



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2019-2030

Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus
der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom

DEZEMBER 2019

VORBEMERKUNG.....	5
THEMEN AUS DER KONSULTATION	7
1. Annahmen für die Netzentwicklungsplanung	8
1.1 Alternative neue Szenarien	8
1.2 Kopplung Strom- und Gasnetzinfrastrukturpläne	8
1.3 Berücksichtigung der Klimaziele von Paris	10
1.4 Bedarfsanzeige einzelner Stromnachfrager in der Industrie	10
1.5 Prüfung der Szenarien durch neutrale Gutachter und Energiewirtschaftsexperten	10
1.6 Konventionelle Erzeugung	11
1.7 Regenerative Erzeugung	13
1.7.1 Unzutreffende Annahmen EE Ausbau	13
1.7.2 Volllaststunden EE	14
1.7.3 Energie-Entwicklungsplanes - EEP	16
1.8 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast	16
1.8.1 Steigerung des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung industrieller Prozesse	16
1.8.2 Regionalisierung Stromverbrauch	18
1.8.3 Lastschwerpunkt Süden	18
1.8.4 Jahreshöchstlast	19
1.9 Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung	19
1.9.1 Sektorenkopplung	19
1.9.2 Speicher	20
1.9.3 Power to Gas	20
1.9.4 Flexibilisierung	21
1.9.5 E-Mobilität	21
1.9.6 Smart Grid	21
1.9.7 Spitzenkappung	22
1.9.8 Netzbooster	22
1.9.9 KWK	22
1.10 Regionalisierung	22
1.10.1 Wind Onshore	22
1.10.2 EE-Ausbauziele der Bundesländer und Kommunen	23
1.10.3 Alternative Regionalisierung	24
1.10.4 Energieträgerspezifische und bundeslandscharfe Darstellung der Einspeisung und Auflösung von Netzknotten	24
1.10.5 Netzausbaugebiet	25
1.10.6 Last	25
1.11 Marktmodellierung	26
1.11.1 Lastzeitreihen im Marktmodell	26
1.11.2 Gaskraftwerke anstatt Netzausbau	26
1.11.3 Interkonnektoren	27
1.11.4 Anpassung Marktmodell	27
1.11.5 Marktmodell basierend auf Vollkosten inklusive Transport- und Netzausbaukosten	28
1.11.6 Kohlekraftwerke im Marktmodell	29
1.11.7 Konventionelle Spitzenkappung	30
1.11.8 Spitzenkappung bei Last	31
1.11.9 Gaskraftwerke	31
1.11.10 Volllaststunden	31
1.11.11 Leistungslücke	31
1.11.12 Wetterjahr	32
1.11.13 Flow Based Market Coupling (FMBC)	33
1.12 Europäischer Strommarkt	33
2. Methodik des NEP –Netzplanung durch die ÜNB	35
2.1 Dezentrale vs. zentrale Erzeugungsstrategien	35

2.2	Gesamtplanbetrachtung (HGÜ-Struktur vs. Wechselstromausbau)	37
2.3	NOVA-Verfahren	37
2.4	Kosten.....	38
2.5	Systemstabilität / Blindleistung.....	39
3.	Offshore.....	39
4.	Stromübertragungstechnologien	40
4.1	HGÜ	40
4.2	Erdkabel.....	42
5.	Verfahrens- und Beteiligungsfragen.....	43

GLOSSAR.....	48
---------------------	-----------

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	59
------------------------------------	-----------

IMPRESSUM.....	61
-----------------------	-----------

Vorbemerkung

Im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030 wurden wie bereits in vorhergehenden Prozessen erneut viele Einwände erhoben, die sich allgemein auf die Energiewende bzw. auf andere Verfahrensschritte 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 jedoch ohne Belang, gleichwohl aber wichtig für den Gesamtprozess und für die allgemeine Akzeptanz des Netzausbaus. Um den Verwaltungsakt der Bestätigung des Netzentwicklungsplans jedoch nicht zu überfrachten, hat die Bundesnetzagentur sich entschlossen, diese Argumente im vorliegenden Dokument gesondert zusammenzufassen und sich an dieser Stelle 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 eine Vielzahl an Instrumenten der Beteiligung und Informationsbereitstellung. Dennoch kann es leider nicht immer gelingen, jede Frage und jedes Missverständnis zur Zufriedenheit aller Beteiligten aufzuklären und allen individuellen Anliegen gänzlich 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 grundlegend 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 den Fortgang der Energiewende zu treffen sind. Schon aus Gründen der Gewaltenteilung ist ein Verwaltungsverfahren nicht dazu geeignet, Änderungen in den Gesetzen des Energiebereiches vorwegzunehmen. Solche Entscheidungen müssen einzig und allein 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.

Themen aus der Konsultation

1. Annahmen für die Netzentwicklungsplanung

1.1 Alternative neue Szenarien

Ein Konsultationsteilnehmer regt an, ein Alternativszenario aufzustellen, das die Folgen einer Erzeugungslandschaft ohne Netzausbau ausweist. In einem solchen dezentralen Szenario müsste der Zubau von erneuerbaren Energien an jedem der über 600 Netzverknüpfungspunkte in Deutschland dargestellt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer bittet vor dem Hintergrund der von den ÜNB errechneten neuen Jahreshöchstlasten zwischen 88 und 100 GW nachdrücklich darum, ein „Stresstest“-Szenario zu rechnen, um frühzeitig Schwachpunkte zu identifizieren und nachsteuern zu können. Auch ein Langfristszenario 2050 sei wünschenswert.

Gemäß einem weiteren Konsultationsteilnehmer müsse für die Veranschaulichung der Notwendigkeit des Netzausbaus eine veränderte regionale Verteilung der erneuerbaren Energieanlagen dargestellt werden. Die Verbrauchszentren in Süddeutschland sollten verstärkt mit regional erzeugtem, erneuerbarem Strom versorgt werden. Von besonderem Interesse sei dabei der Einfluss eines verstärkten Onshore-Wind Ausbaus in Bayern und Baden-Württemberg auf den zu erwartenden Netzausbau im Rahmen eines gesonderten Szenarios.

Weiter wird beanstandet, dass es im NEP 2030 an Alternativszenarien ohne Netzausbau fehle, unter Einbeziehung des möglichen Kohleausstiegs und mit Berücksichtigung des Ausbaus regenerativer Energieerzeugung regional und der Schaffung von Speichermöglichkeiten. Es fehlten Alternativen zur Nutzung von Überschuss-Strom, es fehle ein Konzept zur Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, es fehle der Nachweis des Bedarfs für den geforderten Netzausbau. Der Bedarf werde lediglich gesetzlich festgelegt. Die gesamte Netzentwicklungsplanung sei nicht stimmig.

Ferner fehle ein Szenario, das ausdrücklich die Strompreisentwicklung berücksichtige. Um diese wesentliche Frage des Bedarfs feststellen zu können, müssten die Netzbetreiber ein Szenario vorlegen, aus dem sich eine mögliche Entwicklung des Strompreises für die Verbraucher mit und ohne die vorgeschlagenen Maßnahmen ergebe.

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.

1.2 Kopplung Strom- und Gasnetzinfrastrukturpläne

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern die Betrachtung der schrittweisen Alternativen zum reinen Stromtransport wie beispielsweise die Kopplung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur mittels Power to Gas-Anlagen in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan. Vor diesem Hintergrund sei es erforderlich, die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und den Transport über die Gasinfrastruktur stärker in die Betrachtungen in den Szenariorahmen zum Strom- und Gasnetzentwicklungsplan einzubeziehen.

Eine solche Abstimmung sei somit auch im Hinblick auf das in § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG angelegte NOVA-Prinzip geboten, welches nicht nur einen Vorrang der Optimierung einzelner Stromleitungen, sondern vielmehr, wie die Überschrift des § 11 EnWG - „Betrieb von Energieversorgungsnetzen“ – deutlich mache, des gesamten

Versorgungsnetzes, d.h. des Gas- und des Stromversorgungsnetzes, vor jedwedem Ausbau und Neubau verlange. Vor diesem Hintergrund sei nicht nachvollziehbar, weshalb weder ein zeitlicher Gleichlauf der Entwicklung der Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne für Strom und Gas stattfinde, noch eine inhaltliche Abstimmung der jeweiligen Netzentwicklungspläne vorgenommen werde. Das sei aufgrund der bereits seit mehreren Jahren vorhandenen technischen Möglichkeiten der PtG-Technologie nicht mehr zeitgemäß. Eine solche Trennung von Strom und Gas sei auch im Hinblick auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung, den Willen des Gesetzgebers zum flexiblen und effizienten Einsatz von Erzeugungsanlagen und zur Förderung der Sektorenkopplung, sowie der mit dem (Strom-)Netzausbau verbundenen erheblichen Eingriffe in Landschaft, Natur und Umwelt nicht vertretbar.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass es im Hinblick auf die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG, insbesondere im Hinblick auf die „preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit“ gefordert sei, die Netzentwicklungspläne für Strom und Gas aufeinander abzustimmen, um so den Netzausbau und damit verbunden die massiven Eingriffe für den Menschen, die Landwirtschaft und die Umwelt möglichst gering zu halten.

Gemäß einem anderen Konsultationsteilnehmer sei die integrierte Planung von Strom- und Gasnetzen zwar herausfordernd, aber notwendig. Daher sei es erforderlich, hier einen gangbaren Weg zu identifizieren. In diesem Zusammenhang sei es zielführend, die Anforderungen an den Szenariorahmen der Gasnetzplanung (EnWG §15a) denen der Stromnetzplanung (EnWG §12a) anzugleichen, was die Orientierung an den mittel- und langfristigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung angehe. Gasnetzbetreiber seien in §15a EnWG derzeit lediglich aufgefordert "angemessene Annahmen" zu treffen. Energiepolitische Ziele der Bundesregierung fänden hier keinen Eingang.

Seit einiger Zeit fordern unterschiedliche Akteure des Energiemarktes eine sogenannte integrierte Netzplanung von Strom- und Gasnetz, mitunter auch noch gekoppelt mit der Wärmeversorgung. Das Thema Sektorenkopplung erfordere demnach eine gemeinsame Planung, um die Integration von Strom und Gas als „hybrides technologieoffenes“ Energiesystem voranzubringen. Denn Gas werde zunehmend nicht mehr als Problem, sondern als Teil der Lösung einer langfristigen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft gesehen. In den letzten Monaten und Jahren haben mehrere Gutachten dargelegt, dass „grünes“ Gas als Biomethan, aber vor allem auch als synthetisches Gas oder als Wasserstoff einen Beitrag zu einer volkswirtschaftlich effizienten Dekarbonisierungsstrategie leisten kann.

In den meisten Fällen wird allerdings die praktische Umsetzung dieser integrierten Netzplanung nicht näher erläutert. Es bleibt offen, ob eine integrierte Berechnung der Gas- und Stromnetze in einem gemeinsamen Simulationsprozess gemeint ist, ob es darum geht eine ganzheitliche Energiesystemplanung durchzuführen oder ob die Szenarien und damit lediglich die Eingangsdaten der Strom- und Gasnetzberechnung möglichst vereinheitlicht werden sollen. Derzeit wird in der Praxis der Netzentwicklungsprozesse Strom und Gas von der Bundesnetzagentur die zuletzt genannte weitestgehende Vereinheitlichung der Eingangsdaten durchgeführt.

Momentan werden seitens der Bundesnetzagentur intensive Überlegungen angestellt, in wie weit die beiden Netzentwicklungsprozesse weiter angenähert bzw. integriert durchgeführt werden können. Hierzu könnte eine zeitliche Synchronisation der beiden momentan asynchron laufenden Netzentwicklungsprozesse vorgenommen werden. Jenseits dessen wäre auch die Erstellung eines gemeinsamen Szenariorahmens Gas und Strom denkbar, aus dem dann die relevanten Eingangsdaten für die separaten Netzberechnungsprozesse Gas und Strom entnommen werden.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt gegenwärtig, das Thema „gemeinsamer Szenariorahmen Strom/Gas“ im Mitte Januar 2020 startenden Konsultationsprozess Szenariorahmen Strom zu platzieren. Im Anschluss daran wäre ein breit angelegter Diskussionsprozess „integrierte Netzplanung“ mit den dafür interessierten Stakeholdern wünschenswert.

1.3 Berücksichtigung der Klimaziele von Paris

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass kein Szenario den Klimaschutzziele des Pariser Klimaschutzabkommens entspräche. Der in den Szenarien berücksichtigte Klimaschutzplan 2050 orientiere sich lediglich am 2-Grad-Ziel gegenüber vorindustriellem Niveau und erfülle nicht die klimapolitischen Zusagen von Deutschland in Paris. Dafür müsse mindestens eine 95-prozentige Reduktion der Treibhausgasemissionen berücksichtigt werden.

Das seitens der Bundesregierung formulierte Ziel für die Minderung der Treibhausgasemissionen wurde in diesem Netzentwicklungsplan für alle Szenarien festgeschrieben. Sofern sich die Einhaltung der CO₂-Emissionwerte nicht modellendogen ergeben hatte, wurde der CO₂-Preis in Deutschland iterativ solange erhöht, bis die Grenzwerte eingehalten wurden. Dies war nur in den Szenarien A 2030 und B 2035 nötig, alle anderen Szenarien haben die Grenzwerte ohne eine Erhöhung des innerdeutschen CO₂-Preises eingehalten. In jüngster Zeit wurden seitens der Bundesregierung die CO₂-Ziele nochmals konkretisiert (Klimaschutzpaket der Bundesregierung).

1.4 Bedarfsanzeige einzelner Stromnachfrager in der Industrie

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass der Ausbau des Übertragungsnetzes nur dann bedarfsgerecht gelingen werde, wenn die Anforderungen aller Marktteilnehmer frühestmöglich im NEP berücksichtigt würden. Daher solle der mögliche zukünftige zusätzliche Strombedarf der Thyssenkrupp Steel Europe AG im Übertragungsnetz der Amprion GmbH berücksichtigt werden (Mehrleistung in 2022 von ca. 200 MW am Standort Duisburg und 20-30 MW am Standort Dortmund).

Die Dekarbonisierung der Sektoren Privathaushalte, GHD, Industrie und Verkehr erfordert den Einsatz von Strom aus CO₂-freien, erneuerbaren Quellen. Die Sektorenkopplung ist erforderlich, um die weitgehende Dekarbonisierung in allen Sektoren möglichst effektiv und wirtschaftlich voranzubringen. Damit trägt sie im Zusammenspiel mit klassischen Energieeffizienzmaßnahmen und der direkten Erzeugung von Wärme und Antriebsenergie (z. B. durch Biomasse oder Solarthermie) zur Senkung von Treibhausgasemissionen und Primärenergieverbrauch bei. Allein durch Effizienzmaßnahmen und den direkten Einsatz erneuerbarer Energien in den einzelnen Sektoren lassen sich nach heutigem Kenntnisstand die jeweiligen Sektoren nicht dekarbonisieren. Um die Dekarbonisierung dennoch zu erreichen, ist der Einsatz von erneuerbarem Strom in allen Sektoren notwendig. Deswegen begrüßt die Bundesnetzagentur es ausdrücklich, wenn der Bedarf einzelner signifikanter Stromnachfrager in der Industrie gesondert ausgewiesen bzw. angezeigt wird, so dass dieser in die Untersuchungen zum Netzausbaubedarf einfließen kann.

