



HANDREICHUNG ZUR
POLITISCHEN BILDUNG
BAND 15

KOMMUNALPOLITIK

NETZAUSBAU IN DEUTSCHLAND

WOZU WERDEN NEUE STROMNETZE BENÖTIGT?

SERAFIN VON ROON | MANUEL SUTTER
FLORIAN SAMWEBER | KRISTIN WACHINGER

INHALT

4 	VORWORT	
6 	EINLEITUNG	
7 	ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND	
	<i>Verbrauch</i>	7
	<i>Erzeugung</i>	8
	<i>Netze</i>	8
	<i>Speicher</i>	10
	<i>Akteure im liberalisierten Energiemarkt</i>	11
	■ <i>Produzenten</i>	11
	■ <i>Händler und Lieferanten</i>	11
	■ <i>Netzbetreiber</i>	11
12 	VERSORGUNGSQUALITÄT UND -ZUVERLÄSSIGKEIT	
	<i>Aufgaben der Netzbetreiber</i>	12
	<i>Deutschland im internationalen Vergleich</i>	12
	<i>Gefahren mangelnder Versorgungsqualität und eines Blackouts</i>	14
15 	ELEKTRISCHE ENERGIEÜBERTRAGUNG	
	<i>Wechselstrom und Gleichstrom im Vergleich</i>	15
	<i>Gegenüberstellung von Freileitungen und Erdkabeln</i>	15
	<i>Weitere wichtige Netzkomponenten</i>	17
	■ <i>Schaltanlagen</i>	17
	■ <i>Transformatoren</i>	18
19 	TREIBER FÜR DEN UMBAU UND AUSBAU DER NETZE	
	<i>Ausbau der regenerativen Energien</i>	19
	<i>Kraftwerksneubauten und Stilllegungen</i>	21
	<i>Veränderte Spielregeln durch Liberalisierung</i>	21
	<i>Zusammenwachsen des Europäischen Marktes</i>	23
	<i>Neue Verbraucher</i>	24
25 	MEHR LEISTUNGSKAPAZITÄT NACH DEM NOVA-PRINZIP	
	<i>Netzausbau optimieren</i>	25
	■ <i>Leiteseilmonitoring</i>	25
	■ <i>Blindleistungsmanagement</i>	26
	<i>Bestehende Netze verstärken</i>	26
	<i>Neue Netze bauen</i>	27
28 	ERGÄNZUNGEN ZUM UM- UND NEUBAU VON NETZEN	
	<i>Smart Grid</i>	28
	<i>Flexibilisierte Verbraucher</i>	28
	<i>Energiespeicher</i>	30
	■ <i>Pumpspeicherkraftwerke</i>	30
	■ <i>PV-Eigenverbrauchssysteme</i>	31
	■ <i>Power-to-Gas</i>	32
	■ <i>Kostenvergleich Speicher und Netze</i>	32
	<i>Redispatch und Einspeisemanagement</i>	32
34 	AUSBAUBEDARF	
	<i>Übertragungsnetze</i>	34
	■ <i>Ermittlung des Ausbaubedarfs</i>	34
	■ <i>Quantifizierung des Ausbaubedarfs</i>	35
	<i>Verteilnetze</i>	36
	■ <i>Ermittlung des Ausbaubedarfs</i>	36
	■ <i>Quantifizierung des Ausbaubedarfs</i>	37
39 	FAZIT	
40 	LITERATURVERZEICHNIS	

Vorwort

Der Atomausstieg und der Umbau der Energiewirtschaft hin zu mehr erneuerbaren Energien gehören ohne Zweifel zu den größten politischen, ökonomischen und sozialen Herausforderungen seit der Wiedervereinigung Deutschlands. Dabei geht es nicht nur um die Frage, wie die Energieversorgung mit dem Prinzip der ökologischen Nachhaltigkeit in Einklang gebracht werden kann, sondern auch um Versorgungssicherheit, um eine – wie die Ukraine-Krise des Jahres 2014 erneut vor Augen führte – stärkere politische Unabhängigkeit von Rohstoffen, um Wettbewerbsfähigkeit und um die Bezahlbarkeit von Energie. Das gesamtgesellschaftliche Vorhaben kann gewiss nur gelingen, wenn die mitunter einschneidenden Maßnahmen der Energiewende bei den Menschen vor Ort auf Akzeptanz stoßen.

Schon jetzt prägt die Energiewende das Gesicht unseres Landes. Seien es Windparks, Photovoltaikanlagen oder der Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze – beinahe überall begegnen uns Zeichen eines tiefgreifenden Transformationsprozesses. Eingriffe in das Landschaftsbild, Beeinträchtigungen von Lebensqualität oder die Minderung der Eigentumswerte stoßen bei den unmittelbar betroffenen Bürgerinnen und Bürgern verständlicherweise auf Widerstände, auch wenn die Energiewende laut aktuellen Umfragen nach wie vor positive Resonanz erfährt. Mit dem Umbau unserer Energieversorgung geht mitunter eine ungleiche Verteilung von Belastungen und Nutzen der einzelnen Maßnahmen einher – kein Wunder, dass die Bürgerinnen und Bürger vor Ort mehr Mitwirkungsmöglichkeiten einfordern.

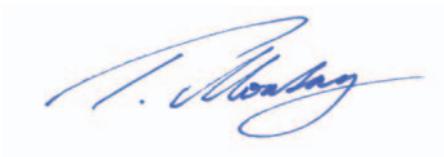
Diesem Bedürfnis trug der Deutsche Bundestag im Rahmen seiner Energiewendegesetzgebung, die er mit einer Reihe von Maßnahmen zur Verbesserung der Transparenz und Bürgerbeteiligung flankierte, seit 2011 Rechnung. Sie sind eine Einladung an die Bürgerinnen und Bürger, sich in die Planungsprozesse der großen Energiewende-Infrastrukturprojekte einzubringen. Beteiligung erfordert hier aber in besonderem Maße, sich intensiv mit den komplexen Hintergründen auseinanderzusetzen, um tatsächlich mitreden und -gestalten zu können.

Die Konrad-Adenauer-Stiftung setzt an dieser Stelle mit ihrem Projekt „Akzeptanz gewinnen für die Energiewende“ an. Im Mittelpunkt steht dabei der Ausbau der Stromnetze. In Diskussionsforen, Seminaren und Publikationen werden Informationen über den Netzausbaubedarf vermittelt, Fragen zu Gesundheitsgefährdungen, wirtschaftlichen und technischen Herausforderungen beantwortet sowie Beteiligungsmöglichkeiten und -verfahren für die betroffenen Kommunen und ihre Einwohnerinnen und Einwohner diskutiert. Das Angebot richtet sich speziell an kommunale Mandats- und Funktionsträger, steht jedoch auch allen anderen Interessentinnen und Interessenten offen.

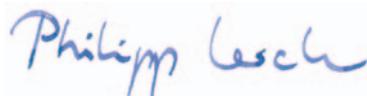
Die vorliegende Publikation geht der Frage nach, ob und in welcher Form der Netzausbau überhaupt notwendig ist. Wie eine Umfrage der Konrad-Adenauer-Stiftung im Jahr 2013 zeigte, ist dies der Kristallisationspunkt für zahlreiche Bürgerproteste. Sie bettet den Netzausbau in die großen europäischen Entwicklungen wie die Liberalisierung der Energiemärkte ein, erläutert die Vor- und Nachteile der verschiedenen Energieübertragungssysteme, die Prinzipien, an denen sich die Übertragungsnetzbetreiber orientieren, und das Verfahren zur Ermittlung des Ausbaubedarfs.

Ein besonderer Dank gebührt an dieser Stelle den Autoren. Sie haben sich der Mühe unterzogen, ein hochkomplexes Thema auf eine überschaubare Weise aufzubereiten.

Berlin und Wesseling, im August 2014



Tobias Montag
*Koordinator Innenpolitik
Hauptabteilung Politik und Beratung*



Philipp Lerch
*Leiter der KommunalAkademie
Hauptabteilung Politische Bildung*

Einleitung

Mit dem Projekt „Energiewende“ hat Deutschland im Jahr 2010 den Weg eingeschlagen, seine Energieversorgung im Stromsektor zukünftig neu auszurichten. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien sowie den Rückbau der Kernkraftwerke ergeben sich zahlreiche neue Herausforderungen für das Energiesystem. So stehen heutzutage neben einer kostengünstigen und sicheren Energieversorgung auch Forderungen nach einer möglichst unabhängigen und umweltverträglichen Energieerzeugung auf der Agenda. Diese Ziele sind grundsätzlich miteinander vereinbar, verlangen jedoch aus heutiger Sicht erhöhte Anstrengungen und eine sinnvolle Balance verschiedenster Maßnahmen.

Bereits heute erfordert der bundesweite Energiemix – mit etwa einem Viertel regenerativer Erzeugung – an zahlreichen Stellen den Aus- und Umbau der Infrastruktur: flexible Kraftwerke, Speicher und neue Netze sollen die Integration erneuerbarer Energien verbessern. Vor allem Photovoltaik- und Windenergieanlagen stellen dezentral hohe Einspeiseleistungen bereit. Unter der heutigen Gesetzeslage, wonach möglichst die gesamte regenerativ erzeugte Energie von den Stromnetzen aufgenommen werden soll, ist somit die optimale Netzanbindung regenerativer Energien ein Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Inwieweit der Netzausbau in den verschiedenen Spannungsebenen vorangetrieben werden muss, um ein zukunftsfähiges System bei gleichzeitig vertretbaren Kosten aufzubauen, ist jedoch noch nicht endgültig geklärt. Vor allem politische Entscheidungen bestimmen dabei die Randbedingungen, z. B. wie der weitere Ausbau regenerativer Energien und konventioneller Kraftwerke voranschreitet oder wie „Stromüberschüsse“ gehandhabt werden.

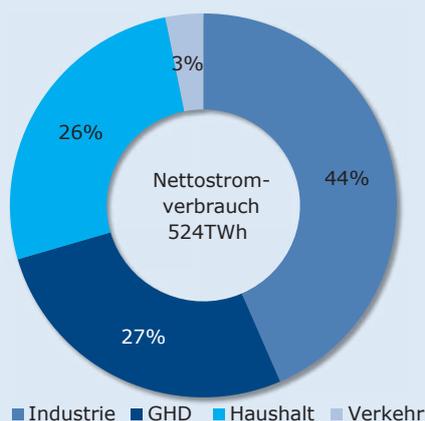
Die politischen Entscheidungen stehen in wechselseitiger Beziehung mit der Akzeptanz in der Bevölkerung. Bis dato ist die Zustimmung der Bürger zu einem Umbau der Versorgungsinfrastruktur als gering einzustufen. Häufig wird der Netzausbau als technisch nicht notwendig angesehen und mit dem Konzept der regionalen Energieautarkie gekontert. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass in der Regel allein schon aus Kostengründen – abgesehen von der volkswirtschaftlichen Ineffizienz von gigantischen Überkapazitäten – nicht zu jeder Zeit die Stromnachfrage regional gedeckt werden kann (Konzept der Leistungsautarkie) und das Netz weiterhin als Sicherheitsreserve notwendig ist. Eine weitere wesentliche Hürde für die Akzeptanz ist die Frage, wer für die Kosten der Energiewende aufkommen soll. Hierbei sehen viele Bürger – insbesondere beim Netzausbau – eine ungerechte Verteilung von Kosten und Nutzen. Dies ist mitunter darauf zurückzuführen, dass plausible Hintergrundinformationen rund um das Thema Netze und Netzausbau den Bürgern unvollständig oder nur eingeschränkt zur Verfügung stehen. Vor allem vor dem Hintergrund, dass die Netzinfrastruktur das Rückgrat einer sicheren Energieversorgung ist, steigt die Bedeutung, eine unabhängige und umfassende Informationsbasis zu schaffen. Die nachfolgende Broschüre soll einen Beitrag hierzu leisten, indem technische Hintergründe zur Thematik „Netze“ und deren zukünftiger Ausbau nachvollziehbar aufbereitet und dargelegt werden.

Elektrizitätsversorgung in Deutschland

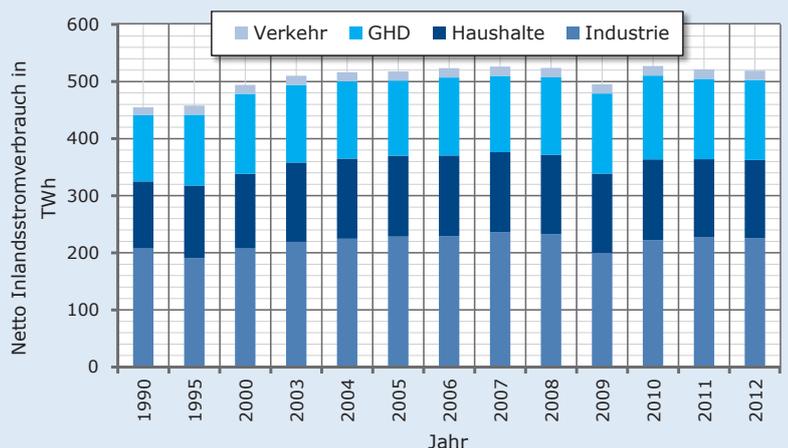
VERBRAUCH

In Deutschland werden etwa 20 Prozent des Endenergiebedarfs durch Elektrizität gedeckt. Der weitaus größere Anteil an der Endenergiebereitstellung entfällt mit etwa 50 Prozent auf konventionelle Energieträger wie Gas und Öl (AGEB-01 13). Allgemein lassen sich die Stromverbraucher in die großen Bereiche Industrie, Gewerbe – Handel – Dienstleistungen (GHD) sowie Haushalte untergliedern (Abbildung 1). Hinzu kommt der Sektor Verkehr, welcher vor allem durch elektrische Bahnen repräsentiert ist.

1 | Aufteilung des Nettostromverbrauchs in Deutschland 2012, nach AGEB-01 13



2 | Netto Inlandsstromverbrauch Deutschland von 1990 bis 2012, nach AGEB-01 13

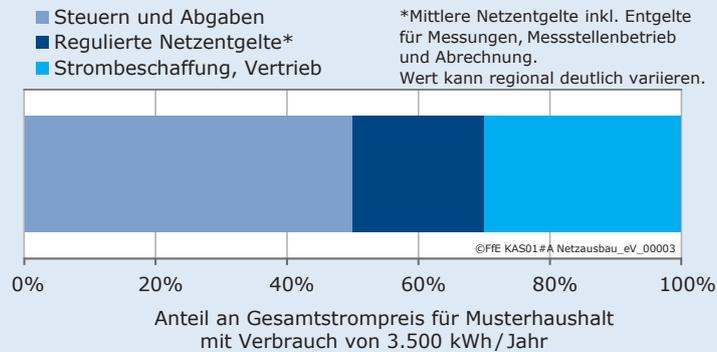


Nach einem leichten Anstieg in den 1990er Jahren ist der Stromverbrauch in den vergangenen Jahren mehr oder weniger konstant geblieben. Der Energiebedarf neuer bzw. größerer Verbraucher wird oftmals durch die allgemein steigende Effizienz in der Energieanwendung wieder aufgewogen.

Der Energieverbrauch pro Zeiteinheit wird in der Energiewirtschaft als Last bezeichnet. 2012 betrug die maximale Last in Deutschland 81,7 GW (UENB-01 12). Generell ist für die Auslegung der Stromnetze nicht die übertragene Energie, sondern die maximale Leistung entscheidend. Deshalb werden für Großverbraucher der Energiebezug und der maximale Leistungsabruf separat abgerechnet. Private Haushalte zahlen derzeit einen pauschalen Arbeitspreis für die bezogene Energie, in dem auch die Leistungskomponente mit inbegriffen ist. Die Aufteilung der Strompreise für private Haushalte ist in Abbildung 3 für einen Musterhaushalt in Deutschland abgebildet. Für Betrieb, Unterhalt und Ausbau des Stromnetzes fallen durchschnittlich rund 20 Prozent der Kosten an.

Die für die Auslegung von Stromnetzen relevante Leistung wird in der Einheit Watt (W) angegeben, die über das Jahr benötigte Energie in Wattstunden (Wh). Eine Terrawattstunde (TWh) entspricht 1.000.000.000.000 Wh.

3 | Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises für Haushalte 2013, nach BDEW-05 13



ERZEUGUNG

Die Verbraucher werden über die Elektrizitätsnetze von den Kraftwerken versorgt. Nach den Angaben der Bundesnetzagentur (BNETZA-13 13) und eigenen Recherchen lag die installierte Leistung von Kraftwerken in Deutschland 2013 bei etwa 168 GW. Hiervon sind etwa 74 GW erneuerbaren Energien zuzuordnen. Zusätzlich werden zu bestimmten Zeiten Kraftwerkskapazitäten im Ausland genutzt.

