



Handlungsempfehlungen an die Politik

PLAN

N

Herausgeber:

Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)

Fritz-Reichle-Ring 4, 78315 Radolfzell

E-Mail: info@duh.de, Internet: www.duh.de, www.erneuerbare-energien.de

2. Auflage April 2011 (Stand: November 2010)

Redaktion:

Dr. Gerd Rosenkranz, Dr. Peter Ahmels, Rotraud Hänlein, Dr. Nicole Schrader,

Eva-Maria Forstmeier, Judith Grünert

Steuerkreis vom Forum Netzintegration Erneuerbare Energien**(Textarbeit und Diskussion von Plan N):**

Wolfgang Bogenrieder (50Hertz Transmission GmbH), Mike Hermann (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), Thomas Hielscher (Bundesverband Solarwirtschaft e.V.), Klaus Rohmund (BI Keine 380-kV-Freileitung im Werra-Meißner-Kreis e.V.), Dr. Rainer Schneewolf (BI Hochspannung tief legen), Dr. Peter Moser und Stefan Schäfer (Kompetenznetzwerk Dezentrale Energietechnologien deENet e.V.), Annegret-Cl. Agricola (Deutsche Energie-Agentur GmbH), Dr. Tanja Schmedes (EWE AG), Marcus Merkel (EWE Netz GmbH), Wilfried Voigt (Geo mbH), Anne Koch (Germanwatch), Stefan Brune (Gesellschaft für Netzintegration e.V.), Dr. Karsten Glöser und Thomas Brahm (juwi Holding AG), Günter Ratzbor (Ingenieurbüro für Umweltplanung Schmal + Ratzbor), Tetiana Chuvilina (TenneT TSO GmbH), Carla Vollmer und Yvonne Koch (Umweltbundesamt), Rainer Stock und Stephanie Risch (Verband kommunaler Unternehmen e.V.), Thomas Duveau (WWF Deutschland)

Fachliche Mitarbeit:

Kathrin Ammermann (Bundesamt für Naturschutz), Friedhelm Igel (Bundesamt für Naturschutz), Dr. Wolfgang Krüger und Udo Hemmerling (Deutscher Bauernverband), Dr. Klaus Ritgen (Deutscher Landkreistag), Thomas Buksdrücker (ERM GmbH), Andreas Dengel (Evonik New Energies GmbH), Prof. Klaus Werk (Hochschule RheinMain), Elmar Große Ruse (NABU), Tom Kirschey (NABU Landesverband Brandenburg e.V.), Winfried Böhmer und Dr. Dieter Haas (NABU BAG Stromtod), Joachim Völlmer (Niedersächsischer Städte- und Gemeindebund), Günter Piegsa (Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung/Regierungsvertretung Braunschweig), Hildegard Zeck (Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung), Martin Krauß (Regionalplaner i.R.), Dr. Klaus Richarz (Staatliche Vogelschutzbehörde für Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland), Christian Stuhlmann (WALDKONZEPTE PartG), Frauke Wiese (Universität Flensburg)

Gestaltung: Iris Hartwig, www.buerosieben.de | **Druck:** Oktoberdruck AG, Berlin, zertifiziert nach EMAS; mit mineralölfreier Farbe auf 100% Recyclingpapier gedruckt

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 03MAP217 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

1. Zusammenfassung	6
2. Problemanalyse und Zielstellung des Plan N	16
3. Notwendigkeit des Umbaus der Stromnetze in Deutschland und Europa für den Ausbau der Erneuerbaren Energien	20
4. Möglichkeiten zur Systemoptimierung	24
Teil A: Allgemeine Thesen	24
Teil B: Kernforderungen	28
4.1 Smart Grid	28
4.2 Lastverschiebung	33
4.3 Erneuerbare Kombi- und Hybridkraftwerke	34
4.4 Stromspeicher	35
4.5 Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung	40
4.6 Alternative Infrastruktur	41
4.7 Leiterseilmonitoring/Hochtemperaturseile	42
5. Möglichkeiten zur Optimierung des Netzausbaus	46
5.1 Netze Optimieren Verstärken Ausbauen	46
5.2 Bündelung vorhandener Leitungen/Trassenführung	48
5.3 Technische Ausführungen des Netzausbaus	49
5.4 Perspektiven des Übertragungsnetzes und neue Übertragungstechniken	53
6. Akzeptanz und Umweltwirkungen	58
6.1 Regionale Akzeptanz	58
6.2 Planung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen	63
6.3 Naturschutz	68
7. Rechtsrahmen	77
8. Bewegung beim Netzausbau: Lösungsansätze	80
9. Unterzeichnerliste	86
Abkürzungsverzeichnis	92



Sehr geehrte Damen und Herren, liebe Leserinnen und Leser,

vor Ihnen liegt das Ergebnis eines ebenso ungewöhnlichen wie anspruchsvollen Diskussionsprozesses. „**Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze**“ soll einen Beitrag liefern zur Überwindung des gegenwärtig allseits beklagten Flaschenhalses beim Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Plan N – das „N“ steht für Netzbau – ist ein Politikpapier. Es enthält zahlreiche Vorschläge, wie der notwendige Um- und Ausbau unserer Stromnetze mit dem Ziel einer besseren Integration der fluktuierenden Stromeinspeisung auf Basis von Wind- und Sonnenenergie gestaltet werden kann.

Plan N ist das Ergebnis einer fast zweijährigen Diskussion. Ein breites Spektrum gesellschaftlicher Akteure mit durchaus unterschiedlichen Interessen hat in engagierter Facharbeit analysiert, warum unsere Stromnetze zum Engpass bei der Integration Erneuerbarer Energien werden und wie wir diesem Problem begegnen können. Unter der Moderation der Deutschen Umwelthilfe e. V. (DUH) sind detaillierte Vorschläge erarbeitet worden, wie durch mehr Transparenz, frühzeitige Beteiligung in den Verfahren und die Diskussion über geeignete Stromübertragungstechnologien eine höhere Akzeptanz vor Ort und am Ende ein zügiger Netzbau erreicht werden kann.

Die Verantwortung für den notwendigen Netzausbau kann heute nicht mehr allein von den Netzbetreibern getragen werden. Politik und Gesellschaft müssen den Prozess unterstützen. Dazu ist – unter anderem – eine weitergehende zivilgesellschaftliche Diskussion über den Umbau der Energiesysteme als bisher unverzichtbar. Nur gemeinsam mit den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern vor Ort können regional und naturschutzfachlich akzeptable Lösun-

gen für den Netzbau erfolgreich zustande kommen. Der Dialogprozess im Forum Netzintegration Erneuerbare Energien hat mit der Erarbeitung und Vorlage von Plan N erst begonnen. Er sollte unbedingt fortgesetzt werden. Die Unterzeichner tragen die in Plan N unterbreiteten Maßnahmen weitestgehend gemeinsam. Allerdings konnte in einigen zentralen Fragen bisher noch keine von allen Beteiligten getragene Position gefunden werden. Plan N versteht sich ausdrücklich als Zwischenergebnis, als „Plan N – Version 1.0“. Alle Beteiligten hoffen, diese offenen Punkte im weiteren Arbeitsprozess mit dem Ziel der Vorlage eines „Plan N - Version 2.0“ klären zu können. Die Teilnehmer des Forums sind bereit, den Diskussionsprozess konstruktiv und fair fortzusetzen. Dafür wie auch für die bis hierher äußerst engagierte Diskussion danke ich allen Beteiligten sehr herzlich!

Dr. Peter Ahmels
Leiter Erneuerbare Energien

Kapitel 1

Zusammenfassung

1. Zusammenfassung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor vollzieht sich hierzulande dank der verlässlichen Rahmenbedingungen, die das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) den Investoren bietet, mit ungebrochener Dynamik. Er ist in der Bevölkerung weitgehend unumstritten und wird von allen im Bundestag vertretenen Parteien unterstützt. Als eigentliches Nadelöhr eines weiterhin kraftvollen Ausbaus der EE erweist sich mehr und mehr die Netzinfrastruktur. Soll die Versorgungssicherheit, an deren hohen Standard wir uns gewöhnt haben, gewahrt bleiben, muss das Stromnetz in den nächsten Jahren und Jahrzehnten grundlegend um- und ausgebaut werden. Ziel wird es sein, das neue Netz auf die neue Kraftwerksstruktur und die neuen Einspeiseschwerpunkte abzustimmen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung von September 2010 legt einen Schwerpunkt auch auf den Ausbau der EE und benennt den Ausbau der Stromnetze als wichtige Voraussetzung. Mittel- und langfristig wird ein Um- und Ausbau der Stromnetze aber nur gelingen, wenn die Interessen der Betroffenen angemessen berücksichtigt werden, Natur- und Umweltbelange beachtet und teilweise neue Wege der Übertragungstechnik beschritten werden.

Der mancherorts bereits begonnene Um- und Ausbauprozess der Stromnetze war in der Vergangenheit nicht konfliktfrei und wird es auch in Zukunft nicht sein. Es ergeben sich Nutzungskonflikte mit dem Natur- und Landschaftsschutz. Menschen, die entlang neu geplanter Stromtrassen leben, fühlen sich gestört, benachteiligt und bedroht. Auf der anderen Seite wollen Investoren neuer Stromtrassen naturgemäß sichergehen, dass sich ihr Engagement später rentiert. Die unterschiedlichen, oft gegenläufigen Interessen führen im Ergebnis zu sehr langen Realisierungszeiten bei der Planung und beim Bau neuer Stromleitungen. Erhebliche Engpässe bei der Integration von Strom aus Wind und Sonne sind in naher Zukunft absehbar und auf regionaler Ebene in zunehmendem Ausmaß schon Realität.

Die Erfahrungen mit Konflikten entlang neuer geplanter Höchstspannungstrassen wie auch jüngste sozialwissenschaftliche Forschungsergebnisse¹ zeigen,

dass Akzeptanz für den Netzausbau zur Sicherstellung der Integration der EE nur auf der Grundlage von frühzeitiger und breiter Information mit nachvollziehbarer Darlegung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit gegenüber den Betroffenen zu erreichen ist. Ein transparenter Planungsprozess unter Abwägung technischer Übertragungsalternativen und angemessener Berücksichtigung der Anwohnerinteressen muss Grundlage der Planung sein. Darüber hinaus ist die Begründung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit einer Leitung durch die Einbindung regionaler Netzausbaukonzepte in eine zentrale, europäische Netzausbauplanung nach einem konsistenten Energiekonzept erforderlich.

Das Forum Netzintegration Erneuerbare Energien bietet seit Ende 2008 eine Plattform für intensive Gespräche zur Analyse dieser Konflikte und zur Entwicklung von Vorschlägen, die geeignet sind, drohende Engpässe in der Netzinfrastruktur rechtzeitig zu öffnen. Über einen Zeitraum von fast zwei Jahren entwickelte sich ein intensiver Dialogprozess zwischen unterschiedlichen Beteiligten und Betroffenen. Ziel war es von Anfang an, die divergierenden Interessen zu benennen, zu analysieren und im Konsens gemeinsame Vorschläge zur Beschleunigung des Netzausbaus zu entwickeln. Ergebnis des Diskussionsprozesses ist der „Plan N“ des Forum Netzintegration Erneuerbare Energien, ein Strategiepapier, das der Politik von den Beteiligten gemeinsam getragene Handlungsempfehlungen an die Hand gibt und aufzeigt, wie eine größere öffentliche Akzeptanz für den Netzum- und -ausbau zu erreichen ist. Die Umsetzung der vorgestellten Maßnahmen bedarf allerdings weiterer Begleitung im politischen Raum. Die Anpassung des Rechtsrahmens an die neuen Anforderungen muss weiterentwickelt werden wie auch alle relevanten Wertschöpfungsstufen der Strommärkte im weiteren Prozess aufgenommen werden müssen. Die Umsetzung der vorgestellten Ansätze ist kritisch zu begleiten. Dieser Aufgabe soll sich das Forum Netzintegration Erneuerbare Energien in einem nächsten Schritt widmen.

Begleitend zur Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen hält das Forum Netzintegration Erneuerbare Energien eine breit angelegte, bundesweite Informationskampagne für unabdingbar. Ziel der Kampagne muss es sein, über die Notwendigkeit der Änderungen in unserem Stromsystem aufzuklären und angemessene Antworten auf Fragen der persönlichen Betroffenheit, wie zum Beispiel möglicher Gesundheitsrisiken, zu geben.

Im Folgenden sind die wichtigsten Maßnahmen zusammengestellt, die die Unterzeichner gemeinsam für maßgeblich halten, um die lokale Akzeptanz des Netzausbaus zur Integration von fluktuierendem, regenerativem Strom zu

¹) FG UPSY, Jan Zoellner, Irina Rau (August 2010): „Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle–Mecklar (Niedersachsen und Hessen)“; Universität Halle–Wittenberg, AG Gesundheits- und Umweltpsychologie, Gundula Hübner, Johannes Pohl (2010): Internetbefragung zur Akzeptanz des Ausbaus der Stromleitungsnetze, unveröffentlicht

verbessern. Dabei gilt es, die Interessen von Anwohnern und Kommunen angemessen zu berücksichtigen und darüber hinaus naturschutzfachliche Belange zu beachten. Damit real in die Netzinfrastruktur investiert wird, müssen auch die ökonomischen Rahmenbedingungen entsprechend ausgestaltet sein.

In der Summe verdichten sich die Vorschläge zu einem Fahrplan, an dessen Realisierung die Politik vordringlich arbeiten muss. Nur dann kann der von allen Bundestagsparteien gewünschte Eintritt in das regenerative Zeitalter gelingen.

Hier die wichtigsten Maßnahmen im Überblick:

Harmonisierung zwischen europäischen Zielvorgaben und deutscher Regulierung

Die Regelungen des 3. Binnenmarktpaketes, insbesondere die Richtlinie 2009/72/EG, sollten bis März 2011 im nationalen Rechtsrahmen umgesetzt werden.

Kapitel 3

Neue Rolle des Regulators

Der bisherige Auftrag der Regulierungsbehörden, einen effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten, reicht für den Umbau der Netze für EE nicht mehr aus. Zur optimierten Netzentwicklung wird ein umfassendes und bundeseinheitliches Anreizsystem benötigt, das Innovationen zur optimierten Integration der EE fördert. Hierfür muss der Gesetzeszweck in § 1 EnWG um die Förderung der EE erweitert werden und der Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) dementsprechend angepasst werden. Damit der Netzbau zur Integration der EE wie im Folgenden beschrieben realisiert werden kann, sind als zwingende Voraussetzung die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen so festzulegen, dass die sich daraus ergebenden Netzausbaukosten anerkannt werden.

*Kapitel 4
Teil A III*

Maßnahmen vor dem Netzausbau

- Sichtbare Effizienzfortschritte bei der Energieerzeugung und -nutzung
- Implementierung eines Smart Grid (SG) zur Integration der EE und zur besseren Anpassung der Verteilungsnetze an neue Aufgaben (Systemdienstleistungen):
 - Festlegung der Smart-Grid-Fähigkeit Erneuerbarer Energieanlagen sowohl auf der Höchst- als auch auf der Mittel- und Niederspannungsebene (u.a. für Photovoltaikanlagen und Mikro-KWK)
 - Schaffung von langfristig orientierten Anreizen für Netzbetreiber zu Innovationsinvestitionen in Smart Grids auf Grundlage nicht systemgebun-

*Kapitel 4
Teil A I
Teil B,
4.1-4.6*

ener Lösungen, z.B. Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur sowie entsprechender Mess- und Zähltechnik im Verteilungsnetz

- Schaffung der Voraussetzungen für die Entwicklung von Energiemanagement auf unteren Netzebenen, z.B. durch Einrichtung von Marktplätzen in den Verteilungsnetzen zur optimierten Auslastung der Energienetze
- Schaffung zusätzlicher Anreize für Stromanbieter zur Lastverschiebung für eine Übergangszeit, z.B. in Form von Förderprogrammen
- Verbraucherfreundliche, bundeseinheitliche Datenschutzregelung
- Einführung von stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung oder von Hybrid-Kraftwerken in allen Regionen zur Verstärkung der Einspeisung aus EE
- Entwicklung und Aufbau von dezentralen und zentralen Energiespeichern
 - F & E neuartiger Speicherkonzepte (Wind zu Methan, Druckluft, H₂ in Kavernen)
 - EU-weite Vernetzung (z.B. Anbindung von norwegischen Speicherkapazitäten)
 - Unterirdische Raumordnung zur Schaffung ausreichenden Speicherraums
 - Netzentgeltbefreiung für in Speicher eingespeisten Strom
 - Schaffung von Normen und Standards für Elektromobilität
 - Anreize für dezentrale Biogas- und Wärmespeicher
 - Schaffung der „Anpassung an den Bedarf“ durch Umsetzung der Verordnung nach § 64 Abs. 1 Pkt. 6 EEG

Kapitel 4 Minimierung des Ausbaus und Infrastrukturbündelung

Teil A IV Vor dem Netzausbau selbst müssen alle Chancen zur Minimierung genutzt werden:

*Teil B 4.7
5.1, 5.2*

- Verbindliche Anwendung der Prioritätenregelung: NOVA („Netz Optimieren vor Verstärken vor Ausbauen“)
- Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturseile regelmäßig in die Betrachtung einbeziehen
- Bündelung der Infrastrukturen in Siedlungsnähe, Vermeidung von zusätzlichen Belastungen durch elektromagnetische Felder bei summarischer Betrachtung der gebündelten Leitungen
- Anerkennung der Kosten vorsorglich errichteter Kabelbauwerke für Offshore-Anbindung

Netzausbau

Langfristig stellt die Erdverkabelung neben den oben genannten Maßnahmen eine der aussichtsreichsten Chancen zur Akzeptanzsteigerung dar. Die Erdkabeloption muss allerdings für alle Spannungsebenen gesondert betrachtet werden:

bis 60 kV:

Grundsätzlich Erdverkabelung; in ländlichen oder schwierigen Gebieten kann der Einsatz von Freileitungen weiterhin sinnvoll sein.

110 kV:

- Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine grundsätzliche Realisierung als Erdkabel
- Die Kosten für solche Maßnahmen sind nach § 11 und § 23 der ARegV anzuerkennen und diese Maßnahmen sind in die Eigenkapitalverzinsung nach § 14 ARegV und § 7 StromNEV einzubeziehen.
- Regulierungsrahmen und Regulierungspraxis sind so auszugestalten, dass die Erdverkabelung beim Neubau von 110-kV-Leitungen für die Netzbetreiber wirtschaftlich attraktiv ist. Dies bedeutet u.a.:
 - ARegV: Auf die Nennung eines einschränkenden Mehrkostenfaktors für Mehrkosten von Erdkabeln 110 kV im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) soll verzichtet werden.
 - BNetzA-Praxis: Einleitung eines Festlegungsverfahrens bzw. Erstellung eines Leitfadens

220/380 kV:

Position A*

Die EnLAG-Pilotvorhaben sollen zur Teilerdverkabelung genutzt werden.

Position B*

Die EnLAG-Pilotvorhaben sollen zur Teilerdverkabelung genutzt werden. Bei den EnLAG-Pilotvorhaben ist zu prüfen, ob sie für eine Vollverkabelung genutzt werden können.