1.5 Prüfung der Szenarien durch neutrale Gutachter und Energiewirtschaftsexperten

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass der Netzausbau an der Bevölkerung vorbeigeplant sei. Die Bundesnetzagentur habe alle Szenarien 1 zu 1 von den Netzbetreibern übernommen, ohne dass diese Szenarien durch neutrale Gutachter und Energiewirtschaftsexperten geprüft worden seien.

Die Übertragungsnetzbetreiber verfügen über eine umfangreiche Expertise und können Energiemarkt und Erzeugung sehr praxisnah und realistisch einschätzen. Dies gilt nicht nur für die dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegenden Netzberechnungen sondern auch für die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der Energielandschaft. Das heißt aber nicht, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern gemachten Vorschläge von der Bundesnetzagentur nicht sorgfältig überprüft und gegebenenfalls verworfen werden. Weder im Szenariorahmen noch im NEP werden die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Szenarien bzw. Netzausbaumaßnahmen 1 zu 1 von der Bundesnetzagentur übernommen. Allerdings sind die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien des Szenariorahmens die 1 zu 1 Grundlage für die Erstellung des NEP. Hiervon dürfen die Übertragungsnetzbetreiber nicht abweichen.

1.6 Konventionelle Erzeugung

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass ein möglicher Kohleausstieg Deutschlands in den aktuellen Netzentwicklungsplänen nur unzureichend oder gar nicht berücksichtigt sei. Weiterhin merkt ein Konsultationsteilnehmer an, dass ein möglicher Kohleausstieg noch nicht gesetzlich geregelt sei und auch ein früherer Ausstieg als das bisher angedachte Jahr 2038 möglich sei.

Viele Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass die Bundesnetzagentur in ihrer Bedarfsermittlung auf die Ergebnisse der Struktur Kommission für Wachstum, Struktur und Beschäftigung eingeht und einen möglichen Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 annimmt.

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung wird im Netzentwicklungsprozess berücksichtigt. In Szenario C 2030 wird die von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung vorgeschlagene für 2030 genannte Kohlekraftwerksleistung abgebildet. Weiterhin wird mit dem Zusatzszenario C 2038 ebenfalls der vollständige Ausstieg aus der Kohleverstromung abgebildet. Sollte der Ausstieg aus der Kohleverstromung früher als der Vorschlag der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung gesetzlich geregelt werden, wird dies im kommenden Netzentwicklungsprozess berücksichtigt. Bis dahin stellt die Bundesnetzagentur bei der Netzentwicklungsplanung auf den geltenden und absehbaren Rechtsrahmen ab.

Viele Konsultationsteilnehmer bringen an, dass der berücksichtigte Kohleausstieg im Szenario C 2038 nicht dafür sorgen würde, dass die Bundesregierung die vereinbarten Klimaschutzziele einhält. Außerdem merkt ein Konsultationsteilnehmer in Bezug auf das Szenario C 2038 an, dass realistischere Zahlen abgebildet werden müssten und diese dann in den folgenden Netzberechnungen Berücksichtigung finden müssten.

Die Bundesnetzagentur hat in der Netzentwicklungsplanung nicht darüber zu befinden, ob die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreicht werden oder nicht. Die Bundesnetzagentur hat wahrscheinliche Szenarien zu entwickeln, die die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung berücksichtigen. Im Zusatzszenario C 2038 wird der Kohleausstieg gemäß dem Vorschlag der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung abgebildet. Bisher wurden die Vorschläge der Kommission noch nicht gesetzlich implementiert. Die Bundesnetzagentur geht jedoch davon aus, dass die Vorschläge Grundlage eines kommenden Gesetzes werden, in dem der Kohleausstieg geregelt wird. Insofern ist der Vorschlag der Kommission, bis 2038 aus der Kohleverstromung auszusteigen, als energiepolitisches Ziel anzusehen. Sollte in den Simulationsprozessen der Netzentwicklungsplanung trotz berücksichtigtem Kohleausstieg die Klimaschutzziele der Bundesregierung nicht erreicht werden, würde dies von der Bundesnetzagentur transparent dargestellt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer bringt an, dass die prognostizierten Energiemengen aus Braun- und Steinkohle im Szenario C 2030 zu hoch seien, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Die grundsätzlichen Annahmen zu den noch am Netz befindlichen Kraftwerkkapazitäten seien jedoch richtig abgebildet.

Die Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber zeigt, dass die Klimaschutzziele der Bundesregierung für 2030 mit den angenommenen installierten Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2030 erreicht werden. In Szenario C 2030, welches den Kohleausstiegspfad der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung berücksichtigt, werden die Ziele sogar deutlich übererfüllt.

Viele Konsultationsteilnehmer merken an, dass ein möglicher Kohleausstieg den Bau von neuen Gaskraftwerken im Süden Deutschlands erfordere, um die Versorgungssicherheit in Bayern zu gewährleisten. Dies sei im Netzentwicklungsplan nicht berücksichtigt.

Die Netzentwicklungsplanung hat die Aufgabe ein Netz für die Befriedigung des Transportbedarfs des Strommarktes zu ermitteln. Aufgrund der zeitintensiven Realisierung von Netzausbauprojekten, müssen Annahmen für den Strommarkt der Zukunft getroffen werden. Dabei wird auch die wahrscheinliche Entwicklung des Kraftwerksparks prognostiziert. Dazu werden konkrete Planungen der Bundesregierung, z.B. der Ausstieg aus der Atomkraft und der Kohleverstromung berücksichtigt. Für Gaskraftwerke existiert keine staatliche Neubauplanung, weshalb die Bundesnetzagentur bei der Prognose auf konkret gemeldete Neubauvorhaben der Kraftwerksbetreiber abstellt. Darüber hinaus wird für fossil betriebene KWK-fähige Kraftwerke nach Ablauf der unterstellten technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer, eine Umstellung auf den Brennstoff Gas unterstellt. Weiterhin wird ein Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken kleiner 10 MW, basierend auf historischen Zubauraten angenommen. Jenseits genannter Annahmen führt die Bundesnetzagentur keine Planung von Großkraftwerken im Rahmen der Netzentwicklungsplanung durch. Die Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 zeigen für die untersuchten Szenarien kein Marktversagen.

Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass Netzausbau (insbesondere HGÜ) aus dem Betrieb der Kohlekraftwerke resultiere. Durch den Bau von HGÜ-Trassen würde den Kraftwerksbetreibern ermöglicht ihren Braunkohlestrom in den nächsten Jahren weiterhin gesichert einspeisen zu können. Die Kosten für den Netzausbau sollen deshalb diesen Kohlekraftwerken zugeschrieben werden bzw. diese sollen den erforderlichen Netzausbau bezahlen. Nach einem möglichen Kohleausstieg in Deutschland wären dies auch Kohlekraftwerke aus dem Ausland.

Im Verlauf der Netzentwicklungsplanung wurden die Kohlekapazitäten schrittweise reduziert und mit dem Zusatzszenario C 2038 im Einklang mit den Beschlüssen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung auf null gesetzt. Trotz dieser Simulation des Kohleausstiegs wurden alle bisher von der Bundesnetzagentur als notwendig eingestuften Maßnahmen erneut als bestätigungsfähig bewertet. Die Aussage, der Leitungsbau würde für die Kohleverstromung durchgeführt, kann daher nicht nachvollzogen werden. Nach wie vor sind es Stunden hoher EE-Einspeisung, die maßgeblich netzausbaurelevant sind.

1.7 Regenerative Erzeugung

1.7.1 Unzutreffende Annahmen EE Ausbau

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet, dass nicht ausreichend betrachtet werde, dass der Ausbau der Windkraftenergie an seine Grenzen gekommen sei und in Süddeutschland die Möglichkeit und das Interesse bestehe, durch alternative Energiegewinnung (Biomasse, Photovoltaik, Gasturbinenkraftwerke) und Energieeinsparmaßnahmen den Netzausbau zu verringern.

Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt neben Windenergie auch die genannten anderen Energieerzeugungsanlagen, auch im Süden Deutschlands. Bayern beispielsweise ist das Bundesland mit der höchsten installierten Leistung an Photovoltaikanlagen und Biomasseanlagen. Die aktuelle Abschwächung des Windenergieausbaus wird von der Bundesnetzagentur beobachtet. Da es das erklärte Ziel der Bundesregierung ist, bis zum Jahr 2030 einen Anteil der Erneuerbaren von 65% des Bruttostromverbrauchs zu erreichen, geht die Bundesnetzagentur von entsprechenden gesetzlichen Maßnahmen aus, die dieses ermöglichen. Diese Maßnahmen werden im nächsten Szenariorahmen berücksichtigt.

Eine Berücksichtigung der neuen Wind-Offshore Ausbauziele auf 20 GW in allen Szenarien wird von mehreren Konsultationsteilnehmern angemahnt. Eine ausgewogene Verteilung der Erzeugungskapazitäten zwischen Nord- und Ostsee spiele dabei eine wichtige Rolle.

Aus Sicht eines anderen Konsultationsteilnehmers würden im Nachgang zu der Festlegung von Zielen der Bundesregierung zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien sowie zum Klimaschutzplan und zum Klimaschutzkabinett kurzfristig politische und rechtliche Maßnahmen umgesetzt. Diese sollten noch im laufenden NEP beachtet werden. Im Einzelnen bedürfe es daher einer erneuten Überprüfung und veränderten Bestätigung des erforderlichen Netzausbaubedarfs. Dies gelte besonders, da es im Rahmen des Klimakabinetts vom 20. September 2019 zur politischen Festlegung des Ausbauziels für den Bereich Windenergie auf See von 20 GW bis 2030 gekommen sei. Der Konsultationsteilnehmer regt an, die Annahmen im Hinblick auf den erforderlichen Ausbau Wind auf See noch anzupassen.

Die Erhöhung des Offshore-Ausbauziels auf 20 GW wird bereits im Szenario A 2030 des Netzentwicklungsplans berücksichtigt. Wie in den allgemeinen Erläuterungen zur Methodik des Netzentwicklungsplans beschrieben, werden die Maßnahmen nicht an einem Szenario bestätigt, sondern die Schnittmenge der Maßnahmen, welche in allen Szenarien benötigt werden. Daraus ergibt sich, dass die Erhöhung des Wind-Offshore Ausbauziels ausreichend im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wird und Eingang in die Genehmigung der Maßnahmen findet. Die Bundesnetzagentur befindet sich ebenso in ständigem Austausch mit dem BSH und begleitet auch den Prozess des Flächenentwicklungsplans.

Mehrere Konsultationsteilnehmer wünschen sich eine bessere Berücksichtigung der Stromerzeugung aus Biomasse, da die Stromerzeugung aus Biomasse in den modellierten Szenarien nicht ausreiche.

Stromerzeugung aus Biomasse ist aktuell die kostenintensivste Möglichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung. Die aktuellen Ausschreibungsergebnisse stützen die Annahme des Szenariorahmens, dass zum Großteil Bestandsanlagen den Zuschlag in den Ausschreibungsrunden erhalten. Da die Leistung dieser Bestandsanlagen bereits in den Referenzjahren berücksichtigt ist, erfolgt durch diese Zuschläge keine Erhöhung der gesamten installierten Leistung. Die Bundesnetzagentur verfolgt die Entwicklung der Biomasse jedoch kontinuierlich und wird

bei Veränderungen der politischen oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in künftigen Netzentwicklungsprozessen ggf. eine Anpassung durchführen.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer sei eine Erhöhung der Leistung aus Photovoltaikanlagen gerade in den süddeutschen Bundesländern bereits erkennbar. Dieser dezentrale Lösungsansatz, welcher sich mit der tatsächlichen Entwicklung im süddeutschen Raum decke, werde von den ÜNB nicht hinreichend berücksichtigt.

Ein Großteil der angenommenen installierten Leistung von PV-Anlagen wird in den Szenarien bereits im Süden Deutschlands verortet. Alleine das Bundesland Bayern hat mit 22,4 GW die höchsten Bundeslandannahmen für installierte PV-Leistung. Diese Leistung ist, ebenso wie auch die Leistung von Windenergieanlagen, dezentral verortet.

Nach einem anderen Konsultationsteilnehmer schreibe das EnWG keine zwingende Erforderlichkeit einer einseitigen Konzentration der Energiewende auf den Ausbau regenerativer Energieerzeugung durch Offshore-Windparks vor. Eine solche zwingende Erforderlichkeit sei im Übrigen auch nicht wissenschaftlich belegt. Belastbare Studien, wonach eine solche einseitige Konzentration für das Gelingen der Energiewende zwingend erforderlich wäre, lägen nicht vor.

Die Bundesnetzagentur hat bei der Genehmigung des Szenariorahmens, je nach Szenario, bereits optimistische Ausbaupfade für die erneuerbaren Energieträger angenommen, nicht nur für die Offshore-Windenergie. Gerade aufgrund hoher Volllaststunden kann die Offshore-Windenergie jedoch als eine der unverzichtbaren Säulen einer Energiewende bezeichnet werden. Für eine einseitige Konzentration sieht die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsprozess jedoch keine Anzeichen.

Die Erforderlichkeit der HGÜ-Leitung werde in der Öffentlichkeit — auch im Vorwort der Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur — unter anderem immer wieder damit begründet, dass der im Norden Deutschlands erzeugte Windstrom in den Süden transportiert werden müsse. Diese Aussage ist nach Ansicht vieler Konsultationsteilnehmer nachweislich falsch.

Die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans werden durch konkret durchgeführte Markt- und Netzberechnungen ermittelt. Der Zusammenhang von hoher Windeinspeisung und hoher Netzauslastung ist in vielen Stunden des modellierten Jahres klar erkennbar und wird von der Bundesnetzagentur, den ÜNB aber auch unabhängigen Studien und Gutachten bestätigt.

1.7.2 Volllaststunden EE

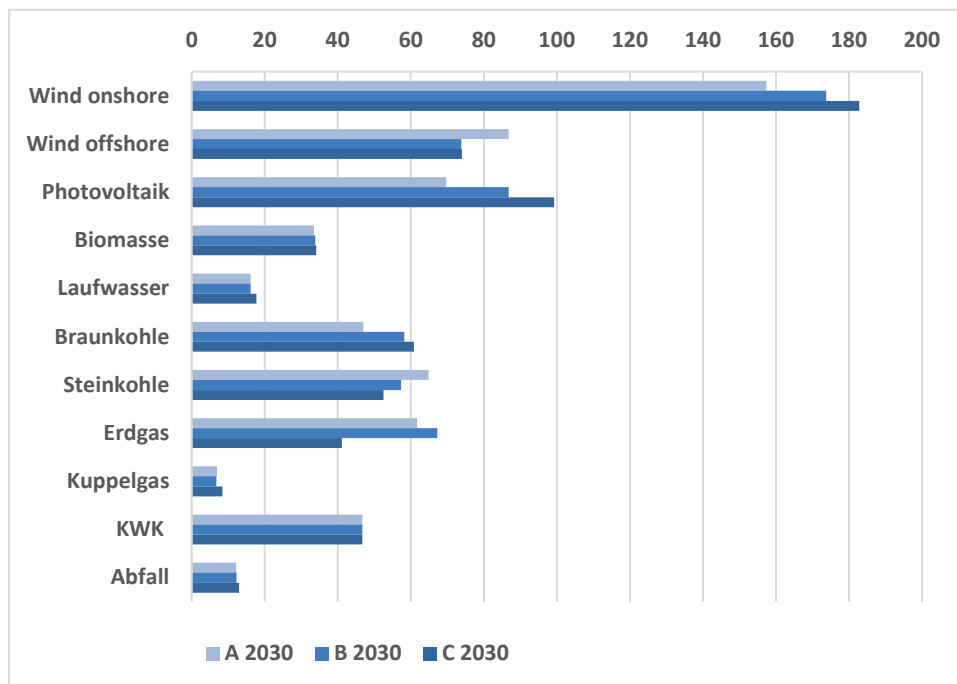
Dem Szenariorahmen C 2030 liege eine installierte elektrische Leistung für Wind an Land in Höhe von 86 GW und für Photovoltaik von 105 GW zu Grunde. Die jeweilig hieraus resultierenden Produktionsmengen beliefen sich auf 133 TWh (Wind an Land) bzw. 70 TWh (Photovoltaik). Aus Sicht eines Konsultationsteilnehmers seien die daraus resultierenden Vollbenutzungsstunden für diese Technologien nicht nachvollziehbar. Der Konsultationsteilnehmer bittet um eine entsprechende Korrektur der Angaben.