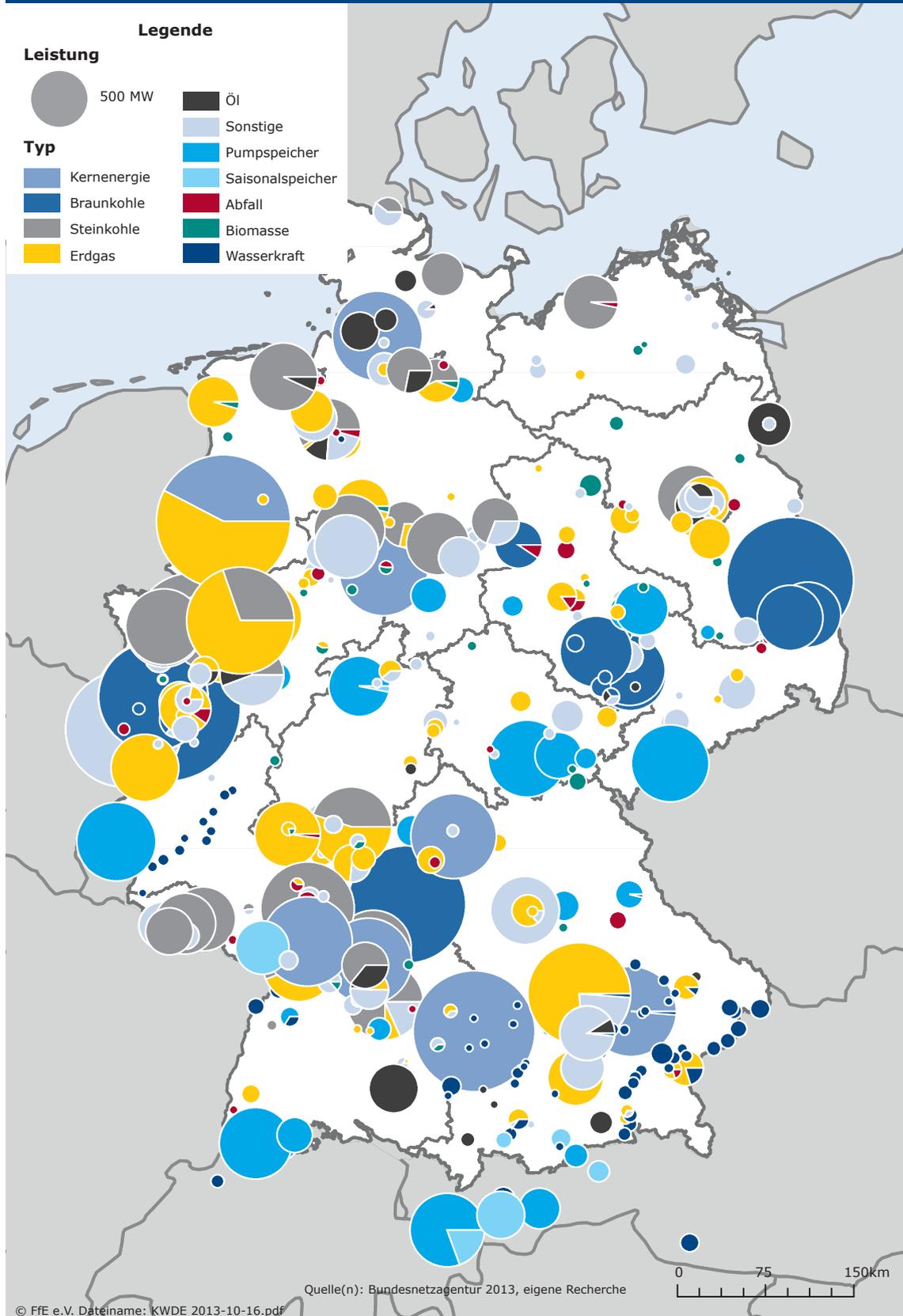
In Deutschland wird der Elektrizitätsbedarf nach wie vor zu etwa drei Viertel durch Kernenergie sowie fossile Energieträger wie Kohle, Öl und Gas gedeckt (BMWI-09 13). Vor allem Großkraftwerke sind dabei für die Versorgung der Verbraucher zuständig. Für die Lage dieser Kraftwerke (Abbildung 4) sind im Wesentlichen drei Standortfaktoren verantwortlich:

- Nähe zu den Verbrauchern, um auf lange Übertragungsnetze verzichten zu können;
- Nähe zu Ressourcen, um die Energieträger kosteneffizient bereitzustellen (z.B. Braunkohletagebau oder Erdgaspipeline);
- Nähe zu Gewässern, um die Kühlung der Kraftwerke zu gewährleisten.

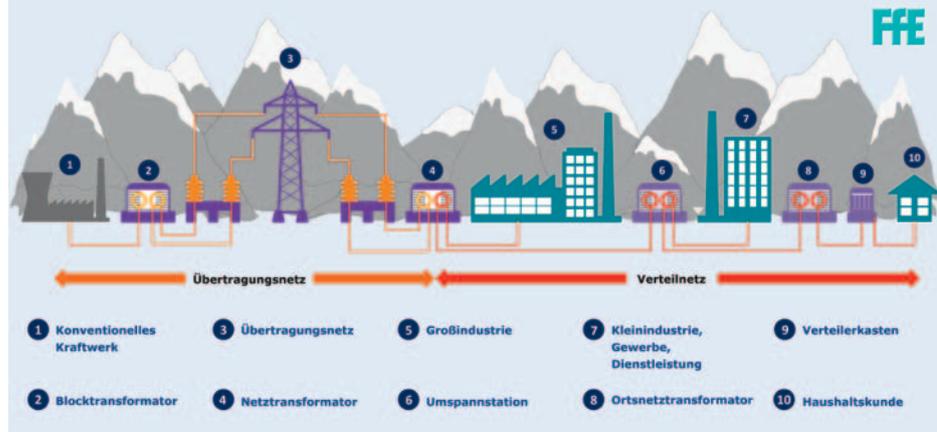
NETZE

Elektrizitätsnetze verbinden Erzeuger und Verbraucher miteinander. Die auftretenden Energieströme werden über ein hierarchisch aufgebautes Leitungssystem mit unterschiedlichen Spannungsebenen geführt (Abbildung 5): In der Höchst- und Hochspannungsebene speisen Großkraftwerke ein. Da dieser Netzbereich vorwiegend zum Energietransport über größere Strecken eingesetzt wird, spricht man auch vom Übertragungsnetz. Die Verbindung von Städten und Gemeinden, kleineren Kraftwerken sowie industriellen und gewerblichen Abnehmern geschieht über die Mittelspannungsebene. Kleinverbraucher wie Privathaushalte sind an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Dieser Netzbereich wird als Verteilnetz oder Verteilernetz bezeichnet.

4 | Leistung und Energieträger von Kraftwerken je Standort, die für das deutsche Marktgebiet erzeugen, nach BNETZA-13 13 und eigenen Recherchen



5 | Vereinfachte Struktur des Stromnetzes, eigene Darstellung nach STRB-01 13



Während großer Fußballereignisse stellen die Energieversorger regelmäßig hohe Lastanstiege fest, v. a. während der Halbzeit und nach dem Abpfiff. Speicher und Spitzenlastkraftwerke stellen in solchen Situationen die Versorgung sicher.

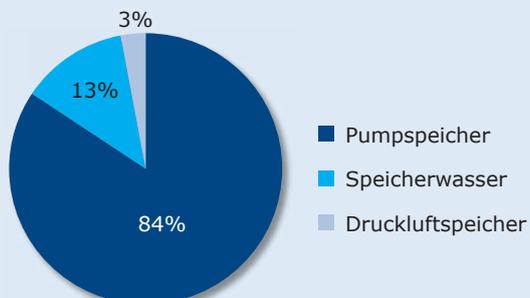
SPEICHER

Die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch ist eine zentrale Aufgabe in der Energieversorgung. Bei schnellen Lastwechseln oder Änderungen der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, müssen konventionelle Kraftwerke oder Energiespeicher für den Ausgleich sorgen. Energiespeicher sind deshalb ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung – gerade wenn zukünftig der Anteil erneuerbarer Energien weiter steigt. Allgemein sorgen Speicher für einen zeitlichen Ausgleich der Schwankungen von Erzeugung und Last. Im Vergleich dazu dienen Elektrizitätsnetze dem örtlichen Ausgleich dieser Schwankungen.

Im deutschen Netzgebiet existieren drei Klassen von Großspeichern, deren anteilige Leistung in Abbildung 6 dargestellt ist: Pumpspeicherkraftwerke, (saisonale) Speicher-Wasserkraftwerke und ein Druckluftspeicherkraftwerk.

6 | Leistungsanteil (100 Prozent ± 10,9 GW) von Speicherkraftwerken

Standorte in Deutschland, Österreich und Luxemburg, die für das deutsche Marktgebiet zum Einsatz kommen, nach BNETZA-13 13



Das nachfolgende Rechenbeispiel soll zeigen, was die bereits existierenden Speicher heute leisten können: Momentan sind in Deutschland etwa 7 GW an Speicherleistung mit 40 GWh an Speicherkapazität installiert. Bei einer mittleren Last von 65 GW würde der Energieinhalt ausreichen, um für etwa 35 Minuten die Stromversorgung in Deutschland zu decken. Vor diesem Hintergrund erscheint auch in einem System mit viel erneuerbaren Energien und Speichern eine Absicherung, z. B. gegen eine längere Windflaute, kaum erreichbar. Dennoch wird die Einbindung erneuerbarer Energien durch Speicher begünstigt, weshalb in den kommenden Jahren in Deutschland zusätzliche Energiespeicher mit einer Leistung von etwa 5,9 GW und einer Kapazität von 49 GWh geplant sind (nach ZSW-02 12 und eigenen Recherchen). Gleichzeitig ist vorgesehen, verstärkt (Pump-)Speicherkraftwerke im angrenzenden Alpenraum zu nutzen (BMWI-09 12).

Die Speicherung von elektrischer Energie ist aufwändig, verlustbehaftet und damit teuer. Eine hohe Speicherleistung ermöglicht zwar ein flexibles Elektrizitätssystem, allerdings zu hohen Kosten. Äquivalent zu einem Speicherausbau kann der Ausgleich der Last- und Erzeugungsschwankungen durch einen Ausbau der Stromnetze erfol-

gen. Mit dem Aufkommen neuer Speichertechnologien bestehen Alternativen zum Netzausbau – die Abwägung, welche Technologie eingesetzt werden kann, muss allerdings im Einzelfall erfolgen.

AKTEURE IM LIBERALISIERTEN ENERGIEMARKT

In der Europäischen Union müssen die Betreiber der Stromnetze unabhängig von anderen Wertschöpfungsstufen wie dem Handel, dem Vertrieb oder der Produktion sein. Hauptziel dieser Regelung ist es, einen diskriminierungsfreien Zugang für bestehende und neue Händler zu garantieren sowie ein funktionierendes Wettbewerbssystem einzuführen. Die Netzbetreiber nehmen hierbei eine Sonderrolle ein, da Energienetze sogenannte „natürliche Monopole“ bilden. Das heißt, es ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, mehrere Netze parallel im Wettbewerb zu betreiben. Um dieses natürliche Monopol dennoch kontrollieren zu können, unterliegen die Netzbetreiber einer staatlichen Regulierung.

Durch die Liberalisierung der Energiemärkte hat sich die Aufgabenverteilung in den Energieversorgungsunternehmen neu strukturiert. Grundsätzlich kann zwischen der Erzeugung, dem Handel und Vertrieb sowie dem Transport unterschieden werden. Zu differenzieren sind die Gruppen „Produzenten“, „Händler und Lieferanten“ sowie „Netzbetreiber“.

PRODUZENTEN

Den Produzenten kommt die Aufgabe zu, Elektrizität zu erzeugen. In Deutschland wird Strom zu großen Teilen inländisch produziert. Zudem ist in den vergangenen Jahren im Jahressaldo mehr Energie exportiert als importiert worden.

HÄNDLER UND LIEFERANTEN

Jeder Endkunde kann seinen Stromlieferanten frei wählen. In der Regel kauft der Lieferant für seine Kunden die benötigten Mengen bei den Produzenten bilateral („over the counter“ – OTC) oder über eine Energiebörse, z. B. die EEX (European Energy Exchange), ein. Der Börsenpreis bildet zusammen mit den Netznutzungsentgelten sowie Abgaben, Umlagen und Steuern den vom Endkunden zu zahlenden Strompreis (IFE-02 12) (siehe dazu auch Abbildung 2). Das Bindeglied zwischen Produzenten und Lieferanten bildet in der Regel der Händler.

NETZBETREIBER

Der Transport und die Verteilung von Elektrizität fallen in das Aufgabengebiet der Netzbetreiber. Derzeit gibt es in Deutschland 890 Stromnetzbetreiber (BNETZA 16 13). Im Vergleich zu den europäischen Nachbarn ist dieser Sektor stark von kleinen und mittelgroßen Unternehmen geprägt. Neben dem Transport ist es Aufgabe der Netzbetreiber, eine zuverlässige Energieversorgung sicherzustellen. In diesem Zusammenhang müssen sie die Netze in geeigneter Weise ausbauen. Die entstehenden Kosten werden durch sogenannte Netzentgelte abgedeckt, welche die Netzbetreiber für die Durchleitung erheben. Da im Bereich der Netzbetreiber kein Wettbewerb möglich ist (natürliches Monopol), wird die Höhe der Netzentgelte von der Bundesnetzagentur überwacht. Die Lieferanten geben die Netznutzungsentgelte über die Strompreise an die Endkunden weiter (BNETZA-09 13, ENWG-01 12).



Pumpspeicherkraftwerke nutzen die Lageenergie des Wassers aus und bewegen dieses zwischen Ober- und Unterbecken.

Speicher-Wasserkraftwerke arbeiten überwiegend mit dem natürlichen Zufluss eines Gewässers. Es gibt auch Mischformen von Pumpspeicher- und Speicher-Wasserkraftwerken.

Druckluft-Speicherkraftwerke werden über den Druckunterschied zwischen einem geschlossenen, unterirdischen Speichervolumen und der Umgebung betrieben.



Ein „**natürliches Monopol**“ liegt dann vor, wenn die Gesamtkosten zur Bereitstellung eines Gutes deutlich niedriger liegen, als wenn mehrere, konkurrierende Unternehmen den Markt versorgen.

Versorgungsqualität und -zuverlässigkeit

AUFGABEN DER NETZBETREIBER

Neben der reinen Energielieferung haben Netzbetreiber zusätzliche Aufgaben. Hierzu zählen z. B. die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und -qualität. Weitere wesentliche Aufgabenbereiche sind in der Tabelle dargestellt.

7 Aufgabenbereiche eines Netzbetreibers		
Netztechnik	Netzwirtschaft	Regulierung
Anlagenbau	Netzanschlussverträge	Regulatoren-Management
Netzbetrieb	Netznutzungsmanagement	Prozesssteuerung von Regulierungsthemen
Netzausbauplanung	Bilanzkreisbewirtschaftung	Regulierungsrecht
Anschlussplanung	Energiebeschaffung	Netzerlösbildung
Investitionsplanung	Netzpreisbildung	Interessenvertretung
Redispatch	Systemdienstleistungen	Gutachten
Einspeisemanagement	Kundenbetreuung	Effizienzuntersuchungen
Netzstabilität		
Netzqualität		

Neben dem **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) werden noch die Kenngrößen **SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index) für die mittlere Anzahl der Versorgungsunterbrechungen und **CAIDI** (Customer Average Interruption Duration Index) für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je unterbrochenem Kunden ermittelt.

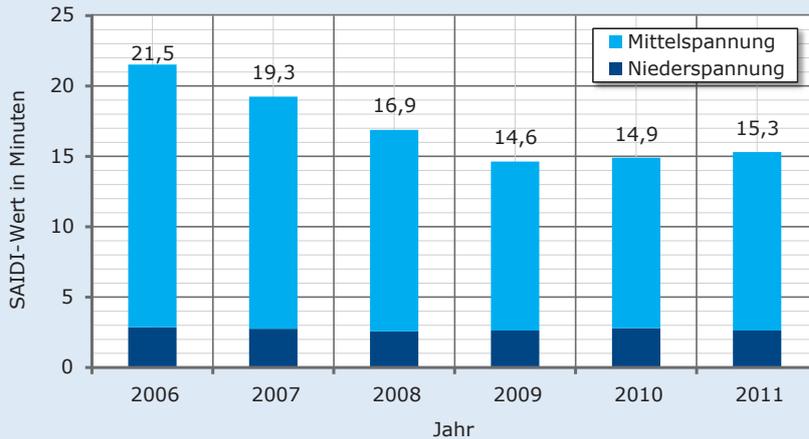
In § 1 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wird die sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität – unter steigendem Anteil erneuerbarer Energien – als ein wesentliches Ziel benannt.

DEUTSCHLAND IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

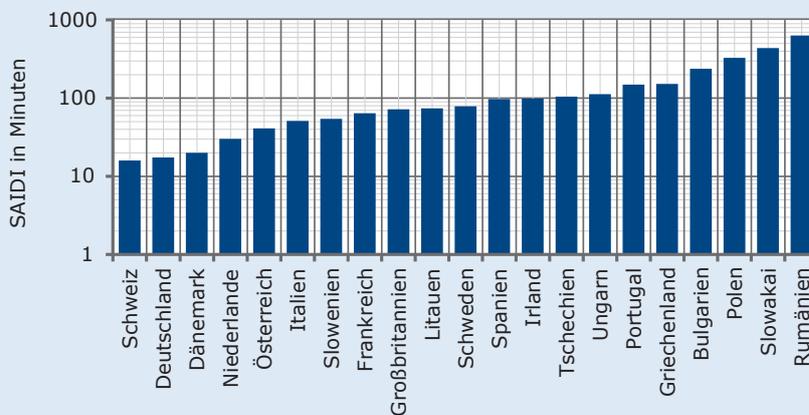
Die Basis für die Beurteilung der Versorgungssicherheit in elektrischen Netzen wird in der Regel auf Grundlage der Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen angegeben. International einheitlich werden hierfür die drei Kennzahlen SAIFI, SAIDI und CAIDI unterschieden (HAB-01 12).

