

Teil 4

Ausschussvorlage WVA/19/3 – öffentlich –

Stellungnahmen zu der mündlichen Anhörung

zum Thema Übertragungsnetzausbau – Drucks. 19/139 und 19/184 –

- | | | |
|-----|---|--------|
| 20. | Gemeinde Bad Emstal - 2. Stellungnahme, Ralf Pfeiffer | S. 216 |
| 21. | Amprion GmbH | S. 218 |
| 22. | Siemens AG Energy Sector | S. 221 |



An: Ralf Pfeiffer

AUSZUG

aus

der Sitzung der Gemeindevertretung

vom 05.06.2014

TOP 10 Dringlichkeitsantrag aller Fraktionen: Netzausbauprojekt SuedLink

Die Begründung des Antrages erfolgte für alle Fraktionen durch die Fraktionsvorsitzende Mag. Elisabeth Theiss (B90/Die Grünen).

An der Aussprache beteiligte sich Bürgermeister Ralf Pfeiffer.

Die Gemeindevertretung beschloss einstimmig folgende Beschlussvorlage:

Die Gemeindevertretung der Gemeinde Bad Emstal erkennt grundsätzlich die Notwendigkeit der Nutzung regenerativer Energien. Sie spricht sich jedoch derzeit und solange, bis der Bedarf im Rahmen eines schlüssigen Gesamtkonzeptes nachgewiesen ist, gegen das Netzausbauprojekt Gleichstromverbindung SuedLink aus.

Die sachgerechte Führung der Trasse wird angezweifelt. Die zu erwartenden Auswirkungen auf die Bevölkerung, auf Natur und Landschaft sowie die regionale Wirtschaft sind überaus gravierend. Die gesamte Region wäre durch die vorgestellte Trassenführung besonders betroffen. Der Naturpark Habichtswald würde durchschnitten und mit einer weithin sichtbaren Verspargelung der Landschaft belastet. Geplante Projekte u.a. im Tourismus hätten geringe Erfolgchancen.

Die Gemeindevertretung spricht sich in Bezug auf die konkrete Trassenführung dafür aus, dass von der Bundesnetzagentur als zuständiger Planungs- und Genehmigungsbehörde im Zuge der bevorstehenden Bundesfachplanung auch alternative Trassenführungen (grundsätzlich auch der ICE-Strecken) ernsthaft, transparent und nachvollziehbar geprüft werden. Die Trassen der Stromfernleitungen sind so zu wählen, dass die Gesundheit der Menschen nicht beeinträchtigt wird. Die Eingriffe in die Natur- und Landschaftsräume unserer

Region sind auf ein Minimum zu begrenzen. Dies gilt insbesondere für die naturgeschützten Gebiete.

Der Gemeindevorstand wird beauftragt die Fa. TenneT aufzufordern, die Alternativen der großräumigen Trassenrouten für das Gesamtprojekt SuedLink und ihre Bewertung sowie ihre Begründung für die Wahl des vorgeschlagenen Korridors und die entscheidungsrelevanten Unterlagen sowie die dem Verfahren vorausgegangenen Bedarfsanalyse schriftlich offenzulegen.

Der Gemeindevorstand wird des Weiteren beauftragt, sich dafür einzusetzen, dass der vorhandene Netzentwicklungsplan grundlegend überarbeitet wird, und im Anschluss daran das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) entsprechend dem neuen Stand angepasst wird.

Stellungnahme zur Anhörung im Hessischen Landtag am 16. Juni 2014

Der Umbau des Energieversorgungssystems braucht ein stabiles Netz

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben vom Gesetzgeber den Auftrag übertragen bekommen, ein stabiles Netz zu planen und zu betreiben. Diese Aufgabe wird mit den anstehenden Netzbauten im deutschen Übertragungsnetz vor eine neue Herausforderung gestellt: Die Entscheidung des Gesetzgebers, bis zum Jahr 2022 aus der Kernenergie auszusteigen und vermehrt auf die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu setzen, führt zu einer wesentlichen geografischen Verlagerung der Einspeisungen ins Höchstspannungsnetz, aber auch zu Umstrukturierungen in den Verteilnetzen. Nur wenn sich das Übertragungsnetz mit den neuen Anforderungen verändert, kann sichergestellt werden, dass das hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland auch zukünftig gewährleistet werden kann. Die ÜNB haben im Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 zum ersten Mal ein gesamtes Netzplanungskonzept für das Jahr 2022 vorgestellt, das erstmals die Veränderungen und neuen Anforderungen beschreibt. In den Netzentwicklungsplänen der Jahre 2013 und 2014 wurde dieses Konzept weiter entwickelt und fortgeschrieben. Kern dieser Entwicklungen ist dabei u.a. das sog. NOVA-Prinzip, das besagt, dass für die Netzentwicklung die **NetzOptimierung** vor der **Verstärkung** und vor dem **Ausbau** erfolgen soll. So soll die Rauminanspruchnahme durch den Umbau des Höchstspannungsnetzes minimiert werden.

Nach Prüfung hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) 33 Projekte aus dem NEP 2012 bestätigt. Diese haben Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) gefunden, so dass der Bundesgesetzgeber diese Projekte verbindlich als energiewirtschaftlich notwendig feststellt hat.

Der Netzausbau im Land Hessen

Mit seiner geografisch zentralen Lage spielt das Land Hessen eine bedeutsame Rolle bei dem anspruchsvollen Vorhaben, das Energieversorgungssystem grundlegend zu verändern.

Da insbesondere die Windenergieanlagen im Norden Deutschlands zukünftig eine bedeutsame Stütze der Energieerzeugung in Deutschland darstellen sollen, wohingegen konventionelle Kapazitäten im verbrauchsstarken Süden Deutschlands sukzessive wegfallen werden, muss insbesondere das Übertragungsnetz zwischen dem Norden und Süden gestärkt werden. Über große Entfernungen soll das in Hochspannungsgleichstromübertragungstechnologie erfolgen, mit der elektrische Energie auf langen Strecken besonders verlustarm transportiert werden kann. Zwei der drei Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ), die im BBPIG bestätigt wurden – das Ultranet sowie SuedLink – führen durch Hessen.