In den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur, die am 6. August 2019 zur Konsultation gestellt wurden hat sich auf der Seite 57 bei der Tabelle zur prognostizierten Erzeugung ausgewählter Energieträger ein Fehler eingeschlichen. Die richtige Tabelle wäre die folgende gewesen:

Prognostizierte Erzeugung ausgewählter Energieträger¹

	A 2030	B 2030	C 2030
Wind onshore	157,4	173,8	182,8
Wind offshore	86,8	73,8	74,0
Photovoltaik	69,7	86,8	99,2
Biomasse	33,5	33,8	34,1
Laufwasser	16,1	16,1	17,7
Braunkohle	47,0	58,2	60,8
Steinkohle	64,9	57,3	52,5
Erdgas	61,7	67,2	41,1
Kuppelgas	6,9	6,7	8,4
KWK (mit weniger als 10 MW Leistung)	46,7	46,7	46,7
Abfall	12,2	12,3	13,0

¹ Deutschland gesamt in Terrawattstunden; Daten: 2. Entwurf NEP 2019-2030



Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass sich speziell für Wind an Land Benutzungsdauern der installierten Leistung von 2100 h/a zeigen würden, während heute Werte deutlich unter 2000 h/a für den gesamten Bestand erzielt würden. Weiter weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass mit dem Jahr 2012 ein Jahr mit mittlerem Wind- und Sonnenenergieangebot gewählt worden sei. Die jährlichen Erträge aus Windenergie könnten aber um +/- 20 % schwanken. Demnach könnten damit statt der 250 TWh/a auch 200 oder 300 TWh/a erzielt werden. Dies hätte deutliche Konsequenzen auf die Häufigkeit von Überlastungen im (n-1)-Ausfall nach dem gewählten Berechnungsverfahren.

Der Einfluss der Wahl eines durchschnittlichen Wetterjahres auf Erzeugungswerte ist der Bundesnetzagentur bewusst. Im Sinne des „no-regret“ Prinzips wurde jedoch explizit ein durchschnittliches Jahr gewählt, um nur die Maßnahmen zu bestätigen, welche nachhaltig auch bei noch nicht vorzusehenden Änderungen der Rahmenbedingungen benötigt werden.

1.7.3 Energie-Entwicklungsplanes - EEP

Unabhängig von derzeitigen Ablaufplänen, Szenariorahmen-NEP Gesetzen, sei es nach Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer sinnvoll, die Klimaziele des "Klimapäckchens" der Bundesregierung, die Statements des Bundesrechnungshofs und andere Vorschläge zu berücksichtigen und auf dieser Basis einen überarbeiteten Szenariorahmen erarbeiten zu lassen und erst daraufhin einen neuen Netzentwicklungsplan im Sinne eines "Energie-Entwicklungsplanes - EEP" vorzulegen.

Der Netzentwicklungsplan 2019-2030 basiert auf dem am 15. Juni 2018 genehmigten Szenariorahmen, der sich nach den Zielen der Bundesregierung richtet. Der iterierende Prozess ist explizit darauf ausgelegt, neue Entwicklungen im nächsten Prozess zu berücksichtigen. Durch den zwei Jahre dauernden Gesamtprozess können neue Entwicklungen in dieser Zeit nicht ausgeschlossen werden. In den vergangenen Prozessen haben sich die bestätigten Ausbauannahmen jedoch robust gegenüber Veränderungen der Annahmen gezeigt. Die Übertragungsnetzbetreiber legen bereits zum 10. Januar 2020 den Entwurf des Szenariorahmens für den nächsten Netzentwicklungsprozess vor, welcher die aktuellsten Entwicklungen berücksichtigen wird.

1.8 Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

1.8.1 Steigerung des Stromverbrauchs durch Elektrifizierung industrieller Prozesse

In vielen Konsultationsbeiträgen wurde darauf hingewiesen, dass es zukünftig zu einer Steigerung des Stromverbrauchs durch die Elektrifizierung gewerblicher und industrieller Produktions- und Dienstleistungsprozesse kommen werde. Viele energieintensiven Prozesse würden schon heute mit möglichst geringen Treibhausgasemissionen betrieben, wie z.B. mit hocheffizienten KWK-fähigen Gaskraftwerken. Eine weitere Einsparung von Emissionen sei nur durch eine Elektrifizierung dieser Prozesse möglich. Hierzu seien Seitens des Gewerbes und der Industrie umfassende Investitionen in neue Technologien notwendig. Gleichzeitig müsse im Bereich der Stromversorgung jedoch für Planungssicherheit gesorgt werden. Die Prozesse könnten nur dann umgestellt werden, wenn absehbar eine sichere Versorgung mit erneuerbar gewonnener Energie gewährleistet werde. Hierzu sei eine verlässliche und ausfallsichere Netzinfrastruktur unerlässlich. Bei der Planung des Stromnetzes sei daher die Elektrifizierung der Industrie- und Gewerbeprozesse zu berücksichtigen.

Dies gelte insbesondere standortscharf für konkret geplante Projekte. Bisher sei bei der Prognose des gewerblichen und industriellen Stromverbrauchs basierend auf der Methode des Fraunhofer ISI die Entwicklung der Stromnachfrage anhand von treibenden Schlüsseln ermittelt worden, z. B. die Entwicklung der Bevölkerungszahl oder der Wirtschaftsleistung. Für eine pauschale Betrachtung über die gesamte Bundesrepublik sei dies sachgerecht. Jedoch müssten konkret bekannte Planungen, mit denen ein erheblicher Mehrverbrauch an elektrischer Energie einhergingen, standortscharf berücksichtigt werden um die notwendige Netzanschlusskapazität durch Netzverstärkung oder Netzausbau zur Verfügung stellen zu können.

Im Rahmen der Konsultation wurden der Bundesnetzagentur einige konkrete Projekte genannt, die zukünftig elektrifiziert werden sollen, bzw. von Grund auf elektrifiziert geplant sind.

- **BASF Ludwigshafen:** Umstellung der internen Energieproduktion auf Erneuerbare Energien werde den Strombezug über das öffentliche Netz von 6,5 TWh auf 15 TWh steigern. Weitere Technologiewechsel im Produktionsverbund würden den Stromverbrauch bis 2035 um ca. 20 TWh bis 23 TWh steigern. Die Netzanschlussleistung für das Werk Ludwigshafen müsste dann zwischen 2300 MVA und 3700 MVA betragen. Bei einer Flexibilisierung der Produktion und damit des Stromverbrauchs müsste die Netzanschlussleistung in Abhängigkeit des Maßes der Flexibilität weiter erhöht werden.
- **Industriepark Höchst:** Im Industriepark in Frankfurt am Main werde die Ansiedlung zahlreicher Gewerbe und Industrien geplant. Hierzu gehörten Anlage zur Herstellung von Chemikalien aus nachwachsenden Rohstoffen, Rechenzentren im Rahmen der Digitalisierung, Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff für Schienenbahnen mit Brennstoffzellen (ÖPNV), Anlage zum rohstofflichen Recycling von Kunststoffabfällen, Errichtung von Elektrotankstellen, Errichtung eines modernen Gefahrstofflagers, Elektrifizierung bisher fossil betriebener Anwendungen (z.B. Heizwerk, KWK-Anlagen). Hierdurch komme es zu einem erheblichen Mehrverbrauch an elektrischer Energie und eine benötigte zusätzliche Netzanschlusskapazität von 430 MVA.
- **Rechenzentren am Internetknoten DE-CIX in Frankfurt:** Ein lokaler Verteilernetzbetreiber berichtet von Gesprächen mit einem Betreiber für Rechenzentren, der im Raum Frankfurt Rechnerleistung mit einer Anschlussleistung von bis zu 200 MW plant. Das Rechenzentrum habe eine hohe Auslastung (Vollaststunden) und würde erhebliche Mengen elektrischer Energie benötigen.
- **ArcelorMittal am Standort Duisburg Ruhrort:** Planung eines Elektrolichtbogenofens zur CO₂-optimierten Stahlerzeugung. Dies würde die aktuelle Anschlussleistung des Stahlwerks um 250 MVA erhöhen. Die Elektrifizierung werde zu einem erheblichen Mehrverbrauch an elektrischer Energie führen.

Für den Großraum Frankfurt wird in mehreren Konsultationsbeiträgen insbesondere von Verteilernetzbetreibern ein erheblicher Lastzuwachs in einem dreistelligen MVA-Bereich erwartet. Dieser Zuwachs sei primär auf die Ansiedlung neuer Industrien und Gewerbe, aber auch auf die Verbreitung der E-Mobilität und den Gebrauch von Wärmepumpen zurückzuführen. Hierzu gehören der Industriepark Höchst und die Ansiedlung eines leistungsstarken Rechenzentrums. Dies würde einen massiven Mehrbedarf an elektrischer Energie im Großraum Frankfurt bedeuten, der von den Prognosen der in den der Netzberechnung zu Grunde liegenden Szenarien nicht berücksichtigt werde. Der benötigte Netzausbau im Großraum Frankfurt würde daher unterschätzt.

Bisher wurde in der Prognose und der Regionalisierung des Stromverbrauchs auf die Bewertung der Entwicklung von pauschalen Indikatoren abgestellt. So wurde insbesondere bei der Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs im Zuge der Sektorenkopplung ein pauschaler Mehrbedarf an Energie durch Power to Heat-Anwendungen unterstellt, der dann basierend auf heutigen regionalen Industrieaufkommen und dem erwarteten regionalen industriellen Wachstum regionalisiert wurde. Konkrete Projekte von Betreibern wurden nur dann standortscharf berücksichtigt, wenn verbindliche Anschlussbegehren vorlagen. Allgemeine Absichten zur Anpassung des Verbrauchsverhaltens wurden nicht standortscharf berücksichtigt, in erster Linie, weil solche im Zuge der Konsultation zum Szenariorahmen nicht gemeldet wurden. Im Szenariorahmen werden die Eingangsparameter wie Stromverbrauch und verfügbare Leistung sowie die Methoden zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien und Verbrauch festgelegt. Daher müssen Meldungen zu konkreten Projekten auch in der zugehörigen Konsultation zum Szenariorahmen erfolgen. Die Bundesnetzagentur wird im kommenden Prozess des Szenariorahmens konsultieren und entscheiden, ob und wie gemeldete Industrieprojekte im Netzentwicklungsprozess berücksichtigt werden.

1.8.2 Regionalisierung Stromverbrauch

In einem Beitrag wird nach den Beweggründen für die Annahme für regional sinkende Stromverbräuche gefragt. Es sei mit Hinblick auf die Akzeptanz für Strom-Infrastrukturprojekte genau zu beschreiben, warum in bestimmten Regionen sinkende Verbräuche angenommen werden, welche gleichzeitig mit Strom-Infrastrukturprojekten belastet werden.

Eine detaillierte Beschreibung der Methode der Annahmen zur regionalen Höhe, Verteilung und Entwicklung des Stromverbrauchs ist unter folgendem Link zu finden:

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161126_NEP2030_Stromnachfrage_ISI_0.pdf

Die dort beschriebene Methodik wurde vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung für die Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2017-2030 entwickelt und im zugehörigen Szenariorahmen vorgestellt, konsultiert und von der Bundesnetzagentur als sachgerecht eingestuft.

Der Grund für den sinkenden Stromverbrauch in einigen Regionen der Bundesrepublik Deutschland ist darauf zurückzuführen, dass hier die prognostizierten Einsparungen durch Effizienz den prognostizierten Mehrverbrauch durch Technologien der Sektorenkopplung übersteigen. Dies ist insbesondere in ländlichen, dünn besiedelten Regionen mit verhältnismäßig geringem industriellen Strukturen zu erwarten. Trotz sinkendem Stromverbrauch sind besonders ländliche Regionen für den Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen geeignet, weshalb auch in solchen Regionen regelmäßig ein Bedarf an Netzausbau besteht.

In einem Beitrag wird kritisiert, dass die räumliche Zuordnung von Verbrauch und Erzeugung innerhalb Deutschlands fehle. Diese sei zusammen mit internationalen Transiten maßgeblich für den Netzausbaubedarf.

Verbrauchsseitig sind die exakten Standorte von Kraftwerken bekannt. Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden standortscharf regionalisiert. Ebenso wird der prognostizierte Verbrauch landkreisscharf regionalisiert. Jede Erzeugungsanlage und jeder Landkreis werden einem Netzverknüpfungspunkt des Übertragungsnetzes zugewiesen. Somit werden sowohl die Erzeugung als auch der Verbrauch räumlich zugeordnet.

1.8.3 Lastschwerpunkt Süden

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass es zu einfach sei, für den Netzausbau ein energetisches Nord-Süd-Gefälle verantwortlich zu machen. Nicht nur massive Lastzentren im Süden seien für dieses Gefälle verantwortlich, sondern auch Lastzentren in den südlichen Nachbarstaaten. Anstelle von Leitungsausbau würde hier eine Preiszonenteilung eine bessere Wirkung erzielen, welche gleichzeitig die Realisierung des Stromtransits für Stromhändler weniger lukrativ mache.

Die Bundesnetzagentur hat seit jeher transparent dargestellt, dass der Netzausbau sowohl für die Integration der erneuerbaren Energien als auch für die Integration des europäischen Strombinnenmarktes durchgeführt wird. Es ist Ziel der Bundesregierung, den Konsumenten die einheitliche bundesdeutsche Preiszone für Strom zu erhalten. Dieses Ziel kann durch den innerdeutschen Netzausbau erreicht werden. Weiterhin soll durch den Ausbau des europäischen Stromnetzes die Preisdifferenzen im europäischen Strombinnenmarkt verkleinert werden.

1.8.4 Jahreshöchstlast

In einem Beitrag wird hinterfragt, ob die Jahreshöchstlast mit steigendem Stromverbrauch zwingend steigen muss. Die Erfahrung mit Nachtspeicherheizungen in der Vergangenheit hätte gezeigt, dass der Zusammenhang nicht immer bestünde. Intelligente Steuerung zukünftiger Verbraucher könnten das Ansteigen der Jahreshöchstlast verhindern oder zumindest abschwächen.

Seitens der Bundesnetzagentur wird nicht unterstellt, dass es eine hundertprozentige Korrelation zwischen der Steigerung des Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast gibt. Jedoch zeigen die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Netzentwicklungsprozessen, dass mit Steigerung des Grades der Sektorenkopplung die Verbrauchssteigerung mit der Steigerung der Jahreshöchstlast korreliert. Das Maß dieser Korrelation ist in erster Linie abhängig von dem Grad der angenommenen Flexibilität neuer Stromanwendungen, wie Wärmepumpen und Elektromobilität. Insbesondere die Bereitstellung von Wärme durch Wärmepumpen erzeugt aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit des Strombezuges hohe Lastspitzen, die deutlich die Jahreshöchstlast steigern. Im Gegensatz zum Wärmebezug, der zur Lastglättung nur in einem kleinen Zeitbereich verlagert werden kann, kann der Strombezug von Elektrofahrzeugen über mehrere Stunden gestreckt werden. Daher ist der Einfluss der Elektromobilität auf die Jahreshöchstlast geringer, als der der Wärmepumpen.

