konstruktiver äußern als in der Öffentlichkeitsbeteiligung im Raumordnungsverfahren. Zum anderen besteht die Chance, dass den Betroffenen durch die frühzeitige Einbindung bereits in die Antragskonferenz der Verfahrensgegenstand der Bundesfachplanung in Abgrenzung zum dem des Planfeststellungsverfahrens besser verdeutlicht wird. Die Anzahl der zu Detailfragen statt zum Trassenkorridorverlauf abgegebenen Stellungnahmen könnte in der Folge in der Bundesfachplanung abnehmen.

Zu begrüßen ist, dass die Verfahrensunterlagen im Internet bereitgestellt werden, was vielen Betroffenen einen erleichterten Zugang zu den Unterlagen ermöglichen dürfte. Abzuwarten bleibt, wie es sich auswirkt, dass die Planunterlagen nicht in den Gemeinden ausgelegt werden, wie dies für die Unterlagen im Raumordnungsverfahren und im Planfeststellungsverfahren der Fall ist, sondern in den Außenstellen der Bundesnetzagentur. Fraglich ist, ob der Zugang zu diesen Außenstellen für die Betroffenen nicht mit größeren Hemmnissen verbunden ist, da ihnen die Behörde bislang kaum bekannt ist. Es wird sicher Zeit in Anspruch nehmen, bis sie sich bei der breiten Bevölkerung in der Funktion der Fachplanungsbehörde etabliert hat.

4.2.2.7 Umweltverträglichkeitsprüfung

4.2.2.7.1 Erforderlichkeit, Ausgestaltung und Abschichtungswirkung

In der Bundesfachplanung ist obligatorisch eine Umweltprüfung durchzuführen. Dies ergibt sich aus § 5 Abs. 2 NABEG in Verbindung mit § 14b Abs. 1 Nr. 1 UVPG, Anlage 3 Nr. 1.11 UVPG.

Im Gegensatz zum Raumordnungsverfahren ist in der Bundesfachplanung die Umweltprüfung nicht in der Form einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen, sondern in Form einer Strategischen Umweltprüfung (SUP). Diese setzt grundsätzlich früher an als die in der Regel erst bei konkreten Projektplanungen zum Einsatz kommende UVP. Die SUP sorgt für die Erfassung und Bewertung der Umweltauswirkungen, die Prüf- und Entscheidungsgegenstand vorgelagerter Planungsebenen sind (vgl. SANGENSTEDT (2010), § 1 UVPG Rn. 5).

Dass in der Bundesfachplanung eine SUP und keine UVP vorgeschrieben ist, spiegelt wieder, dass in der Bundesfachplanung nicht nur die vom Vorhabenträger eingeführten Alternativen in den Blick genommen werden, sondern eine umfassendere Alternativenprüfung vorgesehen ist, bei der grundsätzlich alle ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen betrachtet werden. Bei der SUP gehört eine zwingende Alternativenprüfung zum unverzichtbaren Prüfprogramm, vgl. § 14g Abs. 1 UVPG.

Die konkrete Ausgestaltung der SUP richtet sich mit Modifikationen nach dem UVPG. Gemäß § 7 Abs. 1 S. 3 NABEG wird in der Antragskonferenz nicht nur der Untersuchungsrahmen erörtert, sondern auch in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g UVPG aufzunehmen sind. Das ist eine Erweiterung des nach § 14i UVPG durchzuführenden herkömmlichen Scoping-Termins (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 44). Bei der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden nach § 9 Abs. 1, 2, 3 NABEG die Vorgaben aus §§ 14h und 14i UVPG leicht modifiziert, was bestimmte Fristen und die Modalitäten der Auslegung der Unterlagen betrifft (vgl. auch Abschn. 4.3.2.6.1).

Eine Abschichtungsregelung ist in § 23 NABEG normiert, wonach die Prüfung der Umweltverträglichkeit nach den Bestimmungen des UVPG auf Grund der in der Bundesfachplanung bereits durchgeführten SUP im Planfeststellungsverfahren auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen der beantragten Stromleitung beschränkt werden kann. § 21 Abs. 4 NABEG normiert, dass bereits bei Erstellung der Verfahrensunterlagen für das Planfeststellungsverfahren auf die in der Bundesfachplanung eingereichten Unterlagen der Umweltprüfung Bezug genommen werden soll. Doppelprüfungen sollen dabei bereits im Verfahrensstadium der Unterlageneinreichung vermieden werden (vgl. NABEG-

GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 52). Vorbehaltlich einer Prüfung im Einzelfall kann nach der Gesetzesbegründung widerlegbar vermutet werden, dass Unterlagen weiterhin hinreichend aktuell sind, wenn seit Fertigstellung der in Bezug genommenen Unterlagen aus der Bundesfachplanung, insbesondere des Umweltberichts, ein Zeitraum von weniger als fünf Jahren vergangen ist (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 52). Zweifel daran, dass die in der Bundesfachplanung eingereichten Unterlagen, insbesondere der Umweltbericht, nicht mehr hinreichend aktuell sind, sollen möglichst in der Antragskonferenz nach § 20 NABEG geklärt werden (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 29).

4.2.2.7.2 Beurteilung

Insbesondere die Abschichtungsregelung ist positiv zu bewerten. Wie bereits im Abschnitt über die Abschichtungswirkung der Umweltprüfung im Raumordnungsverfahren erläutert (vgl. Abschn. 4.1.4.5.2), wird der zweistufige Verfahrensablauf mit Umweltprüfung sowohl im Zuge der Trassenkorridorbestimmung als auch im Zuge des anschließenden Planfeststellungsverfahrens für grundsätzlich sinnvoll erachtet. Positiv zu bewerten ist hier zusätzlich, dass bereits zum Zeitpunkt der Unterlagenerstellung von einer Abschichtungswirkung profitiert werden kann. Fraglich ist allerdings, ob der Zeitraum von maximal fünf Jahren zwischen der Fertigstellung der Unterlagen aus der Bundesfachplanung und der Bezugnahme im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens für die Vermutung der hinreichenden Aktualität nicht generell zu lang gewählt ist. Tatsächliche Veränderungen, insbesondere der umweltrelevanten Gegebenheiten, können sich auch innerhalb kürzerer Zeit ergeben.

4.2.2.8 Vorhabenbündelung – Vereinfachtes Verfahren gemäß § 11 NABEG

4.2.2.8.1 Voraussetzungen, Ausgestaltung

Ein weiteres Beschleunigungsinstrument in der Bundesfachplanung ist das vereinfachte Verfahren nach § 11 NABEG. Es soll Anreize für die Planung setzen, bei der Wahl der Trassenkorridore möglichst vorhandene Trassen oder bereits ausgewiesene Trassenkorridore zu nutzen (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26).

Wie erläutert (vgl. oben Abschn. 4.1.3.1), sind für die Festlegung von Trassenkorridoren in der Raumordnung die Trassierungsregeln des Bündelungsgebots und der Nutzung bestehender Trassen von Bedeutung. Sie können zu einer Vereinfachung des Planungsprozesses beitragen. Insbesondere bei Nutzung vorhandener

jüngerer Trassen, für die die Raumverträglichkeit bereits konkret geprüft worden ist, kann von einem gesonderten Raumordnungsverfahren abgesehen werden (vgl. oben Abschn. 4.1.3.3). Diese Rechtswirkung ist aber gesetzlich nicht ausdrücklich normiert.

In der Bundesfachplanung ist für die Nutzung vorhandener Trassen und die Bündelung verschiedener Hoch- oder Höchstspannungsleitungen hingegen gesetzlich ein vereinfachtes Verfahren vorgesehen. Die Voraussetzungen dafür sind, dass keine SUP nach § 14d S. 1 UVPG erforderlich ist und die Ausbaumaßnahme entweder in der Trasse einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung erfolgt, die ersetzt oder ausgebaut werden soll, oder unmittelbar neben einer bestehenden Hoch- oder Höchstspannungsleitung oder innerhalb eines Trassenkorridors, der in einem Raumordnungsplan oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist (§ 11 Abs. 1 S. 1 NABEG).

Nach § 14d S. 1 UVPG hängt die Pflicht zur Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung bei Plänen und Programmen, die nur geringfügig geändert werden oder die Nutzung kleiner Gebiete auf lokaler Ebene festlegen, von einer Vorprüfung des Einzelfalles ab. Ergibt diese, dass der Plan oder das Programm voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen hat, ist eine SUP durchzuführen. Die Kriterien anhand derer zu beurteilen ist, ob erhebliche Umweltauswirkungen zu befürchten sind, finden sich in Anlage 4 UVPG. Dazu zählen auch der kumulative Charakter der Auswirkungen, die Risiken für die Umwelt, einschließlich der menschlichen Gesundheit, und die Sensibilität des voraussichtlich betroffenen Gebiets.

Liegen die Voraussetzungen vor, kann der Vorhabenträger ein vereinfachtes Verfahren beantragen und hat das Vorliegen der Voraussetzungen darzulegen, § 6 S. 6 Nr. 3 NABEG. Im vereinfachten Verfahren stellt die Bundesnetzagentur gemäß § 11 Abs. 2 NABEG im Benehmen mit den zuständigen Landesbehörden fest, ob die Ausbaumaßnahme raumverträglich ist. Weil im vereinfachten Verfahren gemäß § 9 Abs. 7 NABEG nach pflichtgemäßem Ermessen der Bundesnetzagentur auf die Durchführung eines Anhörungsverfahrens verzichtet werden kann, wird den Landesbehörden hier die Möglichkeit gegeben, sich zur Raumverträglichkeit zu äußern (NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26). Die Bundesnetzagentur kann von diesen Äußerungen aus sachlichen Gründen abweichen, muss sich aber in ihrer Entscheidung inhaltlich mit ihnen auseinandersetzen. Die Öffentlichkeit wird, wenn auf ein Anhörungsverfahren verzichtet wird, im vereinfachten Verfahren hingegen nicht gehört. Nach der Gesetzesbegründung kann das Anhörungsverfahren in der Regel im Falle des vereinfachten Verfahrens unterbleiben (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 26).

4.2.2.8.2 Beurteilung

Die Verstärkung des Gedankens der Nutzung bestehender Trassen und der Bündelung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen ist grundsätzlich zu begrüßen. Ebenso positiv zu bewerten ist es, dass durch die Aufzählung in § 11 Abs. 1 S. 1 NABEG verdeutlicht wird, dass darunter sowohl der Ersatzneubau in der vorhandenen Trasse als auch die Errichtung einer zusätzlichen Leitung unmittelbar neben einer bestehenden Leitung und auch die Ausführung der Ausbaumaßnahme innerhalb eines ausgewiesenen Trassenkorridors zu fassen ist.

Der Bundesrat hat die „sehr großzügig“ gewählten Voraussetzungen für das vereinfachte Verfahren kritisiert (vgl. NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 17). Wie von der Bundesregierung entgegnet (vgl. NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 28), wird die Norm aber dadurch eng gefasst, dass ein vereinfachtes Verfahren nur möglich ist, wenn keine Umweltprüfung erforderlich ist. Ob eine Umweltprüfung zu erfolgen hat, bestimmt sich, wie oben erläutert, anhand verschiedener Kriterien, die auch zusätzliche Belastungen für das Ortsbild oder die umgebende Landschaft und für die Umwelt, einschließlich der menschlichen Gesundheit, umfassen. Dadurch sollte auch bei älteren Leitungen gewährleistet sein, dass Änderungen hinsichtlich der rechtlichen Beurteilungsgrundlagen und der tatsächlichen Gegebenheiten seit einer vormals erfolgten Raumverträglichkeitsprüfung hinreichend berücksichtigt werden.

4.2.2.9 Erdleitungen, HGÜ

Besondere Regelungen für die Bundesfachplanung im Hinblick auf die technologische Ausführung der Leitungen als Erdleitung oder HGÜ enthalten §§ 4 ff. NABEG nicht. Allerdings kann nach § 12e Abs. 3 EnWG im Bundesbedarfsplan für ein einzelnes Pilotprojekt für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen vorgesehen werden, dass dieses auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben werden kann bzw. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde als Erdkabel zu errichten und betreiben ist, wenn die Anforderungen nach § 2 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 oder 2 EnLAG erfüllt sind. Diese Vorgabe ist im Rahmen der Bundesfachplanung zu berücksichtigen.

Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass § 2 Abs. 1 und § 4 NABEG sowie § 12e Abs. 2 S. 1 EnWG von als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichneten "Höchstspannungsleitungen" sprechen. Zwar werden als "Höchstspannungsleitungen" grundsätzlich alle Leitungen der 220 kV- und 380 kV-Ebene eingeordnet (vgl. auch Anlage 2 Nr. 2 StromNEV). Mit Blick auf den gleichzeitig neu eingeführten § 5 Abs. 4 StromNEV könnte aber fraglich sein, ob

HGÜ-Leitungen mit geringerer Spannung als 380 kV erfasst werden. Denn diese Regelung unterscheidet zwischen "Höchstspannungsfreileitungen ab 380 Kilovolt" und "Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 Kilovolt". Danach könnte die Bundesfachplanung möglicherweise keine Anwendung auf ein etwaiges HGÜ-Pilotprojekt nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) i.V.m. § 12e Abs. 3 S. 1 EnWG finden, sofern dieses mit weniger als 380 kV betrieben wird. Angesichts des bisherigen Verständnisses des Begriffs "Höchstspannungsleitungen" erscheint diese Auffassung zwar nicht überzeugend. Sofern eine geringere Spannung als 380 kV für ein HGÜ-Pilotprojekt in Betracht kommen sollte, wäre eine entsprechende gesetzgeberische Klarstellung aber dennoch wünschenswert.

Wird im Bundesbedarfsplangesetz daher ein Erdkabel-Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG vorgesehen und die Leitung als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet, ist die Erdverkabelung zulässig. Fraglich ist, ob dies auch darüber hinaus angenommen werden kann (zur Diskussion vor Inkrafttreten des Energiepaketes 2011 vgl. oben Abschn. 4.1.5.1). Insofern gilt § 12e Abs. 3 EnWG ausdrücklich (nur) für "ein einzelnes Pilotprojekt" nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG. Diese Beschränkung auf ein einzelnes Projekt wird auch in den Gesetzesmaterialien hervorgehoben (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Ein Ausschluss der Erdverkabelung für andere NABEG-Vorhaben kann daraus aber ebenso wenig abgeleitet werden wie vor dem Energiepaket 2011, sondern nur das Fehlen einer Erdverkabelungspflicht (vgl. auch EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 22).

Empfehlung:

Es sollte klargestellt werden, dass die Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG auch auf HGÜ-Leitungen mit weniger als 380 kV Anwendung finden kann, sofern eine solche Spannung für ein Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 EnWG in Betracht kommen sollte.

5 Zulassung des Leitungsbauvorhabens, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellung)

5.1 Ausgangslage

Nach Festlegung eines Trassenkorridors hat eine Detailprüfung des Leitungsbauvorhabens, das grundsätzlich innerhalb dieses Korridors liegen soll, auf seine Genehmigungsfähigkeit zu erfolgen. Dabei sind im Falle der Freileitung etwa der genaue Leitungsverlauf, die Masthöhe und -ausführung, die genauen Maststandorte etc. zu untersuchen. Im Falle einer Erdverkabelung sind Ausmaß und genauer Ver-

lauf des Kabelgrabens sowie der zugehörigen Einrichtungen (insbesondere Muffenbauwerke, Baustraßen) zu prüfen. Zu berücksichtigen sind jeweils auch alle sonstigen Einrichtungen wie etwa Übergabebauwerke beim Wechsel von Frei- auf Erdleitung und umgekehrt.

In materieller Hinsicht können Vorschriften etwa des Baurechts, Wasserrechts, Naturschutzrechts und Bundesimmissionsschutzrechts betroffen sein. Erforderlich ist in der Regel die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Soweit ein Planfeststellungsverfahren vorgesehen ist, erfolgt die Prüfung in einem einheitlichen Verfahren, andernfalls in Einzelverfahren (dazu unten Abschn. 5.2). Die Modifikationen des Planfeststellungsverfahrens, die sich aus dem Energiepaket 2011 ergeben, wurden bereits oben zusammenfassend dargestellt (Abschn. 2.2). Sie werden in der Folge jeweils an den betreffenden Stellen angesprochen.

Zuständig für die Zulassungsentscheidung sind in der Regel Landesbehörden. Anderes gilt für die Genehmigung von Unterwasserkabeln im Bereich des Festlandsockels.

Abweichendes gilt darüber hinaus seit dem Energiepaket 2011 für die Planfeststellung länderübergreifender und grenzüberschreitender Leitungen, die durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates nach §§ 2 Abs. 2, 31 Abs. 2 NABEG der Bundesnetzagentur übertragen werden kann. Zwar hat die Bundesregierung ihre Auffassung deutlich gemacht, dass sie weiterhin die Planfeststellung durch Bundesnetzagentur für die sachgerechtere Lösung hält, um für Leitungen von gesamtstaatlichem Interesse zügige Genehmigungsverfahren zu gewährleisten. Sie erklärte sich, entgegen dem ursprünglichen Gesetzesvorschlag, aber damit einverstanden, dass die Übertragung an die Bundesnetzagentur einer Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates bedarf (NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 17). In welchem Umfang die Zuständigkeit für Planfeststellungsverfahren zukünftig auf die Bundesnetzagentur übertragen werden wird, lässt sich derzeit nicht absehen. Nicht zuletzt wird die Vereinbarkeit einer Bundesverwaltungskompetenz mit Art. 87 Abs. 3 GG in Zweifel gezogen, da dieser möglicherweise nur die Übertragung "zentraler Aufgaben" zulässt, die typischerweise ohne Verwaltungsunterbau durchgeführt werden (vgl. dazu BRITZ (1998), S. 1173; BVerfG(1962), S. 211; BVerfG(2004), S. 49). Dies ist bei der Planfeststellung länderübergreifender oder grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen wegen der notwendigen Tatsachenermittlung vor Ort problematisch (DURNER (2011), S. 857 ff.; MOENCH / RUTLOFF (2011), S. 1041), während andererseits die Bedenken gegen die Aushöhlung der Länderzuständigkeiten durch die Zustimmungsbedürftigkeit des Bundesrates abgemildert werden. Weiterhin erscheint fraglich, ob nicht die Zuständigkeit einer zentralen Bundesbehörde die Akzeptanz der Entscheidung beeinträchtigen kann, ähnlich wie bereits für die Bundesfachplanung erörtert (oben Abschn. 4.2.1.3.2).

5.2 Verfahren

Außerhalb des Festlandsockels sind für die Genehmigung des Leitungsbauvorhabens in der Regel die Landesbehörden zuständig. Diese entscheiden häufig im Rahmen von Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren. Teilweise müssen aber auch Einzelgenehmigungen erteilt werden. Für länderübergreifende oder grenzüberschreitende Vorhaben nach § 2 Abs. 1, §§ 18 ff. NABEG erfolgt die Genehmigung der konkreten Trasse in einem Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren.

5.2.1 Planfeststellungsverfahren

5.2.1.1 Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens

Die Genehmigung des Leitungsbauvorhabens erfolgt (nur dann) im Wege eines Planfeststellungsverfahrens, wenn dies durch Rechtsvorschrift angeordnet ist, § 72 Abs. 1 S. 1 VwVfG. Entsprechende Regelungen finden sich in § 43 EnWG, § 2 Abs. 3 EnLAG sowie § 18 NABEG. Das Planfeststellungsverfahren ist teilweise obligatorisch, teilweise fakultativ vorgesehen.

Obligatorisch ist die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG generell für Errichtung, Betrieb und Änderung von Hochspannungsfreileitungen (ausgenommen Bahnstromfernleitungen, deren Zulassung sich nach dem AEG richtet) mit einer Nennspannung ab 110 kV. Diese Regelung beschränkt sich ausdrücklich auf Freileitungen. Darüber hinaus sehen § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren in bestimmten Fällen auch für See- und Erdkabel sowie HGÜ-Leitungen vor (näher unten Abschn. 5.5.2 und 5.6.2). Nach § 18 Abs. 2 i.V.m. § 2 Abs. 1 NABEG ist ein Planfeststellungsverfahren für Errichtung oder Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen obligatorisch, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Abs. 4 S. 1 EnWG als solche gekennzeichnet sind. Fakultativ möglich ist ein Planfeststellungsverfahren für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG.

Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen, § 43 S. 3 EnWG bzw. § 18 Abs. 3 S. 1 NABEG. Dem Planfeststellungsverfahren kommt formelle Konzentrationswirkung zu. Über das Vorhaben wird nur in einem Verfahren vor einer Behörde – unter Verlust der Zuständigkeiten und Entscheidungsbefugnisse der zu beteiligenden Behörden – mit umfassender rechtsgestaltender Wirkung entschieden (BONK / NEUMANN (2008), § 75 Rn. 14). In dieser Zuständigkeitskonzentration wird der große verwaltungsmäßige Vorteil der Planfeststellung gesehen (BVerfG (1969), S. 374).

Gemäß § 75 Abs. 1 S. 1 VwVfG bezieht sich die Planfeststellung jedoch nur auf die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen. Nicht umfasst wird die Kostanerkenntung in der Anreizregulierung, insbesondere durch Genehmigung von Investitionsbudgets, da die rechtliche Zulässigkeit eines planfestgestellten Vorhabens auch bei fehlender Kostenanerkennung nicht in Frage gestellt wird. Zur Abstimmung von Planfeststellungsbehörde und Regulierungsbehörde vgl. oben Abschn. 2.3.2.

5.2.1.2 Befristung von Verfahrensschritten, Anhörungsverfahren

Der Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für Höchstspannungsleitungen ergibt sich im Ausgangspunkt aus den allgemeinen Vorschriften der §§ 72 ff. VwVfG. Grundsätzlich umfasst das Planfeststellungsverfahren ein Anhörungsverfahren und ein Entscheidungsverfahren. Anders als im Raumordnungsverfahren und der Bundesfachplanung, deren Ergebnisse (raumordnerische bzw. fachplanerische Beurteilung) gerichtlich grundsätzlich nicht gesondert überprüfbar sind, kann sich an das Planfeststellungsverfahren ein Rechtsbehelfsverfahren anschließen. Die gerichtliche Überprüfung des Planfeststellungsbeschlusses schließt auch die raumordnerische bzw. fachplanerische Beurteilung ein.

Die allgemeinen Vorschriften der §§ 72 ff. VwVfG werden allerdings modifiziert durch die §§ 43a ff. EnWG und §§ 18 ff. NABEG. Danach ergeben sich etwa von den allgemeinen Vorschriften abweichende Fristenregelungen. Bis zum Energiepaket 2011 stand zudem die Durchführung eines Erörterungstermins im Ermessen der Behörde (§ 43a Nr. 5 EnWG a.F.). Mit dem Energiepaket 2011 wurde nunmehr abschließend festgelegt, in welchen Fällen ein Erörterungstermin nicht stattfindet, § 43a Nr. 5 S. 2 EnWG n.F.

Die Rechtslage gewinnt zusätzlich Komplexität insbesondere durch die Vorschrift des § 43b Nr. 1 EnWG. Dieser trifft teilweise nochmals abweichende Vorgaben hinsichtlich Planfeststellung bzw. Plangenehmigung für bestimmte Freileitungsvorhaben, die bis zum 31.12.2010 beantragt worden sind (Buchst. a)) sowie für die im EnLAG-Bedarfsplan aufgeführten Vorhaben, bei denen es sich also auch um Erdleitungsvorhaben handeln kann (Buchst. b)). Bei diesen Vorhaben erfolgt die Öffentlichkeitsbeteiligung ausschließlich entsprechend § 9 Abs. 3 UVPG, so dass Ausgestaltungsspielräume hinsichtlich Form und Inhalt von Bekanntgabe und Auslegung der entscheidungserheblichen Unterlagen bestehen, da z.B. § 73 Abs. 3 S. 1, Abs. 5 S. 1 VwVfG nicht eingreift (PIELOW (2010), § 43b Rn. 10). Nicht vorgeschrieben ist nach § 9 Abs. 3 UVPG auch ein Erörterungstermin. Bis zum Energiepaket 2011 wurde seine Durchführung daher als nicht zwingend, aber auch nicht ausgeschlossen angesehen, wie sich aus § 43b Nr. 1 S. 4 i.V.m. § 43a Nr. 5 S. 2 EnWG a.F. ergab (PIELOW (2010), § 43b Rn. 10; a.A. HERMES (2010), § 43b Rn. 3).

Nach Neufassung des § 43a Nr. 5 S. 2 EnWG erscheint naheliegend, dass ein Erörterungstermin auch in den Verfahren nach § 43b Nr. 1 EnWG nur noch in den gesetzlich geregelten Fällen ausgeschlossen ist, im Übrigen also durchgeführt werden muss.

Die Fristen für die öffentliche Bekanntmachung sowie für Äußerungen einschließlich Stellungnahmen und Einwendungen sind nach § 43b Nr. 1 EnWG aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung stark beschränkt. Die Gelegenheit zur Äußerung muss innerhalb eines Monats nach Einreichung des vollständigen Plans eröffnet werden und beschränkt sich auf eine Frist von sechs Wochen. Verspätete Äußerungen sind präkludiert, d.h. von der Berücksichtigung ausgeschlossen. Ein Schema zum Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für Vorhaben nach § 43b Nr. 1 EnWG, insbesondere also des EnLAG-Bedarfsplans, ist in Anlage 4 dargestellt. Ein Schema zum Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens nach §§ 18 ff. NABEG befindet sich in Anlage 5.

5.2.2 Einzelgenehmigungen

Ist ein Planfeststellungsverfahren nicht vorgesehen, so sind zur Genehmigung des Leitungsbauvorhabens alle erforderlichen Einzelverfahren vor den jeweils zuständigen Behörden durchzuführen, etwa nach Bau-, Wasser- und Naturschutzrecht.

