



Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025

dena-Netzstudie II

Konsortium 50Hertz Transmission / Amprion / DEWI /
EnBW Transportnetze / EWI / Fraunhofer IWES / TenneT

Kurzfassung, November 2010

KURZZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende dena-Netzstudie II behandelt die Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis zum Jahre 2020 und gibt einen qualifizierten Ausblick bis 2025. Sie knüpft damit an die Ergebnisse der dena-Netzstudie I „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ an, die im Februar 2005 veröffentlicht wurde und entwirft eine konzeptionelle Perspektive für geeignete Systemlösungen. In Teil I der dena-Netzstudie II werden regional differenzierte Szenarien der installierten Windleistung entwickelt, auf deren Grundlage Zeitreihen der Windenergieeinspeisung für Hoch- und Höchstspannungsknoten sowie Offshore-Windparks generiert werden. In Teil II werden die zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz und Optionen des Netzausbaus analysiert. Flexibilisierungsmöglichkeiten auf der Angebots- und Nachfrageseite des Stromsystems werden in Teil III untersucht. Die Studie zeigt konzeptionell den innerdeutschen Netzausbaubedarf für die vollständige Integration der erneuerbaren Energien bei kostenoptimaler Fahrweise der Kraftwerke und marktgetriebenem Stromaustausch mit dem Ausland im Rahmen der festgelegten Übertragungskapazitäten.

TEIL I: GENERIERUNG VON ZEITREIHEN DER STROMEINSPEISUNG AUS WINDKRAFT FÜR DAS JAHR 2020

Für die vorliegende dena-Netzstudie II erfolgte im Studienzeitraum eine Überprüfung der Szenarien der dena-Netzstudie I zum Windenergieausbau an Land und Offshore sowie zur Ausbauentwicklung anderer erneuerbarer Energien, um Marktentwicklungen und veränderte Rahmenbedingungen für die Untersuchung zu berücksichtigen. Die Gegenüberstellung der Szenarien 2007 der dena-Netzstudie I aus dem Jahr 2005 und der tatsächlichen Ausbauentwicklung bis 2007 zeigt insgesamt eine sehr gute Übereinstimmung, auch wenn regional Abweichungen aufgetreten sind. Für die dena-Netzstudie II wurden modifizierte Ausbauszenarien für 2015 und 2020 sowie ein qualifizierter Ausblick bis 2025 entwickelt und durch Beschlussfassung der Projektsteuerungsgruppe im Sommer 2008 eine Grundlage für die nachfolgenden Netzberechnungen im Rahmen der Studie festgelegt. Nach dem modifizierten Szenario für den Windenergieausbau an Land ergibt sich mit rund 37000 MW in 2020 ein um ca. 30% höheres Ausbaupotenzial gegenüber dem Szenario der dena-Netzstudie I. Als Grund ist i.W. die Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Windenergienutzung in Schleswig-Holstein, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sowie die Anpassung des für Niedersachsen und Brandenburg angenommenen Flächenbedarfswerts auf 7 Hektar pro MW installierter Windenergieleistung im modifizierten Szenario zu sehen. Für die Offshore-Windenergienutzung wird eine zeitlich um etwa fünf Jahre verzögerte Entwicklung gegenüber der dena-Netzstudie I erwartet. Im Ergebnis sieht das modifizierte Szenario der dena-Netzstudie II bis 2020 eine installierte Offshore-Windenergieleistung von 12000 MW in der Nordsee und 2000 MW in der Ostsee vor. Als Szenario für den Ausbau anderer erneuerbarer Energien wurde die in der BMU-Leitstudie 2008 erwartete Entwicklung übernommen. Insbe-

sondere durch die veränderte Ausbauerwartung für Photovoltaik-Anlagen führt dies gegenüber dem Szenario der dena-Netzstudie I nahezu zu einer Verdopplung der installierten Leistung aus anderen erneuerbaren Energien auf knapp 30000 MW bis 2020. Auf Grundlage des für die vorliegende dena-Netzstudie II entwickelten Szenarios des Windenergieausbaus werden Zeitreihen der Windenergieeinspeisung für das Jahr 2020 in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer räumlichen Auflösung von 1186 Onshore-Netzknoten (Hoch- und Höchstspannungsknoten mit Windenergieeinspeisung) und 46 Offshore-Windparks generiert. Die Erzeugung der Windleistungszeitreihen beruht im Gegensatz zur dena-Netzstudie I auf historischen Wetterdaten aus einem numerischen Wettermodell (Analysedaten des COSMO-DE-Modells des deutschen Wetterdienstes), wodurch eine deutliche Verbesserung zur dena-Netzstudie I erreicht wird. Die Wettermodelldaten, welche für die Jahre 2004 bis 2007 als Stundenwerte vorliegen, werden mittels physikalischer Modelle in die entsprechende elektrische Windleistung des Jahres 2020 transformiert. Bei der Transformation der Wettermodelldaten in die elektrische Leistung des Jahres 2020 werden die wesentlichen Einflüsse, wie die heutigen und zukünftigen Nabenhöhen und Leistungskennlinien der Windenergieanlagen (WEA), ihre gegenseitige Abschattung und die windparkinternen elektrischen Verluste berücksichtigt. Der Anteil von heute bereits errichteten WEA und noch bis zum Jahr 2020 zu errichtenden WEA ist durch die Annahmen zum Repowering vorgegeben. Für die zukünftigen WEA werden Onshore 110 m und Offshore 90 m als mittlere Nabenhöhe und eine On- bzw. Offshore-Modell-Leistungskennlinie angenommen. Auch die technische Verfügbarkeit von Windenergieanlagen wird in dem Simulationsverfahren mitbetrachtet, wobei im Fall der Offshore-Windenergie auch die Windgeschwindigkeitsabhängigkeit von WEA-Ausfällen und die erschwerte Zugänglichkeit von Offshore-WEA für Wartungszwecke abgebildet sind. Zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung auf 15 Minuten werden die Windgeschwindigkeiten der Wettermodelldaten durch eine geeignete Methode mit an Messmasten gemessenen Windgeschwindigkeiten aufgefüllt. Für die Umwandlung der so erzeugten Windgeschwindigkeitszeitreihen in Leistungszeitreihen werden sogenannte Windpark-Leistungskennlinien verwendet, die für ganze Windparks bzw. Netzknoten gültig sind und unter Verwendung der Leistungskennlinien der angeschlossenen WEA erzeugt werden. Zur Ermittlung der verschiedenen Parameter der Simulationsmodelle wird auf die Datenbasis von langjährigen Leistungsmessungen an 83 Windparks mit einer Nennleistung von insgesamt 3,2 GW zurückgegriffen. Die für das Jahr 2020 generierten Zeitreihen der Windenergieeinspeisung werden hinsichtlich ihrer für die Netzintegration wesentlichen Eigenschaften, wie ihren Volllaststunden oder ihren maximalen Gradienten, untersucht.