1.9 Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung

1.9.1 Sektorenkopplung

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für eine stärkere Kopplung zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr aus bzw. sind der Ansicht, dass die stärkere Kopplung 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. Dies bedeutet bei gleichem Ziel hinsichtlich des Erneuerbaren-Anteils sind mehr EE-Analgen erforderlich und damit einhergehend ein höherer Transportbedarf. Letzterer kann durch räumliche und zeitliche Flexibilisierung reduziert aber nicht aufgehoben werden. Keine Sektorenkopplung in diesem Sinne ist es, „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.

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, dass in dem Szenario B 2035 eine geringere Sektorenkopplung mit weniger E-Mobilität und Wärmepumpen angenommen wurde als in anderen Szenarien für das Jahr 2030.

Das Szenario B 2035 dient in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung, durch das sichergestellt werden kann, dass Maßnahmen die im Szenario B 2030 identifiziert wurden auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Das Szenario B 2030 weist gegenüber dem Szenario C 2030 einen nur moderaten Grad an Innovationen und Sektorenkopplung auf,

so dass die Fortführung durch das Szenario B 2035 richtigerweise geringere Annahmen bzgl. der Sektorenkopplung haben kann, als das Szenario C 2030.

1.9.2 Speicher

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass zentrale Energiespeicher in zu geringem Ausmaß im Netzentwicklungsplan insbesondere bei der Spitzenkappung berücksichtigt wurden.

Für eine stärkere Berücksichtigung von Speichern fehlt aktuell die 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 diesen 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.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass dezentrale Energiespeicher in Privathaushalten in zu geringem Ausmaß im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurden.

Für den Bereich der Eigenversorgung wird im aktuellen Netzentwicklungsplan 2019-2030 eine Bandbreite von 6,5 bis 10,1 GW für die installierte Leistung von Batteriespeichern in Privathaushalten angenommen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur und zahlreichen Konsultationsteilnehmer wird der Fortschritt der Batteriespeichertechnik ausreichend berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass unklar sei inwieweit und in welchem Umfang Netzausbau durch die Annahmen und Berücksichtigung von Energiespeicher reduziert wird

Energiespeicher können je nach Standort und Betriebsweise prinzipiell sowohl netzbelastend als auch netzentlastend betrieben werden. Weiterhin muss zwischen dem Einfluss auf Verteilnetze und Übertragungsnetze unterschieden werden. In ihrer Gesamtheit ist der Einfluss von Energiespeichern im Ergebnis der Netzberechnungen integriert, er wird nur nicht gesondert ausgewiesen.

1.9.3 Power to Gas

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen den unterschiedlichen Ansatz der Power to Gas Technologie in den einzelnen Szenarien.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass Power to Gas als Energiespeicher sowie der damit mögliche Ausbau einer flächendeckenden Fernleitungsgasnetzstruktur in zu geringem Ausmaß im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurde. Dagegen begrüßen mehrere Konsultationsteilnehmer die aktuelle Dimensionierung der Power to Gas-Technologie in den einzelnen Szenarien. Weiter wird gesagt, dass Power to Gas-Anlagen aktuell noch deutliche Effizienz Nachteile haben und je nach Marktdesign diese Anlagen dafür sorgen, dass der Strombedarf aus erneuerbaren Energien deutlich steigt. Außerdem seien in diesem Zusammenhang noch rechtliche und regulatorische Voraussetzungen für diese Anlagen zu schaffen.

Für den Bereich der Power to Gas-Technologie wird im aktuellen Netzentwicklungsplan 2019-2030 eine Bandbreite von 0,5 bis 3 GW für die installierte Leistung solcher Anlagen angenommen. 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. Dieser Einsatz der Power to Gas wird seitens der Bundesnetzagentur als unwahrscheinlich angesehen. Der Einsatz der Power to Gas Technologie zur Dekarbonisierung anderer Sektoren (siehe Sektorenkopplung) wird jedoch als notwendig zur Erreichung der Klimaziele angesehen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur und zahlreichen Konsultationsteilnehmer wird der Fortschritt dieser Technologie daher ausreichend berücksichtigt.

1.9.4 Flexibilisierung

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, dass durch eine maximal mögliche Flexibilisierung 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, damit ist grundsätzlich die Reduzierung von Netzausbau in Verteil- und Übertragungsnetzen möglich. Dieser Effekt ist jedoch bei den Untersuchungen zum Netzausbaubedarf berücksichtigt.

1.9.5 E-Mobilität

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, dass im Netzentwicklungsplan zu wenig Transparenz hinsichtlich der Elektromobilität besteht. Es seien keine Ladekapazitäten, sowie Art und Weise der E-Fahrzeuge angegeben. Des Weiteren wird kritisiert, dass E-Fahrzeuge als Kurzzeitspeicher nicht sachgerecht berücksichtigt wurden.

Zur Abschätzung des Jahresverbrauchs der Elektrofahrzeuge wurde eine durchschnittliche jährliche Fahrleistung von 10.000 km je PKW bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 25 kWh pro 100 km zu Grunde gelegt. Als durchschnittliche Ladeleistung wurde dabei ein Wert von 3,7 kW je PKW angenommen. Elektrofahrzeuge als Kurzzeitspeicher sind aus der Sicht der Bundesnetzagentur aufgrund des Kundenverhaltens nur eingeschränkt geeignet, hingegen wird die Flexibilität, die beim Laden der E-Fahrzeuge gegeben, ist berücksichtigt.

1.9.6 Smart Grid

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass technische Alternativen im Sinne eines Smart Grid nur unzureichend im Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurden.

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 Netzinfrastuktur. In der Netzentwicklungsplanung wird der Einsatz solcher Technologien unterstellt, sofern diese – 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 mit Durchgriff auf das Verbraucherverhalten 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 Stromnachfrage decken zu können.

1.9.7 Spitzenkappung

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, dass bei der Spitzenkappung die regionale Verbrauchssituation unberücksichtigt sei. Würde man Einspeisungen von Wind und Sonne je Anschlussknoten gemeinsam in Kombination mit dem lokalen Verbrauch betrachten, müsste weniger EE-Leistung abgeregelt werden. Durch eine Anpassung der Methodik sowie einer stärkeren Störungsorientierung könne der Netzausbau reduziert werden.

Die Methodik der Spitzenkappung basiert auf der Verteilnetzstudie des BMWi. Dort ist insbesondere der lokale Verbrauch bei der Bestimmung der volkswirtschaftlich optimalen Spitzenkappung berücksichtigt. Die Spitzenkappung kann jedoch nicht störungsorientiert betrachtet werden, da bei Störungen im Übertragungsnetz auf Anlagen in unterlagerten Netzebenen zurückgegriffen werden müsste. Dies könnte wiederum in diesen Netzebenen Störungen verursachen.

1.9.8 Netzbooster

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, dass es unklar sei warum für die Standortwahl für einen Netzbooster kein Konverterstandort gewählt wurde.

Es ist kein offensichtlicher Vorteil durch die Wahl eines Konverterstandortes erkennbar. Die Standortwahl erfolgt nach netztechnischen optimalen Kalkül und obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber.

Online-Assistenzsysteme

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass der Einsatz von Online-Assistenzsystemen nicht berücksichtigt würde. Der Einsatz solcher Systeme würde den Stromnetzausbau enorm beschleunigen und Kosten für Redispatch und Einspeisemangement reduzieren

Online-Assistenzsysteme sind grundsätzlich in der Lage Kosten für Redispatch und Einspeisemangement zu reduzieren und auch den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Die Ansätze, die sich gesichert bis zum Zieljahr 2030 umsetzen lassen, sind ausreichend berücksichtigt. Neue Ansätze, wie z.B. die reaktive Betriebsführung mittels Netzbooster werden eingehend untersucht und bewertet. Inwiefern diese Ansätze hingegen den Stromnetzausbau beschleunigen sollen erschließt sich der Bundesnetzagentur nicht.

1.9.9 KWK

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, dass es unklar sei welche rechtlichen Rahmenbedingungen notwendig seien um einen völlig flexiblen Einsatz von KWK-Anlagen zu gewährleisten, da in allen Szenarien diese Anlagen als Must-run-Erzeugung gänzlich unflexibel betrachtet würden.

KWK-Anlagen als Must-run-Erzeugung wurde in den jeweiligen Szenarien in unterschiedlicher Dimensionierung betrachtet. Im Szenario C 2030 wurde eine fast vollständige Entkopplung mit größtmöglicher Flexibilität zu Grunde gelegt. Für die Realisierung dieser Annahmen bedarf es jedoch noch rechtliche sowie regulatorische Anreize.

1.10 Regionalisierung

1.10.1 Wind Onshore

In einem Beitrag wird gefordert, dass bei der Potenzialanalyse für Wind Onshore zukünftig Naturparks und Biosphärenreservate als Ausschlussflächen für die Errichtung von Windkraftanlagen gewertet werden.

Konkret bezieht sich der Beitrag auf die Flächenbewertung der von der FFE für die ÜNB durchgeführten Regionalisierung von Windkraftanlagen. Dabei werden Naturparks mit einer weichen Restriktion für die Windenergienutzung bewertet, was prinzipiell eine Regionalisierung von Windkraftanlagen in Naturparks ermöglicht. Auch in Biosphärenreservaten der Stufe III wird eine harte Restriktion angenommen, bei der ein Zubau von Windkraftanlagen unwahrscheinlich wird, jedoch noch möglich ist.

Dabei seien in Thüringen in folgenden Naturparks der Zubau von Windkraftanlagen ausdrücklich verboten: Naturpark Thüringer Schiefergebirge / Obere Saale, Naturpark Eichsfeld-Hainich-Werratal, Naturpark Kyffhäuser, Naturpark Südharz. Dasselbe gelte auch für die Biosphärenreservate: Thüringer Wald und Rhön.

Ebenfalls sei es auch nicht sachgerecht, Wälder pauschal mit einer harten Restriktion zu bewerten, da in vielen Wäldern – insbesondere in Thüringen – ein Waldumwandlungsverbot bestünde. Dieses Verbot sei auf die Überleitung von DDR-Recht in bundeweites Recht zurückzuführen, wonach in bestimmten Landschaftsschutzgebieten die Waldumwandlung verboten ist. Dies gelte für folgende Wälder in Landschaftsschutzgebieten in Thüringen: LSG Thüringer Wald, LSG Steigerwald, LSG Schötener Grund, LSG Hainleite, LSG Fahner Höhe, LSG Landschaftsteile zwischen Möbisburg und Egstedt, LSG Esbachteich, LSG Unstruttal zwischen Nägelstedt und Großvargula, LSG Rinne- und Rottenbachtar, LSG Ilmtal von Öttern bis Kranichfeld, LSG Finne, LSG Drei Gleichen, LSG Thüringer Wald, LSG Bettelmannsholz.

Weiterhin sei in Thüringen auch ein größerer Bauschutzbereich zu Flughäfen, Verkehrs- und Sonderlandeplätzen anzunehmen, als in der angewandten Methode der FFE. Der Abstand von Windkraftanlagen zu Flughäfen und Landeplätzen sei von 5000 m bzw. 1800 m auf 12000 m zu erweitern. Diese Abstandsregelung sei auch auf die Übernahme von DDR-Recht in bundesdeutsches Recht zurückzuführen.

Bei der Regionalisierung von Windkraftanlagen an Land werden so gut es geht regionale Besonderheiten berücksichtigt. Aufgrund der hohen Anzahl an unterschiedlichen Schutzgebieten und der regional sehr heterogenen Genehmigungspraxis für Windkraftanlagen sind sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur auf die Kooperation der regionalen Planungsbehörden angewiesen. Derzeit werden bei den Planungsbehörden der Länder die Daten zu Windvorranggebieten und anderen ausgewiesenen Windzonen abgefragt. Zukünftig könnten auch exakte Daten zu Schutzgebieten und harten Ausschlusszonen abgefragt werden. Hierzu wäre jedoch eine einheitliche Datenlieferung seitens der obersten Planungsbehörde eines Bundeslandes notwendig, da die Bundesnetzagentur nicht ermächtigt ist die unteren Planungsbehörden bzw. kommunale Planungsträger abzufragen. Aufgrund der Vielzahl von Planungsträgern wäre dies auch zeitlich kaum zu bewältigen. Die Daten müssten weiterhin eindeutig zwischen harter Ausschlussfläche und Fläche mit Restriktion unterscheiden.

1.10.2 EE-Ausbauziele der Bundesländer und Kommunen

In einigen Beiträgen wird behauptet, die Netzentwicklungsplanung ignoriere die Ziele, Anstrengungen und Pläne der Bundesländer und Kommunen beim Zubau erneuerbarer Energien und einer dezentralen Versorgungsstruktur

In der im Rahmen der Netzentwicklungsplanung angewandten Regionalisierung von erneuerbaren Energien werden sowohl die Ausbauziele des Bundes als auch der Länder berücksichtigt. In einem ersten Schritt der Regionalisierung werden alle potenziellen Standorte auf dem Bundesgebiet ermittelt. Dabei werden zahlreiche Schutzzonen und Schutzgüter berücksichtigt, bis nur noch solche Standorte verbleiben, an denen eine Erzeugungsanlage errichtet

werden darf. Im nächsten Schritt werden in jedem Bundesland so lange die ergiebigsten der verbleibenden Standorte mit einer Erzeugungsanlage virtuell „bebau“t, bis das jeweilige Ziel des Bundeslandes erreicht ist. Da die Ziele der Bundesländer in Summe die Ausbauziele des Bundes überschreiten, werden die regionalisierten Erzeugungsanlagen in einem letzten Schritt auf die Ausbauziele des Bundes skaliert. Die Ausbauziele des Bundes sind daher maßgeblich, da die Bundesnetzagentur laut § 12a Abs. 1 EnWG dazu verpflichtet ist, bei der Übertragungsnetzentwicklung die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zu berücksichtigen.

1.10.3 Alternative Regionalisierung

In einem Beitrag wird kritisiert, dass die Regionalisierungsmethode der erneuerbaren Erzeugung in allen Szenarien die Gleiche sei. Um den Einfluss der Regionalisierung auf den Netzausbau deutlich zu machen, sei eine alternative Regionalisierung notwendig. Hierzu sollte eine Sensitivität mit einer lastnahen Regionalisierung durchgeführt werden, die einen verstärkten Windkraftanlagenzubau in Bayern und Baden-Württemberg beinhaltet.

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass das prognostizierte Energiegefälle zwischen Nord und Süd in erster Linie auf die Regionalisierung der erneuerbaren Erzeugung und hier insbesondere auf die der Windkraftanlagen zurückzuführen sei. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive würde so die Energieerzeugung optimal ausgeschöpft, jedoch auf Kosten der Akzeptanz und der Strukturpolitik. Für einen gesamtgesellschaftlichen abgewogenen Prozess sei es daher notwendig, unterschiedliche Regionalisierungen durchzuführen und deren Effekt auf den Bedarf an Netzausbau darzustellen. In einem Beitrag wird dahingehend vorgeschlagen, alle Netz-, Last- und Einspeisedaten der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen, damit ein breiterer Kreis von Akteuren unterschiedliche Strommarktentwicklungen in einem Modell abbilden und das zugehörige Netz berechnen könne.