Kein Planfeststellungsverfahren ist insbesondere für die Genehmigung der Trasse von Unterwasserkabeln im Bereich des Festlandsockels vorgesehen, die sich nach § 133 BBergG richtet. Es bedarf zum einen einer Genehmigung in bergbaulicher Hinsicht durch die zuständige Landesbehörde nach § 136 BBergG, d.h. für die Nordsee und Teile der Ostsee das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Clausthal-Zellerfeld, für die übrige Ostsee das Bergamt Stralsund. Zum anderen bedarf es einer Genehmigung hinsichtlich der Ordnung der Nutzung und Benutzung der Gewässer und des Luftraumes über dem Festlandsockel, die durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilt wird.

5.3. Bündelung / Nutzung bestehender Trassen

Die Nutzung bestehender Trassen oder die Bündelung von Stromleitungen macht ein Planfeststellungsverfahren in aller Regel nicht verzichtbar. Zwar ist eine genehmigungspflichtige Änderung eines Vorhabens nur anzunehmen, wenn das Vorhaben vom Regelungsgehalt einer bestandskräftigen früheren Zulassungsentcheidung nicht mehr gedeckt ist (BVerwG (2006b), Rn. 31 m.w.N.). Keine planfeststellungspflichtigen Änderungen sind beispielsweise Unterhaltungs- und Instandsetzungsarbeiten. Das gilt etwa bei Eisenbahngleisen nicht nur dann, wenn alte Gleise gegen gleichwertige neue ausgetauscht werden, sondern auch,

wenn die neue Gleisanlage einem höheren Sicherheitsstandard oder einem neueren Stand der Technik entspricht (BVerwG (2001), S.111; BVerwG (1995a), S. 586). Sobald aber durch die in bestehender Trasse stattfindenden Veränderungen neue Betroffenheiten entstehen, sind diese Maßnahmen nicht mehr vom Regelungsgehalt eines früheren Planfeststellungsbeschlusses gedeckt.

Bei Höchstspannungsleitungen ist ein Planfeststellungsverfahren daher etwa erforderlich, wenn Maststandorte oder Seilabstände zum Boden verändert oder der Schutzstreifen verbreitert werden. Dies kann auch Netzausbaumaßnahmen betreffen, bei denen neue Leitungen in der vorhandenen Trasse errichtet werden. Denn auch bei Rückbau bestehender Leitungen und Neubau in der alten Trasse werden, etwa aufgrund veränderter Spannungsebene oder technischen Fortschritts, in aller Regel genehmigungspflichtige Veränderungen z.B. der Maststandorte erfolgen.

Auch ein Plangenehmigungsverfahren anstelle eines (häufig aufwändigeren) Planfeststellungsverfahrens dürfte in der Regel ausscheiden. Es kommt ohnehin nur in Frage, wenn Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder die Betroffenen sich mit der Inanspruchnahme ihres Eigentums oder eines anderen Rechts schriftlich einverstanden erklärt haben und mit den Trägern öffentlicher Belange, deren Aufgabenbereich berührt wird, das Benehmen hergestellt worden ist, § 74 Abs. 6 S. 1 VwVfG. Darüber hinaus kann eine Plangenehmigung gemäß § 43b Nr. 2 EnWG nur erteilt werden, wenn für das Leitungsbauvorhaben keine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist. Wie oben erläutert, besteht für 380-kV-Freileitungen mit einer Länge von mehr als 15 km die Pflicht, eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Für solche mit einer Länge bis 15 km ist sie erforderlich, wenn eine allgemeine bzw. standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalles positiv ausfällt. Eine Plangenehmigung kommt bei Höchstspannungsfreileitungen also allenfalls in Betracht, wenn die Vorprüfung erheblicher nachteiliger Umweltauswirkungen negativ ausfällt, was in der Regel auszuschließen ist.

Im Ergebnis können sich aus der Nutzung bestehender Trassen oder der Bündelung mit anderen linienförmigen Infrastrukturen daher allenfalls gewisse Erleichterungen im Verfahrensablauf ergeben. Denkbar ist etwa, dass bei der Erstellung der Antragsunterlagen auf vorhandenen Unterlagen aus früheren Genehmigungsverfahren aufgebaut werden kann, was zu einer Beschleunigung führen könnte. Für die nach Maßgabe des NABEG durchzuführenden Planfeststellungsverfahren ist gemäß § 21 Abs. 4 NABEG in vergleichbarer Weise etwa gesetzlich vorgesehen, für die im Zuge der Umweltverträglichkeitsprüfung vorzulegenden Unterlagen auf die in der Bundesfachplanung eingereichten Unterlagen Bezug zu nehmen. Zudem werden artenschutzrechtliche Restriktionen, die den Leitungsbau erheblich behindern können, abgemildert, wenn Leitungen lediglich ausgetauscht oder Freileitungen parallel zu bereits bestehenden Leitungen errichtet werden und dadurch der Barriereeffekt nicht erhöht wird (KALTENBORN (2010), S. 342).

Empfehlung:

Bei der Nutzung bestehender Trassen bzw. der Bündelung von Höchstspannungsleitungen mit anderen linienförmigen Infrastrukturen sollte geprüft werden, ob bei der Erstellung der Antragsunterlagen auf vorhandene Unterlagen aus früheren Genehmigungsverfahren zurückgegriffen werden kann.

5.4 Ausgewählte materielle Anforderungen

5.4.1 Grenzwerte für Elektromagnetische Felder

Beim Betrieb von Höchstspannungsfreileitungen und -erdkabeln sind die Vorgaben der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) zu beachten. § 3 i.V.m. Anhang 2 der 26. BImSchV legt Grenzwerte für elektromagnetische Felder fest. Für Einwirkungsbereiche in Gebäuden oder auf Grundstücken, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, liegen die Grenzwerte bei höchster betrieblicher Auslastung und unter Berücksichtigung von Immissionen durch andere Niederfrequenzanlagen bei einer Frequenz von 50 Hz

- bei 5 kV/m für die elektrische Feldstärke und
- bei 100 μ T für die magnetische Flussdichte.

Werden die Grenzwerte eingehalten, wird davon ausgegangen, dass keine schädlichen Umwelteinwirkungen von der betreffenden Anlage ausgehen und sie ohne Gefahren für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft betrieben werden kann. Von der Einhaltung dieser rechtlichen Anforderungen kann vorliegend bei den untersuchten Leitungsvarianten ausgegangen werden (vgl. Berichtsteil Technik, Teil III, Abschn. 2.2 und 3.4; Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.1.2 und 3.1.1).

5.4.2 Anforderungen des Naturschutzrechts

Bau und Betrieb von Höchstspannungsfreileitungen und -erdkabeln unterliegen vielfältigen naturschutzrechtlichen Anforderungen. Es lässt sich dabei insbesondere unterscheiden zwischen den Vorschriften des naturschutzrechtlichen Zulassungsverfahrens (Eingriffsregelung, §§ 14 ff BNatSchG) und denen für naturschutzrechtliche Ausnahmen und Befreiungen, wenn besonders geschützte Teile von Natur und Landschaft (§§ 20 ff. BNatSchG) oder besonders geschützte Arten und Biotope (§§ 31 ff. BNatSchG) tangiert werden.

Nach der Eingriffsregelung ist der Vorhabenträger zunächst verpflichtet, vermeidbare Beeinträchtigungen zu unterlassen, § 15 Abs. 1 S.1 BNatSchG. Vermeidbar in

diesem Sinne ist die Beeinträchtigung, wenn mit zumutbaren Alternativen der verfolgte Zweck am gleichen Ort ohne oder mit geringeren Beeinträchtigungen zu erreichen ist, vgl. § 15 Abs. 1 S. 2 BNatSchG. Ist die Beeinträchtigung unvermeidbar, dann ist der Vorhabenträger verpflichtet, sie mittels einer Ausgleichsmaßnahme auszugleichen oder sie zu ersetzen (Ersatzmaßnahme), § 15 Abs. 2 S. 1 BNatSchG. Von einem Ausgleichen spricht man, wenn die Beeinträchtigung des Naturhaushalts in gleichartiger Weise an derselben Stelle wiederhergestellt wird; von einem Ersetzen, wenn die beeinträchtigte Funktion des Naturhaushalts an anderer Stelle im betroffenen Naturraum in gleichartiger Weise hergestellt wird (§ 15 Abs. 2 S. 2 f. BNatSchG). Ist eine Beeinträchtigung unvermeidbar und kann auch nicht durch eine Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahme kompensiert werden, ist sie zu untersagen, wenn die Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege den anderen Belangen (vorliegend denen des Stromleitungsausbaus) bei der gebotenen Abwägung vorgehen, § 15 Abs. 5 BNatSchG. Ergibt die Abwägung aber, dass die anderen Belange die des Naturschutzes und der Landschaftspflege überwiegen – was bei Leitungsbauvorhaben, die der Versorgungssicherheit und einer umweltverträglichen Energieversorgung dienen, häufig der Fall sein dürfte (vgl. KALTENBORN (2010), S. 324) – können Ersatzzahlungen verlangt werden, § 15 Abs. 6 BNatSchG (vgl. hierzu auch unten Abschn. 5.7.2.1).

Für die besonders geschützten Teile von Natur und Landschaft und die besonders geschützten Biotope gelten bestimmte Verbote und Gebote, die zusammen mit der Erklärung zum Schutzgebiet (§ 22 Abs. 1 S. 2 bzw. § 32 Abs. 3 S. 2 BNatSchG) festgelegt werden. Je nach Schutzgebietskategorie gelten strengere oder weniger strenge Schutzgebietsanforderungen. So sind in einem Naturschutzgebiet nach § 23 Abs. 2 S. 1 BNatSchG bspw. alle Handlungen, die zu einer Zerstörung, Beschädigung oder Veränderung des Naturschutzgebietes oder seiner Bestandteile oder zu einer nachhaltigen Störung führen können, verboten. In Landschaftsschutzgebieten sind alle Handlungen verboten, die den Charakter des Gebietes verändern oder seinem besonderen Schutzzweck zuwiderlaufen, § 26 Abs. 2 BNatSchG. Die konkrete Ausgestaltung der Verbote erfolgt dabei mit der konkreten Schutzgebietsausweisung („nach Maßgabe näherer Bestimmungen“, vgl. §§ 23 Abs. 2 S. 1, 26 Abs. 2 BNatSchG). Dabei können auch Ausnahmen vorgesehen oder im Einzelfall Befreiungen erteilt werden.

Für Natura 2000-Gebiete, mit denen nach §§ 31 ff. BNatSchG bestimmte Biotope unter besonderen Schutz gestellt werden, gilt grundsätzlich gemäß § 33 Abs. 1 S. 1 BNatSchG, dass alle Veränderungen und Störungen, die zu einer erheblichen Beeinträchtigung des Gebietes in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen führen könnten, unzulässig sind. Nach § 34 Abs. 1 S. 1 BNatSchG sind Projekte vor ihrer Zulassung einer Prüfung der Verträglichkeit mit den Erhaltungszielen des tangierten Gebietes zu unterziehen. Ergibt die Prüfung, dass die Möglichkeit der erheblichen Beeinträchtigung besteht, ist

das Projekt unzulässig, § 34 Abs. 2 BNatSchG. Aber auch hiervon können nach Maßgabe von § 34 Abs. 3 - 5 BNatSchG Ausnahmen gemacht werden (zu konkret zu erwartenden Auswirkungen von Erdkabeltrassen bzw. Freileitungen auf Schutzgebiete und Biotope, vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.3 bzw. 3.3.).

Künftig könnten bundeseinheitliche Kriterien dafür gelten, wann eine Verträglichkeit nach § 34 Abs. 1 BNatSchG gegeben bzw. eine Ausnahme nach § 34 Abs. 3 BNatSchG möglich ist. Denn durch Art. 3 des Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze wurde in § 54 BNatSchG eine Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung zum Erlass allgemeiner Verwaltungsvorschriften über Voraussetzungen und Bedingungen, unter denen von einer Verträglichkeit von Plänen und Programmen im Sinne von § 34 Abs. 1 BNatSchG auszugehen ist, und über Voraussetzungen und Bedingungen für Abweichungsentscheidungen im Sinne von § 34 Abs. 3 BNatSchG eingeführt. Bei den künftig möglichen Regelungen soll es sich, anders als in der Kritik des Bundesrates angenommen (vgl. NABEG-STELLUNGNAHME BR, S. 22), nicht um das Festschreiben bestimmter Vorhaben und Maßnahmen als unerhebliche Beeinträchtigung, ohne eine Einzelfallentscheidung mit Blick auf ein bestimmtes Natura 2000-Gebiet und die darin geschützten konkreten Habitate und Arten treffen zu müssen, handeln. Vielmehr sieht die Bundesregierung in der Verordnungsermächtigung lediglich die Möglichkeit, die – europarechtlich gebotene – Einzelfallprüfung künftig mit Hilfe allgemeiner Verwaltungsvorschriften besser zu strukturieren und damit für die zuständigen Behörden leichter handhabbar zu machen (vgl. NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 30).

Zum Schutz von Tier- und Pflanzenarten ist es nach § 39 Abs. 1 BNatSchG verboten, wild lebende Tiere mutwillig zu beunruhigen oder ohne vernünftigen Grund zu fangen, zu verletzen oder zu töten; wild lebende Pflanzen ohne vernünftigen Grund von ihrem Standort zu entnehmen oder zu nutzen oder ihre Bestände niederzuschlagen oder auf sonstige Weise zu verwüsten; Lebensstätten wild lebender Tiere und Pflanzen ohne vernünftigen Grund zu beeinträchtigen oder zu zerstören. Für besonders geschützte und bestimmte andere Tier- und Pflanzenarten gelten ergänzend die Vorschriften des speziellen Artenschutzes nach §§ 44, 45 BNatSchG. Weitere Ausführungen zu konkret zu erwartenden Auswirkungen von Erdkabeltrassen bzw. Freileitungen auf Tiere und Pflanzen werden dargestellt im Berichtsteil Umwelt (Abschn. 2.2 bzw. 3.2.).

5.5 Erdleitungen

5.5.1 Pflicht zur Erdverkabelung

5.5.1.1 Grundsatz

Eine unmittelbare gesetzliche Pflicht zur Erdverkabelung besteht nicht. Insbesondere ist davon auszugehen, dass das niedersächsische Landesraumordnungsprogramm den Genehmigungsbehörden einen Spielraum bei der Entscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung lässt (oben Abschn. 4.1.5.2.3). Andererseits ist die Erdverkabelung, wie ausgeführt, auch außerhalb der vier EnLAG-Pilotvorhaben, der Offshore-Anbindungen, der grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen sowie eines etwaigen Pilotvorhabens nach § 12e Abs. 3 EnWG nicht unzulässig (oben Abschn. 4.1.5.1). Grundsätzlich ist es daher Sache des Netzbetreibers, ob er im Rahmen der Planfeststellung eine Frei- oder Erdleitungsvariante wählt. Allerdings ist von Behörden Seite in gewissem Umfang eine Variantenprüfung vorzunehmen und kann die Planfeststellung ggf. abgelehnt werden.

Besonderheiten gelten für die vier EnLAG-Pilotvorhaben, bei denen § 2 Abs. 2 EnLAG seit der Änderung im Jahr 2011 der zuständigen Genehmigungsbehörde die Möglichkeit eröffnet, vom Netzbetreiber eine Erdverkabelung zu verlangen. Hierauf ist in der Folge näher einzugehen.

5.5.1.2 EnLAG-Pilotvorhaben

Bis zur Änderung des § 2 Abs. 2 EnLAG im Jahr 2011 enthielt diese Vorschrift lediglich eine Kann-Vorschrift zur Teilerdverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 1 EnLAG. Der Netzbetreiber profitierte allerdings bei einer Teilverkabelung dieser Vorhaben von bestimmten Erleichterungen, insbesondere von der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens, der verbesserten Anerkennung der Mehrkosten in der Anreizregulierung sowie einem horizontalen Kostenausgleich (vgl. § 2 Abs. 3 und 4 EnLAG, § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 14 und § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV). Darüber hinaus erfolgte die Regelung, „um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen“, § 2 Abs. 1 EnLAG. Nach der Gesetzesbegründung sollten mit den Pilotvorhaben energiewirtschaftliche Erfahrungen mit Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene von bundesweiter Bedeutung gewonnen werden (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 17). Diesem Erprobungszweck konnte eine grundsätzliche Verpflichtung zur Erdverkabelung zumindest in solchem Umfang entnommen werden, dass aussagekräftige Erfahrungen gewonnen werden konnten (vgl. auch NDS. POSITIONSPAPIER (2010)). In diesem Sinne vertrat auch die Bundesregierung die Auffassung, dass Vorhabenträger und Planungs- und Genehmi-

gungsbehörde bei der Festlegung der Erdkabelabschnitte kooperativ zusammenarbeiten sollten (BUNDESREGIERUNG (2010), S. 3). Im Ergebnis ließ sich die Regelung dahingehend verstehen, dass keine Pflicht zur Verkabelung konkreter Abschnitte bestand, dass aber insgesamt der Erprobungszweck gewährleistet werden musste.

Seit der Änderung des § 2 Abs. 2 EnLAG durch Gesetz vom 07.03.2011, in Kraft getreten am 12.03.2011, ist für die in § 2 Abs. 1 EnLAG genannten Vorhaben auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn die weiteren Voraussetzungen des § 2 Abs. 2 EnLAG vorliegen. Damit ist ausdrücklich geregelt, dass die zuständige Behörde eine weitergehende Erdverkabelung verlangen kann als vom Netzbetreiber vorgesehen.

Das Verlangen der Behörde setzt voraus, dass die gesetzlichen Anforderungen an eine Erdverkabelung nach § 2 Abs. 2 EnLAG erfüllt sind. Anknüpfungspunkt der Erdverkabelung bei den Pilotvorhaben des § 2 Abs. 1 EnLAG ist die Unterschreitung der Mindestabstände nach § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG oder die Belegenheit im Naturpark Thüringer Wald gemäß § 2 Abs. 2 S. 2 EnLAG. Dem Merkmal „auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt“ kann darüber hinaus entnommen werden, dass eine Vollverkabelung nicht gedeckt ist und dass der Umfang der Verkabelungsabschnitte auch keine Dimension erreichen darf, die nicht mehr als „Teilabschnitt(e)“ i.S.v. § 2 Abs. 2 EnLAG angesehen werden könnte. Andererseits ist aber auch nicht nur genau ein Erdverkabelungsabschnitt zulässig. Vielmehr soll ein ständiges Abwechseln der Erdverkabelung mit der Freileitungsbauweise, das zu erheblichen Mehrkosten führt, vermieden werden. Als „technisch und wirtschaftlich effizient“ soll ein Teilabschnitt von mindestens drei Kilometer Länge gelten (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6). In der Sache dürfte es um das von § 1 EnWG Gewollte gehen, nämlich eine umfassende Abwägung von Kosten und Nutzen der technischen Möglichkeiten (SÄCKER (2009), S. 149).

Umstritten war bislang insbesondere, ob eine Erdverkabelung von § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG nur vorgesehen ist, wenn auf der gesamten Länge eines technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts eine Siedlungsannäherung auf weniger als 400 bzw. 200 m erfolgt, oder ob eine Erdverkabelung bereits dann vorgesehen ist, wenn auch nur an einer Stelle eine derartige Siedlungsannäherung erfolgt, und dann auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt erfolgen muss. Die Begründung des Wirtschaftsausschusses zur Änderung des EnLAG legt ausdrücklich die zweite Auslegung zu Grunde und verweist auf die Vermeidung von Ungleichbehandlungen und von Auseinandersetzungen über den Umfang der Verkabelung (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6).

Die Entscheidung steht im Ermessen der Behörde. Diese wird insbesondere den Zweck der Regelung zu berücksichtigen haben, eine Teilverkabelung zu erproben. Die Begründung des Wirtschaftsausschusses zur Änderung des EnLAG verweist außerdem auf die Schutzwürdigkeit des Wohnumfeldes eines Grundstückseigentümers. Dies entspricht dem Grundgedanken der Siedlungsannäherung nach § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG. Einen uneingeschränkten Vorrang der Erdverkabelung aufgrund der Schutzwürdigkeit des Wohnumfeldes bringt § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG aber nicht zum Ausdruck. Die Schutzwürdigkeit soll etwa dann entfallen, wenn der Grundstückseigentümer der Leitungsführung auch als Freileitung zustimmt. Dies sei als gewichtiger Grund gegen das Verlangen einer Erdverkabelung zu berücksichtigen (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6 f.). Außerdem könnte der gesetzlich betonte Erprobungszweck der Erdkabel-Pilotvorhaben – wenn hinreichende Erdleitungsabschnitte bereits vorgesehen sind – einem Verlangen nach weiterer Erdverkabelung Grenzen setzen.

Zweifel wirft auch die Bestimmung der Länge des Erdleitungsabschnittes auf. Wird die Erdverkabelung von der Genehmigungsbehörde verlangt, so ist diese nach § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG auf einem „technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt“ durchzuführen. Die Gesetzesfassung regelt nicht ausdrücklich, ob die Länge eines Erdverkabelungsabschnittes ebenfalls von der Behörde vorgegeben werden kann oder vom Vorhabenträger im Rahmen der gesetzlichen Regelung festgelegt wird. Letzteres scheint dem sachlichen Inhalt der Beurteilung (technische und wirtschaftliche Effizienz) jedenfalls grundsätzlich besser zu entsprechen. Damit würde nur eine Mindestanforderung an die Länge des Teilabschnitts bestehen, der nach den Gesetzesmaterialien mindestens drei Kilometer Länge haben soll.

In diese Richtung weist auch die Begründung zur Änderung des EnLAG, die maßgeblich an die Länge von 3 km anknüpft und derzufolge die bisherigen Verfahrensverzögerungen vermieden und das Risiko von Rechtsstreitigkeiten reduziert werden sollen, die aus der Auseinandersetzung über den Umfang der Verkabelung resultieren (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a), S. 6). Denn die Vorgabe eines über 3 km hinausgehenden Verkabelungsabschnittes durch die Genehmigungsbehörde könnte wiederum zu Streitigkeiten im Hinblick auf das Kriterium „technisch und wirtschaftlich effizienter Teilabschnitt“ führen. Der Sinn der Neuregelung ist nach diesem Verständnis darin zu sehen, dass eine hinreichende Erprobung der Erdverkabelung gewährleistet werden soll, nicht aber dass eine möglichst weitgehende Erdverkabelung bei den Pilotvorhaben erfolgen soll.

Ein längerer Erdverkabelungsabschnitt kann von der Genehmigungsbehörde nach diesem Verständnis grundsätzlich nicht gegen den Willen des Vorhabenträgers durchgesetzt werden. Allerdings hat die Genehmigungsbehörde eine Alternativenprüfung durchzuführen, die auch die Ausführung als Frei- oder Erdlei-

tung umfasst. Sofern eine Verlängerung des Erdverkabelungsabschnittes über den Bereich der Siedlungsannäherung bzw. der Mindestlänge von 3 km hinaus nahe liegt, etwa aus besonderen Gründen des Natur- oder Landschaftsschutzes, wäre dies von der Genehmigungsbehörde zu berücksichtigen und könnte ggf. der Planfeststellung einer Freileitung auf diesem Abschnitt entgegen stehen.

Empfehlung:

Die Neuregelung des § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG lässt sich dahingehend verstehen, dass die Länge des Verkabelungsabschnittes grundsätzlich nicht von der Genehmigungsbehörde vorgegeben werden kann. Aus besonderen Gründen kann aber im Rahmen der Variantenprüfung nur eine weitergehende Erdverkabelung genehmigungsfähig sein.

5.5.2 Zulässigkeit eines Planfeststellungsverfahrens

5.5.2.1 Rechtslage vor Inkrafttreten des Energiepaketes 2011

Für Erdleitungen auf Höchstspannungsebene sind Planfeststellungsverfahren nicht generell vorgeschrieben oder auch nur zugelassen, da § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG ausdrücklich auf Freileitungen beschränkt ist. Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, müssen die erforderlichen Einzelgenehmigungen für das Leitungsbauvorhaben eingeholt werden.

Ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren sieht allerdings § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG hinsichtlich der Netzanbindung von Offshore-Anlagen vor. Es gilt im Küstenmeer (maximal 12-Seemeilen-Zone, vgl. Teil II, Abschn. 2, Art. 3 SEERECHTS-ÜBEREINKOMMEN) für die Ausführung als Seekabel und landeinwärts für die Ausführung als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Speziell für HGÜ-Leitungen sieht zudem § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren für Errichtung, Betrieb und Änderung von grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vor, die keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie ihre Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Fakultativ zugelassen ist ein Planfeststellungsverfahren zudem für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG. Dagegen bezieht sich die Regelung des § 43 S. 4 EnWG (§ 43 S. 3 EnWG a.F.), die ein fakultatives Planfeststellungsverfahren in einem 20 km-Küstenstreifen vorsieht, nur auf 110 kV-Erdleitungen, nicht aber auf Erdleitungen der Höchstspannungsebene.

Die derzeitige restriktive Regelung der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens für Höchstspannungs-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen ist Ausdruck einer generellen Zurückhaltung gegenüber der (kostspieligen) Erdverkabelung. Diese resultiert nicht zuletzt aus dem Kompromisscharakter zwischen den betroffenen Bundesländern, die insbesondere auch den Umfang der bundesweit auszugleichenden Mehrkosten der Erdverkabelung (vgl. § 2 Abs. 4 EnLAG) begrenzen wollten. Sollte zukünftig, insbesondere zur Beschleunigung des Netzausbaus, die Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene und bei HGÜ-Leitungen in erweitertem Umfang kostenmäßig anerkannt werden, so sollte jedenfalls auch die Möglichkeit zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens entsprechend ausgeweitet werden.