Für das Windjahr 2007 ergeben sich bei der simulierten Windenergieeinspeisung des Jahres 2020 Onshore ca. 2200 und Offshore ca. 4200 Volllaststunden. Zum einen ist daraus ersichtlich, dass Offshore sehr hohe Volllaststunden erzielt werden können. Zum anderen wird deutlich, dass höhere Nabenhöhen und eine verbesserte Anlagentechnologie auch Onshore deutlich die Volllaststundenzahl erhöhen. Außerdem wird bei der Analyse der Zeitreihen deutlich, dass ein Ausbau der Windenergie zur Verringerung der relativen Schwankungen der deutschlandweiten Windenergieeinspeisung führt. Diese Vergleichmäßigung bewirkt eine bessere Prognostizierbarkeit der Windenergieeinspeisung und eine Reduzierung des relativen Regelenergiebedarfs. Neben den Zeitreihen der Windenergieeinspeisung werden Zeitreihen der

Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen für das Jahr 2020 in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einer räumlichen Auflösung von Bundesländern ebenfalls mittels physikalischer Modelle und auf Grundlage von Wettermodellldaten generiert. Die Zeitreihen aus Teil I der vorliegenden Studie dienen als Grundlage für die Netzberechnungen in Teil II und die Regelenergieberechnungen in Teil III.

TEIL II: AUSWIRKUNGEN AUF DAS NETZ

Der Studienteil II behandelt die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz und technische Optionen für die künftige Entwicklung.

Methodik:

Im ersten Schritt wird die Übertragungsfähigkeit des bis 2015 als realisiert vorausgesetzten Übertragungsnetzes (siehe Annahmen) untersucht. Die Umsetzung dieser derzeit weitgehend noch nicht realisierten Netzausbauprojekte muss deshalb zur weiteren Integration der erneuerbaren Energien im gesellschaftlichen Konsens (Akzeptanz) mit Nachdruck vorangetrieben werden. Auf Basis der in Teil I ermittelten zukünftigen Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen und dem erwarteten konventionellen Kraftwerkspark für 2020 wird die mit diesem Netz nicht übertragbare Leistung bestimmt und der Einfluss von Optimierungsmaßnahmen abgeschätzt. Die aktuellen Technologien (Netzausbau, Temperaturmonitoring, Hochtemperaturseile, Kabel, Gleichstromübertragung, Speicher), werden anhand technisch/wirtschaftlicher Kriterien für eine Punkt-zu-Punkt-Übertragung gegenübergestellt und bewertet. Es wird als Alternative ein prinzipieller Lösungsvorschlag für ein großräumig vermaschtes Overlaynetz unter Einsatz der Gleichstromtechnik vorgestellt. Für den Einsatz der 380-kV-Drehstromtechnik werden die notwendigen Netzausbaumaßnahmen an Land konzeptionell dargestellt. Die seeseitige Anbindung der Offshore-Windparks wird konzipiert sowie die systemrelevanten Potenziale und Anforderungen an Windenergieanlagen (Kurzschluss- und Blindleistung, Inselnetzfähigkeit) werden aufgezeigt.

Annahmen:

Im Hinblick auf die Untersuchungsergebnisse haben folgende Annahmen, die zu Beginn der Studie einvernehmlich festgelegt wurden, besondere Bedeutung:

- Vollständige Integration der erneuerbaren Energien, d.h. EEG-Einspeisevorrang (keine Leistungsabregelung bzw. kein Einspeisemanagement)
- Kernenergieausstieg (install. Kraftwerksleistung aus Kernenergie in 2020: 6,7 GW)
- Modellendogene ökonomische Optimierung des deutschen Kraftwerksparks
- Europäischer Markt nur durch Kuppelleitungskapazitäten begrenzt
- Marktgetriebener Kraftwerkseinsatz für Gesamtdeutschland über 8760 h
- Planungsnetz 2015 (inkl. Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen gemäß dena-Netzstudie I und unter Berücksichtigung des EnLAG)

- Regionalisierung der Kraftwerkseinspeisungen gemäß 18-Regionen-Modell der ÜNB (vgl. Regionenmodelle Stromtransport der deutschen ÜNB)
- Annahme eines um 8% sinkenden Nettostromverbrauchs im Zeitraum 2008-2020

Abhängigkeit der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungsbedingungen und Technologien

Die Strombelastbarkeitsgrenze einer Freileitung hängt vor allem von der Leiterseiltemperatur bzw. dem entstehenden Durchhang ab, welcher wiederum maßgeblich vom Leiterstrom, der Außentemperatur, der Sonneneinstrahlung und der Windkühlung abhängt. Da die normativen Wetterbedingungen (35°C Außentemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit) zum großen Teil des Jahres nicht erreicht werden, bestehen zeitweilig Reserven.

Die Erfassung äußerer Bedingungen und letztlich der Leiterseiltemperatur selbst wird als „Freileitungs-Monitoring (FLM)“ bezeichnet und kann im Netzbetrieb, in der Netzbetriebsplanung sowie in der Netzplanung eingesetzt bzw. deren Auswirkungen berücksichtigt werden. Bei starker Windenergieeinspeisung ermöglicht die hohe windbedingte Leiterseilkühlung zwischen 50% zusätzliche Strombelastbarkeit im Norden und 15% im Süden Deutschlands (lokale Verhältnisse vernachlässigt). Bei mittlerer Windenergieeinspeisung sinken diese Potenziale deutschlandweit um jeweils ca. 10 %.

Die Berücksichtigung der Auswirkungen von FLM in der Netzplanung ist sowohl in Deutschland (erste Pilotversuche) als auch international noch nicht Stand der Technik. In der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb wird ein sehr vereinfachtes FLM in Form jahreszeitabhängiger Strombelastbarkeiten europaweit vereinzelt eingesetzt. Die Nutzung von Online-Wetterdaten im Netzbetrieb erfolgt bisher in Deutschland und in Europa nur in Einzelfällen.

Darüber hinaus können sogenannte „TAL“-Leiter aus hochtemperaturfestem Aluminium bis zu einer Leiterseiltemperatur von ca. 150°C eingesetzt werden, die eine Erhöhung der Strombelastbarkeit auf ca. 150% ermöglichen und Stand der Technik sind, wenngleich die dazugehörige Normung noch durchgängig erfolgen muss. Es ist in einer weiteren Untersuchung zu prüfen, ob die erhöhte Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung aller Randbedingungen in vollem Umfang genutzt werden kann, denn die Erhöhung des zulässigen Stromes allein kann nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichgesetzt werden. Auswirkungen auf die Netzdynamik, Spannungsstabilität/Blindleistungsdimensionierung, Winkelstabilität und betriebliche Reserven müssen berücksichtigt werden. Zusätzlich müssen alle primär- und sekundärtechnischen Komponenten des Stromkreises, bei dem der TAL-Leiter zum Einsatz kommen soll, für den höheren Übertragungsstrom ausgelegt sein. Des Weiteren sind gesetzliche Anforderungen (z.B. Grenzwerte für elektromagnetische Felder, Abstände, ausreichende Erprobung) einzuhalten.

Identifikation geeigneter Varianten zur Übertragung der Windenergieleistung

Verschiedene Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungstechnologien in Freileitungs- und Kabeltechnik wurden für die Übertragung hoher elektrischer Leistungen an Land über verschiedene Entfernungen untersucht und bewertet. Entsprechende Anbindungen von Offshore-Windparks wurden ebenfalls bewertet. Die Untersuchungen und Bewertungen erfolgten gemeinsam durch die Übertragungsnetzbetreiber und Hersteller (ABB und Siemens).