Für das Gelingen des Netzausbaus sind neben den HGÜ-Leitungen auch andere Projekte eine wichtige Säule

Neben den beschriebenen HGÜ-Projekten sind auch andere geplante Ausbauprojekte in Drehstromtechnologie von zentraler Bedeutung für den erforderlichen Netzausbau. Für einige Projekte wurde deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit bereits 2009 in dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) bestätigt.

Projekte von Amprion in Hessen sind:

<i>Projekt</i>	<i>Technologie</i>	<i>Länge</i>	<i>Verfahrensstand</i>	<i>Gesetzliche Grundlage</i>
Kriftel – Eschborn	Neubau, 380-kV-Drehstrom	10 km	Planfeststellungsverfahren beim Regierungspräsidium Darmstadt läuft	EnLAG Nr. 8
Ultranet	Neubau, 400-kV-Gleichstrom	ca. 300 km	Derzeit erstes Dialogverfahren und Vorbereitung des Antrags auf Bundesfachplanung	BBPIG Nr. 2
Urberach – Pfungstadt - Weinheim	Neubau, 380-kV-Drehstrom	ca. 75 km	Konzeptplanung abgeschlossen	BBPIG Nr. 19
Bürstadt - BASF	Neubau, 380-kV-Drehstrom	ca. 3 km	Konzeptplanung läuft	EnWG

Kriftel – Eschborn:

Die geplante 380-kV-Freileitungsverbindung zwischen der Umspannanlage Kriftel und dem Punkt Eschborn dient als Lückenschluss zum 380-kV-Netz der TenneT zur Aufnahme und zum Abtransport von zukünftig on- und offshore erzeugter Windenergieleistung aus Norddeutschland. Es ist vorgesehen, auf einer Länge von 9 km bestehende Masten zuzubeseilen und 1 km Leitungsneubau zur Einführung in die Anlage Kriftel durchzuführen. Das Planfeststellungsverfahren wurde im Dezember 2012 beim Regierungspräsidium Darmstadt beantragt. Der Erörterungstermin fand im Juni 2013 statt. Die Inbetriebnahme ist 2015 geplant.

Ultranet:

Ultranet ist ein Gemeinschaftsprojekt der Übertragungsnetzbetreiber Amprion und TransnetBW. Amprion zeichnet für den Streckenabschnitt Osterath - Wallstadt sowie den Konverter Nord verantwortlich, TransnetBW für den Streckenabschnitt Wallstadt - Philippsburg und den Konverter Süd. Gesetzliche Grundlage ist das Bundesbedarfsplangesetz, in dem der vordringliche Bedarf festgestellt und Ultranet in der Anlage als Vorhaben 1 (Emden/Borssum - Osterath) und Vorhaben 2 (Osterath - Philippsburg) geführt wird. Ultranet hat als Projekt Pilotcharakter, da es vorwiegend auf bestehenden Trassen bzw. gemeinsam mit Drehstromleitungen auf gleichen Masten geplant wird (Hybridleitung). Dadurch wird die Notwendigkeit von neuen Eingriffen minimiert. Lediglich im Abschnitt zwischen Bürstadt und Wallstadt sind ca. 20 km Leitungsneubau vorwiegend in bereits bestehenden Leitungstrassen erforderlich. Die Übertragungskapazität soll 2 GW betragen.

In Rücksprache mit der Bundesnetzagentur wurde Ultratnet in fünf Abschnitte eingeteilt, die einzeln zur Genehmigung eingereicht werden sollen. Gegenwärtig befindet sich der erste Abschnitt von Pfungstadt nach Wallstadt in der detaillierten Ausarbeitung für die Einreichung der Unterlagen auf Bundesfachplanung. Um die Öffentlichkeit frühzeitig in den Planungsprozess einzubeziehen, startete Amprion im Januar 2014 den Dialogprozess für den Abschnitt in Südhessen. Die Einreichung der Unterlagen ist nach derzeitigem Stand noch in diesem Jahr geplant. Im Vorfeld planen Amprion und TransnetBW eine gemeinsame Kommunikation für Träger öffentlicher Belange entlang der gesamten Trasse sowie Pressekommunikation. Die detaillierte Information der Bürgerinnen und Bürger ist abschnittsweise geplant.

Die Inbetriebnahme ist für 2019 geplant.

Urberach – Pfungstadt – Weinheim

Mit der geplanten 380-kV-Verbindung zwischen Urberach und Weinheim soll durch eine neue 380-kV-Leitung in der bestehenden 220-kV-Trasse die Übertragungskapazität in dieser durch hohe Lasten geprägten Region deutlich erhöht werden. Das Projekt ist im Netzentwicklungsplan 2013 unter der Nr. P 47 sowie in der Anlage zum Bundesbedarfsplangesetz unter der Nr. 19 enthalten.

Der 380-kV-Freileitungsbau soll überwiegend in Trassenräumen zu demontierender 220-kV-Leitungen stattfinden. Die elektrotechnische Konzeptplanung wurde vor kurzem abgeschlossen, so dass nun mit der Detailplanung begonnen werden kann. Die Festlegung des genauen Trassenkorridors ist Aufgabe des anstehenden Bundesfachplanungsverfahrens, das zusammen mit dem daran anschließendem Planfeststellungsverfahren in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegt. In Abhängigkeit von der raumverträglichsten Variante kann die geplante Leitung eine Länge von ca. 75 km haben.

Die Inbetriebnahme ist für 2022 vorgesehen.

Bürstadt – BASF

Zur Stärkung der großräumigen Transportkapazität nach Baden-Württemberg und ins Saarland plant Amprion einen 380-kV-Leitungsneubau zwischen der Umspannanlage Bürstadt und der Landesgrenze nach Rheinland-Pfalz. Die Freileitung verläuft auf hessischem Landesgebiet auf einer Länge von ca. 3 km in der Trasse einer zu demontierenden 220-kV-Leitung. Für die erforderlichen Genehmigungen ist in Hessen das Regierungspräsidium Darmstadt zuständig. Die Inbetriebnahme ist voraussichtlich für 2022 vorgesehen.