Darüber hinaus ist die Durchführung der Erdverkabelung außerhalb der gesetzlich ausdrücklich geregelten Fälle (Offshore-Anbindungen, grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen, EnLAG-Pilotvorhaben) nicht unzulässig. Sie wird in Sonderfällen, in denen die Kosten von interessierter Seite übernommen werden, auch praktisch durchgeführt. Daher könnte erwogen werden, ein Planfeststellungsverfahren für Höchstspannungs-Erdleitungen generell einzuführen, ähnlich etwa der Regelung des § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG für Freileitungen. Um unbeabsichtigte Rückschlüsse auf die Anerkennung der Mehrkosten in der Anreizregulierung auszuschließen, müssten allerdings die Grenzen der Kostenanerkennung bei Erdverkabelung außerhalb der gesetzlich speziell geregelten Fälle präzisiert werden. Im Ergebnis erscheint daher zweifelhaft, ob eine derartige Regelung nicht weitergehende Erwartungen hinsichtlich einer Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene wecken und damit neues Streitpotenzial schaffen würde. Da im Falle fehlender Kostenanerkennung ohnehin nur Sonderfälle betroffen sein werden, erscheint daher letztlich die generelle Einführung eines Planfeststellungsverfahrens für Höchstspannungs-Erdleitungen nicht zwingend.

5.5.2.2 Energiepaket 2011

Gemäß § 18 Abs. 1 NABEG bedürfen die Errichtung, der Betrieb und die Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Leitungen nach § 2 Abs. 1 NABEG stets der Planfeststellung. Wird im Bundesbedarfsplangesetz daher ein Erdkabel-Pilotprojekt nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG (verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen) vorgesehen und die Leitung als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet, unterliegen damit auch deren Erdkabel-Abschnitte der Planfeststellung nach § 18 Abs. 1 NABEG.

Angesichts der allgemeinen Fassung des § 18 Abs. 1 NABEG findet ein Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren darüber hinaus grundsätzlich für alle Erdleitungsabschnitte von Leitungen im Sinne von § 2 Abs. 1 NABEG Anwen-

dung. Dem NABEG kann auch nicht entnommen werden, dass die Erdverkabelung nur für das "einzelne Pilotprojekt" nach § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a EnWG zulässig sein soll (oben Abschn. 4.2.2.9).

5.5.3 Verfahrensunterlagen

Angesichts der grundsätzlichen Zulässigkeit der Erdverkabelung stellt sich die Frage, inwieweit Netzbetreiber nach § 73 Abs. 1 VwVfG verpflichtet sind, bereits im Rahmen der Antragsunterlagen die Variante der Erdverkabelung zu behandeln. Einerseits führt es zu einer Beschleunigung, wenn möglichst früh ein ernsthafter detaillierter Vergleich von Erd- und Freileitung erfolgt. Andererseits bedeutet es für den Vorhabenträger eine Verzögerung und zusätzlichen Aufwand bei der Erstellung der Antragsunterlagen, wenn er zu einer entsprechenden Darstellung verpflichtet ist.

Nach § 73 Abs. 1 VwVfG muss der Umfang der Planunterlagen so beschaffen sein, dass sie eine Gesamtbeurteilung des Vorhabens und seiner Auswirkungen ermöglichen. Sie müssen der Behörde eine konkrete Entscheidungsgrundlage bieten (BONK / NEUMANN (2008), § 73 Rn. 18). Nach dem Gebot gerechter Abwägung muss die Behörde hierbei alle ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen ermitteln, bewerten und untereinander abwägen (st. Rspr.: BVerwG (1969), S. 301 ff.; BVerwG (1974), S. 309 ff.; BVerwG (1996), S. 249 f.; BVerwG (2006a) Rn. 98.). Dies gilt grundsätzlich auch für denkbare technische Alternativen bei der Projektverwirklichung (vgl. Ziekow (2004), S. 226 Rn. 697; so i.E. auch BVerwG (2010) Rn. 43).

Die Planfeststellungsbehörde braucht nach verbreiteter Auffassung allerdings nur solche Alternativen zu berücksichtigen, die sich nach Lage der konkreten Verhältnisse aufdrängen oder nahe liegen (vgl. BVerwG (2010), Rn. 30; ähnlich etwa BONK / NEUMANN (2008), § 74 Rn. 76, 125; KOPP / RAMSAUER (2010), § 74 Rn. 76). Nach anderer Auffassung ist das erforderliche Abwägungsmaterial vollständig zu berücksichtigen und nur die gerichtliche Überprüfung der behördlichen Auswahlentscheidung aufgrund des dieser zukommenden planerischen Ermessens eingeschränkt. Insbesondere wird eine Abschichtung aufgrund von Grobanalysen zugelassen (BVerwG (2009), Rn. 5 ff.; ähnlich OVG Lüneburg (2011), unter II.C.2.c); vgl. auch WICKEL (2010), § 74 VwVfG Rn. 131) und nicht beanstandet, wenn der Plangeber – und auch die Behörde – Alternativen nicht weiter verfolgt, die der von ihm verfolgten Lösung nicht eindeutig vorzuziehen sind (BVerwG (2008), Rn. 60). Im Ergebnis ist die Berücksichtigungspflicht alternativer Trassenverläufe im Planfeststellungsverfahren jedenfalls eingeschränkt.

Von Interesse ist daher insbesondere, ob eine Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene eine nahe liegende Alternative darstellt. Grundsätzlich wird man der-

zeit noch nicht von einer ausreichenden Erprobung der Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene ausgehen können. Die (Planfeststellungs-)Behörde kann auch nach der Rechtsprechung des BVerwG jedenfalls auf der 380 kV-Ebene grundsätzlich rechtmäßig annehmen, dass eine Erdverkabelung aus technischen und finanziellen Gründen nicht vorzuziehen ist (BVerwG (2010), Rn. 43). Damit ist die Erdverkabelung noch nicht grundsätzlich als nahe liegende Alternative einzustufen.

Besonders zu beurteilen sind aber die in § 2 Abs. 1 EnLAG ausgewiesenen Erdkabel-Pilotvorhaben, bei denen die zuständige Genehmigungsbehörde die Erdverkabelung verlangen kann. Da sich die Zulässigkeit des Planfeststellungsverfahrens bei Erdleitungen auf Höchstspannungsebene nach § 2 Abs. 3 EnLAG i.V.m. §§ 43 ff. EnWG richtet, spielt das EnLAG bei den detaillierten Anforderungen an die Planunterlagen eine wesentliche Rolle. Es schreibt zwar nicht im Einzelnen vor, was der Antrag auf Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses beinhalten muss (wie bspw. § 40 LuftVZO für die luftverkehrsrechtliche Zulassung), aber es prägt durch seinen Pilotvorhabenansatz klar das Prüfprogramm des Planfeststellungsverfahrens. Damit stellt bei den EnLAG-Pilotvorhaben die Verkabelung auf Höchstspannungsebene eine nahe liegende Alternative dar, die durch den Vorhabenträger zu prüfen ist, wenn die in § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG normierten Voraussetzungen einer Erdverkabelung erfüllt sind. Entsprechendes gilt seit dem Energiepaket 2011 für ein etwaiges Pilotvorhaben nach § 12e Abs. 3 EnWG. Ggf. können Vorgespräche mit der Genehmigungsbehörde hinsichtlich konkreter Erdleitungsabschnitte geführt werden. Zur Vermeidung von Streitigkeiten könnte normiert werden, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG bzw. § 12e Abs. 3 EnWG die Planunterlagen auch die Alternative der Erdverkabelung behandeln müssen.

Sollte die Planfeststellungsbehörde eine Erdverkabelung im Rahmen der Abwägung für vorzugswürdig halten, ist angesichts der Ausgestaltung als Antragsverfahren grundsätzlich anzunehmen, dass die Planfeststellung nur möglich ist, wenn die Alternative den Plan lediglich modifiziert. Andernfalls kann die Behörde grundsätzlich nur auf die Vorlage eines geänderten Plans hinwirken und den Antrag notfalls ablehnen (in diesem Sinne BONK / NEUMANN (2008), § 74 Rn. 14, 126). Ausnahmsweise könnte sich eine Pflicht zur Vorlage eines geänderten Plans allerdings aus der Verpflichtung zum Netzausbau nach §§ 11 ff. EnWG ergeben.

Empfehlung:

Zur Vermeidung von Streitigkeiten könnte normiert werden, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG bzw. § 12e Abs. 3 EnWG die Planunterlagen auch die Alternative der Erdverkabelung behandeln müssen.

5.5.4 Vorsorgewert für die Wärmeentwicklung von Erdleitungen

Wie oben erläutert (vgl. Berichtsteil Technik, Teil II), erwärmt sich ein Höchstspannungserdkabel während des Betriebs und gibt die Wärme an das Erdreich ab. Aus ökologischer Sicht wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass die maximal tragbare Erwärmung in terrestrischen Böden bei 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante liegen sollte (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn.2.4.8). Die rechtliche Umsetzbarkeit einer derartigen Vorgabe wird im Folgenden erörtert.

5.5.4.1 Zulässigkeit

Die Festlegung eines Höchstwertes der zulässigen Bodenerwärmung bezweckt zum einen den Schutz des Umweltmediums Boden. Dies kann zum anderen in einer Verpflichtung des Vorhabenträgers zu aufwändigen Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen resultieren. Wie erläutert (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.9.4 bzw. Berichtsteil Technik, Teil II, Abschn. 4), kann die Wärmeabgabe eines Erdkabels über die Bemessung des Bettungsmaterials geregelt werden oder durch eine Verlegung in größerer Tiefe. Grundsätzlich kommen auch aufwändigere Maßnahmen wie eine Vertunnelung mit aktiver Belüftung oder eine externe Kühlung in Betracht. Das alles bedeutet für den Vorhabenträger einen größeren technischen und wirtschaftlichen Aufwand. Derartige Anforderungen unterliegen daher den Anforderungen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes. Die zusätzliche Belastung des Vorhabenträgers muss in einem angemessenen Verhältnis zum bestehenden Risikopotential für das Schutzgut Boden stehen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass, wie erläutert, noch große Kenntnislücken und Unsicherheiten hinsichtlich der Auswirkungen der Erwärmung durch Erdkabel auf den Boden bestehen.

Die Vorgabe eines Höchstwertes der zulässigen Bodenerwärmung kommt im Immissionsschutzrecht oder im Bodenschutzrecht in Betracht. Diese sehen verschiedene Formen von Höchstwertvorgaben vor. Unterscheiden lassen sich zum einen Werte, die bereits das Bestehen einer Gefahr im ordnungsrechtlichen Sinn markieren. Das sind im Immissionsschutzrecht der Grenzwert und im Bodenschutzrecht der Maßnahme- und der Prüfwert. Zum anderen verwendet das Bodenschutzrecht Vorsorgewerte, die lediglich die Schwelle zur Besorgnis einer schädlichen Veränderung kennzeichnen.

Das Immissionsschutzrecht kennt (bislang) nur Grenzwerte (vgl. § 23 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Diese sind als verbindlich festgelegte Höchstwerte zu definieren, die noch akzeptiert werden und nicht überschritten werden dürfen (DOMBERT (2002), § 8 BBodSchG Rn. 10). Werden sie überschritten, kann die zuständige Behörde Anordnungen zur Einhaltung der Werte (nach §§ 24 bzw. 52 BImSchG) erlassen und ggf. den Betrieb der Anlage ganz oder teilweise bis zur Erfüllung der

Anordnung untersagen, § 25 Abs. 1 BImSchG. Grenzwerte haben also eine verbindliche einzelfallunabhängige Wirkung.

Im Bodenschutzrecht kennzeichnen Maßnahmewerte (§ 8 Abs. 1 Nr. 2 BBodSchG) die Gefahrenschwelle, bei deren Überschreiten eine schädliche Bodenveränderung vorliegt und Schutz- oder Beschränkungsmaßnahmen sowie ggf. weitere Untersuchungsmaßnahmen ausgelöst werden (BT-Drs. 13 / 6701, S. 83). Maßnahmewerte begründen damit als Richtwerte eine starke, an Grenzwerte angenäherte Verbindlichkeit (DOMBERT (2002), § 8 BBodSchG Rn. 13). Daneben kennt das Bodenschutzrecht Prüfwerte (§ 8 Abs. 1 Nr. 1 BBodSchG), die die Belastungsschwelle definieren, deren Überschreiten das Vorliegen einer schädlichen Bodenveränderung signalisiert und die Notwendigkeit einer einzelfallbezogenen Prüfung indiziert (DOMBERT (2002), § 8 BBodSchG Rn. 10). Sie sind Beurteilungshilfen für die Gefährdungsabschätzung und dienen der Entscheidung über weitere Sachverhaltsermittlungen (ebenda, Rn. 11) Werden die Prüfwerte überschritten, ist die zuständige Behörde nach § 9 Abs. 1 S. 2 BBodSchG gehalten, die notwendigen Maßnahmen zu treffen, um festzustellen, ob eine schädliche Bodenveränderung vorliegt.

Neben den vorstehenden Regelungen, die bei Vorliegen einer Gefahr verwandt werden, besteht die Möglichkeit zur Festlegung von Vorsorgewerten. Diese markieren die Schwelle zur Besorgnis einer schädlichen Veränderung. Eine konkrete Gefahr wird noch nicht angenommen. Das heißt, das auf der Überschreitung des Vorsorgewertes gründende Tätigwerden dient nicht der Gefahrenabwehr, sondern der Vorsorge. Während eine Maßnahme zur Gefahrenabwehr ausscheidet, wenn keine hinreichende Wahrscheinlichkeit für einen Schadenseintritt vorliegt, ist die eine Vorsorgemaßnahme legitimierende Besorgnis bereits dann gegeben, wenn die Möglichkeit eines Schadenseintritts nach den gegebenen Umständen und im Rahmen einer sachlich vertretbaren, auf konkreten Feststellungen beruhenden Prognose nicht von der Hand zu weisen ist (NIES (2003), § 7 BBodSchG Rn. 12 m.w.N.). Vorsorgende Maßnahmen sind nicht erst möglich, wenn als Folge der Auswirkungen bereits eine schädliche Bodenveränderung vorliegt, vielmehr müssen nur konkrete tatsächliche Anhaltspunkte für die Möglichkeit einer nachteiligen Veränderung bestehen (NIES (2003), § 7 BBodSchG Rn. 13).

Wird der Vorsorgewert überschritten, mithin die Besorgnis einer schädlichen Veränderung angenommen, wird regelmäßig vorgesehen, dass der zur Vorsorge Verpflichtete – vorliegend der Betreiber des Erdkabels – gehalten ist, Vorkehrungen zu treffen, um möglicherweise schädliche Veränderungen zu vermeiden oder wirksam zu vermindern (vgl. eine entsprechende Regelung bzgl. des Schadstoffeintrags in den Boden in § 10 Abs. 1 S. 1 BBodSchV). Die Verpflichtung zu derartigen Vorkehrungen unterliegt allerdings wiederum einer Verhältnismäßigkeitsprüfung. Ob tatsächlich und wie diese Vorkehrungen konkret zu erfolgen haben, ist Gegen-

stand einer Einzelfallentscheidung (vgl. auch hierzu § 7 S. 3 BBodSchG und § 10 Abs. 1 S. 1 a.E. BBodSchV). Aufgrund der vorliegend gegebenen Tatsachenbasis kann bei einer Obergrenze der zulässigen Erderwärmung von maximal 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante (EOK) (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8), nicht von einer hinreichenden Wahrscheinlichkeit hinsichtlich einer Schädigung des Bodens infolge der Erwärmung ausgegangen werden. Damit erscheint es derzeit nicht möglich, einen solchen Höchstwert als Grenz-, Maßnahme- oder Prüfwert einzuführen. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten kommt lediglich die Normierung eines Vorsorgewertes in Betracht. Insoweit besteht die Besorgnis eines Schadenseintritts infolge der Erwärmung durch Erdkabel. Es ist bekannt, dass eine Temperaturerhöhung um 10° die biochemischen Prozesse im Boden um das 2-3fache steigert (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8) und dadurch die Bodeneigenschaften dauerhaft verändern kann. Die Prognose, dass ab einem Wert von 5 K in 50 cm unter EOK die Möglichkeit eines Schadenseintritts besteht, ist also sachlich begründbar.

Die Einführung eines solchen Höchstwertes der zulässigen Erderwärmung durch Erdkabel als Vorsorgewert erscheint auch nicht unverhältnismäßig. Der Boden ist ein Umweltmedium, dessen Schutz Verfassungsrang besitzt (vgl. SACHS (2011), § 20a GG Rn. 30). Er ist unvermehrbar und erfüllt dabei grundlegende Funktionen als Lebensgrundlage und Lebensraum, für den Naturhaushalt und den Menschen. Gleichzeitig ist er vielen Gefährdungen ausgesetzt und dabei nur schwer zu regenerieren. Aus diesen Gründen ist dem Vorsorgeprinzip folgend, die Festlegung eines Vorsorgewertes als bloße Ermessensdirektive zulässig. Die Behörde müsste (anders als bei Überschreiten eines Grenzwertes) immer noch eine Einzelfallentscheidung treffen. Gleichzeitig würde signalisiert, dass eine Belastung unterhalb des Vorsorgewertes nicht zu einer Versagung der Genehmigung führen darf.

Zu prüfen wäre allerdings, ob der Vorsorgewert stärker ausdifferenziert werden könnte. Die bloße Normierung einer Grenze von 5 k in 50 cm unter EOK erscheint unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten möglicherweise zu pauschal. Denn wie erläutert (vgl. Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8), spielt bspw. die Bodenbeschaffenheit bei den Auswirkungen der Verlustwärme der Erdkabel eine zentrale Rolle. So könnte bereits bei der Festlegung des Wertes und nicht erst in der konkreten Einzelfallentscheidung über die zu treffende Vorsorgemaßnahme nach der jeweils betroffenen Bodenart differenziert werden (so etwa auch Anhang 2 Ziff. 4.1 BBodSchV für die Vorsorgewerte für Metalle). Wie die Regelung konkret näher ausgestaltet werden könnte, insbesondere hinsichtlich der vertretbaren Abweichungen, kann im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht im Einzelnen untersucht werden. Dazu wären weitere (naturwissenschaftliche) Forschungen über die genaueren Wirkzusammenhänge erforderlich.

Bei der konkreten Einzelfallentscheidung über das „Ob“ und konkrete „Wie“ der auf Überschreitung des Vorsorgewertes basierenden Vorsorgemaßnahmen (welche möglich sind, vgl. Berichtsteil Technik, Teil II, Abschn. 4) dürfen vom Vorhabenträger, wie ausgeführt, keine Vermeidungsanstrengungen verlangt werden, die außer Verhältnis zu der geringen Schadenswahrscheinlichkeit und dem Schadenspotential stehen. So ist in die konkrete Abwägung über eine Minderungsmaßnahme einzubeziehen, dass zwar die biochemischen Prozesse bereits bei einer Temperaturerhöhung um 10° um das 2-3fache gesteigert werden und die Bodeneigenschaften ggf. dauerhaft verändert werden (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8), der Einwirkungsbereich der Erdkabelwärme sich aber allenfalls auf einen Bereich bis ± 3 m vom Kabelgraben erstreckt, das betroffene Gebiet also klar umgrenzt ist. Daher könnten die Maßnahmen etwa räumlich auf die Hot Spots der Wärmeentwicklung beschränkt bleiben (vgl. auch Berichtsteil Umwelt Abschn. 2.4.9.4).

5.5.4.2 Gesetzliche Verortung

Ein Vorsorgewert von 5 K für die zulässige Erderwärmung in 50 cm unter EOK könnte im Immissionsschutzrecht oder im Bodenschutzrecht erfolgen. Zu beiden Normgruppen bestehen deutliche Anknüpfungspunkte.

Das Immissionsschutzrecht bezweckt neben dem Schutz von Menschen, Tieren und Pflanzen u.a. auch den Schutz des Bodens vor schädlichen Umwelteinwirkungen, vgl. § 1 Abs. 1 BImSchG. Schädliche Umwelteinwirkungen in diesem Sinne sind Immissionen, die nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen, vgl. § 3 Abs. 1 BImSchG. Nach herrschender Meinung ist davon auszugehen, dass § 3 Abs. 1 BImSchG so auszulegen ist, dass eine Belastung der Allgemeinheit auch dann vorliegt, wenn rechtlich geschützte Allgemeininteressen beeinträchtigt sind, zu denen alle in § 1 Abs. 1 BImSchG genannten Schutzgüter, also auch der Boden, gehören (vgl. KLÖPFER (2004), § 14 Rn. 52). Zu den Immissionen, vor denen der Boden in diesem Sinne zu schützen ist, zählt auch Wärme, § 3 Abs. 2 BImSchG. Da Höchstspannungserdkabel nicht zu den genehmigungsbedürftigen Anlagen nach der 4. BImSchV gehören, richtet sich der Schutz des Bodens vor von Erdkabeln ausgehender Wärme nach §§ 22 ff. BImSchG.

Für die konkrete Verortung im Immissionsschutzrecht kommt insoweit die Aufnahme eines entsprechenden Vorsorgewertes in eine Verordnung nach dem BImSchG in Betracht. Die Verordnungsermächtigung im BImSchG findet sich für die Anforderungen an nichtgenehmigungsbedürftige Anlagen in § 23 BImSchG. Nach § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BImSchG wird die Bundesregierung insbesondere ermächtigt, durch Rechtsverordnung festzulegen, dass die von Anlagen ausgehen-

den Emissionen bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten dürfen. Wie erläutert, kommt vorliegend die Festlegung in Form eines Grenzwertes nicht in Betracht, sondern nur die Festlegung eines Vorsorgewertes. Das ist, auch wenn § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BImSchG nur Grenzwerte anspricht, nicht ausgeschlossen. § 23 Abs. 1 S. 1 BImSchG enthält insoweit eine Öffnungsklausel, indem es dort heißt, dass „insbesondere“ die nachfolgend aufgeführten Anforderungen in einer Rechtsverordnung geregelt werden können. Die Vorgabe eines Vorsorgewertes für die maximal zulässige Bodenerwärmung durch ein Erdkabel wäre also in einer Rechtsverordnung nach § 23 BImSchG durch die Bundesregierung möglich.

Daneben kommt die Regelung eines Vorsorgewertes im Bodenschutzrecht in Betracht. Das Bodenschutzrecht bezweckt den umfassenden Schutz der Funktionen des Bodens. Funktionen des Bodens sind die in § 2 Abs. 2 Nr. 1 BBodSchG definierten natürlichen Funktionen als Lebensgrundlage und Lebensraum, Bestandteil des Naturhaushalts und Abbau-, Ausgleichs- und Aufbaumedium; die Funktion als Archiv der Natur- und Kulturgeschichte, § 2 Abs. 2 Nr. 2 BBodSchG; und die Nutzungsfunktion als Standort für die land- und forstwirtschaftliche Nutzung, § 2 Abs. 2 Nr. 3 BBodSchG. Wie erläutert (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.5), kann die Wärme eines Erdkabels in direkter Umgebung dauerhaften Einfluss auf den Bodenwasserhaushalt haben. Auch infolge einer Beschleunigung von Zersetzungsprozessen durch die steigende Temperatur im Boden können die Bodeneigenschaften dauerhaft verändert werden (Berichtsteil Umwelt, Abschn. 2.4.8). Die Wärme von Erdkabeln betrifft also potentiell die Funktionen des Bodens, wie sie von § 2 Abs. 2 Nr. 1 und Nr. 3 BBodSchG erfasst werden.

Für die konkrete Verortung im Bodenschutzrecht kommt die Aufnahme eines Vorsorgewertes in der BBodSchV (Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung) in Betracht. Ermächtigungsgrundlage für den Erlass dieser Rechtsverordnung ist § 8 BBodSchG. Ausdrücklich erfasst ist auch die Festlegung von Vorsorgewerten, vgl. § 8 Abs. 2 Nr. 1 BBodSchG. Allerdings bezweckt das BBodSchG den Schutz der Bodenfunktionen vor Gefährdungen durch Stoffeintrag, Versiegelung, künstlichem Abtrag und Auftrag und Veränderungen von Struktur und räumlicher Gestalt. Die schädlichen Bodenveränderungen, denen mit dem vorliegend diskutierten Vorsorgewert begegnet werden soll, fügen sich nur unter Schwierigkeiten in diese Systematik ein. Das zeigt sich auch in der Verordnungsermächtigung in § 8 Abs. 2 Nr. 1 BBodSchG, der Vorsorgewerten für den Schadstoffgehalt im Boden betrifft. Grundsätzlich erscheint damit die Verortung eines Vorsorgewertes für die Wärmeentwicklung im Bodenschutzrecht zwar denkbar. Erforderlich wäre zunächst jedoch eine Änderung der Verordnungsermächtigung dahingehend, dass nicht nur Schadstoffgehalte, sondern auch die Bodenerwärmung erfasst werden. Im Ergebnis erscheint das Bodenschutzrecht daher weniger gut geeignet für die Festlegung eines Vorsorgewertes hinsichtlich der Wärmeentwicklung von Erdleitungen.

5.5.4.3 Fazit

Die Festlegung eines Höchstwertes für die maximale Erwärmung in terrestrischen Böden, z.B. von 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante, durch Höchstspannungserdkabel ist in der Form eines Vorsorgewertes möglich. Geprüft werden müsste allerdings, ob dieser Wert, etwa in Abhängigkeit von den verschiedenen Bodentypen, noch näher ausdifferenziert werden könnte. Aus systematischen Erwägungen erscheint die Normierung im Rahmen einer Immissionsschutzverordnung empfehlenswerter als eine Regelung im Rahmen des Bodenschutzrechts.