Mit wie vielen Minuten Versorgungsunterbrechung im Mittel pro Jahr ein Kunde zu rechnen hat, wird durch den SAIDI ausgedrückt. Für die Berechnung des SAIDI werden nur Unterbrechungen mit einer Dauer von mindestens drei Minuten berücksichtigt. Ein SAIDI Wert von 15 Minuten pro Jahr kann demnach auch bedeuten, dass Kunden drei Mal im Jahr für 5 Minuten oder alle vier Jahre für eine Stunde keine Stromversorgung haben.

8 | Entwicklung des SAIDI in Deutschland zwischen 2006 und 2011 im Mittel- und Niederspannungsbereich (CEER-01 12, BNETZA-02 12)



9 | SAIDI-Werte 2006 bis 2010 im Mittel (CEER-01 12, ELCOM-01 10, ELCOM-01 11)



Wichtige Informationen liefert das Monitoring des Rats der europäischen Energie-regulierungsbehörden (CEER). Für Deutschland wurden dabei in der Vergangenheit SAIDI-Werte etwa zwischen 15 bis 20 Minuten ermittelt (Abbildung 8). Im internationalen Vergleich der Versorgungsqualität liegen teilweise unterschiedliche Erfassungs-modalitäten vor, was die Aussagekraft eines Ländervergleichs leicht schmälern kann.

Es zeigt sich im europäischen Vergleich (Abbildung 9), dass der deutsche SAIDI mit zu den besten zählt. Unternehmen finden diesbezüglich gute Standortbedingungen in Deutschland vor. Nur die Schweiz liegt mit ihrem Wert darunter. Die Slowakei und Rumänien haben dagegen den ungünstigsten SAIDI in Europa. 2009 lag der slowakische SAIDI bei rund 400 Minuten; im gleichen Jahr wurde für Rumänien ein Wert von mehr als 600 Minuten errechnet (CEER-01 12).

GEFAHREN MANGELNDER VERSORGUNGSQUALITÄT UND EINES BLACKOUTS

Während Versorgungsunterbrechungen bei Privatpersonen meist keine oder nur geringe wirtschaftliche Nachteile bedeuten, führen Ausfälle der Energieversorgung bei Unternehmen zu teilweise erheblichen Kosten. Bereits bei Versorgungsunterbrechungen im Sekundenbereich können beispielsweise folgende Herausforderungen auftreten:

- **Mangelhafte Produkte:** Werden Be- oder Verarbeitung unterbrochen, so kann zum Beispiel bei CNC-Fräsmaschinen das Werkstück unbrauchbar werden. Außerdem ist es möglich, dass Prozessparameter nicht mehr eingehalten werden können, wodurch eine gesamte Charge verworfen werden muss. Neben den Kosten der vorgelagerten Produktionskette treten dann auch Entsorgungskosten auf.
- **Schäden an Maschinen:** Bei kurzen Versorgungsunterbrechungen oder eingeschränkter Versorgungsqualität können Steuerungen von Anlagen Schaden nehmen, was zu einem Stillstand der Maschine führen kann. Bei längeren Versorgungsunterbrechungen kann z. B. in Aluminiumschmelzen das Metall erstarren, wodurch der gesamte Ofen unbrauchbar wird.
- **Produktionsausfall:** Bei länger andauernden Versorgungsunterbrechungen steht die Produktion still, während die Kosten für Arbeiter und Maschinen weiter zu zahlen sind (kein Deckungsbeitrag). Auch wenn keine laufenden Kosten anfallen, sind die entgangenen Gewinne als Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Mit einem Produktionsausfall können sich Lieferverzögerungen und damit zu zahlende Konventionalstrafen ergeben. Besonders bedeutend ist dies bei der Just-in-time-Produktion. Bei einer Nachholung der Produktion können sich zum Beispiel Zuschläge für Nachtarbeit ergeben.

Elektrische Energieübertragung

WECHSELSTROM UND GLEICHSTROM IM VERGLEICH

Die Frage, ob Wechselstrom oder Gleichstrom für die Übertragung von Strom vom Ort der Erzeugung bis zum Verbrauch verwendet werden soll, wurde vor mehr als 120 Jahren im sogenannten Stromkrieg gelöst. Für ein Preisgeld von 100.000 Dollar sollte die Frage beantwortet werden, wie Strom, gewonnen aus einem Wasserkraftwerk am Niagara-Fluss, zu den Verbrauchern in den großen Städten Amerikas transportiert werden kann. Im Wettkampf um das Preisgeld taten sich vor allem zwei Personen hervor – der Industriemagnat George Westinghouse und der Erfinder Thomas Edison. Edison versuchte die Stromübertragung mittels Gleichstrom zu verwirklichen, stieß dabei aber auf etliche Probleme. Westinghouse nutzte die Erfahrungen von Edison und versuchte die Probleme der Übertragung mit Gleichstrom mit einer Umstellung auf Wechselstrom zu beheben. Mit der Hilfe des Erfinders Nikola Tesla setzte er sein System erfolgreich um und gewann den Wettbewerb (DAV-01 03).

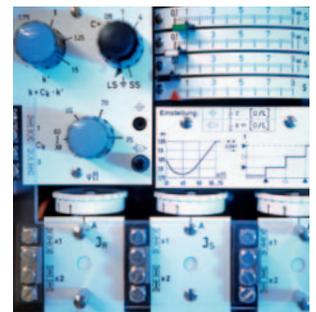
Die historischen Ereignisse führten dazu, dass unsere heutige Stromübertragung zu nahezu 100 Prozent auf Drehstrom, sprich auf drei um 120° verschobenen Wechselstromphasen, basiert. Trotz der Dominanz der Drehstromübertragung erlebt die Gleichstromübertragung in den letzten Jahren eine Renaissance. Dies liegt vor allem daran, dass die Gleichstromübertragung im Hochspannungsbereich für spezielle Anwendungen gewisse Vorteile bietet. Die sogenannte Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) bietet im Vergleich zum Wechselstrom den Vorteil geringerer Verluste – allerdings zu höheren Kosten. Aus diesem Grund ist der Einsatz der HGÜ-Technologie immer eine Abwägung zwischen höherer Effizienz und höheren Kosten, die sich erst ab einer bestimmten Entfernung rechnen. Der Einsatz erfolgt derzeit v. a. zur Stromübertragung mittels Freileitung ab einer Entfernung von 600 km bzw. zur Stromübertragung mittels Kabel ab einer Entfernung von 30 km (KON-01 08).

GEGENÜBERSTELLUNG VON FREILEITUNGEN UND ERDKABELN

Für die Stromübertragung kommen zwei gängige Technologien in Frage: Freileitungen und Erdkabel. Außerhalb von Städten werden aus Kostengründen meist Freileitungen verwendet, während in Siedlungen und Ballungsräumen vor allem Kabel zum Einsatz kommen. Dies führt dazu, dass der Kabelanteil im Verteilnetz wesentlich höher ist als im Übertragungsnetz (vgl. Tabelle 10).

Die Frage, ob für den Netzausbau Freileitungen oder Kabel verwendet werden sollen, wird kontrovers diskutiert. Vor allem beim Bau neuer Hoch- und Höchstspannungstrassen wird von den betroffenen Bürgern oftmals gefordert, dass Kabel zum Einsatz kommen sollen. Doch sowohl Erdkabel als auch Freileitungen haben diesbezüglich Vor- und Nachteile.

1882 wurde in Deutschland die erste Stromübertragung realisiert. Oskar von Miller transportierte Gleichstrom mit einer Spannung von 2.000 V über 57 km von Miesbach nach München (MUEL-01 01).



Messgerät für Drehstrommessungen



Ausmaße von Strommasten

Strommasten in der Hochspannungsebene haben eine Höhe von rund 30 m und eine Breite von rund 14 m. Strommasten in der Höchstspannungsebene können bis zu 100 m hoch sein und sind etwa 30 m breit.

Kabel und Leitungen

Kabel werden in der Erde verlegt und sind Bestandteile des Stromversorgungsnetzes. Leitungen werden in Gebäuden verlegt und zählen zur Installations-technik.

10 | Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland (2010) /ALSTOM-01 10/

	Nennspannung	Gesamtlänge der Stromkreise in km	Anteil Freileitung in %	Anteil Erdkabel in %
Höchstspannung (HöS)	380 kV / 220 kV	62.000	96%	4%
Hochspannung (HS)	110 kV	66.000	93%	7%
Mittelspannung (MS)	20 kV/ 10 kV	505.000	27%	73%
Niederspannung (NS)	400 V / 230 V	1.150.000	13%	87%
Gesamt		1.783.000	23%	77%

Grundsätzlich werden bei der Nutzung von Strom elektrische und magnetische Felder erzeugt. Die maximal zulässige Strahlenbelastung durch elektromagnetische Felder wird durch die 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) geregelt. Hier werden exakte Grenzwerte angegeben, die beim Bau von Leitungen eingehalten werden müssen. Bei einer Höchstspannungsleitung (380 kV) sollten beispielsweise etwa 20 m Abstand (zur Bodenprojektion des äußeren ruhenden Leiters) eingehalten werden, um den Grenzwert zu unterschreiten (BON-01 12, BREG-01 96, STMUG-03 13). Der Flächenverbrauch, der sich u. a. aus diesen Anforderungen für Freileitungen und Kabel ergibt, ist in Abbildung 11 dargestellt.

11 | Typische Abstände zur Umgebung bei Freileitungen und Kabeln



Während Freileitungen aus Kostengründen hauptsächlich in der Mittel- bis Hoch- und Höchstspannungsebene vorkommen, werden Erdkabel aus Akzeptanz- und Platzgründen vor allem im Nieder- bis Mittelspannungsbereich verlegt. Die beiden Leitungsarten unterscheiden sich außerdem durch folgende Eigenschaften (Tabelle 12):

12 | Vergleich ausgewählter Parameter von Freileitungen und Erdkabeln für die Stromübertragung und -verteilung nach BON-01 12, STMUG-03 13

	Freileitung	Erdkabel
Flächenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schneise nötig: ca. 70 m ▪ an der Oberfläche relativ gering 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schneise nötig: ca. 25 m (bei Zwei-System-Leitung) ▪ Ausgrabung nötig
Reparaturen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ leicht zugänglich ▪ häufigere Schäden durch „äußere“ Einflüsse 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ höhere Reparaturdauer, Ausfallzeiten, Reparaturkosten ▪ wenig anfällig für „äußere“ Einflüsse
Strahlung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abstand zur Leitung muss relativ groß sein, bis Grenzwerte unterschritten werden ▪ Abstand zu Personen ist aufgrund der Masthöhe bereits relativ groß 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Magnetfeld tendenziell stärker als bei Freileitung ▪ Abnahme des Magnetfeld mit zunehmendem Abstand wesentlich schneller
Sonstige Umwelteinflüsse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sensibilität: Blitzschlag, Wind, Eis ▪ Hinderniswirkung z. B. für Vögel ▪ Beeinträchtigung des Landschaftsbildes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Boden & Bewuchs: Aushub nötig (bei Bau und Reparaturen) ▪ Boden & Bewuchs: Wärmeabstrahlung
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringere Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ höhere Kosten (um Faktor 3 bis 10)
Lebensdauer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 80 bis 100 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 20 bis 40 Jahre
Bauzeit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bauzeit ca. 3 Jahre ▪ Genehmigungszeit ca. 10 bis 15 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bauzeit ca. 3 Jahre ▪ Genehmigungszeit ca. 5 Jahre

In Deutschland gibt es rund 275.000 Umspannanlagen, etwa 5.000 davon befinden sich im Übertragungsnetz (ALSTOM). Sie tragen je nach Spannungsebene unterschiedliche Bezeichnungen:

- Umspannwerk: HöS zu HS;
- Umspannstation: HS zu MS;
- Trafostation: MS zu NS.

WEITERE WICHTIGE NETZKOMPONENTEN

SCHALTANLAGEN

Schaltanlagen sind Netzknotenpunkte und dienen im Stromnetz dazu, einzelne Freileitungs-, Kabel-, Schienen- oder Transformatorabgänge zu verbinden. Schaltanlagen, die einen Transformator miteinschließen, werden als Umspannanlagen bezeichnet und dienen der Kopplung verschiedener Spannungsebenen. Schaltanlagen ohne Transformator dienen der Schaltung innerhalb einer Spannungsebene und werden als Schaltwerk bezeichnet (OED-01 04).

Schaltanlagen lassen sich in drei verschiedene Typen einteilen: konventionelle Freiluftschaltanlagen, konventionelle Innenraumschaltanlagen und gasisolierte Innenraumschaltanlagen (GIS). Letztere nutzen das Klimagas Schwefel-Hexafluorid (SF₆) als Isolationsmittel und haben dadurch einen etwa um Faktor vier geringeren Platzbedarf als vergleichbare luftisolierte Schaltanlagen. Innenraumschaltanlagen und GIS finden vor allem Einsatz bei begrenztem Platzbedarf z.B. in Ballungsgebieten oder bei problematischen Umweltbedingungen wie z. B. in Meeresnähe (KON-01 08). Die Kosten für den Bau von Schaltanlagen variieren stark je nach Aufstellungsort, so kann ein Freiluft-Umspannwerk in ländlicher Region bei einer Bauzeit von einem



Schwefel-Hexafluorid als Isolationsmittel

SF₆ ist das schädlichste Klimagas. Eine Tonne SF₆ trägt genau so viel zur Klimaerwärmung bei wie 23.000 Tonnen CO₂. Der Gasverlust einer GIS darf darum maximal 1 Prozent pro Jahr betragen (ABB-01 05).



Hersteller von Transformatoren

Trotz steigendem Wettbewerb durch asiatische Firmen haben die vier europäischen Hersteller ABB, Siemens, Alstom und Schneider Electric einen Marktanteil von rund 40 Prozent am Weltmarkt für Transformatoren (ABB-01 06).

Herstellungskosten

Der Preis eines Transformators schwankt mit fluktuierenden Rohstoffpreisen, da auf die Materialkosten, v. a. Kupfer und Elektrostahl, mehr als die Hälfte der Herstellungskosten entfallen (USDE-02 12).

Jahr für zwei bis vier Millionen Euro errichtet werden, wohingegen ein Innenraum-Umspannwerk in Ballungsräumen in etwa die doppelte Bauzeit und das dreifache Budget erfordert.

Unabhängig vom Aufstellort und ihrer Netzebene lassen sich Schaltanlagen in drei wesentliche Komponenten unterteilen: Sammelschienen, Schalter und Überspannungsableiter. Sammelschienen dienen der Kopplung der Stromkreise, Überspannungsableiter schützen elektrische Einrichtungen vor Überspannungen, die z.B. durch Blitzschläge hervorgerufen werden können. Über Schalter werden der Zustand des Netzes und der Stromfluss gesteuert.

TRANSFORMATOREN

Transformatoren werden im Netz benötigt, um unterschiedliche Spannungsebenen miteinander zu verbinden. Während für die Übertragung und Verteilung von Strom über weite Strecken möglichst hohe Spannungen zum Einsatz kommen, um die Ströme und damit die Verluste gering zu halten, liefern Kraftwerksgeneratoren Spannungen von 27.000 V und kleiner. Aus diesem Grund befinden sich an Kraftwerken sogenannte Blocktransformatoren, welche die Kraftwerksausgangsspannung auf die Übertragungsnetzspannung hochsetzen. In Deutschland sind dies üblicherweise Spannungen von 220.000 V oder 380.000 V. Des Weiteren befinden sich zwischen den verschiedenen Netzebenen des Verbundnetzes Netztransformatoren, welche den Übergang von einer Ebene zur anderen ermöglichen. In nicht öffentlichen Stromnetzen – sogenannten Industrienetzen – existieren Industrietransformatoren, welche Sonderaufgaben entsprechend den jeweiligen Anforderungen wahrnehmen, z. B. Anlasstransformatoren für große Motoren oder Stromrichtertransformatoren (OED-01 04, BÜT-01 09).

Transformatoren haben je nach Leistungsklasse Wirkungsgrade bis zu 99 Prozent, d.h. sie führen nur zu geringen Verlusten. Durch die hohen Leistungen, die umgespannt werden müssen, kommt es allerdings zu einer starken Erwärmung. Aus diesem Grund müssen Transformatoren über gute Kühlungseinrichtungen verfügen. In den meisten Fällen werden Transformatoren hierfür in ein Ölbad getaucht und das Öl wird durch Zirkulation gekühlt. Aus Umweltaspekten werden mittlerweile auch vermehrt sogenannte Trockentransformatoren eingesetzt. Hier erfolgt die Kühlung nicht mittels Öl, sondern die Wärme wird durch Kühlrippen direkt an die Umgebungsluft abgegeben (KON-01 08).