Die Bewertung von vier exemplarischen Übertragungsaufgaben mit unterschiedlichen Technologien (Wertepaar aus zu übertragender Leistung und Übertragungsentfernung als abstrakte Verbindung von einem Punkt A zu einem Punkt B ohne Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten) und die Erarbeitung einer Rangfolge zur Eignung für die jeweilige Übertragungsaufgabe erfolgte mit Hilfe verschiedener Kriterien.

Die Technologien mit Freileitung erweisen sich dabei für die hier untersuchten Übertragungsaufgaben als die am ehesten geeigneten Lösungen. Insbesondere für kleinere Übertragungsleistungen (1000 MW) und kürzere Strecken (100 km) zeigt die 380-kV-AC-Freileitung das mit Abstand beste Ergebnis. Bei den anderen Übertragungsaufgaben erweisen sich oft mehrere Übertragungstechnologien als nahezu gleichwertig. Insbesondere bei Streckenlängen größer 400 km oder noch höheren Übertragungsleistungen ist davon auszugehen, dass HGÜ-Lösungen Vorteile haben.

Insoweit ergibt sich bei einer zukünftigen Umsetzungsplanung in einem abzubildenden Erzeugungsszenario für die Übertragungsaufgabe ein entsprechendes Netzdesign mit der optimalen Übertragungstechnik.

Offshore-Windparks (OWP) sollten nach den vorliegenden Kenntnissen wie folgt angeschlossen werden:

- Ausbau der Cluster-Anschlussysteme mit VSC-HGÜ-Übertragungsstrecken (maximale Leistung von 1100 MW bis zum Jahr 2015 und 1360 MW bis zum Jahr 2020)
- Herstellung von AC-Einzelanschlüssen in Abhängigkeit von der installierten OWP-Leistung und der Übertragungsentfernung zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem Netzverknüpfungspunkt
- Weiterentwicklung zukünftiger Offshore-Anschlüsse nach 2015 bis 2020 weitgehend mit VSC-HGÜ-Technologie

Auch hier wird die Systemstabilität durch große Leistungseinspeisungen in eine Netzregion erheblich beeinflusst und ist in einer weiteren Untersuchung zu prüfen. In der Ostsee sind OWP-Anschlüsse als Erweiterung zu Interkonnektoren in Richtung Dänemark und Schweden denkbar. In der Nordsee wird im Auftrag der Anrainerstaaten ein mögliches „Nordseenetz“ in den nächsten Jahren untersucht.

Unter Berücksichtigung des notwendigen weiteren Entwicklungsbedarfs für DC-Multiterminallösungen sind, nach Klärung regulatorischer Rahmenbedingungen und Standardisierung der Gleichstromtechnologien, folgende Anwendungen denkbar:

- Transitleitung mit Zwischeneinspeisung von OWP
- Synergien zwischen einzelnen OWP-Clustern
- DC-Verbindung von OWP-Clustern in die Verbraucherschwerpunkte (landseitiger Übergang von DC-Kabel auf DC-Freileitung und Zwischeneinspeisung an Land)

Für alle hier untersuchten Varianten müssen, zusätzlich für die Anbindung der Offshore-Windparks, Seekabel mit einer Systemlänge von insgesamt 1500 km berücksichtigt werden, für die jährliche Kosten in Höhe von ca. 340 Mio. €/a entstehen (Kosten für den Betrieb der HGÜ, z.B. Instandhaltung und Reparaturen).

Identifikation der nicht übertragbaren Erzeugungsleistungen für das Jahr 2020

Zur Ermittlung der mit dem bis 2015 als realisiert betrachteten Übertragungsnetz nicht übertragbaren Erzeugungsleistungen wurden Ergebnisse von Marktsimulationen und eine vereinfachte Leistungsflussberechnung miteinander verknüpft.

Die Leistungsflussberechnung im Planungsnetz 2015 mit der Belastungssituation 2020 führt zur Ausweisung nicht übertragbarer Leistungen zwischen benachbarten Regionen.

Eine zusammenhängende Linie von Regionengrenzen mit dem Maximum der nicht übertragbaren Leistungen dient als Eingangsgröße für die Auslegung von zusätzlichen Speichern, mit dem Ziel, den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu minimieren. Die Ergänzung von frei am Markt agierenden Speichern reduziert allerdings die nicht übertragbare Erzeugungsleistung und somit den Netzausbaubedarf nur unwesentlich.

In weiteren Untersuchungen wurde die Einsatzmöglichkeit von Freileitungsmonitoring (FLM) bzw. von Hochtemperaturseilen (TAL) geprüft. Im Fall TAL liegen die nicht übertragbaren Leistungen niedriger als bei FLM. Die hierfür durchzuführenden Netzumbaumaßnahmen im Bestandsnetz wären jedoch deutlich teurer. Bei TAL sind im Vergleich zu konventioneller Beseilung höhere Seilkosten, Mastverstärkungen, Masthöhungen und Provisorien für den Umbau während des laufenden Betriebes sowie Abbruchkosten zusätzlich zu berücksichtigen und kämen damit praktisch einem Leitungsneubau gleich.

Optionen zur Systemoptimierung und Erweiterung in konkrete Maßnahmen

Die drei Varianten BAS, FLM und TAL mit ihren unterschiedlichen Stromkreis-Belastbarkeitsgrenzen wurden mit den drei Speichervarianten (0 / 50 / 100 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistungen) zu insgesamt neun Varianten kombiniert, für die der Zubaubedarf zwischen 2015 und 2020 ermittelt wurde.

Mit dem PTDF-Verfahren konnte der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität zwischen den Regionen abgeschätzt werden. Mit der Analyse von Übertragungstechnologien konnte die technisch und wirtschaftlich günstigste Technologie unter den gegebenen Randbedingungen identifiziert werden. Dies ist die doppelsystemige 380-kV-Drehstrom-Freileitung, ausgelegt auf eine thermische Stromtragfähigkeit von 4000 A pro Stromkreis.

Kurzschluss- und Blindleistung von Erzeugungseinheiten

Die Einspeisung von Kurzschluss- und Blindleistung in das Übertragungsnetz wird in Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien abnehmen. Mit Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien kann auf Grund ihrer Einbindung in unterlagerte Spannungsebenen nur in begrenztem Maße eine Stützung des Transportnetzes erreicht werden.

Kurzschlussleistung kann auch durch Vermaschung mit den ausländischen Verbundnetzen und der dortigen noch überwiegend konventionellen Einspeisung bereitgestellt werden. In weitergehenden Untersuchungen muss der zusätzliche Bedarf an netzseitigen Kompensations-einrichtungen ermittelt werden, um auch zukünftig über ein ausreichendes Niveau an Kurzschlussleistung zu verfügen.

Die durch die Verdrängung konventioneller Erzeugung bei hoher Einspeisung aus regenerativer Erzeugung verminderte Verfügbarkeit von Blindleistung und der gleichzeitige Mehrbedarf durch die zunehmende Belastung der Transportleitungen muss durch zusätzliche Blindleistungskompensationseinrichtungen bereit gestellt werden.