Empfehlung:

Zu erwägen ist die Einführung eines Vorsorge-Höchstwertes für die maximale Bodenerwärmung durch Höchstspannungserdkabel im Rahmen einer Immissionsschutzverordnung. Ein solcher Wert könnte etwa bei 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante liegen, sollte aber hinsichtlich einer weiteren Ausdifferenzierung, etwa in Abhängigkeit von den verschiedenen Bodentypen, näher geprüft werden.

5.6 HGÜ

5.6.1 Materielles Recht

Aus rechtlicher Sicht sind keine grundlegenden Unterschiede zwischen Drehstrom- und HGÜ-Leitungen zu erkennen.

Von Relevanz für die Genehmigungsanforderungen ist allerdings der Flächenverbrauch für die Gebäude der Stromrichterstationen. Da in Hoch- und Höchstspannungsnetzen die Drehstromtechnik dominierend ist, sind an beiden Enden einer Höchstspannungsgleichstromübertragungs-Leitung (HGÜ) sog. Stromrichterstationen (Konverterstationen) notwendig. Eine der Stationen wandelt dabei den Drehstrom in Gleichstrom und die andere wieder den Gleichstrom in Drehstrom um. Die Stromrichterstationen haben bei netzgeführter HGÜ-Technik („klassische HGÜ“) einen sehr großen Platzbedarf von ca. 320 m x 270 m für eine Übertragungsleistung von 1000 MW und eine Spannung von +- 400 kV (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.6.1 und Abb. 1.31). Darin enthalten sind alle notwendigen Anlagenteile - Konverter, Schaltanlage, Filter, Nebenanlagen. Es ist davon auszugehen, dass sich auch für eine kleinere Anlage oder eine mit etwas größerer Spannung (etwa +- 500 kV oder +- 600 kV, wie sie für Verbindungen an Land eher gewählt werden würde) ein ähnlicher Platzbedarf ergibt, da die grundsätzlichen Komponenten bei etwas kleinerer Baugröße grundsätzlich erhalten bleiben. Bei selbstgeführter HGÜ-Technik („HGÜ-Plus“ von Siemens, „HGÜ-light“ von ABB) besteht im Vergleich zu netzgeführter ein wesentlich geringerer Platzbedarf für

Filteranlagen (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 1.6.2). So wird der Größenbedarf für einen 350-MW-Block mit 80 x 25 x 11,5 m angegeben. Für einen 1000-MW-Block steigt der Platzbedarf auf 90 x 54 x 24 m an.

Aufgrund des Flächenbedarfs für die Gebäude der Stromrichterstation sind baugenehmigungsrechtliche Anforderungen zu berücksichtigen, die bei einer Drehstromleitung ohne Stromrichterstation nicht zum Tragen kommen. Denn die Gebäude sind zu groß, als dass sie ohne Berücksichtigung der materiellen Voraussetzungen für eine Baugenehmigung im Planfeststellungsverfahren errichtet werden dürften. Gebäude / bauliche Anlagen, die der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität dienen, sind nach den Bauordnungen der untersuchten Bundesländer nur baugenehmigungsfrei, wenn sie eine Grundfläche von 20 m² bzw. 30 m² und eine Höhe von 4 m bzw. 5 m nicht übersteigen, bzw. einen Brutto-Rauminhalt von nicht mehr als 30 m³ haben (vgl. LBO BW Anhang Ziffer 1j; § 55 HBO i.V.m. Anlage 2 Abschn. I.1.1.1; § 69 Abs.1 NBauO i.V.m. Anhang Nr. 3.8; § 65 Abs. 1 Nr. 9a BauO NRW).

Der Flächenbedarf für die Masten der Station macht demgegenüber keine Berücksichtigung anderer fachrechtlicher Aspekte als für Drehstromleitungen notwendig. Insbesondere sind Masten und Unterstützungen für Leitungen zur Versorgung mit Elektrizität baugenehmigungsfrei (LBO BW Anhang Ziffer 5 a); § 55 HBO i.V.m. Anlage 2 Abschn. I.5.3.1; § 69 Abs. 1 NBauO i.V.m. Anhang Nr. 4.1; § 65 Abs. 1 Nr.10 BauO NRW).

Naturschutzrechtlich ergeben sich aus dem Flächenbedarf für die Gebäude und die Masten der Stromrichterstation keine qualitativen Konsequenzen. Ein Eingriff i.S.v. § 14 BNatSchG ist schon durch den Leitungsbau an sich gegeben, allein die erforderliche Kompensationsleistung ist durch den erhöhten Flächenbedarf für die Stromrichterstation größer.

5.6.2 Verfahren

Speziell für HGÜ-Leitungen sieht § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren für Errichtung, Betrieb und Änderung von grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vor, die keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie ihre Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Weitere ausdrückliche Sondervorschriften zum Planfeststellungsverfahren für HGÜ-Leitungen bestehen nicht. Für die vorliegende Untersuchung sind lediglich HGÜ-Erdleitungen weiter zu betrachten.

Unklar erscheint, ob die Vorschriften der § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG, die ein Planfeststellungsverfahren für Höchstspannungs-Erdleitungen

vorsehen, auch bei Ausführung als HGÜ-Erdleitungen Anwendung finden. Angesichts der unterschiedlichen Kostenauswirkungen ist jedenfalls die Kostenanerkennung nicht ohne Weiteres gleich zu beurteilen (unten Abschn. 6.4.1). Da die verfahrensmäßige Ausgestaltung als Planfeststellungsverfahren teilweise einen Gleichlauf zur Kostenanerkennung aufweist, ist ebenso auch die Anwendbarkeit der Vorschriften auf HGÜ-Erdleitungen zweifelhaft. Zudem ergeben sich erhebliche technische Unterschiede, die gleichfalls zu berücksichtigen sind.

Im Ergebnis erscheint die Anwendbarkeit des § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG auf HGÜ-Erdleitungen naheliegend. Hierfür spricht bereits, dass diese Vorschrift ausdrücklich und allgemein Erdleitungen erfasst, ohne nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen zu unterscheiden. Zudem muss die Anbindung von Offshore-Anlagen teilweise aus technischen Gründen als HGÜ erfolgen, weil Drehstromleitungen ab einer gewissen Länge eine Blindstromkompensation erfordern, die bei Seekabeln kaum durchführbar ist (vgl. Berichtsteil Technik, Teil I, Abschn. 2.3.1). Daher ist davon auszugehen, dass auch HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels abgedeckt werden sollen.

Dagegen dürfte die Anwendbarkeit des § 2 Abs. 3 EnLAG auf HGÜ-Erdleitungen zu verneinen sein. Anders als § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG betrifft die Vorschrift im Ausgangspunkt ersichtlich nur Drehstromleitungen und soll insoweit eine Erprobung der Teilerdverkabelung ermöglichen. Deutlich wird dies etwa aus der Entschlieung des Bundestages anlässlich der Einführung des EnLAG, die eine Aufnahme von HGÜ-Leitungen in den EnLAG-Bedarfsplan nur als zukünftige Möglichkeit bei der Anpassung des Bedarfsplans vorsah (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 9).

Gestützt wird dieses Verständnis auch durch technische Argumente gegen eine HGÜ-Freileitung mit Zwischenverkabelung im vermaschten Verbundnetz. Wesentliche Nachteile gegenüber einer Drehstrom-Freileitung mit Zwischenverkabelung ergeben sich etwa aus der fehlenden Überlastbarkeit, einem ungenügenden Beitrag zur Netzstabilität, fehlender Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und hohen Verlusten an den Konverterstationen der Abgänge ins Verbundnetz, mit denen zugleich hohe Zusatzkosten verbunden sind. Insoweit unterscheidet sich die Verwendung von HGÜ-Erdleitungen bei den EnLAG-Pilotvorhaben auch von der Verwendung zur Anbindung von Offshore-Anlagen als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen (vgl. Berichtsteil Technik, Teil V, Bewertungstabellen).

Da der Wortlaut des § 2 Abs. 3 EnLAG nicht eindeutig ist und die Verwendung der HGÜ-Technik etwa auf der EnLAG-Pilottrasse Wahle – Mecklar teilweise gefordert wird, sollte der Anwendungsbereich der Vorschrift dahingehend klargestellt werden, dass nur Drehstrom-Erdleitungen erfasst werden. Im Ergebnis müssen außerhalb des § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG, insbesondere für die vier EnLAG-

Pilotvorhaben, grundsätzlich Einzelgenehmigungen für die HGÜ-Erdverkabelung eingeholt werden.

Etwas anderes gilt seit Inkrafttreten des Energiepaketes 2011 für ein Vorhaben zur Erprobung der verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Hier erlaubt § 12e Abs. 3 S. 1 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) NABEG nunmehr vorzusehen, dass ein einzelnes HGÜ-Pilotprojekt in Teilverkabelung errichtet und betrieben werden kann bzw. muss.

Empfehlungen:

1. § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen) ist dahingehend zu verstehen, dass er ein Planfeststellungsverfahren für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.
2. Es sollte klargestellt werden, dass § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.

5.7 Exkurs: Entschädigungen

Um die Akzeptanz für Leitungsbauvorhaben zu steigern und damit das Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, kommen grundsätzlich auch Entschädigungszahlungen an betroffene Bürger und Kommunen in Betracht.

5.7.1 Individualentschädigungen

5.7.1.1 Enteignungsentschädigung

Nach den geltenden Regelungen in Deutschland ermöglicht § 45 EnWG im Hoch- und Höchstspannungsnetz die Enteignung von Grundstücken zugunsten der Energieversorgung. Davon umfasst ist nicht nur der in der Praxis eher seltene Vollentzug des Eigentums, sondern auch die Teilenteignung in Form der zwangsweisen Beschränkung des Eigentums mit dinglichen Rechten, die in der Regel durch Belastung mit einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit nach § 1090 BGB erfolgt (HERMES (2011), § 10 Rn. 44). Durch diese ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, das Grundstück in einzelnen Beziehungen zu benutzen (Überspannung mit Stromseilen, Errichtung eines Maststandortes, Wegerecht) bzw. der Eigentümer des Grundstücks ist gehalten, einzelne Handlungen zu unterlassen (Beschränkung der Nutzbarkeit im Schutzstreifen).

Die Entschädigung für diesen Rechtsverlust richtet sich nach den Vorschriften der Landesenteignungsgesetze, vgl. § 45a EnWG. Danach wird eine Entschädigung gewährt für den durch die Enteignung eintretenden Rechtsverlust. Es wird der Vermögensnachteil ausgeglichen, der durch die Eintragung der beschränkt persönlichen Dienstbarkeit eintritt. Nach der Rechtsprechung ist zur Ermittlung der Höhe des Vermögensnachteils die Differenzmethode anzuwenden (vgl. BGH (1992), S. 42 f.). Danach wird der Verkehrs- bzw. bei Maststandorten der Ertragswert des Grundstücks mit und ohne die Belastung miteinander verglichen. Der Verlust des Bodenverkehrswertes wird dabei mit 10 – 15 %, teilweise 20 % angenommen (BGH (1982), S. 66; OLG Hamm (1970), S. 815;); GELZER / BUSSE / FISCHER (2010), Rn. 647 m.w.N.). Der Verlust des Ertragswertes wird nach einem auf konkreten Fahrversuchen basierenden Gutachten berechnet, das als entschädigungspflichtige Positionen den Flächenverlust, den Arbeitszeitmehrbedarf, den zusätzlichen Zeitbedarf der eingesetzten Maschinen und die Kosten der Unkrautbekämpfung zugrunde legt (MARTENS (1978)).

Die (Teil- oder Voll-) Enteignung ist aber nur ultima ratio. Sie kommt nur zur Anwendung, wenn keine freiwillige Vereinbarung zwischen Vorhabenträger und betroffenem Eigentümer über die Eintragung einer beschränkt persönlichen Dienstbarkeit und die entsprechend zu zahlende Entschädigung zustande kommt. Das ist in der Praxis eher die Ausnahme. Im Interesse einer schnelleren Abwicklung wird üblicherweise vielmehr für den Schutzstreifen auf einer gesamten Leitungstrasse oder wie in Nordrhein-Westfalen gänzlich in einem gesamten Bundesland ein Mindest-Bodenverkehrswert angehalten, von dem sich die Entschädigung für Leitungsrechte ableitet (SCHMITTE (2008), S. 48). Für Maststandorte ist in der Praxis konkret der Rechtsverlust, den der Grundeigentümer aufgrund des Mastes erleidet, zu ermitteln. Um dies effizienter zu gestalten, bestehen in allen Bundesländern Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Landesbauernverbänden für Mittelspannungs- und Hochspannungsmasten (z.T. basierend auf dem Gutachten von MARTENS, vgl. SCHMITTE (2008), S. 48).

5.7.1.2 Zusätzliche Entschädigungsleistungen

Eine Enteignungsentschädigung wird nur gezahlt bei den geschilderten unmittelbaren Beeinträchtigungen des Eigentums durch die Stromleitungen. Nur mittelbar durch die bloße optische Sichtbeziehung zur Leitung betroffene Bürger werden nach deutschem Recht nicht entschädigt. Denn mittelbare Beeinträchtigungen der Nutzbarkeit und die dadurch bewirkte Wertminderung und erschwerte Verwertbarkeit eines Grundstückes durch faktische Auswirkungen einer benachbarten Hochspannungsfreileitung stellen keine gezielte Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG dar (vgl. VGH Kassel (1999), Rn. 22) .

Sie begründen auch keinen Anspruch auf angemessenen Geldausgleich wegen unzumutbarer Immissionen durch eine benachbarte hoheitliche oder hoheitlich zugelassene Anlage oder Einrichtung. Denn dieser soll nicht die Wertminderung ausgleichen, sondern wird zweckgebunden nur für Maßnahmen des passiven Immissionsschutzes gewährt (vgl. VGH Kassel (1999), Rn. 23). Auch ein Anspruch aus enteignungsgleichem Eingriff auf Entschädigung wegen Wertminderung scheidet aus, da dieser nur gegeben ist, wenn die Wertminderung auf einer hoheitlichen rechtswidrigen Maßnahme beruht. Dafür müsste vorliegend der jeweilige Planfeststellungsbeschluss für den Bau der Stromleitung rechtswidrig ergangen sein. In diesem Fall gälte dann aber auch der Vorrang des Primärrechtsschutzes. Schließlich lässt sich der Anspruch auch nicht aus enteignendem Eingriff herleiten. Denn dieser ist nur begründet, wenn der Eingriff eine unbeabsichtigte und vor allem atypische Nebenfolge des Verwaltungshandels ist. Zudem müsste das Verwaltungshandeln unmittelbar in das Eigentum eingreifen, was bei einem Planfeststellungsbeschluss in der vorliegenden Konstellation ebenfalls nicht gegeben ist.

Anders als nach den geltenden deutschen Regelungen, wurden bei der Salzburgleitung 2 in Österreich (SALZBURGLEITUNG (2010), Abschn. 5.2) Direktzahlungen an die betroffenen Anrainer einer Elektrizitätsleitung empfohlen, gestaffelt nach dem jeweiligen Abstand von der Leitung. Für Anrainer in einem Abstand von 70 m – 100 m wurden 8000 Euro veranschlagt, für solche in einem Abstand von 101 m – 150 m jeweils 4000 Euro und für die, die in einem Abstand von 151 m – 200 m betroffen waren, jeweils 2000 Euro.

Solche Entschädigungsregelungen für vom Leitungsbau nur mittelbar beeinträchtigte Bürger sind problematisch. Sie könnten Auswirkungen auf die Notwendigkeit von Entschädigungsleistungen in einer Vielzahl anderer Konstellationen haben, etwa bei Nähe zu Fernstraßen, Eisenbahnlinien oder Kraftwerken. Zudem stünde zu erwarten, dass eine zunehmende Ausweitung der Parameter für die Abgrenzung der Entschädigungsberechtigten, etwa die Entfernung zu einer Höchstspannungsleitung, gefordert würde. Damit würde nur eine vorübergehende Erleichterung des Netzausbaus erreicht.

Im Ergebnis sollte daher allenfalls über eine generelle Überprüfung der geltenden Entschädigungsregelungen für zukünftige Dienstbarkeiten nachgedacht werden (so FORUM NETZINTEGRATION (2010), S. 62). Konkret käme in Frage, einen anderen Entschädigungsmaßstab in den Fällen zwangsweiser Grundstücksinanspruchnahme zugunsten Privater einzuführen, wie etwa die gesetzliche Festlegung eines höheren Anteils des Verkehrswertes des Grundstückes oder die Ausrichtung der Höhe der Entschädigungszahlung an dem wirtschaftlichen Nutzen, der aus dem Betrieb der Energieleitungen gezogen wird (so HOLZNAGEL (2010), S. 852).

Empfehlung:

Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden nicht empfohlen.

5.7.2 Ausgleichszahlungen an die Kommunen

5.7.2.1 Naturschutzrecht

Kommunen können nach geltendem Recht naturschutzrechtliche Ausgleichszahlungen erhalten. Diese richten sich nach dem Bundesnaturschutzgesetz und kommen nach § 15 Abs. 6 BNatSchG zur Anwendung, wenn ein Eingriff in Natur und Landschaft nicht vollständig ausgeglichen werden kann und eine Abwägung ergibt, dass er trotzdem zuzulassen ist. Wenn ein Leitungsbauvorhaben einer umweltverträglichen Energieversorgung und der Versorgungssicherheit dient, wird die Abwägung oft ergeben, dass die mit dem Eingriff verbundenen naturschutzrechtlichen Eingriffe zuzulassen sind (KALTENBORN (2010), S. 324).

Die Höhe der Ausgleichszahlung bemisst sich gemäß § 15 Abs. 6 S. 2 BNatSchG nach den hypothetischen durchschnittlichen Kosten der nicht durchführbaren Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen einschließlich der erforderlichen durchschnittlichen Kosten für deren Planung und Unterhaltung sowie die Flächenbereitstellung unter Einbeziehung der Personal- und sonstigen Verwaltungskosten. Sind diese nicht feststellbar, bemisst sich die Ersatzzahlung nach Dauer und Schwere des Eingriffs unter Berücksichtigung der dem Verursacher daraus erwachsenden Vorteile. Anderes gilt nach der Landesgesetzgebung in Niedersachsen (vgl. § 6 Abs. 1 S. 1 NAGBNatSchG), wonach sich die Ersatzzahlung abweichend von § 15 Abs. 6 S. 3 BNatSchG allein nach Dauer und Schwere des Eingriffs bemisst, wenn die Kosten nach § 15 Abs. 6 S. 2 BNatSchG nicht feststellbar sind, und höchstens sieben Prozent der Kosten für Planung und Ausführung des Vorhabens einschließlich der Beschaffungskosten für Grundstücke beträgt.

Die Bemessung der Ausgleichsmaßnahmen bzw. -zahlungen ist nicht immer unproblematisch möglich. Unterschiedliche Ansichten darüber, was an Kompensationen zu leisten ist, führen im Einzelfall in der Praxis zu erheblichen Verzögerungen innerhalb des Planfeststellungsverfahrens. Denkbar ist ein Streit darüber, ob es sich bei einem mit Wuchshöhenbeschränkung wieder aufgeforsteten Wald nach wie vor um Wald handelt oder ob vielmehr eine Waldumwandlung stattgefunden hat, die statt durchgängig im Verhältnis 1:1 im Verhältnis 1:3 auszugleichen ist, weil teilweise kostbarer Altwald betroffen ist. Auch unterschiedliche Ansichten in der Frage multifunktionalen Ausgleichs, d.h. in der Frage, ob eine Kompensation, die bspw. für in Anspruch genommenen Wald zu leisten ist, auch auf

die Kompensation für das Landschaftsbild anzurechnen ist, kann zu zeitaufwändigen Neuberechnungen der Kompensationsleistungen führen.

Grundsätzlich sollte bei Problemen dieser Art die endgültige Klärung des Kompensationsumfanges unter dem Aspekt der Verfahrensbeschleunigung durch einen Auflagenvorbehalt aus dem Planfeststellungsbeschluss herausgelöst und einer ergänzenden Entscheidung vorbehalten werden. Der Grundsatz der Einheitlichkeit des Planfeststellungsverfahrens bzw. das planerische Gebot der Konfliktbewältigung steht dem nicht entgegen (vgl. BVerwG (1997), S. 218) Gegenstand eines Planergänzungsvorbehalts kann grundsätzlich auch eine Maßnahme bilden, die der Verursacher eines Eingriffs in Natur und Landschaft im Rahmen des Stufenmodells der Eingriffsregelung des BNatSchG zu treffen hat (vgl. BVerwG (1994), S. 322).

Die naturschutzrechtliche Ersatzzahlung ist nach § 15 Abs. 6 S. 7 BNatSchG zweckgebunden für Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege, für die nicht bereits nach anderen Vorschriften eine rechtliche Verpflichtung besteht, (anders die abweichende Landesgesetzgebung in Niedersachsen, vgl. § 6 Abs. 1 S. 2 NAGBNatSchG, wonach die Ersatzzahlung auch für bestimmte Festlegungen und Maßnahmen verwendet werden kann, für die bereits nach anderen Vorschriften eine rechtliche Verpflichtung besteht) möglichst in dem betroffenen Naturraum zu verwenden. Die Kommunen können die Gelder also bspw. nicht zur Verbesserung der sozialen Infrastruktur etwa in den Bau von Kindergärten investieren.

Empfehlung:

Bei Streitigkeiten über den Umfang naturschutzrechtlicher Ausgleichszahlungen sollte die endgültige Klärung aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung durch einen Auflagenvorbehalt aus dem Planfeststellungsbeschluss herausgelöst und einer ergänzenden Entscheidung vorbehalten werden.

5.7.2.2 Sonstige Vorschläge zu Ausgleichszahlungen

Es gibt auch andere Ansätze für Ausgleichszahlungen an Kommunen. Ein – zwischenzeitlich wieder aufgegebener – Entwurf für ein Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (Art. 1 KSpG-E 2010) etwa sah für die über dem Speichergebiet gelegene Gemeinde pro Tonne verpresstem CO² eine Ausgleichszahlung vor, vgl. § 42 KSPG-E. Sie sollte 2 % der jährlich eingesparten Emissionen betragen. Der Anteil der Gemeinde sollte sich nach ihrem jeweiligen prozentualen Anteil an der (in § 13 Abs. 2 Nr. 2 KSpG-E bezeichneten) Lage und Ausdehnung des Kohlendioxid-speichers bemessen. Als Grund für die Ausgleichzahlung wurden die besondere

Betroffenheit der Kommune von der Speicherung und die damit verbundenen Vermittlungslasten genannt (vgl. Begründung zu § 42 KSpG-E, S. 78). Dieser Ansatz wurde teilweise kritisiert, da er eine abzulehnende Einflussnahme auf die Meinungsbildung der Betroffenen darstelle und der Argwohn bzgl. der vermeintlichen Sicherheit der CO²-Speicherung verstärkt werde (vgl. BBU (2010): „Wäre die CCS-Technologie [...] so sicher wie behauptet, würde es des Ausgleichsanspruchs nicht bedürfen.“).

In Österreich wurde bei der Salzburgleitung 2 neben den geschilderten Individualentschädigungen für mittelbar betroffene Anrainer auch eine kilometerbezogene Ausgleichszahlung an die betroffenen Gemeinden empfohlen (SALZBURGLEITUNG (2010), Abschn. 5.2). Durch die Erbringung der Ausgleichszahlungen soll ein Beitrag zur Erhaltung der landschaftlichen Eigentümlichkeit sowieso zur Verbesserung der Infrastruktur und des Lebensraums der Gemeinden geleistet werden (SALZBURGLEITUNG (2010), Abschn. 5.2). Die Ausgleichszahlung setzt sich aus drei Teilkomponenten zusammen. Es gibt einen Basissatz, der kilometerbezogen je Gemeinde 9 Mio. Euro beinhaltet. Hierauf erfolgt ein Aufschlag in Höhe von 3 Mio. Euro für raumordnerisch sensible Bereiche und LEG Berührungspunkte, d.h. Bereiche, in denen die gemäß § 54a SALZBURGER LEG (1999) definierten Abstände von 400 m bzw. 200 m von Leitungsanlagen mit einer Spannung von mehr als 110 kV zu gewidmeten bzw. zu nicht gewidmeten Wohnbereichen tangiert werden. Schließlich ist ein Aufschlag in Höhe von 2 Mio. Euro für landschaftlich sensible Bereiche mit hoher Sichtbeziehung, z.B. Talquerungen, vorgesehen. Bei der Verwendung der Ausgleichszahlung sollen die Gemeinden grundsätzlich frei sein. Die Expertengruppe sprach sich jedoch dafür aus, die Finanzmittel in einer Größenordnung von zwischen 33 % und 50 % für Verkabelungen der Nieder- und Mittelspannungsleitungen der Salzburg AG zu verwenden. Im Sinne eines Anreizmodells wurde von dieser zugesagt, jenen Betrag, den die Gemeinden dafür verwenden, um 50 % zu erhöhen.

Als weiterer Ansatz für eine finanzielle Kompensation für Gemeinden käme grundsätzlich auch der Ausgleich im Rahmen der föderalen Finanzverfassung in Frage, womit gleichzeitig dokumentiert werden könnte, dass der Netzausbau eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist. In diese Richtung wies ein Vorschlag des BDI (BDI (2010)) in seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf für den KSpG-E 2010 zum Ausgleich für Kommunen nach § 42 KSpG-E bezogen auf die gesamtgesellschaftliche Aufgabe der Einführung und Erprobung von CCS-Speicherung. Die Gründung von Stiftungen zur Förderung gemeinnütziger Vorhaben in den betroffenen Regionen, etwa für die Region um Schacht Konrad im Bereich von Salzgitter als Ausgleich für das dortige Atommülllager (auch „Salzgitterfonds“ genannt), ist ein weiterer Ansatz.