Amprion – das Unternehmen

Die Amprion GmbH ist ein bedeutender Übertragungsnetzbetreiber in Europa und betreibt ein 11.000 Kilometer langes Höchstspannungsnetz in Deutschland. Von Niedersachsen bis zu den Alpen werden mehr als 27 Millionen Menschen über das Amprion Netz versorgt. Als innovativer Dienstleister bietet Amprion Industriekunden und Netzpartnern höchste Versorgungssicherheit. Das Netz mit den Spannungsstufen 380 und 220 kV steht allen Akteuren am Strommarkt diskriminierungsfrei sowie zu marktgerechten und transparenten Bedingungen zur Verfügung. Darüber hinaus ist Amprion verantwortlich für eines der größten Netzgebiete in Europa und übernimmt eine wichtige Aufgabe im europäischen Verbundnetz.

SIEMENS

Stellungnahme

Siemens AG

vertreten durch **Dr. Udo Niehage**
Senior Vice President, Leiter Government Affairs
Unternehmensbeauftragter für die Energiewende
Charlottenstraße 57, 10117 Berlin

vor dem
Ausschuss für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung im Hessischen Landtag.
Wiesbaden, 16.06.2014.

Energiewende und Netzausbau – eine Einordnung

Die Energiewende in Deutschland ist in vollem Gange. Wesentliche Entscheidungen für den Umbau des deutschen Energiesystems sind getroffen. Die Notwendigkeit einer Erweiterung, Erneuerung und einer technologischen Anpassung unserer Stromübertragungs- und Stromverteilungsnetze ist gegeben.

Einige Anhaltspunkte: Seit Einführung des Erneuerbare Energien Gesetzes im Jahr 2000 hat sich die Stromerzeugung in Deutschland maßgeblich gewandelt. Der Anteil der so genannten Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung stieg von 7% im Jahr 2000 auf über 24% im Jahr 2013¹. Verstärkt wird die zukünftige Bedeutung der Erneuerbaren Energien durch die Änderung des Atomgesetzes im Jahr 2011 und die damit beschlossene sukzessive Abschaltung der in Deutschland betriebenen Nuklearkraftwerke bis 2022 - basierend auf den Erzeugungsdaten des Jahres 2013 werden in den kommenden 9 Jahren ca. 15% der Bruttostromerzeugung stillgelegt. Die stillzulegenden Nuklearkraftwerke befinden sich dabei überwiegend in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg.

Ein weiteres, mit dem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien einhergehendes, Phänomen ist die Unterauslastung von konventionellen v.a. Gaskraftwerken, da die Verfügbarkeit und vorrangige Einspeisung von EEG-Strom überwiegend ausreicht um den bestehenden Strombedarf zu decken. Die im Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerke befinden sich ähnlich den Nuklearkraftwerken in der Nähe der Lastzentren, hier auch v.a. im Süden und Westen Deutschlands. Der Betrieb einer ausreichenden Anzahl konventioneller Kraftwerke ist auch bei steigender Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien notwendig um zu jeder Zeit (d.h. auch in Schwachwindphasen und bei ausbleibender Sonneneinstrahlung) den Bedarf nach Strom und die Funktionsfähigkeit der Übertragungssysteme zu sichern.

Die beschriebene Unterauslastung führt jedoch derzeit dazu, dass die Betreiber konventioneller Kraftwerke nur noch wenig oder kein Geld mit ihren Anlagen verdienen - nach den Zahlen der Bundesnetzagentur (BNetzA)² planen die Kraftwerksbetreiber die Abschaltung von Erzeugungskapazitäten von 12,2 MW (davon 7,3 in Süddeutschland) bis 2018. Demgegenüber sind derzeit neue konventionelle Erzeugungskapazitäten von 8,6 GW (1,9GW davon in Süddeutschland) im Bau. Es besteht also eine Deckungslücke.

Die Landesregierungen in Baden Württemberg, Bayern und Hessen haben den Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus regenerativen Energien in ihren Bundesländern forciert. Die derzeitige Hessische Landesregierung setzt sich beispielsweise das Ziel, die Stromproduktion aus regenerativen Energiequellen bis 2019 zu verdoppeln und bis 2050 eine Vollversorgung aus regenerativ erzeugtem Strom zu gewährleisten³. Weiterhin wird über den Aufbau eines Kapazitätsmarktes zur Sicherung ausreichender (konventioneller) Erzeugungskapazität zu jeder Zeit diskutiert.

Trotz all dieser Bemühungen wird vor allem durch den Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen und die verstärkte Förderung von Windkraftanlagen in besonders begünstigten Regionen - Stichwort: Grundlastfähigkeit - ein Nord-Süd-Gefälle bleiben. Transportkapazitäten in die südlichen Lastzentren sind essentieller Bestandteil einer nachhaltigen Stromversorgung in Deutschland.

¹ Statistisches Bundesamt, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Energie.html>

² http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html

³ https://www.epenportal.de/web/datapool/storage/files1000000/Koalitionsvertrag_2014-2019.pdf; S. 19

SIEMENS

Vor diesem Hintergrund kommt dem Netzausbau, der Netzerweiterung und dem Einsatz innovativer Lösungen für den Netzbetrieb eine besondere Bedeutung zu. Die wesentlichen positiven Beiträge des Netzausbaus für die Umsetzung der Energiewende:

- So genannte Stromautobahnen (Höchstspannungsleitungen und Gleichstromleitungen) von Norden nach Süden transportieren den in Offshorewindparks und durch Windkraftanlagen in den Küstenregionen mit hoher Volllaststundenanzahl erzeugten Strom in die Lastzentren des Südens und tragen wesentlich zum Ersatz der außer Betrieb gesetzten Nuklear- und konventionellen Kraftwerke bei.
- Die Anbindung von großen Windparks an die bestehenden Übertragungsnetze ist ohne Leitungsneubauten oder Erweiterung bestehender Leitungen nicht zu realisieren.
- Neue oder erweiterte Querverbindungen ermöglichen den Weitertransport von Strom aus den „Stromautobahnen“ in regionale Lastzentren.
- Die Erweiterung der Kapazität der Stromnetze auf Übertragungs- und Verteilnetzebene sowie der Einsatz neuer Technologien für die Überwachung des Netzzustandes oder die Regelung von Verteilnetzen entsprechend ihrer momentanen Auslastung dienen zur Aufrechterhaltung einer stabilen Versorgung.
- Die stärkere Verbindung des deutschen Stromnetzes mit angrenzenden Staaten im Rahmen eines europäischen Strombinnenmarktes trägt zur Sicherung des deutschen Strombedarfs v.a. auch in Zeiten geringer Erzeugung aus regenerativen Energieträgern bei und erhöht die Versorgungssicherheit innerhalb Europas durch Minimierung der Abhängigkeit von externen Energieimporten (Stichwort: Ukraine und Osteuropa).
- Die punktuelle Ertüchtigung der deutschen Verteilnetze zu so genannten „intelligenten Netzen“ erhöht die Netzstabilität insgesamt durch mehr Transparenz über dezentrale Erzeugung und lokalen Verbrauch und ermöglicht die effiziente Einbindung dezentraler Erzeugungseinheiten.