Vereinfacht besteht ein Transformator aus einer Primärwicklung und einer Sekundärwicklung mit unterschiedlicher Wicklungszahl. Die beiden Wicklungen sind magnetisch über einen Eisenkern verbunden. Ändert sich das Magnetfeld auf der Primärseite durch die Wechselspannung, wird auf der Sekundärseite eine Induktionsspannung erzeugt. Durch das Wicklungsverhältnis zwischen Primär- und Sekundärseite kann die Höhe dieser Induktionsspannung beeinflusst werden.

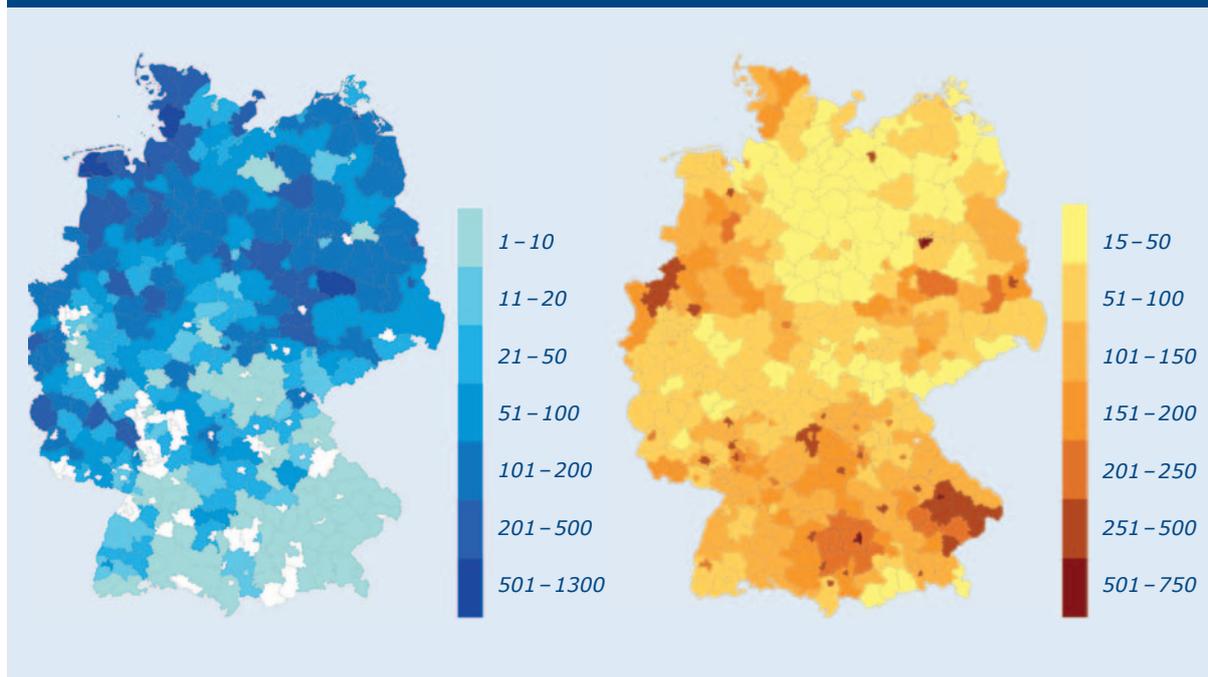
Treiber für den Umbau und Ausbau der Netze

AUSBAU DER REGENERATIVEN ENERGIEN

Der technische Fortschritt und die EEG-Förderung führten in der Vergangenheit zu einem starken Zubau erneuerbarer Energien im Stromsektor. Ende 2013 waren Photovoltaikanlagen (PV) mit einer Leistung von knapp 34 GW und Windenergieanlagen mit rund 32 GW am Netz angeschlossen. Aufgrund des für energiewirtschaftliche Verhältnisse sehr schnellen Anstieges der Erzeugungsleistung und der Dezentralität von regenerativen Erzeugungsanlagen besteht der Bedarf, die Netze gezielt auszubauen. Soll der regenerative Anteil weiter angehoben werden – wie es politische Vorgaben vorsehen –, wird gleichermaßen die Notwendigkeit für Netzausbaumaßnahmen steigen.

Vom Umbau der Netze sind alle Spannungsebenen betroffen: PV-Anlagen speisen überwiegend in der Niederspannungsebene ein, was insbesondere in ländlichen Gebieten zu Problemen bei der Spannungshaltung führen kann. Windenergieanlagen sind größtenteils in der Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen. Hinzu kommt eine räumliche Konzentration, welche überwiegend durch die Verfügbarkeit des Energieträgers gegeben ist: So wurden Windenergieanlagen bislang vermehrt im Norden und PV-Anlagen tendenziell eher im Süden der Republik installiert (vgl. Abbildung 13).

13 | Leistungsdichte von Windenergieanlagen (links) und PV-Anlagen (rechts) in kW/km² je Landkreis, Dezember 2013 (FFE-40 10)





Die **Residuallast** ist diejenige Leistung, die von konventionellen Kraftwerken erzeugt werden muss. Hierbei ist die Leistung regenerativer Energien bereits von der Verbraucherlast abgezogen.

Der **Eigenverbrauch** bezeichnet den Energieanteil eines Stromerzeugers, welcher an gleicher Stelle wieder verbraucht und nicht ins Netz eingespeist wird.

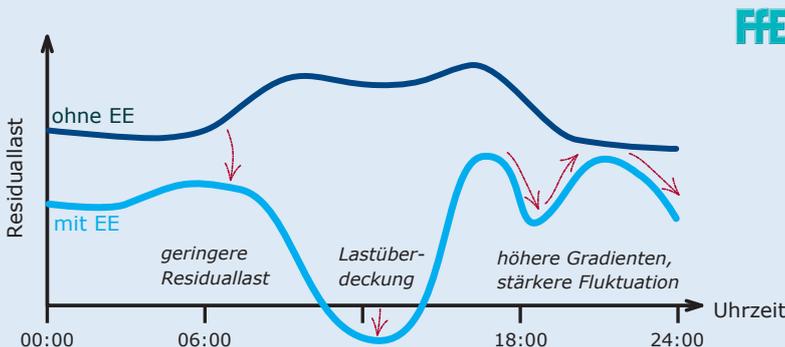
Mit dem Ausbau der Offshore-Windenergienutzung ergibt sich in Zukunft eine weitere Steigerung der installierten Leistung in Norddeutschland. Die zur Verteilung notwendigen Netzkapazitäten befinden sich zurzeit erst noch in Planung oder im Bau. Den Betreibern der Windparks stehen über die sogenannte „Offshore-Haftungsumlage“ Entschädigungszahlungen zu, wenn Windparks nicht in Betrieb genommen werden können, weil sie aufgrund fehlender Netze nicht rechtzeitig angeschlossen werden können. Diese Umlage ist über den Strompreis zu entrichten und beträgt für das Jahr 2014 0,25 ct./kWh (ÜNB-04 13).

Die Anforderungen an Kraftwerke und Netze durch erneuerbare Energien sind stark situationsabhängig. Im Wesentlichen können drei Effekte festgestellt werden (vgl. Abbildung 14). Erstens ersetzt regenerativ erzeugte Energie die Produktion konventioneller Kraftwerke – es kommt zu einer Absenkung der Residuallast. Zweitens kann zeitweise in manchen Regionen eine Lastüberdeckung beobachtet werden. Dabei wird in einem Gebiet weniger Energie verbraucht, als von den erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Solange die Netze ausreichend dimensioniert sind, kann der Überschuss zu entfernteren Verbrauchern abtransportiert werden. Zuletzt führen erneuerbare Energien zu stärkeren Fluktuationen der Energieerzeugung.

Bei einem weiteren Ausbau regenerativer Energien nehmen all diese Effekte in ihrer Intensität zu. Sie können nur durch einen vorausschauenden Kraftwerkeinsatz, intelligentes Netzmanagement und den Ausbau der Netze kompensiert werden.

Im kleinen Leistungsbereich (unter 500 kW installierte Leistung) sind Photovoltaikanlagen mit über 94 Prozent aller dezentralen Erzeuger aus dem Bereich der erneuerbaren Energien der größte Vertreter. Die Anzahl dieser Anlagen hat sich vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2012 von 15.695 auf rund 1,4 Millionen Anlagen deutlich erhöht (BDEW-02 13). Auch zukünftig könnte sich der Ausbau dieser dezentralen Erzeuger – getrieben vom wirtschaftlichen Eigenverbrauch – fortsetzen.

14 | Einfluss erneuerbarer Energien (EE) auf die Residuallast



Die Verteilung der Photovoltaikanlagen im Verteilnetz ist beispielhaft für Garmisch-Partenkirchen in Abbildung 15 dargestellt. Es zeigt sich, dass Häufungen in einzelnen Straßenzügen auftreten können. Hier kann es tendenziell zu Netzengpässen kommen.

Aktuell ist – aufgrund der hohen garantierten Einspeisevergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – ein Großteil der Anlagen nicht am örtlichen Verbrauch orientiert. Vielmehr speisen diese Anlagen vor allem zur Mittagszeit in die Verteilnetze ein.

Darüber hinaus kommt es in einigen Fällen schon heute zu Rückspeisungen aus der Verteil- in die Übertragungsnetzebene.

Bei freistehenden dezentralen Erzeugern muss der Netzanschluss von den Betreibern der Anlage errichtet und bezahlt werden. Der Netzanschlusspunkt wird dem Betreiber unter Beachtung der gültigen Vorschriften vom Netzbetreiber vorgeschlagen. In der Verteilnetzebene ist dabei die Spannungshaltung in vielen Fällen das größte Problem.

KRAFTWERKSNEUBAUTEN UND STILLEGUNGEN

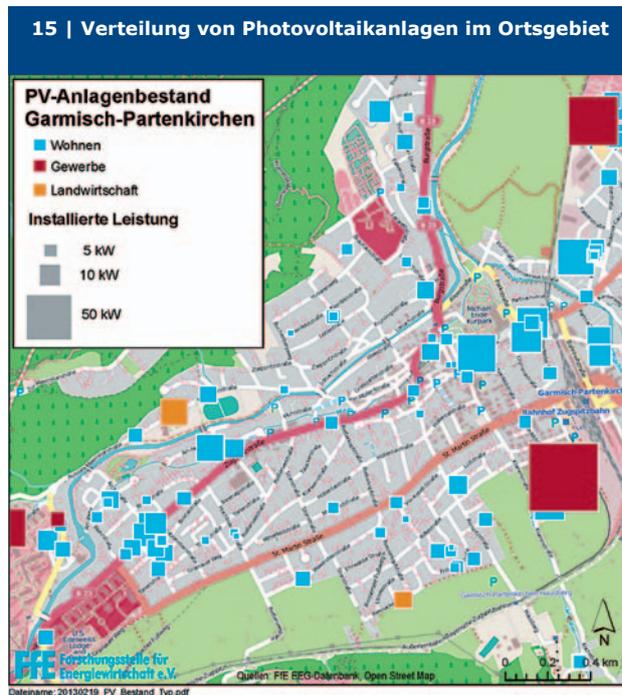
In der Vergangenheit erfolgte der Netzausbau in der Hoch- und Höchstspannungsebene auf Basis der Standorte von Kraftwerken und Lastzentren. Zwei Faktoren führen inzwischen zu einer Veränderung dieses Planungsgrundsatzes. Zum einen der Ausbau der erneuerbaren Energien und zum anderen der Ausstieg aus der Kernenergienutzung. Bis zum Jahr 2023 werden Kernreaktoren mit einer Erzeugungleistung von 12 GW wegfallen. Ein erheblicher Anteil dieser Kraftwerke, etwa 8 GW, befindet sich in Bayern und Baden-Württemberg (vgl. Abbildung 4). Die geplanten konventionellen Kraftwerke werden wiederum vorrangig in Norddeutschland errichtet, da dort der Zugang zu den Energieträgern durch die bestehende Infrastruktur kostengünstiger hergestellt werden kann.

Das räumliche Gefälle zwischen der Erzeugung im Norden und der Last im Süden Deutschlands ist somit ein wesentlicher Treiber für den Netzausbaubedarf. Letzterer kann auch nur in äußerst geringem Maße durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Süddeutschland reduziert werden, da diese nur einen kleinen Beitrag zur sogenannten gesicherten Leistung liefern. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen bei erneuerbaren Energien – aufgrund der wetterabhängigen und damit unsicheren langfristigen Prognose – von geringen Anteilen zur gesicherten Leistung aus: Photovoltaik 0 Prozent, Wind 1 Prozent, Laufwasser 25 Prozent (UENB-01 12). Im Vergleich dazu liegt der Anteil bei konventionellen Kraftwerken mit etwa 85 Prozent deutlich höher.

VERÄNDERTE SPIELREGELN DURCH LIBERALISIERUNG

Vor der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte waren die Bereiche Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb elektrischer Energie in der Hand eines Verbundunternehmens. Diese Strukturen waren historisch gewachsen und begründeten sich durch die natürlichen Monopole der Stromnetze. Das hieß, es hatte volkswirtschaftlich keinen Sinn, mehrere Netze parallel aufzubauen und in Konkurrenz zueinander zu betreiben. Da sich in diesen abgeschotteten Marktgebieten kein Wettbewerb ausbilden konnte, wurde 1996 in einer europäischen Richtlinie festgelegt, die Energiemärkte zu liberalisieren und einen einheitlichen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen. In Deutschland erfolgte die Umsetzung im Jahre 1998 durch eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

Um Markteintrittshemmnisse zu beseitigen, wurden die bis dato in einem Unternehmen gebündelten Geschäftsbereiche getrennt. Dies äußerte sich u.a. darin, dass die ehemaligen Geschäftsbereiche heutzutage als eigenständige Unternehmen mit eigenen Firmennamen und eigenen EDV-Systemen geführt werden müssen. Nur kleine Unternehmen sind von dieser Regelung ausgenommen. Die beschriebene Entflechtung der Geschäftsbereiche wird als *Unbundling* bezeichnet. Im liberalisierten Strommarkt kann seitdem grundsätzlich zwischen der Erzeugung (Kraftwerksbetreiber), dem Han-



Im Energiesystem muss dafür Sorge getragen werden, dass zu jedem Zeitpunkt genug Kraftwerke verfügbar sind. Die sogenannte gesicherte Leistung ist derjenige Anteil an der gesamten Kraftwerksleistung, welcher in jedem Fall zur Verfügung steht.

16 | Teilnehmer am Elektrizitätsmarkt, FfE



del (Händler), dem Vertrieb (Lieferant) und dem Transport (Übertragungsnetzbetreiber) sowie der Verteilung (Verteilnetzbetreiber) von Strom unterschieden werden (Abbildung 16).

Auf jeder Wertschöpfungsstufe konkurriert inzwischen eine Vielzahl an Unternehmen, wovon viele erst nach der Liberalisierung neu gegründet wurden.

Lediglich die Netzbetreiber nehmen auf-

grund der weiterbestehenden natürlichen Monopole eine Sonderrolle ein und müssen sich dem Wettbewerb indirekt über eine staatliche Regulierung stellen: Bis zum Jahr 2008 haben hierzu die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden auf Basis der anfallenden Betriebsführungskosten entsprechende Netzentgelte genehmigt. Diese durfte der Netzbetreiber von den Energielieferanten einfordern. Um nach dem Vorbild eines freien Marktes auch in den Energienetzen einen Effizienzdruck zu erzeugen, wurde ab 2009 deutschlandweit diese Vorgehensweise durch die Einführung eines Anreizregulierungssystems ersetzt. Hierbei werden den Netzbetreibern auf Basis ihrer Netzkosten und eines branchenweiten Effizienzvergleiches Erlösobergrenzen vorgegeben. Die vorhandenen Ineffizienzen müssen innerhalb der ersten zwei Regulierungsperioden, jeweils fünf Jahre, von den Netzbetreibern abgebaut werden. Darüber hinaus haben die Unternehmen den Anreiz, die anfallenden Netzkosten unterhalb der behördlich genehmigten Erlösobergrenzen zu halten, da die entstehende Differenz als zusätzlicher Gewinn bei ihnen verbleibt. Dieses regulatorische Einwirken soll zu einem kontinuierlichen Sinken der Netzentgelte führen, die aktuell etwa 20 bis 25 Prozent des Strom- und Gaspreises beim Haushaltskunden ausmachen (BRD-01 09).

Die Anerkennung der Kosten mit dem entsprechenden Recht, die Kosten über die Netzentgelte wiederzubekommen, ist durch die Liberalisierung ein wesentlicher Aspekt für die Netzbetreiber bei der Planung und Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen geworden.

Ein weiterer Aspekt des neuen Wettbewerbs aufgrund der Liberalisierung war der Abbau von Überkapazitäten. Bereits als die Liberalisierung absehbar war, wurden die Investitionen heruntergefahren. Der Erzeugungssektor war hiervon überproportional betroffen, da aufgrund der zuvor getrennten Marktgebiete faktisch Inselsysteme vorherrschten, die zur Aufrechterhaltung der Versorgung jeweils eigenständige Sicherheitsreserven aufweisen mussten. Mit der Marktöffnung und der Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes konnten Erzeugungskapazitäten effizienter genutzt werden, so dass die notwendige Reservehaltung ebenfalls optimiert wurde. Aber auch in die Netze wurde wesentlich weniger investiert. Das Investitionsvolumen sank zunächst von 3,6 Mrd. Euro im Jahr 1995 auf etwa 2 Mrd. Euro in den Jahren 2000 bis 2005 und erhöhte sich erst wieder in den Folgejahren (IEWT-01 07).

