



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2017-2030

Allgemeine energiewirtschaftliche Themen
aus der Konsultation
Netzentwicklungsplan Strom



DEZEMBER 2017

VORBEMERKUNG	5
THEMEN AUS DER KONSULTATION	7
1. Annahmen für die Netzentwicklungsplanung.....	8
1.1 Konventionelle Erzeugung.....	8
1.2 Erneuerbare Erzeugung.....	10
1.3 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast	10
1.4 Dezentrale bzw. verbrauchsnahe Versorgung	13
1.5 Sektorenkopplung	14
1.6 Speicher	15
1.7 Power to Gas.....	16
1.8 Power to Heat.....	16
1.9 Spitzenkappung	16
1.10 Laststeuerung (Demand Side Management).....	17
1.11 Smart Grid	17
1.12 Europäischer Strommarkt und grenzüberschreitende Netzplanung.....	18
2. Netzberechnung und -planung.....	21
2.1 (n-1)-Sicherheit	21
2.2 Lastflusssteuernde Maßnahmen.....	21
2.3 NOVA-Prinzip.....	21
2.4 Erforderlichkeitskriterium.....	23
3. Marktmodellierung	23
4. Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung	24
5. Einhaltung der klimapolitischen Ziele.....	25
6. Gesamtplanbetrachtung und Alternativenprüfung.....	27
7. Verfahrens- und Beteiligungsfragen.....	28
8. Stromübertragungstechnologien	32
GLOSSAR	37
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	49
IMPRESSUM	51

Vorbemerkung

Im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030 wurden erneut viele Einwände erhoben, die sich allgemein auf die Energiewende bzw. auf andere - frühere (Szenariorahmen) oder spätere (Bundesfachplanung, Raumordnung, Planfeststellung) - Schritte des Gesamtprozesses Netzausbau beziehen. Diese können in den betreffenden Verfahrensstufen bzw. ganz allgemein im politischen Raum diskutiert werden. Rechtlich sind sie nach den gesetzlichen Vorschriften zur Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans ohne Belang, gleichwohl aber wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz des Netzausbaus. Um den förmlichen Verwaltungsakt der Bestätigung des Netzentwicklungsplans jedoch nicht zu überfrachten, hat die Bundesnetzagentur sich entschlossen, diese Argumente in diesem gesonderten Dokument zusammenzufassen und sich hier mit ihnen auseinanderzusetzen.

Die Bundesnetzagentur sieht sich einer sachlichen Aufklärung des ungemein komplexen und weit über den Verfahrensgegenstand des Netzentwicklungsplans hinausgehenden Themas Energiewende verpflichtet. Dazu nutzt sie neben der förmlichen Bestätigung des Netzentwicklungsplans weitere Instrumente der Beteiligung und Informationsbereitstellung. Dennoch kann es nicht immer gelingen, jede Frage und jedes Missverständnis zur Zufriedenheit aller Beteiligten

aufzuklären und allen individuellen Anliegen nachzukommen. Das gilt besonders dann, wenn gar nicht um Tatsachen oder Zusammenhänge gestritten wird, sondern verschiedene Menschen, Interessensgruppen und Institutionen naturgemäß zu unterschiedlichen Einschätzungen kommen und auch gegensätzliche Meinungen vertreten.

Ein behördliches Verwaltungsverfahren gerät an diesem Punkt an seine Grenzen, da es die ihm gesetzten rechtlichen Grenzen weder überschreiten darf noch jemals zur vollkommenen Zufriedenheit aller Beteiligten ausdehnen könnte.

Entgegen einer von verschiedenen Seiten geäußerten Erwartungshaltung gehört es nicht zur Aufgabe des Netzentwicklungsplans und der damit verbundenen Konsultationsverfahren, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende oder die Verfahrensregeln zu verändern. Dies bedürfte vielmehr einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis, welche der Netzentwicklungsplan nicht einfach vorwegnehmen kann – zumal es nicht im Belieben der Bundesnetzagentur stehen kann, welche grundlegenden Weichenstellungen für die Energiewende zu treffen sind. Schon aus Gründen der Gewaltenteilung ist ein Verwaltungsverfahren nicht dazu geeignet, Änderungen beispielsweise des Energiewirtschaftsgesetzes oder des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorwegzunehmen. Solche Entscheidungen müssen dem Gesetzgeber vorbehalten bleiben.

Die zweifellos notwendigen Diskussionen um die weitere Ausgestaltung der Energiewende kann das Verfahren zum Netzentwicklungsplan demnach nur anstoßen, aber nicht ersetzen. Erst recht hat es nicht die Funktion einer „Volksabstimmung“ über die Energiewende insgesamt oder über deren einzelne Gesichtspunkte.

Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation

1. Annahmen für die Netzentwicklungsplanung

1.1 Konventionelle Erzeugung

Einige Konsultationsteilnehmer behaupten, dass bei ausreichender Reduktion der konventionellen Stromproduktion die vorhandenen Leitungskapazitäten ausreichen, um den Transportbedarf zu decken. Dabei wird besonders die Kohleverstromung für auftretende Netzengpässe verantwortlich gemacht. Der Netzausbau diene damit primär dem Erhalt der inländischen Kohleverstromung.

Die Bundesnetzagentur konnte bei ihrer der Prüfung des zweiten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber keine Netzausbaumaßnahmen identifizieren, die ausschließlich auf konventionelle Einspeisung zurückzuführen sind. Der Netzausbau wird maßgeblich vom Windkraftausbau im Norden Deutschlands getrieben. Sofern konventionelle Einspeisung zu Engpassproblemen führt, ist das auf Must-Run-Bedingungen konventioneller Kraftwerke zurückzuführen. Dabei handelt es sich jedoch nur um wenige Stunden, die für sich genommen keinen Bedarf für Netzausbau begründen. Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt auch keine Neu- oder Ersatzbauten von Kohle- oder Ölkraftwerken. Es wird nur ein Zubau von Gaskraftwerken im Rahmen der Bundesnetzagentur bekannter Kraftwerksprojekte angenommen.

In anderen Beiträgen wird kritisiert, der dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegende Szenariorahmen ignoriere die betriebliche und unternehmerische Realität der Kraftwerksbetreiber. Die Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke werde nur schematisch mit einer pauschalen Lebensdauer abgebildet. Notwendig sei hier jedoch vielmehr eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die sich an den geltenden Markt- und Rechtsregeln orientieren müsse. Dann würde in den Szenarien wesentlich mehr konventionelle Kapazität verbleiben.

Nach Überzeugung der Bundesnetzagentur ist eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Zwecke des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans ungeeignet. Eine solche Betrachtung müsste für jedes einzelne Kraftwerk zahlreiche Eingangsparameter berücksichtigen. Diese müssten korrekt erhoben und das Marktverhalten der Kraftwerke möglichst exakt in einem Marktmodell abgebildet werden. Neben den Annahmen zum Energiemarkt müssen weitere finanzwirtschaftliche Kriterien definiert werden (Zinssätze, Amortisierungsdauern, Betriebskosten), die nicht zum originären Umfeld des Szenariorahmens gehören. Kleine Veränderungen an diesen Rahmenbedingungen können dabei zu erheblichen Unterschieden in der Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken führen. Die Ergebnisse würden eine Scheingenauigkeit produzieren, die jedoch realen Einfluss auf die heutige Situation der betroffenen Kraftwerke haben könnte. Würde Seitens der Bundesnetzagentur geäußert, dass ein bestimmtes Kraftwerk in 2030 wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht mehr am Markt sein wird, so wäre z.B. die Beschaffung von Kapital für Investitionen in besagtes Kraftwerk schwierig. Die Bundesnetzagentur würde im schlimmsten Fall eine sich selbst erfüllende Prophezeiung in die Welt setzen, was nicht mit ihrem gesetzlichen Auftrag vereinbar wäre.

Speziell für Braunkohlekraftwerke kann nach Ansicht der Bundesnetzagentur allein aus der genehmigten Betriebsdauer eines Tagebaus nicht auf die Restlaufzeit eines Braunkohlekraftwerks geschlossen werden. So weist nicht jeder Tagebau zwingend eine Betriebsgenehmigung für den gesamten Tagebau auf, sondern auch Teilgenehmigungen sind durchaus üblich. In diesem Fall ist eine eindeutige Zuordnung der Lebensdauer eines Braunkohlekraftwerks zu einer Tagebaugenehmigung nicht möglich. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken im gegenwärtigen Marktdesign zumindest zu hinterfragen. Aufgrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist der Marktpreis für Strom und somit der Deckungsbeitrag eines

Kraftwerks in den letzten Jahren gesunken. Gerade Braunkohlekraftwerke müssen hohe Fixkosten decken und sind dadurch auf viele Einsatzstunden angewiesen. Darüber hinaus deuten gegenwärtige politische Entwicklungen daraufhin, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in der Zukunft nicht verbessern wird. Mit dem Festhalten an den Klimazielen hat die Bundesregierung ein klares Zeichen zur Absenkung der Einspeisung aus CO₂-intensiven Technologien gegeben. Angesichts des verhältnismäßig großen Beitrags der Braunkohlekraftwerke am CO₂-Ausstoß des gesamten Kraftwerksparks ist zu erwarten, dass Braunkohlekraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der zusätzlichen CO₂-Einsparung leisten werden müssen.

Viele Konsultationsteilnehmer halten es für nicht hinnehmbar, dass vergleichsweise umweltschonende Gaskraftwerke wegen Unrentabilität vom Netz gingen bzw. dass Windkraftanlagen aberegelt würden, während Kohlekraftwerke weiterhin auskömmlich produzieren könnten und das Übertragungsnetz „verstopfen“. Würden weitere Gaskraftwerke gebaut, entfielen der Bedarf an Stromtransport und damit an neuen Leitungen. Zugleich würde die Abhängigkeit von der Kohleverstromung sinken.

Das Recht konventioneller Kraftwerke, ihren Strom am Markt anzubieten, darf und kann die Bundesnetzagentur nicht beschneiden. Allerdings kommen diese Kraftwerke auch am Markt nur dann zum Zuge, wenn sie zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten. Vorrang haben zunächst erneuerbare Energien. EE-Anlagen dürfen im Falle von Netzengpässen nur dann aberegelt werden, wenn zuvor alle konventionellen Anlagen heruntergefahren wurden. Umgekehrt ergibt es keinen Sinn, konventionelle Kraftwerke abzuregeln, ohne dass dadurch die Menge des transportierbaren erneuerbaren Stroms steigt. Der Abschaltung von EE Anlagen kann man letzten Endes nur entgegenwirken, indem man sie durch ausreichend ausgebaute Stromnetze in die Energieversorgung integriert.

Der Gesetzgeber möchte den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 Prozent steigern. Nach Lage der Dinge muss der restliche Bedarf marktwirtschaftlich durch konventionelle Erzeugung oder durch Importe gedeckt werden.

Im Übrigen fußt die Netzentwicklungsplanung unter anderem gerade auf der Annahme, dass bei der Kohleverstromung sowohl die installierten Erzeugungskapazitäten als auch die tatsächlich produzierten Strommengen bis zum Betrachtungsjahr 2030, bedingt durch die Energiewende, erheblich zurückgehen. Demzufolge ist die Kohleverstromung kein entscheidender Faktor für den Netzausbaubedarf.

Unter den derzeitigen Marktbedingungen ist nur eine geringe Investitionsbereitschaft in Gaskraftwerke gegeben. Um den Anteil von Gaskraftwerken an der Stromerzeugung steigern zu können, müsste jede in Gaskraftwerken erzeugte Kilowattstunde kontinuierlich und massiv subventioniert werden. Diese Förderung müsste darüber hinaus auch eine Standortkomponente beinhalten, die dafür sorgt, dass neue Gaskraftwerke gezielt an netzdienlichen Standorten errichtet werden. Dies würde den Strommarkt verzerren und Preissteigerungen mit sich bringen.

1.2 Erneuerbare Erzeugung

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich dafür aus, bei der Netzentwicklungsplanung einen stärkeren Ausbau der regenerativen Erzeugung anzunehmen. Die im Szenariorahmen 2017-2030 enthaltenen Ausbaupfade seien als nicht ausreichend zu bewerten.

Die Bundesnetzagentur geht bei der Genehmigung des Szenariorahmens und der Bestätigung des Netzentwicklungsplans grundsätzlich von der aktuellen Marktordnung und dem geltenden Rechtsrahmen aus. Die EE-Ausbauziele der Szenarien orientieren sich dabei an den technologiespezifischen Ausbaupfaden des EEG 2017. Dort werden für Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen und Biomasseanlagen konkrete Brutto-Zubauwerte je Jahr vorgegeben. Die sich daraus ergebenden Bandbreite des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird über die im Netzentwicklungsplan 2017-2030 betrachteten Szenarien vollständig abgedeckt. Der Ausbau von kleinen PV-Anlagen für den Eigenverbrauch kann sich, besonders in Verbindung mit PV-Batteriespeichern, auch außerhalb des Förderregimes des EEG lohnen. Diesem Umstand wird im Netzentwicklungsplan durch höhere installierte Mengen Rechnung getragen.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die Einspeisevergütung für PV-Kleinanlagen nach 20 Jahren ausläuft und diese Anlagen daraufhin nicht mehr einspeisen würden. Ein anderer Beitrag fordert hingegen für PV-Anlagen eine Betriebsdauer von 25 Jahren zu unterstellen. Die Annahme einer pauschalen Nutzungsdauer von 20 Jahren bei Windenergieanlagen wird von mehreren Konsultationsteilnehmern kritisch hinterfragt. Zwar sei ein pauschaler Ansatz für ein deutschlandweites Modell gut begründbar, jedoch sei die Gleichstellung von Förderzeitraum und Betriebsdauer diskussionswürdig. Wenn an Standorten die Möglichkeit bestünde, eine Anlage durch Repowering zu ersetzen, sei die Nutzungsdauer von 20 Jahren angemessen. An Standorten, an denen ein solcher Ersatzneubau aufgrund geänderter Genehmigungslage nicht möglich ist, seien deutlich längere Betriebsdauern anzunehmen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist durch Verlängerung der angenommenen Betriebsdauern jedenfalls keine netzdimensionierende Veränderung der installierten Kapazitäten für das Betrachtungsjahr 2030 zu erwarten. Auch Studien zu diesem Thema mangelt es an klarem Konsens in dieser Frage. Daher wird der pauschale Ansatz von 20 Jahren für diesen Prozess noch beibehalten. Die Bundesnetzagentur wird die Diskussion jedoch weiter verfolgen und im Nachfolgeprozess gegebenenfalls berücksichtigen.

1.3 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

Einige Konsultationsteilnehmer geben zu bedenken, dass Grundlage der Netzentwicklungsplanung nicht der produzierte Strom sein sollte, sondern der Strom, der abgenommen werde.

Grundlage der Netzplanung ist bereits der Strombedarf und nicht die Stromerzeugung. Im Marktmodell wird die stündliche Last an jedem Netzverknüpfungspunkt vorgegeben. Anschließend wird die Einspeisung der erneuerbaren Energien berücksichtigt. Nur die dann verbleibende Residuallast wird vom konventionellen Kraftwerkpark und ggf. von Importen gedeckt. Es wird also nicht mehr Strom produziert, als nachgefragt wird. Allerdings kann diese Nachfrage über den europäischen Energiebinnenmarkt auch aus dem Ausland stammen, so dass auch für den Export produziert wird.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer erwarten für die Zukunft einen sinkenden Stromverbrauch. Im Szenariorahmen blieben stromverbrauchsreduzierende Potenziale unberücksichtigt bzw. würden als zu gering bewertet. Stromverbrauchstreibende neue Anwendungen im Rahmen der Sektorenkopplung

(Wärmepumpen und Elektromobilität), würden zukünftig durch anderweitige Effizienzsteigerungen ausgeglichen. Ein sinkender Stromverbrauch führe zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs. Andere Konsultationsteilnehmer widersprechen dem und geben zu bedenken, dass es gerade durch eine Sektorenkopplung zu einer drastischen Erhöhung der Spitzenlast und des Stromverbrauchs komme. Wärmepumpen erzeugten massive Lastspitzen, Elektromobilität und die zunehmende Digitalisierung lösten zusätzlichen Bedarf aus.

Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass sich auf dem Energiemarkt der Zukunft sowohl verbrauchsteigernde als auch verbrauchssenkende Effekte bemerkbar machen werden. Die Stärke des verbrauchssenkenden Effektes wird besonders vom Erfolg der Energieeffizienzmaßnahmen bestimmt werden. Hierzu gehört z.B. der Umfang der Gebäudedämmung, die Umstellung auf LED-Beleuchtung, Effizienzsteigerungen bei Haushaltsgeräten, Industrie- und Haushaltsprozessen. Auf der anderen Seite stehen verbrauchstreibende Effekte, die zusammenfassend auf die Sektorenkopplung zurückgeführt werden können. Ohne weitergehende Elektrifizierung von derzeit noch nahezu komplett fossil geprägten Sektoren wie Verkehr und Wärme können die Ziele der Energiewende und insbesondere der Klimaschutz nicht verwirklicht werden. Deshalb wird in den Szenarien eine unterschiedlich starke Durchdringung des Marktes mit Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen sowie Power-to-Gas Technologien angenommen, die zu einem Anstieg des Stromverbrauchs führen. Je nach Umfang der Effizienzsteigerungen und der Sektorenkopplung kommt es dabei zu einer unterschiedlich ausgeprägten Überlagerung der beiden Effekte, was im Ergebnis zu einem sinkenden, steigenden oder konstant bleibenden Stromverbrauch führen kann.

Einige Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass die Verteilernetzbetreiber über aussagekräftige Daten zum Stromverbrauch in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet verfügten. Diese Kenntnisse und Daten sollten mit den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber abgeglichen und berücksichtigt werden.

Prinzipiell wäre es vielversprechend, wenn die Daten und die Prognosen der Verteilernetzbetreiber bei der Ermittlung des zukünftigen Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast einbezogen werden könnten. Die Bundesnetzagentur hat sich jedoch bewusst für die Methode des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) entschieden, bei der nicht jeder Verteilernetzbetreiber einzeln einbezogen und befragt werden muss. Die Koordination und Synchronisation der Daten und Prognosen von über 800 Verteilernetzbetreibern würde zu einem erheblichen Mehraufwand führen, der in keinem Verhältnis zum damit erreichbaren Zugewinn an Erkenntnissen stünde. Die Methode des ISI bezieht zudem bereits Daten und Erfahrungen von zahlreichen Verteilernetzbetreibern ein.

Einige Konsultationsteilnehmer hinterfragen die Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast durch das Fraunhofer ISI. Es gäbe Studien, die für die Jahre 2030 und 2035 zu anderen und auch sehr verschiedenen Ergebnissen kämen. Bei der regionalen Verteilung von Stromverbrauch und Höchstlast falle auf, dass gleichartige Regionen deutliche Unterschiede bei der relativen Änderung der Größen zeigten.

Die Lastzeitreihen für den Netzentwicklungsplan 2030 werden erstmals auf der Grundlage eines modellgestützten Ansatzes ermittelt. Die Methodik dazu wird vom Fraunhofer ISI in der Studie „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“ im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber entwickelt. Die Studie umfasst sowohl die Ermittlung der Nachfrage für Gesamtdeutschland als auch die Zuordnung der Nachfrage zu verschiedenen innerdeutschen Regionen. Zunächst wird die nationale Stromnachfrage in den Sektoren Haushalte, Industrie, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung modelliert. Dabei werden Annahmen zur technologischen

Entwicklung berücksichtigt und sektorenspezifische Größen in die Zukunft projiziert. Das Ergebnis ist eine Veränderung der historischen Stromnachfragekurven der Sektoren. In der Summe ergibt sich die gesamt nationale Nachfragekurve, die die vorgegebene Jahresenergiemenge erfüllen muss und die Jahreshöchstlast berücksichtigt. Diese wird mit sektoralen Verteilungsschlüsseln auf die Landkreise verteilt. In diesem Schritt werden zahlreiche landkreisscharfe Parameter wie die Anzahl der Haushalte, die regionale Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl von Beschäftigten je Region und Sektor oder klimatische Faktoren berücksichtigt. Dadurch wird beispielsweise die nationale Nachfragekurve des Haushaltssektors einen verhältnismäßig starken Einfluss auf die regionale Nachfragekurve einer Region mit hohem verfügbarem Einkommen und starkem Bevölkerungszug haben.

Um eine Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz zu ermöglichen, ist es im letzten Schritt erforderlich, die Landkreise bestimmten Netzknoten des Übertragungsnetzes zuzuordnen. Durch das Vorgehen entstehen regionale Lastzeitreihen, die nicht auf historischen Profilen basieren, sondern modellbasierte Prognosen darstellen. Die resultierenden Zeitreihen weisen entsprechende Unterschiede zu den Lastzeitreihen vergangener Netzentwicklungspläne auf. Insbesondere im Süden Deutschlands kommt es durch die neue Modellierung zu steigenden Lasten, während die Lasten in den östlichen Landkreisen teilweise abnehmen. Für diese Entwicklung können einige Hauptursachen identifiziert werden. Im Vergleich zu der heutigen Stromnachfrage prognostiziert das Modell eine Steigerung in großen Teilen Bayerns und in Teilen von Baden-Württemberg in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Dies ist insbesondere auf die Annahme eines Bevölkerungszuwachses in den entsprechenden Regionen zurückzuführen, die auf der Raumordnungsprognose 2035 des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung basiert. Hinzu kommt die Annahme eines vergleichsweise großen Zuwachses von Wärmepumpen in Süddeutschland. Deren Regionalisierung erfolgt hauptsächlich entsprechend der Verteilung von Einfamilienhäusern, die auf die Regionaldatenbank des statistischen Bundesamtes zurückgeht. Da in Bayern bereits heute viele Einfamilienhäuser stehen und zudem dort ein Bevölkerungszuwachs angenommen wird, fällt dort ein großer Teil der prognostizierten Last durch Wärmepumpen an.

Um die Auswirkungen der neuen Lastmodellierung zu untersuchen, hat die Bundesnetzagentur eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Dafür hat sie die nationale Lastzeitreihe des Szenarios B 2030 entsprechend den Lastzeitreihen des vorangegangenen Netzentwicklungsplans 2025 regionalisiert. Mit diesen modifizierten Lasten wurde eine Netzberechnung durchgeführt und das Ergebnis mit dem Ergebnis der Lastzeitreihen des Netzentwicklungsplanes 2030 verglichen. Eine signifikante Reduktion überlasteter Stunden war dabei insbesondere auf den Leitungen Remptendorf – Redwitz und Stalldorf – Kupferzell festzustellen. Von einer geänderten Auslastung der Leitung Remptendorf – Redwitz könnte das von der Bundesnetzagentur bestätigte Projekt P39 betroffen sein. Die geänderte Auslastung auf der Leitung Stalldorf – Kupferzell betrifft das ebenfalls bestätigte Projekt P48. Die Bundesnetzagentur hat daher beide Projekte auch mit den modifizierten Lasten geprüft. Ergebnis war, dass die neue Lastmodellierung im Netzentwicklungsplan 2030 nicht ausschlaggebend für die Bestätigungsfähigkeit der Projekte ist. Allerdings tritt ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit unter der neuen Lastmodellierung deutlicher zu Tage.

1.4 Dezentrale bzw. verbrauchsnahe Versorgung

Eine Vielzahl der Konsultationsteilnehmer spricht sich für eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Insbesondere durch den Bau der HGÜ-Korridore würden zentralistische Netzstrukturen geschaffen, die auf Jahrzehnte unflexibel seien und damit eine Energiewende „vor Ort“ erschweren. Andere Flexibilitätsoptionen wie Laststeuerung und Speicher würden unattraktiver. Außerdem erhöhe eine stärker dezentrale orientierte Erzeugungsstruktur unter Verzicht auf die HGÜ die Versorgungssicherheit. Denn die Konzentration auf wenige große HGÜ-Vorhaben führe dazu, dass das Übertragungsnetz zu sehr von diesen abhängig werde und dann die Gefahr bestehe, dass das Übertragungsnetz den Ausfall einer HGÜ-Leitung nicht verkrafte.

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass künftige Netzengpässe nicht nur durch Netzausbau vermieden werden könnten, sondern auch durch eine deutlich stärkere verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur. Insbesondere flexible Gaskraftwerke und dezentrale KWK-Anlagen könnten die Stromnachfrage regional befriedigen und zugleich den notwendigen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes reduzieren. Einige Konsultationsteilnehmer weisen darüber hinaus darauf hin, dass auch aus Kostengesichtspunkten eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur anzustreben sei, weil eine lastnahe Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten günstiger sei als eine lastferne Erzeugung, die einen hohen Transportbedarf und damit einen hohen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes verursache.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind insbesondere Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke. Die Stromerzeugung durch eine Vielzahl dieser kleineren Erzeugungsanlagen ist nicht per se eine dezentrale Erzeugung. Vor allem Windenergieanlagen werden lastfern an Standorten im Norden der Bundesrepublik errichtet, da diese Standorte aufgrund des dort herrschenden Windaufkommens für die Erzeugung von Windenergie besonders geeignet sind. Eine dezentrale Erzeugungsstruktur allein besitzt nicht das Potenzial, den erforderlichen Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu reduzieren. Ebenso wenig wäre sie in verbrauchsstarken Regionen in der Lage, den Strombedarf zu decken, auch nicht in Verbindung mit Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen. Denn das Potenzial regenerativer Energien „vor Ort“ reicht beispielsweise in Ballungsräumen allein nicht zur Befriedigung des dortigen Bedarfs.

Sofern man auch den Einsatz von Blockheizkraftwerken oder lokalen Gaskraftwerken als „dezentral“ versteht, mag das zwar zur Vermeidung von Stromnetzausbau führen. Keinesfalls dezentral wäre allerdings die Versorgung solcher Erzeugungsanlage mit Erdgas. Abgesehen davon ergibt der Einsatz von BHKW, gasbefeuerten KWK-Anlagen und Gaskraftwerken nur dann Sinn, wenn deren Erzeugungsüberschüsse auch überregional zur Verfügung stehen.

Voraussetzung für eine Reduzierung des notwendigen Ausbaubedarfs des Übertragungsnetzes wäre, dass Einspeisung und Verbrauch räumlich und zeitlich zusammenfallen und die erzeugte Strommenge vor Ort zwischengespeichert werden könnte. Aufgrund der hohen Volatilität von Wind- und PV-Strom und den noch nicht ausreichend entwickelten, geschweige denn wettbewerbsfähigen Speichertechnologien wäre die Versorgungssicherheit vor Ort bei einer dezentralen Verteilung der Erzeugungsanlagen nicht überall gewährleistet. Ein solches Modell erschiene zwar in kleinen Gemeinden mit hoher EE-Erzeugung und mit lokalen Speichermöglichkeiten denkbar, nicht jedoch in bevölkerungsreichen und verbrauchsstarken Regionen. Dort müssten konventionelle Reservekraftwerke zugebaut werden, die zudem subventioniert werden müssten und zusätzliche CO₂-Belastungen mit sich brächten.

Beispielsweise eine Metropolregion wie Nürnberg mit 3,5 Mio. Einwohnern bräuchte, um ihren Jahresenergiebedarf von ca. 19 TWh zu decken, 3.000 Windräder der 3 MW-Klasse. Bei einer dreiwöchigen „Windflaute“ ergäbe sich im Jahresmittel ein Speicherbedarf von 1,1 TWh. Dafür würde man rein rechnerisch – um die Größenordnung zu veranschaulichen - die Speicherkapazität von mehreren Millionen Elektroautos oder 130 Pumpspeicher in den baulichen Dimensionen des PSW Goldisthal benötigen, ganz zu schweigen von den Kosten. Eine solcher für Deutschland typischer Ballungsraum kann also „dezentral“ (im Sinne von „autark“) nicht ausreichend regenerativ produzieren bzw. speichern.

In einer zugleich dezentralen und verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur würde EE-Strom nicht an dafür günstigsten, wind- bzw. sonnenreichen Standorten erzeugt. Dies würde dazu führen, dass insgesamt wesentlich mehr Flächen für EE-Erzeugungsanlagen gebraucht und insbesondere der Verbrauch an Flächen an wenig ertragreichen Standorten erhöht werden müsste. Dazu ist keinerlei politische Bereitschaft festzustellen.

Im Übrigen ist festzuhalten, dass der Netzentwicklungsplan dezentrale Erzeugungsstrukturen durchaus berücksichtigt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist realistisch und kleinteilig modelliert, ebenso die Stromproduktion aus KWK-Anlagen und die am Ort der Erzeugung zu deckende Verbrauchslast. Nur bedeutet realistisch in diesem Zusammenhang wiederum, dass die Erneuerbaren in erster Linie so ausgebaut werden, wie es sich für die Investoren als am wirtschaftlichsten darstellt. Es gibt demnach momentan schlicht keine realistische Perspektive für einen anderen, „noch dezentraleren“ und zugleich lastnäheren Ausbau der Erzeugungsstruktur, die in der Netzplanung zu berücksichtigen wäre.

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass der größte Modernisierungs- und Ausbaubedarf in den regionalen Verteilernetzen bestehe. Diese müssten zunächst ausgebaut werden. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass der Ausbaubedarf im Verteilernetz noch gar nicht geklärt sei, aber dennoch bereits der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz geplant werde. Gerade der Ausbau des Verteilernetzes führe aber zu einem deutlich geringeren Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes.

Es ist richtig, dass ein konsequenter Ausbau erneuerbarer Energien erheblichen Ausbaubedarf in den Verteilernetzen auslöst. Ein Großteil aller Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind auf dieser Netzebene angeschlossen. Zur Weiterleitung des erzeugten EE-Stroms, der nicht „vor Ort“ verbraucht bzw. gespeichert werden kann, braucht es allerdings ein länderübergreifendes Übertragungsnetz. Je besser die Verteilernetze ausgebaut sind, desto mehr EE-Strom kann aus ihnen auf die Ebene der Übertragungsnetze hochgewälzt werden und desto größer wird dort der Ausbaubedarf. Im NEP wird daher ein bedarfsgerechter Ausbau der unterlagerten Verteilernetze unterstellt.

1.5 Sektorenkopplung

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für eine stärkere Kopplung zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr aus bzw. sind der Ansicht, dass diese Netzausbau vermeiden könnte.

Die Sektorenkopplung ist nötig, um den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten deutschen Primärenergieverbrauch, also auch außerhalb des Stromsektors, zu erhöhen. In der Konsequenz bedeutet das aber gerade nicht, dass weniger elektrische Energie erzeugt und transportiert werden muss, sondern tendenziell eher mehr. Denn die von Heizsystemen und Verkehrsmitteln bisher benötigte Energie, die im Moment zu großen Teilen noch aus fossilen Brennstoffen stammt, muss effizient durch elektrische Energie ersetzt werden.

Keine Sektorenkopplung in diesem Sinne ist es deshalb, „überschüssige“ bzw. wegen bestehender Netzengpässe nicht am Ort ihrer Erzeugung nutzbare erneuerbare Energie mittels verschiedener Technologien in Wärme oder Brennstoffe umzuwandeln. Dieser Ansatz greift zu kurz, denn er kann den Bedarf an elektrischer Energie, der wiederum mit einem Transportbedarf einhergeht, nicht decken. Wird eigentlich benötigter Strom wegen Engpässen im Netz umgewandelt und anders genutzt, kann die Stromversorgung nicht effizient auf erneuerbare Energien umgestellt werden.

1.6 Speicher

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass absehbare Fortschritte bei Speichertechnologien nicht berücksichtigt worden seien und verlangen, die Speicherforschung stärker zu fördern. Einer schlägt vor, das Geld aus der Kohleförderung für die Erforschung von Speichern zu verwenden.