Die rechtlichen Grundlagen für den notwendigen Ausbau der Übertragungskapazität sind geschaffen. Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, 2009), das Netzausbau-Beschleunigungsgesetz (NABeG, 2011) sowie das Bundesbedarfsplangesetz (2013) definieren die vorrangig zu verfolgenden Projekte. Der Ausbau der Netze, zumindest in dem in diesen Gesetzen beschriebenen Ausmaß, ist essentiell.

Zusammenfassende Betrachtung der Ausbautvorhaben in Hessen

Das Bundesland Hessen ist voll von der Energiewende betroffen.

Zum einen treffen bundesweite Regelungen und Konsequenzen der Energiewende auf Hessen zu. Die Abschaltung der Nuklearkraftwerke und der zögerliche Ersatz von in den kommenden Jahren abgeschalteten konventionellen Kraftwerken erfordern alternative Bezugsquellen für Strom - besonders in Hinblick auf die Versorgung stark industrialisierter Gebiete und großer Ballungsräume.

Weiterhin führt das Ziel der Landesregierung, Hessen bis 2050 vollständig auf Basis regenerativer Stromerzeugung zu versorgen, zu Investitionen in dezentrale Stromerzeugungsanlagen in Hessen, erfordert aber gleichzeitig die Versorgung mit EEG-Strom vor allem auch aus den leistungsstarken Windstandorten an der Nord- und Ostsee.

SIEMENS

Die im Rahmen des Bundesbedarfsplans und des Energieleitungsausbaugesetzes geplanten Vorhaben in oder durch Hessen spiegeln diesen Bedarf wieder - hier eine ausgewählte Betrachtung unabhängig vom derzeitigen Umsetzungsstand⁴:

Die Hochspannungstrassen (geplant als Hochspannungsgleichstromübertragung, HGÜ) von **Brunsbüttel nach Großgartach** und von **Wilster nach Grafenrheinfeld** ertüchtigen das Übertragungsnetz für den Transport großer Mengen Windstroms in die süddeutschen Lastzentren. Diese Leitungen sind sowohl für die Sicherheit der Versorgung als auch die Stabilität des Netzes und eine effiziente Nutzung des Stroms aus regenerativen Energiequellen unerlässlich.

Die Kapazitätssteigerung der Trasse zwischen **Vieselbach und Mecklar** durch Umbeseilung auf 380 kV erweitert die Verbindung zwischen den Netzgebieten von 50Hz und TenneT und trägt damit maßgeblich zur Stabilisierung des Gesamtsystems bei.

Die 380kV Leitung zwischen **Wahle in Niedersachsen und Mecklar** dient ebenfalls der Kapazitätserweiterung des Nord-Süd-Übertragungsnetzes im Kontext der gestiegenen Einspeisung von aus Wind erzeugtem Strom. Sie sichert die Versorgung der hessischen Lastzentren und erhöht die Netzstabilität insgesamt.

Die Hochspannungsleitung zwischen **Kriftel und Obererlenbach** ist im Rahmen des Leitungsprojektes zwischen Dortmund und Frankfurt geplant. Ziel ist die Sicherung der Stromversorgung im Raum Frankfurt.

Der Neubau von zwei 380kV-Leitungen zwischen den Umspannstationen **Mecklar und Grafenrheinfeld** dient dem Weitertransport des über die geplante Hochspannungsgleichstromleitung aus Wilster nach Grafenrheinfeld transportierten Wind-Stroms.

Die Kapazitätserweiterung der bestehenden 220kV-Leitungen zwischen **Urberach und den Farbwerken Höchst/Süd** auf 380 kV durch Umbeseilung, dient der sicheren Versorgung in dieser durch besonders hohe Lasten geprägten Region. Die Kapazitätserhöhung trägt gleichzeitig zur Stabilisierung des Gesamtsystems bei.

Die Definition dieser Ausbauvorhaben ist Ergebnis eines umfassenden Konsultationsprozesses. Die Erfordernisse werden aus anerkannten Studien wie der Dena-Netzstudie und dem Netzentwicklungsplan, der durch die Bundesnetzagentur unter anderem in Abstimmung mit den Bundesländern erstellt und aktualisiert wird, abgeleitet. Für die Prognosen von Erzeugung und Verbrauch werden auf Grundlage wissenschaftlich anerkannter Szenarien erstellt. Die Einzelvorhaben werden im Zuge der Netzregulierung durch die Bundesnetzagentur geprüft und freigegeben.

Einsetzbare Technologien in Hoch- und Höchstspannung

Die meisten der im Rahmen des deutschen Leitungsausbaus einzusetzenden Technologien sind bekannt und in weiten Teilen erprobt. Anpassungsentwicklungen vor allem auf dem Gebiet der Hochspannungsgleichstromübertragung werden derzeit mit Nachdruck vorangetrieben. Zwischen den

⁴ Vorhaben entnommen aus: http://www.netzausbau.de/cln_1432/DE/Vorhaben/BBPIG-Vorhaben/BBPIG-Vorhaben-node.html;jsessionid=8F8B0E7DB8F9AA0BEAA9D935F0F04082 sowie http://www.netzausbau.de/cln_1432/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html

SIEMENS

maßgeblichen Anbietern von Technologien für die Stromübertragung und -Verteilung besteht im Wesentlichen Einigkeit über die grundlegenden technologischen Möglichkeiten.⁵

Es muss festgehalten werden, dass unabhängig von der zum Einsatz gebrachten Technologie bauliche Veränderungen durch Leitungsneubauten, Neubeseilung oder das Verlegen von Erdkabeln erforderlich sein werden. Es wird keine Energiewende ohne den Bau von Übertragungsleitungen geben.