Verhalten bei Spannungseinbrüchen

Die heutigen Netzanschlussregeln sind so ausgelegt, dass Abschaltungen der Erzeuger, z.B. Windenergieanlagen, bei konzeptgemäßer Klärung eines Fehlers im Übertragungsnetz weitgehend vermieden werden. Moderne Windenergieanlagen, die neu ans Netz angeschlossen werden, verfügen dementsprechend über Mechanismen, um tiefe Spannungseinbrüche zu durchfahren, während jedoch ein Großteil der Bestandsanlagen diese Anforderungen nicht vollständig erfüllt. Darüber hinaus bestehen grundsätzlich noch weitergehende, technisch bereits erprobte Möglichkeiten zur Spannungsstützung durch Windenergieanlagen, die sich allerdings im Wesentlichen nur auf den Netzbereich und die Spannungsebene auswirken kann, in dem die Anlagen angeschlossen sind. Bei der zukünftigen Entwicklung leistungsfähiger Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sollten die heute bereits verfügbaren Verfahren genutzt bzw. durch noch netzverträglichere Konzepte ersetzt werden.

Inselnetzfähigkeit und Netzwiederaufbau bei Großstörungen

Mit abnehmender Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke müssen längerfristig auch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien vorbereitet werden, einen Beitrag zum Netzwiederaufbau zu leisten.

Zukünftige moderne Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien können sich grundsätzlich angemessen an der Frequenzregelung beteiligen und bringen die Voraussetzung für eine stabile Frequenzregelung vom Verbund getrennter Teilnetze und während eines Netzwiederaufbaus mit und können somit einen Beitrag zur Wiederherstellung der Versorgung entsprechend dem gesicherten Winddargebot leisten. Hierfür sind einerseits dezentrale Regelmechanismen durch die einzelnen Anlagen notwendig, andererseits wird eine zentrale Steuerbarkeit von z.B. Windpark-Clustern erforderlich, um bei Gefährdungen des Gesamtsystems oder im Rahmen eines Netzwiederaufbaus die Einspeisung den Erfordernissen gezielt anpassen zu können. Aufgrund der fehlenden rotierenden Massen ist ein Inselbetrieb ausschließlich über Umrichter gespeister Erzeugungsanlagen nicht möglich.

Die Schwarzstartfähigkeit und damit ein Netzwiederaufbau ist ausgehend von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien prinzipiell möglich, wenn hierfür zusätzliche kostenintensive Hilfsenergie bereitgestellt wird.

Netztechnische Gesamtbewertung

Als Ergebnis der Studie zeigt sich bei Berücksichtigung der vereinbarten Annahmen ein Zubaubedarf von ca. 3600 km Trassenlänge für die Variante BAS. In der Variante FLM ist der Zubaubedarf mit einer Trassenlänge von ca. 3500 km nur geringfügig niedriger. Zusätzlich müssten jedoch Leitungen im Bestandsnetz auf einer Trassenlänge von über 3100 km inklusive der zugehörigen Schaltanlagen modifiziert und erweitert werden. In der Variante TAL ist der Zubaubedarf mit einer Trassenlänge von ca. 1700 km deutlich geringer. Zusätz-

lich müssten in der Variante TAL jedoch Leitungen des Bestandsnetzes mit einer Trassenlänge von rund 5600 km inklusive der zugehörigen Schaltanlagen modifiziert und erweitert werden. Dieser Umbau würde einen erheblichen Zeitraum beanspruchen, weil zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes immer nur eine geringe Anzahl von zu ertüchtigenden Stromkreisen gleichzeitig abgeschaltet werden kann. Der benötigte Bedarf an zusätzlichen Leitungen in den Varianten BAS bzw. FLM entspricht ca. 30 % des für das Jahr 2015 erwarteten Umfangs der 380-kV-Netze.

Die Netzuntersuchungen zeigen, dass der Einsatz zusätzlicher regionaler Energiespeicher am freien Markt nicht zu der erwünschten Netzentlastung führt. In der vorliegenden Studie wurde oftmals ohne Berücksichtigung der Netzbelange das preisgünstigste verfügbare Kraftwerk zum Ausgleich der eingespeicherten Leistung eingesetzt. Da dieses Kraftwerk in den untersuchten Szenarien oftmals gemeinsam mit dem Speicher auf der gleichen Seite des Engpasses lag, konnte kein entgegengesetzter netzentlastender Leistungsfluss generiert und somit auch kein nennenswerter Rückgang des zusätzlichen Netzausbaubedarfs durch den Einsatz von Speichern identifiziert werden.

In fünf weiteren Varianten wurden Sensitivitäten betrachtet. In der Variante PSW mit erhöhter Leistung der Pumpspeicherwerke in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz ergibt sich ein im Vergleich zur BAS-Variante erhöhter Zubaubedarf mit ca. 4200 km Trassenlänge. In der Variante GIL wird der flächendeckende Einsatz von gasisolierten 380-kV-Leitungen betrachtet, für den fast 3400 km Trassenlänge erforderlich wären.

Für die Varianten unter Verwendung von Gleichstrom wird zugrunde gelegt, dass die ab dem Jahr 2015 bestellbaren Gleichstromkabel bei einer Spannung über 300 kV eine Übertragungsleistung von 1100 MW je System bereitstellen können. In der Variante HYB wird beispielhaft eine großräumige Gleichstromverbindung modelliert, die Nord- und Süddeutschland über eine ca. 800 km lange Trasse direkt verbindet. Zur Erreichung einer hohen Auslastung entsprechend 5800 h/a mit Volllast sind dafür vier Gleichstromsysteme á 1100 MW in einer Trasse erforderlich. Der Zubaubedarf im Drehstromnetz verringert sich dabei gegenüber der Variante BAS um 500 km auf 3100 km. In den Varianten VSC1 (Multiterminal-Betrieb) und VSC2 (Punkt-zu-Punkt-Verbindungen) wird der identifizierte Übertragungsbedarf mit Kabelsystemen á 1100 MW durch gesteuerten Lastfluss gedeckt. Zielfunktion der Lastflusssteuerung ist die Vermeidung von Überlastungen im Bestandsnetz. Es werden keine Drehstromleitungen zugebaut. Die Möglichkeit zur Bereitstellung von Blindleistung wird vorausgesetzt. Mit einem Zubaubedarf von jeweils 3400 km Trassenlänge unterscheiden sich die Varianten VSC1 und VSC2 nur durch die Anzahl der Konverterstationen und die Betriebskonzepte.

Die so bestimmten Mengengerüste für die neun Hauptvarianten und die fünf Sensitivitätsvarianten bilden eine Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung des Netzausbaus, in die auch die Kosten der Blindleistungskompensationsanlagen und der Netzverluste einfließen. Die jährlichen Kosten für den Netzausbau an Land inklusive Betriebs- und Verlustkosten liegen für die Varianten BAS und FLM mit ca. 0,6 Mrd. € in vergleichbarer Größenordnung.

Flächendeckend eingesetztes FLM kann nach Realisierung der für Norddeutschland bereits vorbereiteten Maßnahmen die notwendigen zusätzlichen Übertragungsstrecken nur unwesentlich reduzieren. Bei Nutzung der hierdurch entstehenden zusätzlichen Übertragungsfähigkeit

des bis 2015 geplanten Übertragungsnetzes verändert sich der Leistungsfluss räumlich gegenüber der BAS-Variante, so dass an anderer Stelle ein zusätzlicher Netzausbau mit vergleichbarem Volumen und Kosten wie in der BAS-Variante erforderlich wird.