Derartige finanzielle Ausgleichsleistungen für von der Leitung betroffene Kommunen sind erwägenswert. Die betroffenen Kommunen erzielen durch Höchstspannungsleitungen, anders als etwa im Falle von Straßen- oder Bahnanbindungen oder gewerblichen Ansiedlungen, keinerlei anderweitigen wirtschaftlichen Vorteil. Die Möglichkeit, finanzielle Anreize für die Regionen einzusetzen, um die Verfahren zu beschleunigen, wird auch von der Europäischen Kommission benannt (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), S. 16).

5.7.2.3 Energiepaket 2011

Durch Art. 4 und Art. 5 Nr. 1 des Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze wurden die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) dahingehend geändert, dass künftig Ausgleichszahlungen an Kommunen unter bestimmten Voraussetzungen in der Anreizregulierung anerkannt werden. Damit wird ein Ausgleichsmechanismus für Beeinträchtigungen geschaffen, die Gemeinden beim Leitungsbau im Interesse des Gemeinwohls hinnehmen müssen.

Nach § 5 Abs. 4 StromNEV sind bei der Ermittlung der Netzentgelte Zahlungen als Kostenposition bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen, die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf Grundlage einer Vereinbarung mit Kommunen oder deren Interessenverbänden an Städte und Gemeinden, auf deren Gebiet eine Freileitung auf neuer Trasse errichtet wird, entrichtet haben. Voraussetzung dafür ist, dass es sich um eine Hochspannungsfreileitung mit einer Nennspannung von 110 kV oder mehr handelt (ausgenommen Bahnstromfernleitungen). Erfasst sind auch Leitungen, die sich bereits im Planungsstadium befinden, denn Anknüpfungspunkt ist die tatsächliche Inbetriebnahme der Leitung (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35). Es muss sich allerdings um die Errichtung einer neuen Leitung in einer neuen Trasse handeln. Leitungen, die in Nutzung vorhandener Trassen errichtet werden, fallen also nicht darunter.

Die Berücksichtigung der Zahlung ist nur einmalig und nur bis zu einer angegebenen Höhe möglich. Diese beträgt für Höchstspannungsfreileitungen ab 380 kV und für Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 kV jeweils vierzigtausend Euro pro Kilometer. Durch § 11 Abs. 2 Nr. 8b ARegV wird klargestellt, dass die Zahlungen als nicht beeinflussbare Kostenanteile behandelt werden und daher nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Die konkrete Mittelverwendung bleibt grundsätzlich in der Autonomie der jeweiligen Gebietskörperschaft (vgl. NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 35).

Ob Ausgleichsleistungen an die Kommune auch zu einer Akzeptanzsteigerung auf Seiten des einzelnen Bürgers führen werden, wird nicht zuletzt davon abhängen,

inwieweit die begünstigten Kommunen ihren Einwohnern die finanziellen Vorteile bewusst machen können. Darüber hinaus wird von Bedeutung sein, ob mit den zusätzlichen Mitteln den Interessen der am meisten betroffenen Anwohner Rechnung getragen werden kann. Daher sollte geprüft werden, ob Vorgaben zur Mittelverwendung durch die Kommune denkbar sind, die unmittelbare Vorteile für eine größere Anzahl der betroffenen Einwohner gewährleisten. Um strafrechtliche Konsequenzen (etwa Bestechungstatbestände) auszuschließen, sollten derartige Ausgleichsleistungen zudem gesetzlich vorgesehen werden.

Empfehlung:

Finanzielle Ausgleichsleistungen für vom Leitungsbau betroffene Kommunen können den Netzausbau beschleunigen. Geprüft werden sollten Vorgaben zur Mittelverwendung durch die Kommune, die den Einwohnern die finanziellen Vorteile bewusst machen und unmittelbare Vorteile für eine größere Anzahl der betroffenen Einwohner gewährleisten.

6 Kostenanerkennung (Investitionsbudgets)

Die Genehmigung eines Netzausbauvorhabens auf der Höchstspannungsebene beschränkt sich auf die Zulässigkeit des Vorhabens und umfasst nicht automatisch die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung. Für die Kostenanerkennung ist die Bundesnetzagentur gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

6.1 Kostenanerkennung in der Anreizregulierung: Überblick

Im Rahmen der Anreizregulierung wird für jeden Netzbetreiber für eine jeweils fünfjährige Regulierungsperiode eine Erlösobergrenze festgelegt. Diese begrenzt die zulässigen Einnahmen aus Netzentgelten. Die Höhe der Erlösobergrenze wird auf Grundlage einer Kostenprüfung des jeweiligen Netzbetreibers ermittelt und jährlich nach vorgegebenen Kriterien angepasst. Ihrer Höhe nach soll sie die effizienten Netzkosten des betreffenden Netzbetreibers einschließlich einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung (Gewinn) abdecken (WEYER (2011), Kap. 75).

Aufgrund der Anknüpfung an die Kostenprüfung zu Beginn einer Regulierungsperiode deckt die Erlösobergrenze im Ausgangspunkt keine zusätzlichen Kosten ab, die während der Regulierungsperiode durch Netzausbaumaßnahmen entstehen. Diese könnten daher erst in der nächsten Kostenprüfung für die folgende Regulie-

ungsperiode berücksichtigt werden. Außerdem beschränkt sich die Kostenanerkennung auf die effizienten Netzkosten. Hierzu wird ein Effizienzvergleich zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland und anderen Netzbetreibern in der EU durchgeführt, § 22 Abs. 1 und 2 ARegV. Soweit die Kosten eines Übertragungsnetzbetreibers in diesem Effizienzvergleich als überhöht erscheinen, werden die ermittelten Ineffizienzen über den Verlauf der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut, d.h. die Erlösobergrenze wird in jährlichen Schritten auf das effiziente Niveau abgesenkt. Sofern der Netzbetreiber höhere Kosten hat als er im Rahmen der Erlösobergrenze auf die Netznutzer umlegen kann, schmälert dies seine Eigenkapitalverzinsung (seinen Gewinn) oder führt im Extremfall sogar zu einem Verlust. Insbesondere die beiden genannten Faktoren sind geeignet, die Investitionsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber negativ zu beeinflussen. Die ARegV wirkt dem vor allem mit dem Instrument der Investitionsbudgets entgegen (unten Abschn. 6.2).

Die Kosten des Netzausbaus werden vom Netzbetreiber auf seine Netzentgelte umgelegt. Sie wirken sich daher grundsätzlich nur innerhalb seines Netzgebietes (seiner Regelzone) aus. Nur in bestimmten Fallgestaltungen hat der Gesetzgeber eine bundesweite Ausgleichsregelung vorgesehen, so dass die Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Netznutzer in allen Regelzonen verteilt werden. Dies betrifft zum einen die Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG), zum anderen die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG). Ein weitergehender Vorschlag des Bundesrates zur Änderung des § 12c Abs. 4 EnWG, mit dem ein finanzieller Ausgleich der Kosten für alle im bestätigten Netzentwicklungsplan festgestellten Maßnahmen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen werden sollte (EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR, S. 13), wurde im Energiepaket 2011 nicht verwirklicht. Allerdings wird die Bundesregierung ihre laufende Prüfung eines bundesweiten Ausgleichsmechanismus weiter fortsetzen (EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg, S. 21).

6.2 Genehmigung von Investitionsbudgets

6.2.1 Grundsatz

Investitionsbudgets werden nach § 23 ARegV genehmigt für Kapital- und Betriebskosten von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze, soweit diese zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Erweiterungsinvestitionen sind Investitionen, mit denen das bestehende Netz hinsichtlich seiner Netzlänge oder auch nur hinsichtlich seiner Kapazität vergrößert

ßert wird. Umstrukturierungsinvestitionen sind solche, die der Übertragungsnetzbetreiber tätigt, um das bestehende Netz an geänderte Anforderungen anzupassen. Einem Investitionsbudget nicht zugänglich sind dagegen bloße Ersatzinvestitionen.

Für Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene kommt die Genehmigung eines Investitionsbudgets daher grundsätzlich in Betracht. Dies gilt jedenfalls dann, wenn die (kostenmäßig) günstigste technische Ausführung gewählt wird. Dies wird in der Regel die Freileitungstechnik sein. Für Erdleitungen hat der Verordnungsgeber aber durch Sonderregelungen die Genehmigungsfähigkeit jedenfalls in bestimmten Fällen ausdrücklich klargestellt (unten Abschn. 6.3).

Das Investitionsbudget muss bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, beantragt werden, § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV. Der Antrag muss eine zusammenfassende Beschreibung der geplanten Investitionen, eine Begründung der Notwendigkeit der Investitionen, Netzberechnungen, eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die Variantenauswahl und eine Dokumentation der Vorzugsvariante enthalten. Die Bundesnetzagentur hat das beantragte Investitionsbudget zu genehmigen, wenn die Voraussetzungen nach § 23 Abs. 1 ARegV erfüllt sind, insbesondere also der Bedarf für die Netzausbaumaßnahme feststeht.

In der Konsequenz werden die zur Durchführung der Netzausbaumaßnahme tatsächlich entstandenen Kosten im Rahmen des Investitionsbudgets als sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV anerkannt und führen zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze. Dies hat für den Übertragungsnetzbetreiber zum einen den Vorteil, dass die Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auch während der laufenden Regulierungsperiode angepasst werden kann, die Investitionskosten also nicht erst in der nächsten Kostenprüfung Berücksichtigung finden können. Zum anderen sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile vom Effizienzvergleich ausgenommen und unterliegen auch keiner effizienzbedingten Kürzung. Die mit dem Investitionsbudget zusätzlich zugestanden Erlöse werden somit nicht abgeschmolzen (UFER et al. (2010), S. 7).

Nach der Praxis der Bundesnetzagentur ist die Genehmigung des Investitionsbudgets allerdings befristet bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der die Investition kostenwirksam wird (bestätigt durch OLG Düsseldorf (2011), S. 147 ff.). In folgenden Regulierungsperioden ist eine etwaige effizienzbedingte Kürzung der Kosten der Netzausbaumaßnahme nur dann ausgeschlossen, wenn diese Kosten noch auf einer anderen Grundlage als dauerhaft nicht beeinflussbar anzuerkennen sind. Dies kommt insbesondere für die Mehrkosten der Erdverkabelung in Betracht (unten Abschn. 6.3).

6.2.2 Möglichkeit der Anpassung von Investitionsbudgets

Häufig werden bei Beantragung und Genehmigung eines Investitionsbudgets die Einzelheiten der Vorhabengenehmigung (regelmäßig im Rahmen eines Planfeststellungsbeschlusses) noch nicht abschließend geklärt sein. Daher stellt sich die Frage, ob es eine Möglichkeit gibt, ein genehmigtes Investitionsbudget anzupassen. Die Bundesnetzagentur geht insbesondere im Falle der EnLAG-Piloten davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber nach Erlass des Planfeststellungsbeschlusses eine Anpassung des Investitionsbudgets bei etwaigen Mehrkosten für Erdverkabelung erlangen können.

Die Anreizregulierungsverordnung sieht vor, die Genehmigung mit einem Widerrufsvorbehalt für den Fall zu versehen, dass die Investition nicht der Genehmigung entsprechend durchgeführt wird, vgl. § 23 Abs. 5 ARegV. Der Widerrufsfall kann danach eintreten bei Änderungen in der Projektrealisierung, die zu einer Anpassung des genehmigten Investitionsbudgets führen können, weil eine Neubewertung der Genehmigungsfähigkeit erforderlich wird. Dies nimmt die Bundesnetzagentur an, wenn wesentliche, zum Zeitpunkt der ursprünglichen Genehmigung nicht bekannte Änderungen bei der Projektausführung auftreten, wie etwa die Verwendung von Kabel statt Freileitung (BNETZA (2010), S. 14). Legt der Planfeststellungsbeschluss also auf bestimmten Leitungsabschnitten eine Teilverkabelung fest, hat der Vorhabenträger dies der Bundesnetzagentur bis spätestens 31.03. des Folgejahres nach Bekanntgabe dieser Entscheidung unter Angabe der Gründe, die zu dieser Änderung geführt haben, mitzuteilen. Da es im Interesse des Vorhabenträgers liegt, dass das Investitionsbudget an die geänderten Umstände angepasst wird, muss er darüber hinaus zumindest darlegen, warum die Änderungen für ihn zum Zeitpunkt der Genehmigung des Investitionsbudgets nicht vorhersehbar waren (BNETZA (2010), S. 14). Die Pflicht zu begründen, warum die Änderung nicht vorhersehbar war, basiert auf den allgemein für Rücknahme und Widerruf geltenden Regelungen in §§ 48, 49 VwVfG.

6.3 Erdleitungen

6.3.1 Sonderregelungen

Ob die Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Genehmigung eines Investitionsbudgets erfüllt sind, ist von der Bundesnetzagentur grundsätzlich im Einzelfall zu prüfen. Der Ordnungsgeber hat in § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV jedoch eine Reihe von Investitionsmaßnahmen aufgeführt, bei denen grundsätzlich vom Vorliegen der Voraussetzungen auszugehen ist. Hierzu gehören insbesondere Erdleitungen

- zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV) sowie
- im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV).

Damit ist insbesondere sichergestellt, dass auch die Mehrkosten im Falle einer Erdverkabelung grundsätzlich im Rahmen von Investitionsbudgets kostenmäßig anerkannt werden und auf die Netzentgelte umgelegt werden dürfen.

Der Ordnungsgeber hat darüber hinaus in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV die Anerkennung bestimmter Kosten auch unabhängig von der Genehmigung eines Investitionsbudgets – insbesondere also auch nach Ablauf einer befristeten Genehmigung – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bestimmt. Diese Kosten unterliegen daher weiterhin keiner Kürzung aufgrund des Effizienzvergleichs. Hierunter fallen wiederum insbesondere die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV) und die Mehrkosten der Erdverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 14 ARegV). Allerdings ergibt sich insoweit eine zusätzliche Einschränkung, als jedenfalls § 11 Abs. 2 Nr. 14 ARegV auf § 2 Abs. 4 EnLAG verweist, der seinerseits nach Satz 3 nur die Mehrkosten der Erdverkabelung einbezieht, „soweit sie einem effizienten Netzbetrieb entsprechen“. Insoweit ist die Anerkennung der Mehrkosten für Erdverkabelung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bei den vier EnLAG-Piloten nicht automatisch gesichert.

Als weitere Besonderheit findet im Falle der Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG) und im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG) ein bundesweiter Kostenausgleich statt, der insbesondere die Mehrkosten infolge der Erdverkabelung umfasst. Die Mehrkosten treffen damit nicht allein die Netznutzer in der jeweiligen Regelzone, sondern werden auf sämtliche Netznutzer in Deutschland umgelegt.

6.3.2 Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen

Außerhalb der Erdverkabelung im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen und der vier EnLAG-Pilotvorhaben fehlt es an einer ausdrücklichen Regelung zur Anerkennungsfähigkeit der Mehrkosten einer Erdverkabelung. Diese ist daher von der Bundesnetzagentur im Einzelfall zu prüfen. Grundsätzlich ist die Kostenanerkennung an den Kriterien des § 1 Abs. 1 EnWG – möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Energieversorgung – auszurichten. Der bewussten Beschränkung der gesetzlichen Regelungen zur Möglichkeit der Genehmigung von Investitionsbudgets und zur Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile lässt sich allerdings entnehmen, dass eine weitergehende Anerkennung der Mehrkosten für Erdverkabelung nach derzeitiger Rechtslage nur ausnahmsweise in Betracht kommt. Darüber hinaus schei-

det im Falle einer Erdverkabelung außerhalb der oben genannten Fallgestaltungen jedenfalls eine bundesweite Kostenumlage aus.

Eine erweiterte Kostenanerkennung dürfte sich aus dem Energiepaket 2011 ergeben. Gemäß § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) EnWG kann im Bundesbedarfsplan ein weiteres Pilotprojekt mit Teilverkabelung vorgesehen werden, das der verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen dient. Für ein solches Projekt müsste aus Konsistenzgründen auch ein Investitionsbudget grundsätzlich genehmigungsfähig sein. Das dürfte im Übrigen auch im Falle einer HGÜ-Leitung gelten (unten 6.4.1).

6.4 HGÜ

6.4.1 Sonderregelungen

Unter die Investitionsmaßnahmen, bei denen grundsätzlich vom Vorliegen der Voraussetzungen zur Genehmigung eines Investitionsbudgets auszugehen ist, fallen auch bestimmte HGÜ-Leitungen. Dies betrifft gemäß § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV jedenfalls

- Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und
- neue grenzüberschreitende HGÜ-Verbindungsleitungen,

jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind. Damit ist sichergestellt, dass in diesen Konstellationen auch die Kosten von HGÜ-Leitungen grundsätzlich im Rahmen von Investitionsbudgets kostenmäßig anerkannt werden und auf die Netzentgelte umgelegt werden dürfen. Zu beachten ist allerdings, dass § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV die Genehmigung eines Investitionsbudgets ausdrücklich auf Pilotprojekte beschränkt und unter dem Vorbehalt stellt, dass diese Pilotprojekte im Rahmen der Ausbauplanung „für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind“. Auch die Gesetzesmaterialien zu § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG stellen ausdrücklich klar, dass die dort angesprochenen grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen – anders als Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG – keine automatische Kostenanerkennung nach sich ziehen (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 19).

Fraglich ist, ob Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV auch für die hier zu betrachtenden HGÜ-Erdleitungen in Betracht kommen. Da die Vorschrift nicht zwischen Frei- und Erdleitungen unterscheidet, ist dies nicht von vornherein ausgeschlossen. Die Einschränkung auf die Erforderlichkeit für einen „effizienten Netzbetrieb“ legt allerdings die Auffassung nahe, dass regelmäßig nur Freileitungen erfasst werden. Andernfalls wären sogar die Mehrkosten einer HGÜ-

Vollverkabelung grundsätzlich vollständig im Rahmen eines Investitionsbudgets anerkennungsfähig. Ein solches Verständnis erscheint im Vergleich zu der beschränkten Kostenanerkennung der Erdverkabelung nach § 2 EnLAG, die sich auf die Teilverkabelung bestimmter Abschnitte der vier ausgewählten Vorhaben beschränkt, ausgeschlossen. Allenfalls in Ausnahmefällen könnte der Einsatz von HGÜ-Erdleitungen als effizient erscheinen, etwa bei einer begrenzten Fortführung von Seekabeln oder grenzüberschreitenden Erdleitungen als Erdkabel. Dies sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden.

Eine Erweiterung ergibt sich aus dem Energiepaket 2011. Gemäß § 12e Abs. 3 i.V.m. § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) EnWG kann im Bundesbedarfsplan ein Pilotprojekt mit Teilverkabelung vorgesehen werden, das der verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen dient. Bei dem Projekt kann es sich nach der ausdrücklichen Feststellung in der Gesetzesbegründung auch um eine HGÜ-Leitung handeln (EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 70). Für ein solches Projekt muss daher aus Konsistenzgründen auch ein Investitionsbudget grundsätzlich genehmigungsfähig sein.

Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen sind außerdem nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen denkbar. Die Vorschrift nimmt ausdrücklich auf § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG Bezug. Erfasst wird damit die Ausführung im Küstenmeer als Seekabel sowie deren Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes. Nicht ausdrücklich geregelt ist zwar, ob neben Drehstrom-Erdleitungen auch HGÜ-Erdleitungen in Betracht kommen. Die bereits genannten Gründe für ein derartiges Verständnis gelten aber auch hier: Die Anbindung von Offshore-Anlagen muss teilweise aus technischen Gründen als HGÜ erfolgen, weil Drehstromleitungen ab einer gewissen Länge eine Blindstromkompensation erfordern, die bei Seekabeln kaum durchführbar ist. Daher ist davon auszugehen, dass auch HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels abgedeckt werden sollen (oben Abschn. 5.6.2). Gleiches dürfte dann auch für die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV und für die bundesweite Ausgleichsregelung nach § 17 Abs. 2a S. 7 EnWG gelten.

Dagegen erscheinen Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV im Falle einer Teilverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben ausgeschlossen. Auch hier gelten die bereits im Zusammenhang mit der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens erörterten Erwägungen. Insbesondere betrifft § 2 Abs. 3 EnLAG im Ausgangspunkt ersichtlich nur Drehstromleitungen und soll insoweit eine Erprobung der Teilerdverkabelung ermöglichen. Zudem ergeben sich aus technischer Sicht für HGÜ wesentliche Nachteile gegenüber einer Drehstrom-Freileitung mit Zwischenverkabelung, etwa aus der fehlenden

Überlastbarkeit, einem ungenügenden Beitrag zur Netzstabilität, fehlender Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und hohen Verlusten an den Konverterstationen der Abgänge ins Verbundnetz, mit denen zugleich hohe Zusatzkosten verbunden sind (oben Abschn. 5.6.2).

Da weder der Wortlaut des § 2 Abs. 3 EnLAG noch des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV eindeutig ist und die Verwendung der HGÜ-Technik etwa auf der EnLAG-Pilottrasse Wahle – Mecklar teilweise gefordert wird, sollte auch hinsichtlich der Kostenanerkennung – ebenso wie bereits hinsichtlich der Möglichkeit eines Planfeststellungsverfahrens befürwortet – klargestellt werden, dass der Anwendungsbereich der Vorschriften sich auf Drehstrom-Erdleitungen beschränkt.

Empfehlungen:

1. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen nur in Ausnahmefällen vorsieht, etwa bei einer begrenzten Fortführung von Seekabeln oder grenzüberschreitenden Erdleitungen als Erdkabel. Dies sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden.
2. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt.
3. Es sollte klargestellt werden, dass § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV i.V.m. § 2 Abs. 1 EnLAG Investitionsbudgets nur für die Drehstrom-Teilverkabelung bei den vier EnLAG-Erdkabelpilotvorhaben, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.

6.4.2 Kostenanerkennung außerhalb der Sonderregelungen

Außerhalb der genannten Sonderregelungen fehlt es an einer ausdrücklichen Regelung zur Anerkennungsfähigkeit der Mehrkosten einer HGÜ-Erdverkabelung. Diese ist daher von der Bundesnetzagentur im Einzelfall zu prüfen. Die bewusste Beschränkung der gesetzlichen Regelungen zur Möglichkeit der Genehmigung von Investitionsbudgets und zur Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile spricht wiederum dafür, dass eine weitergehende Anerkennung der Mehrkosten für HGÜ-Erdverkabelung nach derzeitiger Rechtslage nur ausnahmsweise in Betracht kommt.

Darüber hinaus scheidet im Falle einer HGÜ-Erdverkabelung außerhalb des § 17 Abs. 2a S. 7 EnWG jedenfalls eine bundesweite Kostenumlage aus.

6.5 Zusammenarbeit mit Planungs- und Genehmigungsbehörden

Wie ausgeführt, besteht zwischen etwaigen kostensteigernden Anforderungen der Planungs- und Genehmigungsverfahren und der Prüfung der Kostenanerkennung durch die Bundesnetzagentur ein Zusammenhang. Dies erfordert eine Kooperation zwischen Planungs- und Genehmigungsbehörden auf der einen und der Bundesnetzagentur auf der anderen Seite, die bislang aber nur rudimentär geregelt ist. Eine Bindung der Bundesnetzagentur an etwa vorliegende Entscheidungen der Planungs- oder Genehmigungsbehörde ist ebenso wenig vorgesehen wie deren Bindung an eine Entscheidung der Bundesnetzagentur. Die dadurch bedingten Ungewissheiten können zu Verzögerungen des Netzausbaus führen. Im Einzelnen wurde die Problematik unter 2.3.2 dargestellt.

Zur Verbesserung wurde bereits vorgeschlagen klarzustellen, dass die Bundesnetzagentur an die – nach Stellungnahmemöglichkeit ergangene – Entscheidung der Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsbehörde gebunden ist. Die durch die Wahl von Trassenkorridor und konkreter Ausgestaltung verursachten Mehrkosten im Vergleich zu anderen Korridoren oder Ausgestaltungen sind daher als ersatzfähig anzuerkennen, insbesondere im Rahmen von Investitionsbudgets.

Demgegenüber sollte erwogen werden, bei Vorgaben der Planungs- oder Genehmigungsbehörden zur technologischen Ausführung von Netzausbauvorhaben (z.B. als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung) ein Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur vorzusehen. Damit würde zum einen eine hinreichende Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen sichergestellt, zum anderen die Gefahr divergierender Auffassungen über die Anerkennungsfähigkeit etwaiger Mehrkosten in der Anreizregulierung vermieden.

Die Problematik ist abgemildert, soweit bereits auf Ebene der Bedarfsplanung Vorgaben zur technologischen Ausführung gemacht werden. Es sollte daher stets geprüft werden, ob derartige Vorgaben auf der Ebene der Bedarfsplanung möglich sind und damit die weiteren Verfahren entlasten können.

7. Zusammenfassung und Empfehlungen zum Teilbericht Recht

7.1 Zusammenfassung

Festzuhalten ist aus rechtlicher Sicht zunächst, dass der Rechtsrahmen einer Erdverkabelung, sowohl in Drehstrom- als auch in Gleichstromtechnik, auf der Höchstspannungsebene enge Grenzen setzt. Diese Grundentscheidung wurde im Rahmen des Energiepaketes 2011, trotz der deutlichen Ausweitung der Erdverkabelungsvorgaben für die 110 kV-Ebene, für die Höchstspannungsebene beibehalten. Vorgesehen ist eine Erdverkabelung zunächst für die Fortführung von Seekabeln an Land (§ 43 S. 1 Nr. 3 und 4 EnWG). Darüber hinaus ist eine Erdverkabe-

lung auf Höchstspannungsebene – zudem nur in Form einer Teilverkabelung – lediglich für die vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG sowie nunmehr für ein weiteres Pilotvorhaben zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12e Abs. 3 EnWG vorgesehen. Eine solche Teilverkabelung setzt zudem voraus, dass es sich um einen technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt handelt und dass entweder eine Siedlungsannäherung erfolgt oder der Naturpark Thüringer Wald betroffen ist. Zusätzliche Restriktionen ergeben sich für HGÜ-Erdleitungen, da eine Ausführung in Gleichstromtechnik (HGÜ) nach dem Verständnis des Teilberichts Recht nur durch die Sondervorschriften für Seekabel-Fortführungen sowie für das Pilotvorhaben nach § 12e EnWG, nicht aber für die vier EnLAG-Pilotvorhaben abgedeckt ist.