* siehe Unterzeichnerliste am Ende des Dokuments für jeweilige Position

Kapitel

5.3

5.4

- Prüfung auf Grundlage der EnLAG-Piloten und internationaler Erfahrungen, ob und in welchem Umfang Erdverkabelung auf andere Leitungsbauvorhaben übertragen werden kann und verbindliche Festlegung durch den Gesetzgeber
- Vollständige Berücksichtigung aller technologiebezogenen Untersuchungs-, Planungs- und Ausführungsaufwendungen und -investitionen in den Netzkosten

Perspektiven der Übertragungstechnik

- Neue Übertragungstechnologien wie Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) sind zu erproben.
- Überprüfung der Planung für ein HGÜ-Overlay-Netz

Kapitel

6.1

Regionale Akzeptanz

- Gesundheitsrisiken durch EM-Felder bei Hoch-/Höchstspannungsfreileitungen

Position A*

Stärkung des Schutzzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen durch Abstandsregelungen in Verbindung mit Kompensationsmodellen (Beispiel Abstandsregelung für Höchstspannungsleitungen siehe EnLAG)

Position B*

Stärkung des Schutzzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue und zu verstärkende Freileitungen durch Abstandsregelung (400 m innerorts/ 200 m im Außenbereich)

Position A*

Überprüfung und ggf. Neudefinition der 26. BImSchV durch Ergänzung um einen Vorsorgewert im Wohnumfeld für EM-Felder nach aktuellem Forschungsstand zur Stärkung des Schutzzgutes Mensch im Zulassungsverfahren

Position B*

Prüfung auf Ergänzung der 26. BImSchV durch einen Vorsorgewert bezüglich EM-Feldern im Wohnumfeld aus Präventionsgründen nach holländischem bzw. Schweizer Vorbild

* siehe Unterzeichnerliste am Ende des Dokuments für jeweilige Position

Planung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen

Eine wichtige Voraussetzung für eine bessere regionale Akzeptanz des Netzausbaus ist die frühzeitige Einbindung der betroffenen Bevölkerung in die Planungsprozesse des konkreten Leitungsbaubedarfs vor Ort. Dazu gehört:

- Transparenz des Verfahrens, frühzeitige Information und Beteiligung in den Regionen sowie Planung der Trassenverläufe u. a. nach nachvollziehbaren ökologischen Kriterien. In einem informellen Prozess soll vor Verfahrenseröffnung unter Berücksichtigung aller Beteiligten ein informeller Masterplan zur Trassenfindung erstellt werden.
- Regelmäßige Offenlegung von standardisierten Planungsdaten (z. B. Vorgabe durch BNetzA) und von sachverständigen Dritten nachprüfbar fertige Planrechtefertigung im Verfahren als Beleg für die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Leitungsbauvorhaben
- Erstellung einer Studie über die Entwicklung der Verteilungsnetze (110 kV), die anhand von Beispielregionen die Auswirkungen regulatorischer Maßnahmen zur Systemoptimierung untersucht
- EU-weit abgestimmte Grundkonzeption des Netzausbaus (EU-Netzausbauplan auf Grundlage von strategischen Umweltverträglichkeitsprüfungen) ENTSO-E, 3. EU-Binnenmarktpaket
- Bei länderübergreifenden Vorhaben Federführung durch Behörde des am meisten betroffenen Landes auf Grundlage von einheitlichen Leitlinien, z.B. zu entwickelnden Musterplanungsleitlinien zur Vereinheitlichung der Raumordnungsverfahren (ROV) und Planfeststellungsverfahren (PFV) der Länder
- Online-Veröffentlichung der Planunterlagen mit Zugriff für alle Interessierten
- Ausweisung von Infrastrukturkorridoren
- Die Möglichkeiten zur ökologischen Optimierung von Freileitungstrassen sind weitestgehend auszuschöpfen. Dazu bietet das ökologische Schneisenmanagement die notwendigen Planungsleitlinien.

Kapitel 6.2

- Bei Rekonstruktionen und beim Ersatz von Masten sind Vogelschutzmaßnahmen nach dem Bundesnaturschutzgesetz (§ 41) und den Ausführungsregeln ausnahmslos umzusetzen.
- Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene sind Erdseile mit Vogelschutzmarkern zu versehen.

Naturschutz

- Gebiete, die eine herausragende Bedeutung für den Naturschutz haben, müssen individuell behandelt werden (s. Kap. 6.3.1, Tabelle 3). Sollten sich keine räumlichen Planungsalternativen ergeben, sind die Leitungen in diesen Bereichen als Erdkabel auszuführen. Sachlich kann eine Erdverkabelung auf der Höchstspannungsebene in naturschutzfachlich sensiblen Ökosystemen (Moore und Feuchtgebiete) nicht geboten sein.

Kapitel 6.3

Kapitel 2

Problemanalyse und Zielstellung des Plan N

2. Problemanalyse und Zielstellung des Plan N

Der Zubau der EE in Deutschland erfolgt seit Jahren schneller als selbst von Fachleuten angenommen. So wächst der Anteil der EE an der Stromerzeugung jährlich um etwa 1%. Im Jahr 2009 lag der Anteil regenerativ erzeugten Stroms an der Gesamterzeugung bereits bei 16%. Unter anderem wegen der aktuell hohen Steigerungsrate bei der Photovoltaik ist davon auszugehen, dass die EE-Gesamt-Steigerungsrate im Jahr 2010 sogar 2% betragen wird, der Anteil der EE mithin auf 18% steigt. Diese Entwicklung ist zu begrüßen, bedeutet aber auch eine große Herausforderung für den Ausbau der Netze.

So sind bereits jetzt an einigen Stellen im Netz Engpässe vorhanden, die die Systemsicherheit gefährden, Netzausfälle können die Folge sein. Denn der Wind- und Solarstrom entsteht nicht immer zeitgleich zum Verbrauch, sondern schwankt witterungsbedingt sehr stark und muss deshalb zeitweise weiträumig weiterverteilt werden, um bei geringem Verbrauch lokale Überlastungen zu vermeiden. Lokale Speicheroptionen oder Smart Grids sind bisher nicht ausreichend verfügbar und können auch nur einen Teil des Problems lösen.

Der Netzausbau ist mit erheblichem, mehrjährigem Planungsaufwand verbunden und stößt dabei häufig auf den Widerstand betroffener Anwohner und Regionen. Um Akzeptanz zu gewinnen, bedarf es einer frühzeitigen Einbindung der betroffenen Bürger in einen transparenten Planungsprozess sowie einer sehr detaillierten Darlegung über die Notwendigkeit neuer Netze vor Ort sowie der Darlegung der technischen Alternativen. Dafür muss auch eine politische Diskussion geführt werden und es sind Anpassungen des Rechtsrahmens notwendig.

Der Plan N für den Umbau der Stromnetze gibt den zuständigen Bundesministerien wie auch den Landesplanungsbehörden Empfehlungen an die Hand, wo Änderungen im Rechtsrahmen für den Umbau der Stromnetze im Hinblick auf einen stark steigenden Anteil regenerativ erzeugten Stroms notwendig sind. Ziel ist es, den Umbau der Stromnetze im Rahmen des Umbaus des gesamten Energiesystems langfristig zu beschleunigen.

Der Plan N ist das Ergebnis eines Dialogprozesses, in dem sich Stromnetzbetreiber, Unternehmen, Verbände der Elektrizitätswirtschaft, Vertreter der EE, Umweltorganisationen und Bürgerinitiativen mit zum Teil sehr divergierenden Interessen auf gemeinsame Handlungsempfehlungen verständigt haben. Dazu wurden technische Optionen und das Optimierungspotenzial in den Planungsprozessen analysiert.

Von zentraler Bedeutung ist allerdings, dass die betroffenen Menschen vor Ort den Netzausbau akzeptieren. Das bezieht sich zum einen auf die persönlich von einer Leitung Betroffenen, deren Lebensumfeld sich verändert. Aber auch Naturschutz und regionale Betroffenheit - zum Beispiel in touristisch erschlossenen Gebieten - spielen eine große Rolle. Dazu sind Informationen über die Notwendigkeit der Änderung des Energiesystems und den Netzausbau insgesamt wie auch über die Notwendigkeit der jeweiligen Netzausbaumaßnahme eine wichtige Voraussetzung.

Kapitel 3

Notwendigkeit des Umbaus der Stromnetze in Deutschland und Europa für den Ausbau der Erneuerbaren Energien

3. Notwendigkeit des Umbaus der Stromnetze in Deutschland und Europa für den Ausbau der Erneuerbaren Energien

Die stärkere Einbeziehung des europaweiten Verbundes ist zur effizienteren Nutzung der EE unverzichtbar, um die witterungsbedingt regional stark fluktuierenden Einspeisungen insgesamt aus Wind- und Solaranlagen zu nivellieren. Die EE können mit einem starken Netzverbund insgesamt besser in die Kraftwerksplanung einbezogen werden, die installierte Leistung ist mit höherer Sicherheit verfügbar. Daneben sind neue Netze zur Einbindung neuer Speicher notwendig. Diese Speicher – Pumpspeicher, aber auch Kavernen kommen dafür in Frage – befinden sich ebenfalls in der Peripherie und meist nicht in den Energieverbrauchszentren. Die EU-weite Vernetzung reduziert das benötigte Speichervolumen nach ersten Schätzungen etwa auf die Hälfte. Netzausbau ist die mit Abstand günstigste Maßnahme zur Integration der EE. Jede Zwischenlagerung des Stroms oder anderer Energieformen ist deutlich teurer.

Der Verband der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E geht in seinem aktuellen 10-Jahres-Netzenwicklungsplan² von einem erheblichen Bedarf an neuen Leitungen aus. So werden EU-weit insgesamt 42.000 km neue Leitungen als notwendig angesehen, davon allein 20.000 km zur Integration von Strom aus EE. Aus Gründen der Versorgungssicherheit sind 26.000 km avisiert, teilweise überschneiden sich die Strecken. In Deutschland erarbeitet die Deutsche Energie-Agentur (dena) den Ausbaubedarf, wegen der zentralen Lage Deutschlands in Europa ist von mehreren Tausend Kilometern neuer Höchstspannungsleitungen auszugehen.³ Wegen des großen Ausbauvolumens muss im gesamteuropäischen Rahmen darüber nachgedacht werden, wie, auf welchen Strecken und in welcher technischen Ausführung ein Overlay-Netz in Zukunft das vermaschte europäische Drehstromnetz am sinnvollsten ergänzen kann. Aber auch andere Optionen wie die Planung von Infrastrukturkorridoren oder die Nutzung des Bahnstromnetzes können zum Ausbau beitragen.

²) ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan, March 2010, Download unter: [https://www.entsoe.eu/index.php?id=42&tx_ttnews\[tt_news\]=36&tx_ttnews\[backPid\]=28&cHash=4d17d8663c](https://www.entsoe.eu/index.php?id=42&tx_ttnews[tt_news]=36&tx_ttnews[backPid]=28&cHash=4d17d8663c)

³) Die Deutsche Energie-Agentur (dena) geht in der dena-Netzstudie II „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025“ von einem zusätzlichen Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz von 3.500 km aus (<http://www.dena.de/themen/themasesd/projekte/projekt/netzstudie-ii/>).

Harmonisierung von EU-Recht mit nationalem Recht

Bei der Umsetzung der Klimaschutzziele (EU: 20-20-20-Ziele von 03/2007, BRD: Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010, S. 5: Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 80%) spielen die Netzbetreiber eine Schlüsselrolle. Folgerichtig wurde mit dem europäischen SET-Plan⁴ (11/2007) ein starkes Engagement der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber im Bereich Forschung und Entwicklung eingefordert und im Juni 2010 ein umfassendes Forschungs- und Entwicklungsprogramm europäischer (auch deutscher) Netzbetreiber offiziell durch die EU-Kommission begonnen. Darüber hinaus wurde mit dem 3. Energiepaket den Netzbetreibern eine Schlüsselrolle bei der weiteren Optimierung des Elektrizitätssystems und diesbezüglich erforderlicher Maßnahmen im Bereich Forschung und Entwicklung übertragen.

Allein damit sind die Voraussetzungen für ein nachhaltiges Engagement deutscher Übertragungsnetzbetreiber im Bereich Forschung und Entwicklung aber noch nicht gegeben. Die weitere Entwicklung wird dadurch verzögert, dass die entsprechenden Regelungen des 3. Energiepaketes noch immer nicht in deutsches Recht umgesetzt worden sind. Im Ergebnis führt dies dazu, dass die BNetzA Aufwendungen für Forschung und Entwicklung der Übertragungsnetzbetreiber als beeinflussbare Kosten ansieht. Dementsprechend besteht kein Anreiz für die Finanzierung von notwendigen Vorhaben für die Innovationsfähigkeit der Netzbetreiber im Bereich Forschung und Entwicklung.

Kernforderung:

Harmonisierung zwischen europäischen Zielvorgaben und deutscher Regulierung: Die Regelungen des 3. Binnenmarktpaketes, insbesondere die Richtlinie 2009/72/EG, sollte bis März 2011 im nationalen Rechtsrahmen umgesetzt werden.

⁴) Strategic Energy Technology Plan: http://ec.europa.eu/energy/Technology/set_plan/set_plan_en.htm

Kapitel 4

Möglichkeiten zur Systemoptimierung

4. Möglichkeiten zur Systemoptimierung

Teil A: Allgemeine Thesen

I Die optimale Integration wachsender Anteile von EE in das Stromversorgungssystem erfordert ein Bündel aufeinander abgestimmter Instrumente. Sie betreffen eine Vielzahl von Akteuren: die Versorgungsunternehmen, die Verbraucher, die öffentliche Hand und viele mehr. Eine Systemoptimierung funktioniert umso besser, je stärker Erzeugungsanlagen und Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie die Verbraucherseite als Teile des gesamten Energieversorgungssystems verstanden und Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität in die Überlegungen einbezogen werden.

Wesentliche Voraussetzungen zur notwendigen Systemoptimierung sind:

- Ein insgesamt effizienterer Umgang mit Energie entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zum Verbrauch (Kap. 4.1, 4.5, 4.6)
- Die intelligente Kombination dezentraler und zentraler Ansätze der flexiblen Anpassung von Stromerzeugung, Netzführung, Stromspeicherung und Verbrauch an die sich ständig ändernden Anforderungen der Energiemärkte (Kap. 4.1 bis 4.6)
- Der Ausbau vorhandener und die Entwicklung und Implementierung neuartiger Stromspeicher, um eine am Bedarf bzw. am Marktgeschehen orientierte Einspeisung von Strom aus EE ins System zu ermöglichen (Kap. 4.4)
- Die Nutzung von stromgeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) (Kap. 4.5)
- Die Entwicklung neuer und die Anwendung bestehender Umwandlungstechnologien (z.B. Strom zu Gas, vehicle to grid) und die Nutzung alternativer Infrastrukturen (Wasserstoff, Mobilität, Wärme, Gasnetzeinspeisung) (Kap. 4.3 und 4.6)
- Die zügige Optimierung, Verstärkung und wo notwendig auch der Ausbau der Strominfrastruktur und Erdgasinfrastruktur (Versorgung und Speicherung) regional, national und grenzüberschreitend (Kap. 4.7)

II Das Stromnetz muss sich zunehmend an den Notwendigkeiten der schwankenden Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom orientieren. Der bereits begonnene Umbau der Stromnetze muss intensiviert werden. Angestrebt wird eine nachhaltige Netzentwicklung zur Absicherung der vollumfänglichen Integration dieser auch künftig weiter signifikant steigenden Energien in das vorhandene Stromversorgungsnetz, das sich entsprechend den bestehenden und neuen Anforderungen umwandelt.

Soweit der gesetzlich garantierte Zugang heute in der Realität noch nicht optimal gewährleistet ist, wird eine Präzisierung des gesetzlichen Rahmens beispielsweise zur Regelung der Anbindung von internationalen Stromleitungen angestrebt.

Daneben muss die Übernahme der anfallenden Kosten für die Umstrukturierung der Stromnetze klar geregelt werden.

III Die BNetzA wurde zur Hebung von Effizienzgewinnen in Monopolstrukturen zur Ermöglichung von Wettbewerb in den Netzen politisch installiert. Das reicht in Zukunft nicht mehr aus. Zunehmend geht es um die Ermöglichung und Beschleunigung des Netzausbaus für das Zeitalter der EE. Dies führt zu steigenden Netzkosten. Bedeutsam ist dabei die Kostenanerkennung des Netzausbaus, was sich auch in der Gesetzgebung bzw. Regulierungspraxis niederschlagen muss. Zur Netzentwicklung wird ein umfassendes und bundeseinheitliches Anreizsystem benötigt, das Innovationen zur optimierten Integration der EE fördert. Hierfür muss der Gesetzeszweck in § 1 EnWG um die Förderung der EE erweitert werden und der Auftrag der BNetzA dementsprechend angepasst werden. Die zuständigen Behörden (insbesondere Regulierungs- und Planungsbehörden) müssen personell und finanziell so ausgestattet werden, dass der gesetzlich garantierte diskriminierungsfreie Netzzugang realisierbar ist. Die Kosten für Umstrukturierungsmaßnahmen müssen gesellschaftlich akzeptiert werden.

Es muss sichergestellt werden, dass Netzbetreiber, die notwendige Investitionen zur Integration der EE bestmöglich durchführen, keine Nachteile erleiden.

Bei den auf die Stromverbraucher umlegbaren Kosten müssen die Vorteile aus der Integration regelfähiger, dezentraler Erzeugungsanlagen (KWK-Anlagen) bzgl. der teilweisen Reduzierung des notwendigen Netzausbaus angemessen berücksichtigt werden.

IV Die Netzintegration Erneuerbarer Energien folgt – wie gesetzlich festgeschrieben – dem Grundsatz „Netz Optimieren vor Verstärken vor Ausbauen“ (NOVA). Der Grundsatz gilt für alle Netzebenen.

V Es wird angestrebt, ökologisch verträgliche, wirtschaftlich nutzbare Potenziale der EE in allen Regionen des Landes, inklusive auch der Windenergie im Süden Deutschlands u. a. in Hessen, umfassend auszuschöpfen. Da die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von regenerativen Energien, vorrangig Wind, aber insbesondere im lastschwachen Norden Deutschlands gegeben ist und der Atomausstieg und die Schließung alter konventioneller Kraftwerke insbesondere den laststarken Südwestteil Deutschlands betrifft, kann das im Saldo sich weiter verschärfende Erzeugungs-Last-Defizit nicht ohne den Zubau neuer Übertragungskapazitäten eingedämmt werden.

Die Tatsache, dass sich manche Regionen im Energiemengen-Jahressaldo vollständig mit EE versorgen bzw. dieses anstreben, bedeutet nicht deren Abkoppelung vom umgebenden Stromnetz. Für einen optimierten Netzbau wäre die Abkopplung im ungestörten Netzbetrieb weder technisch noch ökonomisch zielführend. Anzustreben ist im Sinne der Versorgungssicherheit allerdings, dass Teilnetze bei überregionalen Netzstörungen als Inselnetze weiterbetrieben werden können.

VI Die aus Gründen des Wettbewerbs politisch gewollte und durchgesetzte Trennung von Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung („Unbundling“) führt dazu, dass eine optimierte Abstimmung zwischen Netzbetrieb und Netzplanung einerseits und der Leistungseinspeisung andererseits nicht mehr „von allein“ erfolgt. Wünschenswert ist deshalb ein neues Planungs- und Steuerungsinstrumentarium, das die entstandene Lücke füllt. Volkswirtschaftliche und ökologische Elemente müssen mit dem Ziel einer optimierten Netzauslastung in die Kraftwerks- und Standortplanung einbezogen werden.

VII Für eine optimierte Netzplanung sind auf allen Netzebenen in Abstimmung mit den Bundesländern und der BNetzA orientiert an europäischen Netzausbauplanungen Netzkonzepte notwendig, die sich an politisch festgelegten Ausbauzielen für EE in Deutschland und Europa orientieren und veröffentlicht werden. Beispiele für die Koordination von Netzstudien zwischen Bundeslän-

dern sind z.B. die Netzkonzepte von Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg.⁵

VIII Für eine optimierte Netzentwicklung sind integrierte Netzberechnungen über alle Spannungsebenen und für alle Bundesländer auf der Basis von Ausbauzielen und Ausbauszenarien notwendig. Nicht in allen Fällen ist es möglich, erforderliche Netzverstärkungen oder den Ausbau von Netzen eindeutig dem Zubau von EE, der Errichtung neuer fossiler Kraftwerke oder dem Stromhandel zuzuordnen. Doch wo es möglich ist, soll dies – wie zum Beispiel in der Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern – geschehen, um gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz zu schaffen. In Fällen, in denen nachweisbar der Zubau EE den Netzausbau erforderlich macht, kann mit höherer Akzeptanz gerechnet werden.

⁵⁾ Mecklenburg-Vorpommern: www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur/bvs/bv_meck_pomm_dateien/Endbericht_Netzstudie%20M-V.pdf
 Brandenburg: www.mwe.brandenburg.de/cms/media.php/gsid=lbm1.a.1312.de/Netzstudie_Schlussbericht_final.pdf

Teil B: Detaillierte Kernforderungen für die einzelnen Bereiche

4.1 Smart Grid⁶

4.1.1 Technik

Der wachsende Anteil von EE an der Stromerzeugung macht neue und zusätzliche Netzkapazitäten erforderlich. Gleichzeitig ermöglichen künftig intelligente Netze, so genannte Smart Grids, die effizientere Nutzung vorhandener Netzressourcen. Das übergreifende Ziel ist dabei, Stromerzeugung, Netzführung, Speicherung und Verbrauch an sich ständig ändernde Anforderungen der Energiemärkte aktiv und flexibel anzupassen.

Die Chance zur zeitnahen Etablierung von Smart Grids ergibt sich aus einem Bündel heute verfügbarer Technologien und Daten, die zentrale und dezentrale Ansätze kombinieren. Dazu gehören die neuen Informations- und Kommunikationstechniken, moderne Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, die Nutzung meteorologischer Daten und Prognosen, neue Technologien und schließlich der weitere Einsatz aktueller Methoden der Netzplanung, des Netzbetriebs und der Netzführung.