Strom wird in Deutschland und Europa im Wesentlichen mittels Freileitungen übertragen. Die Drehstromübertragung erfolgt auf der Frequenz von 50Hz. Das System ist in hohem Maße zuverlässig und so ausgelegt, dass der Ausfall eines Betriebsmittels im System nicht zu Überlastungen an anderer Stelle führt. Dieser Stabilitätsgrundsatz ist ein hohes Gut unserer (und der anderen europäischen) Stromübertragungsinfrastrukturen und Grundlage für wirtschaftlichen Erfolg. Alle zukünftigen technologischen Möglichkeiten die Netze leistungsfähig zu halten und an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen müssen diesen Grundsatz unterstützen.

Im Folgenden gehen wir auf die wichtigsten technologischen Möglichkeiten für die Ertüchtigung der deutschen Übertragungsnetze ein.

Freileitungssysteme: Im Übertragungsnetz, das in Deutschland und Europa mit einer Spannung von 380kV betrieben wird, ist die Drehstromübertragung über Freileitungen das Mittel der Wahl. Die Technologien sind seit dem ersten Einsatz in den 1930er Jahren vielfach erprobt und in hohem Maße optimiert. Neben einer sehr hohen Lebensdauer spricht auch eine hohe Zuverlässigkeit und geringe Wartungsintensität für diesen Leitungstyp. Nachteilig ist die Sichtbarkeit und damit verbundene Akzeptanzprobleme.

Die in Deutschland genutzten Masttypen haben je nach Ausführung eine Höhe von 40-60 Metern und eine Traversenausladung von 2x10-15m. Um die Leitungen ist ein Schutzstreifen von ca. 80m nötig, in dem es zu Einschränkungen von Bebauung und Bewuchs kommt.

Möglichkeiten für eine kompaktere Gestaltung sind vorhanden, werden aber aufgrund von höheren Kosten (höhere Mastanzahl, kürzere Spannweiten, erhöhter Leitungsbedarf, erschwerte Zugänglichkeit zu Instandhaltung) und veränderten magnetischen und elektrischen Feldstärken in Deutschland nur in Einzelfällen eingesetzt bzw. derzeit erprobt.

Der Fokus auf den Einsatz von Freileitungssystemen im Rahmen der Netzoptimierung für die Energiewende ist berechtigt, technologisch und wirtschaftlich sinnvoll.

Erdkabel: Die Erdverlegung von Höchstspannungsverbindungen ist vor dem Hintergrund bestehender Akzeptanzprobleme eine viel diskutierte Alternative für den Freileitungsbau. Es ist festzuhalten, dass mit erdverlegten Hochspannungskabeln über 220 kV bisher international kaum Erfahrungen bestehen. Die Technologie befindet sich hier in einem anfänglichen Entwicklungsstadium. Das gilt auch für die Produktionsabläufe.

Bei der Verlegung müssen aufgrund der begrenzten Länge einzelner Kabel (Kapazität Kabeltrommel, Transportgewicht) einzelne Abschnitte ca. alle 600 bis 1000m durch Muffen verbunden werden. Die Installation dieser Muffen ist aufwändig und müssen in begehbaren Bauwerken entlang der Kabelstrecke

⁵ Siehe: ETG-Positionspapier - Übertragung elektrischer Energie; 2010;
<http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/PositionspapierUebertragungstechnologien.aspx>

SIEMENS

untergebracht werden. Weiterhin müssen alle 30-50km Einrichtungen zur Blindleistungskompensation errichtet werden, um das Spannungsniveau konstant zu halten.

Erdkabel haben verhältnismäßig hohe thermische Verluste, die in das umliegende Erdreich abgeleitet werden. Ohne zusätzliche Kühleinrichtungen kann ein Erdkabel mit Einleiterkabeln (vergleichbar mit einem Bündel bei Freileitungen) bis zu 1000 MVA Leistung übertragen. Um eine 380kV Freistromleitung mit zwei Leiterbündeln durch Erdkabel zu ersetzen sind daher vier 380 kV Kabelanlagensysteme nötig.

Erdkabel haben einen hohen Platzbedarf. Für oben beschriebene 380kV Leitung wird ein Kabelgraben von ca. 15m Breite und zwei Meter Tiefe benötigt. Die Gesamtbreite inklusive Schutzzone beträgt 40m. Es ist zudem sicher zu stellen, dass das Kabelbett dauerhaft frei von Wurzelwerk bleibt (u.a. Brandgefahr), was dazu führt, dass bei der Durchquerung von Waldgebieten jeweils zusätzlich 5m seitlicher Abstand erforderlich sind.

Erdkabel sind eine mögliche Alternative für Freileitungen. Bei fortschreitender Entwicklung der eingesetzten Technologien können die derzeit hohen Anforderungen längerfristig sinken. Derzeit sprechen neben den um den Faktor 4-10 höheren Investitionskosten vor allem die großen Eingriffe in die Natur, der hohe Wartungsaufwand zur Freihaltung der Kabeltrasse, wesentlich längere Reparaturdauern bei Fehlerhaftigkeit v.a. in den Muffen sowie die geringere Kapazität gegen einen flächendeckenden Einsatz.

Teilweise Erdverkabelung von Übertragungsstrecken: Einige der Leitungsneubauvorhaben in Deutschland sehen die teilweise Verkabelung der Strecken vor. Im konkreten Fall betrifft dies die 380 kV Neubaustrecke von Wahle nach Mecklar. Die eingesetzten Technologien entsprechen den oben beschriebenen Freileitungs- und Erdkabeltechnologien.

Es gibt jedoch spezifische Anforderungen an diese Hybridleitungen:

- Die automatische Fehlerbehebung in Freileitungen durch An- und Abschalten der Phase kann so nicht vollzogen werden.
- Es besteht die Gefahr von Überspannungen an Übergängen von Kabel auf Freileitung aufgrund unterschiedlicher Wellenwiderstände.

In der Konsequenz sind für diese Leitungen neue, aufwändigere Schutzkonzepte umzusetzen, die sich derzeit in der Diskussion bzw. Erprobung befinden.