Nicht eine fehlende technische Grundlagenforschung spricht gegen eine stärkere Berücksichtigung von Speichern, sondern ihre mangelnde wirtschaftliche Perspektive. Im Stromhandel benötigen Speicher für den wirtschaftlichen Betrieb insbesondere ausreichend hohe Preisunterschiede (z. B. zwischen günstigem Nachtstrom und hohen Preisspitzen am Tag). Ihr Geschäftsmodell beruht also darauf, günstigen Strom zu speichern und ihn zu einem späteren Zeitpunkt zu einem höheren Preis wieder verkaufen zu können. Allerdings führt insbesondere die stark zunehmende Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen in den Mittagsstunden zu einem Absinken der Preisspitzen am Tag. Dies verringert die für die Stromspeicherung aus betriebswirtschaftlicher Sicht nötigen Preisunterschiede und verschlechtert die Wirtschaftlichkeit. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist eine Marktreife von Stromspeichern, die derart preiswert wären, dass dies die Annahme eines Zubaus der Technologie in relevantem Umfang im Rahmen der Netzentwicklungsplanung begründen würde, in den nächsten zwanzig Jahren nicht wahrscheinlich.

Solange Speicher nicht netz- sondern marktgetrieben agieren, ist der Export von überschüssigem Strom fast immer wirtschaftlicher als die Speicherung in Deutschland. Ein wechselseitiger Stromaustausch bzw. eine wechselseitige Deckung der Nachfrage mittels international verbundener Stromnetze ist in aller Regel die weitaus günstigste Flexibilitätsoption, die in einem Marktsystem angeboten wird. Ein Zubau von marktgetriebenen Speichern hätte demzufolge keine Auswirkung auf die Exportzahlen.

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass der technische Fortschritt der Batteriespeichertechnik nur unzureichend berücksichtigt wurde, und halten die Annahmen zum Zubau von PV-Heimspeichern für zu gering. Einige fordern sogar, (private) Stromerzeuger gesetzlich zu verpflichten, für die Erzeugungsspitzen ihrer Anlagen eigene Speicher vorzuhalten. Dadurch würden Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen vermieden.

Durch Speicher, die am Standort des Stromerzeugers errichtet werden und nicht markt- sondern netzgesteuert agieren, könnten gezielt Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen vermieden werden. Stromerzeuger gesetzlich dazu zu verpflichten, liegt allerdings nicht in der Hand der Bundesnetzagentur. Politische Mehrheiten für solche Zwangsmaßnahmen sind nicht ersichtlich. Für den Bereich der Eigenversorgung wird im aktuellen Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmal eine Bandbreite für die installierte Leistung von Batteriespeichern in Privathaushalten angenommen. Diese reicht von 3 bis 6 GW und berücksichtigt aus Sicht der Bundesnetzagentur und zahlreichen Konsultationsteilnehmer den Fortschritt der Batteriespeichertechnik ausreichend

1.7 Power to Gas

In zahlreichen Beiträgen wird auf die Möglichkeiten der „Power to Gas“-Technologie hingewiesen. Diese könne dazu beitragen die Fluktuationen der erneuerbaren Energien lastgerecht zu steuern. Dies könne durch die Umwandlung von überschüssigem EE-Strom und dessen Speicherung in Gasform ermöglicht werden. Als Speicher solle das bestehende Erdgasnetz genutzt werden, da es bereits ausreichende Speicherkapazitäten biete. Somit müssten keine neuen Speicher gebaut werden und der Ausbau des Stromnetzes ließe sich weitgehend vermeiden. Ein Neubau anderer Großspeicher wie etwa Pumpspeichern verbräuche viel Platz und sei mit weiterem Netzausbau verbunden. Darüber hinaus wird von manchen Konsultationsteilnehmern beklagt, dass die Speicherung in Pumpspeichern gegenüber der Speicherung im Erdgasnetz ineffizient sei.

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung zahlreicher Konsultationsteilnehmer, dass das Erdgasnetz eine große Speicherkapazität zur Verfügung stellt. Durch das weitverzweigte Erdgasnetz ist es theoretisch möglich den überschüssigen Strom in Form von Wasserstoff oder Methan in das Erdgasnetz einzuspeisen. Auch der Einsatz von Power to Gas hängt allerdings von der Wirtschaftlichkeit ab. Der Gesamtwirkungsgrad eines Umwandlungsprozesses von Strom zu Gas und zurück zu Strom beträgt lediglich 30 bis 40%. Es gehen also 60 bis 70% der erzeugten Energie durch die Speicherung und Umwandlung verloren. Im Vergleich dazu verfügt ein Pumpspeicher über einen Wirkungsgrad von 75 bis 85%. Bei der direkten Übertragung von Strom liegen die Verluste hingegen bei unter 10%. Aus wirtschaftlichen sowie energetischen Gesichtspunkten ist daher die direkte Übertragung als Strom klar vorzuzugwürdig. Eine Umwandlung von EE-Strom in Wasserstoff ohne Rückverstromung kann für den Einsatz in der Industrie wirtschaftlich sein, trägt dann jedoch nichts zum für die bundesweite Versorgung notwendigen Transport elektrischer Energie bei.

1.8 Power to Heat

Viele Konsultationsteilnehmer regen an, Synergien im gesamten Energiemarkt zu nutzen. Dazu biete sich die „Power to Heat“-Technologie an, um Strom- und Wärmemarkt zu verknüpfen. Zunächst müsse dazu die Konvergenz zwischen Strom- und Wärmemarkt hergestellt werden, da hier die größten Synergien und eine schnelle Flexibilisierung ohne besonderen Investitionsaufwand umgesetzt werden könnten. Dafür müssten regulatorische Hemmnisse für den Einsatz von überschüssigem Strom zur Wärmeerzeugung abgebaut werden.

Power to Heat kann fossile Wärmeerzeugung ersetzen und so die CO₂-Bilanz verbessern, wenn dafür Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird. Dem wird im Netzentwicklungsplan über die Annahmen zur Entwicklung im Bereich von Wärmepumpen Rechnung getragen. Allerdings ist Power to Heat damit in erster Linie im Wärmesektor wirksam und trägt so nichts zum notwendigen Transport elektrischer Energie bei.

1.9 Spitzenkappung

Einzelne Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass überdimensionierter Netzausbau durch Spitzenkappung bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen vermieden würde, fordern aber, dass bei hohem Wind- bzw. Sonnenenergieaufkommen zuerst Kohlekraftwerke und derzeit noch laufende Kernkraftwerke gedrosselt werden müssten.

Hier muss zwischen Planung und Betrieb unterschieden werden. In den Simulationen zum Netzentwicklungsplan werden Windkraft- und Photovoltaikanlagen gedrosselt, in der Praxis werden aber zuerst konventionelle Kraftwerke heruntergefahren. Hierzu ist von der Bundesnetzagentur der „Leitfaden zum EEG-Einspeise-

management – Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“ erschienen.

1.10 Laststeuerung (Demand Side Management)

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sagen, dass durch eine zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage energieintensiver Abnehmer der Netzausbau stark reduziert bis komplett vermieden werden könne.

Laststeuerung bzw. Demand Side Management ist geeignet, die erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren, ein grundsätzlicher Netzausbau wird sich hierdurch jedoch nicht vermeiden lassen. Laststeuerung bedeutet, bei hohen Strompreisen am Markt die Stromnachfrage zu vermindern und sie später bei niedrigen Strompreisen „nachzuholen“. Es führt also in Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu einer höheren Nachfrage und umgekehrt bei höheren Strompreisen zu einer niedrigeren Nachfrage. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Somit würden die Nachfrage und damit auch der Transportbedarf steigen. Im umgekehrten Fall, bei hohen Strompreisen (welche zeitlich im Wesentlichen mit geringer EE-Einspeisung zusammenfallen), bewirkt Laststeuerung eine geringere Nachfrage. Für solche Lastsituationen, bei gleichzeitiger geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, findet kein Netzausbau statt. Hinzu kommt, dass sich der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung hauptsächlich in ländlichen Gebieten realisiert, dort aber keine nennenswerten Lasten vorhanden sind, die zeitlich verschoben werden könnten.

1.11 Smart Grid

Mehrere Konsultationsteilnehmer argumentieren, dass ein Smart Grid, in dem sämtliche Erzeuger und Verbraucher miteinander vernetzt wären, den Netzausbau reduzieren könnte.

Unter dem Begriff des Smart Grid werden eine Vielzahl ganz unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien verstanden, um eine bisher „konventionelle“ Energieinfrastruktur besser nutzen zu können. Das geschieht beispielsweise durch den Einsatz von Komponenten zur Kommunikation, Steuerung und Automatisierung. Ein Smart Grid führt so zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastuktur. In der Netzentwicklungsplanung wird der Einsatz solcher Technologien unterstellt, sofern sie – wie etwa das Freileitungsmonitoring – erprobt und einsatzfähig sind, ohne dass dadurch Abstriche an der Sicherheit des Systembetriebs und der Versorgung entstehen. Gleiches gilt für die Aufrüstung der mit dem Übertragungsnetz verbundenen Verteilnetze zu Smart Grids beispielsweise durch regelbare Ortsnetztransformatoren.

Auf einer weiteren Ebene wird der Begriff des Smart Grid quasi als Synonym für ein weitestgehend dezentralisiertes Energiesystem (vgl. Abschnitt 1.4) verwendet. Unter dem Strich verbleibt aber auch bei einer Aufrüstung der bestehenden Netzinfrastuktur zu einem Smart Grid immer noch überregionaler Übertragungsbedarf, um überall und jederzeit die Nachfrage nach Strom decken zu können.

1.12 Europäischer Strommarkt und grenzüberschreitende Netzplanung

Die Auswirkungen des europäischen Stromhandels werden im Kreis der Konsultationsteilnehmer unterschiedlich bewertet. Einige sprechen sich dafür aus, dass das europäische Ziel einer europäischen Energieunion möglichst uneingeschränkter Handel an den Ländergrenzen voraussetze und der europäische Stromhandel daher gefördert werden müsse. Andere Konsultationsteilnehmer hingegen kritisieren Stromimporte, Stromexporte und Stromtransite als zu hoch. Zur Beschränkung des Exportüberschusses solle eine prozentuale Maximaexportmenge festgelegt werden, die sich an der Gesamtstrommenge orientiert. Der europäische Stromhandel stünde einer dezentralen Energiewende entgegen.

Ferner wird angemerkt, dass die Versorgungssicherheit Deutschlands zunehmend von grenzüberschreitenden Leitungen abhängt. Die Unterstellung, dass diese Länder die Nachfrage Deutschlands in diesen Knappheitsstunden befriedigen können, werde dabei nicht hinterfragt. Umgekehrt könnten die Nachbarländer in Starkwindzeiten den in Deutschland erzeugten Strom nicht aufnehmen.

Besonders wird von vielen Konsultationsteilnehmern kritisiert, dass nicht klar zu erkennen sei, welcher Netzausbau der deutschen Energiewende und den Erfordernissen eines stabilen Netzbetriebs und welcher dem europäischen Strombinnenmarkt diene. Manche vertreten sogar die Meinung, dass der Netzausbau ausschließlich dem europäischen Stromhandel diene. Deutschland sei zwar als zentrales Land in Europa auch für Strom als Transitland gefragt, es sei jedoch nicht hinzunehmen, dass externe energiepolitische Entscheidungen die Stromnetzplanung in Deutschland maßgeblich prägen.

Es sei nicht klar, welche Vorteile und Entlastungen ein europäischer Verbund mit sich bringe und welche zusätzlichen Belastungen dadurch aufträten. Dies ließe sich beurteilen, indem man ein Szenario mit begrenzten oder gekappten Außenbeziehungen einführen würde. Weiterhin wird von zahlreichen Konsultationsteilnehmern kritisiert, dass ausländische Käufer deutschen Stroms keine Netzentgelte in Deutschland entrichten müssten und damit auch nicht an den beteiligt würden. Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass Angaben zu den unterstellten Kraftwerkskapazitäten und deren Betriebsweisen in den Nachbarländern nicht vorhanden seien.

Andere Beiträge äußern sich dahingehend, dass es kritisch zu sehen sei, dass die installierte konventionelle Kraftwerkskapazität geringer ist als die Jahreshöchstlast. Somit sei Deutschland in einer Engpasssituation nicht in der Lage, die Nachfrage aus eigener Erzeugungsleistung zu decken. In diesen Situationen werde Deutschland zum Nettoimporteur und Importeure seien zwingend notwendig, somit bestünde eine Abhängigkeit vom europäischen Binnenmarkt.

Deutschland ist im europäischen Strommarkt integriert und kann nicht als Insel betrachtet werden. Vielmehr ist der EU-weite Energiehandel Teil des europäischen Binnenmarkts und soll gemäß geltendem EU-Recht in Zukunft weiter intensiviert werden. Dies ist kein Selbstzweck und keine Förderung von Händlern oder Produzenten, sondern dient in erster Linie den Verbrauchern und der Versorgungssicherheit. Neben positiven Effekten der europäischen Vernetzung, dass z. B. bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien auch Verbraucher im Ausland den Strom abnehmen können und keine EE-Anlagen abgeregelt werden müssen, profitiert jedes Land von einer gemeinschaftlichen Steigerung der Versorgungssicherheit. Würde jedes Land für sich selbst autark sein wollen, müsste es auch deutlich größere Menge an gesicherter Leistung vorhalten. In der Marktmodellierung des Netzentwicklungsplans kam es zu keinem Marktversagen bei der Versorgung. Das bedeutet, dass die Last in allen Stunden des Jahres von der verfügbaren erneuerbaren und konventionellen Kapazität gedeckt werden konnte. Die

Bundesnetzagentur ist sich aber der steigenden Diskrepanz zwischen gesicherter konventioneller Erzeugung und Spitzenlast bewusst, die sich im Rahmen der Sektorenkopplung und der zukünftig zu erwartenden weiteren Reduktion des konventionellen Kraftwerkparks tendenziell vergrößern wird.

Für die Verbraucher ergeben sich durch die europäische Vernetzung niedrigere Strompreise, da an einem größeren Markt mehr Anbieter konkurrieren. Selbstverständlich darf der Stromhandel nicht komplett unbegrenzt stattfinden und damit zu einem überdimensionierten Netzausbau führen. Eine solche Begrenzung wird aber sowohl im Marktmodell als auch in der Realität durch die Begrenzung der Handelskapazitäten (NTC) zwischen den einzelnen Ländern bzw. Marktgebieten erreicht.

Im internationalen Stromhandel ist es nicht möglich, zwischen „guten“ und „schlechten“ Stromimporten bzw. -exporten zu unterscheiden. Deutschland kann nicht auf der einen Seite Stromimporte immer dann akzeptieren, wenn es zum eigenen Vorteil ist, und in allen anderen Fällen diesen blockieren. Genauso wenig kann Deutschland den Stromexport nur dann zulassen, wenn es gerade opportun erscheint oder nur „grüner“ Strom exportiert werden soll. Genauso wenig kann Deutschland in den Strommix der Nachbarstaaten eingreifen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, die Rolle der Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und deren TYNDP stärker zu betonen. Der Einfluss des TYNDP auf den NEP müsse dabei stärker hervorgehoben werden. Auch sollten die aus dem TYNDP-Prozess übernommenen Daten detaillierter dargelegt werden. Der TYNDP gehe von einer starken Zunahme des Stromhandels innerhalb des europäischen Binnenmarktes aus, der im NEP nicht hinterfragt werde. Kritisiert wird dabei auch die Übernahme der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern.

In den nationalen Prozess der Netzentwicklung fließen europäische Arbeiten ein. Dies betrifft zum einen den europäischen Szenariorahmen (Scenario Development Report, SDR), welcher Grundlage für die Modellierung des europäischen Auslands ist. Hier wird beispielsweise auf die gemäß der Szenarien des SDR (den sogenannten „Visionen“) installierte Erzeugerleistung zurückgegriffen. Zum anderen dient der europäische, nicht bindende TYNDP als Grundlage zur Ermittlung der Handelskapazitäten.