Smart Grids können sich zu einer wichtigen Säule im Rahmen des Aufbaus einer nachhaltigen, umweltverträglichen und sicheren Energieversorgung entwickeln. Sie bilden die Grundlage für einen transparenten, energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetrieb. Um das Ziel einer optimierten Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem zu erreichen und Smart Grids schrittweise zu etablieren, schlagen wir folgende Maßnahmen vor:

Investitionen

Investitionen in Smart Grids, insbesondere in intelligente Netzführung, müssen in Abstimmung mit europäischen Initiativen wie der European Electricity Grid Initiative im Rahmen des Europäischen Strategieplans für Energietechnologien (SET-Plan) und im Einklang mit nationalen Initiativen wie den E-Energy-Projekten getätigt werden.

⁶) Smart Grids bieten durch Anwendung aktueller Technologien und Entwicklungen erweiterte Möglichkeiten einer aktiven und flexiblen Anpassung von Erzeugung, Netzführung, Speicherung und Verbrauch an die sich ständig ändernden Anforderungen der Energiemärkte. (Abschlussbericht der BDEW-PG Intelligente Netze/Smart Grids, Berlin, August 2009)

Beispiele hierfür sind die zunehmende Ausstattung der Betriebsmittel (Umspannstationen, Transformatoren etc.) mit neuer Messtechnik und die darauf aufbauende Optimierung der Auslastung mit Hilfe prognosebasierter Monitoringsysteme, die einen aktiven Betrieb der Verteilungsnetze ermöglichen. Derartige Innovationsinvestitionen helfen, Netzausbaumaßnahmen gezielt zu beurteilen, die Auslastung der Netzkapazität in gewissen Grenzen zu erhöhen sowie Netzausbaumaßnahmen zu verringern oder zu vermeiden. Der Gesetzgeber muss Anreize für diese Investitionsmaßnahmen schaffen, beispielsweise indem er der Regulierungsbehörde aufgibt, die entstehenden Kosten anzuerkennen.

Kernforderung:

Für Netzbetreiber müssen langfristig orientierte Anreize geschaffen werden, ihre Netze auf Grundlage nicht-systemgebundener Lösungen zu Smart Grids zu entwickeln, die zu definierende Mindeststandards erfüllen. Zu derartigen Innovationsinvestitionen kann auch der Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur sowie entsprechender Mess- und Zähltechnik im Verteilungsnetz gehören.

Nutzung und Integration dezentraler Energieanlagen

Die Integration Erneuerbarer Energieanlagen kann vorangebracht und ein Zusatznutzen der Anlagen für das Netz erschlossen werden, wenn

- Plug-and-Play-fähige Anlagen entwickelt werden,
- potenzielle Systemdienstleistungen der Anlagen ausgeschöpft werden,
- das bisher nicht immer vereinbarte Wirkleistungsmanagement dezentraler Anlagen auf Anforderung durch den Netzbetreiber regelmäßig möglich wird.

Kernforderung:

Die Smart-Grid-Fähigkeit Erneuerbarer Energieanlagen muss sowohl auf der Höchst- und Hochspannungsebene, als auch auf der Mittel- und Niederspannungsebene (u.a. für Photovoltaikanlagen und Mikro-KWK) festgelegt werden. Diese Eigenschaften sollten im Einvernehmen und – wo möglich – zum Nutzen aller Beteiligten definiert werden.

Optimierte Auslastung der Energienetze

Eine Optimierung der Netzauslastung über die lokale Abstimmung kleiner, dezentraler und z.T. hochvolatiler Erzeuger und Verbraucher kann im Zusammenhang mit Speicheranwendungen dazu beitragen, die Energieeffizienz zu steigern, da die Energie nahe am Ort der Erzeugung verbraucht wird. Netzverluste werden so verringert. Dafür muss ein geeigneter gesetzlicher Rahmen geschaffen werden.

Kernforderung:

Es ist notwendig, die Voraussetzungen für die Entwicklung von Energiemanagementsystemen (z.B. Wirk- und Blindleistungsmanagement) auf unteren Netzebenen zu schaffen. Eine Möglichkeit dafür ist die Einrichtung von Marktplätzen in den Verteilungsnetzen, über die diese Dienstleistungen vom Netz angefordert und abgerufen werden können. So ist eine optimierte Auslastung der Energienetze möglich. Der Netzausbau und die Netzverstärkung werden so auf ein Mindestmaß reduziert.

Volkswirtschaftliche Investitionen in die Energienetze

Schon heute ist absehbar, dass kostengünstige Steuerungsmöglichkeiten nicht ausreichen werden, sondern auch ein grundlegender Netzaus- und -umbau sowohl bei Transportnetzen, als auch bei Verteilungsnetzen notwendig sein wird. Um die Kosten überschaubar und vertretbar halten zu können, bedarf es eines gesellschaftlichen Konsenses.

Kernforderung:

Erstellung einer Studie über die Entwicklung der Verteilungsnetze (110 kV), die anhand von Bebieregsregionen die Auswirkungen regulatorischer Maßnahmen zur Systemoptimierung untersucht. Darin soll besonderes Gewicht auf dezentrale Erzeugungsanlagen und die Beteiligung unterschiedlicher Marktakteure gelegt werden.

4.1.2 Akteure im Energiemarkt

Seit der Liberalisierung des Strommarkts stehen Erzeuger und Lieferanten untereinander im Wettbewerb. Es geht für die Zukunft nicht nur um die effektive Integration Erneuerbarer Erzeugung in den bestehenden Markt. Auch der Markt selbst muss dafür langfristig umgebaut werden. Die Integration zunehmender Mengen an EE in den Erzeugungsmarkt stellt uns schon heute vor neue Heraus-

forderungen. Die zunehmende Abregelung von Windkraft in Starkwindzeiten und unzureichende Regelmöglichkeiten der konventionellen Stromerzeugung zeugen davon.

Neben den reinen Strompreisen gibt es bisher keine Anreize des Netzes, die der Lieferant über seine Angebotsgestaltung an die Verbraucher weiterreichen kann. Systementlastendes Verhalten, das zur Netzstabilität bzw. Entlastung beiträgt, wird genauso wenig belohnt wie zusätzliche Netzbelastung finanziell geahndet wird.

Grundsätzlich ergeben sich zwei unterschiedliche Handlungsmöglichkeiten, die angereizt werden können: in eigenständiges Verbrauchsverhalten je nach Preissignal oder eine Verbrauchssteuerung/Leistungsbegrenzung durch Dritte.

Die Lieferanten sind diejenigen im Markt, die die Verbindung zwischen Erzeugung und den Verbrauchern und ihrem Verbrauchsverhalten herstellen können und müssen. Von allen Beteiligten müssen klare Preissignale bereitgestellt werden, vorzugsweise an einem Energiemarktplatz. Ein smartes Übertragungsnetz hat andere Ein- und Ausspeisebedürfnisse als die nachgelagerten Verteilungsnetze. Dementsprechend sind diese vom Lieferanten mit den Preissignalen der Stromerzeugung zu einem variablen Endkundertarif zusammenzuführen, der eine kostenoptimierte Integration der EE ermöglicht.

Kernforderung:

Netzbetreiber müssen die Möglichkeit bekommen, beispielsweise an zukünftig einzurichtenden Energiemarktplätzen, über Preissignale Anreize für Erzeuger und Verbraucher zu effizientem Verhalten vor einem Netzausbau zu setzen.

4.1.3 Smart Metering

Der Übergang von einem bedarfsorientierten zu einem angebotsorientierten Energiesystem kann nur dann erfolgen, wenn Informationen und Prognosen bezüglich Erzeugung und Verbrauch vorliegen sowie Erzeuger und Verbraucher beeinflussbar sind. Smart Meter können als Schnittstelle zum Kunden – und damit als Schnittstelle zu Haushalten und deren steuerbaren Geräten – Informationen über das Verbrauchsverhalten bereitstellen und die direkte Steuerung des Verbrauchs durch last- bzw. zeitvariable Tarife ermöglichen.

Die aktuelle Entwicklung der Smart Meter als Bestandteil eines zukünftigen intelligenten Gesamtsystems (Smart Grid) zeigt, dass einheitliche, zukunftsfähige und wirtschaftliche Lösungen, die die Integration von mehr als einem Smart-Meter-Produkt erfordern, noch nicht existieren. Der Gesetzgeber muss Anreize für diese Investitionsmaßnahmen schaffen, beispielsweise indem er der Regulierungsbehörde aufgibt, die hieraus entstehenden Kosten anzuerkennen.

Kernforderungen:

Um neue Geschäftsmodelle sowie Dienstleistungen im liberalisierten Strommarkt zu ermöglichen und somit die Lastverschiebung attraktiv zu machen, sind seitens der Politik Mindestanforderungen für die Entwicklung und die Nutzung von Smart Meter zu definieren. Hierfür müssen u.a. Schnittstellen und Datenformate weitgehend normiert werden. Aufgrund der bereits laufenden Einführung der Smart Meter müssen diese Mindestanforderungen schnellstmöglich definiert werden.

Die Kostenanerkennung für Smart-Meter-Investitionen der Netzbetreiber ist im Rahmen der Regulierung vorzusehen.

E-Energy-Programm

Zunehmende Marktanreize machen es für den Netzbetreiber schwieriger, das Verhalten der Verbraucher in ihren Netzen zu planen, zu prognostizieren und zu überwachen. Für die Markteinführung von Smart Metering sind die Erkenntnisse aus den E-Energy-Modellregionen zu nutzen. Ein nur vom Marktpreis getriebenes Verbraucherverhalten kann zudem Netzausbaumaßnahmen erzwingen, wenn nicht frühzeitig die Kapazitäten des Netzes berücksichtigt werden.

Kernforderungen:

Die Lastverschiebung muss unter Berücksichtigung der Netzkapazitäten erfolgen. Das Energiesystem muss als Gesamtsystem betrachtet werden.

Auflage eines Markteinführungsprogramms für Smart Meter auf Grundlage der Erkenntnisse der Ergebnisse der E-Energy-Modellprojekte

Datenschutz

Aus Sicht des Verbraucher- und Datenschutzes sollten nur so viele Informationen vom Kunden wie nötig an die Energiedienstleister weitergegeben werden. Ohne klare, verbraucherfreundliche Datenschutzregelungen sind große

Akzeptanzprobleme bei den Energiekunden vorhersehbar. Umgekehrt steigern stringente Datenschutzregelungen die Motivation, sich an der Steuerung des eigenen Energieverbrauchs zu beteiligen. Insofern wäre eine gesetzliche Regelung, etwa im EnWG und nach dem Vorbild der Datenschutzvorschriften für die Telekommunikation, zu begrüßen.

Kernforderung:

Eine verbraucherfreundliche gesetzliche Datenschutzregelung für Smart Meter und andere Smart-Grid-Komponenten muss zügig umgesetzt werden, z.B. im EnWG nach dem Vorbild der Datenschutzvorschriften für die Telekommunikation.

4.2 Lastverschiebung

Die Verlagerung des Stromverbrauchs auf einen energiewirtschaftlich günstigeren Zeitpunkt wird in der Industrie bei großen Stromabnehmern seit langem praktiziert. Damit wurde bisher teure Spitzenlast vermieden. Bei vermehrtem Einsatz der EE kommt eine andere Anwendung hinzu: Der Verbrauch kann je nach Wetterlage in Zeiten verlagert werden, in denen ein großes und damit preiswertes EE-Angebot vorhanden ist.

Die Zeitspanne der Verschiebung beträgt einige Stunden. Anwendungen wie Kälte, Prozesswärme oder Druckluft können nicht beliebig lange unterbrochen werden. Nur sehr gut isolierte Kühltürme können auch wenige Tage ohne Kühlung auskommen. Lastverschiebung kann die Schwankungen der Strombedarfskurve, die im Tagesverlauf etwa 25.000 MW betragen, in einem erheblichen Maß glätten. Für längerfristige oder gar saisonale Stromspeicherung eignet sie sich nicht.

Die verschiebbare Last beträgt in Deutschland im Sommer etwa 17.000 MW und im Winter 9.500 MW. Um diesen Wert könnte sich die benötigte Jahreshöchstlast von zurzeit 74.000 MW im Winter und 54.000 MW im Sommer verringern. Ein erheblicher Teil davon wird allerdings schon genutzt. Gerade im gewerblichen Bereich wird Lastverschiebung aus ökonomischen Gründen schon vielseitig eingesetzt. Das noch auszuschöpfende Lastverschiebungspotenzial liegt in Deutschland im Industriebereich bei etwa 1.500 MW und im Haushaltsbereich bei etwa 3.700 MW ohne Stromspeicher (nach: Klobasa, 2007).⁷

⁷⁾ Marian Klobasa (ETH Zürich 2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostensichtspunkten

Kernforderungen:

Für eine Übergangszeit müssen für Stromanbieter zusätzliche Anreize für Lastverschiebung beispielsweise in Form von Förderprogrammen geschaffen werden, bis diesbezügliche Erfahrungen vorliegen und Marktmechanismen ausreichende Anreize setzen.

Modifikation des Standardlastprofils: Bisher orientiert sich der Fahrplan des Folgetages am Standardlastprofil, also dem bekannten und prognostizierbaren Verbrauch des Folgetages. Der volatilen Einspeisung, verbunden mit variablen Tarifen, und einer sich dadurch ändernden Verbrauchernachfrage wird noch keine Rechnung getragen. Dazu bedarf es einer umfassenden Feldstudie, um Erfahrungen zu sammeln.

4.3 Erneuerbare Kombi- und Hybridkraftwerke

Mit zunehmendem Anteil von EE an der Stromerzeugung wächst auch ihre Verantwortung für die Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch. Die Aufgabe kann in Zukunft nicht mehr alleine von den Betreibern des traditionellen Kraftwerksparks erfüllt werden.

Für die neuen Regulationsanforderungen sind Erneuerbare Kombi- und Hybridkraftwerke eine Möglichkeit, Reserve- und Regenergie bereitzustellen und regionale Netzengpässe zu vermeiden. Erneuerbare Kombikraftwerke bestehen aus Erneuerbaren Energieanlagen zur Stromerzeugung, die an verschiedenen Orten existieren. Sie stellen durch die gemeinsame Regelung kleiner und dezentraler Anlagen bedarfsgerecht und zuverlässig Strom bereit. In Hybridkraftwerken werden verschiedene Prozesse zur Energieerzeugung zusammen gekoppelt. So kann zum Beispiel in verbrauchsarmen Zeiten Wasserstoff hergestellt werden, der dann zu einem späteren Zeitpunkt entweder rückverstromt oder anders genutzt wird. Dabei ist eine Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen notwendig.

Das geltende EEG bietet jedoch keine ausreichenden Anreize für die Speicherung von EE-Strom. Dazu muss die in der aktuellen Fassung des EEG erlassene Verordnungsermächtigung über finanzielle Anreize für die verbesserte Netz- und Marktintegration von Strom aus EE (§ 64 Abs. 1 Punkt 6 EEG) umgesetzt werden.

Ziel der zu erlassenen Verordnung sollte sein, alle Erneuerbaren Energietechniken aus technischer und ökonomischer Sicht optimal, bedarfsgerecht und zuverlässig in das Stromnetz zu integrieren.

Die erwünschten finanziellen Anreize einschließlich deren Anspruchsvoraussetzungen, Ausgestaltung und Abrechnungsmodalitäten, insbesondere für die Verstetigung, bedarfsgerechte Einspeisung sowie für die verbesserte Netz- und Marktintegration von EE-Strom sind an den oben genannten speziellen Eigenschaften der Erneuerbaren Energieträger auszurichten.

Die Voraussetzung für die Teilnahme am Regenergiemarkt muss geschaffen werden.

Die Auswirkungen einer solchen Verordnungsermächtigung und die Vereinbarkeit mit den Wirkungsmechanismen des EEG sind zu prüfen. Vor allem muss vermieden werden, dass die wirksamen Ausbaumechanismen des EEG für jene Anlagen, die an einer solchen Verordnung nicht teilnehmen, nicht geschwächt werden, um eine weitere Entwicklung zu ermöglichen. Der Anreiz soll so gestaltet werden, dass nur jene Anlagenbetreiber die Option nutzen, deren Anlagen oder sonstigen Rahmenbedingungen einen dauerhaft gesicherten wirtschaftlichen Betrieb erlauben. Ein Ausstieg aus dieser Zusatzförderung (d.h. aus dem Kombi-Kraftwerk) muss beim Wegfall dieser Bedingung zulässig sein. Auch ist die Nutzung von Speichern und Lastmanagement zu berücksichtigen.

Kernforderungen:

Verordnung laut § 64 Abs. 1 Punkt 6 EEG umsetzen: Anreize für Verstetigung der Einspeisung schaffen

Technologie- und/oder Kapazitätsförderung von Speichern (auch Biogas- und Wärmespeicher)

4.4 Stromspeicher

Mit weiter steigendem Anteil von EE an der installierten Kraftwerksleistung werden Speicher immer wichtiger. Zum einen kann Energie aus preiswerten Überschüssen „zwischengelagert“ werden, zum anderen wird ohne den Einsatz von Speichern die Effektivität der CO₂-Minderung in Bezug auf die neu installierte EE-Leistung abnehmen, da immer größere Überkapazitäten der Energieumwandlung aus EE ungenutzt blieben.

Dabei kann zwischen Kurzzeitspeichern (< 24h) und Langzeitspeichern (> 24h) unterschieden werden. Kurzzeitspeicher können die Stromverbrauchskurve innerhalb eines Tages glätten und damit teure Spitzenlast verringern. Langzeitspeicher oder auch saisonale Speicher können jahreszeitlich bedingte Über-

oder Unterangebote ausgleichen. Erstrebenswert ist ein Speichersystem, mit dem sich die Kurzzeit- wie auch die Langzeitspeicherung realisieren ließe. Zu berücksichtigen ist: Großräumige Stromleitungen reduzieren den Speicherbedarf. Denn je großräumiger Erneuerbare Stromerzeugung über internationale Stromleitungen ausreichender Kapazität miteinander verbunden ist, umso größer ist der Anteil gesicherter Leistung. Die gesicherte Leistung bezeichnet dabei die Leistung, die langfristig und zuverlässig für die Kraftwerkseinsatzplanung zur Verfügung steht. Sie kann jederzeit zur Deckung des Bedarfs einkalkuliert werden und verringert dadurch den Speicherbedarf.

Das langfristige Angebot an EE, bezogen auf Wind und Photovoltaik, schwankt im Jahresverlauf um etwa 100%, Wind bläst durchschnittlich im Sommer weniger als in den Übergangsjahreszeiten und im Winter. Wenn immer weniger konventionelle Kraftwerke als Backup zur Verfügung stehen, müssen längere Flauten im Sommer aus großen Speichern überbrückt werden. Speichertechnologie und Infrastruktur stehen derzeit nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung.

Kurzzeitspeicher

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) werden zurzeit hauptsächlich zur Regelenergiebereitstellung genutzt, erlangen aber bei steigendem Anteil von EE zunehmende Bedeutung für den kurzfristigen Ausgleich innerhalb eines Tages. Die in Betrieb befindlichen Pumpspeicher in Deutschland haben eine Kapazität von etwa 10.000 MW und ein Arbeitsvermögen von 0,04 Terawattstunden (TWh). (Der durchschnittliche nationale Tagesverbrauch liegt bei 1,6 TWh). Zusätzlich ist in Deutschland der Bau weiterer PSW mit einer Kapazität von 2.000 MW geplant. Ist die vorhandene Kapazität ausgeschöpft und sind die Pumpspeicher leer, müssen sie neu aufgefüllt werden. Da das in Deutschland und in den Alpen vorhandene Potenzial für neue PSW aus verschiedenen Gründen limitiert sein könnte, wäre eine Anbindung an noch zu errichtende skandinavische Pumpspeicher eine hilfreiche Ergänzung, die den zukünftigen europäischen Speicherbedarf im Energiesystem mit hohem Anteil Erneuerbarer Energieträger aber auch nicht vollständig decken kann. Aufgrund ihrer hohen Investitionskosten, Gleichstellung mit den Vorschriften benachbarter Länder, Wirkungsgraden über 80% und äußerst flexiblen Einsatzweise sowie ihrer immensen Bedeutung auch für den sicheren Netzbetrieb ist Pumpstrom in Deutschland von kürzlich erst eingeführten Netznutzungsentgelten zu befreien. Ansonsten besteht die große Gefahr, dass aufgrund fehlender stabiler Rahmenbedingungen die Investitionstätigkeit in Deutschland zum Erliegen kommt und stattdessen in andere Länder verlagert wird. Diese Entwicklung zeichnet sich bereits ab.