Die größte Veränderung für die Netzbetreiber aufgrund der Liberalisierung war allerdings, dass die Planung von Kraftwerken und Netzen nicht mehr aus einer Hand kommt. Während früher die Verbundunternehmen die Kraftwerksstandorte und den Netzausbau aufeinander abstimmen konnten, müssen die Netzbetreiber im liberalisierten Strommarkt kontinuierlich auf eine veränderte Erzeugungslandschaft reagie-

ren. Hierdurch können die historisch gewachsenen Netze häufig nicht mehr den Anforderungen der neuen Erzeugungslandschaft gerecht werden.

Ein weiterer Aspekt der Liberalisierung ist, dass beim Stromhandel keinerlei physikalische Beschränkungen durch das Stromnetz berücksichtigt werden. Die Händler können sich bei der Abwicklung der Geschäfte so verhalten, als ob Deutschland eine „Kupferplatte“ sei. Dies bedeutet, dass jeder Erzeuger unabhängig von seinem jeweiligen Standort jeden Verbraucher beliefern kann. Da der Netzbetreiber für die Versorgungssicherheit und -qualität verantwortlich ist, muss er gegebenenfalls durch gezieltes Netzmanagement Engpässe beheben (siehe Kapitel „Redispatch und Einspeisemanagement“). Des Weiteren liegt dem Bundesbedarfsplan, der den Netzausbaubedarf ermittelt, durch die Bundesnetzagentur ein Strommarktmodell zugrunde, das die Lastflüsse aus einem freien Handel berechnet. Der freie Elektrizitätshandel wirkt sich somit auch in erheblichem Maße auf den Netzausbaubedarf aus.

ZUSAMMENWACHSEN DES EUROPÄISCHEN MARKTES

Im Jahr 1996 wurde in der europäischen Richtlinie 96/92/EG festgelegt, die Energiemärkte zu liberalisieren und einen einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen. Bislang hat jedes europäische Land diese Pläne in unterschiedlichem Maße umgesetzt, weshalb in den kommenden Jahren eine Angleichung stattfinden soll. Folgende Ziele sind dabei von zentraler Bedeutung:

- Etablierung eines freien, wettbewerbsorientierten Elektrizitätsbinnenmarktes;
- Stärkung der Versorgungssicherheit;
- Effizienzsteigerungen bei Erzeugung, Übertragung und Verteilung;
- Begünstigung des Verbundes und Interoperabilität der transeuropäischen Netze;
- möglicher Vorrang erneuerbarer Energien bei der Energieerzeugung;
- Markttransparenz.

Die Integration der Märkte führt aus technischer und ökonomischer Sicht zu einer Effizienzsteigerung. So können beispielsweise durch das vergrößerte Absatzgebiet „Überschüsse“ aus erneuerbaren Energien ins Ausland verkauft werden – ohne die grenzüberschreitenden Kuppelstellen der Netze müssten schon heute erneuerbare Energien in stärkerem Maße abgeregelt werden. Auch konventionelle Kraftwerke können effizienter betrieben werden, wenn ihre Auslastung durch Stromlieferungen ins Ausland verstetigt werden kann. Es gibt gleichermaßen auch Situationen, in denen Kraftwerkskapazitäten im Ausland Strom für Deutschland kostengünstiger bereitstellen können, so dass Strom importiert wird.

Die elektrischen Verbindungen zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern sollen längerfristig an fast allen Grenzen ausgeweitet werden. Darüber hinaus sollen zwei Unterseekabel eine Verbindung nach Norwegen herstellen. Die geplanten Kapazitätssteigerungen liegen in einer Größenordnung von mehreren Gigawatt (ENTSOE-04 12).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass steigende Handelsaktivitäten zu einer erhöhten Netzauslastung führen können. Darüber hinaus können ausreichende Netzkapazitäten die Effizienz des Kraftwerksparks verbessern. Somit wirkt sich der internationale Energiehandel zum Teil auf den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze aus.

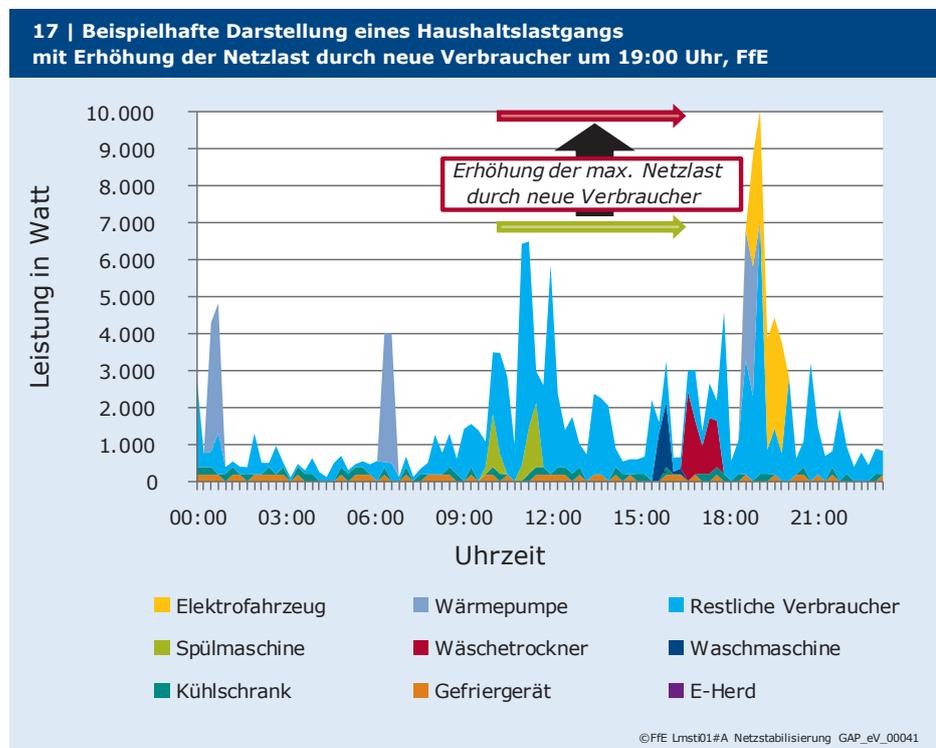


Ansicht eines Umspannwerkes in Deutschland

NEUE VERBRAUCHER

Die Verbrauchsstruktur unterliegt in Deutschland langsamen Veränderungen. Während zahlreiche Unternehmen auf Energieeffizienz achten und im Zuge dessen den Energieaufwand für die Produktion sowie die Effizienz ihrer Produkte erhöhen, wirkt die Einführung neuer Produkte dieser Entwicklung entgegen. Es kommt zu einem *Rebound*-Effekt. Darunter wird im Allgemeinen verstanden, dass alte Geräte (z.B. Fernseher) zwar durch neue, effiziente Geräte ersetzt werden, die aber durch erhöhten Funktionsumfang (z. B. größere Bildfläche) am Ende mehr Energie verbrauchen.

Auswirkungen auf das Stromnetz sind tendenziell eher von neuen, vorher noch nicht an das Stromnetz angeschlossenen Verbrauchern zu erwarten. Hierzu zählen in der Hoch- und Mittelspannungsebene zum Beispiel neue Gewerbe und Industriebetriebe. In der Verteilnetzebene ist derzeit ein Trend hin zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen zu verzeichnen. Diese Verbraucher könnten, wenn diese nicht intelligent angesteuert werden, ebenfalls zu neuen, netzrelevanten Lastspitzen führen. Bei der ungesteuerten Betriebsweise kann es, wie beispielhaft in Abbildung 17 dargestellt, zu netzkritischen Steigerungen der Spitzenlast von Haushalten kommen.



Mehr Leistungskapazität nach dem NOVA-Prinzip

Grundsätzlich wird beim Umbau der Netze immer nach dem sogenannten NOVA-Prinzip vorgegangen. Das heißt, zunächst werden die **N**etze **o**ptimiert, **v**erstärkt und erst nach Ausschöpfung dieser beiden Möglichkeiten **a**usgebaut. Durch dieses Vorgehen werden Aufwand und Kosten sowie Eingriffe in die Umgebung so gering wie möglich gehalten. An zahlreichen Alternativen zum konventionellen Netzausbau wird momentan intensiv geforscht.

NETZBETRIEB OPTIMIEREN

Elektrische Netze zur Energieübertragung sind zum Großteil komplexe Strukturen, die Erzeuger und Verbraucher verbinden. Aus diesem Grund ist der Betrieb eines Netzes eine anspruchsvolle Aufgabe, bei der zahlreiche Faktoren berücksichtigt werden müssen. Der Eingriff in den Betriebszustand eines Netzes erfolgt über verschiedene Mechanismen, die allgemein unter dem Begriff „Systemdienstleistungen“ zusammengefasst sind. Neben technischen umfasst der Begriff auch organisatorische Aufgaben, welche die Netzbetreiber erbringen:

- Spannungshaltung;
- Frequenzhaltung;
- Überwachung und Betrieb;
- Engpassmanagement;
- Versorgungswiederaufbau;
- Energiezählung und -abrechnung.

Über die Optimierung einzelner Mechanismen kann schließlich die Möglichkeit bestehen, den Netzausbaubedarf zu verringern. Die folgenden zwei Beispiele sollen die Wirkungsweise veranschaulichen.

LEITERSEILMONITORING

Die Übertragungsleistung einer Freileitung ist maßgeblich durch die maximal zulässige Leiterseiltemperatur begrenzt. Der Grund hierfür ist die Wärmeausdehnung der Leiterseile, welche zu einem verstärkten Durchhang der Leitungen führt. Um nicht die Umgebung durch zu geringe Abstände zu gefährden, wird die Temperatur der Leiter gewöhnlich auf etwa 80°C beschränkt. Allerdings wird die Leiterseiltemperatur heutzutage nur selten tatsächlich gemessen, sondern auf Grundlage von Tabellenwerken oder Modellen abgeschätzt.

Es bietet sich an, durch die kontinuierliche Erfassung von Wetterdaten und Leiterseiltemperaturen die verfügbare Übertragungsleistung flexibel festzulegen. Bedeutung hat dies vor allem für die zunehmende Einspeisung von Windenergie, da bei starkem Wind – und der damit verbundenen Kühlung der Leitung – eine höhere Stromtragfähigkeit erreicht werden kann. So konnte in einem Feldversuch der E.ON Netz GmbH durch Freileitungs-Monitoring die Übertragungskapazität um bis zu 50 Prozent gesteigert werden.

gert werden. Gleichzeitig musste die Windenergieeinspeisung in das Netz aufgrund von Überlast wesentlich seltener reduziert werden (EON-02 07).

BLINDLEISTUNGSMANAGEMENT

Eine weitere Möglichkeit, die Übertragungsleistung zu erhöhen, besteht in der Anwendung eines verbesserten Blindleistungsmanagements. Der Einsatz des Blindleistungsmanagements zielt darauf ab, das Netz zu stabilisieren und die Übertragungskapazität zu steigern. Beim Blindleistungsmanagement wird die Blindleistung durch entsprechende Maßnahmen wie Regelungen und technische Komponenten regional eingestellt. Die Voraussetzung ist die flächendeckende Anwendung von Messsystemen und Kompensationseinrichtungen, die dafür sorgen, dass die Blindleistung in dem für den aktuellen Betriebszustand richtigem Maße zur Verfügung gestellt wird. Auf diesem Gebiet finden wissenschaftliche Untersuchungen statt, die zeigen sollen, welche bestehenden Anlagen (z. B. bei Industriebetrieben) bei flexiblem Einsatz zur Netzentlastung beitragen können (vgl. ZVEI-01 13).



Blindleistung ist eine Komponente des Wechselstroms, die physikalisch bedingt auftritt und ebenfalls die Netzstabilität beeinflusst. Ein Teil des Stroms fließt dabei in den Auf- und Abbau elektromagnetischer Felder und kommt beim Verbraucher nicht an. Obwohl die Blindleistung nicht über weite Strecken transportiert werden kann, muss auch für sie Übertragungskapazität bereitgehalten werden. Diese steht dann wiederum nicht mehr für die Übertragung des „gewünschten“ Wirkstromes zur Verfügung.

BESTEHENDE NETZE VERSTÄRKEN

Die Verstärkung bestehender Kapazitäten ist die nächste Stufe in der Anwendung des NOVA-Prinzips. Eine Aufrüstung der Trassen kann auf den folgenden drei Wegen geschehen:

- **Spannung anheben:** Wenn bestimmte Voraussetzungen (Belastbarkeit, Sicherheit etc.) erfüllt sind, besteht bei manchen Trassen die Möglichkeit, die Spannung anzuheben, z. B. von 220 kV auf 380 kV. Hierdurch wird die Übertragungskapazität erhöht, ohne dass ein Eingriff in die Umgebung stattfinden muss.
- **Zusätzliche Beseilung:** Durch die Montage zusätzlicher Leiterseile an den Strommasten kann die Übertragungskapazität ebenfalls erhöht werden. Die Masten müssen den hierfür notwendigen Platz und die mechanische Stabilität aufweisen.
- **Hochtemperatur-Leiterseile:** Mit speziellen Legierungen können Leiterseile hergestellt werden, welche eine reduzierte Wärmeausdehnung aufweisen (vgl. den ersten Abschnitt „Netzbetrieb optimieren“). Höhere Temperaturen von bis zu 200°C ermöglichen eine signifikante Anhebung der Stromtragfähigkeit der Leitung. Der Einsatz solcher Seile wird von den Übertragungsnetzbetreibern seit einiger Zeit in Feldtests erprobt. Bisherige Ergebnisse bestätigen die deutlich höhere Belastbarkeit. Andererseits müssen höhere Übertragungsverluste in Kauf genommen und Rückwirkungen auf die Netzstabilität beachtet werden. Zudem sind deutlich höhere Kosten einzuplanen (DENA-07 10).



NEUE NETZE BAUEN

Wenn schließlich die zuvor genannten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen nicht ausreichen, um einen sich abzeichnenden Engpass zu beheben, wird das Netz ausgebaut. Der Ausbau ist eine präventive Maßnahme, da die Netzbetreiber nicht bis zum Auftreten einer unzulässigen Überlastung warten dürfen. Stattdessen werden bereits im Voraus, z. B. aufgrund von Netzberechnungen, Hinweise auf einen notwendigen Leitungsneubau gesammelt und ausgewertet. Im Zusammenhang mit dem Beschluss zum Ausbau eines Netzabschnitts müssen schließlich folgende Fragen geklärt werden:

- Welche Leitungstechnologie kommt zum Einsatz?
- Für welchen Zeithorizont soll die Maßnahme zur Netzentlastung beitragen?

Die erste Frage kann meist anhand der Netzebene und der Umgebung beantwortet werden. Im Verteilnetz werden im städtischen Umfeld nahezu ausschließlich Erdkabel eingesetzt; auf dem Land ist der Anteil an Freileitungen höher. Im Übertragungsnetz hingegen kommen zum Großteil Freileitungen zum Einsatz (vgl. Tabelle 10).

Vor einer Ausbaumaßnahme muss außerdem aufgrund des technischen und wirtschaftlichen Aufwandes sichergestellt sein, dass die gewählte Lösung lange Bestand hat. Daher wird die zweite Frage im Rahmen einer sogenannten Zielnetzplanung beantwortet. Die Zielnetzplanung schließt mögliche und wahrscheinliche Entwicklungen der Energieversorgung in die Netzplanung mit ein. Der typische Horizont einer Zielnetzplanung liegt bei etwa zwanzig Jahren. So wird beispielsweise der zukünftige, längerfristige Ausbau erneuerbarer Energien anhand von Szenarien abgeschätzt und ein Ausbauplan des Netzes entworfen, der die Einspeisung neuer Erzeuger ermöglicht und zu jedem Zeitpunkt die Versorgung aller Verbraucher sicherstellt.

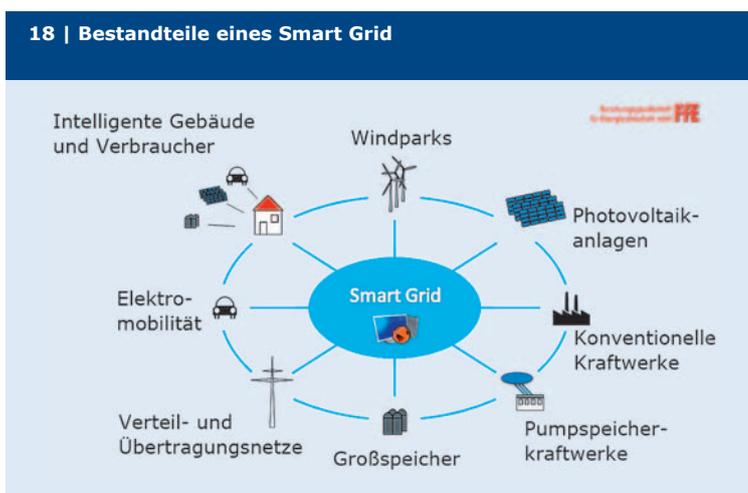
Ergänzungen zum Um- und Neubau von Netzen

Der zukünftige Erhalt der Versorgungssicherheit kann nicht allein durch den Ausbau der Netze gewährleistet werden. An ausgewählten Beispielen wird im Folgenden dargestellt, welche Ergänzungen zum Netzausbau notwendig werden könnten, um den Veränderungen durch die Energiewende gerecht zu werden.