Die Aufgabe der Netzentwicklungsplanung ist in erster Linie nicht die Generierung wissenschaftlicher Erkenntnisse auf Basis von „was-wäre-wenn-Szenarien.“ Es ist vielmehr Aufgabe der Netzentwicklungsplanung ein robustes Netz für das gewählte Zieljahr zu entwickeln. Die Prognosen für die Szenarien, die der Netzentwicklungsplanung zugrunde liegen, basieren dabei auf absehbaren oder wahrscheinlichen Entwicklungen. Diese stellen entweder auf dem heute gültigen Rechts- und Regulierungsrahmen ab, auf absehbaren und ausreichend konkreten Veränderungen derselben (z.B. durch einen Koalitionsvertrag) oder auf absehbare technische Entwicklungen. Die vorgenommenen Regionalisierungen von erneuerbaren Anlagen und der Last basieren auf dem der Bundesnetzagentur bekannten und absehbaren Rechtsrahmen. Insbesondere die Regionalisierung der Windkraftanlagen an Land berücksichtigt hierbei ausgewiesene Schutzzonen, Abstandsregelungen und Vorranggebiete für Windkraftanlagen sowie die Ausbauziele der Bundesländer rund der Bundesregierung. Die Konzentration von Windkraftanlagen in Norddeutschland basiert auf diesen geltenden Regelungen und insbesondere den Ausbauzielen der südlichen Bundesländer. Diese sind gegenüber den Ausbauzielen der nördlichen Bundesländer als vergleichsweise gering einzustufen.

1.10.4 Energieträgerspezifische und bundeslandscharfe Darstellung der Einspeisung und Auflösung von Netzknoten

In einem Beitrag wird behauptet, im zweiten Entwurf der ÜNB sei lediglich die energieträgerspezifische installierte Leistung bundeslandscharf dargestellt, jedoch nicht die energieträgerspezifische Einspeisung. Die Berechnung dieser Energiemengen sei jedoch wichtig, um etwaige netzseitige Maßnahmen zu beurteilen. Dies sollte vor der endgültigen Bestätigung nachgeholt und mit Maßnahmen hinterlegt werden.

In einem Beitrag wird angeführt, dass durch die hohe regionale Auflösung der Erzeugung und der Last eine hohe Sensibilität der Leitungsüberlastung durch eine alternative Zuweisung von Einspeisepunkten bestünde. Besonders

die Verlegung von Offshore-Einspeisung an einen anderen Netzverknüpfungspunkt führe zu erheblichen Veränderung von Überlastungen einzelner Leitungen. Daher sei es notwendig, anstatt der hoch aufgelösten etwa 450 Netzverknüpfungspunkte lediglich 10-30 Makroknoten anzunehmen. Dadurch würde die beschriebene Sensibilität geheilt.

Auf Seite 79ff. des ersten Entwurfs zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 der Übertragungsnetzbetreiber sind für jedes Szenario die bundeslandscharfen Einspeisungen der verschiedenen Erzeuger dargestellt. Das Dokument ist unter folgendem Link zu finden:

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1_1.pdf

Darüber hinaus ist die bundeslandscharfe Darstellung der Einspeisung in keiner Weise dazu geeignet, netzseitige Maßnahmen zu beurteilen. Die Beschränkung auf lediglich 16 Netzverknüpfungspunkte würde die Existenz von bundeslandweiten Kupferplatten suggerieren, zwischen denen dann ein Energieaustausch stattfindet. In der Netzentwicklung werden jedoch die realen Netzverknüpfungspunkte des Übertragungsnetzes abgebildet (mehr als 450 Stück). Diesen Netzverknüpfungspunkten werden dann die im Marktmodell ermittelte und regionalisierte Einspeisung und der regionale Verbrauch zugeordnet und überlagert. Ergebnis dieser Überlagerung ist dann ein netzknotenscharfer energetischer Bedarf oder Überschuss, der als Eingangsgröße der Netzberechnung dient. Eine Reduktion der Netzverknüpfungspunkte würde einem dem Übertragungsnetz unterlagerte Energieausgleich suggerieren, der in der Realität nicht existiert. Das Übertragungsnetz würde somit unterdimensioniert.

1.10.5 Netzausbaubereich

In einem Beitrag wird gefordert, den Einfluss des Netzausbaubereiches auf den Zubau von Windkraftanlagen darzustellen.

Da das Zielnetz nahezu engpassfrei dimensioniert ist, hat das Netzausbaubereich für das Ergebnis der Regionalisierung im Zieljahr keinen Einfluss. Das Netzausbaubereich hat einen Einfluss auf den Zubau bis zum Zieljahr und insbesondere in jenen Jahren, in denen noch Netzengpässe bestehen. Das Ergebnis der Regionalisierung im Zieljahr orientiert sich vielmehr an den Ausbauzielen der Bundesländer und der Bundesregierung.

1.10.6 Last

In einem Beitrag wird hinterfragt, ob der prognostizierte Verlauf der Last durch spätere Anreize noch beeinflusst werde. Es sei nicht erkennbar, in wie weit der Einfluss von Flexibilität bei Wärmepumpen, Elektromobilen und Speichern berücksichtigt würde. Diese Flexibilität müsste dann nicht auf die Gesamtnachfrage, sondern auf die Residuallast reagieren.

Die Flexibilität von Wärmepumpen, Elektromobilen und anderen Technologien der Sektorenkopplung wird über die Szenarien variiert. Dabei wird unterstellt, dass mit dem Maß der Sektorenkopplung auch das Maß der Flexibilität steigt. Diese Zusammenhänge sind ausführlich in der Genehmigung des Szenariorahmen 2019-2030 beschrieben. Detailanalysen der Marktmodellierung und Stromverbrauchsimulationen zeigen deutlich, dass durch die Flexibilität der neuen Technologien die Jahreshöchstlast und Lastspitzen im Allgemeinen deutlich reduziert werden. Bisher wird der Verlauf der Last und deren Flexibilität dem Marktmodell als stundenscharfe Größe vorgegeben. Lediglich das

angenommene Demand-Side-Management reagiert auf den Strompreis, nicht jedoch die Flexibilität der neuen Technologien. Das Verhalten der Flexibilität wird dem Marktmodell exogen vorgegeben. Dies wird damit begründet, dass es derzeit keine strompreisabhängigen Tarifkomponenten für Endverbraucher geben wird. Sollten der Bundesnetzagentur hierzu Indizien vorliegen, würden zukünftige preisabhängige Lastkomponenten bei ausreichender Konkretisierung der Politik oder Anbieter und nach durchgeführter Konsultation berücksichtigt.

1.11 Marktmodellierung

1.11.1 Lastzeitreihen im Marktmodell

In einem Beitrag wird kritisiert, dass die Lastzeitreihen, die dem Marktmodell zu Grunde gelegt werden, auf Prognosen und nicht auf historischen belegten Zeitreihen beruhen. Weiterhin seien diese prognostizierten Lastzeitreihen nicht öffentlich zugänglich.

Bei den Lastzeitreihen, die der Netzberechnung zugrunde liegen, handelt es sich um Prognosen für die Zieljahre 2025, 2030, 2035 und 2038. Diese prognostizierten Lastzeitreihen beinhalten Annahmen zur Entwicklung klassischer Stromanwendungen, deren Verbrauch zukünftig durch Effizienzeinsparungen sinken wird. Hinzu kommt der Stromverbrauch neuer Stromanwendungen im Zuge der Sektorenkopplung, wie z.B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Das Übertragungsnetz muss entsprechend der angenommenen Veränderungen der Verbrauchsstruktur ertüchtigt werden, um den sich verändernden Transportbedarf bewältigen zu können. Das Zugrunde legen heutiger Lastzeitreihen würde zu einer Fehldimensionierung des Übertragungsnetzes insbesondere durch das Ausblenden neuer Stromanwendungen führen.

1.11.2 Gaskraftwerke anstatt Netzausbau

In einigen Beiträgen wird angemerkt, dass der Bau und Einsatz von Gaskraftwerken günstiger sei, als Netzausbau. Würden ausreichend Gaskraftwerke im Marktmodell angenommen, wäre der bisher ermittelte Netzausbau teilweise oder vollständig überflüssig.

In einem Beitrag wird darauf hingewiesen, dass die Kosten der Erdverkabelung bei der Netzausbauplanung nicht in Frage gestellt würden. Hingegen wäre der Zubau und Betrieb von einfachen Gaskraftwerken in Süddeutschland günstiger als ein kostenintensiver Netzausbau.

Da die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke europaweit durch deren variablen Kosten festgelegt wird (beschränkt durch die Übertragungsleistung der Interkonnektoren), würde der alleinige Zubau von Gaskraftwerken in Süddeutschland nicht zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führen. Die den Netzausbau dimensionierenden Stunden sind solche mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien, welche einen Transportbedarf von Norddeutschland bzw. Nordeuropa in die südlichen Bedarfsregionen auslösen. In diesen Stunden sind Gaskraftwerke aufgrund ihrer hohen Grenzkosten nicht im Markt aktiv. Selbst bei nicht ausreichender erneuerbarer Erzeugung würden erst günstige konventionelle Kraftwerke im europäischen Umland zur Deckung des deutschen Bedarfs abgerufen und nicht vergleichsweise kostenintensive Gaskraftwerke. Gaskraftwerke kommen in vergleichsweise wenigen Stunden ausbleibender erneuerbarer Erzeugung zum Einsatz, in denen die Nord-Süd-Transportachse nicht oder nur kaum benötigt werden. Die Idee Erneuerbare Anlagen durch Gaskraftwerke zu ersetzen widerspricht der Zielsetzung der Dekarbonisierung, da Gaskraftwerke CO₂ emittieren.

1.11.3 Interkonnektoren

In einigen Beiträgen wird darauf hingewiesen, dass sich mit dem Clean-Energy-Package/Winterpaket der EU wichtige Eingangsdaten des NEP grundlegend geändert hätten. In der Strom-Binnenmarktverordnung, die im Amtsblatt der EU veröffentlicht wurde, werde in Art. 14 Absatz 7 eine Vorgabe der Interkonnektorenöffnung von 70% vorgeschrieben, während auch im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans aufgrund vorangehender Entwurfsstände noch mit einem Wert von 75% gerechnet werde.

Die Governance-Verordnung enthalte in Art. 4 (d) (1) in Verbindung mit Annex I, Teil I, Abschnitt A Nr. 2.4.1 als Indikator für die Erreichung des europäischen Interkonnektivitätsziels den Wert von 30% nominale Transportkapazität im Verhältnis zur installierten EE-Leistung. Dieser Wert werde mit dem neuen Szenario C 2038 deutlich nicht abgebildet, so dass nach diesen neuen Regelungen Deutschland in ein Verbindungsdefizit in Relation zu den ambitionierten EE-Ausbauzielen hineinplane. Hier sollte angesichts des erheblichen weiteren Zuwachs an installierter EE-Leitung auch der weitere Interkonnektorenbedarf nach den neuen europäischen Kriterien zumindest transparent gemacht werden, um den Abstimmungsbedarf im Rahmen zukünftiger TYNDP sowie auf politischer Ebene aufzuzeigen.

Zum Zeitpunkt der Festlegung der grundlegenden Eingangsdaten der Netzberechnung im Szenariorahmen 2019-2030 war ein Wert von 75% für die Interkonnektorenöffnung der aktuelle Diskussionsstand. Der Wert von 70% wurde mit dem Clean-Energy-Package/Winterpaket der EU erst nach der Genehmigung des Szenariorahmen veröffentlicht. Um den Einfluss dieser Änderung rückwirkend zu berücksichtigen, erfolgte im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans eine europäische Marktsimulation auf Basis des 70%-Wertes, mit dem Ergebnis das diese Änderung nur marginal für den innerdeutschen Netzausbau ist. Der Wert von 70% für die Interkonnektorenöffnung wird für den nächsten Netzentwicklungsplanprozess berücksichtigt.

1.11.4 Anpassung Marktmodell

In einem Beitrag wird die Anpassung der Marktmodellierung auf eine statistische Variante angeregt. Zuerst sollte die Bildung netztechnischer Regionen (Makroknoten) für Deutschland und die direkten Nachbarnetze erfolgen. Danach sollten Ermittlungen von Zeitreihen der Nachfrage und der Einspeisung aus Wind und Sonne für jeden Makroknoten über mehrere Jahre ermittelt werden. Folgend sollte eine Analyse der zeitlichen Verläufe und Korrelationen genannter Größen durchgeführt werden. Die Modellierung selbst sollte dann anhand einer Monte-Carlo-Simulation auf Basis genannter Analysedaten durchgeführt werden. Dazu seien einige tausend Ziehungen vorgesehen, die alle Wahrscheinlichkeiten ausreichend abbilden.

Der Kraftwerkseinsatzoptimierung erfolgt für in- und ausländische Kraftwerke für jede Ziehung ohne Restriktionen außer stochastischer Ausfälle. Bei der Simulation sei die Spitzenkappung unter gleichzeitiger Betrachtung von Nachfrage, Wind und Solarenergie zur berücksichtigen.

Eine Monte-Carlo Simulation würde nach Ansicht der Bundesnetzagentur dann einen Mehrwert erzeugen, wenn nicht nur die Marktmodellierung, sondern auch die Netzberechnung derart durchgeführt würde. Ergebnis der Monte-Carlo Simulation des Marktmodells ist eine Vielzahl von Marktergebnissen, die für sich jedoch ohne Netzberechnung kaum eine Aussagekraft für die Netzentwicklung haben. Für die Weiterverarbeitung dieser Vielzahl von Marktergebnissen gibt es zwei Möglichkeiten. Erstens könnten die Marktergebnisse gemittelt oder geclustert werden und dann einer Netzberechnung unterzogen werden. Ergebnis wäre ein Zielnetz für ein oder mehrere gemittelte Marktergebnisse. Es ist davon auszugehen, dass diese Methode keinen Mehrwert zum aktuellen Vorgehen erzeugt, da das genutzte Marktmodell auf ein durchschnittliches Wetterjahr ohne Extremsituationen

abstellt. Dasselbe Ergebnis würde durch die Mittelung oder Clusterung der Monte-Carlo Marktergebnisse erzeugt. Eine weitere Möglichkeit wäre es, für jede Monte-Carlo Simulation des Marktes eine eigene Netzberechnung durchzuführen. Abgesehen vom kaum praktikablen zeitlichen Aufwand der Berechnung hunderter Netze, stellt sich die Frage, wie mit der Vielzahl von Ergebnisnetzen umzugehen ist. Letztlich wäre eine Mittelung oder eine Auswahl einer bestimmten Schnittmenge von Netzausbaumaßnahmen erforderlich, da der Netzausbau nicht für jede Extremsituation durchgeführt wird. Spätestens diese Notwendigkeit würde der Idee des Monte-Carlo Ansatzes zuwiderlaufen.