Neben den klassischen Stromspeichern wie Pumpspeicherkraftwerken existiert bereits eine Vielfalt mehr oder weniger neuartiger Speicherkonzepte, die aber zumeist technologisch oder in der großtechnischen Realisierung den Nachweis ihrer Wirtschaftlichkeit und technischen Umsetzbarkeit noch erbringen müssen (Bergwerksspeicher, Tageausee-Pumpspeicher etc.). Hier sind Demonstrationsprojekte sinnvoll.

Auch Druckluftspeicher in Kavernen können zum kurzfristigen Ausgleich besonders in Norddeutschland beitragen. Dort sind die geologischen Strukturen besonders geeignet, gleichzeitig ist hier ein Schwerpunkt der auszugleichenden Windstromerzeugung. Druckluftspeicherung mit hohen Wirkungsgraden erfordert noch eine erhebliche technologische Weiterentwicklung und Demonstrationsprojekte. Um drohende Nutzungskonflikte um unterirdische Lagerkapazitäten zu vermeiden, ist eine Raumordnung unter Tage notwendig.

Langzeitspeicher

Für eine zukünftige Versorgung mit 100% EE ist nicht nur der kurzfristige Ausgleich notwendig, sondern auch der langfristige über Wochen mit unterschiedlicher bis hin zu fast fehlender EE-Einspeisung. Eine Option bildet hier die unterirdische Lagerung von Wasserstoff in Kavernen. Wasserstoff hat im Vergleich zu Druckluft einen ca. 60-fach höheren Energiegehalt pro Volumeneinheit und benötigt deshalb weniger Raum unter Tage, zu berücksichtigen sind aber auch die Erzeugungskosten und Wirkungsgrade.

Einen weiteren Ansatz bildet die Umwandlung von z.B. Windstrom in Methan, für das dann das vorhandene Erdgasnetz als Speicher genutzt werden kann. Es muss also keine neue Struktur geschaffen werden. Ein Vorteil beider Optionen ist die Möglichkeit der Nutzung der gespeicherten Energie im Bereich Mobilität und Wärme.

Benötigte Leistungen und Kapazitäten

Aktuell reichen weder die vorhandenen Kurzzeit- noch die Langzeitspeicher für den geplanten Ausbau der EE bis hin zur Vollversorgung mit regenerativ erzeugtem Strom auch nur annähernd aus. Mit steigenden Anteilen der EE steigt auch der Bedarf an Ausgleichsstrom. Verschiedene Studien liefern erste Anhaltspunkte für die für Deutschland bis zur Vollversorgung mit EE aufzubauende Leistung und zu speichernde elektrische Arbeit zum Ausgleich von Schwankungen: Die für eine sichere Versorgung rund ums Jahr hierfür

vorzuhaltende installierte Leistung liegt bei bis zu 62 GW⁸, die aus Speichern verfügbare elektrische Arbeit bei 5 bis 50 TWh⁹ Einspeisevolumen.

Dabei muss nicht der gesamte Bedarf an kurz- und langfristigem Ausgleich von Schwankungen über inländische Speicher erfolgen. Lastverschiebungen und weitere Effizienzmaßnahmen können diesen Bedarf reduzieren. Ebenso kann ein EU-weiter Verbund die Anteile gesicherter Leistung erhöhen. Dessen ungeachtet bleibt der Bedarf so groß, dass alle Speicheroptionen weiter entwickelt werden müssen, zentrale und dezentrale.

Weil der Aufbau der Erneuerbaren Energieinfrastruktur weitere Jahrzehnte beanspruchen wird, müssen auch die gesamten Speicherkapazitäten nicht alle kurzfristig realisiert werden. Andererseits nehmen die Entwicklung, Planung und Realisierung großer Speicher ebenfalls viele Jahre in Anspruch, weshalb die öffentliche Diskussion sofort stattfinden muss.

Speicher und Elektromobilität

Elektrofahrzeuge können als kleine mobile Speicher im Prinzip zu einer Vergleichmäßigung der Netzlast beitragen. Als Konsequenz für das Stromnetz werden Elektrofahrzeuge primär im Niederspannungsnetz angeschlossen, größere Ladekapazitäten direkt an das Mittelspannungsnetz. Entscheidend für den sicheren Netzbetrieb wird beispielsweise die Anzahl der Fahrzeuge im Netzgebiet, ihre räumliche Verteilung im Netz bzw. die temporäre lokale Konzentration von Fahrzeugen, die Ladeleistung der Batterien oder die Gleichzeitigkeit und Steuerbarkeit der Ladevorgänge.

Gemäß dem nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität sollen in Deutschland bis 2020 rund eine Million Elektrofahrzeuge fahren. Parallel dazu soll sich dieser Markt zu einem Leitmarkt für Elektrofahrzeuge entwickeln. Unterstellt man diese Anzahl von Fahrzeugen, so steht im Zuge des Ausbaus der EE theoretisch ein zusätzliches Speichervolumen von mehreren Gigawatt zur Verfügung. Parallel dazu besteht die Chance, die Effizienz des Energieeinsatzes im Bereich Mobilität um den Faktor 3 zu verbessern. Dabei muss die weitere Forschung und Entwicklung von einem bidirektionalen Betrieb ausgehen.

⁸) Sollmann, Dominik 2009: 0,2% vom Paradies, Photon, 6/09, S. 64-75

⁹) SRU 2010: 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar, Stellungnahme, S. 62

Analog dem Ausbau der EE auf der Erzeugerseite werden damit in den Energiemärkten immer mehr – nun sogar mobile dezentrale Verbraucher/Speicher - unterwegs sein. Hieraus ergeben sich steigende Anforderungen an die Intelligenz der Netze, um die damit verbundenen Strommengen auch effizient bereitzustellen und die Netzintegration der EE sinnvoll mit der Speicherbarkeit im Bereich der Elektromobilität zu verbinden.

Kernforderungen:

Seitens der Politik müssen die Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden, dass energie- und umweltbewusste Verbraucher in einem Leitmarkt eine ausreichend intelligente und innovationsfreundliche Infrastruktur im Verteilnetz erhalten. Entsprechende Anreize sind zu entwickeln und im Kontext des aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmens innovationsfördernd zu verankern.

Markteinführung neuer dezentraler Speicherkonzepte, Umsetzung der Verordnung nach § 64 Abs. 1 Punkt 6 EEG (vgl. Kap. 4.3)

Ermittlung des Gesamtspeicherbedarfs zur Integration der EE in Deutschland und Europa

Netzentgeltbefreiung für in Stromspeicher eingespeisten Strom

Unterirdische Raumordnung zur Ausweisung ausreichender Kavernenspeicherstandorte

Europäische Vernetzung, z.B. Super Grid

Forschung und Demonstration neuartiger Speicherkonzepte

Um die zukünftige sichere Integration der Elektro-Fahrzeuge und den weiterhin sicheren Betrieb der Netze zu gewährleisten, müssen bereits jetzt Hersteller von Batterien und Fahrzeugen, Netzbetreiber und Energiedienstleister gemeinsam grundsätzliche Konzepte bzgl. der IKT-Infrastruktur und der Be- und Entladung der Elektroautos erstellen. Auch müssen hierfür gemeinsam Mindestanforderungen und Standards geschaffen werden.

4.5 Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung

Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sind schon heute in der Lage, sowohl Reserve- als auch Regelenergie zu liefern. Sie sind ideale Partner der EE mit volatiler Einspeisecharakteristik. Große GuD-Anlagen können sehr flexibel und schnell einerseits ihre Leistung bei hoher EE-Stromeinspeisung bis zur vollständigen Abschaltung reduzieren und andererseits z.B. bei Windstille maximale Kapazität bis hin zum reinen Kondensationsbetrieb mit sehr hohem elektrischem Wirkungsgrad ans Netz bringen. Mittlere und kleine KWK-Anlagen versorgen Verbraucher vor Ort und wirken so dem Netzausbau entgegen. Zukünftig können sich auch kleine und mittlere KWK-Anlagen durch Zusammenschalten in „virtuellen Kraftwerken“ am Ausgleichs- und Regelenergiemarkt beteiligen. Unterstützt wird die Stromerzeugungsflexibilität von KWK-Anlagen durch angemessen dimensionierte Speicheranlagen für Wärme und ggf. auch Kälte sowohl für den lokalen Verbrauch als auch für Fernwärme- und Fernkältesysteme.

Kernforderungen:

Dezentrale KWK-Anlagen müssen entsprechend dem Ausbauziel des KWKG 2009 weiter ausgebaut werden.

Angemessene Gegenrechnung des vermiedenen Netzausbaus durch zusätzliche ins Netz eingebundene dezentrale KWK-Anlagen bei der Kalkulation von Zusatzkosten im Anreizregulierungssystem (siehe Vorschläge der OPTAN-Studie¹⁰)

Ausrichtung der technischen Regeln auf das Ziel einer möglichst reibungslosen Kooperation zwischen dezentralen KWK-Betreibern und Stromnetzbetreibern unter Beachtung der technischen Sicherheit.

Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung der Regelungen zum „Entgelt für dezentrale Einspeisung“ („vermiedene Netznutzungsentgelte“) in der StromNEV in der Weise, dass Anreize für dezentrale Einspeisung zur Netzentlastung in Spitzenzeiten gegeben werden.

Im Rahmen des Lastmanagements sollen Stromnetzbetreiber Kooperationen mit KWK-Betreibern durch Abschluss von Verträgen zur Lieferung von Regelenergie eingehen, um Netzausbau einzusparen.

¹⁰) IZES et al., 2008: Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN)

4.6 Alternative Infrastruktur

Die intelligente Integration verschiedener Energiesektoren (Strom, Wärme, Mobilität) und -formen (Feststoff, Wärme in Flüssigkeit und Luft, Erdgas, Biogas und Biomasse) ist geeignet, die Flexibilität des künftigen Energiesystems insgesamt deutlich zu verbessern. Die Übergänge zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität bieten sich – auch schon auf Basis vorhandener Speicher und Infrastruktursysteme – zur optimierten Nutzung bzw. Entlastung oder aber zur verstärkten Inanspruchnahme der Stromnetze an: Der Ausbau dezentraler Wärmespeicher kann dazu beitragen, Stromnetze lokal oder regional zu entlasten, da Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stromgeführt bedarfsgerecht laufen können und die dabei erzeugte Wärme in diesem Fall zwischengespeichert werden kann. Analoges gilt mit noch größerer Flexibilität für Gasspeicher von Biogasanlagen. Gleiches gilt auch für den Aufbau dezentraler Kältespeicher, die mit Kälte aus Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlagen betrieben werden. Damit lassen sich größere Kälteverbraucher (z.B. Kühlhallen) versorgen.

Der Ausbau der Fernwärme- und Fernkältenetze inkl. entsprechender Speicheranlagen ermöglicht auch die stromgeführte Fahrweise größerer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die in solche Systeme integriert sind. Durch die Entkopplung von Stromerzeugung und Wärme- bzw. Kältelieferung ist ein flexibles Reagieren auf Lastschwankungen im Stromnetz zum Ausregeln volatiler Einspeisungen von EE sehr gut möglich.

Betreiber von Biogasanlagen können die Speicherfähigkeit des Erdgasnetzes für aufbereitetes Biogas nutzen. Sofern es hohen Wärmebedarf in der direkten Umgebung gibt, ist die Nutzung über KWK günstiger, weil dann die aufwändige Aufbereitung des Biogases entfällt.

Nach der Aufbereitung des Biogases kann es vor einer Umwandlung in Strom und Wärme zentral und dezentral gespeichert werden. Auch die Schaffung von regionalen Biogasnetzen kann hilfreich und je nach Einzelfall kostengünstiger sein als die Aufbereitung für das Erdgasnetz.

Eine weitere Option zur Nutzung alternativer Infrastrukturen ist die Produktion von Wasserstoff aus Erneuerbarem Strom als Zwischenspeicher. Der regenerativ erzeugte Wasserstoff kann entweder die bestehende Infrastruktur Gasnetz nutzen oder für den Mobilitätssektor genutzt werden. Das setzt aber den Aufbau einer neuen Infrastruktur im Mobilitätssektor (Wasserstofftankstellen) voraus.

Kernforderungen:

- *Die Einspeisung ins Erdgasnetz von aufbereitetem Methan und Wasserstoff muss geregelt und die Einspeisung von Biogas verbessert werden.*
- *Anreize für dezentrale Biogasspeicher schaffen*
- *Anreize für Wärme- und Kältespeicher bei KWK-Anlagen schaffen*

4.7 Leiterseilmonitoring/Hochtemperaturseile

Im existierenden Stromnetz bestehen hohe Potenziale zur temporären besseren Ausnutzung von Leitungskapazitäten, sowohl auf der Übertragungsebene als auch auf der Verteilungsebene. Die Leitungen können besser ausgelastet werden, wenn die Temperatur der Leiterseile überwacht wird. Je kühler oder windiger es ist, desto mehr Strom können die Leitungen transportieren, ohne die Mindestabstände der Freileitungsseile zum Erdboden zu überschreiten. Bislang wird Leiterseilmonitoring nur von einigen Netzbetreibern in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen durchgeführt. Das Verfahren kann vergleichsweise kurzfristig und übergangsweise bestehende Engpässe verringern, sofern noch keine zusammenhängenden Verstärkungsmaßnahmen in den Umspannwerken und Blindleistungsbereitstellungen realisiert werden müssen. Diese Form der Netzoptimierung muss bei Netzum- und -ausbaukonzepten mitbedacht werden. Insbesondere sind andere betriebliche Bedingungen wie Einhaltung des Spannungsbandes z.B. 400 kV +/- 5% zu beachten. Besondere Berücksichtigung muss die transiente Netzstabilität d. h. das Beherrschen eines Fehlerfalles erhalten. Nicht immer kann eine Stromerhöhung trotz Monitoring und/oder neuer HT-Beseilung aus netz- und schutznetztechnischen Gründen oder auch BImSchV-Gründen zulässig sein. Netzbetreiber sollten im Sinne der Prioritätenregel „Optimieren – Verstärken – Ausbauen“ verpflichtet werden, den Einsatz von Leiterseilmonitoring und andere Optimierungsalternativen zu prüfen. Leiterseilmonitoring sollte in der Regel dann zum Einsatz kommen, wenn auf diese Weise ein Netzausbau vermieden oder für eine Übergangszeit die Netzkapazität erhöht werden kann. Es kommt allerdings dabei zu höheren Verlusten. Die entstehenden Kosten müssen von der Regulierungsbehörde anerkannt werden.

Eine weitere Möglichkeit zur Optimierung von Stromnetzen sind Hochtemperaturseile. Sind bei einer Strecke örtlich begrenzte „Hot Spots“ vorhanden, die die Übertragungskapazität einer ganzen Strecke reduzieren, kann die Auswechslung der klassischen Beseilung durch Hochtemperaturseile an diesen

Punkten die zulässig übertragbare Leistung erhöhen. Da aber die Verluste bei der Stromübertragung mit zunehmender Wärme der Leiterseile steigen und die Gefahren für Vögel durch die hohen Temperaturen (bis zu 230 Grad) steigen, muss hierbei nach Spannungsebene unterschieden bzw. eine Abwägung getroffen werden (vgl. Kap. 6.3.1 und 6.3.2). Bei zu entwickelnden Netzkonzepten für Bundesländer, Regionen und Kommunen müssen das Leiterseilmonitoring und versuchsweise Hochtemperaturseile in die Betrachtung einbezogen werden.

Kernforderungen:

- *Netzbetreiber sollten im Sinne der Prioritätenregel „Optimieren – Verstärken – Ausbauen“ vom Gesetzgeber verpflichtet werden, den Einsatz von Leiterseilmonitoring und anderen Optimierungsalternativen für den Hoch- und Höchstspannungsbereich zu prüfen und gegebenenfalls einzusetzen.*
- *Bei zu entwickelnden Netzkonzepten für Bundesländer, Regionen und Kommunen müssen die transiente Netzstabilität sowie Optionen wie Leiterseilmonitoring und versuchsweise Hochtemperaturseile in die Betrachtung einbezogen werden.*

Kapitel 5

Möglichkeiten zur Optimierung des Netzausbaus

5. Möglichkeiten zur Optimierung des Netzausbaus

5.1 Netze Optimieren Verstärken Ausbauen

Das aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und dem EEG (§ 14) abgeleitete „NOVA-Konzept“ (Netzausbau – Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) muss Berücksichtigung finden. Dabei müssen die jeweils technisch verfügbaren Optionen für die Optimierung, für die Verstärkung und für den Ausbau getrennt nach Spannungsebenen konkret benannt werden.

Für die Optimierung sind die Kriterien konkret festzulegen. Für die Optimierung der Betriebsmittelauslastung kommt unter anderem das so genannte Leiterseilmonitoring in Betracht. Die Übertragungskapazität kann auf diese Weise zeitweise und lokal begrenzt bis zu 50% im Norden und bis zu 30% im Mittelgebirge gesteigert werden.

Die Verstärkung von Trassen, d.h. eine Erhöhung der Übertragungsleistung kann durch Spannungs- und/oder Stromerhöhung erfolgen. Als technische Lösungen bieten sich an: Höhere Isolation, zusätzliche Beseilung oder Einsatz von technisch ausgereiften Hochtemperaturseilen. Nach Ausnutzung dieser Optionen verbleibt der Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze.

Sofern Netzverstärkungen oder Netzausbaumaßnahmen vor Ort nur dann auf Akzeptanz stoßen, wenn technisch aufwändigere Lösungen realisiert werden, müssen im Gegenzug die betroffenen Netzbetreiber dadurch ausgelöste Kostensteigerungen auf allen Spannungsebenen bei den Regulierungsbehörden geltend machen können. Etwaige Einsparungen der Betriebskosten müssen darauf angerechnet werden. Darüber hinaus müssen für jede Netzausbaumaßnahme Betroffenheitskorridore identifiziert und offiziell festgelegt werden, um den Personenkreis mit berechtigten Entschädigungsansprüchen klar abgrenzen zu können, womit das Kompensationsverfahren und somit die gesamte Netzausbaumaßnahme beschleunigt wird.

Zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz ist der Bedarfsplan gemäß EnLAG jeweils nach drei Jahren zu überarbeiten. Für rechtzeitige Planungen muss eine Aufnahme von neuen Projekten auch früher möglich sein, wie z. B. von ERGEG im Rahmen der europäischen Netzplanung insbesondere zur Integration der EE vorgeschlagen.

Überregionale Netzum- und -ausbauszenarien sind auch für Verteilungsnetze erforderlich.

Dabei sollte, wo immer dies möglich ist, zwischen dem Netzausbaubedarf für EE und für andere Maßnahmen, insbesondere zum Anschluss neuer Kraftwerke auf fossiler Basis, unterschieden werden. Dies wird in der Regel für die 110-kV-Ebene der Fall sein.

Für die Bewertung von konkreten Vorhaben müssen neben dem Wirtschaftlichkeitsprinzip auch Qualitätselemente (Häufigkeit und Dauer von Unterbrechungen) berücksichtigt werden. Dazu gehören vor allem auch Auswirkungen auf die Umsetzungsdauer und den Innovationscharakter des Projekts.

Mit der Genehmigung von Investitionsbudgets im Rahmen der Anreizregulierung geht in gewissem Umfang eine Steigerung von Betriebskosten einher. Da bislang Investitionsbudgets nur Kapitalkosten umfassen, werden diese Steigerungen der Betriebskosten erst in der folgenden Regulierungsperiode für die Erlösobergrenzen wirksam. Es kann daher sinnvoll sein, diese Lücke durch eine Berücksichtigung von Betriebskosten im Investitionsbudget zu schließen.

Die Kostenzusammensetzung des Strompreises muss transparent und allgemeinverständlich kommuniziert werden (absolute und spezifische Kosten).

Dezentrale Erzeugung und Netzausbau

Der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen an ein Stromverteilernetz kann dazu führen, dass sich die Versorgungsaufgabe des Stromverteilernetzbetreibers nachhaltig ändert. Zudem können die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und der Ausbau der Erzeugungskapazität im Stromnetz höhere Kosten bewirken, die die entlastende Wirkung aus dem Bezug der vorgelegten Netzebene überwiegen. Aus diesem Grund soll der Erweiterungsfaktor in § 10 Abs. 2 ARegV sicherstellen, dass Betreiber von Stromverteilungsnetzen Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers aufgrund der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die bereits eingeführte Regelung „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ reicht allein noch nicht aus, daher sind weitere geeignete Parameter notwendig.

Kernforderungen:

Der NOVA-Grundsatz im EEG muss vom Gesetzgeber konkretisiert werden.