SMART GRID

Ein *Smart Grid* wurde von der *European Technology Platform Smart Grid* (ETPSG) wie folgt definiert:

„Ein Smart Grid ist ein ‚Strom-Netzwerk‘, das sämtliche Vorgänge jedes daran angeschlossenen Akteurs – Erzeuger, Verbraucher oder beides – automatisch einbinden kann, um eine nachhaltige, ökonomische und sichere Stromversorgung auf effiziente Weise zu gewährleisten.“ (EUCCO-01 11)



Der grundlegende Gedanke hinter einem *Smart Grid* ist eine verbesserte Ausnutzung von Netzkapazitäten durch die Erfassung netzrelevanter Daten in Echtzeit. Grundprinzip ist ein wechselseitiger Informationsaustausch („bidirektionale Kommunikation“) zwischen der Verbraucher- und der Erzeugerseite sowie weiteren Netzkomponenten (vgl. Abbildung 18). Als wesentliche Vorteile gelten vor allem die Vermeidung von Netzengpässen sowie eine erhöhte Effizienz. Um das bestehende in ein „intelligentes“ Netz umzubauen, ist jedoch ein grundlegender Umbau der Netzinfrastruktur notwendig, der erhebliche Kosten mit sich bringt.

Im Vergleich zu einem konventionellen Netz bleibt die Übertragungsinfrastruktur eines *Smart Grid* im Wesentlichen gleich. Eine Erweiterung findet um Technologien im Bereich der Informations-, Kommunikations-, Regel- und Automatisierungstechnik statt (BITKOM-01 12, BNETZA-17 11).

Smart Grids stellen somit einen Baustein dar, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. Durch einen optimierten Netzbetrieb können Netzausbaumaßnahmen wiederum wirtschaftlicher gestaltet und erneuerbare Energien besser integriert werden.

FLEXIBILISIERTE VERBRAUCHER

Die intelligente Koordinierung von Erzeugung und Verbrauch bietet gute Voraussetzungen für Effizienzsteigerungen. Eine konkrete Handlungsoption liefert das Lastmanagement. Dabei wird versucht, die zeitliche Diskrepanz zwischen Stromerzeugung

und Stromverbrauch zu verringern. Dies kann nicht nur auf Seiten des Erzeugers erfolgen (z. B. über die Regelung der Kraftwerke), sondern bis zu einem gewissen Grad auch über die Steuerung des Verbrauchs (*Demand Side Management* – DSM). Prinzipiell eignen sich für eine Steuerung jene Verbraucher, die einen relativ hohen Energiebedarf und somit ein signifikantes Lastverschiebepotenzial aufweisen. Zur Steuerung flexibler Lasten können mehrere Instrumente eingesetzt werden, beispielsweise der Börsenstrompreis, die aktuelle Einspeisung erneuerbarer Energien oder auch die Netzbelastung. So können je nach Anforderung verschiedene Ziele erreicht werden: hoher regenerativer Anteil des Stromverbrauchs, optimale Ausnutzung vorhandener Kapazitäten etc. Aufgrund dieser und zahlreicher weiterer Eingriffsmöglichkeiten wird das Lastmanagement häufig auch als wichtiger Bestandteil von *Smart Grids* gesehen.

In naher Zukunft ist auf diesem Wege zunächst nur ein relativ kleiner Beitrag zur Verringerung des Netzausbaubedarfs zu erwarten. Der Anteil der Industrie, der innerhalb weniger Jahre realisiert werden kann, wird mit 2,5 bis 3 GW abgeschätzt (DIW-02 13). Dieser Beitrag entspricht zwar der Leistung von drei bis vier großen Steinkohlekraftwerken, jedoch steht die Leistung mittels Lastmanagement nicht kontinuierlich zur Verfügung, da in der Regel weder Einbußen bei der Wertschöpfung noch im Komfort akzeptiert werden.

Im Bereich der privaten Haushalte ist die Einführung von *Smart-Metern* die grundlegende Voraussetzung für eine Flexibilisierung der Last. Werden zusätzlich die Energietarife variabel gestaltet, können bei den Stromkunden Anreize gesetzt werden, ihre Last zeitweise zu verschieben. Beispielsweise wäre vor allem mittags der Betrieb von Wasch- und Spülmaschinen sinnvoll, wenn gleichzeitig die Sonneneinstrahlung für eine erhöhte PV-Stromerzeugung sorgt. Allerdings zeigte sich bei Feldversuchen, dass die Stromkunden nur bedingt dazu bereit sind, für eine Verhaltensänderung oder Komforteinschränkung mit geringeren Strompreisen entlohnt zu werden. Oftmals tritt auch ein „Ermüdungseffekt“ bei den Nutzern ein, welcher der Verbrauchsflexibilität entgegenwirkt. In einer Studie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zum Projekt „E-Energy“ mit dem Titel „Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte“ sind detaillierte Analysen aus sechs Feldversuchen und weitere Informationen zu diesem Thema enthalten. Allgemein kann auf Landesebene bislang kein signifikanter Rückgang des Stromverbrauchs – trotz steigender Energiepreise – beobachtet werden (vgl. Abbildung 2), was ebenfalls gegen eine ausgeprägte Sensitivität der Verbraucher auf den Strompreis spricht.

Ein weiterer sich abzeichnender Trend sind die Bestrebungen zahlreicher Gemeinden und privater Haushalte, ihre Energieversorgung unabhängiger zu gestalten. Im kleinen Maßstab und bei der Verfügbarkeit der notwendigen Ressourcen funktionieren solche Systeme. Übertragen auf ganz Deutschland müsste allerdings ein erheblicher Aufwand betrieben werden, um eine Energieversorgung zu errichten, die ausschließlich auf regenerativen Energien beruht. Zum jetzigen Zeitpunkt scheint eine solche Vollversorgung aus energietechnischer und wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.



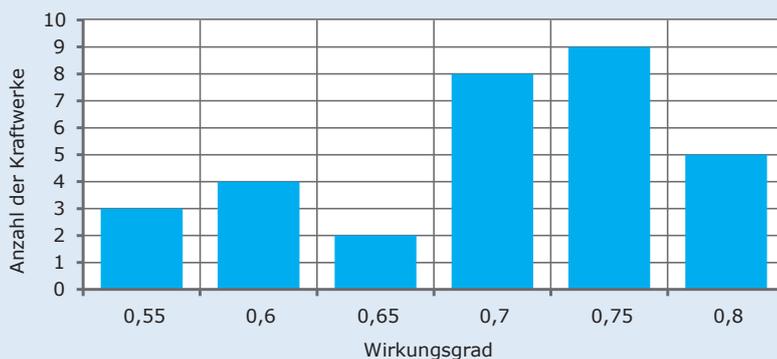
Solarbaumanlagen in einer Gemeinde in Deutschland

Im Bereich der privaten Haushalte ermöglichen PV-Anlagen – bei entsprechender Dimensionierung – die Erzeugung von Energiemengen, die typischerweise im Gebäude verbraucht werden. Oftmals wird daraus die Schlussfolgerung abgeleitet, das Gebäude sei „autark“. Solche Feststellungen beziehen sich allerdings in aller Regel nur auf energetische Betrachtungen. Bezogen auf die Netzauslastung ist einzig die Leistungs-komponente entscheidend. Daher muss in vielen Fällen davon ausgegangen werden, dass vor allem PV-Anlagen das Netz im Sommer – durch ihre hohe gleichzeitige Ein-speisung – zusätzlich belasten. Oftmals wird auch über die Kombination einer PV-Anlage mit einer Wärmepumpe nachgedacht. Hier gilt wiederum in den meisten Fällen, dass aus energetischer Sicht tatsächlich eine unabhängigere Energieversorgung des Gebäudes möglich ist. Allerdings weist der Energiebedarf von Gebäuden im Winter – wo die geringste Sonneneinstrahlung vorherrscht – eine ausgeprägte Spitze auf. Die benötigte Energie zum Antrieb der Wärmepumpe wird zu diesen Zeiten zum Großteil aus dem Stromnetz bezogen, so dass sich im Zweifel die Spitzenlast erhöhen wird. Dies kann wiederum zu einem zusätzlichen Ausbaubedarf der Verteilnetze führen.

ENERGIESPEICHER

Da regenerative Energieträger nicht zu jedem Zeitpunkt verfügbar sind, bietet sich für den zeitlichen Ausgleich der Energiebereitstellung der Einsatz von Speichern an. Wirtschaftlich und großtechnisch einsetzbare Möglichkeiten zur Speicherung von Elektrizität gibt es bisher nur wenige. Derzeit dominiert hier mit Abstand die Pumpspeichertechnologie. Im Folgenden werden neben dieser zusätzlich zwei weitere Speichertechnologien vorgestellt, die in naher und ferner Zukunft einen nachhaltigen Einfluss auf den Netzbetrieb haben können: PV-Eigenverbrauchssysteme und Power-to-Gas.

18 | Verteilung der Wirkungsgrade deutscher Pumpspeicherkraftwerke (FFE-29 13)



PUMPSPEICHERKRAFTWERKE

Pumpspeicherkraftwerke spielen für das Energiesystem eine wichtige Rolle, da sie aufgrund ihrer hohen technischen Flexibilität Systemdienstleistungen wie Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve, Spannungsregulierung und Schwarzstartfähigkeit bereitstellen können. Zudem tragen sie zur gesicherten Leistung bei und gleichen untertägige Lastschwankungen aus.

Je nach Alter, Standort, Turbinentyp und Betriebsweise weisen die Kraftwerke unterschiedliche Effizienzen auf (Abbildung 18). Im Mittel liegt der Gesamtwirkungsgrad der Kraftwerke bei etwa 70 Prozent. Neuere Kraftwerke erreichen Werte von rund 80 Prozent und zählen damit zu den effizientesten Großspeichern. Beim Vergleich mit anderen Speichertechnologien für die Energiewirtschaft werden Wirkungsgrade in ähnlicher Größenordnung nur von Batteriespeichersystemen erreicht (FFE-29 13).

Die natürlichen Voraussetzungen für den Betrieb der Anlagen sind im Alpenraum und in den Mittelgebirgen – aufgrund der Höhenunterschiede des Geländes – entsprechend gut. Im deutsch-österreichischen Marktgebiet sind zukünftig Pumpspeicherkapazitäten

in Höhe von knapp 11 GW geplant (FFE-29 13). Durch den internationalen Stromhandel im europäischen Verbundnetz ergeben sich zudem positive Allokationseffekte, da beispielsweise deutsche „Stromüberschüsse“ in österreichischen Pumpspeicherkraftwerken eingespeichert und bei erhöhtem Bedarf wieder abgerufen werden können. Um die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Energiespeicherung auszubauen, wurde von Deutschland, Österreich und der Schweiz im Jahr 2012 eine „Erklärung [...] zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“ unterzeichnet. Sie formuliert folgende Ziele: Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken und Erschließung neuer Potenziale, bedarfsgerechter Ausbau der Übertragungsnetze sowie Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für die Entwicklung neuer, alternativer Speichertechnologien (BMWI-09 12). Diese Erklärung verdeutlicht die wichtige Rolle, die dem Alpenraum bei der Energiespeicherung zukommen soll, beinhaltet jedoch keine verbindlichen Angaben über den zeitlichen Rahmen und Umfang des angestrebten Ausbaus.

PV-EIGENVERBRAUCHSSYSTEME

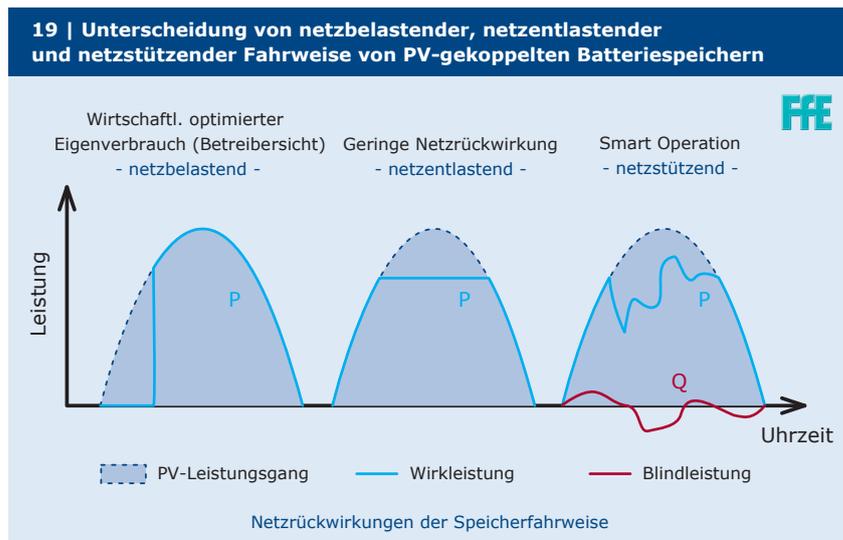
Durch die stetige Absenkung der EEG-Vergütung wird es für PV-Anlagenbesitzer zunehmend interessant, die Energie der Mittagssonne für den späteren Eigenbedarf zu speichern. Die Netzurückwirkungen eines solchen PV-Eigenverbrauchssystems (PV-Anlage + Batteriespeicher) hängen direkt von seiner Betriebsweise ab (Abbildung 19):

■ **Netzbelastend:** Der Batteriespeicher wird immer dann geladen, wenn die PV-Erzeugung größer als der Eigenverbrauch ist. Damit steht abends und nachts stets die größtmögliche Energiemenge für den Eigenverbrauch zur Verfügung. Es kann zu einer ausgeprägten Mittagsspitze kommen. Wenn mehrere solcher Speicher in einem Netzstrang vorhanden sind, wird dieses Problem verschärft.

■ **Netzentlastend:** Der Batteriespeicher wird gezielt zur Mittagszeit geladen, um die Einspeisespitze zu reduzieren. Bei einem Wetterwechsel kann es passieren, dass die Batterie nicht mehr voll geladen werden kann, woraus sich Ertragseinbußen für den Betreiber ergeben können.

■ **Netzstützend:** Die Ladeleistung des Speichers passt sich an aktuelle Anforderungen des Netzbetriebes an und das Speichersystem ist in der Lage, Systemdienstleistungen zu erbringen, um das Netz zu stützen.

Speichersysteme können also je nach Fahrweise das Netz entlasten oder im schlechtesten Fall sogar belasten. Um die Anforderungen für den Netzbetrieb durch neue Verbraucher und Speicher abzusenken, ist eine genaue Abstimmung auf die Gegebenheiten vor Ort erforderlich. Die Einbindung solcher Systeme in ein *Smart Grid* kann helfen, die Herausforderungen zu bewältigen und gleichzeitig den Netzausbaubedarf zu reduzieren.



POWER-TO-GAS

Eine viel diskutierte Ergänzung zu Pumpspeicherkraftwerken bietet das Konzept *Power-to-Gas*. Dabei wird Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff oder Methan umgewandelt und dann in das Erdgasnetz eingespeist. Durch die Möglichkeit der Rückverstromung lässt sich das Erdgasnetz mit seinen Leitungen und Gasspeichern dann auch wiederum wie ein Stromspeicher nutzen. Die Hemmnisse dieser Technik sind derzeit noch die hohen Kosten und Umwandlungsverluste. Zwar werden die Wirkungsgrade auch in Zukunft nicht an heute eingesetzte Speichertechnologien heranreichen, das Konzept könnte jedoch bei einem hohen Anteil regenerativer Energien im Stromsektor an Bedeutung gewinnen. Denn aufgrund des großen Speichervolumens ist *Power-to-Gas* technisch nahezu konkurrenzlos für die saisonale Stromspeicherung einsetzbar (STMWIVT-01 11, VBEW-02 12).

KOSTENVERGLEICH SPEICHER UND NETZE

Die Energiemengen, die bei der Erzeugung, dem Verbrauch und der Übertragung elektrischer Energie im Versorgungssystem umgesetzt werden, sind im Vergleich zur Speicherkapazität von technisch umsetzbaren Speichersystemen erheblich höher. Aus diesem Grund sind Speicher keine flächendeckende Alternative, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Wenn Speicher dennoch in bestimmten Fällen aus technischer Sicht in Betracht kommen, ist ein Kostenvergleich zwischen Netzausbau und Speichersystem sinnvoll.

In einer Studie der RWTH Aachen (RWTH-01 11) wurden exemplarisch spezifische Kosten ermittelt, die sich ergeben, wenn ein Windpark mit 10 MW und 1.750 Volllaststunden entweder um ein Speichersystem erweitert wird oder die Netzanbindung ausgebaut wird, um Leitungsengpässe von bis zu 2 MW zu beheben. Das Speichersystem mit Natrium-Schwefel-Batterie weist demnach Kosten von 5,4 bis 19,1 ct./kWh gegenüber 2,2 ct./kWh für den Netzausbau auf. Der finanzielle Vorteil für den Netzausbau fällt noch größer aus, wenn statt den in der Berechnung angesetzten zwanzig Jahren Nutzungsdauer für die Stromleitung vierzig Jahre angesetzt werden, was einem typischen Wert entspricht. In diesem Zeitraum müsste das Batterie-Speichersystem aufgrund der schnelleren Alterung voraussichtlich mindestens einmal ausgetauscht werden.