Die Vorhaben des TYNDP sind im NEP Prozess nicht automatisch bestätigungsfähig. Der Großteil, der im TYNDP enthaltenen Maßnahmen wird von der Bundesnetzagentur im NEP auf ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit geprüft. Lediglich für einige grenzüberschreitende Leitungen wird in der Bestätigung des NEP auf die Kosten-Nutzen-Analyse (Cost Benefit Analysis, CBA) des TYNDP zurückgegriffen. Dies gilt für Interkonnektoren, die den europäischen Binnenmarkt stärken sollen. Die CBA zeigt den gesamteuropäischen Nutzen der einzelnen Vorhaben hinsichtlich verschiedener Kriterien. Dies sind unter anderem Wohlfahrtsgewinne, die Integration erneuerbarer Energien sowie die Vermeidung von CO₂.

Einige Konsultationsteilnehmer bezweifeln, dass bei Projekten, die auf Ebene der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“, PCI) eingestuft sind, noch eine fachliche Prüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans stattfindet.

Die Rechtsgrundlagen für Projekte von gemeinsamem Interesse sind in der EU-Verordnung Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur („TEN-E-Verordnung“) geregelt. Die Bundesnetzagentur hat dazu ein umfassendes,

gesondertes „Verfahrenshandbuch Projects of Common Interest (PCI)“ veröffentlicht, zu finden unter www.bundesnetzagentur.de/pci oder www.netzausbau.de/europa.

PCI-Projekte müssen dieselben Anforderungen erfüllen wie jedes andere NEP-Projekt und werden nach denselben Maßstäben geprüft und öffentlich konsultiert. Grundsätzlich gilt, dass nur eine im Netzentwicklungsplan bestätigte bzw. in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Maßnahme PCI werden kann. Sofern eine Maßnahme als PCI geführt wird, ist dies eingangs des jeweiligen Projektsteckbriefs vermerkt.

2. Netzberechnung und -planung

2.1 (n-1)-Sicherheit

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren das (n-1)-Kriterium als überzogen, da es bisher keine Versorgungsausfälle gab, insbesondere in Hinblick auf die Thüringer Strombrücke.

Dass es historisch kaum Versorgungsausfälle gab, ist nicht darauf zurückzuführen, dass das (n-1) Kriterium nicht notwendig ist, sondern dass bereits jetzt umfangreiche Maßnahmen zur Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit getroffen werden, wie z.B. Redispatch und Einspeisemanagement. Selbst wenn das nicht der Fall sein sollte, kann eine Betrachtung historischer Ereignisse grundsätzlich keine Relevanz für den Netzentwicklungsplan haben, da der Netzentwicklungsplan das Jahr 2030 betrachtet. Selbst wenn in der Vergangenheit keine Probleme im Übertragungsnetz bestanden haben sollten, kann hieraus keine Prognose für die Zukunft abgeleitet werden.

Daneben ist festzuhalten, dass u.a. die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke dazu geführt hat, dass die Übertragungsnetzbetreiber weniger durch Redispatch und Einspeisemanagement in den Netzbetrieb eingreifen mussten.

2.2 Lastflussteuernde Maßnahmen

Ein Konsultationsteilnehmer sieht die Einführung von lastflussteuernden Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber kritisch, da diese Maßnahmen keine echte Übertragungskapazität schaffen und die Komplexität des Netzbetriebs erhöhen würden.

Richtig ist nach Ansicht der Bundesnetzagentur, dass lastflussteuernde Maßnahmen keine neue Übertragungskapazität schaffen und insofern den dringend notwendigen Netzausbau nicht ersetzen können. Sie ermöglichen jedoch eine bessere Auslastung des Übertragungsnetzes und können teilweise Leistungsflüsse von überlasteten Leitungen hin zu noch nicht überlasteten Leitungen umlenken. Ferner erlauben sie es unter Umständen auch, bei einem überlasteten Übertragungsnetz die Leistungsflüsse so zu steuern, dass Redispatch bzw. Einspeisemanagement effizienter und damit kostengünstiger ausgestaltet werden können. Sie reduzieren also die Eingriffe in den Strommarkt und verbessern die Integration von erneuerbaren Energien. Dies hat sich insbesondere auch bei der Prüfung der Ad-hoc-Maßnahmen gezeigt.

2.3 NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip wird im Kreis der Konsultationsteilnehmer im Grundsatz nahezu einhellig begrüßt. Viele sind jedoch der Meinung, dass es bei der Netzplanung noch nicht ausreichend zum Tragen komme. Verschiedene Möglichkeiten, das bestehende Netz zu optimieren und zu verstärken, seien noch nicht ausgeschöpft. Genannt werden intelligentes Freileitungsmonitoring, der Austausch von Leiterseilen sowie Zubeseilung und die Nutzung leistungsstarker Hochtemperatur- bzw. Hochstrombeseilung. Auch eine Erhöhung der Betriebsspannung des Übertragungsnetzes sei noch nicht hinreichend untersucht worden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass sie einen Leitungsneubau nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Möglichkeiten im bestehenden Netz geprüft wurden. Das Freileitungsmonitoring beispielsweise sei bei der Netzberechnung auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Weitere Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sind die Leistungsflusssteuerung, eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV sowie die Zubeseilung von Stromkreisen. Das NOVA-Prinzip findet jedoch dort seine Grenze, wo eine Leitung

tatsächlich nicht mehr optimiert oder verstärkt werden kann. Auch Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile lassen sich nicht überall einsetzen. Ebenso sind einer Bündelung Grenzen gesetzt, wenn zu viel Leistung über eine einzige Trasse transportiert wird oder eine Überbeanspruchung des Raumes droht. Auf eine Erhöhung der Betriebsspannung über die auf 380 kV bezogenen Betriebsgrenzen hinaus ist das bestehende Wechselstromnetz nicht ausgelegt.

Die Planung weiträumiger Gleichstromverbindungen widerspricht aus Sicht einiger Konsultationsteilnehmer dem NOVA-Prinzip, da damit automatisch ein Leitungsneubau verbunden sei. Diese Verbindungen seien verzichtbar, eine Verstärkung bzw. Ertüchtigung des Wechselstromnetzes reiche aus.

Das Konzept, den großräumigen Stromtransport mit Hilfe von mehreren verlustarmen HGÜ zu bewerkstelligen, folgt gerade daraus, einen noch massiveren Ausbau des Wechselstromnetzes zu vermeiden. Eine HGÜ-Leitung wird anders betrieben als eine Wechselstrom-Leitung. Während sich im Wechselstromnetz die Stromflüsse entsprechend des elektrischen Widerstands einstellen, kann die Auslastung von Gleichstromleitungen gezielt gesteuert werden. HGÜ-Korridore sind deshalb in der Regel hoch ausgelastet und entlasten damit das umgebende Drehstromnetz, sodass ein deutlich geringerer Ausbaubedarf im Drehstrombereich notwendig ist. Theoretisch wäre zwar auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes allein in herkömmlicher 380-kV-Drehstromtechnik möglich. Wissenschaftliche Untersuchungen der TU Graz („Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012“, veröffentlicht unter data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_II.pdf) dazu ergaben jedoch, dass der gesamte Netzausbau und Netzverstärkungsbedarf durch den Einsatz von HGÜ-Technik reduziert wird. Zudem sind durch den Einsatz von HGÜ-Technologie die Netzverluste insgesamt geringer.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, das Übertragungsnetz beim Ausbau stärker mit bestehenden Infrastrukturen zu bündeln, etwa an Autobahnen, Bahnstrom- oder Verteilnetzleitungen. Auch Gleichstromsysteme seien bevorzugt auf bestehenden Mastgestängen mitzuführen. Einige Konsultationsteilnehmer geben hingegen zu bedenken, dass nicht aus dem Blick geraten dürfe, bis zu welchem Grad eine Bündelung von Infrastrukturen für Bürger und Naturraum noch verträglich sei. Hier seien eindeutig definierte Grenzen für das Bündelungsgebot wünschenswert.

Viele der unter dem Stichwort NOVA erhobenen Forderungen sind nicht auf Ebene der Bedarfsplanung, aber in den darauf folgenden Planungsschritten zu berücksichtigen. Das betrifft insbesondere die Möglichkeiten der Bündelung mit vorhandener Infrastruktur.

2.4 Erforderlichkeitskriterium

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren den von der Bundesnetzagentur verwendeten Orientierungswert von 20 Prozent der Leitungsauslastung. Er sei zu niedrig und deswegen auf 30 Prozent anzuheben.

Das Erforderlichkeitskriterium dient der Bundesnetzagentur in erster Linie als Indikator, ob einem Engpass eventuell auch anders begegnet werden könnte, etwa durch einen Ausbau im Verteilnetz. In diesen Fällen prüft die Bundesnetzagentur detailliert mit Verteilnetzdatensätzen, ob diese Alternative in Betracht kommt. Bisher hat sich auch bei Auslastungen von deutlich unter 20 Prozent aber stets gezeigt, dass ein Ausbau im Verteilnetz keine Alternative ist. Das liegt daran, dass eine Auslastung von 20 Prozent bei einer bestätigten Maßnahme typischerweise einem Leistungsfluss von fast 1000 MVA entspricht. Für solche Leistungsflüsse ist das Verteilnetz im Allgemeinen nicht ausgelegt. Insofern erscheint ein Anheben des Orientierungswerts nicht sinnvoll, da es lediglich bei einigen wenigen Maßnahmen den Prüfaufwand deutlich erhöhen würde, ohne dass ein anderes Ergebnis zu erwarten wäre. Hinzukommt, dass der allergrößte Teil der bestätigten Maßnahmen deutlich höher als 20 Prozent ausgelastet ist, nämlich in den allermeisten Fällen ohnehin über 30 Prozent.

3. Marktmodellierung

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass im Marktmodell die heute gültigen (gesetzlichen) Regeln für den Strommarkt abgebildet werden und nicht mögliche zukünftige Veränderungen im Marktdesign. Das aktuell gültige Marktdesign führe zu einem erhöhten Netzausbaubedarf. Durch die Annahme anderer möglicher Marktdesigns ließe sich der Netzausbaubedarf reduzieren. Gefordert wird beispielsweise eine Untersuchung der Auswirkungen eines „Nodal Pricing“ auf die Verbraucherpreise und den Netzausbaubedarf. Es sei nicht belegt, dass das aktuelle Stromhandelssystem volkswirtschaftlich und ökologisch bestmöglich funktioniere.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die im Marktmodell betrachteten Grenzkosten der verschiedenen Energieträger. So sollten z. B. zusätzlich zu den Grenzkosten der Braunkohle auch die Netzausbaukosten und die verursachten Umweltschäden mit berücksichtigt werden. Die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken könne Netzausbau vermeiden.

Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes als auch die Bundesnetzagentur bei dessen Bestätigung sind an geltende Gesetze gebunden und können nicht beliebige Marktregeln zu Grund legen, um wie auch immer geartete Ergebnisse zu erzielen. Es ist nicht Aufgabe der Netzentwicklungsplanung, ein unter bestimmten subjektiven Interessen „optimales“ Stromhandelssystem zu schaffen. Dazu bedürfte es politischer und gesetzgeberischer Weichenstellungen, die nicht im Ermessen der Übertragungsnetzbetreiber oder der Bundesnetzagentur liegen. Der Gesetzgeber hat mit dem Bekenntnis zum Energy-Only-Markt 2.0 eine Grundsatzentscheidung getroffen. Selbstverständlich beobachtet die Bundesnetzagentur aber die aktuellen politischen Entwicklungen und antizipiert mögliche Ergebnisse, sofern diese hinreichend verlässlich absehbar sind. Sofern sich diese hinreichend verfestigen, sucht sie nach Wegen, sie im Rahmen geltenden Rechts angemessen zu berücksichtigen.

Die Grenzkosten der Energieträger ergeben sich aus den im Szenariorahmen angenommenen Preisen der einzelnen Brennstoffe. Neben den Brennstoffkosten werden CO₂-Preise unterstellt, die nach energieträger-

spezifischen Emissionsfaktoren in die Grenzkosten der Kraftwerke einfließen. Diese Preise sind in der Genehmigung des Szenariorahmens festgelegt und somit auch im Marktmodell berücksichtigt. Die im Szenario-rahmen abgebildeten Preise basieren auf dem World-Energy-Outlook 2016. Weitere Kostenaufschläge bzw. Kostenreduzierungen für einzelne Energieträger entsprechen nicht den geltenden Marktregeln und werden daher nicht berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass das Marktmodell mit dem Jahr 2012 an ein durchschnittliches Wetterjahr anknüpfe. Der Netzausbau sei allerdings auch auf Einspeisesituationen und Transportbedarfe in Extremwetterlagen auszulegen.

Für die Verwendung eines durchschnittlichen Wetterjahres spricht, dass durch die fehlenden Extreme die Robustheit des Netzausbaus erhöht werden kann. Mit anderen Worten wird der Netzausbau auf regelmäßig auftretende Netzbelastungen ausgelegt. In Extremsituationen greifen andere Konzepte wie Redispatch oder der Einsatz von Reservekraftwerken. Demgegenüber führte die Auslegung auf einzelne Extremwettersituationen zu einer Überdimensionierung des Netzes.

4. Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung

Aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer kam Kritik an der KWK-Modellierung. Die Ansätze der Modellierung seien fehlerhaft. Für den KWK-Strom aus Kohle würden zwischen 20 TWh und 40 TWh angesetzt, obwohl maximal 10 bis 15 TWh anzusetzen seien. Der Netzentwicklungsplan unterscheide nicht zwischen aufgrund von Wärmebedarf erforderlicher KWK-Stromerzeugung und nicht unbedingt erforderlicher Kondensationsstromerzeugung. In Szenario C 2030 werde sogar ein Großteil der KWK-Stromerzeugung als „Menge unbekannt“ bezeichnet. Zudem werde die KWK-Stromerzeugung im Rahmen des Strommodells als unflexibel angesehen, obwohl die Entwicklung jetzt schon in Richtung KWK-Anlagen mit Wärmespeichern gehe. Es werde nur berücksichtigt, dass eine KWK-Anlage bei niedrigen Strompreisen heruntergefahren und die Wärme durch Heizkessel bereitgestellt werde. Der Einsatz von Wärmespeichern sei nicht modelliert.

Des Weiteren sei die Beschreibung der Flexibilisierung der Kraftwerks-Einsatzbedingungen nicht nachvollziehbar. Es fehlten Angaben, welche KWK-Anlagen unter welchen Bedingungen als „must-run“ deklariert würden und welche Anlagen welchen Wärmeabnehmerbereichen und Wärmemengen zugeordnet seien. Ebenfalls erfolge keine Unterscheidung nach Industrie und kommunalen Fernwärmenetzen. Allgemein seien die Klassifizierungen der Anlagen in die Kategorien KWK und „must-run“ sowie deren Strommarkt oder Wärmegetriebener Einsatz unklar. Die nachfolgende Kategorisierung der erzeugten Mengen sei ebenfalls unklar und fehlerhaft.

Dass im Szenario C 2030 alle großen KWK-Anlagen vollständig flexibel betrieben würden, sei positiv zu bewerten. Allerdings gebe es keine Hinweise, wie ein solcher flexibler Betrieb erfolge, ob er also netzentlastend eingesetzt werde.

Die Bilanzierung der KWK-Strommengen sei unklar und fehlerhaft. Ca. 70 TWh Erzeugung würden nicht näher auf einzelne Energieträger aufgeteilt. Im Mengengerüst der Strommengen sei diese Menge jedoch nicht

zu finden. Zieht man die Strommenge für Erdgas von 24 TWh ab, blieben 46 TWh KWK-Strom, die aus Braun- und Steinkohle Kraftwerken stammen müssten.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Rückfrage der Bundesnetzagentur erklärt, dass eine Bilanzierung der KWK-Stromerzeugung auf strom- und wärmegeführte Anteile bei flexibler Fahrweise einer KWK-Anlage nicht möglich sei. Auch Nachforschungen bei den Kraftwerksbetreibern hätten keine Lösung gebracht.

Obwohl dies nach Meinung der Bundesnetzagentur unbefriedigend ist, sei darauf hingewiesen, dass es sich um ein reines Bilanzierungs- und Darstellungsproblem handelt, welches keinen Einfluss auf das Ergebnis der Netzentwicklungsplanung hat. Die produzierten Strom- und Wärmemengen werden simuliert und deren Einfluss auf die Netzbelastung berücksichtigt. Lediglich eine Aussage, ob die Produktion auf den Strom-, den Wärmemarkt oder einen industriellen Produktionsfahrplan zurückzuführen ist, kann bei unterstellter hoher Flexibilität der KWK-Anlagen nicht mehr getätigt werden.