Vollständige Anerkennung und Umlage von Mehraufwendungen für den notwendigen EEG-bedingten Ausbau durch die Regulierungsbehörden auf allen Spannungsebenen

Erstellung regionaler Netzausbauszenarien bis hinunter auf die Verteilungsnetzebene

Genehmigung von Investitionsbudgets nicht nur für Kapitalkosten sondern auch für Betriebskosten und Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Änderung der Anreizregulierung: Einfügen eines zusätzlichen Parameters „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ zur Berechnung des Erweiterungsfaktors in § 10 Abs. 2 ARegV

5.2 Bündelung vorhandener Leitungen/Trassenführung

Die Bündelung neuer Freileitungen entlang vorhandener Trassen oder anderer Infrastruktureinrichtungen wie Verkehrswegen ist naturschutzrechtlich vorzuziehen und leitet sich aus dem Gebot der Eingriffsminimierung nach § 2 Satz 12 BNatschG; § 2 Abs. 2 ROG ab. Die Anwendung des Bündelungsprinzips darf jedoch nicht zu erheblichen zusätzlichen Benachteiligungen in Siedlungsbereichen führen. Bei Bündelungsmaßnahmen im Siedlungsbereich sollten Masttypen eingesetzt werden, die sicherstellen, dass in den angrenzenden Wohngebäuden die elektromagnetische Exposition der betroffenen Bewohner nicht steigt: Ist dies nicht möglich, müssen Trassenverschiebungen geprüft werden (siehe auch Kapitel 6).

Für Erdkabel ist eine Bündelung mit anderen Infrastrukturbauelementen eine Planungsoption, um den Eingriff in die Natur so gering wie möglich zu halten.

Für die Anbindung von Offshore-Energieanlagen (Wind, Gezeiten) ist eine Bündelung und eine Minimierung der Eingriffe aus naturschutzfachlichen Gründen besonders wichtig, um empfindliche Ökosysteme wie das Wattenmeer möglichst gering zu belasten. Die Kosten für in diesem Sinne vorsorglich errichtete Kabelbauwerke müssen von den Regulierungsbehörden anerkannt werden. Ihnen müssen realistische Annahmen in der Region zu Grunde liegen.

Im Interesse der Bündelung verschiedener Medien zur Minimierung der Landschaftszerschneidung und zur Absicherung von in Teilen bereits heute absehbaren Netzausbauerfordernissen besteht die Notwendigkeit der Identifizierung und Deklaration von nationalen und transeuropäischen Infrastrukturkorridoren.

Kernforderungen:

Ausweisung von Infrastrukturkorridoren

Bündelung der Infrastrukturen in Siedlungsnähe, Vermeidung von zusätzlichen Belastungen durch elektromagnetische Felder bei summarischer Betrachtung der gebündelten Leitungen

Anerkennung der Kosten vorsorglich errichteter Kabelbauwerke für Offshore-Anbindung durch die Regulierungsbehörden

5.3 Technische Ausführungen des Netzausbaus

Der Stromtransport kann technisch oberirdisch (Freileitung, Überlandleitung) aber auch unterirdisch (Erdkabel, Seekabel) erfolgen. Aufgrund der rechtlichen Vorgaben (§ 43 EnWG) und langjährigen Praxis werden Hoch- und Höchstspannungsleitungen generell in Freileitungsbauweise errichtet. Europäische wie deutsche Erfahrungen belegen, dass beim Stromnetzausbau Erdkabelösungen gegenüber Freileitungen eine höhere regionale Akzeptanz aufweisen.¹¹

Auf der Niederspannungsebene wird Strom in Deutschland ganz überwiegend mit Erdkabeln verteilt, auf der Höchstspannungsebene in aller Regel als Freileitung, wobei der Kabelanteil von 1998 bis 2008 auf den unteren Spannungsebenen zugenommen hat, wie die folgende Tabelle zeigt:

Freileitungen/Erdkabel in deutschen Stromnetzen, 12/2008 ¹²				
	2008	2008	1998	1998
	km (Stromkreislänge)	Kabelanteil in %	km	Kabelanteil in %
Niederspannung	1.110.057	88	968.056	80
Mittelspannung	499.335	74	479.120	64
Hochspannung	76.900	8	74.917	6
Höchstspannung	35.391	0,3	39.921	0,2
Insgesamt	1.721.683		1.562.014	

Tabelle 1

¹¹) Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG-UPSY), Jan Zoellner, Irina Rau (2010): Umweltpsychologische Untersuchung der Akzeptanz von Maßnahmen zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in der Region Wahle-Mecklar (Niedersachsen und Hessen), Abschlussbericht; Universität Halle-Wittenberg, AG Gesundheits- und Umweltpsychologie, Gundula Hübner, Johannes Pohl (2010): Internetbefragung zur Akzeptanz des Ausbaus der Stromleitungsnetze, unveröffentlicht

¹²) Daten 1998 von BDEW 1998 („VDEW-Statistik 1998: Leistung und Arbeit“), Daten per 31.12.2008 aus BNetzA-Monitoringbericht 2009

Es erscheint zweckmäßig und auch notwendig, die Spannungsebenen wegen der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen getrennt zu betrachten und darzustellen - sowie die speziellen Gegebenheiten herauszuarbeiten.

5.3.1 Nieder- und Mittelspannung (bis 60 kV)

In der Nieder- und Mittelspannungsebene sind Erdkabelösungen schon seit langem Stand der Technik und ökonomisch mit der Ausführung als Freileitung vergleichbar. In dicht besiedelten Räumen und Städten sind Teile des deutschen Stromnetzes in diesen Spannungsebenen bereits heute unterirdisch verlegt. Grundsätzlich sollten neue Leitungen in den Verteilungsnetzen dieser Spannungsebenen erdkabeliert werden. In ländlichen Netzen mit schwierigen Bodenverhältnissen oder topografisch ungünstigen Rahmenbedingungen können Nieder- und Mittelspannungsfreileitungen auch weiterhin eine sinnvolle technische Lösung darstellen.

Kernforderung Nieder- und Mittelspannungsebene (bis 60 kV):

Grundsätzlich Erdverkabelung; in ländlichen oder schwierigen Gebieten kann der Einsatz von Freileitungen weiterhin sinnvoll sein.

5.3.2 Hochspannung (110 kV)

In der Hochspannungsebene (110 kV) sind Erdkabelösungen in vergleichsweise dicht besiedelten Räumen und insbesondere Städten Stand der Technik. Regionale und überregionale Übertragungsaufgaben in 110 kV sind weitestgehend als Freileitungen realisiert. Erdverkabelungen sind hier gleichermaßen technisch möglich und können wesentlich zur Beschleunigung des Netzausbaus beitragen. Erdkabelösungen beim Netzausbau sind auf der 110 kV-Ebene bislang aus wirtschaftlichen Gründen, insbesondere wegen unzureichender rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen und wegen Hindernissen in der Regulierungspraxis, nicht umgesetzt worden.

Für den weiteren Netzausbau ist eine höhere Akzeptanz notwendig. Die Ausführung als Freileitung stößt zunehmend auf Akzeptanzprobleme bei großen Teilen der Bevölkerung, Naturschutzverbänden und betroffenen Kommunen. Eine höhere Akzeptanz wird bei Erdkabelverlegung erwartet. Die Belange des Naturschutzes sind aus naturschutzfachlicher Sicht über Erdkabel besser zu berücksichtigen.

Damit der 110-kV-Netzausbau grundsätzlich als Erdkabel realisiert wird, sind als zwingende Voraussetzung dafür die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen so festzulegen, dass Erdkabelösungen wirtschaftlich attraktiv sind.

Bislang ist trotz jahrelanger Bemühungen allerdings keine wirtschaftliche Gleichwertigkeit in der Regulierungspraxis gegeben. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen sind aus Sicht der Netzbetreiber nicht so ausgestaltet, dass eine angemessene Eigenkapitalverzinsung gegeben ist. Dies wirkt sich unmittelbar auf die Bereitschaft zur Investition in potentiell teurere Technologien wie Erdkabel aus.

Um dies zu ändern, ist insbesondere die nach § 14 ARegV vorgegebene Eigenkapitalverzinsung für den Netzbetreiber sicherzustellen. Die regulatorische Praxis der BNetzA sollte durch ein Festlegungsverfahren bzw. einen Leitfaden die Anerkennung von Investitionen von 110-kV-Leitungen als Erdkabel sicherstellen.

Durch einen verstärkten Einsatz von Kabeln in dieser Spannungsebene und die damit verbundenen größeren Herstellungsmengen könnte sich ein entsprechender Markt entwickeln und zu niedrigeren Produktionskosten und Preisen führen.

Kernforderungen für den Leitungsneubau Hochspannungsebene:

Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine grundsätzliche Realisierung als Erdkabel

Die Kosten für solche Maßnahmen sind nach § 11 und § 23 der ARegV anzuerkennen und diese Maßnahmen sind in die Eigenkapitalverzinsung nach § 14 ARegV und § 7 StromNEV einzubeziehen.

Regulierungsrahmen und Regulierungspraxis sind so auszugestalten, dass die Erdverkabelung beim Neubau von 110-kV-Leitungen für die Netzbetreiber wirtschaftlich attraktiv ist. Dies bedeutet u.a.:

ARegV: Auf die Nennung eines einschränkenden Mehrkostenfaktors für Mehrkosten Erdkabel 110 kV im EnLAG soll verzichtet werden.

BNetzA-Praxis: Einleitung eines Festlegungsverfahrens bzw. Erstellung eines Leitfadens

5.3.3 Höchstspannung (220 und 380 kV)

Erdverlegte Höchstspannungsleitungen erfordern einen höheren technischen Aufwand und verursachen derzeit entsprechende Mehrkosten. Der Mehrkostenfaktor erdverlegter Höchstspannungskabel gegenüber der Ausführung als Freileitung ist höher als im 110-kV-Bereich.

Um weitere Erfahrungen über Bau und Betrieb sammeln zu können, sind Erdkabelpilotprojekte im 380-kV-Bereich notwendig. Die EnLAG-Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung sollen dafür genutzt werden. Dabei darf die Netzsicherheit nicht gefährdet werden.

Auf Grundlage der aus den laufenden Pilotvorhaben nach EnLAG und international gewonnenen Erfahrungen soll/muss geprüft werden, ob und in welchem Umfang die Erdverkabelung auch auf andere Leitungsbauvorhaben übertragen werden soll. Dies beinhaltet auch die Prüfung einer kompletten Erdverkabelung. Der Gesetzgeber wird aufgefordert, verbindliche Festlegungen dazu zu treffen.

Im Rahmen solcher Projekte sind die Mindestabstandsregelungen nach § 2 Abs.2 EnLAG und besondere Naturschutzbelange (s. Kap. 6.3.1) sowie die Wälzbarkeit der Mehrkosten nach § 2 Abs. 4 EnLAG zu beachten. Sachlich nicht geboten sein kann eine Erdverkabelung in naturschutzfachlich sensiblen Ökosystemen wie Mooren und Feuchtgebieten, hier sollte eine besonders intensive Prüfung erfolgen. Insbesondere sollte die Erdverkabelung nicht zu einer Verschlechterung der Bodenfunktionen bei besonders schutzwürdigen Böden führen und die landwirtschaftliche Nutzung nicht nachhaltig beeinträchtigen.

Kernforderungen für den Leitungsneubau Höchstspannungsebene:

Position A*

Die EnLAG-Pilotvorhaben sollen zur Teilerdverkabelung genutzt werden.

Position B*

Die EnLAG-Pilotvorhaben sollen zur Teilerdverkabelung genutzt werden. Bei den EnLAG-Pilotvorhaben ist zu prüfen, ob sie für eine Vollverkabelung genutzt werden können.

* siehe Unterzeichnerliste am Ende des Dokuments für jeweilige Position

Prüfung auf Grundlage der EnLAG-Piloten und internationaler Erfahrungen, ob und in welchem Umfang Erdverkabelung auf andere Leitungsbauvorhaben übertragen werden kann und verbindliche Festlegung durch den Gesetzgeber

Vollständige Berücksichtigung aller technologiebezogenen Untersuchungs-, Planungs- und Ausführungsaufwendungen und -investitionen in den Netzkosten

5.4 Perspektiven des Übertragungsnetzes und neue Übertragungstechniken

Europäisches Overlay-Netz

Deutschland benötigt kurz- und mittelfristig auf der Höchstspannungsebene zusätzliche Leitungskapazitäten, um die schwerpunktmäßig im Norden, über den regionalen Bedarf erzeugten und im wesentlichen durch den geplanten Offshore-Ausbau getriebenen EEG-Strommengen in die Verbrauchszentren im Süden, Südwesten und Westen zu transportieren. Das Overlay-Netz dient der großräumigen Verbindung von Großprojekten bzw. Regionen, es kann den nationalen Netzausbau nicht ersetzen, da insbesondere die Übertragung im Landesinneren gesichert bleiben muss. Eine langfristige Trassenplanung ist für ein solches Overlay-Netz unbedingt notwendig. Durch ein solches Netz können EE europaweit integriert und regionale Ungleichgewichte in Erzeugung und Verbrauch besser ausgeglichen werden.

Die EU sieht die grenzüberschreitende Planung und Koordination nach Art. 22 der Richtlinie 2009/72/EG bei der Erstellung von 10-Jahres-Plänen durch die Übertragungsnetzbetreiber vor. Diese Netzentwicklungspläne verfolgen neben der Schaffung von mehr Wettbewerb und höherer Versorgungssicherheit insbesondere die Netzintegration der EE. Für die bei dem Verband der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E vorgängigen langfristigen Planungen eines europäischen Supergridkonzepts inkl. Overlay-Netz für den Zeitraum bis 2050 gibt es derzeit noch keine konkreten gesetzlichen Festlegungen, diese sollten in Ergänzung zum 3. Binnenmarktpaket bald getroffen werden.

Die Planungen dieses europaweiten Overlay-Netzes werden von der europäischen Regulierungsbehörde ACER und dem Verband der nationalen Energieregulatoren ERGEG regelmäßig geprüft. Die Ergebnisse der nationalen Planungsphase sollen umgehend in den Bedarfsplan des EnLAG aufgenommen werden.

Neue Übertragungstechniken

Strom wird auf dem Festland heute fast ausschließlich auf der Basis von Drehstrom übertragen. Bei überregionalen Übertragungen auf Drehstrombasis sind die Übertragungsdistanzen im Vergleich zur Gleichstromübertragung sehr begrenzt, wenn keine Kompensationseinrichtungen verwendet werden.

Für ein neues Energiesystem, in dem große Entfernungen vom Erzeuger zum Verbraucher überbrückt werden müssen, ist HGÜ besser geeignet. Eine Weiterentwicklung der HGÜ-Technologien auf IGBT-Basis¹³ bzw. selbstgeführter Basis (HGÜ Light/Plus) in Richtung der Übertragungskapazitäten wie die klassischen netzgeführten HGÜ-Systeme findet statt.

Für die Kopplung von Verbundsystemen (z.B. Kontinentaleuropa/Skandinavien) und die Anbindung von Offshorewindparks ist HGÜ ebenfalls eine Alternative.

HGÜ hat folgende Vorteile:

- Geringe Leitungsverluste (keine Wechselverluste und somit Wegfall der Kompensation)
- Wechselrichter in moderner Transistortechnik können bis zu ihrer Nennleistung von bis zu mehreren 100 MVA die Blindleistung des angeschlossenen Wechselstromnetzes steuern.
- Entkoppelung des AC-Netzes (Verhinderung der Kurzschlussübertragung über mehrere Netze)
- Steuerbarkeit von Lastflüssen

Dagegen hat HGÜ folgende Nachteile:

- Umrichterverluste
- Transformieren von einer Spannungsebene auf eine andere geht nur über Wechselstrom
- Es gibt großen Entwicklungsbedarf für Leistungsschalter für Gleichstrom (hohe Ströme können nur mit Drehstrom – Nulldurchgang des Stroms – geschaltet werden).
- Es ist eine Einbettung in das Drehstromsystem notwendig und damit sind auch entsprechende AC/DC-Umrichter mit ihren Verlusten erforderlich.

¹³⁾ IGBT: insulated-gate bipolar transistor; Halbleiterbauelement der Leistungselektronik

Die ersten deutschen HGÜ-Trassen für mehrere 1.000 MW sind in Freileitungstechnik als Pilotprojekte mit der Möglichkeit zur abschnittswisen Teilerdverkabelung zu realisieren, um auch hier Erfahrungen zu sammeln. Neben der HGÜ-Technik besteht auch bei der 16,7-Hz-Drehstromtechnologie Forschungsbedarf. Sie überbrückt auf Drehstrombasis als Erdkabel längere Strecken und kann ebenfalls als Overlay-Netz konzipiert werden. Die Einbindung in das bestehende 50-Hz-Netz kann über Umrichter an jeder Stelle stattfinden. In das Bahnnetz, dessen Frequenz 16,7 Hz beträgt, kann direkt eingespeist werden.

Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Freileitungsbauweise müssen von der BNetzA anerkannt und vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf die Stromkunden umgelegt werden können. Darüber hinaus sind Projekte mit Fördermitteln des Bundes auszustatten.

Kernforderungen:

Überprüfung der Praxistauglichkeit von HGÜ-Pilotstrecken auch als Erdkabel

Überprüfung der Praxistauglichkeit von AC-16,7-Hz-Pilotstrecken mit Einspeisung in das Bahnstromnetz; Piloten bipolarer Drehstromtechnik und andere technische Alternativen weiterverfolgen und fördern

Die Planungen für geeignete HGÜ-Pilotprojekte als Teil eines HGÜ-Overlay-Netzes können durch die europäische Regulierungsbehörde ACER/EREG regelmäßig überprüft werden. Berechnungen müssen transparent zur Verfügung stehen. Kosten für den Bau sollen größtenteils aus Forschungsgeldern getragen werden.

HGÜ-Strecken sollten gemäß Art.22 EU-Richtlinie 2009/72/EG in die EU-Netzinfrastrukturplanung eingebunden werden.

Kapitel 6

Akzeptanz und Umweltwirkungen

6. Akzeptanz und Umweltwirkungen

6.1 Regionale Akzeptanz

Es ist wichtig, ein breites gesellschaftliches Verständnis dafür zu erreichen, dass Veränderungen in der Landschaft in Zukunft unausweichlich sind, will man das Energiesystem hin zu einer vorrangigen Nutzung von EE umbauen, um den Klimawandel zu begrenzen und im Ergebnis die Landschaft als Ganzes zu erhalten.

Planung und Bau neuer Stromleitungen, insbesondere von Hoch- und Höchstspannungs-Freileitungen, bedürfen besonderer Sorgfalt. Anwohner, Kommunalpolitiker, Vertreter von Bürgerinitiativen und Grundstückseigentümer müssen frühzeitig in die Planung einbezogen werden. Ansonsten besteht ein hohes Risiko, dass neue Leitungen abgelehnt und von Einwänden und Protesten begleitet werden. Dies kann zu jahrelangen Verzögerungen bei der Realisierung führen. Rechtzeitige Beteiligung Betroffener reduziert dieses Risiko.

Die Motive für Kritik und Besorgnisse bei derartigen Vorhaben sind vielfältig:

- Gesundheitsrisiken infolge erhöhter elektrischer und magnetischer Felder
- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungen
- Wertminderung von Immobilien und Grundstücken, die sich in unmittelbarer Nachbarschaft zur geplanten Freileitung befinden
- Abnehmende touristische Attraktivität der Region und geringerer Erholungswert, insbesondere beim naturnahen Tourismus
- Lärmbelästigung in direkter Umgebung bei bestimmten Wetterlagen (Surren, Koronaentladung)
- Witterungsbedingte Gefahren wie Eisbruch, Mastbruch, Blitzeinschlag

Naturschützer wenden sich ebenfalls oft gegen den Bau neuer Freileitungen, häufig auf Basis zusätzlicher naturschutzfachlicher Besorgnisse. Sie befürchten

- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes
- Gefährdung von Vögeln durch Leitungsanflug und Stromschlag
- Eingriff in sensible Gebiete durch den Trassenbau (Kahlschlag)
- Zerschneidung von Lebensräumen durch neue Trassen; besonders gravierend in Vogelschutzgebieten, Nationalparks, Biosphärenreservaten, Naturparks und Naturschutzgebieten
- Veränderung der Bodenqualität in Mooren und Feuchtgebieten bei Erdkabelverlegung

Das Planungs-, Prüfungs- und Genehmigungsverfahren läuft in der Regel zweistufig ab. Im ROV werden ein oder mehrere vom Vorhabensträger ermittelte Trassenkorridore auf ihre Verträglichkeit mit der Landesplanung geprüft. Im folgenden PFV werden auf Antrag des Vorhabensträgers für die aus dem ROV bestimmte Variante alle Schutzgüter im öffentlichen Beteiligungsverfahren abgewogen. Am Ende dieser Abwägung im PFV steht die behördliche Entscheidung für die optimierte Streckenführung mit möglichst geringem Eingriffspotenzial.