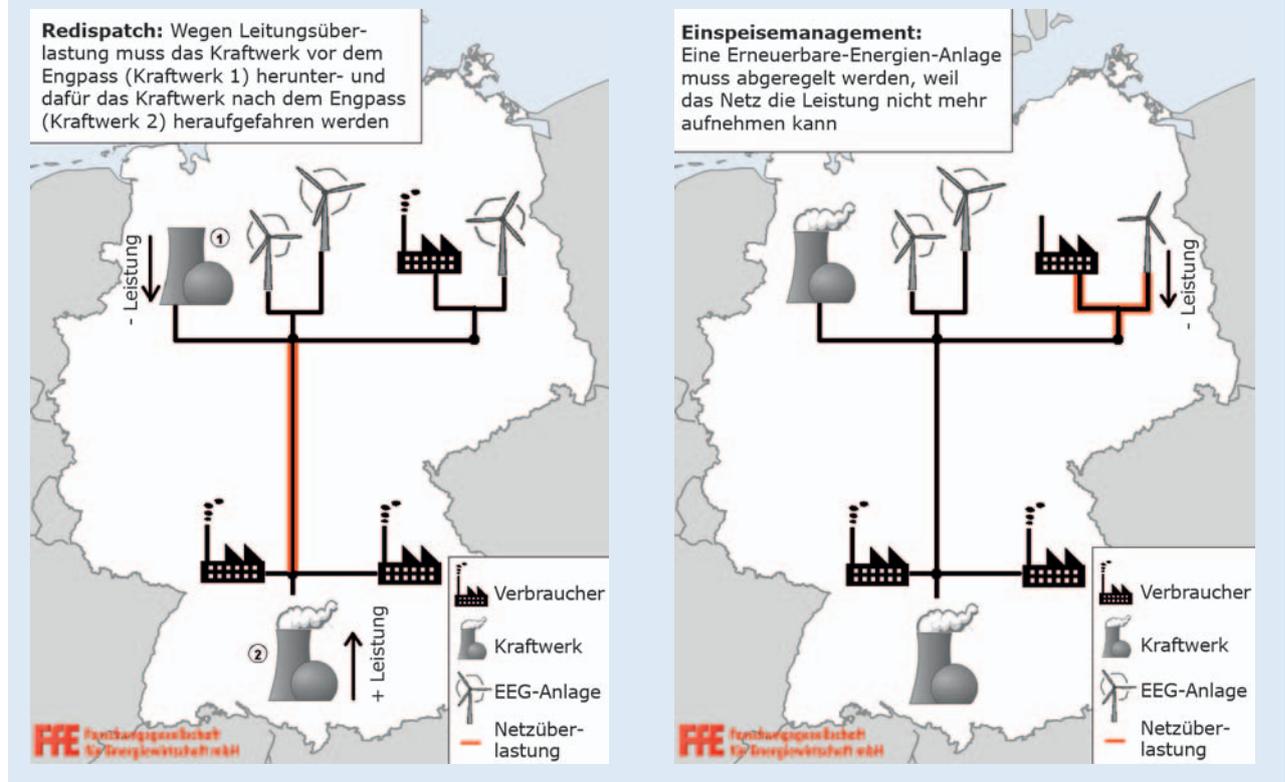


Windpark an der Küste
Deutschlands

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Speicher aus technischen Gründen in manchen Fällen sinnvoll sein können, um das Netz zu stabilisieren – jedoch um große Energiemengen zu speichern und damit einen Netzausbau zu vermeiden, ist ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb (noch) nicht gegeben.

REDISPATCH UND EINSPEISEMANAGEMENT

Übertragungseingänge treten beispielsweise dann auf, wenn in einem Gebiet mehr Erzeugung geplant und prognostiziert wird, als tatsächlich verbraucht und über die Stromnetze transportiert werden kann. Durch den sogenannten *Redispatch* können Erzeugungsanlagen im kritischen Zeitfenster auf der einen Seite des Netzengpasses herunter- und auf der anderen Seite hochgefahren werden (vgl. Abbildung 20, links). Der Eingriff kann sowohl zur Vorbeugung als auch zur Behebung von Leistungsüberlastungen erfolgen.



Wenn regionale Kapazitätsprobleme im Netz bestehen, die nicht durch Regeleingriffe konventioneller Erzeugungsanlagen behoben werden können, greift das sogenannte Einspeisemanagement. Darunter ist eine temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von regenerativen Erzeugern sowie Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung zu verstehen (Abbildung 20, rechts). Diese Reduktion wird in § 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) geregelt und darf nur unter strengen und genau definierten Voraussetzungen durchgeführt werden. Die von den Maßnahmen betroffenen EEG-Anlagenbetreiber werden für die finanziellen Einbußen entschädigt. Die Netzbetreiber müssen dem Anlagenbetreiber 95 Prozent der entgangenen Einnahmen – zuzüglich der zusätzlichen und abzüglich der ersparten Aufwendungen – erstatten. Sobald die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen eines Jahres überschreiten, sind die betroffenen Anlagenbetreiber zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber legt die hierdurch entstehenden Kosten auf die Netzentgelte um (BNETZA-10 13, EEG-01 12).

In Deutschland betrug das Volumen der *Redispatch*-Maßnahmen durch Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber 2,0 TWh im Jahr 2010, 3,9 TWh im Jahr 2011 und 2,5 TWh 2012. Für diese Art des Netzeingriffes wurden zwischen den Netzbetreibern und den einzelnen Anlagenbetreibern bisher bilaterale Vereinbarungen abgeschlossen, die nicht einheitlich ausgestaltet waren. Nach einem Beschluss der Bundesnetzagentur sollen diese Vereinbarungen jetzt standardisiert und die Teilnahme größerer Anlagen verpflichtend werden (BNETZA-05 12, BNETZA-07 12, BNETZA-17 13). Größere Anlagen sind in diesem Fall alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Leistung größer oder gleich 50 MW.

Ausbaubedarf

Der Ausbaubedarf der Netze ergibt sich aus der Notwendigkeit, auch zukünftig zu jeder Zeit eine sichere Stromversorgung aufrechtzuerhalten und die Stromnachfrage mit der jeweils am günstigsten zur Verfügung stehenden Erzeugung zu decken. Da für Stromleitungen nicht die übertragene Energie, sondern die Leistung das relevante Auslegungskriterium ist, genügen bereits kürzere Überlastungen, um die Stabilität zu gefährden. Diese Überlastungen können weder im System gepuffert werden – wie z. B. im Gasnetz durch die Erhöhung des Drucks – noch weggeschaltet werden, da hierdurch regional die Stromnachfrage nicht mehr gedeckt wird und die Versorgungssicherheit und -qualität gefährdet ist. Somit kann ein hoher Stromtransport innerhalb weniger Stunden im Jahr für den Ausbaubedarf des Netzes an einer Stelle verantwortlich sein. Da aber für die Energieübertragung eine Vielzahl von Faktoren zu berücksichtigen sind, gibt es keine technisch klar definierte Grenze, ab welcher Belastung eine Leitung verstärkt oder neu gebaut werden muss. Aufgrund ihrer langjährigen Erfahrung sind es insbesondere die Netzbetreiber selbst, die gut einschätzen können, ob ein Netzausbau aus technischen und wirtschaftlichen Gründen vorzunehmen ist. Um dennoch ein möglichst einheitliches Vorgehen für den Netzausbau in den unterschiedlichen Spannungsebenen zu erreichen, arbeiten Unternehmen, Wissenschaft und Politik an neuen Konzepten. In der Übertragungsebene konnte bereits 2011 ein gemeinsames Vorgehen durch den Netzentwicklungsplan gefunden werden. Zudem stellt die Bundesregierung im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ als Bestandteil des 6. Energieforschungsprogramms für die kommenden Jahre bis zu 150 Mio. Euro für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in diesem Bereich zur Verfügung.

ÜBERTRAGUNGSNETZE

ERMITTLUNG DES AUSBAUBEDARFS

Planungsverfahren zum Bau neuer Energienetze sind aufgrund gesetzlicher Bestimmungen und der jeweiligen Zuständigkeitsbereiche des Bundes und der Länder häufig ein langwieriger Prozess. Zu weiteren Verzögerungen kann es kommen, wenn sich Bürgerinitiativen gegen ein Projekt aussprechen oder wenn technische Probleme beim Leitungsbau auftreten. In den vergangenen Jahren wurden in Deutschland kaum neue Höchstspannungsleitungen gebaut. Durch die Anforderungen der Energiewende muss nun der Ausbaugrad der Netze erhöht werden, damit nicht in zunehmendem Maße regenerativ erzeugter Strom aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden muss (vgl. den Abschnitt „Redispatch und Einspeisemanagement“ im Kapitel „Ergänzungen zum Um- und Neubau von Netzen“) und auch zu jedem Zeitpunkt Strom in jene Gebiete geliefert werden kann, die bislang vorrangig durch die zukünftig wegfallenden Kernkraftwerke versorgt werden.

Um die Planungsverfahren zu beschleunigen, wenden Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur inzwischen ein schnelleres Verfahren gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) an. Diese Vorgehensweise wird in erster Linie für überregional wichtige Projekte verwendet. Das Verfahren findet bei Strom- und auch Gastrassen Anwendung.

21 | Fünf Schritte zum Netzausbau



Zunächst wird ein Szenariorahmen abgesteckt, in dem der Ausbau der konventionellen und erneuerbaren Energien sowie die voraussichtliche Entwicklung des Energieverbrauchs prognostiziert werden. Darauf aufbauend wird jährlich ein Netzentwicklungsplan (NEP) erarbeitet, der dann mindestens alle drei Jahre in einen Bundesbedarfsplan (gemäß Bundesbedarfsplangesetz – BBPIG) überführt wird. Dieser bildet wiederum die Grundlage für die Korridor- und Trassenfindung im Rahmen der notwendigen Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Für die eigentliche raumordnerische Umsetzung des Bundesbedarfsplans kommen außerdem das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) zum Tragen (vgl. Abbildung 21) (NEP-02 13).

Auf europäischer Ebene werden Ausbaupläne durch den Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und die EU-Kommission koordiniert. Wichtige Projekte, die im gemeinsamen Interesse mehrerer Länder sind (*projects of common interest – PCI*), können inzwischen durch EU-Mittel gefördert werden: So hat die EU-Kommission zuletzt Mittel in Höhe von knapp 6 Mrd. Euro freigegeben, damit etwa 140 Projekte im Bereich der Stromübertragung, rund hundert Projekte im Bereich der Gasnetze und weitere schneller, transparenter und effizienter durchgeführt werden können (EU-04 13).

QUANTIFIZIERUNG DES AUSBAUBEDARFS

Mehrere Studien haben sich mit dem Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes beschäftigt und die erforderlichen Leitungslängen quantifiziert (Tabelle 22). Die Werte weisen zwar eine erhebliche Streuung auf, jedoch ist eine deutliche Tendenz zu erkennen: Etwa ab dem Jahr 2020 nimmt der bis dahin notwendige Ausbaubedarf mit mehreren Tausend Kilometern eine erhebliche Größenordnung an. Dies ist mitunter auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien zurückzuführen. Auch Einflüsse wie die strukturellen Veränderungen des Kraftwerksparks und der europäische Energiehandel sind hierfür verantwortlich, was in mehreren Studien ebenfalls berücksichtigt wurde.

Insgesamt liegen die Kosten für den Netzausbau laut dem Netzentwicklungsplan 2013 für die kommenden zehn Jahre bei 22 Mrd. Euro (NEP-02 13). Die folgende Vergleichsrechnung soll die Größenordnung der Kosten aufzeigen: Bei einer Umlage auf die Verbraucher würden die Kosten von 2,2 Mrd. Euro pro Jahr auf den jährlichen Stromverbrauch von 520 TWh verteilt werden. Es ergeben sich im Mittel folglich Zusatzkosten von 0,42 ct./kWh, was etwa 1,5 Prozent des aktuellen Haushaltsstrompreises entspricht.

22 | Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz laut unterschiedlichen Studien (AGORA-01 12 und eigene Recherchen)

Studie	Jahr	Umbau km	Neu AC km	Neu DC km	Gesamt km	Bezugs-jahr
<i>DENA I</i>	2005	400	850		1.250	2015
<i>DENA II Basisszenario</i>	2010		3.600		3.600	2020
<i>DENA II Hybridlösung</i>	2010		3.100	800	3.900	2020
<i>VDE-Studie Overlaygrid</i>	2011			2.556	2.556	2050
<i>BET für den VBW</i>	2011		1.300	1.500	2.800	2020
<i>Consentec 2015</i>	2010				700	2015
<i>Netzentwicklungsplan</i>	2012	4.400	1.700	2.100	8.200	2022
<i>Netzentwicklungsplan</i>	2013	4.900	1.500	2.100	8.500	2023

AC = alternating current = Wechselstrom; DC = direct current = Gleichstrom

In welchen Korridoren der Um- und Neubau von Höchst- und Hochspannungstrassen in Deutschland geplant ist, zeigt Abbildung 23.

VERTEILNETZE

ERMITTLUNG DES AUSBAUBEDARFS

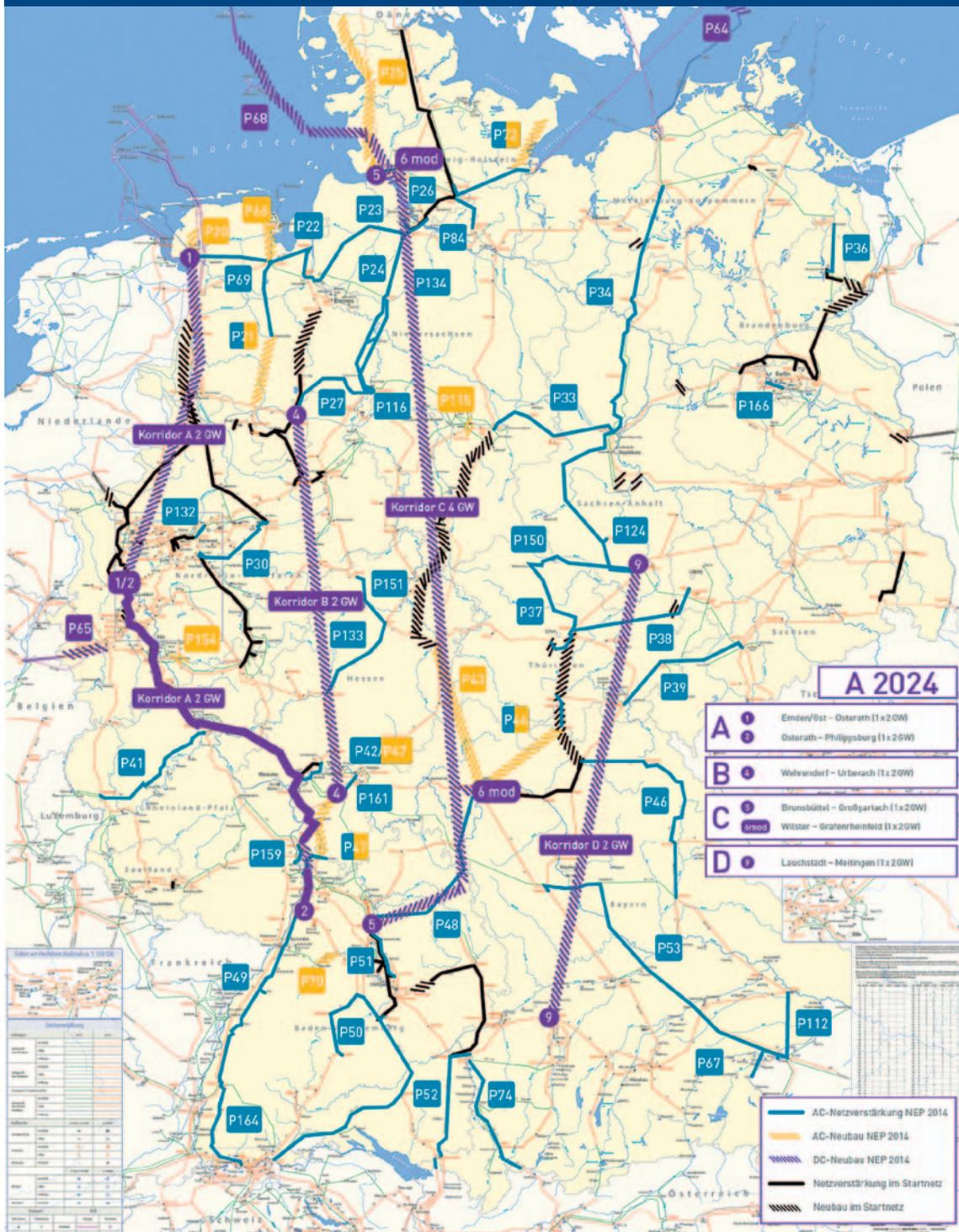
In der Vergangenheit stellte sich in den verschiedenen Netzebenen ein hierarchischer Leistungsfluss ein: Die jeweils übergeordnete Spannungsebene konnte im Wesentlichen als „unendliche“ Quelle für Energie- und Systemdienstleistungen herangezogen werden. Für die Aufrechterhaltung der Energiebilanz waren bislang in erster Linie Großkraftwerke im Hoch- und Höchstspannungsnetz zuständig. Die organisatorische Trennung der Zuständigkeitsbereiche einzelner Netzebenen war somit klar definiert. Mit dem steigenden Ausbau dezentraler Erzeuger nehmen Lastflüsse in beide Richtungen zwischen den Spannungsebenen zu. Diese Tatsache führt dazu, dass ein Umbau der derzeitigen Netzinfrastruktur auch im Verteilnetz erfolgen muss, um in Zukunft die Systemstabilität und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Allgemein existiert für den Aus- bzw. Umbau des Verteilnetzes bislang kein Verfahren, welches mit dem des Netzentwicklungsplans im Übertragungsnetz vergleichbar wäre. Dies liegt unter anderem an der Vielzahl betroffener Netzbetreiber (rund 890) sowie dem jeweils unterschiedlichen Aufbau der Netzstruktur. Dennoch wurden in mehreren Studien Ansätze erarbeitet, wie der Ausbaubedarf ermittelt werden kann. Das prinzipielle Vorgehen ist in Abbildung 24 dargestellt.