Gasisolierte Leitungen (GIL) werden seit den 1970er Jahren weltweit eingesetzt um vor allem kürzere Leitungsabschnitte wie Unterquerungen von Verkehrsinfrastrukturen oder Gewässern bei gleichbleibend hoher Übertragungskapazität zu realisieren. Drehstrom-GIL sind technologisch weitgehend ausgereift.

Der Leiter besteht aus einem Aluminiumleiterrohr, das von einem geschweißten, gasdichten Aluminium-Mantelrohr umgeben ist. In diesem Mantelrohr ist als Isoliermedium ein Gasgemisch aus 20% SF₆-Gas und 80% Stickstoff enthalten. Die GIL können direkt in der Erde oder im Tunnel verlegt werden.

GIL haben gegenüber Erdkabeln eine wesentlich höhere Übertragungskapazität, weshalb die Anzahl der Systeme beim Übergang von Freileitung auf GIL gleich bleiben kann (keine Verdopplung). Infolgedessen kann sowohl bei Tunnel-Installation als auch bei direkter Erdverlegung von einer deutlich reduzierten

SIEMENS

Trassenbreite gegenüber Kabellösungen ausgegangen werden. Die durchgängig geschweißten GIL-Rohre bieten eine hohe Flexibilität und mechanische Festigkeit. Damit kann jede Trassenführung verwirklicht werden, auch Biegungen und Steigungen. Längere Strecken sind ohne Blindleistungskompensation realisierbar. Die Betriebseigenschaften sind ähnlich denen von Freileitungen, so sind auch Wiedereinschaltungen nach Fehlerereignissen möglich. GIL-Rohre sind aufgrund ihrer mechanischen Festigkeit unempfindlich gegen äußere Beschädigungen und stellen keine Brandlast dar.

Bedingt durch ihren Aufbau erzeugen GIL-Systeme wesentlich kleinere – um den Faktor 15 bis 20 schwächere - elektromagnetische Felder als Freileitungen oder Kabel. Die außerordentlich hohe elektromagnetische Verträglichkeit erlaubt den Einsatz auch in sensibler Umgebung z.B. in der Nähe von Wohngebieten, Krankenhäusern oder Flugüberwachungsanlagen – so befindet sich eine erdverlegte GIL in Hessen im Projekt Kelsterbach am Flughafen Frankfurt am Main.

GIL sind um den Faktor 6-12 teurer als Freileitungen. Das Isoliergas SF₆-Gas ist ein Treibhausgas, der Umgang mit den Leitungen erfolgt gemäß europäischer F-Gas Verordnung, ein Gasaustritt ist ausgeschlossen. Die bisher installierten GIL zeichnen sich durch niedrige Wartungsintensität aus und sind störungsfrei in Betrieb (in einigen Projekten seit über 40 Jahren). Im unwahrscheinlichen Fall eines Fehlers sind die Reparaturdauern denen von Hochspannungskabeln vergleichbar. Ein flächendeckender Einsatz zum Ersatz von Freileitungen ist unwahrscheinlich. Der Einsatz von GIL über mehrere Kilometer ist denkbar, sie sind damit eine wichtige Alternative zur Erdverkabelung.

GIL-Lösungen für Gleichstromübertragung sind derzeit in der Entwicklung.

Hochtemperaturleiterseile: Der Einsatz von Hochtemperaturseilen ist ein weiterer Ansatz um die Übertragungskapazität von bestehenden Freileitungssystemen zu erhöhen. Dabei kommt ein spezieller Seiltyp zum Einsatz, der höhere Temperaturen verkraftet. Diese Temperaturfestigkeit kann durch spezielle Behandlung der im normalen Leiterseil eingesetzten Materialien oder über einen grundsätzlich anderen Aufbau des Seiles, bei dem sich zwischen Kern und dem diesen umgebenden Material ein Abstand befindet, erzielt werden. Zudem werden die Seile am Kern gespannt, so dass dieser das Ausdehnungsverhalten bei höheren Temperaturen bestimmt. Die gewählten Materialien verhindern ein zu starkes Durchhängen der Seile.

Weltweit sind diese Seiltypen im Einsatz, bspw. in Japan. Es existieren jedoch bis dato keine Erkenntnisse aus dem Dauerbetrieb bei Hochauslastung. Entsprechende Versuche laufen derzeit. Die durchgehende europäische bzw. deutsche Normung für alle Bestandteile des Beseilungssystems ist noch nicht abgeschlossen.

Die eingehende Analyse der Möglichkeiten eines Einsatzes von Hochtemperaturseilen im Rahmen der dena Netzstudie II⁶ hat ergeben, dass ein großräumiger Einsatz auf bestehenden Trassen den Bau neuer Masten erfordern würde womit diese Technologie wirtschaftlich nicht von Vorteil ist.

Leiterseilmonitoring: Eine weitere Alternative zur Steigerung der Kapazität bestehender Leitungen ist die Festlegung der Kapazitätsgrenzen nach aktuellem Zustand. Durch das Monitoring wird die maximale

⁶ dena Netzstudie II, Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025; S.70;
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF

SIEMENS

Kapazität nicht durch die maximale Dauerstrombelastbarkeit bei pauschal angenommenen Umgebungsfaktoren festgelegt. Vielmehr wird auf Basis von Ist-Werten für Leitungstemperatur und Umgebungsparameter wie Temperatur, Windstärke etc. die momentan verfügbare Kapazität ermittelt. Dadurch können je nach Umgebungssituation bestehende Seile über die bisher angenommene Kapazitätsgrenze ausgelastet werden. Diese geplante Überauslastung ist jedoch nicht dauerhaft möglich.

Technisch ist dieses Verfahren machbar und besonders zur Beherrschung temporär hoher Leistungsflüsse einsetzbar. Da jedoch nicht allein die Leiter sondern das Gesamtsystem (u.a. Schalter, Schutztechnik) betrachtet werden muss, ist ein flächendeckender Einsatz zur dauerhaften Steigerung der Kapazität unwahrscheinlich - nicht zuletzt aufgrund der unterschiedlichen Belastbarkeit der verschiedenen Betriebsmittel. Die dena-Netzstudie kommt zu ebendieser Aussage.⁷

Konventionelle und Leistungselektronische (FACTS) Netzregler sind weitere Möglichkeiten, um die Kapazität bestehender Drehstromnetze kurzfristig zu erhöhen. Durch Netzregler wird Blindleistung für die Spannungsstabilität lokal bereitgestellt oder absorbiert. Dadurch können Leistungsflüsse optimiert werden, und die Netzbelastung gleichmäßiger gestaltet werden. Insgesamt kann durch diese Systeme die Flexibilität des Netzbetriebs erhöht werden und so die volatilen Einflüsse durch den komplexeren Energiemarkt und die Einspeisung von Strom aus regenerativen Energiequellen kurzfristig ausgeglichen werden. Netzregler stellen jedoch allenfalls eine stabilisierende Notfallmaßnahme dar, dienen aber nicht dazu, die Kapazität im Normalbetrieb zu erhöhen.