Nachteilig erscheint dieser Umstand bei der Bewertung zur Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, deren Berücksichtigung gesetzlicher Auftrag der Netzentwicklungsplanung ist. Da durch die flexible Fahrweise der Kraftwerke die Bilanzkreise nicht mehr zu differenzieren sind, kann auch die Zielerreichung bezüglich der produzierten KWK-Strommengen nicht mehr bewertet werden. Wegen des flexiblen Kraftwerkeinsatzes kann lediglich ein kleiner Teil der KWK-Stromproduktion als eindeutig wärmegeführt bilanziert werden. Für den NEP 2017-2030 kann diese Unschärfe aber hingenommen werden, weil für die Marktmodellierung nicht wesentlich ist, aus welchem Grund eine KWK-Anlage läuft.

Auch der fehlenden Modellierung von Wärmespeichern, die im Netzentwicklungsplan 2017-2030 als Ersatz für aus dem Markt ausscheidende KWK-fähige Kohle- und Öl-Kraftwerke unterstellt wurden, ist die Bundesnetzagentur sich bewusst. Besonders in Anbetracht der Umsetzung der Sektorenkopplung und der damit einhergehenden stärkeren Verzahnung von Strom- und Wärmesektor wird die Bundesnetzagentur die Entwicklung genau beobachten und die Modellierung im Zuge des zukünftigen Prozesses der Übertragungsnetzentwicklung voraussichtlich anpassen.

5. Einhaltung der klimapolitischen Ziele

Die Diskussion um den Klimaschutz wird auf internationaler und nationaler Ebene intensiv geführt. Vor der Veröffentlichung des Klimaschutzplans 2050 am 14. November 2016 sah das Energiekonzept der Bundesregierung eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes gegenüber 1990 um 55% bis zum Jahr 2030 und 70% bis zum Jahr 2040 vor, ohne sektorspezifische Beiträge zu definieren. Im NEP 2017-2030 wurde daher im Stromsektor für Industriekraftwerke und Kraftwerke der öffentlichen Stromerzeugung eine Minderung des CO₂-Ausstoßes um 55% bis zum Jahr 2030 als Ziel unterstellt. Anknüpfend an den vom Umweltbundesamt für den Stromsektor ermittelten Ausgangswert von 366,3 Mio. t CO₂ für das Jahr 1990 ergibt sich für das Jahr 2030 ein maximaler Ausstoß des Stromsektors von 165 Mio. t CO₂. Diese Grenze wird in der Marktmodellierung in den Szenarien B 2030 und C 2030 eingehalten. Für das Szenario A 2030 wurde keine Grenze vorgegeben, da trotz aller Anstrengungen ein Verfehlen der CO₂-Minderungsziele nicht vollständig ausgeschlossen werden kann und der Szenariorahmen eine Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken soll.

Einige Konsultationsteilnehmer lehnen nationale CO₂-Obergrenzen, wie sie in drei der vier Szenarien des NEP 2017-2030 vorgegeben sind, grundsätzlich ab. Das europäische Emissionshandelssystem sehe solche nationalen Instrumente nicht vor. Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass durch Umsetzung dieser CO₂-Vorgaben oder anderer nationaler Eingriffe in den Strommarkt zusätzliche Kraftwerksstilllegungen entstehen könnten. Außerdem werde die nationale CO₂-Minderung ohnehin im Ausland kompensiert, da sie nur zu höherem Import und somit zu mehr Emissionen im Ausland führe.

Zahlreiche andere Stellungnahmen dagegen sehen die im NEP angenommenen CO₂-Vorgaben als zu gering an. Durch die Beschlüsse zum weltweiten Klimaschutz von Paris und Marrakesch und durch den nationalen Klimaschutzplan 2050 seien die vorgegebenen Reduktionen nicht mehr ausreichend. Zur Einhaltung der langfristigen Klimaschutzziele müssten sie erhöht werden. Viele Konsultationsteilnehmer fordern in diesem Zusammenhang einen Ausstieg aus der Kohleverstromung. Auch höhere CO₂-Preise oder anderweitige Abgaben auf fossile Energieträger werden vorgeschlagen. Die Auswirkungen der nach dem Klimaschutzplan 2050 notwendigen zusätzlichen Einsparungen auf den Netzausbaubedarf seien nicht untersucht worden.

Eine durch nationale Einsparungen bewirkte bloße Verlagerung von CO₂-Emissionen zwischen den EU-Mitgliedsstaaten soll nach den jüngsten Beschlüssen zur künftigen Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems verhindert werden. Sie kann im Übrigen nicht als Ausrede dafür herangezogen werden, auf Maßnahmen zur CO₂-Einsparung zu verzichten.

Die im Zuge der UN-Klimakonferenz COP21 in Paris ausgehandelte Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur um 1,5 bis 2 Grad Celsius wird nicht direkt im Netzentwicklungsplan berücksichtigt. Es ist Aufgabe des Gesetzgebers, zu entscheiden, welche Maßnahmen in Deutschland zur Erreichung dieses Ziels nötig sind. Erst dann ist klar, in welchen Sektoren sich diese Maßnahmen wie auswirken. Erst dann können sie im Netzentwicklungsplan angemessen modelliert und berücksichtigt werden. Die Bundesnetzagentur ist nicht die zentrale Instanz der Klimaschutz- und Energiepolitik in Deutschland. Sie kann im Netzentwicklungsplan nicht antizipieren, auf welchem Wege klima- und energiepolitische Ziele erreicht werden sollen, für die der Gesetzgeber noch keine entsprechenden Grundsatzentscheidungen getroffen hat. Das würde die Grenzen ihres demokratisch legitimierten Mandats überschreiten.

Der Klimaschutzplan 2050 ergänzt die bisherigen CO₂-Minderungsziele, indem er für sechs Handlungsfelder nunmehr unterschiedliche sektorspezifische Beiträge zur CO₂-Einsparung festlegt. Die zwei für die Modellierung des Netzentwicklungsplans entscheidenden Handlungsfelder sind die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Dabei soll der Sektor Energiewirtschaft mit einer Einsparung von 61 bis 62% einen überproportionalen Beitrag leisten. Der Sektor Industrie muss mit einer Einsparung von 49 bis 51% einen unterproportionalen Beitrag leisten.

Die Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 bedarf noch weiterer politischer und gesetzgeberischer Weichenstellungen. Sobald sich abzeichnet, mit welchen konkreten Maßnahmen die im Klimaschutzplan genannten Ziele erreicht werden sollen, kann dies kurzfristig in den Prozess der Netzentwicklungsplanung einfließen. Da sich die Netzentwicklungsplanung alle zwei Jahre wiederholt, ist eine Anpassung an neue klimapolitische Maßnahmen, wie sie in der neuen Legislaturperiode zu erwarten sind, gewährleistet. Nächstmögliche Gelegenheit dafür wäre das Konsultations- und Genehmigungsverfahren zum Szenariorahmen 2019-2030, das Anfang des Jahres 2018 beginnt.

Umgekehrt darf der Umstand, dass über solche klimapolitischen Maßnahmen erst noch zu beraten und zu entscheiden ist, nicht zu einer zeitlichen Verschiebung des laufenden Verfahrens zum Netzentwicklungsplan

führen. Auf der Grundlage der verschiedenen Szenarien des Szenariorahmens 2030 zeigt sich in der Netzmodellierung überdies, dass stärkere CO₂-Einsparungen insgesamt nicht zu einem geringeren oder gänzlich anderem Netzausbaubedarf führen. Mit anderen Worten ändert – aus netzplanerischer Sicht – die geringfügige Unterschreitung der Ziele aus dem Klimaschutzplan 2050 nichts an der Bedarfsgerechtigkeit des Netzentwicklungsplans in seinem festgestellten Umfang.

Auch einen über das Instrument der Sicherheitsbereitschaft und die Annahmen zur wirtschaftlich-technischen Lebensdauer von Kohlekraftwerken hinausgehenden Eingriff in den fossilen Kraftwerkspark kann die Bundesnetzagentur im Rahmen des Verfahrens zum Netzentwicklungsplan nicht unterstellen. Überdies ist nicht absehbar, wie ein solcher Kohleausstieg ggf. politisch und rechtlich ausgestaltet würde. Ein kurzfristiger (Teil-) Ausstieg, wie er beispielsweise für einen Zeitraum ab 2020 und eine Erzeugungskapazität von 5 bis 12 Gigawatt ergebnislos Gegenstand der Sondierungsgespräche zwischen CDU/CSU, FDP und Grünen war, wäre aber jedenfalls in den für den NEP 2017-2030 entscheidenden Szenarien für das Jahr 2030 längst vorweggenommen und sogar noch überschritten.

6. Gesamtplanbetrachtung und Alternativenprüfung

Einige Konsultationsteilnehmer halten das bestehende Netz für ausreichend, weil durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie und die zukünftige Abschaltung von Kohlekraftwerken Netzkapazitäten frei würden.

Der Ausstieg aus der Kernenergie und die Abschaltung fossiler Kraftwerke werden in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt. Kernkraftwerke produzieren im Marktmodell für das Betrachtungsjahr 2030 keinen Strom mehr, fossile Kraftwerke nur entsprechend ihrer sinkenden Marktanteile. Sie kommen am Markt nur dann zum Zuge, wenn sie zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten. Vorrang haben zunächst erneuerbare Energien. EE-Anlagen dürfen im Falle von Netzengpässen nur dann abgeregelt werden, wenn zuvor alle konventionellen Anlagen heruntergefahren wurden. Umgekehrt ergibt es keinen Sinn, konventionelle Kraftwerke abzuregeln, ohne dass dadurch die Menge des transportierbaren erneuerbaren Stroms steigt. Der Abschaltung von EE-Anlagen kann man letzten Endes nur entgegenwirken, indem man sie durch ausreichend ausgebaute Stromnetze in die Energieversorgung integriert. Die Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan 2017-2030 zeigen abermals, dass durch den Umbau der Erzeugung hin zu erneuerbaren Energien Netzausbaubedarf entsteht.

Hinsichtlich der geprüften Netzausbaumaßnahmen äußern die Konsultationsteilnehmer ganz unterschiedliche Forderungen zur Behandlung einzelner Maßnahmen oder ganzer Maßnahmenbündel. Zum Teil beschränkten sich die Stellungnahmen auf die Ablehnung eines bestimmten Vorhabens, zum Teil wurden anders zusammengestellte Netzentwicklungspläne vorgeschlagen und deren Prüfung verlangt.

Die Ermittlung und Beurteilung eines geeigneten gemeinsamen Netzentwicklungsplans ist zunächst Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Diese müssen für ihre Entwürfe eine Vielzahl denkbarer Lösungen analysieren, durchspielen und abwägen, um so zu einem konkreten Vorschlag zu gelangen, der fachlich fundiert ist und für den die Übertragungsnetzbetreiber anhand nachvollziehbarer Modellierungen nachweisen können, dass er seinen Zweck erfüllt. Dieser Prozess hängt naturgemäß von erheblichem Expertenwissen und von bestimmten Weichenstellungen ab, um die Suche nach der besten Lösung auf ein sinnvolles und handhabbares Maß zu beschränken. Ansonsten würde die Netzentwicklungsplanung aufgrund der theoretisch unendlichen

Variationsvielfalt sowohl in zeitlicher als auch in inhaltlicher Hinsicht alle Grenzen sprengen. In ihren Prüfungen hat die Bundesnetzagentur den Eindruck gewonnen, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen im Grundsatz ein geeignetes Instrumentarium darstellen. Als vergleichbar überzeugend in Betracht kommende Alternativen sind nur in einem begrenzten Umfang ersichtlich.

7. Verfahrens- und Beteiligungsfragen

Vielen Konsultationsteilnehmern erscheint die Perspektive des Netzentwicklungsplans zu beschränkt. Manche fordern, weitere Szenarien zu untersuchen, da nur so alle wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklungen abgebildet werden könnten. Das Netz müsse dann derart gestaltet werden, dass es jedem zukünftigen Szenario gerecht werde. Andere sprechen sich dafür aus, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass möglichst wenig Netzausbau daraus folge. Hierzu wurden verschiedene politische und ökonomische Weichenstellungen vorgeschlagen, die teilweise massive Veränderungen der geltenden Markt- und Rechtsordnung voraussetzen.

Prinzipiell kann durch eine Variation der Eingangsparameter eine Vielzahl von Szenarien erstellt werden, wodurch eine größere Bandbreite von möglichen Entwicklungen abgedeckt würde. Nach § 12a Absatz 2 EnWG sind der Netzplanung jedoch nur wahrscheinliche Entwicklungen zu Grunde zu legen. Extrembetrachtungen oder Szenarien, die erheblich von der aktuellen Markt- und Rechtsordnung abweichen, sind davon nicht gedeckt. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei der Erstellung des Szenariorahmens die geltende Rechts- und Marktordnung. Über diese aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur solche Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, die sich hinreichend konkret abzeichnen und über die ein Konsens in Politik, Fachwelt und Gesellschaft soweit gediehen ist, dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden muss.

Der Netzentwicklungsplan ist kein „Energiewendeplan“ zum Umbau der Energieerzeugung in Deutschland und vom Gesetzgeber nicht als Steuerungsinstrument für energiepolitische Entscheidungen konzipiert. Der ausgewiesene Netzausbaubedarf ist mit anderen Worten das Ergebnis bestimmter geltender Rahmenbedingungen. Insbesondere ist es nicht seine Aufgabe, einen Energiemarkt zu entwickeln, der mit einem möglichst kleinen Übertragungsnetz auskommt. Dies würde voraussetzen, dass alle Rahmenbedingungen wie z. B. die Standortwahl von Erzeugungsanlagen oder die Fahrweise von Kraftwerken und Pumpspeichern, aber auch die Nutzung von Kleinerzeugern wie z. B. PV-Anlagen so gewählt werden, dass sie netzausbaumindernd wirken. Der Erzeugermarkt erlaubt jedoch eine freie Wahl der Standorte und eine Fahrweise von Kraftwerken nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Auch Kleinerzeuger können etwa ihre PV-Anlage dazu nutzen, ihren Eigenverbrauch zu optimieren, und müssen ihre Anlagen nicht „netzdienlich“ zur Verfügung stellen. Der Energiemarkt wird also nicht so gestaltet, dass ein möglichst kleines Netz erforderlich ist, sondern es wird umgekehrt ein Netz entwickelt, welches den Transportanforderungen des freien Energiemarktes gerecht wird.

Allgemein kritisieren zahlreiche Konsultationsteilnehmer, dass die Entwürfe des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern stammen. Sie sehen mit Skepsis, dass diejenigen die Netze planen, die mit dem beim Netzausbau eingesetzten Eigenkapital über die zugestandene Verzinsung ihr Geld verdienen. Viele Konsultationsteilnehmer fordern, die gesamte Netzentwicklungsplanung einer unabhängigen Stelle zu übertragen bzw. weitere Gutachter einzubeziehen. Einige meinen gar, es gebe kein transparentes öffentliches Beteiligungsverfahren und die Planung verstoße gegen die demokratischen

Grundrechte. Die Fülle der zur Verfügung gestellten Informationen sei zu komplex und die Erläuterungen für die Bürgerinnen und Bürger nicht nachvollziehbar. Auch die Verfahrensfristen seien zu kurz. Eine tatsächliche sachliche Stellungnahme der Bürger und Kommunen werde so ausgeschlossen. Mit dem Netzentwicklungsplan stünden Anfangs- und Endpunkte der Vorhaben bereits fest und es bestehe wenig bis gar kein Spielraum mehr für die Verschiebung von Korridoren. Die betroffenen Gemeinden müssten dem Netzentwicklungsplan einzeln zustimmen.