Außerhalb der Seekabel-Fortführungen und der vier Teilverkabelungs-Pilotvorhaben des EnLAG ist die Zulässigkeit einer Erdverkabelung angesichts der Gesetzesbegründung zum EnLAG problematisch, erscheint im Ergebnis allerdings naheliegend. Gleiches gilt für die Regelung eines Erdkabel-Pilotvorhabens zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12e Abs. 3 EnWG. Die Anerkennung der Mehrkosten in der Anreizregulierung ist aber bewusst restriktiv ausgestaltet und bedarf außerhalb der genannten Fälle besonderer Begründung. Damit erscheint eine Erdverkabelung außerhalb der angesprochenen Regelungen weitgehend ausgeschlossen, solange nicht ein Dritter aufgrund besonderer Umstände die Kosten übernimmt. Nicht deutlich geregelt ist die Frage, ob die Bundesnetzagentur ausnahmsweise auch dann zur Kostenanerkennung verpflichtet ist, wenn die Genehmigungsbehörde das Vorhaben nur als Erdverkabelung, ggf. auch mit Vorgaben zur Ausführung in Dreh- oder Gleichstromtechnik, zugelassen hat. Wünschenswert erscheint insoweit eine gesetzliche Regelung der Bindungswirkung, wobei die Einführung einer Einvernehmensregelung befürwortet wird.

Der Rechtsrahmen für den Netzausbau durch Höchstspannungsdrehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen, soweit diese nach dem Vorstehenden überhaupt in Betracht kommen, hat sich mit dem Energiepaket 2011 erheblich fortentwickelt. Der Teilbericht Recht begrüßt insbesondere die Vorschaltung einer hoheitlichen Bedarfsplanung vor die Festlegung von Trassenkorridoren und die Zulassung konkreter Leitungsbauprojekte. Eine fachlich fundierte und hoheitlich abgesicherte Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist notwendige Voraussetzung, damit Leitungsbauprojekte von den Betroffenen im Grundsatz akzeptiert werden. Begrüßenswert ist in diesem Zusammenhang auch die weitreichende Öffentlichkeitsbeteiligung. Insoweit ist die Erstellung eines Bundesbedarfsplanes auf Grundlage des von den Übertragungsnetzbetreibern aufgestellten, behördlich überprüften und umfassend konsultierten Szenariorahmens und nationalen Netzentwicklungsplanes ein wesentliches Instrument zur Verbesserung des Rechtsrahmens. Damit entfällt der

problematische Ansatz, im Raumordnungsverfahren auf die nachfolgende Prüfung der Planrechtfertigung im Planfeststellungsverfahren zu verweisen.

Der Bundesbedarfsplan als hoheitliche Bedarfsfeststellung sollte nach der Empfehlung des Teilberichts Recht deutlich über den bisherigen Detaillierungsgrad des EnLAG-Bedarfsplans oder der TEN-E-Leitlinien hinausgehen und etwa auch Angaben zu den Anforderungen hinsichtlich Netzverknüpfungen sowie der Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern enthalten. Zudem sollte er auch, soweit energiewirtschaftlich begründet, Vorgaben zu der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung enthalten. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funktion des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.

Begrüßt wird die grundsätzliche strukturelle Trennung der Bedarfsermittlung (nunmehr §§ 12a ff. EnWG) einerseits und der Festlegung von Trassenkorridoren (Bundesfachplanung bzw. Raumordnung) andererseits. Dahinter steht die Überlegung, dass die Bedarfsermittlung vorrangig eine energiewirtschaftliche Fachplanung erfordert, während die Festlegung der Trassenkorridore eine überfachliche Abstimmung der unterschiedlichen Nutzungsansprüche an den Raum notwendig macht. Wünschenswert erscheint eine Abbildung dieser unterschiedlichen Aufgaben in der Behördenzuständigkeit. Soweit im Anwendungsbereich der Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG nunmehr eine einheitliche Zuständigkeit der Bundesnetzagentur begründet ist, sollte zumindest eine eindeutige organisatorische Trennung innerhalb der Behörde erfolgen.

Die Festlegung der Trassenkorridore erfolgte bislang durch Landesplanungsbehörden. Dies kann gerade bei länderübergreifenden Vorhaben (Ländergrenzen überschreitende Trassen, alternative Korridorverläufe in unterschiedlichen Bundesländern) Probleme aufwerfen. Daher wurde mit dem NABEG für länderübergreifende (und grenzüberschreitende) Vorhaben des Bundesbedarfsplans eine Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur eingeführt. Die Bundesfachplanung wird zwiespältig beurteilt. Sie behebt einerseits die Koordinationsprobleme, doch ergeben sich andererseits Akzeptanzfragen, insbesondere aufgrund des größeren Abstands zu den betroffenen Regionen und aufgrund der (bisherigen) Wahrnehmung der Bundesnetzagentur als energiewirtschaftlicher Fachbehörde. Um eine ausgewogene Entscheidung zwischen allen Nutzungsansprüchen an den Raum zu fördern, sollte daher, wie bereits ausgeführt, zumindest eine eindeutige organisatorische Trennung von Bedarfsermittlung und Bestimmung der Trassenkorridore innerhalb der Bundesnetzagentur erfolgen.

Auf der Ebene der Bundesfachplanung bzw. Raumordnung kann sich eine normative Unterstützung des Netzausbaus aus Trassierungsgrundsätzen ergeben, insbe-

sondere aus dem Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen und der Bündelung von Stromtrassen. Sie erleichtern die Auswahlentscheidung zwischen alternativen Trassenkorridoren und können ein Raumordnungsverfahren entbehrlich machen. In der neuen Bundesfachplanung werden das Gebot der Nutzung bestehender Trassen und der Bündelung von Stromtrassen durch die Einführung eines vereinfachten Verfahrens in diesen Fällen unterstützt. Derartige Trassierungsgrundsätze werden grundsätzlich befürwortet, wobei klargestellt werden sollte, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf mit den Trassierungsgrundsätzen vereinbar sind. Hingegen erscheint die Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen in Raumordnungsplänen aus Akzeptanzgründen vor allem nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens zur Absicherung der ermittelten Trasse hilfreich, nicht aber die erstmalige Prüfung und Festlegung des Trassenkorridors im Rahmen der Erstellung des Raumordnungsplanes.

Bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen sollte die Planungsbehörde eine aktivere Rolle einnehmen als bei Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger üblich, um stärker auf die Einbeziehung aller geeigneten Trassenkorridore hinzuwirken und Zweifel an der Auswahl der vom Vorhabenträger eingebrachten Korridoralternativen auszuschließen. Für die Bundesfachplanung ist dies nunmehr ausdrücklich vorgesehen. Wichtig ist außerdem, dass die unterschiedlichen Prüfungsgegenstände von Raumordnung/Bundesfachplanung einerseits und Planfeststellungsverfahren andererseits nachvollziehbar dargestellt werden und darauf hingewirkt wird, dass alle für die Festlegung des Trassenkorridors relevanten Einwendungen bereits im Raumordnungsverfahren/Verfahren der Bundesfachplanung eingebracht werden. Die grundsätzliche Abstufung zwischen der Festlegung des Trassenkorridors einerseits und der Zulassung des konkreten Vorhabens andererseits wird aber weiter befürwortet. Sie vermindert den Prüfungsaufwand, indem die aufwändige Detailprüfung des Leitungsverlaufs auf einen ausgewählten Trassenkorridor beschränkt werden kann.

Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische/bundesfachplanerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stellung nehmen. Hingegen erscheint eine abschließende Auswahlentscheidung, insbesondere die Vorgabe der Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung, sehr problematisch. Vielmehr ist die Frage der Erdverkabelung grundsätzlich auf der Ebene der Planfeststellung bzw. Genehmigung zu entscheiden. Aus besonderen Gründen kann im Rahmen der Variantenprüfung eine weitergehende Erdverkabelung vorzugswürdig sein.

Ein Planfeststellungsverfahren steht für Höchstspannungs-Erdleitungen nur in den gesetzlich geregelten Fällen zur Verfügung. Bislang waren dies nur die Seekabel-Fortführungen sowie die vier EnLAG-Pilotvorhaben. Nunmehr ist die Planfest-

stellung auch für alle NABEG-Leitungen vorgesehen. Für HGÜ-Erdleitungen ist unklar, ob ein Planfeststellungsverfahren über die Fälle des § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG (grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen) hinaus vorgesehen ist. Dies ist für die Fälle des § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels) zu bejahen. Dagegen dürfte für die vier EnLAG-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung zulässig sein.

Zur verbesserten Akzeptanz von Höchstspannungsleitungen können Ausgleichsleistungen für die vom Leitungsbau betroffenen Kommunen beitragen. Solche wurden im Zuge des Energiepakets vom August 2011 ausdrücklich zugelassen. Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden hingegen nicht empfohlen. Näher geprüft werden sollten Vorgaben zur Verwendung von Ausgleichsleistungen durch die Kommune, damit die Vorteile für die Einwohner unmittelbar deutlich werden und die Leistungen nicht im allgemeinen Haushalt „untergehen“.

Im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte Übersichten zum Verfahrensablauf von Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene zeigen, dass eine Verfahrensdauer von 10 Jahren und mehr teilweise bislang nicht ausgeschlossen war, selbst wenn Vorbereitungszeiten vor den ersten förmlichen Verfahrenshandlungen außer Betracht bleiben. Andere Verfahren konnten hingegen in deutlich kürzerer Zeit abgeschlossen werden (im Einzelnen Anlage 6). Die Änderungen des Energiepaketes 2011 sind grundsätzlich zu begrüßen und können zu einer Beschleunigung beitragen.

7.2 Empfehlungen

<u>Abschnitt</u>	<u>Empfehlung</u>
Struktur des Rechtsrahmens	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die vierstufige Regelungsstruktur des geltenden Rechtsrahmens – Ermittlung des Netzausbaubedarfs, Festlegung des Trassenkorridors, Zulassung des Leitungsbauvorhabens, Kostenanerkennung – ist grundsätzlich beizubehalten. Sie ist aufgrund unterschiedlicher Prüfungsgegenstände sachlich angemessen. ▪ Klargestellt werden sollte die grundsätzliche Bindung der Bundesnetzagentur bei der Kostenanerkennung an die Entscheidungen auf Ebene der Raumordnung bzw. Planfeststellung. ▪ Einführung einer Einvernehmensregelung zwischen Planungs- bzw. Genehmigungsbehörde und Bundesnetzagentur für Vorgaben zur Technologiewahl (Frei- oder Erdleitung, Dreh- oder Gleichstromübertragung). ▪ Prüfung von Vorgaben zur Technologieauswahl auf Ebene der Bedarfsprüfung, um weitere Verfahren zu entlasten. ▪ Eine Verknüpfung der Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der Festlegung der Trassenkorridore in einheitlichen Verfahren ist nicht zu empfehlen. ▪ Die Bedarfsplanung sollte über den bisherigen Detaillierungsgrad hinaus ausgedehnt werden und könnte u.a. Netzverknüpfungspunkte sowie die Anbindung von Umspannwerken, Kraftwerken oder Speichern einbeziehen, soweit hierfür wichtige energiewirtschaftliche Gründe bestehen.

	<p>Ermittlung des Netzausbaubedarfs</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ In den EnLAG-Bedarfsplan sollten keine neuen Vorhaben mehr aufgenommen werden, eine gesonderte Bedarfsprüfung nach § 3 EnLAG sollte entfallen. ▪ Die Sonderregelungen des EnLAG zur gerichtlichen Kontrolle und zur Erdverkabelung können, soweit erforderlich, im EnWG oder ggf. im NABEG verankert werden. ▪ Der Bundesbedarfsplan sollte möglichst detailliert ausgestaltet werden und die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die Durchführung von Netzausbauvorhaben in einem bestimmten räumlichen Bereich erfassen. Damit würde eine klarere Abgrenzung zu der anschließend erforderlichen Abwägung mit anderen Nutzungsansprüchen an den Raum ermöglicht. ▪ Im Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs sollte auf Bundesebene auch die technologische Ausführung als Frei- oder Erdleitung bzw. als Dreh- oder Gleichstromverbindung geprüft und ggf. vorgegeben werden. Dies rechtfertigt sich insbesondere aus den Rückwirkungen auf die Funktion des Höchstspannungsnetzes und aus den länderübergreifenden kostenmäßigen Auswirkungen.
<p>Festlegung der Trassenkorridore</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Jedenfalls bei umstrittenen Leitungsbauvorhaben ist die Festlegung von Vorranggebieten für Leitungstrassen nicht geeignet, ein Raumordnungsverfahren zu ersetzen. ▪ Nach Abschluss eines Raumordnungsverfahrens ist die Ausweisung eines Vorranggebietes für die Leitungstrasse wünschenswert, um den ermittelten Trassenkorridor freizuhalten. ▪ Das Gebot der Nutzung bestehender Stromtrassen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden. Gleichzeitig sollte erläuternd klargestellt werden, dass kleinräumige Abweichungen vom vorhandenen Trassenverlauf nicht ausgeschlossen sind.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ebenso sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung von Stromleitungen, ggf. verbunden mit dem Rückbau alter Leitungen, vorzuziehen ist. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für Höchstspannungserdleitungen sollte in den Raumordnungsplänen ausdrücklich festgeschrieben werden, dass eine Bündelung mit anderen unterirdisch verlegten, linienförmigen Infrastrukturen vorzunehmen ist. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ In den drei vorstehend genannten Fallgestaltungen sollte jeweils geprüft werden, ob auf ein gesonderter Raumordnungsverfahren verzichtet werden kann. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hinsichtlich der Prüfung des Ausbaubedarfs für die konkrete Leitung kann nicht überzeugend auf ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren verwiesen werden. Vielmehr ist eine transparente und sachlich überzeugende Bedarfsermittlung im Vorfeld erforderlich, wie sie das Energiepaket 2011 nunmehr vorsieht. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Da die Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur überprüft worden ist, sollte diesen Netzausbaubedarf im Rahmen des Raumordnungsverfahrens nachvollziehbar darstellen. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Planungsbehörde sollte in Raumordnungsverfahren bei der Auswahl der zu prüfenden Korridoralternativen eine aktivere Rolle einnehmen als in der Regel bei anderen Infrastrukturvorhaben öffentlicher Vorhabenträger der Fall. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im Raumordnungsverfahren muss eine effektive Beteiligungsmöglichkeit für die Betroffenen bestehen. Dies setzt insbesondere den leichten Zugang zu den Planungsunterlagen voraus. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Im Rahmen des Raumordnungsverfahrens müssen die jeweiligen Gegenstände und Funktionen von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren verdeutlicht und voneinander abgegrenzt werden. Dies kann insbesondere durch Beispiellisten von Einwendungen geschehen, die typischerweise Gegenstand des Raumordnungsverfahrens oder des Planfeststellungsverfahren sind. 	

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verdeutlicht werden muss, dass die konstruktive Beteiligung an der Festlegung des Trassenkorridors im Raumordnungsverfahren (sowie etwaiger weiterer dort behandelter Beurteilungen) zielführender ist als die Zurückhaltung bis zum Planfeststellungsverfahren. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einwendungen zu Detailfragen, die nicht Gegenstand des Raumordnungsverfahrens sind, sollten gesammelt und später für das Planfeststellungsverfahren zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich könnte ein Beauftragter für Fragen des Planfeststellungsverfahrens benannt werden, der bereits im Rahmen des Raumordnungsverfahrens beratend zur Verfügung steht. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auch soweit eine formalisierte UVP im Raumordnungsverfahren nicht originär vorge-schrieben ist (Erdleitungen), ist ihre Durchführung empfehlenswert, um die Abschichtungswirkung des § 16 Abs. 2 UVPG in Anspruch nehmen zu können. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die im Landesrecht teilweise vorgesehene kleinräumige Beurteilung der Umweltauswirkun-gen bereits im Rahmen der raumordnerischen UVP sollte überdacht werden. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Soweit die Auswahlentscheidung zwischen Frei- oder Erdleitung nicht bereits auf der Ebene der Bedarfsermittlung getroffen wird, sollte die raumordnerische Beurteilung auf den für eine Erdverkabelung in Betracht kommenden Abschnitten zu beiden Möglichkeiten Stel-lung nehmen. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eine abschließende Auswahlentscheidung für Erdverkabelung auf der Ebene der Raumord-nung ist sehr problematisch. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Bundesnetzagentur sollte aus Akzeptanzgründen eine klare organisatorische Trennung zwischen den Bereichen „Bedarfsplanung“ und „Bundesfachplanung“ vorsehen. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es sollte klargestellt werden, dass die Bundesfachplanung nach §§ 4 ff. NABEG auch auf HGÜ-Leitungen mit weniger als 380 kV Anwendung finden kann, sofern eine solche Span-nung für ein Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 EnWG in Betracht kommen sollte. 	

<p>Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei der Nutzung bestehender Trassen bzw. der Bündelung von Höchstspannungsleitungen mit anderen linienförmigen Infrastrukturen sollte geprüft werden, ob bei der Erstellung der Antragsunterlagen auf vorhandene Unterlagen aus früheren Genehmigungsverfahren zurückgegriffen werden kann. ▪ Die Neuregelung des § 2 Abs. 2 S. 1 EnLAG lässt sich dahingehend verstehen, dass die Länge des Verkabelungsabschnittes grundsätzlich nicht von der Genehmigungsbehörde vorgegeben werden kann. Aus besonderen Gründen kann aber im Rahmen der Variantenprüfung eine weitergehende Erdverkabelung vorzugswürdig sein. ▪ Zur Vermeidung von Streitigkeiten könnte normiert werden, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 2 Abs. 1 und 2 EnLAG bzw. § 12e Abs. 3 EnWG die Planunterlagen auch die Alternative der Erdverkabelung behandeln müssen. ▪ Zu erwägen ist die Einführung eines Vorsorge-Höchstwertes für die maximale Bodenerwärmung durch Höchstspannungskabel im Rahmen einer Immissionsschutzverordnung. Ein solcher Wert könnte etwa bei 5 K in 50 cm unter der Erdoberkante liegen, sollte aber hinsichtlich einer weiteren Ausdifferenzierung, etwa in Abhängigkeit von den verschiedenen Bodentypen, näher geprüft werden. ▪ § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (Anbindung von Offshore-Anlagen) ist dahingehend zu verstehen, dass er ein Planfeststellungsverfahren für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt. ▪ Es sollte klargestellt, werden, dass § 2 Abs. 3 EnLAG ein Planfeststellungsverfahren nur für die Drehstrom-Teilverkabelung, nicht aber für HGÜ-Teilverkabelung vorsieht. ▪ Entschädigungszahlungen an nur mittelbar beeinträchtigte Bürger werden nicht empfohlen.
--	---

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei Streitigkeiten über den Umfang naturschutzrechtlicher Ausgleichszahlungen sollte die endgültige Klärung aus Gründen der Verfahrensbeschleunigung durch einen Auflagenvorbehalt aus dem Planfeststellungsbeschluss herausgelöst und einer ergänzenden Entscheidung vorbehalten werden. ▪ Finanzielle Ausgleichsleistungen für vom Leitungsbau betroffene Kommunen können den Netzausbau beschleunigen. Geprüft werden sollten Vorgaben zur Mittelverwendung durch die Kommune, die den Einwohnern die finanziellen Vorteile bewusst machen und unmittelbare Vorteile für eine größere Anzahl der betroffenen Einwohner gewährleisten.
Kostenanerkennung in der Anreizregulierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen nur in Ausnahmefällen vorsieht, etwa bei einer begrenzten Fortführung von Seekabeln oder grenzüberschreitenden Erdleitungen als Erdkabel. Dies sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden. ▪ § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV ist dahingehend zu verstehen, dass er Investitionsbudgets für HGÜ-Erdleitungen in Fortführung eines HGÜ-Seekabels zulässt. ▪ Es sollte klargestellt werden, dass § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV i. V. m. § 2 Abs. 1 EnLAG Investitionsbudgets nur für die Drehstrom-Teilverkabelung bei den vier EnLAG-Erdkabelpilotvorhaben, nicht aber für eine HGÜ-Teilverkabelung vorsieht.

Quellenverzeichnis

1. Literatur

BONK, H. J.; NEUMANN, W. (2008): in Stelkens, P.; Bonk, H. J.; Sachs, M., Kommentar zum Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), München 2008.

BONK, H. J.; SCHMITZ, H. (2008): in Stelkens, P.; Bonk, H. J.; Sachs, M., Kommentar zum Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG), München 2008.

BREIER, S. (2010): in Lenz, C.-O.; Borchardt, D., EU-Verträge, Kommentar nach dem Vertrag von Lissabon, München 2010.

BRITZ, G. (1998): Bundeseigenverwaltung durch selbstständige Bundesoberbehörden nach Art. 87 III 1 GG, DVBl. 1998, S. 1167 – 1174.

CALLIES, C. (2011): in Callies, C.; Ruffert, M., EUV/AEUV, Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta, München 2011.

DEUTSCH, M. (2010): Raumordnung als Auffangkompetenz? – Zur Regelungsbefugnis der Raumordnungspläne, NVwZ 2010, S. 1520 – 1524.

DOMBERT, M. (2002): in Landmann, R.; Rohmer, G., Umweltrecht, 37. Ergänzungslieferung, München 2002.

DURNER, W. (2011): Die aktuellen Vorschläge für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), DVBl. 2011, S. 853 – 862.

DURNER, W. (2010): Raumplanerische Koordination aus rechtlicher Sicht, in Raumforschung und Raumordnung, Band 68, S. 271 – 282.

DURNER, W. (2004): Leitungsanlagen, in Ziekow, J., Praxis des Fachplanungsrechts, München 2004.

FRIESECKE, A. (1999): Kommentar zum Bundeswasserstraßengesetz (WaStrG), Köln et al. 1999.

GELZER, K.; BUSSE, F.; FISCHER, H. (2010): Der Umfang des Entschädigungsanspruchs aus Enteignung und enteignungsgleichem Eingriff, München 2010.

GOPPEL, K. (2010): in Spannowsky, W.; Runkel, P.; Goppel, K., Kommentar zum Raumordnungsgesetz (ROG), München 2010.



HERMANN, C. D.; AUSTERMANN, C. (2010): Das neue Energieleitungsausbaugesetz – Beschleunigung des Ausbaus des Hochspannungsnetzes unter besonderer Berücksichtigung des Einsatzes von Erdkabeln, Nds. VBl. 2010, S.175 – 179.

HERMES, G. (2011): Die Benutzung privater Grundstücke für die Energieversorgung und Fragen der Enteignung, in Schneider, J.-P.; Theobald, C., Recht der Energiewirtschaft, München 2011.

HERMES, G. (2010): in Britz, G.; Hellermann, J.; Hermes, G., Energiewirtschaftsgesetz, München 2010.

HOLZNAGEL, B. (2010): Entschädigung von Wegerechten beim Bau von Energietransportleitungen: Sind die Entschädigungsmaßstäbe bei privatnütziger Enteignung noch zeitgemäß?, DÖV 2010, S. 847 – 852.

HOPPE, W. (2001): Kritik an der textlichen Fassung und inhaltlichen Gestaltung von Zielen der Raumordnung in der Planungspraxis, DVBl. 2001, S. 81 – 90.

HORSTMANN, K.-P. (2000): Anforderungen an den Bau und Betrieb von Energieversorgungsleitungen in Deutschland, Münster 2000.

KALTENBORN, J. (2010): Umweltschutzrechtliche Anforderungen an die Zulassung von Energieversorgungsleitungen nach § 43 EnWG, LKRZ 2010, S. 321 – 326.

KLÖPFER, M. (2004): Umweltrecht, München 2004.

KODAL, K.; KRÄMER, H. (1999): Straßenrecht, Systematische Darstellung des Rechts der öffentlichen Straßen, Wege und Plätze in der Bundesrepublik Deutschland, München 1999.

KOPP, F. O.; RAMSAUER, U. (2010): Kommentar zum Verwaltungsverfahrensgesetz, München 2010.

KRAMER, U. (2002): Das Recht der Eisenbahninfrastruktur, Von der Staatsbahn zu privatrechtlichen Wirtschaftsunternehmen, Stuttgart et al. 2002.

LAUTNER, G. (1999): Funktionen raumordnerischer Verfahren, Berlin 1999.

LECHELER, H. (2010): Neue Rechtsvorschriften zur – teilweisen – Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen, RdE 2010, S. 41 – 47.

LEWIN, D. (2003): Gestufte Planung von Bundesverkehrswegen – Die Entscheidungen im Vorfeld der Planfeststellung, Baden-Baden 2003.

MARSCHALL, E.; KASTNER, F. (1998): Kommentar zum Bundesfernstraßengesetz (FStrG), Köln 1998.