Am Beispiel des von 480 km Netzneubau betroffenen Landes Niedersachsen zeigt sich allerdings, dass mit diesem Planungsinstrumentarium oft keine ausreichende Akzeptanz zu erzielen ist, wenn nicht alle möglichen räumlichen und technischen Varianten geprüft und deren Planung hinreichend begründet werden kann.

Gesundheitsrisiken durch elektrische und magnetische Felder bei Hoch-/Höchstspannungsfreileitungen

Ein zentraler Grund für das Engagement von Anwohnern gegen neue Freileitungen ergibt sich aus der Sorge um Gesundheitsrisiken durch die elektrischen und magnetischen Felder, die die übertragenen Strommengen umgeben. Zwar wird der Grenzwert, den die 26. BImSchV mit 100 Mikrottesla für niederfrequente magnetische Felder vorschreibt, bei der Planung neuer Leitungen eingehalten. Die Sorge der Anwohner trotz der Berücksichtigung der 26. BImSchV begründet sich auf neuere Forschungsergebnisse zu Gesundheitsrisiken und auf weiter gehende Regelungen in anderen Ländern. Seit Inkraftsetzung der 26. BImSchV 1997 hat die Forschung Hinweise auf ein erhöhtes Risiko von Kinderleukämie schon bei einer Dauerexposition weit unterhalb des geltenden Grenzwerts gefunden, ohne allerdings den biologischen Wirkzusammenhang erklären zu können.¹⁴ Dies wird von der WHO als Grund zur Besorgnis eingestuft.

Das Bundesverwaltungsgericht hat allerdings bezüglich Gesundheitsgefahren durch elektrische und magnetische Felder mit Urteil vom Juli 2010 eine Festlegung getroffen¹⁵, die die geltenden Grenzwerte der 26. BImSchV bestätigt und feststellt, dass bei Einhaltung dieser Grenzwerte in der Regel keine Gefahr besteht.

¹⁴) Empfehlung der Strahlenschutzkommission (2008): Schutz vor elektrischen und magnetischen Feldern der elektrischen Energieversorgung und -anwendung, S. 18

¹⁵) BVerwG 7 VR 4.10 vom 07. Juli 2010, Download unter <http://www.bverwg.de>

Einige Länder haben darüber hinaus auf weitergehende Hinweise auf mögliche Gesundheitsrisiken reagiert und die geltenden Expositionsgrenzwerte durch Vorsorgewerte oder Vorschriften ergänzt. Eine einfache Möglichkeit, den Vorsorgegedanken umzusetzen, ist die entsprechende Ausgestaltung von Planungsrichtlinien.¹⁶

Dieser Ansatz ist auch in Deutschland zu verfolgen. Bei der Schutzgüterabwägung im Zulassungsverfahren soll der Gesundheitsschutz der Anwohner nach dem Präventionsgedanken gestärkt werden. Der Präventionsgedanke kann am einfachsten durch die Mindestabstände erfüllt werden, die bereits im Niedersächsischen Raumordnungsprogramm von 2007 entwickelt wurden und auch im EnLAG vorgegeben werden.

Kernforderungen:

Position A*

Stärkung des Schutzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen durch Abstandsregelungen in Verbindung mit Kompensationsmodellen (Beispiel Abstandsregelung für Höchstspannungsleitungen siehe EnLAG)

Position B*

Stärkung des Schutzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue und zu verstärkende Freileitungen durch Abstandsregelung (400 m innerorts/ 200 m im Außenbereich)

Position A*

Überprüfung und ggf. Neudefinition der 26. BImSchV durch Ergänzung um einen Vorsorgewert im Wohnumfeld für EM-Felder nach aktuellem Forschungsstand zur Stärkung des Schutzgutes Mensch im Zulassungsverfahren

Position B*

Prüfung auf Ergänzung der 26. BImSchV durch einen Vorsorgewert bezüglich EM-Feldern im Wohnumfeld aus Präventionsgründen nach holländischem bzw. Schweizer Vorbild

* siehe Unterzeichnerliste am Ende des Dokuments für jeweilige Position

¹⁶⁾ Vgl. Übersicht über internationale Vorsorgeregelungen in: Empfehlung der Strahlenschutzkommission (2008): Schutz vor elektrischen und magnetischen Feldern der elektrischen Energieversorgung und -anwendung, S. 26

Umsetzung geeigneter Maßnahmen zur Expositionsminimierung durch EM-Felder unter Beteiligung der Betroffenen

Reduzieren der magnetischen Felder durch Optimierung der Phasen- und Systembelegung und ggf. Einsatz von Masttypen mit entsprechendem Wirkungspotenzial

Landschaftsbild

Anwohner wie auch Naturschützer wehren sich zudem gegen die Beeinträchtigung des Landschaftsbilds bzw. den hohen Landschaftsverbrauch. Gerade 380-kV-Leitungen sind mit ihren in der Regel 50 bis 60 Meter hohen Masten in der Ebene weithin sichtbar. Hügelige bzw. reliefierte Landschaft wird oft als reizvoller als ebene Landschaft wahrgenommen; die Beeinträchtigung durch Freileitungen wird daher dort als störender empfunden, obwohl Freileitungen in diesem Fall weniger weit sichtbar sind.

Bei der Einpassung in das Landschaftsbild spielt neben der Höhe der Masten auch die Wahl des Masttyps (z. B. Einebenenmast) eine wichtige Rolle. Der Einsatz der unterschiedlichen Masttypen ist deshalb hinsichtlich ihrer Einfügung in das Landschaftsbild abzuwägen (z. B. mit Hilfe entsprechender Visualisierungsprogramme). Der Einsatz hoher Masten führt insbesondere bei Gewässerquerungen zu erheblichen Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und Gefährdungen von Zugvögeln (s. Kap 6.3). Aus landschaftsästhetischen Gründen sind niedrige Masten immer zu bevorzugen.

Das Bündelungsprinzip von Infrastrukturmaßnahmen führt dazu, dass sich verschiedenartige Infrastrukturbauwerke wie Autobahnen, ICE-Trassen und (bereits vorhandene) Höchstspannungsleitungen häufen und zu einer konzentrierten Belastung einer Region und ihrer Anwohner führen. Dies ist zwar sinnvoll, erfordert aber bei weiterem Infrastrukturausbau eine weiter gehende Berücksichtigung der Anwohnerinteressen.

Zur Steigerung der regionalen Akzeptanz sollten optisch angepasste Masttypen und Maßnahmen der Phasen- und Systemoptimierung zur Feldminimierung der elektromagnetischen Strahlung eingesetzt werden, wenn eine Erdverkabelung nicht möglich ist. Weiter können bei der Planung neuer Leitungen eventuell auch alte Trassen aufgehoben und damit Entlastungen an anderer Stelle erreicht werden. Es ist genau zu prüfen, wo und in welcher Größenordnung vorhandene Leitungen bei der Planung neuer zurückgebaut werden können.

Kernforderungen:

Anwendung des Bündelungsprinzips unter Berücksichtigung verbindlicher bundeseinheitlicher Abstandsregelungen von Leitungstrassen zur Wohnbebauung im Innenbereich (Bebauungsplan) und im Außenbereich für Neubauvorhaben.

Nutzung der Neutrassen zur optimierenden Landschaftsgestaltung; z. B. Rückbau von 110-kV-Leitungen und somit Entlastung einzelner Gebiete/ Wohnbebauungen

Wertminderung von Grundstücken und Immobilien bei Freileitungen

Grundstückseigentümer und –nutzer empfinden es zunehmend als ungerecht, dass sie für die Einräumung von Dienstbarkeiten für Stromleitungstrassen nur einmalig und mit einem geringen Anteil am Verkehrswert der Grundstücke entschädigt werden. Mit der Einräumung von Dienstbarkeiten sind regelmäßige Wertminderungen der landwirtschaftlich genutzten Flächen verbunden, die von der Entschädigung nicht ausreichend ausgeglichen werden. Dies betrifft u. a. auch einen möglichen Verlust des Verkehrswertes (reduziertes Käuferinteresse), eine Einschränkung der Bebaubarkeit, langfristige landwirtschaftliche Folgeschäden, eine verminderte Beleihbarkeit der Flächen, zunehmende Haftungsrisiken und sinkende Chancen der Ausweisung als lukratives Bau- oder Gewerbeland.

Zur Kompensation dieser Nachteile sollte der Gesetzgeber im Rahmen seines Abwägungsgebotes nach Art. 14 Abs. 3 des Grundgesetzes eine Überprüfung der Entschädigungsgrundsätze vornehmen und die sektorspezifischen neuen Entschädigungsgrundsätze nach § 45 EnWG bzw. in den Landesentschädigungsgesetzen neu regeln.

Kernforderung:

Überprüfung der geltenden Entschädigungsregelungen für zukünftige Dienstbarkeiten. Diese sind ggf. im Rahmen des § 45a EnWG neu zu fassen.

6.2 Planung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen

Das zukünftige Energiesystem auf Basis der EE erfordert einen umfassenden Umbau des Stromnetzes, um jederzeit den erzeugten Strom abzuführen und die notwendige Stromkapazität in den Bedarfsregionen sicherzustellen. Maßgeblich hierfür ist eine EU-weit abgestimmte Grundkonzeption zur Energieproduktion, Energiespeicherung und zum Energietransport und der erforderlichen Netzkapazitäten (vgl. Kap. 5.4). Die Grundkonzeption muss durch Pläne auf Ebene der Bundesländer ergänzt werden, in denen die möglichen regionalen Ausbauszenarien für EE mit dem notwendigen Verteilungsnetzausbau unter Einbeziehung der Anlagenbetreiber abgestimmt werden. Daneben müssen auch Optionen zur Energiespeicherung einbezogen werden. Für derart großräumige Leitungen sollten auf nationaler und europäischer Ebene langfristig Trassenräume identifiziert und zur Verfügung gestellt werden.

Zusätzlicher technischer Leitungsbau ist unverzichtbar, um jederzeit die notwendige Stromkapazität in den Bedarfsregionen sicherzustellen. Weil sich die Notwendigkeit des Netzausbaus nicht selbst erklärt, bedarf es flankierend einer Öffentlichkeitskampagne, die den Zusammenhang zwischen Netzausbau, dem zukünftigen Energiesystem auf Basis der EE, Speichern und dem Stromnetz erläutert. Wie bei allen Infrastrukturprojekten ist die Offenlegung der Planungsdaten nicht nur für die Fachbehörden grundlegend, sondern auch für die Akzeptanz in der Öffentlichkeit. Insbesondere Anwohner müssen die Chance haben, Planungen nachvollziehen zu können. Eine frühzeitige Verständigung und Einbindung schon vor der offiziellen Verfahrenseröffnung und der Austausch von Informationen mit interessierten Kreisen, betroffenen Anwohnern, Bürgerinitiativen und Naturschutzverbänden sind dabei unverzichtbar. Auf diese Weise können vorab gemeinsame Lösungswege im Dialogverfahren – im Einzelfall auch unter Einbindung von Mediatoren oder Konfliktmittlern – gesucht werden. Dabei kann das besondere Wissen über die örtlichen Gegebenheiten von Naturschützern, Ehrenamtlichen aber auch Betroffenen von Relevanz sein und genutzt werden. Wenn die Transparenz des Vorhabens steigt, ergeben sich mehr Möglichkeiten der konstruktiven breiten Auseinandersetzung. Dadurch kann im Einzelfall die Akzeptanz vor Ort deutlich verbessert werden.

Zur Gewährleistung von Rechtsklarheit und Sicherheit darf es keine Verkürzung des Rechtswegs und keinen Verzicht auf ein Raumordnungsverfahren (ROV) und Planfeststellungsverfahren (PFV) geben. Das bewährte mehrstufige Planungs-, Prüf- und Zulassungsverfahren bildet die Grundlage für eine gründliche rechtliche Prüfung. Die Konsultation der betroffenen Akteure ist von hoher Bedeutung. Das gilt nicht nur für die Naturschutzverbände, sondern auch für die Anwohner und Bürgerinitiativen.

Eine ressort- und länderübergreifende koordinierte Projektplanung bezogen auf konkrete Höchstspannungs-Trassen ist schon im Vorfeld des ROVs erforderlich. Sie soll eine strategische Umweltprüfung (SUP) umfassen. Sie soll nach den Regelungen des § 13 ROG planungsvorbereitend stattfinden. Sie soll die übergreifenden Interessenlagen und Belange der Beteiligten (NB, Länder, TÖB, Gemeinden, Bürger etc.) benennen und räumliche und technische Alternativen diskutieren. Ziel dieses vorgeschalteten Prozesses soll es sein, in kurzer Zeit im Rahmen einer gestuften Problemabschichtung eine Vordiskussion über grundlegende Rahmenbedingungen, Informationsbedarf und Planungsalternativen zu führen.

Das Ergebnis dieses öffentlichen Prozesses, der in Abhängigkeit der Projektgröße 6 bis 9 Monate dauern kann, sollte als informeller Masterplan in die Antragskonferenz vom ROV eingebracht und mit den Antragsunterlagen öffentlich gemacht werden. Der Masterplan soll die Festlegung des Untersuchungsrahmens erleichtern, den Untersuchungsaufwand vermindern und die Vorbereitung der Antragsunterlagen beschleunigen und eine zügige Verfahrensdurchführung unterstützen. Die Federführung für den Prozess könnte bei der Landesplanungsbehörde des flächenmäßig am meisten betroffenen Bundeslandes liegen. Die Ressorts Raumordnung, Umwelt, Energie und Wirtschaft sind mit einzubeziehen. Ziel ist es vor Festlegung auf konkrete Trassenvarianten die Interessen der unterschiedlichen Akteure und Betroffenen in einem möglichst alle Belange umfassenden und transparenten Prozess festzulegen. Eine externe Moderation ist denkbar. Erste Erfahrungen mit solch einem ressortübergreifenden Ansatz wurden bereits in Niedersachsen gesammelt und können einen Impuls für zukünftige Verfahrensabläufe geben.

In Niedersachsen gibt es zudem erste positive Erfahrungen mit der Nutzung des Internets zur Öffentlichkeitsbeteiligung im ROV. Diese Methode wird auch im ROV für den Netzausbau Wahle–Mecklar weiter getestet und verfeinert. Der zusätzliche Kosten- und Verfahrensaufwand wird durch direkte Beteiligungsmöglichkeiten und Transparenz der eingebrachten Stellungnahmen und deren Bewertung aufgewogen. Gemeinden können den sie betreffenden Bereich unmittelbar einsehen und Stellungnahmen direkt in die Planungen eingeben. Dadurch wachsen die Chancen, dass Einwendungen substantieller werden. Notwendig dafür sind Geo-Informationssysteme (GIS-Systeme).¹⁷ Damit kön-

nen in einem Planungsgebiet alle relevanten Daten auf einer Karte sichtbar gemacht werden. Vor allem sind sie stets aktuell. Schließlich können mittels internetgestützter Verfahren große Datenmengen zügiger und von mehreren Stellen gleichzeitig bearbeitet, Planungsverbesserungen schneller umgesetzt und Verfahren zügiger abgeschlossen werden.

Planungsleitlinien

Die Planungs-, Prüf- und Zulassungsverfahren für neue Höchstspannungsleitungen, insbesondere die ROV, werden in den einzelnen Bundesländern sehr unterschiedlich gehandhabt, und je nach Bundesland unterschiedliche Ansprüche an die Verfahren gestellt. Die unterschiedliche Handhabung darf die notwendige bundesweite Netzausbauplanung nicht erschweren. Musterplanungsleitlinien sollen dies sicherstellen.

Das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) ist die Grundlage für die umweltverträgliche Ausgestaltung von Vorhaben. Um die Möglichkeiten der optimalen Ausgestaltung von Freileitungstrassen ausschöpfen zu können, wurde in einem von der EU geförderten Modellprojekt das „Ökologische Schienenmanagement“ (ÖSM) als Planungsleitlinie entwickelt. Es verfolgt einen ganzheitlichen Ansatz und umfasst eine systematische Methodik mit der Planungs- und Gestaltungsoptionen beim Neubau von Freileitungen sowie deren Unterhaltung ausgewählt und akzeptanzfördernd auf der Trasse umgesetzt werden können. Es berücksichtigt raumplanerische, trassentechnologische, naturräumliche sowie gesellschaftliche und soziale Aspekte und Bedingungen im Bereich einer Trasse und ist damit ein Instrument, mit dem Trassenbetreiber und Planungsinstitutionen in Zusammenarbeit mit allen betroffenen Interessensgruppen geeignete Managementoptionen zusammenstellen, situationsbezogen selektieren und entstehende Interessenskonflikte in einer zeitlichen und räumlichen Dimension entzerren können.

Diese Planungsleitlinie kann sowohl auf neu anzulegende als auch auf bereits bestehende Freileitungen angewendet werden. Sie dient unter Beachtung der ökologischen Anforderungen dem effizienten Netzbetrieb.

¹⁷) GIS sind Informationssysteme zur Erfassung, Bearbeitung, Organisation, Analyse und Präsentation geografischer Daten. Geoinformationssysteme umfassen die dazu benötigte Hardware, Software, Daten und Anwendungen.

Ziele und Leitprinzipien des Projektes Ökologisches Schneisenmanagement (ÖSM)

Tabelle 2

Ziele	Leitprinzipien
<ul style="list-style-type: none"> Keine Beeinträchtigung der Übertragungssicherheit der Trasse 	<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigung sicherheits technischer Standards
<ul style="list-style-type: none"> Eingriffsminimierung bei der Schneisenanlage 	<ul style="list-style-type: none"> Hiebflächenminimierung Zeitlich gestaffelter Abtrieb Ökologisch verträgliche Hiebmaßnahmen
<ul style="list-style-type: none"> Standortgerechte und nachhaltige Entwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> Standortangepasste Entwicklungsziele Ausnutzen natürlicher Prozesse (Sukzession) und Potenziale (Biotope)
<ul style="list-style-type: none"> Schutz der gefährdeten Natur und Förderung der Biodiversität 	<ul style="list-style-type: none"> Flächen- und Artenschutzstatus Lebensraum- und Biotopverbund
<ul style="list-style-type: none"> Funktionsorientierte Berücksichtigung gesellschaftlicher Ziele 	<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigung der Waldfunktionen und Flächenschutzkategorien
<ul style="list-style-type: none"> Förderung regionaler Entwicklung und Berücksichtigung nutzergenerierter Anforderungen 	<ul style="list-style-type: none"> Schneisenmanagement im Dialog mit Flächeneigentümer (Synergiewirkungen) Raum- und zeitbezogener Interessensausgleich, Wahrnehmen und Einbeziehen der beteiligten Landschaftsnutzer

Anhand des methodischen Vorgehens und in Anlehnung an die Ziele und Leitprinzipien können aus einem Pool von prinzipiell möglichen Managementoptionen (Zielbiotopen) auf objektiver Sachdatenbasis die für eine konkrete Schneisensituation geeigneten Maßnahmen ausgewählt und im Rahmen eines transparenten Abwägungsprozesses aufgrund von Interessensprioritäten planerisch zugeordnet werden.

Der Ansatz eines auf Entscheidungsmustern und -hilfen basierten Baukastensystems aus Managementoptionen lässt sich prinzipiell für alle Landschaftsräume Deutschlands und der Europäischen Union anwenden und ergänzen. Das Planungs-, und Genehmigungsverfahren bildet die Voraussetzung für die Integration der Planungsleitlinien im Rahmen von Trassenneubau und -erüchtigung. Nachweislich ist die Anwendung dieser Planungsleitlinien preis-

wertiger als die herkömmliche Freihaltung der Trassenschneisen (z. B. durch Kahlschlag) und bietet die Möglichkeit, höhere Akzeptanz zu schaffen.

Kernforderungen:

EU-weit abgestimmte Grundkonzeption des Netzausbaus (EU-Netzausbauplan auf Grundlage von strategischen Umweltverträglichkeitsprüfungen) ENTSO-E, 3. EU-Binnenmarktpaket

Transparenz des Verfahrens, frühzeitige Information und Beteiligung in den Regionen sowie Planung der Trassenverläufe u.a. nach nachvollziehbaren ökologischen Kriterien. In einem informellen Prozess soll vor Verfahrenseröffnung unter Berücksichtigung aller Beteiligten ein informeller Masterplan zur Trassenfindung erstellt werden.