Die Anwendung von Hochtemperatur-Leiteseilen (Umrüstung bestehender Leitungen zzgl. Betriebs- und Verlustkosten) führt unter Berücksichtigung des zusätzlich noch erforderlichen Netzausbaus an Land zu Jahreskosten in Höhe von rund 1,3 Mrd. €, die somit mehr als doppelt so hoch wie in der Basisvariante sind.

Da der flächendeckende Einsatz von FLM oder TAL jeweils wirtschaftlich als nicht Ziel führend ausgewiesen wird, wird erwartet, dass großmaßstäbliche Kombinationen dieser beiden Optionen nicht zu günstigeren Werten führen werden, als die Basisvariante ausweist. Dass in Einzelfällen der Einsatz von FLM oder TAL einen Beitrag zur Deckung des Netzausbaubedarfs leisten kann, ist damit nicht ausgeschlossen.

In der Sensitivitätsvariante HYB betragen die Jahreskosten für den Netzausbau an Land rund 1 Mrd. € und sind somit nahezu doppelt so hoch wie die BAS-Variante. In der Variante GIL betragen die jährlichen Kosten für den Netzausbau an Land ca. 4,5 Mrd. € und sind damit mit Abstand am teuersten. Die VSC-Varianten liegen zwischen 1,7-2,4 Mrd. €/a für den Ausbau des Netzes an Land. Damit ist die komplette Verkabelung des zusätzlich benötigten Übertragungsnetzes in Gleichstromtechnik gegenüber einer reinen Drehstrom-Freileitungslösung um den Faktor 3-4 teurer.

TEIL III: MÖGLICHKEITEN DER ERHÖHUNG VON FLEXIBILITÄTEN IM ELEKTRIZITÄTSSYSTEM ZUR OPTIMALEN INTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der dritte Teil der dena-Netzstudie II untersucht Möglichkeiten, das deutsche Stromsystem flexibler zu gestalten, um die Integration großer Mengen erneuerbarer Energien zu unterstützen.

Im Einzelnen analysiert werden:

- die Wirkung einer verbesserten Prognosegüte der Windstromeinspeisung,
- die Potentiale von Demand Side Management in Industrie und Haushalten,
- die Bereitstellung von Regelleistung durch die regenerativen Energieerzeuger selbst, und
- der Einsatz bewährter und neuer Speichertechnologien.

Berücksichtigt werden zudem Flexibilitäten im konventionellen Kraftwerkspark. Die Rückwirkungen der untersuchten Optionen auf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und ihren Einsatz werden im Rahmen eines Szenarios bis zum Jahr 2020 dargestellt.

Im Zusammenspiel von Studienteil II (Netz) und Teil III (Erzeugungssystem) wird ferner der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität zur Netzintegration von erneuerbaren Energien und Entlastung von Netzengpässen abgeschätzt. Hierbei werden auch die Möglichkeiten regionaler Speicher berücksichtigt.

Methodik

Die Analyse erfolgt mit volkswirtschaftlichen Optimierungsmodellen des Elektrizitätsmarktes. Hierbei werden die oben genannten Flexibilitätsoptionen im Detail implementiert. Im Rahmen eines Szenarios werden der im Jahr 2020 installierte Kraftwerkspark sowie der stundenscharfe Kraftwerkseinsatz abgeschätzt. Die Daten finden Eingang in Netzberechnungen, über die Engpässe identifiziert und der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität ermittelt werden.

Annahmen

Die Studie untersucht die vollständige Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem bei einem unterstellten starken Ausbau insbesondere der Windenergie: Für das Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung der Onshore-Windenergieanlagen annahmegemäß 37 GW. Offshore-Anlagen gehen mit 14 GW Leistung in die Berechnungen ein. Hinzu kommen ebenfalls stochastisch einspeisende Kapazitäten für Photovoltaik (18 GW in 2020) sowie Strom einspeisung aus weiteren erneuerbaren Energien (Biomasse, Geothermie). Gleichzeitig sinkt die Stromnachfrage im Zeitraum 2008-2020 annahmegemäß um 8 %.

Die angenommenen Primärenergiepreise basieren auf einem Rohölpreis von gut 100 \$(2007)/bbl im Jahr 2020. Neben den heute bestehenden Kraftwerken werden diejenigen Kraftwerke als exogene Vorgabe berücksichtigt, die sich bis zum Jahr 2008 im Bau befanden (10,3 GW). Das Modell ermittelt den darüber hinaus nötigen Kraftwerkszubau bis 2020. Im Rahmen der Studie ist ein Kernenergieausstieg gemäß der bis kurz vor Studienabschluss geltenden Gesetzeslage unterstellt.

Kraftwerkspark im Jahr 2020

Trotz sinkender Nachfrage steigt die installierte Kapazität bis 2020 deutlich an. Der Grund hierfür ist der starke Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere der Windkraft. Diese muss durch konventionelle Erzeugungskapazitäten abgesichert werden, um die erwartete Jahreslastspitze sicher bedienen zu können.

Das im Rahmen des Szenarios kosteneffiziente Ergebnis zeigt einen deutlichen Zubau an Braunkohle-Kapazitäten bis 2020 (4 GW). Der regional abgebaute Energieträger bleibt günstig, während die Weltmarktpreise für Gas und Kohle annahmegemäß steigen. Die Erzeugungskapazitäten für Elektrizität aus Gas sinken um 8,8 GW. Das Modell ergibt zudem 6,8 GW weniger Kohlekraftwerke in 2020.

Auf Basis dieser Kapazitäten wird Strom im Jahr 2020 zu 2/3 in Kern-, Gas- und Kohlekraftwerken erzeugt. Der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung steigt im Zeitraum 2008-2020 von 7% auf 27%.

Entlastung des Strommarkts durch zusätzliche Flexibilität im Erzeugungssystem

Um bei schwankender Stromeinspeisung vor allem durch Windenergie Angebot und Nachfrage auf dem Elektrizitätsmarkt auszugleichen, werden die untersuchten Möglichkeiten zur Erhöhung der Systemflexibilität im betrachteten Szenario unterschiedlich stark genutzt. Zunächst lässt sich der Ausgleichsbedarf durch eine Reduktion des **Windprognosefehlers** bis

2020 dämpfen. Für die Onshore-Windkraftanlagen wird eine Verbesserung der Prognosen um etwa 45% erwartet.

Die (Preis-) Steuerung der Stromnachfrage bei Abnehmern in Industrie, Gewerbe und Privathaushalten wird mit dem Begriff **Demand Side Managements** (DSM) umschrieben. Solche Maßnahmen sind vor allem in der Industrie wirtschaftlich, da die erforderlichen Investitionen in Informations- und Kommunikationseinrichtungen bezogen auf die relevanten Stromleistungen vergleichsweise gering sind. Unter den Vorgaben des Referenzszenarios ist wirtschaftliches Potential beispielsweise in der Chloralkalielektrolyse, Aluminiumelektrolyse, Elektrostahlerzeugung, bei der Verwendung von Zementmühlen oder in der Holzstoffproduktion zu finden. Im Haushaltssektor sind die Investitionskosten aufgrund der kleinteiligen Anwendungen im betrachteten Szenario bis 2020 noch zu hoch. Geringe DSM-Potentiale sind allenfalls bei Nachtspeicheröfen und der elektrischen Warmwasserbereitung sowie Heizungsumwälzpumpen wirtschaftlich. Insgesamt wird der Bedarf an positiver Regelleistung im Modell im Jahr 2020 zu ca. 60% durch DSM gedeckt, der Bedarf an negativer Regelleistung zu ca. 2%. Lastverschiebung und Lastabwurf machen zusammen weniger als 1% der deutschen Bruttostromnachfrage abzüglich Kraftwerkseigenverbrauch aus. Die Lastglättung durch DSM reduziert den Bedarf an Spitzenlastkraftwerken im Szenario um ca. 800 MW. Weitere DSM-Potentiale, z.B. von Querschnittstechnologien wie Kälteprozesse oder Druckluftanwendungen werden in einer ergänzenden Untersuchung im Anhang dargestellt.