- MARTENS, R. (1978): Die Entschädigung für Leitungsmasten auf landwirtschaftlich genutzten Grundstücken, Göttingen 1978.
- MENGEL, A. (2011): in Frenz, W; Müggenborg, H-J., Kommentar zum Bundesnaturschutzgesetz, Berlin 2011
- MERKER, M. (2010): Kabel oder Freileitung auf Höchstspannungsebene – rechtliche Kriterien für die Entscheidungsfindung, et 2010, S. 60 – 65.
- MOENCH, C.; RUTLOFF, M. (2011): Netzausbau in Beschleunigung, NVwZ 2011, S. 1040 – 1046.
- NIES, V. (2003): in Landmann, R.; Rohmer, G., Umweltrecht, 41. Ergänzungslieferung, München 2003.
- PETERS, H.-J. (2010): Umweltrecht, Stuttgart 2010.
- PIELOW, J.-C.: in Säcker, F. J., Berliner Kommentar zum Energierecht, München 2010.
- RAMSAUER, U. (2004): Umweltprobleme in der Flughafenplanung – Verfahrensrechtliche Fragen, NVwZ 2004, S. 1041 – 1052.
- RUNKEL, P. (2010): in Spannowsky, W.; Runkel, P.; Goppel, K., Kommentar zum Raumordnungsgesetz (ROG), München 2010.
- SACHS, M. (2011): Kommentar zum Grundgesetz (GG), München 2011.
- SÄCKER, F. J. (2009): Der beschleunigte Ausbau der Höchstspannungsnetze als Rechtsproblem, Frankfurt am Main 2009.
- SANGENSTEDT, C. (2010): in Landmann, R. / Rohmer, G., Umweltrecht, 59. Ergänzungslieferung, München 2010.
- SCHIRMER, B. (2010): Das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, DVBl. 2010, S. 1349 – 1358.
- SCHMITTE, H. (2008): Leitungsrechte: So werden Grundeigentümer entschädigt, top agrar 2008, S. 48 - 52.
- SCHUMACHER, A. ; SCHUMACHER, J. (2010): in Schumacher, J.; Fischer-Hüftle, P., Kommentar zum Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), Stuttgart 2010.
- STÜER, B. (2009): Handbuch des Bau- und Fachplanungsrechts – Planung – Genehmigung – Rechtsschutz, München 2009.
- UFER, H.-W.; HOFFJAN, A.; IßLEIB, S.; SCHUCHARDT, L. D. (2010): Investitionsanreize der Anreizregulierungsverordnung in der Energiewirtschaft, ZögU 2010, S. 1 -12.



WEYER, H. (2011): Anreizregulierung in: Baur, J. F.; Salje, P.; Schmidt-Preuß, M., Regulierung in der Energiewirtschaft, Köln 2011, Kapitel 75 - 82.

WEYER, H. (2009a): Der Rechtsrahmen für den Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland, ZNER 2009, S. 210 – 215.

WEYER, H. (2009b): Wer plant die Energienetze?, in: Baur, J. F.; Sandrock, O.; Scholtka, B.; Shapira, A., Festschrift für Gunther Kühne zum 70. Geburtstag, Frankfurt am Main, 2009, S. 423 – 437.

WICKEL, M. (2010): in Fehling, M.; Kastner, B.; Wahrenndorf, V., Verwaltungsrecht VwVfG – VwGO, Handkommentar, Baden-Baden 2010.

WULFHORST, R. (2010): in Landmann, R.; Rohmer, G., Umweltrecht, 59. Ergänzungslieferung, München 2010.

ZIEKOW, J. (2004): Praxis des Fachplanungsrechts, München 2004.

2. Sonstige Quellen

26. BImSchV: Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes – Verordnung über elektromagnetische Felder – vom 16.12.1996, BGBl. I 1996, S. 1966.

ACER-VO: Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), Verordnung (EG) Nr. 713/2009, ABl. Nr. L 211, S. 1, vom 13.07.2009.

AEG: Allgemeines Eisenbahngesetz vom 27.12.1993, BGBl. I 1993, S. 2378, 2396; I 1994 S. 2439, zuletzt geändert durch Art. 7 des Gesetzes vom 29.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2542).

AEUV: Konsolidierte Fassung des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, in der Fassung der Bekanntmachung vom 09.05.2008, ABl. Nr. C 115, S. 47, zuletzt geändert durch Änderungsbeschluss 2011/199/EU vom 25.03.2011 (ABl. Nr. L 91, S. 1).

ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze vom 29.10.2007, BGBl. I 2007, S. 2529, zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1690).

BauO NRW: Bauordnung für das Land Nordrhein-Westfalen vom 01.03.2000, GV. NRW 2000, 25, zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.05.2011 (GV. NRW 2011, S. 272).



BBergG: Bundesberggesetz vom 13.08.1980, BGBl. I 1980, S. 1310, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

BBodSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten vom 17.03.1998, BGBl. I 1998, S. 502, zuletzt geändert durch Gesetz vom 09.12.2004 (BGBl. I 2004, S. 3214).

BBodSchV: Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung vom 12.07.1999, BGBl. I 1999, S. 1554, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

BBU (2010): Bundesverbandes Bürgerinitiativen Umweltschutz e.V., Stellungnahme zum KSpG-E 2010, abrufbar unter: http://www.kein-co2-endlager-altmark.de/downloads/bbu_stellungnahme-ccs_gesetz_2.pdf.

BDI (2010): Bundesverband der Deutschen Industrie, Stellungnahme zum Referentenentwurf für ein Kohlendioxid-Speicherungs-Gesetz vom 26.08.2010, Dokumentennummer D 0371, abrufbar unter: http://bdi.eu/download_content/CCS.pdf.

BGB: Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung vom 02.01.2002, BGBl. I 2002, S. 42, 2909; BGBl. I 2003, S. 738, zuletzt geändert durch Gesetz vom 27.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1600).

BGH (1992): Bundesgerichtshof, Entscheidung vom 15.10.1992, Az.: III ZR 147/91, BGHZ Band 120, S. 38 - 49.

BGH (1982): Bundesgerichtshof, Urteil vom 01.02.1982, Az.: III ZR 93/80, BGHZ Band 83, S. 61 - 71.

BImSchG: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz) in der Fassung vom 26.09.2002, BGBl. I 2002, S. 3830, zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1475).
BNETZA (2011): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Pressemitteilung vom 19.07.2011.

BNETZA (2010): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, 2010.

BNETZA (2009): Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, 2009.

BNatSchG: Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege vom 29.07.2009, BGBl. 2009, S. 2542, zuletzt geändert durch Gesetz vom 06.10.2011 (BGBl. I 2011, S. 1986).



BUNDESREGIERUNG (2011): Antwort auf eine Kleine Anfrage zum Thema Planungsbeschleunigung und Bürgerbeteiligung, BT-Drs. 17/4788, vom 16.02.2011.

BUNDESREGIERUNG (2010): Antwort auf eine Kleine Anfrage zum Thema Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, BT-Drs. 17/2622, vom 22.07.2010.

BT-Drs. 16/10292: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neufassung des Raumordnungsgesetzes und zur Änderung anderer Vorschriften (GeROG), vom 22.09.2008.

BT-Drs. 13/6701: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Bundesbodenschutzgesetz, vom 25.09.1996.

BVerfG (2008): Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 20.02.2008, Az.: 1 BvR 2722/06, abgedruckt in NVwZ 2008, S. 780 – 786.

BVerfG (2004): Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 03.03.2004, Az.: 1 BvF 3/92, BVerfGE Band 110, S. 33 – 76.

BVerfG (1969): Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 15.07.1969, Az.: 2 BvF 1/64, BVerfGE Band 26, S. 338 - 400.

BVerfG (1962): Bundesverfassungsgericht, Urteil vom 24.07.1962, Az.: 2 BvF 4, 5/61 und 1, 2/62, BVerfGE Band 14, S. 197 – 221.

BVerwG (2010): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 22.07.2010, Az.: 7 VR 4/10, abgedruckt in NVwZ 2010, S. 1486 – 1490.

BVerwG (2009): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 24.04.2009, Az.: 9 B 10.09, abgedruckt in NVwZ 2009, S. 986 – 987.

BVerwG (2008): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 09.07.2008, Az.: 9 A 14/07, BVerwGE Band 131, S. 274 - 315.

BVerwG (2006a): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 16.03.2006, Az.: 4 A 1075/04, BVerwGE Band 125, S. 116 - 325.

BVerwG (2006b): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 07.12.2006, Az.: 4 C 16/04, BVerwGE Band 127, S. 208 – 230.

BVerwG (2005): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 23.02.2005, Az.: 4 A 4/04, BVerwGE Band 123, S. 37 - 49.

BVerwG (2004): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 18.06.2003, Az.: 4 A 70/01, abgedruckt in NVwZ 2004, S. 100 – 103.



BVerwG (2001): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 12.04.2000, Az.: 11 A 18/98, -BVerwGE Band 111, S. 108 - 122.

BVerwG (1997): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 22.05.1996, Az.: 4 B 30/95, abgedruckt in NVwZ-RR 1997, S. 217 – 219.

BVerwG (1996): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 25.01.1996, Az.: 4 C 5/95, BVerwGE Band 100, S. 238 - 256.

BVerwG (1995a): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 27.01.1995, Az.: 7 VR 16/94, abgedruckt in NVwZ 1995, S. 586 – 587.

BVerwG (1995b): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 15.09.1995, Az.: 11 VR 16/95, abgedruckt in NVwZ 1996, S. 396 – 399.

BVerwG (1994): Bundesverwaltungsgericht, Beschluss vom 30.08.1994, Az.: 4 B 105/94, abgedruckt in NVwZ-RR 1995, S. 322 – 323.

BVerwG (1975): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 14.02.1975, Az.: IV C 21/74, BVerwGE Band 48, S. 56 – 70.

BVerwG (1974): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 05.07.1974, Az.: IV C 50/72, BVerwGE Band 45, S. 309 - 331.

BVerwG (1969): Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 12.12.1969, Az.: IV C 105.66, BVerwGE Band 34, S. 301 – 312.

BWEisenbG: Landeseisenbahngesetz Baden-Württemberg in der Fassung vom 08.06.1995, GVBl. 1995, S. 421, zuletzt geändert durch Verordnung vom 25.04.2007 (GVBl. 2007, S. 252).

DENA (2005): Deutsche Energieagentur, 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, Januar 2005.

EBO: Eisenbahn-Bau- und Betriebsordnung vom 08.05.1967, BGBl. I 1967, S. 1563, zuletzt geändert durch Gesetz vom 19.03.2008 (BGBl. I 2008, S. 467).

ECKPUNKTE EnWG-Novelle (2011): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Eckpunkte zur EnWG-Novelle, 2011.

ECKPUNKTE NABEG (2011): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Eckpunktepapier für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), vom 21.03.2011.



EEG: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien vom 25.10.2008, BGBl. I 2008, S. 2074, zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1634).

ENERGIEKONZEPT (2010): Energiekonzept der Bundesregierung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm – Monitoring und Zwischenbericht, BT-Drs. 17/3049, vom 28.09.2010.

EnLAG: Energieleitungsausbaugesetz vom 21.08.2009, BGBl. I 2009, S. 2870, zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.03.2011 (BGBl. I 2011, S. 338).

EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, BT-Drs. 16/10491, vom 07.10.2008.

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 07.07.2005, BGBl. I 2005, S. 1970, zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1690).

EnWG-Novelle-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6072, vom 06.06.2011.

EnWG-Novelle-GEGENÄUSSERUNG BReg: Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6248, vom 22.06.2011.

EnWG-Novelle-STELLUNGNAHME BR: Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 17/6248, vom 22.06.2011.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a): Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz, Mitteilung der Kommission, KOM(2010) 677 endg., vom 17.11.2010.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010b): Commission Staff Working Paper, The Regulatory Authorities, vom 22.01.2010.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008): Grünbuch – Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Europäischen Energienetz, KOM(2008) 0782 endg./2, vom 07.01.2009.

EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007): Vorrangiger Verbundplan, Mitteilung der Kommission, KOM(2006) 846 endg., vom 10.01.2007.



ENTSO-E (2010): European Network of Transmission System Operators For Electricity, Ten-Year Network Development Plan 2010 – 2020, abrufbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC_TYNDP/TYNDP-final_document.pdf.

FORUM NETZINTEGRATION (2010): Forum Netzintegration erneuerbare Energien der Deutschen Umwelthilfe (DUH), Plan N - Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze, November 2010.

FStrG: Bundesfernstraßengesetz in der Fassung vom 28.06.2007, BGBl. I 2007, S. 1206, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

GG: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland vom 23.05.1949, BGBl. I 1949, S. 1, zuletzt geändert durch Gesetz vom 21.07.2010 (BGBl. I 2010, S. 944).

IDUR (2010): Informationsdienst Umweltrecht e.V., Gutachten im Auftrag des wissenschaftlichen Beirats des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) zur rechtlichen Prüfung der Pflicht zur strategischen Umweltprüfung im Rahmen des Stromnetzausbauplans nach dem Energieleitungsausbaugesetz, 2010.

HBO: Hessische Bauordnung vom 18.06.2002, GVBl. I 2002, S. 274, zuletzt geändert durch Gesetz vom 15.12.2009 (GVBl. I 2009, S. 716, 721), berichtigt am 15.01.2011 (GVBl. I 2011, S. 180).

HEisenbG: Hessisches Eisenbahngesetz vom 25.09.2006 (GVBl. I 2006, S. 491), zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.04.2011 (GVBl. I 2011, S. 178).

HRIL-ROV: Hessische Richtlinie zur Durchführung von Raumordnungsverfahren – Zweite Fassung 1993 – vom 19.07.1993, StAnz. 1993, S. 1800.

KSpG-E (2010): Referentenentwurf für ein Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, vom 14.07.2010.

LBO BW: Landesbauordnung für Baden-Württemberg in der Fassung vom 05.03.2010, GVBl. 2010, S. 357, zuletzt geändert durch Berichtigung vom 05.03.2010 (GVBl. 2010, S. 416).

LEP Baden-Württemberg (2002): Anlage zur Verordnung der Landesregierung über die Verbindlicherklärung des Landesentwicklungsplans 2002 Baden-Württemberg vom 23.07.2002, GVBl. 2002, S. 301.

LEP Hessen (2000): Anlage zur Verordnung über den Landesentwicklungsplan Hessen 2000 vom 13.12.2000, GVBl. I 2001, S. 2, zuletzt geändert durch Verordnung vom 22.06.2007 (GVBl. I 2007, S. 406).



LEP Nordrhein-Westfalen (1995): Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen vom 11.05.1995, GV. NRW. 1995, S. 532.

LPLG BW: Landesplanungsgesetz Baden-Württemberg vom 10.07.2003, GVBl. 2003, S. 385, zuletzt geändert durch Gesetz vom 04.05.2009 (GVBl. 2009, S. 185, 193).

LPLG HES.: Landesplanungsgesetz Hessen vom 06.09.2002, GVBl. I 2002, S. 548, zuletzt geändert durch Gesetz vom 08.03.2011 (GVBl. I 2011, S. 153, 159).

LPLG NRW: Landesplanungsgesetz Nordrhein-Westfalen in der Fassung vom 03.05.2005, GV. NRW. 2005, S. 430, zuletzt geändert durch Gesetz vom 16.03.2010 (GV. NRW. 2010, S. 212).

LPLG NRW-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Landesregierung Nordrhein-Westfalen für ein Gesetz zur Änderung des Landesplanungsgesetzes NRW (LPIG) und weiterer Vorschriften, LT-Drs. 14/10088, vom 26.11.2009.

LPLG THÜR.: Thüringer Landesplanungsgesetz vom 15.03.2007, GVBl. 2007, S. 45.

LROP Niedersachsen (2008): Anlage 1 der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen in der Fassung vom 08.05.2008, Nds. GVBl. 2008, S. 132.

LROP Niedersachsen (2010): Entwurf für eine Aktualisierung des Nds. LROP 2008 von September 2010, abrufbar unter: http://www.entera-online3.de/060_lrop2010/php/frames/index.php.

LUFTVZO: Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung in der Fassung vom 10.07.2008, BGBl. I 2008, S. 1229, zuletzt geändert durch Verordnung vom 22.02.2011 (BGBl. I 2011, S. 317).

NAGBNatSchG: Niedersächsisches Ausführungsgesetz zum Bundesnaturschutzgesetz vom 19.02.2010, Nds. GVBl. 2010, S. 104.

NABEG: Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28.07.2011, BGBl. I 2011, S. 1690.

NABEG-ARBEITSENTWURF: Arbeitsentwurf für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), vom 20.05.2011.

NABEG-GESETZESBEGRÜNDUNG: Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6073, vom 06.06.2011.



NABEG-GEGENÄUSSERUNG BReg: Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6249, vom 22.06.2011.

NABEG-STELLUNGNAHME BR: Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6249, vom 22.06.2011.

NATG THÜR.: Thüringer Gesetz für Natur und Landschaft in der Fassung der Bekanntmachung vom 30.08.2006, GVBl. 2006, S. 421, zuletzt geändert durch Gesetz vom 20.12.2007 (GVBl. 2007, S. 267, 279).

NBauO: Niedersächsische Bauordnung vom 10.02.2003, Nds. GVBl. 2003, S. 89, zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.10.2011 (Nds. GVBl. 2011, S. 353).

NDS. POSITIONSPAPIER (2010): Nds. Positionspapier zum Einsatz von Höchstspannungs-Erdkabeln, abrufbar unter <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/20100503-niedersaechische-position-zum-netzaus.pdf>.

NETZAUSBAUANALYSE NIEDERSACHSEN (2011): Restriktions- und Potentialanalyse zum Ausbau des Höchstspannungsnetzes in Niedersachsen, erstellt durch das niedersächsische Landwirtschaftsministerium und das niedersächsische Umweltministerium, vom 12.04.2011, abrufbar unter <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/20110412-restriktions-und-potenzialanalyse-net.pdf>

NROG: Niedersächsisches Gesetz über Raumordnung und Landesplanung vom 07.06.2007, Nds. GVBl. 2007, S. 223, zuletzt geändert durch Gesetz vom 13.10.2011 (Nds. GVBl. 2011, S. 353).

OLG Düsseldorf (2011): Oberlandesgericht Düsseldorf, Urteil vom 11.04.2011, Az.: VI-3 KArt 276/09, abgedruckt in N&R 2011, S. 147 - 154.

OLG Hamm (1970): Oberlandesgericht Hamm, Urteil vom 17.02.1970, Az.: 10 U 118/69, abgedruckt in NJW 1970, S. 815 - 817.

OVG Lüneburg (2011): Oberverwaltungsgericht Lüneburg, Beschluss vom 29.06.2011, Az.: 7 MS 72/11, abrufbar unter: <http://www.dbovg.niedersachsen.de/Entscheidung.asp?Ind=0500020110000727+MS>.

OVG Münster (2004): Oberverwaltungsgericht Münster, Urteil vom 09.01.2004, Az.: 11 D 116/02, abrufbar bei Juris.



Regionales Raumordnungsprogramm für den Großraum Braunschweig (2008): abrufbar unter: http://www.zgb.de/barrierefrei/misc/downloads/RROP2008_BeschreibendeDarstellung.pdf.

ROG: Raumordnungsgesetz vom 22.12.2008, BGBl. I 2008, S. 2986, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

RoV: Raumordnungsverordnung vom 13.12.1990, BGBl. I 1990, S. 2766, zuletzt geändert durch Gesetz vom 31.07.2009 (BGBl. I 2009, S. 2585).

ROV-UNTERLAGEN WAHLE-MECKLAR (2010): 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar, Unterlagen zum Raumordnungsverfahren Niedersachsen, Band C Umweltverträglichkeitsstudie, März 2010.

SALZBURGER LEG (1999): Salzburger Landeselektrizitätsgesetz vom 07.07.1999, LGBl. Nr. 75/1999, zuletzt geändert durch Gesetz vom 26.02.2010 (LGBl. Nr. 20/2010).

SALZBURGLEITUNG (2010): Trassenkorridorempfehlung für die 380 kV-Salzburgleitung – Bericht des Expertengremiums an den Lenkungsausschuss Salzburgleitung 2, vom 22.06.2010, abrufbar unter: <http://apg.at/~media/F08C6628B64643F486114C2E9CA9D161.ashx>.

SEERECHTSÜBEREINKOMMEN: Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10.12.1982, BGBl. II 1994, S. 1798.

SRU (2011): Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zur 100 % erneuerbaren Energieversorgung, Sondergutachten, Januar 2011.

StromhandelsVO: Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, Verordnung (EG) Nr. 714/2009, ABl. Nr. L 211, S. 15, vom 13.07.2009.

StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen – Stromnetzentgeltverordnung – vom 25.07.2005 (BGBl. I 2005, S. 2225), zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I 2011, S. 1690).

StromRL: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Richtlinie 2009/72/EG, ABl. L 211, S. 55, vom 13.07.2009.

SUP-Richtlinie: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Plänen und Programme, Richtlinie 2001/42/EG, ABl. Nr. L 197, S. 30, vom 27.06.2001.



SYNOPSIS WAHLE-MECKLAR (2011): Synopse der im Raumordnungsverfahren für die Trasse Wahle-Mecklar, Abschnitt Niedersachsen, eingegangenen Stellungnahmen, abrufbar unter: <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/verfahren/wahle-mecklar/index.html>.

TEN-E-Leitlinien (2006): Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG, Entscheidung Nr. 1364/2006/EG, ABl. Nr. L 262, S. 1, vom 06.09.2006.

UVPG: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung vom 24.02.2010, BGBl. I 2010, S. 94, zuletzt geändert durch Gesetz vom 06.10.2011 (BGBl. I 2011, S. 1986).

UMWELTVERTRÄGLICHKEITSRICHTLINIE: Richtlinie des Rates über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten, Richtlinie 85/337/EWG, ABl. Nr. L 175, S. 40, vom 27.06.1985.

UVPG NRW: Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung im Lande Nordrhein-Westfalen vom 29.04.1992, GV. NRW 1992, S. 175, zuletzt geändert durch Gesetz vom 16.03.2010 (GV. NRW. 2010, S. 185).

VGH Kassel (1999): Verwaltungsgerichtshof Kassel, Beschluss vom 26.11.1997, Az.: 14 UE 4076–97, abrufbar bei Juris.

VHG Mannheim (2009): Verwaltungsgerichtshof Mannheim, Urteil vom 07.07.2009, Az.: 5 S 967/08, abgedruckt in NJOZ 2009, S. 4391 – 4410.

VGH Mannheim (1996): Verwaltungsgerichtshof Mannheim, Urteil vom 14.05.1996, Az.: 10 S 1/96, abgedruckt in NVwZ 1997, S. 90 – 95.

VwGO: Verwaltungsgerichtsordnung, in der Fassung vom 19.03.1991 (BGBl. I 1991, S. 686), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2010 (BGBl. I 2010, S. 2248).

VwVfG: Verwaltungsverfahrensgesetz, in der Fassung vom 23.01.2003, BGBl. I 2003, S. 102, zuletzt geändert durch Gesetz vom 14.08.2009 (BGBl. I 2009, S. 2827).

VVNROG: Verwaltungsvorschrift zum niedersächsischen Gesetz über Raumordnung und Landesplanung, RdErl. d. ML vom 29.05.2008.

WaStrG: Bundeswasserstraßengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.05.2007, BGBl. I 2007, S. 962; I 2008, S. 1980, zuletzt geändert durch Gesetz vom 06.10.2011 (BGBl. I 2011, S. 1986).

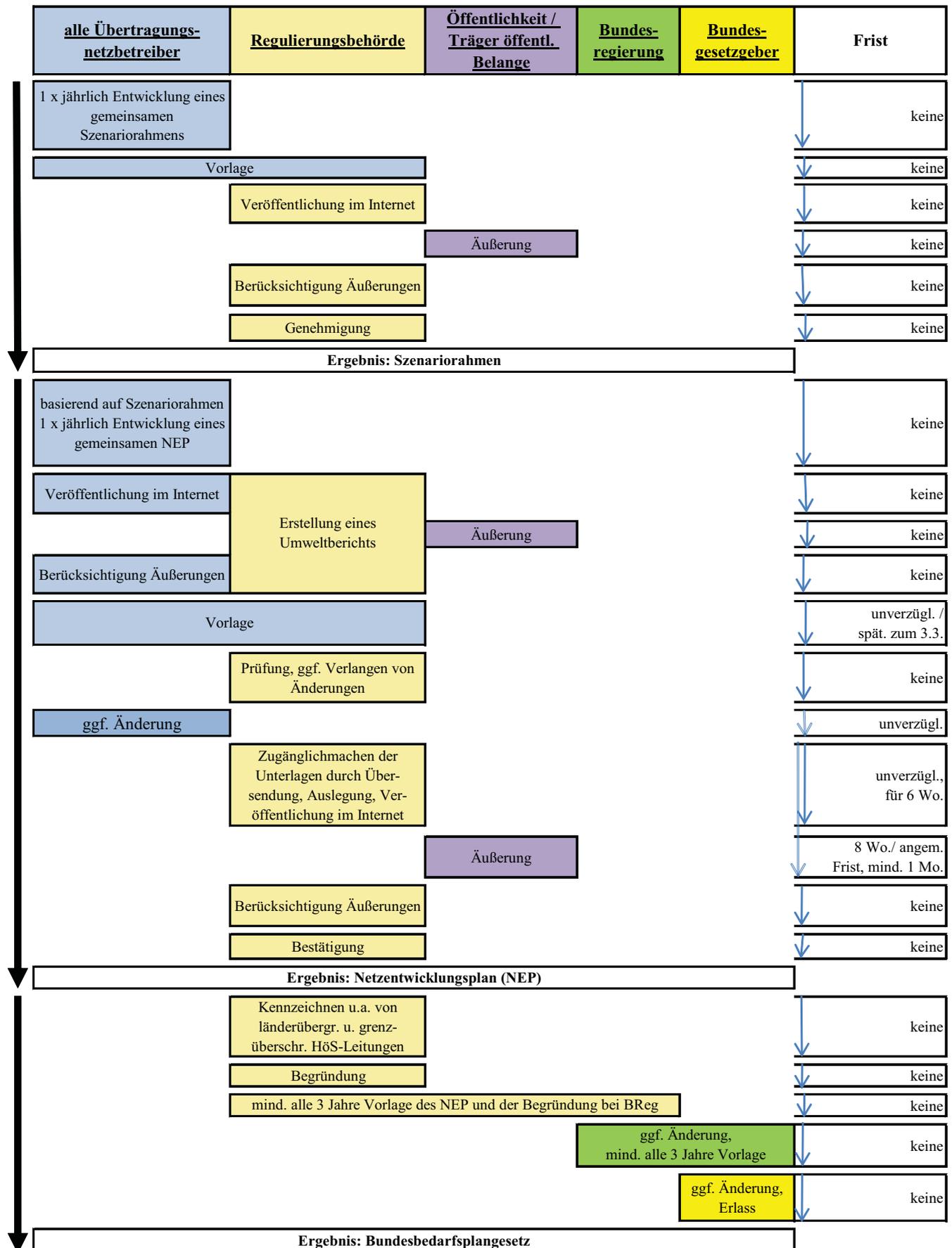


WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011a): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung zu einem Gesetz zur Umsetzung der Dienstleistungsrichtlinie im Eichgesetz sowie im Geräte- und Produktsicherheitsgesetz und zur Änderung des Verwaltungskostengesetzes, BT-Drs. 17/4559, vom 26.01.2011.

WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2011b): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, BT-Drs. 17/6073, und anderer Entwürfe und Anträge, BT-Drs. 17/6366, vom 29.06.2011.

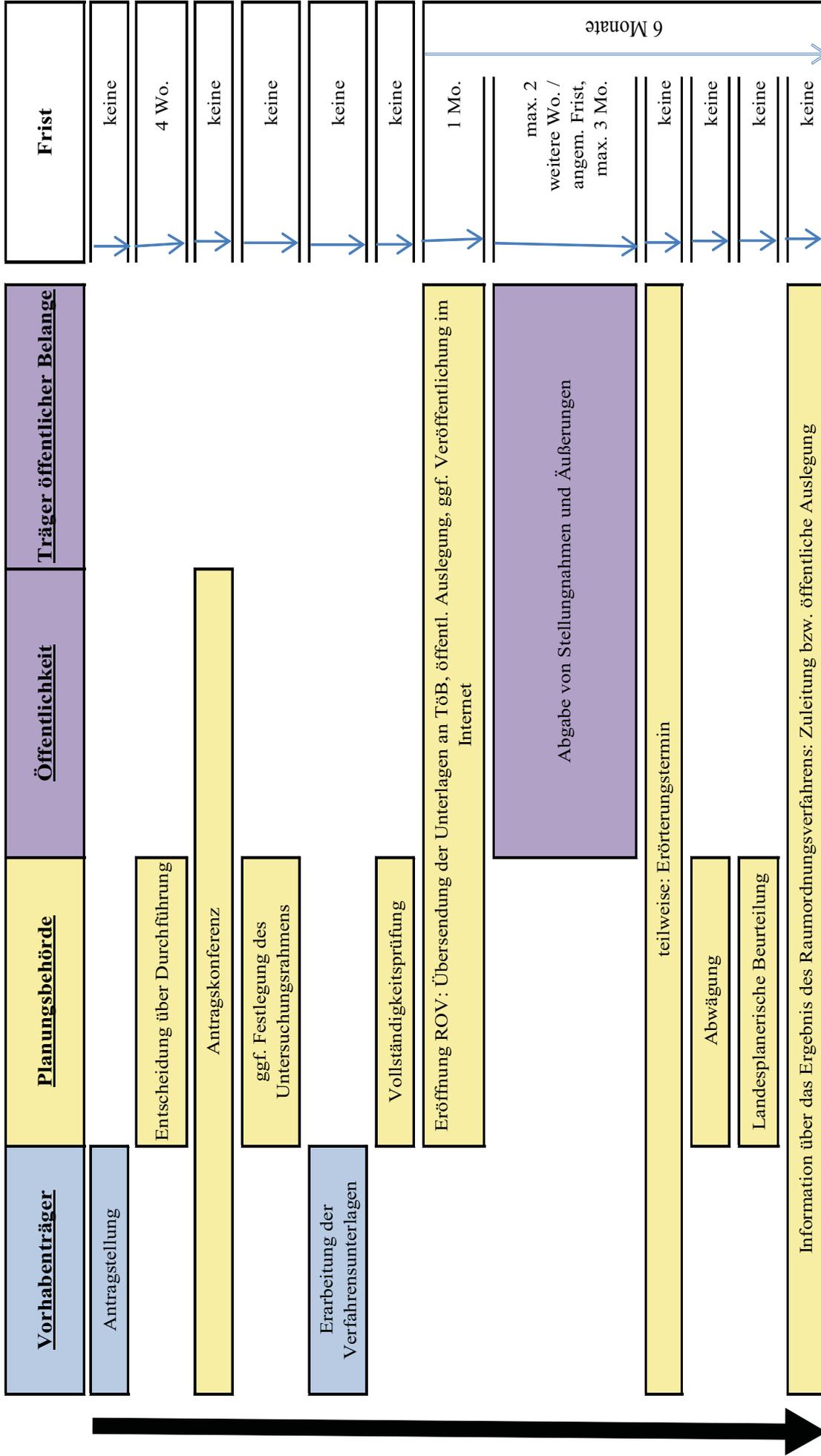
WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze (EnLAG), BT-Drs. 16/12898, vom 06.05.2009.

Ablauf der Bedarfsplanung nach §§ 12a - 12e EnWG



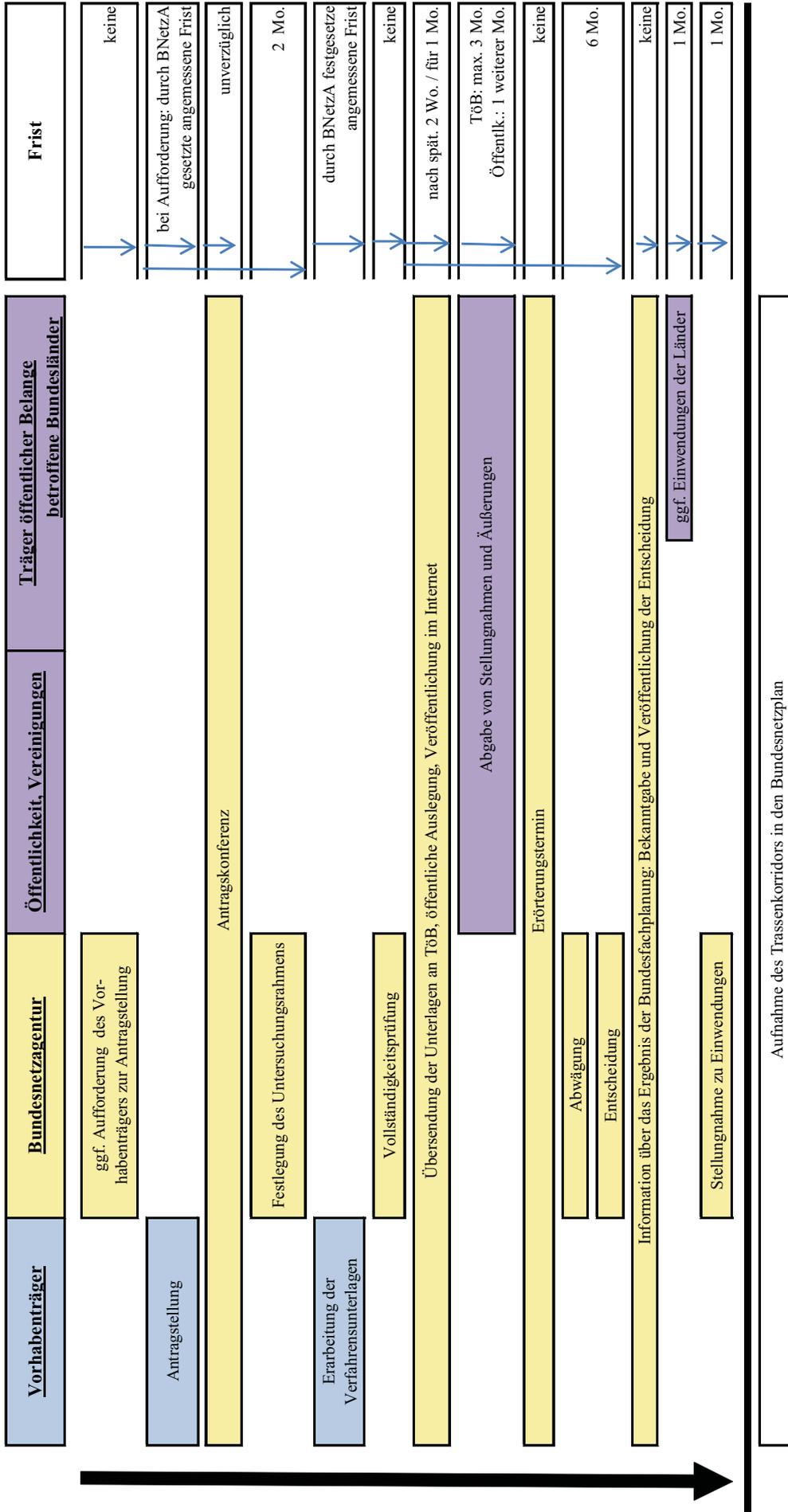
Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

Regelmäßiger Ablauf eines Raumordnungsverfahrens



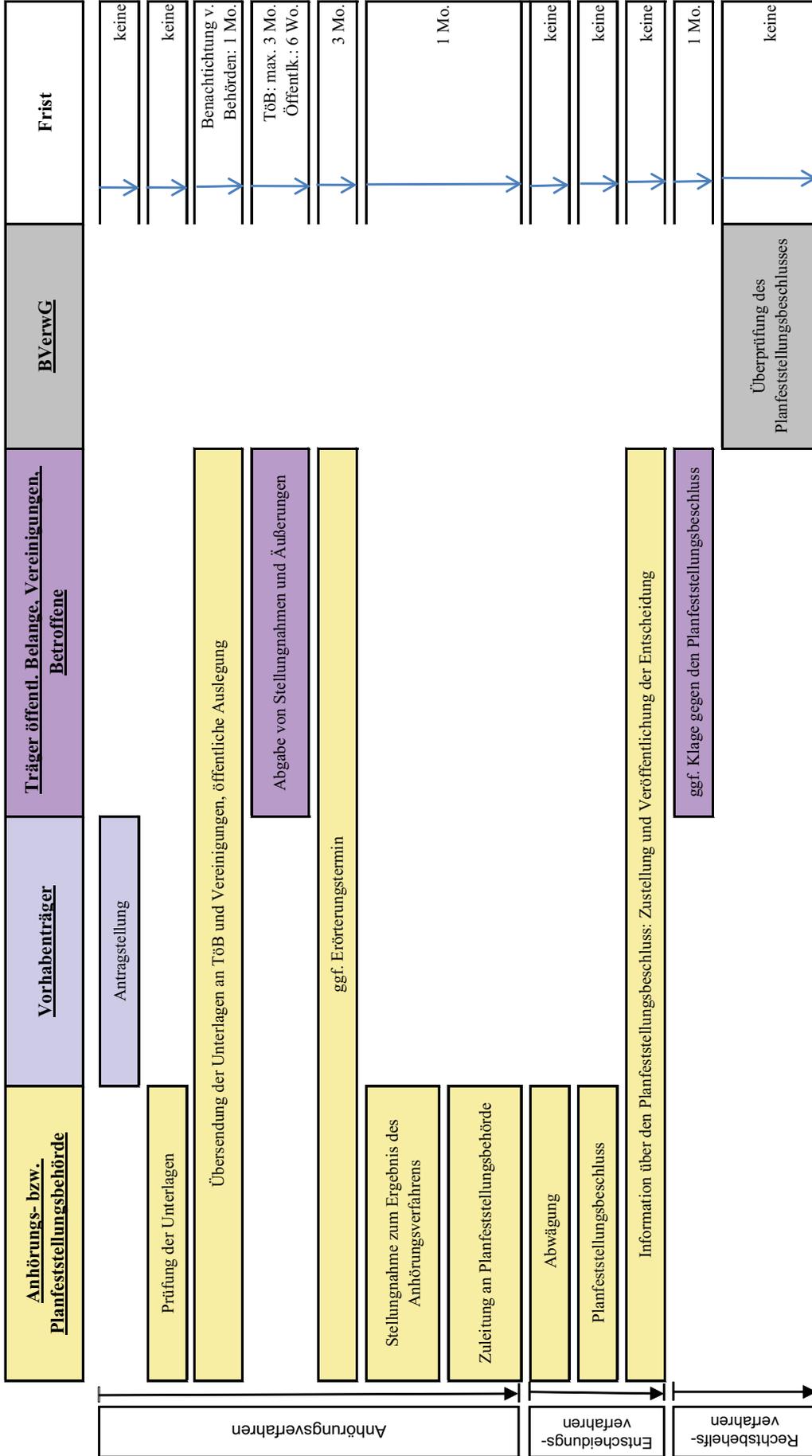
Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

Ablauf der Bundesfachplanung nach §§ 4 -17 NABEG



Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

Regelmäßiger Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für EnLAG-Vorhaben (§§ 43 ff. EnWG, §§ 72 ff. VwVfG)



Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

Regelmäßiger Ablauf eines Planfeststellungsverfahrens für NABEG-Vorhaben

Planfeststellungsbehörde	Vorhabenträger	Öffentlichkeit	Träger öffentl. Belange, Vereinigungen, Betroffene	Verwaltungsgerichte	Frist
ggf. Aufforderung des Vorhabenträgers zur Antragstellung	Antragstellung				keine
Antragskonferenz					
Festlegung Untersuchungsrahmen	Erarbeitung der Verfahrensunterlagen				keine
Vollständigkeitsprüfung					bei Aufforderung: durch BNetzA festgesetzte angemessene Frist
Übersendung der Unterlagen an TöB und Vereinigungen, öffentliche Auslegung, Veröffentlichung im Internet					unverzüglich
			Abgabe von Stellungnahmen und Äußerungen		max. 2 Mo.
Abwägung	Erörterungstermin				keine
Planfeststellungsbeschluss					keine
Information über den Planfeststellungsbeschluss: Zustellung, Auslegung und Veröffentlichung der Entscheidung					keine
	ggf. Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss				1 Mo.
				Überprüfung des Planfeststellungsbeschlusses durch OVG und ggf. BVerwG	keine

Anmerkung: Federführend bei den einzelnen Verfahrensschritten ist jeweils der Akteur, in dessen Farbe der Abschnitt unterlegt ist.

Verfahrensübersichten

(Stand: 10/2011)

Tabelle 1: Verfahrensübersicht Dörpen West – Niederrhein, niedersächsischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN		
Bezeichnung	Dörpen West – Niederrhein (ursprünglich: Diele – Niederrhein), niedersächsischer Abschnitt	
Verlauf	von Heede bis Landesgrenze Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen	
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH	
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot	
Zuständige Planungsbehörde	Landkreis Emsland	
Zuständige Genehmigungsbehörde	Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr	
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM
Vorbereitungsphase		
	Entscheidung, dass keine Aufnahme der Trasse in das Nds. LROP, sondern ein ROV stattfinden soll	05 / 2007
Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	10 / 2008
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	03 / 2011
	Eröffnung des ROV	04 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010

Tabelle 2: Verfahrensübersicht Dörpen West – Niederrhein, nordrhein-westfälischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Dörpen West – Niederrhein (ursprünglich: Diele – Niederrhein), nordrhein-westfälischer Abschnitt
Verlauf	zwischen Landesgrenze Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen und Wesel
Vorhabenträger	Amprion GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Bezirksregierung Münster / Bezirksregierung Düsseldorf
Zuständige Genehmigungsbehörde	Bezirksregierung Münster / Bezirksregierung Düsseldorf
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Vorbereitungsphase	
Einleitung eines ROV abgelehnt	04 / 2008
Planfeststellungsverfahren	
Erarbeitung der Planunterlagen	dauert an für wesentliche Teile der Trasse
Einreichung der Planunterlagen	Ende 2010 für Abschnitt von Lackhausen bis Bredenwinkel Anfang 2011 für Abschnitt von Bredenwinkel bis Borken
Kostengenehmigung	
Antragstellung	06 / 2008
Genehmigung Investitionsbudget	09 / 2009

Tabelle 3: Verfahrensübersicht Ganderkesee – St. Hülfe

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Ganderkesee – St. Hülfe
Verlauf	von Ganderkesee nach St. Hülfe
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH

EnLAG		EnLAG-Erdkabel-Pilot	
Zuständige Planungsbehörde		Niedersächsisches Ministerium f. d. ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz – Regierungsvertretung Oldenburg	
Zuständige Genehmigungsbehörde		Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr	
VERFAHRENSPHASE		ZEITRAUM	
Raumordnungsverfahren			
	Antragskonferenz	10 / 2003	
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	07 / 2004	
	Eröffnung des ROV	11 / 2004	
	landesplanerische Feststellung	10 / 2006	
	Erarbeitung geänderter Verfahrensunterlagen	Ende 2007 – 04 / 2008, Umplanung nach Nds. Erdkabelgesetz / Nds. LROP	
	Vorstellung Konzept kombinierte Kabel- / Freileitungstrasse	04 / 2008	
	Ergänzung landesplanerische Feststellung	08 / 2008	
Planfeststellungsverfahren			
	Scoping-Termin	01 / 2007	
	Einreichung der Planunterlagen	10 / 2010	
	Eröffnung des PFV	07 / 2011 Klage des Vorhabenträgers vor dem Bundesverwaltungsgericht auf Eröffnung des PFV	
Kostengenehmigung			
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009	
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010	

Tabelle 4: Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, bayerischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, bayerischer Abschnitt
Verlauf	von Landesgrenze Thüringen / Bayern bis Redwitz
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Regierung Oberfranken
Zuständige Genehmigungsbehörde	Regierung Oberfranken
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	02 / 2006
Einreichung der Verfahrensunterlagen	08 / 2007
Eröffnung des ROV	08 / 2007
Erörterungstermin	/
landesplanerische Beurteilung	05 / 2008
Planfeststellungsverfahren	
Scoping-Termin	in Vorbereitung
Erarbeitung der Planunterlagen	dauert an
Kostengenehmigung	
Antragstellung	06 / 2009
Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010

Tabelle 5: Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, thüringischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, thüringischer Abschnitt
Verlauf	von Altenfeld bis Landesgrenze Thüringen / Bayern
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Thüringer Landesverwaltungsamt
Zuständige Genehmigungsbehörde	Thüringer Landesverwaltungsamt
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	05 / 2006, ergänzend 02 / 2007
Einreichung der Verfahrensunterlagen	12 / 2009
Eröffnung des ROV	01 / 2010
	Am 18. Mai 2010 fand im Thüringer Landtag eine ganztägige öffentliche Anhörung zu der geplanten Trasse statt; Tagesordnungspunkt lautete „Feststellung der energiewirtschaftlichen und versorgungsseitigen Notwendigkeit der 380 kV-Südwestkuppelleitung für die Abschnitte Vieselbach - Altenfeld und Altenfeld – Redwitz“.
Erörterungstermin	/
landesplanerische Beurteilung	04 / 2011
Kostengenehmigung	
Antragstellung	k.A.
Genehmigung Investitionsbudget	k.A.

Tabelle 6: Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Bad Lauchstädt – Vieselbach, sachsen-anhaltischer / thüringischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Thüringer Strombrücke, Bad Lauchstädt – Vieselbach, s.-a. / thür. Abschnitt
Verlauf	von Bad Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) nach Vieselbach (Thüringen)
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 4
Zuständige Planungsbehörde	Landesverwaltungsamt Sachsen-Anhalt, Thüringer Landesverwaltungsamt
Zuständige Genehmigungsbehörde	Landesverwaltungsamt Sachsen-Anhalt, Thüringer Landesverwaltungsamt
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	08 / 2004
Einreichung der Verfahrensunterlagen	04 / 2005
Eröffnung des ROV	04 / 2005
Erörterungstermin	/
landesplanerische Beurteilung	12 / 2005
Planfeststellungsverfahren	
Scoping-Termin	/
Einreichung der Planunterlagen	02 / 2007
Eröffnung des PFV	03 / 2007
Erörterungstermin	/
Planfeststellungsbeschluss	12 / 2007
Kostengenehmigung	

	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	12 / 2008
	Inbetriebnahme	12 / 2008

Tabelle 7: Verfahrensübersicht Thüringer Strombrücke, Vieselbach -Altenfeld

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Thüringer Strombrücke, Vieselbach – Altenfeld, Thüringen
Verlauf	von Vieselbach bis Altenfeld
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 4
Zuständige Planungsbehörde	Thüringer Landesverwaltungsamt
Zuständige Genehmigungsbehörde	Thüringer Landesverwaltungsamt
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	08 / 2005
Einreichung der Verfahrensunterlagen	05 / 2006
Eröffnung des ROV	05 / 2006
Erörterungstermin	/
landesplanerische Beurteilung	03 / 2007
Planfeststellungsverfahren	
Scoping-Termin	/

	Einreichung der Planunterlagen	07 u. 10 / 2008
	Eröffnung des PFV	02 / 2009
	Einreichung geänderter Planunterlagen	10 / 2010
	Erörterungstermin	05 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	k.A.
	Genehmigung Investitionsbudget	k.A.

Tabelle 8: Verfahrensübersicht Uckermarkleitung

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Uckermarkleitung
Verlauf	von Bertikow nach Neuenhagen
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 3
Zuständige Planungsbehörde	Gemeinsame Landesplanungsabteilung der Länder Berlin und Brandenburg
Zuständige Genehmigungsbehörde	Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	05 / 2006
Einreichung der Verfahrensunterlagen	10 / 2006
Eröffnung des ROV	12 / 2006

	Erörterungstermin	/
	landesplanerische Beurteilung	12 / 2007
Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	01 / 2008
	Einreichung der Planunterlagen	06 / 2009
	Eröffnung des PFV	06 / 2010
	Abgabe von Stellungnahmen und Einwendungen	08 – 09 / 2010
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2009

Tabelle 9: Verfahrensübersicht Wahle – Mecklar, hessischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Wahle – Mecklar, hessischer Abschnitt
Verlauf	von Hardeggen bis Mecklar
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Regierungspräsidium Kassel
Zuständige Genehmigungsbehörde	Regierungspräsidium Kassel
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	

	Antragskonferenz	10 / 2007
	Eröffnung des ROV	05 / 2010
	Erörterungstermin	04 / 2011
	landesplanerische Beurteilung	08 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010

Tabelle 10: Verfahrensübersicht Wahle – Mecklar, niedersächsischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Wahle – Mecklar, niedersächsischer Abschnitt
Verlauf	von Wahle bis Hardeggen
Vorhabenträger	TenneT TSO GmbH
EnLAG	EnLAG-Erdkabel-Pilot
Zuständige Planungsbehörde	Niedersächsisches Ministerium f. d. ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz – Regierungsvertretung Braunschweig
Zuständige Genehmigungsbehörde	Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	10 / 2007 u. 06 / 2008
Einreichung der Verfahrensunterlagen	04 / 2010
Eröffnung des ROV	05 / 2010

	Erörterungstermin	03 - 04 / 2011
	landesplanerische Feststellung	08 / 2011
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2009 bzw. 11 / 2009
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2010

Tabelle 11: Verfahrensübersicht Windsammelschiene, mecklenburg-vorpommerscher Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Windsammelschiene, mecklenburg-vorpommerscher Abschnitt
Verlauf	von Landesgrenze S-H / M-V bis Görries
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 9
Zuständige Planungsbehörde	Ministerium für Arbeit, Bau und Landesentwicklung Mecklenburg – Vorpommern
Zuständige Genehmigungsbehörde	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg – Vorpommern
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM
Raumordnungsverfahren	
Antragskonferenz	06 / 2004
Einreichung der Verfahrensunterlagen	03 / 2005
Eröffnung des ROV	04 / 2005
Erörterungstermin	11 / 2005
landesplanerische Beurteilung	12 / 2005

Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	02 / 2006
	Einreichung der Planunterlagen	02 bzw. ergänzt 04 / 2007
	Eröffnung des PFV	05 / 2007
	1. Planänderung	05 / 2008
	Erörterungstermin	07 / 2008
	2. Planänderung	08 / 2008
	Planfeststellungsbeschluss	09 / 2009
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2009

Tabelle 12: Verfahrensübersicht Windsammelschiene, schleswig-holsteinischer Abschnitt

PROJEKTINFORMATIONEN	
Bezeichnung	Windsammelschiene, schleswig-holsteinischer Abschnitt
Verlauf	von Krümmel bis Landesgrenze S-H / M-V
Vorhabenträger	50Hertz Transmission GmbH
EnLAG	EnLAG-Bedarfsplan Vorhaben Nr. 9
Zuständige Planungsbehörde	Landesplanungsbehörde Innenministerium Schleswig – Holstein
Zuständige Genehmigungsbehörde	Landesbetrieb Straßenbau und Verkehr Schleswig – Holstein
VERFAHRENSPHASE	ZEITRAUM

Raumordnungsverfahren		
	Antragskonferenz	08 / 2004
	Einreichung der Verfahrensunterlagen	04 / 2005
	Eröffnung des ROV	04 / 2005
	Erörterungstermin	/
	raumordnerische Beurteilung	12 / 2005
Planfeststellungsverfahren		
	Scoping-Termin	05 / 2006
	Einreichung der Planunterlagen	02 / 2007
	Eröffnung des PFV	05 / 2008
	Erörterungstermin	01 - 02 / 2009
	1. Planänderung	02 / 2010
	2. Planänderung	03 / 2011
	Planfeststellungsbeschluss	voraussichtlich 1. Quartal 2012
Kostengenehmigung		
	Antragstellung	06 / 2008
	Genehmigung Investitionsbudget	04 / 2009