1.11.5 Marktmodell basierend auf Vollkosten inklusive Transport- und Netzausbaukosten

Einige Konsultationsteilnehmer stellen sich auf den Standpunkt, dass es nicht sachgerecht sei, bei der Modellierung des Strommarktes die Grenzkosten – also die variablen Kosten der Stromerzeugung – zur Ermittlung der Merit-Order zugrunde zu legen. Diese Methode sei zur Berechnung von kurzfristigen Preisentwicklungen anzuwenden, jedoch nicht als Basis der Stromnetzentwicklung. Für die Stromnetzentwicklung müssten vielmehr die Vollkosten der Stromerzeugung – also die Fixkosten inklusive der variablen Kosten – berücksichtigt werden. Darüber hinaus seien auch die Kosten der notwendigen Stromnetzentwicklung sowie deren Umweltkosten in die Berechnung mit aufzunehmen. Auf diese Weise würden die wirklichen Kosten der energieträger- und standortspezifischen Stromerzeugung ersichtlich und könnten volkswirtschaftlich transparent bewertet werden. Als Beispiel wird die Erzeugung von elektrischer Energie aus einer Offshore-Windkraftanlage in der Nord- oder Ostsee herangezogen. Unter den derzeit in der Marktmodellierung gewählten Randbedingungen würde die Erzeugung einer kWh Offshore-Strom 5 Cent betragen. Diese würde mit der Erzeugung aus Wind-Onshore, Photovoltaik und KWK-Anlagen mit zwischen 6 – 12 ct/kWh konkurrieren und damit vorne in der Merit-Order stehen. Würden die realen Vollkosten der Offshore-Stromerzeugung inklusive des Stromtransports (Onshore-Anbindung + HGÜ-Leitungen + Umweltschadenskosten) angesetzt, würden die Kosten bei einem Transport nach Süddeutschland auf mehr als 20 ct/kWh steigen und wären damit nicht mehr konkurrenzfähig. Somit würden regionale Technologien wie Wind-Onshore, Photovoltaik, Klein-KWK-Anlagen, BHKW, Speicher und Power to Gas-Technologien künstlich gegenüber zentralen Technologien wie Offshore-Windkraft schlechter gestellt und ein unnötiger Netzausbau generiert. Durch eine Berücksichtigung der Vollkosten in der Marktmodellierung würde sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zu Gunsten von Gaskraftwerken verbessern. Da in Süddeutschland ausreichend Gaskraftwerke vorhanden seien, würde der regionale Energiebedarf dann durch diese Gaskraftwerke gedeckt und ein Import aus den nördlichen Regionen sowie der hierzu benötigte Netzausbau seien unnötig. Da es gesetzlich nicht vorgeschrieben sei, dass Marktmodell wie derzeit mit den Grenzkosten als Führungsgröße zu aufzusetzen, sollte dies zukünftig auf Basis von Vollkosten inklusive der Kosten für Energietransport, Netzausbau und Umweltkosten geschehen. Auf diese Weise sollten in der Marktmodellierung nicht nur mehr die Kosten der Stromerzeugung, sondern die Gesamtkosten der Strombereitstellung beim Kunden (Erzeugung und Transport) optimiert werden. Dies sei auch in Hinblick auf das steht am 22. Mai 2019 verabschiedeten Clean Energy for all Europeans Package (CEP) erforderlich, nachdem für alle Verbraucher ein Zugang nach möglichst kostengünstiger Energie" (NEP 2019-2030/2, S. 58) gefördert werden solle.

Ziel der Netzentwicklung ist die Entwicklung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes, dass es ermöglicht, die zur Deckung der Marktnachfrage produzierte Energie zu transportieren. Hierzu ist es notwendig, dass das zukünftige Marktverhalten möglichst realistisch abgebildet wird. Ein Marktergebnis, das – wie von den Konsultationsteilnehmern gefordert - basierend auf Vollkosten und Übertragungskosten ermittelt wird, kommt zu einem anderen Ergebnis als eines, welches auf Grenzkosten abstellt. Auch das zur Erfüllung der jeweiligen Transportaufgabe notwendige Übertragungsnetz unterscheidet sich entsprechend der erzeugten Marktergebnisse.

Wird also ein Übertragungsnetz entwickelt, welches in der Planung Vollkosten und Übertragungskosten im Marktergebnis berücksichtigt, kann es zukünftig nur dann die Übertragungsaufgaben erfüllen, wenn auch in der Realität des Strommarktes anstatt Grenzkosten die Vollkosten und Übertragungskosten das Marktergebnis bestimmen. Derzeit gibt es jedoch keine Indizien dafür, dass anstatt der Grenzkosten die Vollkosten und Übertragungskosten zur Ermittlung der Merit-Order herangezogen werden. Somit würde es zu einer Fehlplanung kommen, da ein Übertragungsnetz ermittelt wird, welches nicht auf die Befriedigung der Transportansprüche eines auf Grenzkosten operierenden Strommarkts ausgelegt ist.

In einem Beitrag wird gefordert, im Marktmodell solle als Ziel die Minimierung des Übertragungsbedarfs und des Umwelteinflusses formuliert werden. Produzenten und Konsumenten sollten ferner ihr Verhalten derart anpassen, dass ein minimaler Übertragungsbedarf realisiert werden könne.

In einem Beitrag wird gefordert, dass zur Deckung des regionalen Bedarfs an elektrischer Energie zunächst auch regionale Kraftwerke genutzt werden sollten. Erst wenn der regionale Bedarf die regionale Einspeisung übertreffe, sollte das Nächstliegende überregionale Kraftwerk aktiviert werden. Auf diese Weise würde ein unnötiger Ausbau des überregionalen Übertragungsnetzes verhindert.

Zunächst ist festzustellen, dass im derzeit genutzten Marktmodell keine Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt werden und daher auch der Netzausbaubedarf nicht minimiert werden kann. Derzeit wird im Sinne des Unbundling die Energieproduktion und der Energietransport unabhängig voneinander betrachtet. D.h. es wird erst ein zukünftiges kostenoptimales Marktergebnis der Energieproduktion prognostiziert, für welches dann das Übertragungsnetz ertüchtigt wird. Dabei wird als Grundlage der Netzberechnung eine wahrscheinliche Entwicklung des zukünftigen Strommarktes zugrunde gelegt. D.h. das Maß des Netzausbaus orientiert sich am wahrscheinlichen Marktergebnis. Würde als Ziel der Übertragungsnetzplanung die Minimierung des Übertragungsbedarfs formuliert, würden die Eingangsparameter und Ergebnis der heutigen Netzberechnung vertauscht. Denn je nach Allokation und Verhalten von Energieerzeugern resultiert ein anderer Netzausbaubedarf. Bei unterstellter vollständiger staatlichen Standort- und Betriebsplanung der Energieerzeugungsanlagen sowie ausreichender Einflussnahme auf das Lastverhalten, wäre der theoretische minimal nötige Netzausbau gleich Null. Jedoch unterstellt eine solche Annahme eine vollständige und unwirtschaftliche Planwirtschaft auf dem Energiesektor. Solche Überlegungen anzustellen mag Inhalt wissenschaftlicher Studien sein, ist aber nicht der gesetzliche Auftrag des Netzentwicklungsplans.

1.11.6 Kohlekraftwerke im Marktmodell

In einem Konsultationsbeitrag wird darauf verwiesen, dass deutsche Kohlekraftwerke auch bei hoher EE-Einspeisung in das Stromnetz einspeisen würden. Dabei würden sie sich aufgrund ihrer geringen variablen Kosten auch gegenüber ausländischen Kraftwerken durchsetzen. Dies sei nur möglich, da das Stromnetz auch für die Kohleverstromung ausgebaut würde. Würde der Netzausbau nicht durchgeführt, müssten die deutschen Kohlekraftwerke aufgrund der durch hohe EE-Einspeisung herbeigeführte Netzengpässen gedrosselt oder abgeschaltet werden. Hierbei würde es zuerst die alten nur wenig flexiblen Kohlekraftwerke treffen und mit steigender EE-Einspeisung schrittweise auch die jüngeren Kohlekraftwerke.

In einigen Beiträgen wird angeführt, die deutschen Kohlekraftwerke würden selbst bei hoher EE-Einspeisung am Markt agieren und elektrische Energie ins Netz einspeisen. Die Netzengpässe seien zum Großteil auf diese Kohlestromeinspeisung zurückzuführen. Aufgrund der geringen Flexibilität von Kohlekraftwerken müssten dann EE-

Anlagen vom Netz genommen werden, um den Engpass zu beseitigen. Sollten Kohlekraftwerke auch zur Engpassbeseitigung heruntergefahren werden, würden diese noch entschädigt, obwohl sie die Verursacher der Netzengpässe seien. Entweder müssten Kohlekraftwerke zu flexiblerem Verhalten ertüchtigt werden oder die Engpasskosten müssten den Kohlekraftwerksbetreibern und nicht den Netzkunden in Rechnung gestellt werden.

Im Verlauf der Netzentwicklungsplanung wurden die Kohlekapazitäten schrittweise reduziert und mit dem Zusatzszenario C 2038 im Einklang mit den Beschlüssen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung auf null gesetzt. Trotz dieser Simulation des Kohleausstiegs wurden alle bisher von der Bundesnetzagentur bisher als notwendig eingestuften Maßnahmen erneut als bestätigungsfähig bewertet. Die Aussage, der Leitungsbau würde für die Kohleverstromung durchgeführt, kann daher nicht nachvollzogen werden. Nach wie vor sind es Stunden hoher EE-Einspeisung, die maßgeblich netzausbaurelevant sind.

In einem Beitrag wird zu Bedenken gegeben, dass selbst nach Abschalten der deutschen Kohlekraftwerke im Jahre 2038, weiterhin Kohlestrom aus dem Ausland importiert würde. Aufgrund der niedrigen variablen Kosten der ausländischen Kohlekraftwerke könnten diese die ausfallende Energieproduktion der deutschen Kraftwerke übernehmen. So würden die Emissionen lediglich ins europäische Ausland verlagert.

Die Bundesnetzagentur gibt zu bedenken, dass die Energiewende eine europäische Aufgabe ist und zur vollständigen Dekarbonisierung auch Anstrengungen im EU-Umland vorzunehmen sind. Weiterhin erlaubt der Netzausbau insbesondere durch den Ausbau der Nord-Süd-Verbindung innerhalb von Deutschland eine verbesserte Integration von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Nord- und Mitteldeutschland sowie Nordeuropa in das europäische Netzgebiet. Insofern wird durch den Ausbau des deutschen Stromnetzes auch der Ersatz von Kohlestrom durch erneuerbare Energieerzeuger ermöglicht.

1.11.7 Konventionelle Spitzenkappung

In einigen Beiträgen wird gefordert, die bei EE-Anlagen durchgeführte Spitzenkappung auch auf konventionelle Kraftwerke anzuwenden. In der derzeitigen Regelung würden die EE-Erzeuger gegenüber den konventionellen diskriminiert. Es sei aufgrund des Klimaschutzes sinnvoll vor den erneuerbaren Erzeugern zuerst die konventionellen Kraftwerke zu kappen, um einen überdimensionierten Netzausbau für die letzte kWh zu vermeiden. Durch die Nichtberücksichtigung der Abregelungsmöglichkeit von konventionellen Kraftwerken bei der Netzausbauplanung werde ein pauschaler Sicherheitspuffer für unerwartete Notfälle geschaffen, ohne die dadurch verursachten Kosten dem Nutzen gegenüber zu stellen.

Die derzeitige Vorgehensweise bei der Netzentwicklungsplanung, bei konventionellen Kraftwerken auf der Stufe der Netzplanung keinen Redispatch von Kraftwerken zur Vermeidung von Netzausbaubedarf zu berücksichtigen, führe zu einem unnötigen Leitungsausbau und zu unnötigen Kosten für den Stromverbraucher.

Grundlegend ist zwischen Spitzenkappung in der Netzplanung und der realen Betriebsführung zu unterscheiden. Bezüglich der Netzplanung wird die Spitzenkappung der Erneuerbaren Erzeugung angenommen, um das zu planende Übertragungsnetz nicht für die letzte eingespeiste kWh auszubauen. Konventionelle Spitzenkappung wird nicht durchgeführt, da sich die Einspeisung der konventionellen Kraftwerke im Marktmodell nur noch an der verbleibenden Residuallast – also der Last abzüglich der Einspeisung der Erneuerbaren Erzeuger orientiert. D. h. es wird nur noch die verbleibende Energielücke nach EE-Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Würde dabei bei konventionellen Kraftwerken ebenfalls eine Spitzenkappung vorgenommen, würde zur Aufrechterhaltung des Marktgleichgewichtes notwendige Energie gekappt. Bezüglich der realen Betriebsführung werden die Rahmenbedingungen der aktuell gültigen Rechtslage und Regulierung abgebildet. Konventionelle Kraftwerke

werden in der Praxis regelmäßig im Rahmen des Redispatch abgeregelt, da sie einen Netzengpass bespeisen. Je nach Lastfolgeverhalten sind konventionelle Kraftwerke teilweise nicht in der Lage, ausreichend schnell auf auftretende Netzengpässe zu reagieren, so dass schneller regelbare erneuerbare Erzeuger zur Behebung des Netzengpasses herangezogen werden müssen.

1.11.8 Spitzenkappung bei Last

In einem Beitrag wird argumentiert, dass wenn durch die störungsorientierte Abregelung von Einspeisespitzen bei der Netzausbauplanung die 3%-Abregelungsgrenze nicht voll ausgeschöpft würden, verbliebe ein Abregelungspotenzial, das für die generelle Abregelung von Lastspitzen genutzt werden könnte, wodurch der erforderliche Netzausbau noch weiter reduziert würde.

Jenseits des vertraglich geregelten Demand-Side-Management sind Kappungen der Last nur in Ausnahmesituationen zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes vorgesehen. Diese Notfallmaßnahme stellen nicht den Normalfall dar und werden daher nicht als Grundlage der Netzausbauplanung herangezogen.

1.11.9 Gaskraftwerke

In einem Beitrag wird gefragt, ob das Gasturbinenkraftwerk Irsching bei einer Halbierung der Kohlekapazitäten, dem Zubau neuer Gaskraftwerkskapazitäten und gelungenen Netzausbau bis 2030 zur Gewährleistung der Netzstabilität, bzw. (n-1)- Sicherheit in Betracht gezogen wird.

Die Bundesnetzagentur entscheidet nicht über die Inbetriebnahme von einzelnen Kraftwerken. Dies liegt im Ermessen des Kraftwerksbetreibers und der zuständigen Genehmigungsbehörden.

1.11.10 Volllaststunden

Einem Konsultationsteilnehmer erscheint die Höhe der Volllaststunden als zu hoch und daher als überprüfungswürdig.

Die Grundlage der Ermittlung der Volllaststunden der erneuerbaren Erzeugung bildet die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandte Regionalisierung, welche im Szenariorahmen 2019-2030 als sachgerecht genehmigt wurde. Die Einspeisezeitreihen und damit die Höhe der Volllaststunden basieren – wie im Vorgängerprozess - auf dem Wetterjahr 2012. Die Höhe der ausgewiesenen Volllaststunden resultiert aus einer Kombination von Altanlagen, die teilweise einem Repowering unterzogen wurden, sowie annahmegemäß zugebauten Neuanlagen. Die Ergebnisse bewegen sich zwischen bekannten Volllaststunden des heutigen Bestandes und aus in Studien ermittelten Volllaststunden von Neubauanlagen. Insofern erscheinen der Bundesnetzagentur die Volllaststunden der erneuerbaren Erzeuger als nachvollziehbar. Die Volllaststunden der konventionellen Erzeuger sind Ergebnis des Marktmodells und damit abhängig von den gewählten Rahmenparametern des Modells sowie des zur Verfügung stehenden Kraftwerkparks. Die Ergebnisse sind typisch für die eingesetzten Brennstoffe und Technologien und erscheinen der Bundesnetzagentur daher ebenfalls als nachvollziehbar.