Die Weiterentwicklung der derzeit genutzten Übertragungssysteme bietet Optimierungspotentiale. Erdkabel, Gasisolierte Leitungen, Hochtemperaturseile, Freileitungsmonitoring oder konventionelle und leistungselektronische Netzregler sind sinnvolle technologische Ansätze, die in Einzelfällen oder auch größeren Systemabschnitten zum Einsatz kommen werden.

Es ist jedoch unstrittig, dass die notwendigen Anpassungen des Übertragungssystems im Rahmen der Energiewende nicht ohne Neubau und Erweiterung von Freileitungssystemen erfolgen können. Dieser Aspekt ist zwingend auch in den politischen Reaktionen auf das heikle Thema Netzausbau zu berücksichtigen.

Eine im bisherigen deutschen und europäischen Übertragungssystem nur marginal vorkommende Technologie wird absehbar in Deutschland zum zentralen Bestandteil einer an die spezifischen Eigenschaften der regenerativen Energieerzeugung angepassten Stromübertragungsinfrastruktur: die Hochspannungsgleichstromübertragung, HGÜ.

Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ): Die Übertragung mittels Hochspannungsgleichstrom ist die Technologie der Wahl für die vier von Norden nach Süden verlaufenden, so genannten Stromautobahnen. Weltweit sind über Land gehende HGÜ-strecken seit Jahren erfolgreich in Betrieb, so zum Beispiel in China und Australien. In Europa wird die HGÜ-Technik vorwiegend bei Seekabeln eingesetzt.

⁷ dena Netzstudie II, Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025; S 217;
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF

SIEMENS

Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen eignen sich besonders für die Übertragung hoher Strommengen über weite Entfernungen. Sie erfüllen damit eine der Hauptanforderungen an die zukünftige deutsche Übertragungsinfrastruktur mit Erzeugungszentren im Norden und dem Schwerpunkt des Stromverbrauchs in Süddeutschland.

Das Funktionsprinzip der HGÜ ist einfach: am Beginn der Leitung wird der Strom gleichgerichtet, dann übertragen und am Ende wieder in Drehstrom umgewandelt. Die Übertragung erfolgt über Kabel auf Freileitungen. Die Umrichtung erfolgt über Stromrichter - wobei zwei mögliche Stromrichtertypen unterschieden werden: die klassische HGÜ greift für die Umrichtung auf Leistungsthyristoren zurück. Diese Technologie ist weniger effektiv und benötigt Blindleistung aus dem umliegenden Netz, dafür aber relativ einfach und für hohe Leistungen besonders wirtschaftlich. Die Alternative sind so genannte VSC-HGÜ bei denen selbstgeführte Stromrichter zum Einsatz kommen. Bei VSC-HGÜ kann die Blindleistungsaufnahme unabhängig von der Wirkleistung geregelt werden. Kleinere Umrichterstationen und eine vereinfachte Leistungsflussumkehrung sind weitere Vorteile.

Beide Typen ermöglichen die Übertragung von im Vergleich zu den hergebrachten 380kV Drehstromleitungen signifikant höheren Leistungen (und damit Strommengen). Bei der klassischen HGÜ werden an Land Leistungen bis 6400 MW bei 800kV Spannung erzielt (China), während bei der VSC-HGÜ bis zu 2000 MW bei einer Spannung von ca. 550 kV erreicht werden.

HGÜ werden als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen konzipiert. Abzweigungen und damit verbundene Anschlüsse an das umgebende Drehstromnetz werden nur über zusätzliche Stromrichter realisiert. Diese Multi-Terminal-Systeme sind auch in Deutschland angedacht und technisch realisierbar. Für die dafür notwendigen Einspeise- und Netzknotenpunkte sind zunehmend platzsparende Lösungen gefragt – hierfür sind kompakte gasisolierte Gleichstromschaltanlagen, derzeit bis zu 320 kV, entwickelt worden, höhere Spannungen bis zu beispielsweise 500 kV sind bereits in der Entwicklung.

HGÜ haben wichtige Vorteile. Die Kosten für eine Leitung liegen aufgrund geringerer Verluste, geringerem Materialbedarf und der kompakteren Bauweise bei gleicher Länge unter denen einer Drehstromleitung, während klassische Umspannwerke im Vergleich zu den Umrichterstationen günstiger sind. Je länger die Übertragungsstrecke, desto deutlicher überwiegen die Kostenvorteile der HGÜ.

Weiterhin kann über die bessere Steuerbarkeit der HGÜ Einfluss auf das umliegende Drehstromnetz genommen werden und damit die Systemsicherheit grundsätzlich besser gewährleistet werden. Dazu trägt auch der Umstand bei, dass HGÜ nicht überlastet werden können.

Die Stromrichtertechnik ermöglicht die getrennte Regelung von Wirk- und Blindleistung und kann zur Anbindung von Inselnetzen genutzt werden. Ein gezielter Netzwiederaufbau (so genannter Schwarzstart) nach Stromausfällen ist mit dieser Technologie planbar möglich.

Es ist, besonders im Kontext der Diskussionen um die öffentliche Akzeptanz zu erwähnen, dass HGÜ wesentlich geringere elektrische und magnetische Felder haben und die in der Umgebung gemessenen Werte weit unter den Empfehlungen der Strahlenschutzkommission liegen.

Mit Blick auf die verfügbaren Technologien für die Stromübertragung, kann festgehalten werden, dass sich die Ausbaurahmen am Stand der Technik orientieren. Pilotvorhaben für Erdverkabelung, Hochtemperaturseile und Leiterseilmonitoring werden Aufschlüsse über den zukünftigen Einsatz dieser Technologien liefern.