Regelmäßige Offenlegung von standardisierten Planungsdaten (z. B. Vorgabe durch BNetzA) und von sachverständigen Dritten nachprüfbar Planrechtfertigung im Verfahren als Beleg für die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Leitungsbauvorhaben

Online-Veröffentlichung der Planunterlagen mit Zugriff für alle, durchgängige GIS-Ausstattung und ggf. Fachanleitung auf Ebene der Landkreise bzw. der Kommunen zur Verfahrensbeschleunigung und Transparenzsicherung

Bei länderübergreifenden Vorhaben Federführung durch Behörde des am meisten betroffenen Landes auf Grundlage von einheitlichen Leitlinien, z.B. zu entwickelnden Musterplanungsleitlinien zur Vereinheitlichung der ROV und PFV der Länder

Gebiete, die eine herausragende Bedeutung für den Naturschutz haben, müssen individuell behandelt werden (s. Kap. 6.3.1, Tabelle 3). Sollten sich keine räumlichen Planungsalternativen ergeben, sind die Leitungen in diesen Bereichen als Erdkabel auszuführen. Sachlich nicht geboten ist eine Erdverkabelung in naturschutzfachlich sensiblen Ökosystemen, wie Mooren und Feuchtgebieten.

Die Möglichkeiten zur ökologischen Optimierung von Freileitungstrassen sind weitestgehend auszuschöpfen. Dazu bietet das ÖSM die notwendigen Planungsleitlinien.

Öffentlichkeitskampagne zur Aufklärung über Notwendigkeiten des Netzausbaus und neuer Speicher für den Umbau des Energiesystems

6.3 Naturschutz

6.3.1 Schutz von Natur und Landschaft

Energieleitungen gefährden nicht nur Vögel, sondern greifen regelmäßig in Natur und Landschaft ein. Sie unterliegen deshalb einem Minimierungsgebot nachteiliger Umweltwirkungen. Die Leitungssysteme hinterlassen dennoch immer Umweltfolgen, die nicht vermeidbar sind. Sie lösen deshalb ein Kompensationserfordernis aus, das sich aus der Flächeninanspruchnahme und der Beeinträchtigung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushaltes und des Landschaftsbildes ergibt. Sind Schutzgebiete nach NATURA 2000 von einer neuen Trasse betroffen, so müssen nach § 34 BNatSchG im Zuge einer Verträglichkeitsprüfung alle Möglichkeiten in Betracht gezogen werden, um ein solches Gebiet zu meiden und nach Alternativen zu suchen. Ebenso sind die Zugriffsverbote des besonderen Artenschutzes nach § 44 BNatSchG bei der Trassenplanung zu beachten.

Energietrassen sind neben ihrer Wirkung auf die Vogelwelt auch für folgende Bereiche kritisch zu prüfen: Wasserflächen bzw. Gewässer und Auen, Feuchtgebiete (vor allem im Sinne von Ramsar), Natura 2000-Gebiete, Naturmonumente und Welterbegebiete, natürliche, naturnahe und naturgemäß bewirtschaftete Wälder sowie historische und harmonische Kulturlandschaften. Entsprechendes gilt für alle Naturschutzgebiete, Nationalparke und Biosphärenreservate. Daher sollten diese Gebiete möglichst nicht tangiert werden. Aus Gründen der Wahrung der kulturlandschaftlichen Eigenart müssen insbesondere Gebiete, die eine herausragende Bedeutung für den Naturschutz haben, individuell behandelt werden. Dies sind vor allem Schutzgebiete nach §§ 21 bis 30 BNatSchG¹⁸⁾. Energietrassen können generell in diesen Schutzgebieten geplant werden. Schutzgebiete unterliegen allerdings besonderen rechtlichen Vorgaben und haben ein besonderes Gewicht in der Abwägung. Trassen- oder Ausführungsvarianten, welche Schutzgebiete nicht nachteilig verändern, sind regelmäßig vorrangig.

¹⁸⁾ BNatSchG: § 21: Biotopverbund, § 22: Erklärung zum geschützten Teil von Natur und Landschaft, § 23 Naturschutzgebiete, § 24 Nationalparke, Nationale Naturmonumente; § 25 Biosphärenreservate; § 26 Landschaftsschutzgebiete; § 27 Naturparke; § 28 Naturdenkmäler; § 29 Geschützte Landschaftsbestandteile; § 30 Gesetzlich geschützte Biotope

Die folgende Tabelle zeigt, in welchen Gebieten Naturschutzbelange bei der Planung einer Freileitung **in der Regel** (linke Spalte) bzw. **möglicherweise** (rechte Spalte) Vorrang haben:

Prüfkriterien bei der Planung von Freileitungen hinsichtlich des Schutzes von Natur und Landschaft

Schutzgut	In der Regel überwiegen die Naturschutzbelange	Möglicherweise überwiegen die Naturschutzbelange
Tiere und Pflanzen	<ul style="list-style-type: none"> • Natura 2000-Gebiete • Ramsar-Gebiete • National oder landesweit bedeutsame Brutgebiete für Vögel • International, national oder landesweit bedeutsame Vogelrast- oder Überwinterungsgebiete • Zone I und II von Biosphärenreservaten • Naturschutzgebiete • Nationalparke • Naturmonumente • Landschaftsschutzgebiete, soweit sie auch für den Vogelschutz ausgewiesen sind 	<ul style="list-style-type: none"> • Wasserflächen und Gewässer • Niederungen und Auen • Feuchtgebiete • Regional bedeutsame Brutgebiete für Vögel • Regional bedeutsame Vogelrast- oder Überwinterungsgebiete • Zone III von Biosphärenreservaten • Natürliche, naturnahe und naturgemäß bewirtschaftete Wälder • Gesetzlich geschützte Biotope (§ 30 BNatSchG) • Besonders geschützte Biotope
Landschaft und Erholung	<ul style="list-style-type: none"> • Landschaftsschutzgebiete bezogen auf Erhaltungsziele zur Sicherung eines besonderen Landschaftsbildes • Flächenhafte Naturdenkmale 	<ul style="list-style-type: none"> • Landschaftsschutzgebiete • Naturparke • Historische und harmonische Kulturlandschaften und weite Einsehbarkeit • Große Flussniederungen • Gewässer und Auen
Kultur- und Sachgüter	<ul style="list-style-type: none"> • Welterbegebiete 	

Tabelle 3

Bei der Planung von Erdkabeln und der Prüfung deren nachteiliger Umweltwirkungen sind grundsätzlich die gleichen Prüfgegenstände wie bei Freileitungen zu beachten. In der Regel werden sich jedoch geringere oder auch positive Umweltwirkungen für die jeweiligen Schutzgüter ergeben können. Besondere Aufmerksamkeit ist jedoch der Prüfung zu widmen, ob Fortpflanzungs- und Ruhestätten der besonders geschützten Arten zerstört werden, da beim Bau von Erdkabeltrassen größere Flächen in Anspruch genommen werden als beim Freileitungsbau. Zudem sind naturschutzfachlich sensible Ökosysteme, wie Moore und Feuchtgebiete, grundsätzlich zu umgehen. Werden solche Gebiete dennoch randlich berührt, Gewässer oder hydraulisch relevante Bereich gequert, ist sicherzustellen, dass keine hydraulischen oder hydrologischen Veränderungen eintreten und der Bodenwasserhaushalt nicht beeinträchtigt wird.

Das Erdkabel ist aus naturschutzfachlicher Sicht oftmals die bessere Lösung im Vergleich zur Freileitung. Die Auswirkungen auf die Natur werden generell als weniger gravierend bewertet.

Die landwirtschaftliche Nutzung der Böden kann allerdings durch Erdkabel insbesondere in der Verlegungsphase beeinträchtigt werden und zu kabelbedingten Ertragsausfällen führen. Das bezieht sich v.a. auf mögliche Bodenstrukturen, Befahren der Baustelle, Vermischung von Unter- und Mutterboden, Unterbrechung von Vorflutern und Drainagen und die Wärmeentwicklung durch die Kabel.

Kernforderungen:

Bei der Trassenwahl sind die genannten Prüfkriterien anzuwenden und entsprechende Gebiete je nach Schutzkategorie „in der Regel“ oder aber „möglicherweise“ (s. Tabelle 3) nicht zu überplanen. Damit können Konflikte mit den Belangen des Naturschutzes weitgehend vermieden werden. So können Trassen schneller geplant werden.

Die naturschutzfachlichen Bewertungskriterien für die Wahl von Erdkabeln bzw. Freileitungen sind in allen Bundesländern zu vereinheitlichen.

Ein langfristiges und vereinheitlichtes Monitoring entlang von Kabeltrassen ist festzusetzen, um Auswirkungen auf Natur und Landschaft einschließlich des Bodens zu prüfen und zu dokumentieren.

Zur Erhaltung der Bodenfunktion bei der Verlegung von Erdkabeln sind möglichst schonende Methoden einzusetzen, um Bodenstrukturen zu vermeiden. Nach der Kabelverlegung ist die Funktionsfähigkeit der Böden wiederherzustellen und die Eingriffe während der Verlegungsphase sind so gering wie möglich zu halten.

6.3.2 Gefährdung von Vögeln

Die Gefährdung von Vögeln an Freileitungen betrifft vor allem

- den Leitungsanflug,
- den Stromschlag an Mittelspannungsleitungen und
- Verbrennungen und Schock bei Leiterseiltemperaturen > 80°C.

An Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen verunglücken die meisten Vögel durch Kollision mit den zuoberst angebrachten Erdseilen. Am häufigsten sind Zug- und Rastvögel mit kritischen Nahreaktionen aufgrund ihres schlechten dreidimensionalen Sehvermögens betroffen. Wenn solche Vogelarten auf ihrem Zug auf Freileitungen treffen, kann es bei bestimmten räumlichen Besonderheiten (Rastgebiete, Wasserflächen oder Wasserläufe, Zugverdichtung durch Geländeerelief u. a.) bei bestimmten Wetterbedingungen (Nebel, Gegenwind o. ä.) zu kritischen Situationen kommen. Kollisionen von Einzelvögeln, von kleinen Trupps bis hin zu Massenanflügen sind dokumentiert. Die Kollisionsgefahr kann mit neu entwickelten Markern reduziert werden. Die größte Signalwirkung und einen besonders wirksamen Schutz haben Schwarz-weiß-Marker (z. B. für ziehende Vogeltrupps). Begleitstudien dienen der Weiterentwicklung von Umsetzungsmaßnahmen.

Der Schutz von Vögeln vor Stromschlägen an Mittelspannungsfreileitungen ist in § 41 BNatSchG (bisher § 53 BNatSchG) vom 29.07.2009 geregelt. Nach BNatSchG müssen vor 2002 aufgestellte, gefährliche Masten bis zum 31.12.2012 flächendeckend entschärft werden. Alle seit 2002 neu aufgestellten Mittelspannungsmasten müssen konstruktiv so ausgeführt werden, dass Vögel nicht gefährdet werden. Als Lösungen gelten insbesondere hängende Isolatoren, geeignete Isolatorenanordnung auf den Masten zur Vermeidung von Kurzschlüssen, Verlängerung der Isolationsstrecke der Abspannkette und Isolation aller Spannung führenden Teile. Das Anfliegen von Vögeln auf Leiterseilen mit einer Temperatur von > 80°C ist bisher noch unklar. Möglicherweise hält auch der zunehmende Koronaeffekt (> 180-kV-Ebene) bei höheren Temperaturen Vögel vom Leitungsanflug ab. Der Einsatz von Hochtemperaturseilen in Verbindung mit der Auswirkung auf Vögel ist wissenschaftlich noch unzureichend erforscht. Der

Gefahr von Kollisionen ist durch bessere Markierung der Erdseile zu begegnen. Die verschiedenen Spannungsebenen haben unterschiedliche Auswirkungen auf Vögel:

- **Niederspannungsebene (< 1 kV):**

Es besteht keine Gefährdung durch Stromschlag.

- **Nieder- und Mittelspannungsebene (> 1 kV bis 60 kV):**

Es liegt nachweislich ein hohes Gefährdungspotenzial für Großvögel durch Stromschlag vor. Das betrifft vor allem Weiß- und Schwarzstörche sowie alle Greifvogelarten, Eulen und Krähenvögel, die die Masten gerne als Ansitz-, Ruhe- oder Schlafplatz nutzen. Weiterhin besteht eine nicht zu vernachlässigende Kollisionsgefahr an Freileitungen und die Gefahr von Verbrennungen bei Leiterseiltemperaturen > 80°C.

Kernforderungen:

Neue Leitungen sind grundsätzlich als Kabel auszuführen, da Freileitungen immer eine Restgefahr für Vögel durch tödliche Stromschläge und Leiterseilanflug aufweisen (vgl. 5.3.1).

Bei Rekonstruktionen und beim Ersatz von Masten sind Vogelschutzmaßnahmen nach dem Bundesnaturschutzgesetz (§ 41) und den Ausführungsregeln ausnahmslos umzusetzen.

Leiterseiltemperaturen dürfen 80°C nicht überschreiten.

- **Hochspannungsebene (110 kV):**

Die Kollisionsgefahr ist hoch. Eine Gefährdung durch Stromschlag ist jedoch nicht gegeben. Vögel sind nicht in der Lage, mit dem Körper einen Erd- oder Kurzschluss einzuleiten. Bei Leiterseiltemperaturen > 80°C besteht die Gefahr von Verbrennungen. Kleine und mittelgroße Vögel nutzen in dieser Spannungsebene die Leiterseile auch als Sitzplatz.

Kernforderungen:

Neue Leitungen sind grundsätzlich als Erdkabel auszuführen. Werden neue Leitungen ausnahmsweise nicht als Erdkabel ausgeführt, sind bei der Trassenwahl Problembereiche auszunehmen.

Bei Errichtung, Nach- und Umbeseilung sind Erdseile nach einem mit Vogelschutzverbänden abgestimmten Konzept mit Markern zu versehen (bestenfalls mit Schwarz-weiß-Markern wegen der erwiesenen Signalwirkung). Dadurch sollen die Verluste durch Seilanflüge reduziert werden.

Es sind wissenschaftlich begleitete Pilotversuche durchzuführen, um zu klären, ob Vögel die Leiterseile mit höheren Temperaturen als 80°C wegen des zunehmenden Koronaeffekts nicht als Sitzplatz anfliegen.

Bei der Wahl des Masttyps ist zu berücksichtigen, dass bei der Einebenenbauweise weniger Vogelanzüge zu erwarten sind.

- **Höchstspannungsebene (≥ 220 kV):**

Es besteht eine hohe Kollisionsgefahr, aber keine Gefährdung durch Stromschlag. Leiterseiltemperaturen > 80°C wirken nicht gefährdend, da Vögel die Seile wegen der starken Wechselfelder meiden. Diese Sachlage trifft nicht auf HGÜ-Leitungen zu.

Kernforderungen:

Erdseile sind durchgängig mit Markern zu versehen, um Verluste durch Seilanflüge zu reduzieren. Die Abstände der Marker sind an der Sensibilität der jeweiligen Gebiete auszurichten. Bei hohem Gefährdungspotenzial sind alternative Lösungen für die Freileitungstrassen zu prüfen.

Bei der Wahl des Masttyps ist zu berücksichtigen, dass bei der Einebenenbauweise weniger Vogelanzüge zu erwarten sind.

Bei HGÜ-Leitungen dürfen die Leiterseiltemperaturen 80°C nicht überschreiten, damit sich Vögel nicht verbrennen und an den Folgeverletzungen verenden. Wegen fehlender Wechselfelder entfällt der Koronaeffekt bei der Gleichstromtechnik. Ein Monitoring von HGÜ-Pilotprojekten für Hochtemperaturseile ist notwendig, um die Auswirkungen von höheren Temperaturen auf den Vogelanzug zu erforschen.

Kapitel 7

Rechtsrahmen

7. Rechtsrahmen

Der geltende Rechtsrahmen wird für die in diesem Plan N vorgeschlagenen Lösungswege einige grundlegende Änderungen erfahren müssen. Für eine regional und naturschutzfachlich akzeptable Netzausbauplanung werden insbesondere im Energierecht, im EnWG, EEG und nachgeordneten Rechtsvorschriften wie der ARegV, sowie im Planungs-, Umwelt- und Naturschutzrecht neue Regelungen notwendig. Plan N hat nicht den Anspruch, den Rechtsrahmen für einen gesellschaftlich konfliktarmen Umbau der Stromnetze zur Integration der EE auszuarbeiten. Gleichwohl wurden in den vorangegangenen Kapiteln verschiedene Maßnahmen benannt, die nur durch konkrete Rechtsänderungen zu erreichen sind. Dieser Änderungsbedarf wurde in den Kapiteln 3 bis 6 aufgezeigt.

Zusätzlich zu Änderungen im Rechtsrahmen sind weitere Maßnahmen zur Sicherstellung und Förderung der Netzintegration von EE in Zukunft notwendig:

Förderprogramme, Forschungsbedarf und andere Maßnahmen

- Markteinführungsprogramm für Smart Meter auf Grundlage der Ergebnisse des E-Energy-Forschungsprojektes
- Förderprogramme für Stromanbieter zur Lastverschiebung
- Feldstudie zur Modifikation des Standardlastprofils
- Forschungsförderung neuer Speicherkonzepte
- Forschungsprojekte für Pilotstrecken für Teile eines europäischen Overlay-netzes auf Basis technischer Innovationen wie HGÜ/AC-16,7-Hz, bipolare Drehstromtechnik oder andere technische Alternativen
- Öffentlichkeitskampagne zum Zusammenhang zwischen regenerativem Energiesystem, Netzausbaubedarf und Speichern
- Monitoring entlang von Kabeltrassen zur Prüfung der Auswirkungen von Hoch-/Höchstspannungserdkabeln auf Natur, Landschaft und Boden
- Förderung von wissenschaftlich begleiteten Pilotversuchen zur Klärung der Frage, ob Vögel die Leiterseile von 110-kV-Leitungen bei Temperaturen > 80°C wegen zunehmenden Koronaeffekts nicht mehr anfliegen.
- Monitoring von HGÜ-Projekten mit Hochtemperaturseilen zur Erforschung der Auswirkungen von höheren Temperaturen auf Vögel
- Umsetzung von Erdseil-Markierungen bei neuen Hoch-/Höchstspannungsleitungen

Kapitel 8

Bewegung beim Netzausbau: Lösungsansätze

8. Bewegung beim Netzausbau: Lösungsansätze

Der notwendige Umbau der Stromnetze betrifft unterschiedlichste gesellschaftliche Felder. Er erfordert eine konsistente politische Zielvorgabe und Vision für den Weg zum Aufbau eines neuen, klimafreundlichen Energiesystems. Anwohnerinteressen müssen berücksichtigt werden wie auch naturschutzfachliche Anforderungen. Energiepolitische Vorgaben müssen mit raumplanerischen Vorgaben in Einklang gebracht werden, beeinträchtigte Interessen eventuell neu bedacht und kompensiert werden. Auf allen Ebenen gibt es positive Lösungsansätze, sei es regional, überregional oder international.

Einige dieser möglicherweise wegweisenden Ansätze sollen hier als Anregung für die weitere Debatte exemplarisch vorgestellt werden:

Beispiel 1:

Transparentes Verfahren und koordinierte ressortübergreifende Planung in Niedersachsen

Nach Veröffentlichung des Netzausbaubedarfs für Windenergie durch die Dena-Netzstudie I und Konflikten im Landesgebiet entlang der betroffenen Strecken entschlossen sich die betroffenen Ressorts zu einer koordinierten ressortübergreifenden Planung und Konfliktlösung mit gemeinsamer Strategie und Öffentlichkeitsarbeit; gemeinsame Forschung bezüglich Netzoptimierung und Übertragungstechnologie begleitet von transparenter Öffentlichkeitsarbeit beispielsweise über die Website www.netzausbau-niedersachsen.de. Die gesetzgeberische Konsequenz des Niedersächsischen Erdkabelgesetzes zeigte die Notwendigkeit einer bundespolitischen gesetzgeberischen Initiative auf, die zwar mit dem EnLAG die Konflikte noch nicht lösen konnte, aber nichtsdestotrotz wichtige Impulse für ein lösungsorientiertes weiteres Vorgehen geben konnte.

Im Rahmen dieses Prozesses wurden auch technologische Netzoptimierungsmaßnahmen wie der Einsatz von Temperaturmonitoring und Hochtemperaturseilen durch die transpower stromübertragungs GmbH (heute TenneT TSO GmbH, damals: E.ON Netz) zur Minimierung des Netzausbaubedarfs eingeführt und umgesetzt.

Beispiel 2:

Partizipation und Transparenz

Zu Beginn der Raumordnungsverfahren für die geplante Stromtrasse Wahle-Mecklar stellte der Vorhabensträger, die transpower stromübertragungs GmbH (heute TenneT TSO GmbH), die Planungsunterlagen in verständlich formulierter

Fassung frei zugänglich auf eine eigens eingerichtete Website, Stellungnahmen konnten online abgegeben werden. Zudem wurden die Unterlagen in acht regionalen Informationsveranstaltungen im Juni 2010 in Niedersachsen und Hessen der Öffentlichkeit vorgestellt. Mit diesen Maßnahmen wurde ein höherer Grad der Transparenz für die regionale Öffentlichkeit als zuvor erreicht.