Das Ergebnis der Strommarktmodellierung deutet darauf hin, dass positive **Regelleistung durch Windenergieanlagen** nur bei einer Kombination von starker Windenergieeinspeisung, niedriger Last und einem hohen Lastgradienten im Stromsystem kosteneffizient ist. Derartige Situationen werden im Szenario für 2020 in Nachtstunden identifiziert. Negative Regelleistung dagegen sollte im Jahr 2020 weit überwiegend durch Windenergieanlagen bereitgestellt werden. Dies bedeutet, die Anlagen lastabhängig herunterregeln zu können.

Trotz zunehmender Volatilität der Last und damit verbundenen Strompreisschwankungen werden nicht-konventionelle **Speichertechnologien** wie Druckluft- und Wasserstoffspeicher im Rahmen des betrachteten Szenarios bis 2020 (noch) nicht marktgetrieben zugebaut. Die Preissignale am deutschen Strommarkt reichen auch nach Berücksichtigung der zusätzlichen Windenergieeinspeisung hierfür nicht aus. Ein deutlicher Zubau an Pumpspeicherwerken im Süden Deutschlands, wie derzeit in der Diskussion, würde einen Teil der Gaskraftwerke zur Deckung der Spitzenlast ersetzen.

Kosteneffekte

Durch den Windstrom werden im konventionellen Stromerzeugungssystem Kosten- und CO₂-Einsparungen erzielt, welche den zusätzlichen Kosten des Windstroms gegenüber gestellt werden. Im Jahr 2020 spart jede Megawattstunde Strom aus Windkraft im konventionellen Erzeugungssystem 77 € (nominal im Jahr 2020). Bei einer durchschnittlichen Vergütung von 127 €/MWh liegen die Netto-Kosten der Windenergie im Jahr 2020 bei 50 €(2020)/MWh.

Pro erzeugter MWh Windenergie in Deutschland werden im Jahr 2020 im europäischen Erzeugungssystem 590 kg CO₂ vermieden. Daraus ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten von real 66 €(2007)/t CO₂. Dies ist einem CO₂-Preis im betrachteten Szenario von 37 €(2007)/t gegenüber zu stellen.

Systemwirkung zusätzlicher Speicher

Nicht-konventionelle Speicher wie z.B. Druckluftspeicher oder Wasserstoffspeicher erweisen sich im Rahmen der betrachteten Szenarien bis 2020 als nicht wirtschaftlich, sie werden nach den Modellrechnungen unter den derzeitigen Marktregeln nicht zugebaut. Die Deckungsbeiträge durch Stromeinspeicherung zu off-peak-Zeiten mit niedrigen Strompreisen und Auspeicherung bzw. Stromverkauf zu peak-Zeiten mit hohen Strompreisen reichen im Rahmen der Szenariorechnung nicht aus, um die Festkosten der Speicher einzuspielen.

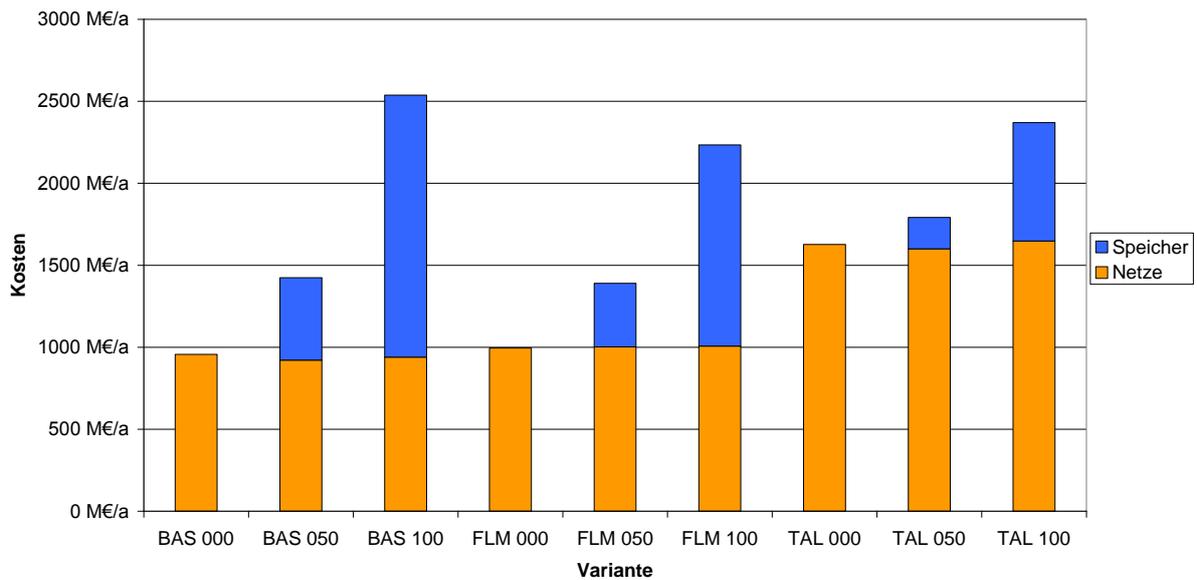
Auch bei zusätzlicher Berücksichtigung einer netzorientierten Fahrweise durch kostenfreie Einspeicherung der als nicht-integrierbar identifizierten Erzeugungsleistung erweisen sich die Speicher als nicht wirtschaftlich. Der Grund sind ihre vergleichsweise geringen Wirkungsgrade und die hohen Investitionskosten. Ein Speicher zur Integration der gesamten nicht übertragbaren Leistungen ohne Nutzung von FLM und TAL würde jährlich knapp 1,6 Milliarden Euro kosten.

Die Erzeugungsmodellierung mit zusätzlichen Speichern wird in Teil II dieser Studie mit Lastflussmodellen zur Berechnung von Netzengpässen gekoppelt. Ergebnis dieser Modellrechnungen ist, dass die Speicher - unter der Maßgabe einer vollständigen Integration von Erzeugungsleistung insbesondere aus Windenergie - nur unwesentlich zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beitragen. Der Grund hierfür ist, dass der optimierte Speichereinsatz im Netz zu veränderten Stromflüssen führt, die wiederum an die Kapazitätsgrenzen des Übertragungsnetzes stoßen.

WIRTSCHAFTLICHE GESAMTBEWERTUNG

Insgesamt wurden neun Varianten berechnet. Betrachtet wurden jeweils das bestehende Netzsystem (BAS), ein mit Freileitungsmonitoring ausgerüstetes System (FLM) und ein System mit Berücksichtigung von Hochtemperaturseilen (TAL). Zusätzlich wurden Speicher betrachtet, die entweder die gesamte (100) oder die Hälfte (050) der nicht-übertragbaren Leistungen aufnehmen. 000 steht für das jeweilige System ohne einen exogenen Zubau von Speichern zur Netzentlastung.