In einem ersten Schritt werden Szenarien für die bundesweite Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks definiert, um einen Szenariorahmen für den Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen festzulegen. Als Datengrundlage dienen hier zumeist Ergebnisse von aktuellen Gutachten verschiedener Forschungseinrichtungen. Die Szenarien für den bundesweiten Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen werden in einem zweiten Schritt auf Gemeindeebene heruntergerechnet, um regionalisierte Daten zu erhalten. Anschließend erfolgt eine Einteilung der verschiedenen Gemeinden in Gruppen mit ähnlichen Merkmalsausprägungen (Netzstruktur, Anteil regenerativer Energien etc.). Ziel dieser Zuordnung ist es, verschiedene Gemeindecluster zu erhalten, die in sich möglichst homogen und zueinander möglichst heterogen sind. Darauf aufbauend

23 | Geplante Leitungsprojekte

AC = alternating current = Wechselstrom; DC = direct current = Gleichstrom



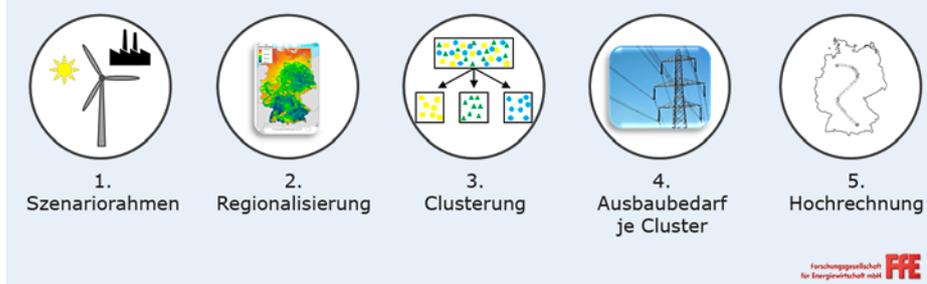
Quelle: NEP 2014, Stand: April 2014, www.netzentwicklungsplan.de

wird für jeden Cluster exemplarisch der Netzausbaubedarf berechnet, bevor dieser in einem letzten Schritt auf das gesamte Untersuchungsgebiet hochgerechnet wird.

QUANTIFIZIERUNG DES AUSBAUBEDARFS

Zur Quantifizierung des deutschlandweiten Ausbaubedarfs der Verteilnetze – in Folge des Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen – wurden sowohl von der Deutschen Energie-Agentur (DNA) als auch vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Studien durchgeführt. Wie vorab beschrieben nutzen die Studien verschiedene Ausbauszenarien als Datengrundlage, wodurch je Studie verschiedene

24 | Fünf Schritte zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Verteilnetz



25 | Netzausbaubedarf im Verteilnetz laut unterschiedlicher Studien (BDEW-03 11, DENA-07 12)

Studie	Jahr	Ausbau HS in km	Ausbau MS in km	Ausbau NS in km	Ausbau Verteilnetz gesamt in km	Bezugs-jahr
<i>DENA – Verteilnetzstudie NEP B</i>	2012	35.610	72.051	51.563	159.224	2030
<i>DENA – Verteilnetzstudie Bundesländerszenario</i>	2012	39.544	117.227	57.229	214.000	2030
<i>BDEW – Energiekonzept 2020</i>	2011	350	55.000	140.000	195.350	2020
<i>BDEW – BMU Leitszenario 2020</i>	2011	650	140.000	240.000	380.650	2020

HS = Hochspannung; MS = Mittelspannung; NS = Niederspannung

Werte für den zukünftigen Ausbaubedarf ermittelt werden. In Tabelle 25 sind die Ergebnisse der beiden Studien dargestellt. In den ermittelten Ausbaukilometern zeigen sich erhebliche Unterschiede. Das zentrale Ergebnis beider Studien ist jedoch gleich: Im deutschen Verteilnetz ist ein signifikanter Ausbaubedarf vorhanden, was ein zentrales Thema für die zukünftige Netzstabilität darstellt.

Wie im Kapitel „Mehr Leistungskapazität nach dem NOVA-Prinzip“ beschrieben, besteht neben der Option, das Netz auszubauen, auch die Möglichkeit, das Netz durch innovative Technologien und Maßnahmen zu optimieren. Die Netzoptimierung trägt dazu bei, die prognostizierten Ausbaukilometer und damit die Ausbaukosten zu reduzieren. Dass verschiedene Studien derzeit das genaue Potenzial von Netzoptimierungsmaßnahmen zur Minimierung des Netzausbaus untersuchen, zeigt den notwendigen Forschungsbedarf in diesem Bereich. In den kommenden Jahren sind weitere Erkenntnisse zu erwarten, welche die weltweit führende Rolle Deutschlands bei der Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien stärken könnten.

Fazit

Der im Rahmen der Energiewende geplante Umbau der Stromerzeugung erfordert auch eine Anpassung der dazugehörigen Infrastruktur. Deutschland hat bislang im Bereich der Versorgungszuverlässigkeit und -qualität international einen Spitzenplatz. Dies ist ein unmittelbarer Standortvorteil für die Wirtschaft und sichert den Komfort im alltäglichen Leben der Bürger. Zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit und einer Stromerzeugung, die zu jedem Zeitpunkt auf erneuerbaren Energien und den günstigsten Kraftwerken beruht, ist ein umfangreicher Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur notwendig. Die Umsetzung der hiermit verbundenen Maßnahmen bewegt sich im Spannungsfeld zwischen wirtschaftlichen und gesellschaftspolitischen Rahmenbedingungen.

Der Netzausbau ermöglicht einerseits eine verbesserte Einbindung der regenerativen Energien und moderner konventioneller Kraftwerke, andererseits erfordert er erhebliche technische und wirtschaftliche Anstrengungen sowie teilweise nicht unerhebliche Eingriffe in die Umwelt. Hohe Übertragungskapazitäten senken die Stromgestehungskosten und verringern die Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen.

Sinnvolle Ergänzungen zum Netzausbau wie z. B. Speicher und Lastflexibilisierung werden aktuell aktiv erforscht und erprobt. Diese Innovationen können dazu beitragen, den Netzausbaubedarf zu verringern. Es gilt daher, den richtigen Mix an Maßnahmen für eine sichere und bezahlbare Stromerzeugung zu finden. Dies ist Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende hin zu einer nachhaltigen Stromversorgung.



Stromgestehungskosten umfassen alle Kosten, die bei der Umwandlung einer erneuerbaren Energieform, z. B. der kinetischen Windenergie, in elektrischen Strom anfallen.

Literaturverzeichnis

AGEB-01 13 | Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2013.

AGORA-01 12 | Nailis, Dominic; Wolter, Horst; Ritzau, Michael: Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012. Berlin: Agora Energiewende, 2012.

ALSTOM-01 10 | Allwardt, Cederick: Der Ausbau des Übertragungsnetzes – Die Bewertung der Herausforderungen aus technischer Sicht. Berlin: Alstom Grid, 2010.

BDEW-02 13 | BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG, in: <http://www.bdew.de>. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013.

BDEW-03 11 | Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. E-Bridge Consulting GmbH (Bonn): E-Bridge Consulting GmbH, 2011.

BDEW-05 13 | BDEW – Strompreisanalyse Mai 2013 – Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013.

BITKOM-01 12 | Gesamtwirtschaftliche Potenziale intelligenter Netze in Deutschland, in: http://www.bitkom.org/de/publikationen/38338_74495.aspx. Berlin: BITKOM Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2012.

BMWi-09 12 | Rösler, Philipp; Mitterlehner, Reinhold; Leuthard, Doris: Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2012.

BMWi-09 13 | Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung – Stand 21.05.2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013.

BNETZA-02 12 | Pressemitteilung: Große Zuverlässigkeit in der Stromversorgung, in: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/Shared-Docs/Pressemitteilungen/DE/2012/120903_SAIDI_Wert_Strom.html?nn=65116. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2012.

BNETZA-05 12 | Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, in: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/berichte_fallanalysen-node.html. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012.

BNETZA-07 12 | Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2012.

BNETZA-09 13 | Übersicht Stromnetzbetreiber. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013.

BNETZA-10 13 | Leitfaden zum EEG – Einspeisemanagement – Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2013.

BNETZA-13 13 | Kraftwerksliste Bundesnetzagentur – Stand 16.10.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2013.

BNETZA-16 13 | Überblick Strom- und Gasnetzbetreiber – Stammdaten Strom- und Gasnetzbetreiber. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2013.

BNETZA-17 11 | „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2011.

BNETZA-17 13 | Monitoringbericht 2013 – gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2013.

BON-01 12 | Gartmaier, Heinrich: Energiewende ohne Blackout – Wird das Stromnetz zur Achillesferse unserer Gesellschaft? Norderstedt: Books on Demand GmbH, 2012.

BRD-01 09 | Nationaler Entwicklungsplan – Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009.

BREG-01 96 | Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 1996.

BÜT-01 09 | Büttner, Wolf-Ewald: Grundlagen der Elektrotechnik. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2009.

CEER-01 12 | 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, in: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/CEER_5thBenchmarking_Report.pdf. Brüssel: Council of European Energy Regulators (CEER), 2012.

DAV-01 03 | Davis, L.J.: Fleet Fire: Thomas Edison and the Pioneers of Electric Revolution. New York: Arcade Publishing, 2003.

DENA-07 10 | Agricola, Annegret-Cl.; Kohler, Stephan; Seidl, Hannes: dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010.

DENA-07 12 | Agricola, Annegret-Cl.; Höflich, Bernd; Richard, Philipp et al.: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 – dena-Verteilnetzstudie. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012.

DIW-02 13 | Buber, Tim; Gruber, Anna; Roon, Serafin von; Klobasa, Marian: Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast, in: Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 3.2013 – Energiewende in Deutschland – Chancen und Herausforderungen. Berlin: DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., 2013.

EEG-01 12 | Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 – mit den Änderungen durch das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien“ (sog. PV-Novelle). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012.

ELCOM-01 10 | ElCom: Stromversorgungsqualität 2009 – Auswertung der bei der ElCom eingereichten Versorgungsunterbrechungen, in: http://www.elcom.admin.ch/themen/00006/00119/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t,Inp6I0NTU042I2Z6In1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpJCDdIB4gWym162epYbg2c_JjKbNoKSn6A--. Bern: Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, 2010.

ELCOM-01 11 | ElCom: Stromversorgungsqualität 2010 – Auswertung der bei der ElCom eingereichten Versorgungsunterbrechungen, in: http://www.elcom.admin.ch/themen/00006/00119/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t,Inp6I0NTU042I2Z6In1acy4Zn4Z2qZpnO2Yuq2Z6gpJCDdIJ2gGym162epYbg2c_JjKbNoKSn6A--. Bern: Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, 2011.

ENTSOE-04 12 | Table of Projects des TYNDP 2012. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2012.

ENWG-01 12 | Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012.

EON-02 07 | Freileitungs-Monitoring. Bayreuth: E.ON Netz GmbH, 2007.

EU-04 13 | Energie: Kommission stellt Liste von 250 Infrastrukturprojekten vor, die insgesamt 5,85 Mrd. EUR erhalten könnten. Brüssel: Europäische Kommission, 2013.

EUCO-01 11 | Definition, Expected Services, Functionalities and Benefits of Smart Grids, in: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2011:0463:FIN:EN:PDF>. Brussels: European Commission, 2011.

FFE-29 13 | Zwischenbericht zum laufenden Projekt: Merit Order der funktionalen Energiespeicherung im Jahr 2030 – Teil 3: Ermittlung technoökonomischer Kennwerte funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2013.

FFE-40 10 | Schmid, Tobias: EEG-Datenbank, in: <http://www.ffe.de/wissenffe/artikel/>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2010.

HAB-01 12 | Haber, Alfons; Rodgarkia-Dara, Aria: Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen, in: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP16_20051212.pdf. Wien: E-CONTROL, 2012.

IEWT-01 07 | Haslauer, Florian: Die Auswirkungen der Energiemarktliberalisierung in Europa – Wer sind die Gewinner, wer sind die Verlierer?, in: IEWT 2007 – 5. Internationale Energiewirtschaftstagung Wien. Düsseldorf: A.T. Kearney Management Consulting, 2007.

IFE-02 12 | Tzscheuschler, Peter: Energieversorgung im liberalisierten Markt. München: IfE, TU München, 2012.

KON-01 08 | Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Stuttgart: Springer-Verlag, 2008.

NEP-02 13 | Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Strecker, Marius; Brötel, Angela: Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: CB.e Clausecker Bingle AG, 2013.

OED-01 04 | Oeding, Dietrich: Elektrische Kraftwerke und Netze. Berlin, München: Springer Verlag, 2004.

RWTH-01 11 | Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe : Speichertechniken und Speicherbedarfe bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energie – 100% Erneuerbare Energien bis 2050. Aachen: RWTH Aachen, 2011.

STMUG-03 13 | Energie-Atlas Bayern – Stromnetz, in: http://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/stromnetz.html. München: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), 2013.

STMWIVT-01 11 | Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“ – Von der Bayerischen Staatsregierung beschlossen am 24. Mai 2011. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), 2011.

STRB-01 13 | Ein sicheres Stromnetz für alle – Ihr Stromnetzbetreiber stellt sich vor. Berlin: Stromnetze Berlin, 2013.

UENB-01 12 | Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2012.

VBEW-02 12 | Fischer, Detlef: Energie für Bayern 2012. München: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW), 2012.

ZSW-02 12 | Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maik: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES), 2012.

ZVEI-01 13 | Brückl, Oliver; Haslbeck, Matthias: Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands. Frankfurt am Main: ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V., 2013.

ÜNB-04 13 | EEG / KWK-G – Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: Datenbasis zur OH-Umlage nach Erhebungen der Übertragungsnetzbetreiber – Offshore Haftungsumlage. Berlin: Übertragungsnetzbetreiber, 2013.

Die Autoren

Dr.-Ing. Serafin von Roon ist Geschäftsführer der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) in München. Seine Arbeitsschwerpunkte sind die Bewertung von Technologien, Prozessen und Konzepten, die Verbesserung der Integration erneuerbarer Energien durch Lastmanagement, die Vernetzung dezentraler Erzeugung zu virtuellen Kraftwerken und regionale Energiekonzepte.

Dipl.-Ing. Manuel Sutter ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. mit den Schwerpunkten Energieerzeugung, Speicher und Netze.

Dipl.-Ing. Florian Samweber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der FfE e. V. in den Bereichen Intelligente Netze, Eigenerzeugung und Elektromobilität.

Kristin Wachinger M.A. ist wissenschaftliche Mitarbeiterin der FfE e. V. Ihre Schwerpunkte sind Stromnetze der Zukunft, Elektromobilität und Energiespeicher.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



Der Text dieses Werkes ist lizenziert unter den Bedingungen von „Creative Commons Namensnennung-Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 Deutschland“, CC BY-SA 3.0 DE (abrufbar unter: <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>).

www.kas.de



Gefällt Ihnen diese Publikation?

Dann unterstützen Sie die Arbeit der Konrad-Adenauer-Stiftung für mehr Demokratie weltweit mit einer mobilen Spende. Der Betrag kommt unmittelbar der Stiftung zugute und wird für die Förderung unserer satzungsgemäßen Zwecke verwendet.



Jetzt QR-Code scannen und Betrag eingeben.

Foto: An Geller/KAS-ADSP

IMPRESSUM

Herausgeberin

Konrad-Adenauer-Stiftung e. V.
10907 Berlin

Konzept und Redaktion

Tobias Montag
Koordinator Innenpolitik | Team Innenpolitik
Hauptabteilung Politik und Beratung
10907 Berlin
Telefon: +49 (0)30 26996 3377
E-Mail: tobias.montag@kas.de

Andreas Struck
Stv. Leiter der KommunalAkademie
Hauptabteilung Politische Bildung
50389 Wesseling
Telefon: +49 (0)2236 707 4423
E-Mail: andreas.struck@kas.de
www.kas.de/kommunalakademie

Foto

Titelmotiv: Norbert Auweiler, Seite 11: Pumpspeicherkraftwerk Geesthacht (wikimedia commons, IqRS-CC BY-SA 3.0, Seite 15, 23, 27, 29, 32: KfW-Bildarchiv/
Fotograf: Thomas Klewar

Layout und Satz

SWITSCH KommunikationsDesign, Köln

Druck

Bonifatius GmbH, Paderborn



ClimatePartner^o
klimaneutral
Druck | ID: 53323-1409-1003

ISBN 978-3-95721-051-7

2014 Konrad-Adenauer-Stiftung e. V.