Auch sei die von der Bundesnetzagentur festgelegte Eigenkapitalrendite zu hoch. Zusätzlich würde eine höhere Rendite bei Neubaumaßnahmen gegenüber Ertüchtigungsmaßnahmen Fehlanreize für einen überdimensionierten Netzausbau setzen. Die Eingangsparameter der Netzentwicklungsplanung seien so gewählt, dass ein möglichst großes Übertragungsnetz benötigt werde. Daher werde auch an der alten zentralen Erzeugerstruktur festgehalten, wobei Innovationen kaum berücksichtigt würden. Es fehle an der erforderlichen planerischen Objektivität.

Die Öffentlichkeitsbeteiligung zum Netzentwicklungsplan entspricht den Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes. Diese Beteiligung bedeutet aber nicht, dass der Netzentwicklungsplan einer „Zustimmung“ aller Betroffener bedürfte. Es liegt in der Natur der Sache, dass nicht jedermann mit einer bundesweiten Planung einverstanden sein wird. Sie oder er kann aber Hinweise, Kritik und auch Wünsche in das Verfahren einbringen und die Bundesnetzagentur als Verfahrensführerin hat sich damit auseinanderzusetzen. Nicht weniger, aber eben auch nicht mehr ist Sinn und Zweck eines Beteiligungsverfahrens. Wer sich einbringt, kann insofern auch Einfluss auf den Prozess nehmen.

Die Übertragungsnetzbetreiber verfügen über eine umfangreiche Expertise bei der Netzberechnung und können Energiemarkt und Erzeugung sehr praxisnah und realistisch einschätzen. Die Netzberechnung ist eine komplexe Aufgabe, bei der nicht von vornherein auf die Erfahrung der Übertragungsnetzbetreiber verzichtet werden sollte, die sich am besten mit der Planung und dem Betrieb des Netzes auskennen. Das heißt gerade nicht, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern gemachten Vorschläge nicht sorgfältig überprüft und gegebenenfalls auch verworfen werden. Darüber hinaus müssen die Übertragungsnetzbetreiber später den täglichen Betrieb mit diesem Netz bewerkstelligen und gewährleisten, dass es nicht zu Stromausfällen kommt. Den Entwurf einer Planung demjenigen zu übertragen, der später die Folgen tragen und verantworten muss, ist durchaus sinnvoll. Ebenso sinnvoll ist es, Planerstellung und Planprüfung nicht in eine Hand zu geben. Es ist lebensfremd zu meinen, bei einer solchen Einheit von Planen und Prüfen kämen bessere Ergebnisse heraus als bei einem „Vier-Augen“-System.

Dazu werden in einem ersten Schritt die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber sowohl von der unabhängigen und neutralen Bundesnetzagentur als auch von einem weiteren unabhängigen, in einem ordentlichen und offenen Ausschreibungsverfahren ermittelten Gutachter überprüft. Begleitend sorgen die beiden Konsultationsrunden für einen transparenten Umgang mit den Szenarien wie auch der Bedarfsermittlung.

In einem zweiten Schritt erfolgt sodann die Auswahl der bestätigungsfähigen Maßnahmen nach einem Robustheitsgrundsatz, der nur solche Maßnahmen berücksichtigt, die nach konservativer Abschätzung in jedem Fall benötigt werden. In den bisherigen Verfahren hat die Bundesnetzagentur jeweils nur etwa zwei Drittel der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen bestätigt.

Die von der Bundesnetzagentur festzulegende Verzinsung orientiert sich daran, welche Rendite Geldgeber am Kapitalmarkt mit vergleichbarem Risiko verdienen könnten. Ein Vergleich z. B. mit einem Bankkredit und dem auf

diesen anzulegenden Fremdkapitalzinssatz erweist sich als nicht zielführend. Denn aufgrund des Gläubigerschutzes trägt ein Eigenkapitalgeber höhere Risiken und erwartet daher eine höhere Rendite, vergleichbar etwa mit einer Investition in Aktien. Den in Rede stehenden kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz hat die Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 5. Oktober 2016 von 9,05% auf 6,91% vor Körperschaftssteuern gesenkt. Der Beschluss mit dem Aktenzeichen BK4-16-160, dem alle näheren Erläuterungen und Begründungen entnommen werden können, ist auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Gegen die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung der Zinssätze hat der Bundesgerichtshof als höchstes deutsches Fachgericht schon für die erste Regulierungsperiode keine Einwände erhoben (Beschluss vom 27. Januar 2015 – Aktenzeichen EnVR 37/13 –, juris).

Im deutschen regulatorischen System wird aus historischen Gründen zwischen Anlagen unterschieden, die vor 2006 in Betrieb genommen wurden und Anlagen, die ab 2006 in Betrieb genommen wurden. Sowohl für Altanlagen als auch für Neuanlagen ist ein Inflationsausgleich erforderlich. Hierdurch wird sichergestellt, dass den Netzbetreibern auch unter Berücksichtigung von Preissteigerungen ausreichend Mittel zur Verfügung stehen, um abgeschriebene technische Anlagen (z. B. alte Transformatoren) bei Bedarf durch neue zu ersetzen. Bei Neuanlagen wird der Wert der Anlage anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bemessen. Der Inflationsausgleich findet hier direkt im Zinssatz in Höhe von 6,91% vor Steuern statt. Bei den Altanlagen wird die Preissteigerung bei der Bestimmung des Wertes der Anlagen berücksichtigt (sog. Tagesneuwertverfahren). Dementsprechend erhalten Netzbetreiber für Altanlagen zwar eine „geringere“ Verzinsung in Höhe von 5,12% vor Steuern. Im Ergebnis aber sollten die realen Zinssätze für Alt- und Neuanlagen bei korrekter Bestimmung des Anlagenwerts gleich hoch sein. Real profitieren von der unterschiedlichen Methodik eher die Altanlagen, denen durch das Tagesneuwertverfahren ein „goldenes Ende“ zugestanden wird. Unter Gewinnaspekten ist unnötiges Investieren daher eher unklug. Es besteht also auch kein Anreiz für Netzbetreiber, möglichst viele alte Anlagen durch neue zu ersetzen.

Im Übrigen bestimmt sich der anwendbare Zinssatz nicht danach, ob eine Investition eine bereits vorhandene Anlage betrifft. Es kommt alleine darauf an, dass die Investition an sich nach 2006 getätigt wird. Auch für beispielsweise Zu- oder Umbeseilungen an bereits bestehenden Leitungen ist also der Eigenkapitalzinssatz von 6,91% anwendbar. Jede neue Investition eines Übertragungsnetzbetreibers fällt damit unter denselben Zinssatz.

Über die Regulierung werden aber auch Effizianzanreize gesetzt, so dass die tatsächlich erreichte Rendite von der durch die Bundesnetzagentur festgelegten Rendite abweichen kann. Eine garantierte Rendite gibt es also nicht. Wenn Netzbetreiber effizient wirtschaften, können sie aber eine höhere Rendite erwirtschaften als ineffiziente Netzbetreiber.

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln, es sei nicht ersichtlich, ob und wie ihre Beiträge im Verfahren berücksichtigt werden. Auf den Bayerischen Energiedialog werde nicht eingegangen. Zudem seien das Verfahren und die Planungsunterlagen derart komplex, dass eine Beteiligung für interessierte Bürger sehr aufwendig sei, was diese wiederum abschrecke. Es werde zu wenig auf Beteiligungsmöglichkeiten hingewiesen, die Beteiligung sei unzureichend. Bürger ohne Internetzugang hätten keine ausreichende Möglichkeit, sich zu informieren.

Im Konsultationsverfahren ist es nicht möglich, dass jeder Teilnehmer eine individuelle Antwort auf seine Eingabe erhält. Die Bundesnetzagentur sammelt alle Argumente und prüft ihre inhaltliche Relevanz für den

Netzentwicklungsplan. Die Ergebnisse der Konsultation werden im Bestätigungsdokument dargestellt. Eine andere Vorgehensweise ist auch aufgrund des gesetzlich gesetzten zeitlichen Rahmens nicht möglich.

Entsprechendes gilt selbstverständlich auch für die Inhalte des Bayerischen Energiedialogs. Die Bundesnetzagentur hat dort an allen Sitzungen, die sich mit Netzausbaufragen beschäftigten, teilweise mit mehreren Vertretern teilgenommen. Die fachlichen Ergebnisse des Energiedialogs unterscheiden sich deutlich von dem, was in der Presse oder der politischen Auseinandersetzung wahrgenommen wurde.

Die Komplexität des Beteiligungsverfahrens folgt daraus, dass die energiewirtschaftlichen und technischen Zusammenhänge ihrerseits kompliziert sind und sich nicht immer zufriedenstellend in wenigen einfachen Worten erklären lassen. Die Bundesnetzagentur hat sich zum Ziel gesetzt, durch ständige Verbesserung und Erweiterung ihrer Beteiligungsangebote ein besseres Verständnis zu schaffen. Unverzichtbar bleibt umgekehrt die Bereitschaft auf Seiten der Konsultationsteilnehmer, sich objektiv und vertieft mit allen zur Verfügung stehenden Informationen auseinanderzusetzen, um sich ein vollständiges Bild machen zu können. Nur dann kann ein konstruktiver Dialog geführt werden. Die mögliche räumliche Betroffenheit lässt sich anhand des verwendeten Kartenmaterials nachvollziehen, so dass alle Konsultationsteilnehmer die sie oder ihn interessierenden Netzausbaumaßnahmen relativ schnell finden kann und nicht gezwungen ist, das insgesamt naturgemäß umfangreiche Informationsmaterial komplett zu lesen. Zudem sind die Unterlagen der Bundesnetzagentur in einen allgemeinen und einen besonderen Teil gegliedert.

Viele Konsultationsteilnehmer vertreten die Meinung, das Verfahren der Netzentwicklungsplanung verstoße gegen die Aarhus-Konvention, und sprechen sich für eine weitergehende Beteiligung Dritter und erweiterte Rechtsschutz- und Klagemöglichkeiten aus.

Die Aarhus-Konvention ist im Jahre 1998 von den europäischen Staaten und der Europäischen Union mit dem Ziel ratifiziert worden, mehr Beteiligung der Öffentlichkeit zu ermöglichen. Die Vorgaben wurden im Wesentlichen in das deutsche Recht übernommen. Das Verfahren der Netzentwicklungsplanung, aber auch die anschließenden Verfahren zur Umsetzung der bestätigten Maßnahmen, sehen an vielen Stellen gesetzlich festgelegte Informations- und Beteiligungsmöglichkeiten nicht nur für Träger öffentlicher Belange wie Gemeinden und Institutionen sondern auch für die Öffentlichkeit, also die Bürger, vor. Insofern geht das nationale deutsche Recht zum Teil sogar über die Vorgaben der Aarhus-Konvention hinaus. Erst kürzlich wurden die deutschen Gesetze weiter an den europäischen und völkerrechtlichen Rahmen angepasst. Beispielsweise wurden im Umweltrechtsbehelfsgesetz die Beteiligungsmöglichkeiten und die Klagebefugnis von Umweltverbänden weiter gestärkt. Allerdings hat der Gesetzgeber explizit keine Klagemöglichkeiten Dritter gegen den Netzentwicklungsplan vorgesehen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, sowohl im Entwurf des Netzentwicklungsplans als auch im Bestätigungsdokument deutlich darzustellen, welche Maßnahmen konkret vorgesehen sind: eine Zu- oder Umbeseilung, ein Ersatzneubau oder eine zusätzliche, parallele Leitung. Es sei nicht hinnehmbar, dass unklar bleibe, welche Beeinträchtigungen beispielsweise mit einer „Netzverstärkung“ am Ende verbunden seien.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans legen die Übertragungsnetzbetreiber dar, in welcher Form ein bestimmter Übertragungsbedarf aus ihrer Sicht bestmöglich gedeckt werden kann. Die endgültige Entscheidung, ob später eine Umbeseilung, ein Ersatzneubau oder ein vollständiger Neubau (parallel zu bestehender Trasse oder unabhängig davon) erfolgt, muss jedoch den nachfolgenden Planungsschritten der Bundesfachplanung und der

Planfeststellung vorbehalten bleiben. Denn nur dort kann im Einzelfall geprüft werden, ob beispielsweise eine Bündelung mit bestehender Infrastruktur in Betracht kommt.

Zwar seien netztechnische Berechnungen durch einen Normalbürger kaum möglich, sie würden aber auch nicht nachvollziehbar offengelegt. Insofern seien die dem NEP zugrunde liegenden Berechnungen und Modelle offenzulegen, damit sie durch externe Experten überprüft werden könnten.

Die Bundesnetzagentur gibt gemäß § 12f EnWG auf Antrag Netzdaten an fachkundige Dritte weiter. Durch diese Regelung hat der Gesetzgeber sichergestellt, dass die Netzplanung durch externe Experten überprüft werden kann. Viele Stellungnahmen sprechen sich für eine verbesserte Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern aus.

Auch die Bundesnetzagentur hält diese Zusammenarbeit für sinnvoll. Für die Erstellung des Szenariorahmens führt sie Abfragen auf bei den Verteilernetzbetreibern hinsichtlich des Energieträgers Onshore-Wind durch. Die dabei ermittelten Ergebnisse flossen ebenso in die Annahmen zur Erstellung des NEP 2017-2030 ein wie die Erkenntnisse, die die Übertragungsnetzbetreiber in Rücksprache mit einzelnen Verteilernetzbetreibern gewonnen haben. Die Bundesnetzagentur wirkt auf einen entsprechenden Austausch zwischen den Netzbetreibern hin. Dieser hat sich in den letzten Jahren bereits kontinuierlich verbessert und eingespielt.

8. Stromübertragungstechnologien

Mit der HGÜ-Technologie setzten sich viele Konsultationsbeiträge auseinander, bewerteten sie allerdings sehr unterschiedlich. Dementsprechend ergibt sich aus der Konsultation kein einheitliches Bild, ob über die bereits im Bundesbedarfsplan bedarfsfestgestellten HGÜ-Verbindungen hinaus von dieser Technologie Gebrauch gemacht werden soll.

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, dass HGÜ-Leitungen zentralistische, unflexible Netzstrukturen schaffen und damit innovative Versorgungskonzepte erschweren würden. Bei Ausfall einer oder mehrerer HGÜ-Leitungen müsse das Wechselstromnetz die gesamte Übertragungsaufgabe leisten. Für die Versorgungssicherheit seien HGÜ nicht nötig und dienten in erster Linie dem Strom-Export mit hohen Anteilen von Kohlestrom. Der Netzausbau sei vor allem durch Spitzenbelastungen getrieben, z. B. wenn neben Kohlekraftwerken und KWK-Anlagen noch starke Einspeisungen aus Windenergie und zudem Stromtransite hinzukämen. Es gelte daher, diesen Engpasslagen nicht nur durch weiteren Netzausbau zu begegnen, sondern durch Flexibilitäten sowie durch Teilverlagerung auf die Hochspannungsebene den Höchstspannungsnetzausbau zu mindern.

Andere Konsultationsteilnehmer befürworten die HGÜ-Technologie, um den hohen zukünftigen Übertragungsbedarf über weite Distanzen bewältigen zu können und die Versorgungssicherheit in bestimmten Regionen wie z. B. Süddeutschland zu sichern. Dies bedeute einen großen Fortschritt für die Netzintegration der erneuerbaren Energien und sei im Vergleich zu einer Wechselstromleitung effizienter. Zudem sei die HGÜ-Technologie in der Lage Blindleistung bereit zu stellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Auch wird vorgetragen, dass ein Einsatz ausschließlich der Drehstromtechnik einen weitaus massiveren Netzausbau verursachen würde als ein aus Dreh- und Gleichstromtechnik kombinierter Netzausbau.

Verschiedentlich weisen Konsultationsteilnehmer auf die geringen praktischen Erfahrungen mit HGÜ-Leitungen hin. Dies stelle ein Problem für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Insbesondere sei es falsch mehrere Pilotprojekte gleichzeitig zu starten.