Abbildung: Jährliche Kosten



Aus den neun berechneten Varianten ergeben sich für den Anschluss der Offshore-Windparks (ca. 340 Mio. €/a), die Verstärkung und den Ausbau des Übertragungsnetzes an Land und die küstennahen Speicher Kosten zwischen 950 Mio. und 2,36 Mrd. €/Jahr. Unter den gegebenen Annahmen ergibt sich als kostengünstigste Lösung ein Ausbau des Netzes mit konventioneller Technik und ohne den Einsatz von Speichern. Zusätzliche nicht-konventionelle Speicher wie Druckluft- und Wasserstoffspeicher unmittelbar vor den Netzengpässen würden die Systemkosten deutlich erhöhen, die Netze jedoch unter den gegebenen Randbedingungen kaum entlasten.

BETRACHTUNG DER AUSWIRKUNGEN EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG (LZV) VON KERNKRAFTWERKEN AUF DIE ERGEBNISSE DER STUDIE

Kurz vor der finalen Abstimmung des Berichtes entschied der Bundestag am 28.10.2010 die Laufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland zu verlängern. Da ein Einfluss dieser Entscheidung auf den Netzausbau erwartet wird, hat das Bearbeiterkonsortium in Abstimmung mit der dena die Auswirkungen mit einer vereinfachten Methode untersucht.

Die Überprüfung für die Regionengrenzen mit dem größten Übertragungsbedarf ergab, dass für den Zielzeitpunkt der Untersuchung im Jahr 2020 dort keine signifikanten Veränderungen für den notwendigen in der Studie ausgewiesenen Netzausbaubedarf zu erwarten sind. Mit den verzögerten Veränderungen im Kraftwerkspark können sich regional Veränderungen in Umfang und Abfolge des Netzausbaubedarfs während der Übergangsphase von heute bis zum Jahre 2020 ergeben. Nach Ablauf der geplanten KKW-Laufzeitverlängerung nähert sich das LZV-Szenario hinsichtlich der KKW-Leistung dem in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegten Ausstiegsszenario an. Nähere Ausführungen finden sich im Anhang.

AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN

1. Als wesentliches Ergebnis der Studie ist festzuhalten, dass für das hinterlegte Erzeugungsszenario 2020 ein umfangreicher **Netzausbau** erforderlich ist, der künftig mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien Schritt halten muss, um ihre vollständige Integration in das Übertragungsnetz zu gewährleisten. Während bis 2015 entsprechend der dena-Netzstudie I zusätzliche Trassen mit einer Gesamtlänge in Höhe von 850 km benötigt werden, nimmt der Trassenbedarf bis 2020 mit einer Länge von weiteren 3600 km rapide zu. Bereits jetzt ist ein zeitlicher Verzug in der Umsetzung der Maßnahmen aus der dena-Netzstudie I feststellbar, so sind aktuell erst rund zehn Prozent der genannten Trassenlängen realisiert. Aus diesen Gründen sind die Genehmigungsverfahren für den Netzausbau zu beschleunigen, die Akzeptanz dafür in der Öffentlichkeit zu erhöhen und zudem der Einsatz alternativer Technologien bei der künftigen Netzplanung zu untersuchen.

2. Die Optionen zur Minimierung des erforderlichen Netzausbaus ergeben nur begrenzte Potenziale:

- **Freileitungsmonitoring** hat nur in nördlichen Regionen einen signifikanten Nutzen hinsichtlich der optimalen Nutzung und Flexibilisierung des Bestandsnetzes, weil dort eine windbedingte Kühlung der Leiterseile zu Zeiten mit hohem Transportbedarf gewährleistet ist.
- Der großräumige Einsatz von **Hochtemperaturseilen** in vorhandenen Trassen erfordert die Errichtung neuer Masten, um die erhöhten Bodenabstände einzuhalten. Die hierfür notwendigen Investitionen sind höher als ein additiver Neubau in konventioneller Technik mit normalen Masthöhen. Darüber hinaus muss geprüft werden, in welchem Umfang der Neubau in vorhandenen Trassen realisierbar ist, da die entsprechenden Stromkreise bzw. Leitungen während des Umbaus nicht verfügbar sind und somit die Maßnahmen nur sukzessive durchgeführt werden können (ggf. nur mittels zeit- und kostenintensiver Provisorien). Auf Grund dieser Aspekte wird der nutzbare Einsatz von Hochtemperaturseilen sehr begrenzt sein.

Darüber hinaus ist die Auswirkung großräumig erhöhter Stromkreisauslastungen im Hinblick auf Schutz- und Stabilitätsfragen des Übertragungsnetzes zu untersuchen. Beispielsweise ist zu prüfen, inwieweit der Betrieb der Leitungen an ihrer thermischen Belastungsgrenze möglich ist.

3. Die vorgestellten **Technologievarianten** sind im Hinblick auf ihre Systemintegration, Verfügbarkeit und Zukunftsfähigkeit zu bewerten. Es besteht ein hoher F&E-Bedarf zu Fragen des Verbundbetriebs, der Systemsicherheit und der Technologieauswahl. Es muss beachtet werden, dass für großräumige hohe Übertragungsaufgaben nur erprobte Technik zum Einsatz kommen kann und diese für die Entwicklungsschritte in dem benötigten Umfang zeitgerecht zur Verfügung stehen müssen. Im Hinblick auf die Planung und Projektierung der Maßnahmen sowohl auf Hersteller- wie auch auf Netzbetreiberseite ist ein Signal der Politik und des

Gesetzgebers notwendig, welche technische Option gegebenenfalls trotz höherer Kosten, u.a. auch aus Akzeptanzgründen, bevorzugt wird. Um rechtzeitig betriebliche Erfahrungen zu sammeln und die geforderte hohe Betriebszuverlässigkeit zu erzielen, werden Pilotprojekte für ausgewählte Technologien empfohlen, wie z.B. für:

- Hochstrombetrieb mittels TAL, HTLS, Leiterseilmonitoring und
- Freileitungen mit AC/DC-Hybridbetrieb.

Damit geeignete Betriebsmittel zeitgerecht zur Verfügung stehen, ist eine angemessene Förderung und zeitgerechte Bewilligung der verbleibenden, nicht vermeidbaren Aufwendungen zur Finanzierung der Realisierung durch die BNetzA Voraussetzung.

4. Die **Fähigkeiten von Windenergieanlagen** zur

- Spannungsstützung bzw. Bereitstellung von Kurzschluss- und Blindleistung,
- Beherrschung von Spannungseinbrüchen bei Netzfehlern und
- Frequenzstützung und Inselnetzfähigkeit

sind gemeinsam mit den Herstellern weiterzuentwickeln. Während die Spannungs- und Blindleistungsregelung vorrangig zur Verringerung von Ausfallzeiten für die Windparks von lokaler Bedeutung ist, sind die Beherrschung von Netzfehlern und die Frequenzstützung/Inselnetzfähigkeit Voraussetzung für die Wahrung der Systemsicherheit. Aufgrund ihrer Netzeinbindung vorwiegend in unterlagerten Spannungsebenen können WEA kaum zu dem im Transportnetz benötigten Bedarf an Kurzschluss- und Blindleistung beitragen.