1.11.11 Leistungslücke

In einem Beitrag wird hinterfragt, ob die Nachfrage an elektrischer Energie und deren zukünftige Entwicklung in Hinblick auf die wegfallenden Kohle- und Atomkraftwerkskapazitäten bei der Netzentwicklung eingepreist worden wären. Es sei zweifelhaft, ob die resultierenden regionalen Energiedefizite korrekt abgebildet seien.

Die Reduktion der Kohlekapazitäten gemäß dem Vorschlag der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung bis 2030 in Szenario C 2030 abgebildet. Der vollständige Ausstieg aus der Kohleverstromung wurde im Zusatz-Szenario C 2038 abgebildet. Der Ausstieg aus Kernenergie wird in allen Szenarien berücksichtigt. Auch bei der Entwicklung der Last wurden Annahmen zum Aufkommen neuer Technologien im Rahmen der Sektorenkopplung getroffen. Hierzu gehören private und industrielle Wärmepumpen sowie weitere Power to Heat Anwendungen, die Elektrifizierung des Verkehrssektors und Power to Gas Anwendungen. Trotz des Wegfalls eines großen Anteiles konventioneller, regelbarer Erzeugungskapazitäten und einem zusätzlichen Strombedarf neuer Technologien der Sektorenkopplung wurde in keinem der Szenarien des Szenariorahmen 2019-2030 ein Marktversagen festgestellt.

Einige Konsultationsteilnehmer werfen die Frage auf, ob die konventionelle Stromerzeugung in den verschiedenen Szenarien bei Ausfall von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen den Bedarf an Strom decken können. Hierbei wird darauf hingewiesen, dass bei einer Dunkelflaute die nationale konventionelle Erzeugung nicht ausreiche, um die benötigte Jahreshöchstlast zu decken. Hierzu seien enorme Importe aus dem EU-Umland notwendig. Hierbei seien die Annahmen für das europäische Ausland zu hinterfragen. Die Versorgungssicherheit könne nur unter der Prämisse sichergestellt werden, dass sich der Kraftwerkspark im Umland gemäß diesen Prognosen entwickle. Dabei habe die deutsche Bundesregierung aber kaum eine Möglichkeit, diese Entwicklung zu steuern oder zu gewährleisten. Die deutsche Energieversorgung mache sich so abhängig von unkalkulierbaren und kaum beeinflussbaren Einflussgrößen.

Unter den Annahmen aus dem Szenariorahmen 2019-2030 wurde trotz starker Reduktion der Kohlekapazitäten im Marktmodell kein Marktversagen festgestellt. Ebenfalls war es in den Simulationen nicht notwendig, die angenommene Kapazitätsreserve zu aktivieren. In einigen Stunden wurden zur Deckung der Last Importe aus dem Ausland genutzt. Dies ist jedoch kein unerwünschter Zustand, sondern ein Ergebnis der europäischen Netzintegration. Ohne diese könnten u.A. keine erneuerbaren Energiequellen aus z.B. Nordeuropa genutzt werden. Korrekt ist, dass beim Thema der Versorgungssicherheit zukünftig stärker eine europäische Perspektive an Stelle einer nationalen rücken wird. Für eine eingehende und aussagekräftige Analyse der Versorgungssicherheit sind die Szenarien des Szenariorahmen allerdings nicht geeignet. Sie dienen in erster Linie der Ermittlung des notwendigen Netzausbaubedarfs und nicht der Ermittlung des notwendigen Leistungsbedarfs in Extremsituationen.

1.11.12 Wetterjahr

Einige Beiträge beschäftigen sich mit der Wahl des Wetterjahres 2012 als Referenzjahr für die Marktmodellierung. Die Auswahl des Wetterjahres 2012 als durchschnittliches Jahr könne als Behelf für ansonsten unzureichende probabilistische Betrachtungen dienen. Dies gelte insbesondere für die Vermeidung einer Überdimensionierung des Netzes. Allerdings werde die in diesem Jahr geltenden Muster der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen determiniert mit den Wochentagen kombiniert. Dies könne dazu führen, dass besonders kritische Situationen mit hoher Nachfrage und gleichzeitig geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen unbeachtet blieben.

Ein anderer Beitrag kritisiert, es werde bezüglich der Einspeisung aus erneuerbarer Energie ein beliebiges oder ausgewähltes Referenzjahr herangezogen. Bei diesem Verfahren werde das eigentlich stochastische Verhalten der Einspeisung aus regenerativen Quellen über Jahre und im Jahresverlauf determiniert mit einem Referenzjahr und bestimmten Wochentagen verbunden. Die statistische Aussagekraft sei damit eingeschränkt. Insbesondere stellten die ermittelten Netznutzungsfälle, die nach dem angewendeten Berechnungsverfahren zu Überlastungen führten, Zufallsergebnisse ohne Abbildung der statistischen Wahrscheinlichkeit dar.

Beim Wetterjahr 2012 handelt es sich um ein durchschnittliches Wetterjahr, welches vergleichsweise wenige wetter- und temperaturbezogene Extremsituationen aufweist. Die Netzentwicklung ist bewusst nicht auf Extremsituationen ausgelegt, um eine Überdimensionierung des Netzes für sehr wenige Stunden des Jahres zu vermeiden. In Extremsituationen kann mit Eingriffen in die Erzeugungssituation, Netztopologie, kurzzeitigen Überlastungen, zukünftiger Lastflussteuerung und Lastflexibilität extremen Situationen entgegengewirkt werden. Die Kosten für diese Maßnahmen sind geringer, als das Netz für die letzte kWh einer Extremsituation auszubauen.

1.11.13 Flow Based Market Coupling (FMBC)

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, die Abkehr von NTC zu FMBC stelle keine Verbesserung dar, da immer noch Restriktionen in der Austauschleistung zwischen zwei Märkten hingenommen würden. Dabei sei es mit vertretbarem Aufwand möglich, die kritischen Zweige netztechnisch zu entlasten. Die ÜNB sollten verpflichtet sein, die installierte Leistung benachbarter Kuppelleitungen zu jedem Zeitpunkt auch optimal unter Beachtung des (n-1)-Kriteriums auszunutzen.

Die Beschränkungen der ehemaligen NTC Methode und der neuen Methode des Flow Based Market Coupling sind bewusst ausgestaltet, da sie die Restriktionen der realen Netztopologien so gut wie möglich abbilden. Die Netzentwicklung basiert auf den derzeit herrschenden Bedingungen bzw. absehbaren Änderungen und nicht auf einem wie auch immer gearteten Wunschzustand der Eingangsgrößen. Dies gilt auch für existente kritische Zweige der vor, hinter oder auf den Grenzkuppelleitungen.

1.12 Europäischer Strommarkt

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass Teile oder der gesamte Netzausbau nur für die Stärkung des europäischen Binnenmarktes erfolgen. Einige Teilnehmer sprechen davon, dass eine europäische Kupferplatte geplant sei. Der Stromhandel sei in großen Teilen verantwortlich für den Netzausbau. Besonders die HGÜ-Leitungen seien (zum Großteil) nicht für innerdeutschen Transport von Windenergie, sondern für den Stromhandel bspw. mit den Ländern Österreich und Italien nötig.

Dieser Zusammenhang würde in den Ausführungen des Netzentwicklungsplans nicht klar genug dargestellt. Es sollte eine Prognose der Transitleistung in die Bedarfsermittlung aufgenommen werden.

In einer Stellungnahme wird die Abhängigkeit von Stromimporten zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit kritisch hinterfragt. Im Falle einer „kalten Dunkelflaute“ würde folglich angenommen, dass die Nachbarländer Deutschlands genug Erzeugungsleistung oder abschaltbare Nachfrage vorhalten würden, um Deutschland mit elektrischer Energie zu versorgen.

Weiterhin kritisieren Konsultationsteilnehmer, dass in Deutschland zwar ab 2023 kein Atomstrom mehr erzeugt wird, es aber möglich sei, dass Atomstrom weiterhin über Interkonnektoren in das deutsche Netz fließe.

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 mittels flow based market coupling zwischen den einzelnen Ländern bzw. Marktgebieten erreicht. Die Bundesnetzagentur bekräftigt, dass die geplanten Netzausbauprojekte zum größten Teil durch innerdeutschen Transportbedarf entstehen, obgleich ein Einfluss des Stromhandels auf einzelne Leitungen nicht ausgeschlossen werden kann.

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. Daraus ergibt sich, dass Deutschland auch nicht die Abschaltung von Atomkraftwerken in Nachbarstaaten verlangen kann. Es ist nicht möglich Atomstrom aus dem Ausland an Grenze aufzuhalten, da erzeugter Strom keine Unterscheidung zulässt.

Die Wiederaufnahme des Interkonnektor NorGer in den NEP-Prozess wird von einem Konsultationsteilnehmer gefordert. Die landesplanerische Feststellung sei bis 2021 verlängert worden, weshalb eine Wiederaufnahme gegeben sei.

Der Interkonnektor NorGer ist aktuell nicht Teil des TYNDPs und wird zurzeit auch von den deutschen und norwegischen ÜNB nicht weiterverfolgt. Das Projekt NorLink, welches auch eine Verbindung von Deutschland und Norwegen verfolgt, ist Teil des aktuellen NEP.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt die Aufnahme des Interkonnektors NeuConnect in den NEP, da es einen Beitrag zur Entlastung des Übertragungsnetzes leisten könne. Es sei jedoch zu beachten, dass die Leitungsplanung eng mit der Planung der Offshore-Windpark-Anbindungsleitungen abgestimmt werden müsse.

Obwohl die Genehmigung von Offshore-Anbindungsleitungen nicht mehr durch die Bundesnetzagentur, sondern durch das BSH im Rahmen des Flächenentwicklungsplan erfolgt, wird sich die Bundesnetzagentur auch in Zukunft für eine sinnvolle und bedarfsgerechte Ausführung der Leitungen im Küstenmeer einsetzen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert eine detaillierte Darstellung der CBA-Kriterien, der Berechnungsmethoden, sowie weitere Erklärungen und daraus entstehende Ergebnisse für sämtliche grenzüberschreitenden Projekte. Das Fehlen von Kostenabschätzungen bei der Bewertung von Interkonnektoren wird von einem Konsultationsteilnehmer kritisiert. Somit würde nicht, wie von ENTSO-E gefordert eine Kosten-Nutzen-Analyse, sondern nur eine Nutzen-Analyse durchgeführt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer Bewertung der grenzüberschreitenden Maßnahmen im Netzentwicklungsplan die Cost-Benefit-Analysis (CBA) Methodik von ENTSO-E angewandt. Diese ist deutlich umfangreicher, gibt allerdings nur die gesamteuropäischen Werte aus.

Für die Bestätigung durch die Bundesnetzagentur wurde nicht die Methodik von ENTSO-E angewandt. Die hier zugrundeliegende volkswirtschaftliche Bewertung soll insbesondere den Mehrwert für den deutschen Netzkunden herausstellen. Dies ist auf der Konsumentenseite zum einen die Konsumentenrente, sowie vermiedene Kosten für Einspeisemanagement und Netzverluste. Der Mehrwert für Produzenten zeichnet sich durch die Produzentenrente aus. Darüber hinaus zeigt die Bewertung die Auswirkung der einzelnen grenzüberschreitenden Maßnahmen auf CO₂-Emissionen in Deutschland.

Ein Konsultationsteilnehmer sagt, dass sich die Notwendigkeit der Interkonnektoren aus dem vom Netzentwicklungsplan verwendeten Marktmodell ergibt. Hier würde ein zusätzlicher Export von Überschussstrom berechnet, wofür zusätzliche Interkonnektoren erforderlich seien.

Für die Bewertung der einzelnen Interkonnektoren wird jeweils ein neuer Markt ohne diese zusätzliche grenzüberschreitende Maßnahme berechnet. Die Ergebnisse dieser Marktmodellierung werden anschließend an die Netzberechnung übergeben und der ausgewiesene volkswirtschaftliche Mehrwert, sowie die Umweltverträglichkeit berechnet. Die Erforderlichkeit der Interkonnektoren ergibt sich demnach nicht aus dem Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber, sondern aus dem Vergleich der Berechnungen mit und ohne zusätzliche grenzüberschreitende Kapazität.

2. Methodik des NEP – Netzplanung durch die ÜNB

2.1 Dezentrale vs. zentrale Erzeugungsstrategien

Eine Vielzahl der Konsultationsteilnehmer spricht sich für eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Insbesondere durch den Bau von überregionalen HGÜ-Korridoren würden zentralistische Netzstrukturen geschaffen. Andere Flexibilitätsoptionen wie Laststeuerung und Speicher würden dadurch unattraktiv. Eine 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. Des Weiteren seien leistungsstarke und gebündelte HGÜ-Korridore mögliche Anschlagziele und gefährden die Versorgungssicherheit.

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass künftige Netzengpässe nicht nur durch Netzausbau vermieden werden könnten, sondern auch durch eine deutlich stärkere verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur. Hochmoderne und flexible Gaskraftwerke sowie dezentrale KWK-Anlagen könnten die Stromnachfrage regional befriedigen und zugleich den angedachten Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes massiv reduzieren. Einige Konsultationsteilnehmer weisen darüber hinaus darauf hin, dass auch aus Kostengesichtspunkten eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur anzustreben sei. Insbesondere der Transport von Windstrom aus dem Norden in den Süden sei viel zu aufwendig und teuer. Viele Stellungnehmer fordern überdies auch einen verstärkten Ausbau des Verteilnetzes. Hiermit könne der Ausbau des Übertragungsnetzes massiv reduziert werden.

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.

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 ergänzt um 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. Um diese Menge zu speichern, benötigte man die Kapazität von über 58 Mio. Elektroautos vom Typ BMW i3 oder 130 Pumpspeicher in den baulichen Dimensionen des PSW Goldisthal, ganz zu schweigen von den Kosten. Eine solcher für Deutschland typischer Ballungsraum kann also „dezentral“ (im Sinne von „autark“) weder regenerativ produzieren noch speichern.

In einer zugleich dezentralen und verbrauchsnahen Erzeugungsstruktur würde EE-Strom nicht an dafür günstigsten, wind- bzw. sonnenreichen Standorten erzeugt. Dies würde dazu führen, dass insgesamt wesentlich mehr Flächen für EE-Anlagen gebraucht und insbesondere der Verbrauch an Flächen an wenig ertragreichen Standorten erhöht würde. Dazu ist keine ausreichende gesellschaftliche 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 erneuerbare Energien in erster Linie so ausgebaut werden, wie es sich für die Investoren als am wirtschaftlichsten darstellt.

Es gibt demnach momentan keine wahrscheinlichere Perspektive für einen anderen, „noch dezentraleren“ und zugleich lastnäheren Ausbau der Erzeugungsstruktur, die in der Netzplanung zu berücksichtigen wäre.

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 überregionales 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.

2.2 Gesamtplanbetrachtung (HGÜ-Struktur vs. Wechselstromausbau)

Einige Konsultationsteilnehmer halten das bestehende Netz für ausreichend, da sich die Energiewende überwiegend dezentral und im Verteilnetz abspiele.

Hinsichtlich der geprüften Netzausbaumaßnahmen äußern die Konsultationsteilnehmer ganz unterschiedliche Forderungen zur Behandlung einzelner Maßnahmen. Zum Teil beschränkten sich die Stellungnahmen auf die Ablehnung eines bestimmten Vorhabens, zum Teil wurden alternative Netzentwicklungspläne vorgeschlagen und deren Prüfung verlangt. Gleichzeitig wird aber auch von einem Konsultationsteilnehmer die vorläufige Bestätigung der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans begrüßt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass aus ihrer Sicht der Netzausbau und insbesondere der Bau von HGÜ Korridoren ausschließlich dem internationalen Stromhandel diene. Aus Sicht der Stellungnehmer sei es nicht nachvollziehbar in Deutschland die Atomkraftwerke abzuschalten aber gleichzeitig Atomstrom aus dem Ausland zu importieren. Darüber hinaus merken mehrere Stellungnehmer an, dass die Kosten für den Netzausbau zu hoch seien und die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Netzausbau nur ihre Renditen steigern würden.