Beispiel 3:

Zentrale Planung durch staatlichen Übertragungsnetzbetreiber beim Nachbarn Dänemark

Der staatliche Netzbetreiber Energinet.dk betreibt seit 2008 einen ambitionierten, zentral geplanten Netzausbauprozess mit weitreichender Erdkabelplanung, um die Anforderungen durch die auszubauende Windenergienutzung bei gleichzeitiger Wahrung der landschaftlichen Attraktivität für den Tourismus erfüllen zu können. Die zentrale politische Ausbauplanung unter Vorgabe der Übertragungstechnologie ermöglicht eine einheitliche, zügige und innovative Netzausbauplanung unter Einbindung der Anwohnerinteressen.

Beispiel 4:

EM-Feld-reduzierende Maßnahmen, Niederlande

In den Niederlanden errichtete der Übertragungsnetzbetreiber TenneT mit dem Wintrack-Projekt im Sommer 2010 in der Nähe eines Wohngebiets Mast- und Leitungstypen, mit denen die EM-Felder einer neuen Höchstspannungsleitung reduziert werden. Diese Maßnahme kann zwar nur eingeschränkt die regionale Akzeptanz erhöhen, nimmt aber den gesundheitspräventiven Aspekt ernst und trägt zum Schutz der anwohnenden Bevölkerung bei.¹⁹

Beispiel 5:

Verhandlungen über Kompensation von Kommunen und Anwohnern der geplanten Salzburgleitung 2, Österreich

Bei der Planung der Ergänzung des österreichischen Höchstspannungsnetzes rund um Salzburg wird derzeit die Kompensation von Anrainerkommunen und betroffenen Grundeigentümern durch die geplante Freileitung verhandelt. Die finanziellen Ausgleichszahlungen können geeignet sein, die regionale Beeinträchtigung angemessen auszugleichen.²⁰

Beispiel 6:

Lokal angepasste Netzausbaumaßnahmen zur Akzeptanzsteigerung

In infrastrukturschwachen Regionen können Nachteile durch den Bau neuer

¹⁹⁾ <http://www.tennet.org/english/projects/wintrack/index.aspx>

²⁰⁾ http://www.salzburgleitung.at/de/81_302.htm

Höchstspannungstrassen durch die Kombination mit dem Aufbau neuer Kommunikationsinfrastruktur wie DSL-Leitungen eventuell ausgeglichen werden, wie es beispielsweise für Netzausbau in Thüringen diskutiert wird.

Beispiel 7:

Gelungene Kooperation der Stadt Plettenberg mit dem regionalen Netzbetreiber SEWAG beim Bau eines 110-kV-Erdkabels

In der Stadt Plettenberg im Sauerland wurde in Kooperation zwischen dem regionalen Netzbetreiber SEWAG und der Stadt mit wissenschaftlicher Begleitung eine zunächst als Freileitung geplante 110-kV-Leitung als Erdkabel realisiert. Die zunächst angenommenen Mehrkosten für die Erdkabelvariante konnten durch die Wahl eines kürzeren Streckenabschnitts, gute Einbindung des städtischen Tiefbauamts mit gutem tiefbautechnischen Know-how und Ortskenntnissen, wissenschaftliche Beratung und intensive Kooperation der beteiligten Partner reduziert werden.

Beispiel 8:

110-kV-Erdkabel von Altenstadt nach Büdingen im Netzgebiet der OVAG in Hessen

Nach langen Auseinandersetzungen zwischen Netzbetreiber und Naturschützern kam es im Sommer 2010 zur Erdverlegung von acht Kilometern einer neuen 110-kV-Trasse im Netzgebiet der OVAG. Die Mehrkosten der Kabelvariante werden zwischen Landkreis, Kommunen und Netzbetreiber aufgeteilt. Dadurch wurde die Klage gegen eine Freileitung vermieden und sowohl der Vogelschutz im FFH-Gebiet als auch der Landschaftsschutz in der Region gestärkt.²¹

Beispiel 9:

Vogelschutzmaßnahmen nach VDE-Richtlinie

Vögel sind insbesondere durch Freileitungen auf der Mittelspannungsebene gefährdet. Eine Nachrüstung der noch vorhandenen Freileitungen ist inzwischen im bundesdeutschen Recht nach dem BNatschG nach Maßgaben der von Naturschützern mit erarbeiteten VDE-Richtlinie vorgeschrieben. Die Einbindung von Naturschützern in die Gesetzgebung ist nach diesem Vorbild auch beim weiteren Netzausbau vorzusehen.

²¹) <http://www.ovag.de/iqshare/ovag-netz.nsf/c/Unternehmen,Presseinformation,Informationen?open&P1=1E0683CEF9CCCA21C125774C00322AAC>
http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/publikationen/klima/20100729_klima_energie_erneuerbare_energien_stellungnahme_stromspeicherung.pdf; S. 6

Beispiel 10:

Naturschutz am Beispiel der Offenlandpflege

Bei der Offenlandpflege entlang von Freileitungstrassen werden beispielhaft naturschutzfachliche Belange in die Netzplanung und Trassenpflege eingebunden und in die weitere Netzausbauplanung einbezogen:

Im Netzgebiet von Amprion und von RWE Rheinland-Westfalen Netz AG werden seit 1992 an bestehenden Trassen biotopverbessernde Maßnahmen durchgeführt. Diese beziehen sich vollständig auf Waldflächen und sind im sogenannten Biotopmanagementplan lückenlos überplant worden.

Die 50Hertz Transmission GmbH hat ein Konzept zum ÖSM für die Anwendung an Neubautrassen entwickelt. Beide Ansätze verfolgen die gleiche Zielstellung.

Spezielle Artenschutzmaßnahmen werden beispielsweise im Netzgebiet von RWE Rheinland-Westfalen Netz AG durchgeführt, wo alte Transformatorenhäuschen als Nisthilfen für Uhus eingerichtet werden. Im 50Hertz-Netzgebiet werden wiederum Vorkehrungen für Storchen- oder Adlernester implementiert.

Beispiel 11:

Moderationsprozess zwischen beteiligten Akteursgruppen

Die Diskussion um den Netzausbau zur Integration der fluktuierenden EE kommt gerade erst in Gange. Es ist notwendig, sie in die Breite der Gesellschaft zu tragen, um das Verständnis für die Notwendigkeit des Umbaus unseres Energiesystems hin zu einer klimafreundlichen Energieerzeugung zu wecken. Dafür sind Prozesse, wie sie das Forum Netzintegration Erneuerbare Energien anzustoßen vermochte, eine beispielhafte Vorgehensweise.

Beispiel 12:

E-Energy-Programm der Bundesregierung

International viel beachtet ist das gemeinsame Förderprogramm von BMWI und BMU „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“, das aus einem Technologiewettbewerb hervorging und in sechs Modellregionen neue technische und ökonomische Ansätze für das sich wandelnde und zunehmend dezentrale bzw. regenerative Energiesystem erprobte.

Kapitel 9

Unterzeichnerliste

Position A

EnLAG-Piloten 220/380 kV

Die EnLAG-Pilotvorhaben sollen zur Teilerdverkabelung genutzt werden.

Abstandsregelungen

Stärkung des Schutzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen durch Abstandsregelungen in Verbindung mit Kompensationsmodellen

26. BImSchV

Überprüfung und ggf. Neudefinition der 26. BImSchV durch Ergänzung um einen Vorsorgewert im Wohnumfeld für EM-Felder nach aktuellem Forschungsstand zur Stärkung des Schutzgutes Mensch im Zulassungsverfahren

■ Position A
■ Position B
■ Neutral

Position B

EnLAG-Piloten 220/380 kV

Die EnLAG-Pilotvorhaben sollen zur Teilerdverkabelung genutzt werden. Bei den EnLAG-Pilotvorhaben ist zu prüfen, ob sie für eine Vollverkabelung genutzt werden können.

Abstandsregelungen

Stärkung des Schutzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue und zu verstärkende Freileitungen durch Abstandsregelung (400 m innerorts/ 200 m im Außenbereich)

26. BImSchV

Prüfung auf Ergänzung der 26. BImSchV durch einen Vorsorgewert bezüglich EM-Feldern im Wohnumfeld aus Präventionsgründen nach holländischem bzw. Schweizer Vorbild

■ Position A
■ Position B
■ Neutral

Unternehmen

	EnLAG-Piloten 220/380 kV	Abstandsregelungen	26. BImSchV
Agentur für Erneuerbare Energien, Jörg Mayer	■	■	■
Bosch & Partner GmbH, Dr. Wolfgang Peters	■	■	■
Cisco Systems GmbH, Dr. Frank S. Robert	■	■	■
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Annegret-Cl. Agricola	■	■	■
Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH, Ursula Sladek	■	■	■
Enercon GmbH, Ruth Brand Schock	■	■	■
EWE NETZ GmbH, Torsten Maus	■	■	■
First Solar, David Wortmann	■	■	■
Geo mbH, Wilfried Voigt	■	■	■
GreenMediaNet. Medienbüro für ökologisch tragfähige Entwicklungen, Dr. Corinna Hölzer	■	■	■
Greenpeace Energy eG, Marcel Keiffenheim	■	■	■
juwi Holding AG, Dr. Karsten Glöser	■	■	■
OECOS GmbH, Prof. Dr. Karsten Runge	■	■	■
projekt21plus GmbH, Trudel Meier-Staude	■	■	■

	EnLAG-Piloten 220/380 kV	Abstandsregelungen	26. BImSchV
ReEnergie Wendland , Dieter Schaarschmidt	■	■	■
SMA Solar Technology AG , Günther Cramer, Dr. Bernd Engel	■	■	■
Vattenfall Europe Windkraft GmbH , Dorit Rößler	■	■	■
wpd think energy GmbH & Co. KG. , Jochen Weidenhausen	■	■	■
Organisationen/Vereine/Initiativen			
Bioenergieregion Bodensee , Volker Kromrey	■	■	■
Bodenseestiftung , Marion Hammerl	■	■	■
Botanische Vereinigung für Naturschutz in Hessen , Dr. Jörg Weise (vorbehaltlich der Richtigkeit der dena-I-Studie)	■	■	■
Bundesverband Erneuerbare Energien , Harald Uphoff	■	■	■
Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. , Adi Golbach	■	■	■
Bundesverband Solarwirtschaft , Carsten König	■	■	■
Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) , Georg Schroth	■	■	■
Bündnis 90/Die Grünen, Kreisverband Barnim , Karl-Dietrich Laffin	■	■	■
BI Delligsen in der Hilsmulde e.V. , Heinz-Jürgen Siegel	■	■	■
BI Hochspannung tief legen , Dr. Rainer Schneewolf, Clemens Wehr	■	■	■
BI Keine 380.000 Volt Freileitung im Landkreis Hersfeld-Rotenburg e.V. , Ralf Wassermann	■	■	■
BI Keine 380 kV-Freileitung im Schwalm-Eder-Kreis , Bernd Kördel	■	■	■
BI Keine 380-kV-Freileitung im Werra-Meißner-Kreis e.V. , Klaus Rohmund	■	■	■
BI Pro Erdkabel NRW , Gaby Bishop	■	■	■
BI Schönefeld , Ingo Uhrmann	■	■	■
Deutsche Umwelthilfe e.V. , Rainer Baake, Dr. Peter Ahmels	■	■	■
Deutsche Umweltstiftung , Jörg Sommer	■	■	■
Deutscher Bauernverband , Dr. Helmut Born	■	■	■
Deutscher Verband für Landschaftspflege , Josef Göppel	■	■	■
Deutscher Städte- und Gemeindebund , Simon Burger	■	■	■

■ Position A
■ Position B
■ Neutral

EnLAG-Piloten
 220/380 KV
 Abstandsregelungen
 26. BImSchV

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung , Prof. Dr. Claudia Kemfert, Wolf-Peter Schill	■	■	■
Fachhochschule Erfurt , Prof. Erik Findeisen	■	■	■
Fraunhofer-Anwendungszentrum für Systemtechnik , Dr. Peter Bretschneider	■	■	■
Germanwatch , Christoph Bals	■	■	■
GENI - Gesellschaft für Netzintegration e.V. , Stefan Brune	■	■	■
GFN - Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH , Jörg Rasmus	■	■	■
GNF - Global Nature Fund , Udo Gattenlöhner	■	■	■
Heinz Sielmann Stiftung , Michael Spielmann	■	■	■
Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr Hamburg , Prof. Dr. Detlef Schulz	■	■	■
Hessische Gesellschaft für Ornithologie , Wolfram Brauneis	■	■	■
IG Achtung Hochspannung , Peer Schulze	■	■	■
Ingenieurbüro für Umwelplanung Schmal + Ratzbor , Günter Ratzbor	■	■	■
Klimaschutzagentur Region Hannover GmbH , Udo Sahling	■	■	■
klimabüro küstenpower, c/o Heinrich-Böll-Stiftung , Doris Lorenz	■	■	■
Kompetenznetzwerk Dezentrale Energietechnologien (deENet e.V.) , Dr. Martin Hoppe-Kilpper	■	■	■
Länderarbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarten in Deutschland , Dr. Klaus Richarz	■	■	■
Naturpark Thüringer Wald e.V. , Florian Meusel	■	■	■
Offshoreforum-Windenergie GbR , Dr. Ursula Prall	■	■	■
Staatliche Vogelschutzwarte Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland , Dr. Klaus Richarz	■	■	■
Stiftung Offshore-Windenergie , Jörg Kuhbier	■	■	■
Soziologisches Forschungsinstitut an der Georg-August-Universität Göttingen , Dr. Rüdiger Mautz	■	■	■
Thema 1 GmbH , Guido Axmann	■	■	■
Umweltforum für Aktion und Zusammenarbeit e.V., Berlin , Cornelis F. Hemmer	■	■	■
VDMA Power Systems , Gerd Krieger	■	■	■

■ Position A
■ Position B
■ Neutral

EnLAG-Piloten
 220/380 KV
 Abstandsregelungen
 26. BImSchV

WWF Deutschland , Christoph Heinrich	■	■	■
WALDKONZEPTE PartG , Christian Stuhlmann	■	■	■
Windenergieagentur Bremerhaven (WAB) , Ronny Meyer	■	■	■
Zentrum für Regenerative Energien Sachsen-Anhalt e.V. , Prof. Dr.-Ing. Zbigniew A. Styczynski	■	■	■
Zukunft Biosphäre und Lebensraum Angermünde e.V. (ZUBILA e.V.) , Dr. Anita Schwaier	■	■	■
Personen			
Antonella Battaglini (Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Smart Energy for Europe Platform (SEFEP) GmbH)	■	■	■
Andreas Fußler (Hand & Fußler)	■	■	■
Adrian Johst (Naturstiftung David/Vorstandsmitglied Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU Erfurt))	■	■	■
Dr. Steffen Möller (Georg-August-Universität, Fakultät für Geowissenschaften und Geographie, Göttingen)	■	■	■
Dr. Kirsten Tackmann , MdB (DIE LINKE)	■	■	■
Prof. Klaus Werk , (Hochschule RheinMain)	■	■	■
Frauke Wiese , (Universität Flensburg)	■	■	■

Erklärung der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und EnBW Transportnetze AG zum „Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze“

Wir begrüßen und unterstützen die von der Deutschen Umwelthilfe ergriffene Initiative, um für ein gemeinsames Verständnis des benötigten Netzausbaubedarfs zur Integration erneuerbarer Energien zu werben und damit einen politisch tragfähigen Konsens aller Beteiligten zu befördern. Diese Unterstützung haben wir durch unsere aktive Teilnahme an den zahlreichen Sitzungen des Forums Netzintegration und fachliche Unterstützung der Deutschen Umwelthilfe bei technischen Fragen deutlich gemacht. Vor diesem Hintergrund und in Ergänzung des „Plan N“ möchten wir als unterzeichnende ÜNB auf folgende, für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bedeutende Punkte aufmerksam machen. Zu diesen Punkten beziehen wir mit unserer Unterschrift folgende Positionen:

1. Erdverkabelung bei Spannungsebenen ≤ 110 kV

Im Plan N werden u. a. Netzfragen behandelt, die Spannungsebenen unterhalb der Übertragungsnetze betreffen. Da diese Fragestellungen außerhalb unserer Verantwortung als ÜNB liegen und den Aufgabenbereich der Verteilnetzbetreiber als Netzkunden der ÜNB tangieren, können wir hierzu keine Positionierung zu Lasten Dritter vornehmen.

2. Erdverkabelung bei 380 kV

Wir begrüßen die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) getroffene Möglichkeit, Erdverkabelung auf der 380-kV-Spannungsebene zu testen, und werden von dieser Möglichkeit unter Beachtung der Netzstabilität, Genehmigungsfähigkeit und volkswirtschaftlichen Kosten Gebrauch machen. Voraussetzung hierfür ist die technische Weiterentwicklung von Erdverkabelsystemen für den Höchstspannungsbereich, so dass wir unsere Verantwortung – die Systemsicherheit der Regelzone zu gewährleisten – erfüllen können (vgl. durchschnittliche Reparaturzeiten: Freileitung 3,34 Stunden – Erdkabel 600 Stunden, CIGRE 2009). Vor der Fertigstellung und wissenschaftlichen Begleitung der ersten Projekte in Bau und Betrieb können wir aus diesem Grund noch keine Aussage zu weiteren Verkabelungen auf der Höchstspannungsebene machen.

3. Elektromagnetische Felder

Auch nach jahrzehntelanger intensiver Forschung liegen keine wissenschaftlichen Nachweise vor, die eine Kausalität von Krankheiten oder relevanten Gesundheitsrisiken infolge elektrischer und magnetischer Immissionen unterhalb der „Public Reference Levels“ der EU-Ratsempfehlung 1999/519/EU mit 5 kV/m und 100 μ T (50 Hz) belegen. Die in der 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) festgelegten o. g. Grenzwerte gründen sich auf den Präventions- und Vorsorgegedanken und genügen den wissenschaftlichen und medizinischen Anforderungen des Personenschutzes. Eine Grenzwertsenkung oder zusätzliche Immissionsprävention ist aufgrund fehlender Neuerkenntnisse aus der Forschung damit weder sinnvoll noch vertretbar.

4. Verfahrensbeschleunigung

Wir begrüßen die Initiative und das Engagement des Forums Netzintegration zur Stärkung der Beteiligungsrechte betroffener Anwohner. Leitungsbauvorhaben werden nicht ohne einen Konsens zwischen den beteiligten Personen und Unternehmen vonstatten gehen. Angesichts des sehr hohen zusätzlichen Ausbaubedarfs (3.600 km nach dena II) aufgrund der stetig steigenden installierten Leistung erneuerbarer Energien und des bisher stockenden Netzausbaus (bis heute sind nur 90 km der 850 km aus dena I verwirklicht) sind Beschleunigungsinstrumente im Verfahrensrecht dringend nötig. Auch die EU-Kommission hat dieses erkannt und fordert für Planungs- und Genehmigungsverfahren bei Energieinfrastrukturprojekten die Einführung von Fünf-Jahres-Fristen. Aus diesem Grund unterstützen wir eine bundesgesetzliche Festlegung von Trassenkorridoren, ohne den Prüfungsumfang und eine angemessene Bürgerbeteiligung zu verringern.

Bayreuth, Berlin, Stuttgart, den 26.11.2010

Martin Fuchs (TenneT TSO GmbH), Boris Schucht (50Hertz Transmission GmbH), Rainer Joswig (EnBW Transportnetze AG)

Abkürzungsverzeichnis Plan N

AC	Wechselstrom (alternating current)
ACER	EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC	Gleichstrom (direct current)
dena	Deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EM-Felder	Elektromagnetische Felder
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	European Energy Regulators
F & E	Forschung und Entwicklung
FFH	Fauna-Flora-Habitat
GuD-Anlagen	Gas- und Dampfturbinen-Anlagen
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HT-Beseilung	Hochtemperatur-Beseilung
Hz	Hertz
IGBT	insulated gate bipolar transistor
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IPlanBG	Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
MVA	Megavoltampere
NB	Netzbetreiber
NOVA	Netz Optimieren vor Verstärken vor Ausbauen
ÖSM	Ökologisches Schneisenmanagement
PFV	Planfeststellungsverfahren
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
ROG	Raumordnungsgesetz
ROV	Raumordnungsverfahren
SET-Plan	Strategic Energy Technology Plan
SG	Smart Grid
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SUP	Strategische Umweltprüfung
TWh	Terawattstunde
TÖB	Träger öffentlicher Belange
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WHO	World Health Organization



Mit Unterstützung von:



**Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit**

Aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags

MAJ 19

M