Auch aus Sicht der Bundesnetzagentur ermöglicht die HGÜ-Technologie gezielt einen überregionalen, verlustarmen Stromtransport aus dem Norden bzw. dem Nordosten Deutschlands in die Lastzentren im Westen und Süden. Diese Technologie ist nach heutigem Kenntnisstand ein effizienter und ressourcenschonender Baustein zur Lösung der zukünftigen Transportaufgabe. Eine HGÜ-Leitung wird anders betrieben als eine Wechselstrom-Leitung. Während sich im Wechselstromnetz die Stromflüsse entsprechend des elektrischen Widerstands einstellen, kann die Auslastung von Gleichstromleitungen gezielt gesteuert werden. HGÜ-Korridore sind deshalb in der Regel hoch ausgelastet und entlasten damit das umgebende Drehstromnetz, sodass ein deutlich geringerer Ausbaubedarf im Drehstrombereich notwendig ist. Theoretisch wäre zwar auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes allein in herkömmlicher 380-kV-Drehstromtechnik möglich. Wissenschaftliche Untersuchungen der TU Graz („Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012“, veröffentlicht unter data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_II.pdf) dazu ergaben jedoch, dass der gesamte Netzausbau und Netzverstärkungsbedarf durch den Einsatz von HGÜ-Technik reduziert wird. Zudem sind durch den Einsatz von HGÜ-Technologie die Netzverluste insgesamt geringer. Der Einsatz von HGÜ-Übertragungstechnik beschränkt sich dabei auf eine Punkt-zu-Punkt-Struktur, die mit dem Drehstromnetz gekoppelt wird.

Bis zum Ende des Jahres 2022 werden alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen. Dies hat zur Konsequenz, dass in erheblichem Umfang Erzeugungskapazitäten wegfallen werden. Darüber hinaus können die Kernkraftwerke ihren bisher geleisteten Beitrag zur Stabilität des Übertragungsnetzes nicht mehr erbringen. Dies können die in der Nähe der bisherigen Kernkraftwerksstandorte geplanten HGÜ-Korridore übernehmen. Sie tragen nicht nur erheblich zur ausreichenden Stromversorgung bei, indem sie quasi die Stromproduktion der Kernkraftwerke übernehmen, sondern sie übernehmen zugleich auch deren netzdienende Funktionen vor Ort (Bereitstellung von Blindleistung und von Kurzschlussleistung). Die HGÜ-Korridore verhindern demnach keine innovativen Versorgungskonzepte, sondern bedienen die Nachfrage vor allem in Süddeutschland.

Die (n-1)-Sicherheit eines HGÜ-Korridors wird durch das umgebende Drehstromnetz und die anderen HGÜ-Korridore gewährleistet. Die Notwendigkeit eines vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes ist unter den aktuellen Randbedingungen weder mittel- noch langfristig gegeben.

Einige andere Konsultationsteilnehmer weisen auf die geringen Erfahrungen mit HGÜ-Leitungen hin. Dies stelle ein Problem für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Insbesondere sei es falsch mehrere Pilotprojekte gleichzeitig zu starten.

Die Bundesnetzagentur geht nicht davon aus, dass der Einsatz von HGÜ die Versorgungssicherheit gefährdet. Auch die HGÜ-Korridore wurden bei der Planung (n-1)-sicher ausgelegt. Deshalb wäre ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb auch noch bei Ausfall einer HGÜ möglich.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Hinblick auf die Störanfälligkeit von Trassen, über die eine Leistung von mehreren Gigawatt transportiert werden soll, keine ausreichende Abwägung stattgefunden habe. Ebenso seien die einzelnen Komponenten einer HGÜ-Leitung nicht ausreichend getestet. Ein großflächiger Einsatz sei demnach nicht zu vertreten.

Außerdem kritisieren einige Konsultationsbeiträge die Technologie der Konverteranlagen, die jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt. HGÜ-Systeme mit den erforderlichen Konverteranlagen wiesen hohe Errichtungs- und Betriebskosten auf und hätten einen großen Platzbedarf. Die Gefahr bestehe, dass die wenigen Hersteller von HGÜ-Komponenten ihre Marktmacht ausnutzten und unangemessene Preise verlangten. Ein Konsultationsteilnehmer führt an, dass man bei der HGÜ-Technik nicht nur die Leitungsverluste, sondern auch die Verluste der Konverter berücksichtigen müsse. HGÜ-Technik würde sich deshalb erst ab bestimmten Leitungslängen rechnen. Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass ein eventueller späterer Rückbau von HGÜ-Verbindungen von künftigen Generationen bezahlt werden müsse. Einige Konsultationsteilnehmer fordern überdies eine Kosten-Nutzen-Analyse für die einzelnen HGÜ-Korridore.

Zum Transport von elektrischer Leistung über lange Distanzen, im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung, kommt grundsätzlich die Gleichstromtechnologie (HGÜ) in Frage. Ein entscheidender Vorteil dieser Technik ist die nahezu verlustfreie Energieübertragung. Auch unter Berücksichtigung der Konverterverluste ist die Gleichstromtechnik über lange Distanzen im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung und deren Verluste im Vorteil. Die von der Bundesnetzagentur bestätigten HGÜ-Verbindungen weisen insofern ausreichende Streckenlängen auf.

Wenn zukünftig mehr und mehr konventionelle Erzeugungsanlagen (insbesondere Kernkraftwerke) vom Netz gehen, muss ihr Beitrag zur Bereitstellung von Blindleistung, welche für die Netzstabilität unabdingbar ist, anderweitig abgedeckt werden. Konverteranlagen, welche jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt, können durch gezielte Steuerung dazu beitragen.

Einige Stellungnehmer sprechen sich dafür aus die Offshore-Netzanschlussleitungen direkt - ohne Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom - bis in die Lastzentren in West- und Süddeutschland weiterzuführen und an den ehemaligen oder stillzulegenden Kraftwerksstandorten enden zu lassen. Damit könnten der Netzausbaubedarf reduziert und gleichzeitig unkalkulierbare Verzögerungen minimiert werden.

Die direkte Verlängerung der Offshore-Anbindungsleitung nach Süden erscheint nicht sinnvoll, da mit den Korridoren auch Onshore-Windleistung abtransportiert werden soll. Zudem haben HGÜ-Korridore an Land eine höhere Spannungsebene und damit eine höhere Kapazität als die Offshore-Anbindungsleitungen. Es wäre nicht sinnvoll, die Übertragungskapazität im landseitigen Übertragungsnetz gezielt zu verringern, da man dann umso mehr HGÜ-Verbindungen bräuchte. Nach alledem ist eine zweckgebundene Unterscheidung zwischen Anbindungsleitungen und Übertragungsleitungen geboten, die freilich eine Spannungstransformation notwendig macht. Unmittelbar auf Gleichspannungsebene eine solche Transformation zum jetzigen Zeitpunkt nicht verfügbar. Daher bleibt eine zwischenzeitliche Umrichtung zu Wechselspannung erforderlich, was aber zugleich ermöglicht, zusätzlich landseitig erzeugten Strom mit in die Leitung aufzunehmen und so zusätzlichen Ausbau einzusparen.

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den verstärkten Einsatz von Erdkabeln aus. Das solle sich nicht auf einige ausgewiesene Pilotstrecken beschränken, sondern großflächig stattfinden. Insbesondere im Bereich der verlustarmen Gleichstromtechnik sollten Erdkabel zum Einsatz kommen. Erdkabel sollten überdies Vorrang gegenüber Freileitungen haben. Dazu sei gesetzlich auch eine Vollverkabelung zu ermöglichen.

Mit der Erdverkabelung sehen viele Konsultationsteilnehmer eine größere Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung, auch weil eine Bündelung mit weiteren Infrastrukturmaßnahmen wie dem Ausbau des Schienen- und Straßenverkehrsnetzes leichter möglich sei. Insbesondere in sensiblen Bereichen und in der Nähe von Siedlungen sei eine Erdverkabelung unumgänglich, merken einige Stellungnehmer an. In diesem Zusammenhang weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass eine Optimierung und die Auswahl der zu betrachtenden Technologien auch noch im Rahmen fortschreitender Planungsebenen möglich bleiben müssten.

Weitere Stellungnehmer merken an, dass Neuentwicklungen seitens der Kabelindustrie wie die Entwicklung eines VPE-isolierten Kabels mit einer möglichen Übertragungsspannung von 525 kV mehr Berücksichtigung finden sollten. Der technische Entwicklungsstand von Erdkabeln dürfe nicht ignoriert werden. Ein Stellungnehmer merkt an, dass eine unterirdische Leitung eine weitaus geringere Störanfälligkeit als eine Freileitung besitze und deshalb in Bezug auf die Versorgungssicherheit vorzuziehen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern im Zusammenhang mit der Verlegetechnik von Erdkabeln eine transparente Darstellung der realisierbaren Umsetzung und eine genaue Prüfung alternativer, minimal-invasiver Verlegekonzepte. Dabei nennen sie neben der Möglichkeit der Minimierung der Trassenbreite durch geeignete Techniken die Nutzung vorhandener Wasserstraßen und von Autobahnmittelstreifen als Kabeltrasse.

Für einen großflächigen Einsatz von Erdkabeln auch im Höchstspannungs-Drehstrombereich müsste zunächst der Gesetzgeber zunächst den erforderlichen rechtlichen Rahmen schaffen. Die Bundesregierung arbeitet bereits an entsprechenden Gesetzesentwürfen. Die Diskussionen um den Netzentwicklungsplan haben insofern eine breite öffentliche Debatte angestoßen. Allerdings ist es nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder als Erdkabel ausgeführt werden sollen. Vielmehr bleibt dies späteren Planungsstufen vorbehalten. Mit dem Netzentwicklungsplan wird lediglich bestätigt, wo ein Transportbedarf besteht. Allerdings rät die Bundesnetzagentur grundsätzlich, zusätzliche Erdkabel-Piloten wenn überhaupt, dann nicht bei Leitungen, die einer Verstärkung des vermaschten Netzes an dessen neuralgischen Punkten dienen und für die Gesamtstabilität bedeutsam sind, vorzusehen. Eher verantwortbar sind weitere Erdkabel-Pilotvorhaben dort, wo ein Ausfall der betroffenen Leitung sich weniger auf das gesamte Netz auswirkt, etwa weil diese eher den Charakter einer Anschluss- oder Sammelleitung für die Einspeisung von Erzeugung hat (wie etwa das gesetzlich geregelte BBPIG-Pilotvorhaben Nr. 37). Auch die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung kann der Gesetzgeber bei seiner Entscheidung berücksichtigen.

Weitere Konsultationsteilnehmer bemängeln eine in ihren Augen fehlerhafte Darstellung der Kosten für eine Erdverkabelung. Eine Erdverkabelung sei im Vergleich zu einem Freileitungssystem nicht teurer und könne in Hinblick auf ihre Lebensdauer auch günstiger sein. Eine genaue Gegenüberstellung der Freileitungs- und der Erdkabeltechnik sei daher zwingend notwendig. Ein Konsultationsteilnehmer fordert in diesem Zusammenhang, dass Studien für Erdverkabelungs- und Freileitungstrassen erstellt und die Kosten der Varianten ausgewertet werden sollen.

Eine verbindliche Aussage hinsichtlich der Mehrkosten von Erdkabeln im Übertragungsnetz ist kaum möglich. Generell hängen sie von den jeweiligen Gegebenheiten des Einzelfalls (Übertragungsaufgabe, Bodenverhältnisse, zu kreuzende Infrastrukturen) und von der eingesetzten Übertragungstechnologie (Gleichstrom, Wechselstrom) ab. Insbesondere die Topologie des schlussendlich gewählten Trassenverlaufs wirkt sich auf die Kosten aus. Je nach

Beschaffenheit des Erdreichs (z.B. sandig oder felsig) oder der Anzahl an Hindernissen, die zu überwinden sind (Gebirge, Gewässer, Naturschutzgebiete, Städte), steigen die Kosten.

Für die reinen Investitionskosten ist zu sagen, dass Wechselstrom-Kabelstrecken bisher bis zu zehnmal so viel wie eine Freileitung kosten. Beim bundesweit ersten solchen Erdkabelabschnitt im Übertragungsnetz (bei Raesfeld im Münsterland) schätzt der zuständige Übertragungsnetzbetreiber die Investitionskosten für die Verkabelung gegenüber einer Freileitung auf das Sechsfache.

Bei Gleichstromvorhaben geht die dena-Technologieübersicht „Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen.“ vom Juli 2014, die im Rahmen der beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angesiedelten Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ unter Beteiligung wissenschaftlicher Institutionen wie dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur, der Kabelhersteller, der Verlege- und Tiefbauunternehmen, Betroffener sowie von Planungs- und Sicherheitsbehörden erstellt wurde, für eine einsystemige HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW von einem Mehrkostenfaktor von 2 bis 3 gegenüber der Freileitungsvariante aus. Eine solche einsystemige HGÜ-Strecke besteht typischerweise aus drei Leiterseilen für Plus, Minus und Rückleiter. Auf einen Strommast passen in der Regel zwei Systeme, eines rechts und eines links vom Mast.

Die Mehrkosten für das Auflegen einer zweiten Stromkreisbeseilung fallen bei einer Freileitung kaum ins Gewicht, weil die wesentlichen Kosten durch Baumaßnahmen und Maste bereits für die erste Beseilung erbracht wurden. Bei einer Erdverkabelung hingegen müssen die Kabel für ein zweites System entweder in einen zweiten Graben verlegt werden, oder man benötigt für beide Systeme einen entsprechend größer zu dimensionierenden gemeinsamen Kabelgraben. Dies treibt neben den eigentlichen Materialkosten und dem zusätzlichen Planungsaufwand für die breitere Trasse insbesondere die Baukosten nach oben. Dementsprechend ergibt sich für zweisystemige HGÜ-Strecken (2x2 GW) ein Mehrkostenfaktor von 4 bis 6.

Ein Konsultationsteilnehmer leitet aus dem Interkonnektor-Projekt NorGer von Deutschland nach Norwegen, das primär als Seekabel ausgeführt werden soll, Kosten für eine Erdverkabelung von HGÜ-Projekten an Land ab. Aus diesen Überlegungen zieht er den Schluss, dass Äußerungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den Mehrkostenfaktoren einer Freileitung zu einer Erdverkabelung nicht nachvollziehbar seien.

Die derzeitigen Planungen zu NorGer sehen eine geringere Übertragungsleistung des Interkonnektors im Vergleich zu einer der im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen HGÜ-Maßnahmen vor. Die Mehrkostenfaktoren der Übertragungsnetzbetreiber beziehen sich in der Regel auf Doppelsysteme. Außerdem ist die Verlegung an Land deutlich komplexer als auf See, u. a. weil auf Schiffen längere Kabelabschnitte transportiert werden können und daher weniger Muffen benötigt werden. Ein direkter Vergleich der Investitionskostenabschätzung für NorGer mit den für die landseitigen HGÜ anzunehmenden Kosten ist daher nicht sachgerecht.