Ein weiterer Stellungnehmer fordert den Effekt einer Preiszonentrennung auf die Ergebnisse der Netzplanung in einer Gesamtbetrachtung zu ermitteln und volkswirtschaftlich abzuschätzen.

Die im Netzentwicklungsplan vorgesehene HGÜ-Technologie ermöglicht einen überregionalen, verlustarmen Stromtransport aus dem Norden Deutschlands in die Lastzentren im Westen und Süden. Diese Technologie ist die nach dem heutigen Stand der Technik effizienteste und ressourcenschonendste 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 Gleichstrom-Leitungen gezielt gesteuert werden. HGÜ-Korridore sind deshalb in der Regel hoch ausgelastet und entlasten damit das umgebende Wechselstromnetz, sodass ein deutlich geringerer Ausbaubedarf im Wechselstrombereich notwendig ist.

Theoretisch wäre auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes allein in herkömmlicher 380-kV-Wechselstromtechnik 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 Overlay-Struktur, die mit dem Wechselstromnetz gekoppelt wird.

Es ist Ziel der Bundesregierung, den Konsumenten die einheitliche bundesdeutsche Preiszone für Strom zu erhalten. Dieses Ziel kann durch den innerdeutschen Netzausbau erreicht werden. Den Effekt einer möglichen Preiszonentrennung auf die Ergebnisse der Netzplanung in einer Gesamtbetrachtung zu ermitteln, ist dementsprechend nicht Gegenstand der Netzentwicklungsplanung.

2.3 NOVA-Verfahren

Das NOVA-Prinzip wird von der Vielzahl der Konsultationsteilnehmer nahezu einhellig begrüßt. Viele sind jedoch der Meinung, dass es bei der Netzplanung nicht ausreichend zum Tragen komme. Verschiedene Möglichkeiten, das

bestehende Netz zu optimieren und zu verstärken, seien noch nicht vollumfänglich ausgeschöpft. Genannt werden intelligentes Freileitungsmonitoring, der Austausch von Leiterseilen sowie Zubeseilung und die Nutzung leistungsstarker Hochtemperatur- bzw. Hochstrombeseilung. Auch eine Spannungserhöhung des Übertragungsnetzes sei noch nicht hinreichend untersucht worden, obwohl es eine Alternative darstelle.

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. Die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber werden von der Bundesnetzagentur durch eigene Berechnungen überprüft. 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. Höher Spannungsebenen würden den Neubau von Trassen mit höheren Masten bedingen.

2.4 Kosten

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern nähere Kostenangaben zu einzelnen Maßnahmen. Mögliche Kosten einer Erdverkabelung seien nicht transparent dargestellt, ebenso sei der Bau von HGÜ-Trassen quer durch die Bundesrepublik Deutschland kostentechnisch nicht vertretbar. Ferner seien die Kosten für mögliche gerichtliche Verfahren und die Information der anliegenden Betroffenen mit in die Kostenkalkulation aufzunehmen. Die veranschlagten Entschädigungs- und Folgekosten seien zu niedrig. Die Auswirkungen auf die Immobilien- und Grundstückspreise sowie „soziale Kosten“ müssten ebenfalls in einer Gesamtkostenübersicht berücksichtigt werden. Es sei zu befürchten, dass es bei der Realisierung von Maßnahmen durch örtliche Besonderheiten oder längere Trassenlängen zu deutlichen Überschreitungen der geplanten Investitionskosten komme.

Für die Planung wird die Strecke zwischen dem Start- und Endpunkt einer Maßnahme mit einem Umwegfaktor (als „Aufpreis“) versehen, um so zu berücksichtigen, dass die in späteren Verfahren festgelegte Trasse nicht die direkte Verbindung der Punkte sein wird. Die allgemein für die Planung verwendete pauschale Kostenschätzung einzelner Elemente trägt dabei einer Vielzahl von Kostenfaktoren Rechnung. Das schließt jedoch nicht aus, dass es im Einzelfall zu Abweichungen in beide Richtungen in späteren Verfahrensschritten kommen kann.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass keine Kosten-Nutzen-Betrachtungen für die Beseitigung von Engpässen durch unterschiedliche Maßnahmen im Netz oder Markt durchgeführt werden. Die Netzausbaukosten für die einzelnen Maßnahmen seien mit einer volkswirtschaftlich realen Bewertung in das Verfahren mit einzubeziehen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert einen Vergleich der Kosten für Redispatch und getrennte Marktgebiete mit den Kosten der notwendigen Investitionen. Die grundsätzliche Analyse der Übertragungsbedarfe auf Basis der Fundamentaldaten Last und Erzeugung würde eine objektivere Bewertung von regionalen Ausbaubedarfen ermöglichen.

Ein derartiger Vergleich wäre grundsätzlich denkbar, jedoch im Rahmen der Prüfungen nicht zielführend. Im Hinblick auf die fortschreitende Energiewende wird vor allem Einspeisemanagement, also die Abregelung von erneuerbaren Energien durchgeführt werden müsste. Das würde jedoch das Ziel der Energiewende komplett konterkarieren, wenn die erneuerbaren Energien zwar ausgebaut, aber aufgrund von Netzengpässen nicht in

großem Maße einspeisen könnten, sondern stattdessen CO₂-behaftete konventionelle Erzeugung hochgefahren wird. Redispatch ist eine Möglichkeit trotz verzögertem Netzausbau einen sicheren Netzbetrieb zu erlangen, er erfüllt aber nicht die Funktion des Netzausbaus, der die Integration der Erneuerbaren ermöglicht.

Eine Marktgebietstrennung ist zurzeit nicht geplant und der Gesetzgeber hat sich eindeutig zur Aufrechterhaltung des einheitlichen Marktgebietes bekannt. Daher ist dies auch nicht Grundlage der Netzentwicklungsplanung.

2.5 Systemstabilität / Blindleistung

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt den von den ÜNB im NEP 2019-2030 erstmals ausgewiesenen Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen. Dieser Bedarf führe jedoch zu erheblichen zusätzlichen Kosten. Eine entsprechende Aufnahme dieser Maßnahmen im NEP 2019-2030 sei aus Gründen der Kostentransparenz zu begrüßen. Die BNetzA solle im Rahmen ihrer eigenen Berechnungen eine konservative Betrachtung orientiert am voraussichtlich tatsächlichen Bedarf verfolgen. Darüber hinaus sollten alternative Maßnahmen zur Erbringung der erforderlichen Blindleistung aufgezeigt und geprüft werden.

Mehrere Stellungnehmer zweifeln die korrekte Betrachtung des Blindleistungshaushaltes an und sprechen sich gleichzeitig für die Zunahme der Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz aus. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer zweifelt allgemein den identifizierten Bedarf von Kompensationseinheiten an. Hier solle prinzipiell eine genauere Prüfung erfolgen.

Blindleistung ist eine Systemdienstleistung, die zur Spannungshaltung dient. Bisher deckten vorrangig konventionelle Kraftwerke und Netzbetriebsmittel mit Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz den Blindleistungsbedarf. Zukünftig wird Blindleistung zunehmend unabhängig von konventionellen Kraftwerken erbracht werden müssen. Gleichzeitig steigt der Bedarf durch den insgesamt stärkeren Stromtransport auf allen Netzebenen. Die Netzbetreiber stellen im Rahmen langfristiger Netzanalysen fest, dass sie mit den absehbar vorhandenen Netzbetriebsmitteln und Blindleistungsquellen (Q-Quellen) die Anforderungen an die Spannungshaltung nicht gewährleisten können. Hieraus leiten die Netzbetreiber einen Bedarf nach zusätzlichen Q-Quellen und/oder sonstigen Einrichtungen zur Spannungssteuerung/-regelung ab, der von der Bundesnetzagentur sorgfältig und transparent geprüft wird.

3. Offshore

Ein Konsultationsteilnehmer meint, dass es unklar sei, welches weitere Prozedere auf die erstmalige Festlegung der Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Leitungen folgt. Weiterhin ist unklar ob Offshore-Leitungen im Bundesbedarfsplangesetz bestätigt werden und ob sie den gleichen Planungs- und Beteiligungsschritten wie die Onshore-Leitungen unterliegen.

Die Offshore-Anbindungsleitungen können zwar theoretisch in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden, dies war jedoch bislang nicht der Fall. Ob dieses zukünftig geschieht, obliegt der Entscheidung des Gesetzgebers. Losgelöst davon, sind auch für die Offshore-Anbindungsleitungen eine Raumordnung und Planfeststellung erforderlich.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass der Planungshorizont für den Ausbau der Offshore-Windparks, der Offshore-Anlandungen und der landseitige Netzausbau mit den Jahren 2030/35 angesichts des Zeitbedarfs für Planung, Genehmigung und Errichtung zu kurz greift. Hier sei die Bundesregierung gefordert, Bundesnetzagentur

und BSH einen weitergehenden Planungsrahmen und die notwendige Flexibilität bei den Ausschreibungsmengen zu geben, um suboptimale ad hoc-Lösungen zu vermeiden, die zudem auch Trassenoptionen für künftige, leistungsstärkere NAS einschränken bzw. blockieren würden: Die Transportbedarfe für Offshore-Windparks in der Nordsee zu den Verbrauchsschwerpunkten bestehen in Nord-Süd-Richtung. Die Anlandung weiterer Offshore-Windparks in Ost-West-Richtung führe dagegen zu einer erheblichen Zahl von Kabelquerungsbauten auf dem Meeresgrund verbunden mit erheblichen Zusatzkosten und vermeidbaren Eingriffen in die Meeresumwelt.

Im Rahmen des nächsten Netzentwicklungsplanprozesses wird das Zieljahr 2035 betrachtet, während der Langfristhorizont auf das Zieljahr 2040 gerichtet sein wird. Allerdings bedarf es der Umsetzung von Annahmen für die Offshore-Windenergie in den jeweiligen Szenarien der Schaffung einer gesetzlichen Grundlage, wie der Konsultationsteilnehmer richtigerweise anmerkt. Insbesondere die Vorbereitung weit ins Landesinnere reichender Anschlussleitungen bedürfen eines langen Planungsvorlaufes, der langfristiger Offshore-Ziele seitens der Bundesregierung erfordert.

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass der vorliegende NEP die energiepolitischen Zielsetzungen aus dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD vom März 2018 – insbesondere das ambitionierte Ziel, den Anteil der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65 % zu erhöhen berücksichtigt. Dies hätte Auswirkungen auf die dem NEP zugrundeliegenden Ausbaupfade für Wind Offshore, ohne dass bisher gesichert sei, in welchem Umfang in den nächsten Jahren Offshore-Anlagen zugebaut würden. Die gemäß dem Szenariorahmen 2019 – 2030 für das Jahr 2030 extrem gestiegenen Erzeugungskapazitäten aus Offshore-Windkraft (17 – 20 GW) seien bedenklich, da noch erheblicher Klärungsbedarf zur Naturverträglichkeit beim Ausbau der Offshore-Windenergie bestehe. Als Grundlage hierfür wäre etwa eine Studie erforderlich, die die Belastbarkeit oder ökologische Tragfähigkeit von Nord- und Ostsee untersucht. Dabei müssten neben der Offshore-Windkraft auch alle anderen Meeresnutzungen berücksichtigt und kumulativ betrachtet werden, während zugleich ausreichend Raum für den Naturschutz verbleibt.

Die Prüfung der natur- und umweltfachlichen Aspekte der Nutzung von Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee obliegt dem Flächenentwicklungsplan. Dieser wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans keiner weiteren Prüfung unterzogen.

4. Stromübertragungstechnologien

4.1 HGÜ

Mit der HGÜ-Technologie setzten sich zum wiederholten Male viele Konsultationsbeiträge auseinander, bewerteten sie allerdings auch wieder 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.

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 aus Sicht der Bundesnetzagentur ermöglicht die HGÜ-Technologie gezielt einen überregionalen, verlustarmen Stromtransport aus dem Norden 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 Wechselstromleitung. 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 Wechselstromnetz, sodass ein deutlich geringerer Ausbaubedarf im Wechselstrombereich notwendig ist. Theoretisch wäre zwar auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes allein in herkömmlicher 380-kV-Wechselstromtechnik 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 Wechselstromnetz 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 Wechselstromnetz und die anderen HGÜ-Korridore gewährleistet.

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. Darüber hinaus gibt es über Deutschland hinaus bereits umfangreiche Erfahrungen hinsichtlich der HGÜ-Technologie.

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. 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.

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.

4.2 Erdkabel

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den verstärkten Einsatz der Erdkabeltechnik aus. Diese solle sich nicht auf einige ausgewiesene Wechselstrom-Pilotstrecken beschränken, sondern wie bei den Gleichstromkorridoren großflächig stattfinden.

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. Auch die Vorverlegung von Leerrohren müsse stärker berücksichtigt werden.

Für einen großflächigen Einsatz von Erdkabeln auch im Höchstspannungs-Wechselstrombereich müsste zunächst der Gesetzgeber 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. Vor einem flächendeckenden Einsatz der Technologie ohne Vorliegen umfangreicher Erfahrungen aus den Piloten wird gewarnt.

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.

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.

5. Verfahrens- und Beteiligungsfragen

Vielen Konsultationsteilnehmern erscheint die Perspektive des Netzentwicklungsplans zu beschränkt. Einige fordern, weitere Szenarien zu untersuchen, da nur so alle wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklungen abgebildet werden könnten. 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 mehrere Konsultationsteilnehmer, dass der Entwurf des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern stammt. 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 und auch 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.

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 setzt sich damit auseinander. 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 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.

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln, es sei nicht ersichtlich, ob und wie ihre Beiträge im Verfahren berücksichtigt werden. 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.

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.

Zwar seien netztechnische Berechnungen durch einen Normalbürger kaum möglich, sie würden aber auch nicht nachvollziehbar offengelegt. Insofern seien die dem NEP zugrundeliegenden 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 Szenario Rahmens 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 2019-2030 ein wie die Erkenntnisse, die die Übertragungsnetzbetreiber in Rücksprache mit einzelnen Verteilernetzbetreibern gewonnen haben. Die Bundesnetzagentur wirkt auf einen entsprechenden Austausch zwischen den Netzbetreibern stetig hin. Dieser hat sich in den letzten Jahren bereits kontinuierlich verbessert und eingespielt.

Mehrere Stellungnehmer halten 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 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.

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 Absperrereinrichtung 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 → 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 → 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 Heizwärme (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 Netzpunkt. 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: → Wirkleistung, → Blindleistung und → Scheinleistung.
Leiterseile	Leiterseile 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	<p>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.</p>
Netzanschluss	<p>Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.</p>
Netzbetreiber	<p>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.</p>
Netzentgelt	<p>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.</p>
Netzentwicklungsplan	<p>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.</p>
Netzknoten	<p>Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.</p>
Netznutzungsfall	<p>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.</p>

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 → Wirkleistung und → 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 abzugeben. 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 energiewirtschaftliche 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 energiepolitischen 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 zusammengeschaltet 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 grenzüberschreitenden 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 Wechselstrom
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-Wechselstromnetz 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. Wechselstrom
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPIG	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 2019

Text

Referat 613