5. Zur Integration von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen in das Stromnetz und Erzeugungssystem ist ein **Ausgleich der resultierenden Schwankungen** unerlässlich. Dies erfordert die Bereitstellung und den gezielten Einsatz ausreichender Spitzenlastkapazitäten sowie ein insgesamt flexibleres Stromsystem, um der erhöhten Variabilität auf Spot- und Regelmärkten zu begegnen. Der Regelleistungsbedarf wird maßgeblich durch die Güte der Windprognose beeinflusst.

Bei weiterhin starkem Windenergieausbau können verbesserte Windprognosen den Regelleistungsbedarf auf einem relativ niedrigen Niveau halten. Wie Erfahrungen im Sommer 2010 gezeigt haben, stellt sich mittlerweile bei der Photovoltaik ein vergleichbares Problem heraus. Die Prognosequalität sowie die Kenntnisse über den Anlagenbestand müssen kurzfristig signifikant verbessert werden. Neben einer Verbesserung des Prognosefehlers bestimmen die Vorlaufzeiten für die Vermarktung der Windenergie und der Photovoltaik die Regelleistungsdimensionierung. Es ist deswegen geplant, die Vorlaufzeiten für die Vermarktung an der Strombörse deutlich zu reduzieren.

Ein kleiner Teil der erforderlichen Flexibilität könnte auch durch die gezielte (Preis-) Steuerung der Stromnachfrage bereitgestellt werden (Demand Side Management). Eine gezielte Förderung dieser Konzepte auf Basis von Smart Metern könnte die Erschließung der Potentiale steigern und den Bedarf an Regelleistung vermindern. Wichtig ist die Verwendung bidirektionaler Technik, welche die zentrale Nachfragesteuerung unterstützt.

Unter Berücksichtigung der Förderung und des Vorrangs der erneuerbaren Energien und der Erfüllung der Klimaschutzziele stellt die Drosselung von Windenergieanlagen in windstarken

und lastschwachen Zeiten eine wichtige Möglichkeit der Gesamtsystemoptimierung dar und sollte vertieft untersucht werden.

Weiterhin ist zu untersuchen, welchen Beitrag intelligent gesteuerte virtuelle Kraftwerke, bei denen Windenergieanlagen kommunikationstechnisch mit Energiespeichern und anderen Erzeugern verknüpft sind, zur zukünftigen Energieversorgung und insbesondere zur Erbringung von Systemdienstleistungen liefern können und welche Rahmenbedingungen für ihre Integration notwendig sind.

6. **Energiespeicher**, und hier insbesondere zusätzliche Pumpspeicher in Süddeutschland, können ebenfalls einen Beitrag zur Bereitstellung von Spitzenkapazität und zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten. Um in windstarken Zeiten nicht übertragbare Leistung aufzunehmen und in engpassfreien Zeiten wieder auszuspeisen, müssten Speicher allerdings in geographischer Nähe zu den Windenergieanlagen installiert werden. Im Norden Deutschlands sind die Gegebenheiten für Speichertechnologien wie Druckluftspeicher oder Wasserstoffspeicher günstig – aber mit hohen Kosten verbunden. Die Studie zeigt, dass ein Zubau dieser teuren Speicher bis 2020 unter Wirtschaftlichkeitsaspekten und derzeitigen Marktregeln nicht zu erwarten ist. Diese Speicher erweisen sich selbst dann als nicht wirtschaftlich, wenn zusätzlich eine kostenfreie Einspeicherung der nicht-integrierbaren Erzeugungsleistung berücksichtigt wird. Hier besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um die Wirkungsgrade der Speichertechnologien zu steigern und ihre Kosten zu senken.

7. Neben den technischen Herausforderungen sind unter den gegebenen Rahmenbedingungen zunehmend bereits heute ökonomisch ungünstige Entwicklungen zu beobachten und künftig vermehrt zu erwarten (z.B. negative Strompreise). Daher sollte untersucht werden, inwieweit modifizierte **Rahmenbedingungen** zu einer technisch-wirtschaftlich vorteilhaften Entwicklung des Gesamtsystems aus Erzeugungseinheiten, Verbrauchern und Netzen einwirken können. Dies betrifft insbesondere heutige gesetzliche Regelungen, die einen Netzausbau in dem Ausmaß fordern, mit dem grundsätzlich kein Eingriff in die Erzeugung erforderlich ist (freier Markt und freier Netzzugang, Vorrang EEG). Es sind Systemstudien erforderlich, um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbaugrad und dem notwendigem Eingriff in die Erzeugung bzw. in den Markt aufzuzeigen.

8. Es bedarf personeller Ressourcen bei den mit der Genehmigung von Infrastrukturprojekten beauftragten Behörden, um den Umfang an Verfahren führen zu können. Der erhebliche Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität im Zeitraum von 2015 bis 2020 stellt hohe Anforderungen an alle Beteiligten (Netzbetreiber, Hersteller, Genehmigungsbehörden, Einspeiser, Öffentlichkeit, etc.), die eine enge **Kooperation und Koordination** erfordert.

9. **Ausblick auf den Zeitraum nach 2020**: Die Klimaziele und Erzeugungsszenarien der EU und der Bundesregierung lassen erwarten, dass die langfristigen Übertragungsaufgaben noch deutlich über die Aufgaben hinausgehen werden, die in der dena-Netzstudie II spezifiziert werden. Insbesondere bei einer Umsetzung des Energiekonzeptes und dem vorgesehenen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 ist ein weiterer signifikanter Netzausbau

erforderlich. Dies muss bei Auswahl der Technologien und topologischen Festlegung des zuzubauenden Übertragungsnetzes berücksichtigt werden. Wie sich das langfristige europäische Zubaunetz („Overlaynetz“) gestalten wird, ist Gegenstand intensiver Diskussionen, bei der technische Randbedingungen auf Europäischer Ebene definiert und harmonisiert werden sollen. Im Betrachtungszeitraum der dena-Netzstudie II sind verfügbare Technologien teilweise noch nicht geeignet, in einem späteren Overlaynetz wesentliche Übertragungsaufgaben zu übernehmen, so ist z. B. bei HGÜ-VPE-Kabeln die Nennspannung noch begrenzt. Das zuzubauende Übertragungsnetz im Zeitraum 2020/2025 muss so flexibel gestaltet sein, dass eine spätere Erweiterbarkeit gegeben ist. Es ist nicht auszuschließen, dass ein mögliches Overlaynetz bei höheren Nennspannungen als der heute in Deutschland verwendeten höchsten Nennspannung von 380 kV betrieben werden muss, um eine wirtschaftliche und verlustarme Energieübertragung zu ermöglichen. Die hierfür notwendigen Betriebsmittel, Freileitungen und Kabel müssen für diese Nennspannungen geeignet sein.

Im Rahmen des angenommenen Ausbaus der erneuerbaren Energien kann die schwankende Windleistung bis 2020 im betrachteten Szenario durch eine großräumige Übertragung ausgeglichen werden. Bei weiterem starkem Ausbau der Windkapazität in Europa unter der Maßgabe ihrer vollständigen Integration kann der Einsatz von Speichertechnologien notwendig werden, um dem Markt Strom aus erneuerbaren Energien wetterunabhängig zeitverschoben zur Verfügung stellen zu können.