Glossar

(n-0)	Mit dem (n-0)-Fall oder -Zustand wird der ungestörte Normalbetrieb eines Netzes beschrieben, in dem keine Komponente ausgefallen oder abgeschaltet ist.
(n-1)-Kriterium	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilnetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt: Etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.
Anlagen (Energieanlagen)	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein, § 3 Nr. 15 EnWG

Betriebsführung	Die Betriebsführung ist der Oberbegriff für die Netzführung und die Wartung und Instandhaltung aller Betriebsmittel des Netzes.
Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie \rightarrow Wirkleistung nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht und muss gezielt kompensiert werden.
Bruttoendenergieverbrauch	Der Bruttoendenergieverbrauch nach EU Richtlinie 2009/28/EG errechnet sich aus dem Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und den Verlusten in den Erzeugungsanlagen und beim Transport.
Bundesbedarfsplan	Gesetzliche Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs zum Ausbau des Übertragungsnetzes. Es enthält eine Liste der notwendigen Höchstspannungsleitungen, die ausgebaut werden müssen.
Bundesbedarfsplan-Netz	Das Übertragungsnetz, das sich aus dem Startnetz und zusätzlich den Vorhaben des Bundesbedarfsplans ergibt.
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe \rightarrow Wechselstrom
EEG-Umlage	Mit der EEG-Umlage werden die Kosten, die aus der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entstehen, auf die Stromendverbraucher verteilt. Die Höhe des Umlagebetrages ergibt sich aus dem Unterschied der Einnahmen und Ausgaben, die bei der Verwertung des EEG-Stroms aus erneuerbaren Energiequellen entstehen.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Emissionen	Austrag von Störfaktoren (z.B. elektromagnetischen Feldern, Schadstoffen, Schall usw.) in die Umwelt
Energieanlagen	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen.
Energieträger	Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
Erdkabel	Unterirdische, isolierte Leitungsführung (verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken).

erneuerbare Energien (EE)	erneuerbare Energien – auch regenerative oder alternative Energien genannt – sind Energieträger und -quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.
Freileitung	Die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung von elektrischer Energie, bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Masten, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsteile umfassen oberirdisch verlegte Leiter (Leiteseile) und Isolatoren, jeweils mit Zubehörteilen.
Generator	Ein Generator wandelt mechanische Energie (Bewegungsenergie, d.h. Energie, die aufgewendet wird, um einen Körper in Bewegung zu setzen) in elektrische Energie um.
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1.000 kV). Oft findet sich dafür auch das Kürzel „DC“, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter (Konverter) erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.
Hochspannungsnetz	Das Hochspannungsnetz, das meist eine Betriebsspannung von 110 kV hat, dient dem regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen. Teilweise sind auch größere Abnehmer an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
Hochstrombeseilung	Unter Hochstrombeseilung versteht man die Verwendung von Leiteseilen mit deutlich größeren Leiterquerschnitten. Dadurch ist die Strombelastbarkeit höher als bei klassischen Leiteseilen und es kann mehr Strom übertragen werden. Außerdem sind die entstehenden Netzverluste geringer. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiteseilen geplant.
Hochtemperaturleiteseile	Leiteseile, die gegenüber konventionellen Leiteseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind und damit mehr Strom übertragen können. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiteseilen geplant.
Interkonnektor	Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.

Iteration	Prüfungsdurchgang im Rahmen der sequenziellen Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen.
Jahreshöchstlast	Die Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz. Sie zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz genügen muss.
Kilowattstunde	Die Kilowattstunde (kWh) ist eine Maßeinheit für Energieerzeugung und -verbrauch. Eine kWh ist die Energie, die ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage mit einer Leistung von einem Kilowatt (=1.000 Watt) in einer Stunde aufnimmt bzw. abgibt.
Konverter(station)	Ein Konverter bzw. eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und entgegengesetzt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert. Hierfür muss am Anfangs- und Endpunkt des Transportnetzes eine Konverterstation errichtet werden, die den Strom jeweils von Wechselstrom in Gleichstrom verwandelt oder umgekehrt.
Kraft-Wärme-Kopplung	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als besonders effizienter Weg, Strom mittels Gas, Kohle oder auch Öl zu produzieren und dabei auch die entstehende Abwärme mit zu nutzen. In vielen konventionellen Kraftwerken verpufft diese Abwärme einfach, die gut zwei Drittel der eingesetzten Energie ausmacht. In KWK-Anlagen wird sie dagegen aufgefangen und als Heizungswärme (zum Beispiel Fernwärme), zum Erhitzen von Schwimmbädern oder für industrielle Prozesswärme weitergegeben.
Kupplung	Verbindung zweier (oder mehrerer) Sammelschienen (siehe auch Sammelschienen).
Kurzschlussleistung	Die Kurzschlussleistung ist ein Begriff aus der elektrischen Energietechnik und ist insbesondere für Stromnetze und deren Kurzschlussbehandlung von Relevanz. Sie ist eine Bemessungsgröße, um die Beanspruchung einer elektrischen Anlage und dabei insbesondere das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren. Ein Leistungsschalter muss dabei über eine der Kurzschlussleistung liegende Ausschaltleistung verfügen, um im Kurzschlussfall sicher und ohne Schäden am Schalter den Stromfluss trennen zu können.

Last	Die Last, gemessen Watt, ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzknoten. Der Begriff Grundlast beschreibt einen Energiebedarf, der unabhängig von allen Lastschwankungen besteht. Dieser gleichbleibende Bedarf wird von den Kraftwerken gedeckt. Die Mittellast wird täglich nur stundenweise zusätzlich zur Grundlast benötigt. Kurzfristige Bedarfsspitzen werden als Spitzenlast bezeichnet. Für die Abdeckung der verschiedenen Lastbereiche werden unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt.
Lastflussberechnung	Die Lastflussberechnung ist in der elektrischen Energietechnik eine meist computergestützte Methode der numerischen Analyse von Energieversorgungsnetzen. Da diese Methode auf Näherungen beruht, wird diese iterativ, also mehrmals hintereinander durchgeführt.
Laststeuerung / Lastmanagement	Unter Laststeuerung bzw. -management, auch bezeichnet als Demand Side Management oder Demand Side Response, ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung bzw. zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Energiebereich zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel ein (Groß-)Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.
Leistung	Die Leistung gibt an wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die Leistung wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW. Die elektrische Leistung ist das Produkt von Spannung (U) – gemessen in Volt (V) – und Strom (I) – gemessen in Ampere (A). Bei elektrischer Leistung werden unterschieden: à Wirkleistung, à Blindleistung und à Scheinleistung.
Leiteseile	Leiteseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Metallseile
Maßnahme	Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind zu Projekten zusammengefasst (siehe auch Projekt).
Nennleistung	Nennleistung ist die höchste Dauerleistung, bei der ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer und Sicherheit eine energietechnische Einrichtung betrieben werden kann.

Netz	Das Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen. Letzteres dient dann der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen.
Netzanschluss	Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.
Netzbetreiber	Ein Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.
Netzentgelt	Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen der Netzbetreiber bezahlt werden muss. Es ist ein Bestandteil des Preises einer Stromlieferung und ist schon im Endpreis enthalten. Das Entgelt muss angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Die Entgelte für die Nutzung der Netze werden in Cent/kWh berechnet. Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen. Die Netzentgelte sind entweder von den zuständigen Landesbehörden oder von der Bundesnetzagentur zu genehmigen.
Netzentwicklungsplan	Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist ein Plan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen, die in einem bestimmten Betrachtungsjahr in der Zukunft für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft.
Netzknoten	Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.
Netznutzungsfall	Ein Netznutzungsfall ist definiert durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien und aus konventionellen Erzeugungsanlagen

sowie der Stromentnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt. Aus dem Netznutzungsfall ergibt sich die vom Netz zu übernehmende Transportaufgabe.

Netzverluste	Bei der Übertragung geht immer ein kleiner Teil der transportierten Energie verloren. Dabei ist die verlorene Energie je kleiner, desto höher die Spannung ist. Beispielsweise sind bei einer Spannung von 380 kV die Verluste kleiner als bei 220 kV. Durch das Umspannen auf eine andere Spannungsebene sowie durch das Umwandeln von Gleichstrom in Wechselstrom geht ebenfalls ein Teil der Energie verloren.
NOVA-Prinzip	NOVA steht für Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Das bedeutet, dass die Netze zunächst optimiert werden sollen. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach sollen sie ausgebaut werden.
Offshore	Mit Offshore werden vor der Küste liegende Gebiete bezeichnet; Offshore-Windenergieanlagen sind Windkraftanlagen zur Stromerzeugung auf See. Sie nutzen den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr Strom produzieren können.
Offshore-Netzentwicklungsplan	Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) enthält alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Anbindungsleitungen zu den Offshore-Windparks.
Phasenschieber	Ein Phasenschieber ist eine elektronische Schaltung, die die Phase einer elektrischen Schwingung verschiebt.
Photovoltaik	Durch Photovoltaik (PV) wird Sonnenenergie direkt mittels Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt (Solarenergie). Im Unterschied dazu wird bei der Solarthermie das Sonnenlicht in Wärme umgewandelt.
Pumpspeicher	Pumpspeicher (PSW) sind Wasserkraftwerke, die in Zeiten von Stromüberfluss (bzw. niedrigen Strompreisen) Strom verbrauchen, um Wasser von einem niedriger gelegenen Becken in ein höher gelegenes Becken pumpen, und in Zeiten mit hohen Strompreisen das Wasser durch Fallrohre herunterfallen lassen und so elektrische Energie erzeugen bzw. zurückgewinnen.
Projects of Common Interest	Projects of Common Interest (PCI) sind Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse. Die seit Juni 2013 geltende Verordnung zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung) soll zum Erreichen der energiepolitischen Ziele der EU, zu einem funktionierenden Energiebinnenmarkt und zur Versorgungssicherheit beitragen. Gleichzeitig sollen die erneuerbaren Energien und die

Energieeffizienz gefördert werden. Diese Ziele sollen unter anderem durch einen effektiven und beschleunigten Netzausbau erreicht werden. Die TEN-E-Verordnung gibt vor, wie Vorhaben von gemeinsamem Interesse identifiziert werden. Kriterien sind unter anderem der wirtschaftliche, der soziale und der ökologische Nutzen der Vorhaben sowie grenzüberschreitende Auswirkungen des Vorhabens auf mindestens zwei Mitgliedstaaten. Die zweite EU-weite Liste von Vorhaben von gemeinsamem Interesse ist am 18. November 2015 in Kraft getreten.

Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen an die Anforderungen des Netzes angepasst. Erzeuger „vor“ dem Engpass werden angewiesen, ihre Einspeisung (die sonst zu einer Überlastung führen würde und im Netz nicht transportiert werden kann) zu drosseln. Dafür müssen „hinter“ dem Engpass andere Erzeuger ihre Einspeisung entsprechend erhöhen. Die dadurch verursachten Kosten werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.
Regelzone	Die Regelzone ist das Gebiet, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber für die Regelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) von Schwankungen zwischen dem aktuellen Strombedarf und dessen Bereitstellung verantwortlich ist.
Regionalisierung	Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.
Sammelschiene	Unter einer Sammelschiene versteht man eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.
Schalthandlung	Betätigung eines Schalters (z. B. Trenner, Leistungsschalter) – oder: Schalten eines Elements im Netz.
Scheinleistung	Der Begriff bezeichnet die Gesamtleistung aus $\hat{=}$ Wirkleistung und $\hat{=}$ Blindleistung, die in einem Wechselstromsystem bereitgestellt werden muss. Die Scheinleistung wird in der Einheit Voltampere (VA) angegeben. Da in einem Gleichstromsystem keine Blindleistung entsteht, gibt es auch dort auch keine Scheinleistung. Daher wird die Leistung eines Gleichstromsystems in Watt (W) angegeben.

Speicher	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder ab zugegeben. Netzgetriebene Speicher werden verwendet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Stromspitzen bei erneuerbaren Energie auszugleichen. Ist der Strompreis ausschlaggebend für den Betrieb des Speichers, ist er marktgetrieben. Speicher können u.a. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher sein.
Spitzenkappung	Spitzenkappung bedeutet, das Netz nicht für die seltenen Leistungsspitzen von Photovoltaik- und Onshore-Windanlagen auszulegen, die nur dann auftreten, wenn die Sonneneinstrahlung bzw. das Windaufkommen außergewöhnlich hoch sind. Auf diese Weise wird der Ausbaubedarf in den Netzen auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß reduziert.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z.B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Startnetz	Das Startnetz ist das der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegte Netz. Es besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und den bereits in Umsetzung befindlichen Maßnahmen, bei denen der energie-wirtschaftliche Bedarf (z. B. durch das Energieleitungsausbaugesetz oder durch einen Planfeststellungsbeschluss) bereits festgestellt ist.
Stromgrenzwert	Zulässige Höchstbelastung (Stromstärke) eines Leiterseils bzw. eines Stromkreises.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel eines Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen wie Ausfällen oder Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche zukünftige Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs getroffen. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energie-politischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird alle zwei Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.
Topologieänderungen	Bei Topologieänderungen handelt es sich z. B. um das Trennen oder Schließen von Sammelschienen in Umspannwerken, wodurch die an der

Sammelschiene angeschlossenen Stromleitungen entweder zusammen- geschaltet werden oder aber getrennt betrieben werden. Daher wird durch eine solche Schalthandlung die Topologie des Netzes verändert. Dadurch ist es möglich, den Stromfluss im Höchstspannungsnetz in eingeschränktem Maße zu steuern. Solche Topologieänderungen können jedoch großflächige Auswirkungen auf das Netz haben, so dass insbesondere darauf geachtet werden muss, dass dadurch nicht an anderer Stelle neue Probleme im Netz entstehen. Weiterhin dürfen beim Trennen von Sammelschienen die Spannungswinkel nicht unzulässig groß werden, da sonst die Sammelschiene danach nicht wieder geschlossen werden kann. Daneben dürfen bei der Planung des Netzes nicht zu viele Topologieänderungen angewendet werden, da sich hier zwar unter Umständen theoretisch eine Überlastung auch mit der Anwendung einer Vielzahl von Schalthandlungen beheben lässt, dies jedoch im täglichen Betrieb nicht realistisch möglich ist. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass im Betrieb kurzfristig komplexe Schalthandlungen gefunden werden und zugleich deren Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können.

Transformatoren

Transformatoren dienen der Erhöhung und Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380 kV (Höchstspannung) auf 110 kV (Hochspannung) und umgekehrt. Ein weiteres Beispiel für Transformatoren sind Netzgeräte von Mobiltelefonen.

Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Übertragung von elektrischer Energie zu nachgeordneten Netzen und erfüllt Verbundaufgaben auf nationaler und internationaler Ebene. Es wird daher häufig auch als „Verbundnetz“ bezeichnet. Um Verluste gering zu halten werden sie mit hoher Spannung betrieben (in Deutschland 220 oder 380 kV).

Übertragungsnetzbetreiber

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.

Umrichter

Ein Umrichter wandelt eine eingehende Wechselspannung in eine andere Wechselspannung um. Dabei kann er die Frequenz und Spannungshöhe verändern.

Umspannwerk

Ein Umspannwerk ist Teil des elektrischen Versorgungsnetzes eines Energieversorgungsunternehmens und dient der Verbindung unterschiedlicher Spannungsebenen.

Verbundnetz

Das Verbundnetz dient als Zusammenschluss von Übertragungsnetzen insbesondere dem überregionalen inländischen und grenz-

überschreitenden Austausch größerer Energiemengen, und soll die Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung verbessern.

Vermaschung	Knotenpunkte von elektrischen Übertragungsnetzen sind in der Regel nicht nur mit zwei anderen Knoten verbunden, sondern mit einer Vielzahl von Knoten. Dadurch steigt die Sicherheit, dass bei Ausfall einer Leitung oder eines anderen Netzelementes die entsprechenden Regionen trotzdem noch versorgt werden können und das übrige Netz ohne Störung betrieben werden kann.
Verteilnetz	Das Verteilnetz dient der regionalen Verteilung der Energie (daher auch der Name), aber zunehmend auch dem „Einsammeln“ von dezentral erzeugter Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie früher Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilnetzebene.
Wechselstrom	auch Dreiphasenwechselstrom oder Drehstrom Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) Die Versorgungsnetze in Europa sind mit einem Dreileiter-Drehstromnetz ausgebaut. Es handelt sich um eine sinusförmige Wechselspannung die eine Phasenverschiebung von 120 Grad aufweist und mit einer Frequenz von 50 Hz schwingt.
Wirkleistung	Als Wirkleistung wird (im Gegensatz zur Blindleistung) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.
Zielnetz	Das Zielnetz ist die Summe aller Maßnahmen aus dem Startnetz und einem bestimmten Zubaunetz.
Zubaunetz	Als Zubaunetz werden meist die im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben sowie die übrigen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen (Zubau-)Maßnahmen bezeichnet. Je nachdem, welche Zubaumaßnahmen man betrachtet, kann man weiterhin begrifflich zum Beispiel nach einem Zubaunetz für ein bestimmtes Szenario oder einem für Wechselstrom differenzieren.

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
CO ₂	Kohlendioxid
DC	direct current, Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Laststeuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz

kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MVar	Megavar („voltampère réactif“), Einheit für Blindleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacities, Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
OWP	Offshore-Windpark
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PCI	Project(s) of Common Interest
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Netzentwicklungsplan des Verbunds der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Stand

Dezember 2017

Text

Referat 613