Ertüchtigung der Verteilnetze als weiterer wichtiger Baustein einer zukunftsfähigen Strominfrastruktur

Die Energiewende stellt nicht nur hohe Anforderungen an die Übertragungsnetze. Der Strom aus Photovoltaikanlagen auf Privathäusern und dezentralen Windkraftanlagen wird in der Regel in die Verteilnetze eingespeist - in der für diesen Netzbereich maßgeblichen dena-Verteilnetzstudie⁸ ist für 2011 von einer installierten Leistung von 25 GW Photovoltaik und 29 GW Windkraft auf Verteilnetzebene die Rede.

Verteilnetze in Deutschland wurden für diese Rolle nicht konzipiert. Ihre Aufgabe bestand darin, den zentral erzeugten Strom entlang der Tagesverbrauchskurve zuverlässig bis zu den privaten und gewerblichen Verbrauchsanlagen zu verteilen. Es war hierzu auch nicht nötig, Verteilnetze im selben Maße wie die Übertragungsnetze durch Sensorik und Kommunikationstechnik zu erschließen und damit lückenlos überwachbar und steuerbar zu machen.

Das hat sich mit der zunehmenden Einspeisung auf der Verteilnetzebene grundlegend geändert. So besteht auf den unteren Netzebenen keine Transparenz über technische Parameter wie Spannung und Stromstärke, die Umkehr des Stromflusses in Folge von den lokalen Verbrauch übersteigender Einspeisung von bspw. Photovoltaik-Strom führt zu Belastungen der nächst höheren Netzebene und die teilweise erforderliche Abregelung von EEG-Erzeugungsanlagen aufgrund von Netzengpässen ist ein volkswirtschaftliches Problem.

Es steht daher fest: die zukünftige Stabilität des deutschen Stromnetzes ist nicht allein durch den Ausbau der Übertragungsnetze zu gewährleisten. Vielmehr erfordern die Verteilnetze auf allen Spannungsebenen erheblichen Zubau und die innovative Ertüchtigung des Netzes durch Sensoren und Kommunikationstechnik, regelbare Transformatoren und Softwarelösungen bspw. für den besseren Betrieb der Erzeugungsanlagen oder die automatische Abschaltung von Lasten zur Netzstabilisierung.

Es ist Pflichtbestandteil einer nachhaltigen Energiepolitik, auch auf Länderebene, das Thema Verteilnetzausbau und -modernisierung aktiv anzugehen.

Rahmenbedingungen für den Netzausbau

Siemens ist als Technologielieferant nicht direkt in die Planung und Beantragung von Netzausbaumaßnahmen involviert. Vor dem Hintergrund der oben skizzierten Verfahren, Vorhaben und technologischen Möglichkeiten geht Siemens jedoch davon aus, dass die im Rahmen des Energieleitungs-Ausbaugesetz (EnLAG, 2009) und des Bundesbedarfsplangesetz (2013) beschriebenen Projekte für die Umsetzung der Energiewende und eine zukünftige, sichere Stromversorgung in Deutschland und Europa unerlässlich sind. Das gilt ebenso für die in und durch Hessen geplanten Projekte.

Die bisher geplanten technologischen Umsetzungen entsprechen unserer Überzeugung nach dem Stand der Technik.

⁸ dena-verteilnetzstudie: Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030; http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf

SIEMENS

Die Anreizregulierungsverordnung enthält mit §23 zu Investitionsmaßnahmen die Grundlage für den Einsatz der oben beschriebenen Technologien. Die Genehmigung der für das Übertragungsnetz geplanten Vorhaben erfolgt durch die Bundesnetzagentur im Rahmen der Netzregulierung. Der Investitionsrahmen ist also gegeben.

Es ist festzuhalten, dass trotz Investitionsbereitschaft und vorhandenem rechtlichen Rahmen der Leitungsaus- und -neubau nur schleppend verläuft. Die in den Gesetzen zum Übertragungsnetzausbau formulierten Ziele werden nicht in den gesetzten Fristen eingehalten. Beispielsweise beträgt der Umsetzungsgrad der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) mit Ziel der Fertigstellung bis 2015 derzeit lediglich 17.5%.

Haupthinderungsgrund ist die mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung und die damit verbundene Verzögerung der entsprechenden Planungsschritte.

Es ist im Interesse der Versorgungssicherheit unserer Volkswirtschaft unerlässlich, dass die Netzbetreiber aus der Politik die volle Unterstützung für die Umsetzung der Projekte erfahren und gemeinsam auf die Öffentlichkeit zugegangen wird. Die Netzbetreiber verfolgen in ihrer Öffentlichkeitsarbeit und bei der Einbindung der Bürger ein hohes Maß an Transparenz.

Die Energiewende ist nicht zuletzt ein politisches Projekt und es gilt: wer die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im großen Maßstab will, muss auch zum Leitungsausbau stehen. Es ist Aufgabe der Bundes- und Landesregierungen mit einer Stimme für die notwendige Anpassung der Stromnetzinfrastuktur zu sprechen.

Der Ausbau der Verteilnetze erfolgt ebenfalls nur schleppend. Zwar werden über den Erweiterungsfaktor der Anreizregulierungsverordnung Investitionen bspw. für den Anschluss von EEG-Anlagen vergütet und wo notwendig getätigt, Investitionen in die Optimierung des Gesamtsystems bspw. durch innovative Technologien wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Sensorik und Kommunikationstechnik zur besseren Überwachung auch der Verteilnetze sind notwendig, erfolgen jedoch nur äußerst schleppend. Eine Anpassung der Anreizregulierungsverordnung scheint notwendig.

Diese Anpassung ist Gegenstand eines derzeit laufenden Konsultationsverfahrens der Bundesnetzagentur, das Ende diesen Jahres in einen Bericht münden wird. Noch ist in der Diskussion ein umsetzbarer Vorschlag nicht zu erkennen. Die kleinteilige und heterogene Struktur der über 900 Verteilnetzbetreiber lässt nur generalisierende Ansätze zu, die oft nicht zur individuellen lokalen Struktur des jeweiligen Verteilnetzes passen. Auch haben viele kleine Netzbetreiber nicht die Kapazitäten für eine vorausschauende Netzplanung und deren Umsetzung.