

4 Elektrische Energieversorgung

D. Schulz

Eine zuverlässige elektrische Energieversorgung ist eine wesentliche Voraussetzung zur Entwicklung unserer durch Industrieproduktion geprägten Gesellschaft. Sie ermöglicht technischen Fortschritt und Lebenskomfort. Mit zunehmend dezentraler Energiewandlung aus fluktuierender Wind- und Solarenergie entstehen neue Anforderungen für innovative Lösungsansätze. Dabei soll stets eine hohe Versorgungssicherheit zu bezahlbaren Preisen gewährleistet bleiben. Mit diesem Ziel sind neuartige Strukturen für das gesamte Energieversorgungssystem zu entwickeln. Hierbei ist zu beachten, dass der Einsatz innovativer Einzeltechnologien oft nur sehr begrenzt wirkt, während systemtechnische Ansätze eine hohe Wirksamkeit aufweisen.

4.1 Aktuelle Situation der elektrischen Energieversorgung in Deutschland

Bei der elektrischen Energieversorgung werden die Bereiche Erzeugung, Transport sowie Verbrauch unterschieden. Entscheidend für die Gestaltung des Gesamtsystems ist der Energieverbrauch, d. h. der Bedarf an elektrischer Energie. In der Abb. 4.1 ist der Primärenergieverbrauch und der Stromverbrauch in Deutschland seit 1990 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass der Primärenergieverbrauch tendenziell sinkt, wofür vorrangig der Einsatz effizienterer Technologien verantwortlich ist. Hingegen steigt der Stromverbrauch an, was durch einen höheren Komfortanspruch insbesondere in den Privathaushalten verursacht wird. Der Stromverbrauch erfolgt

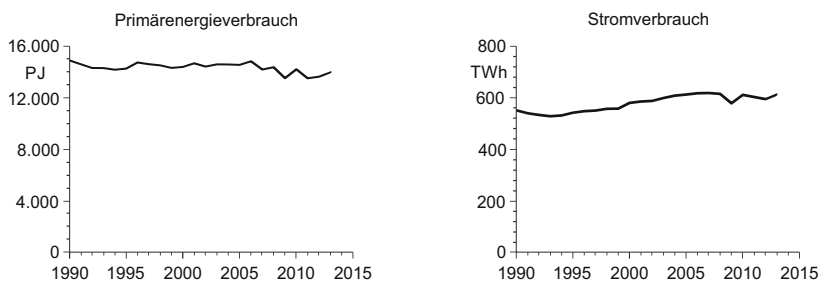


Abb. 4.1 Primärenergie- (links) und Stromverbrauch (rechts) in Deutschland seit 1990 (BDEW 2012a)

4

zu 46 % in der Industrie, zu 26 % in Haushalten, zu 23 % in Handel und Gewerbe, zu 3 % im Verkehr und zu 2 % in der Landwirtschaft (BDEW 2012a).

In Abb. 4.2 sind die Beiträge der Kraftwerksarten zur deutschen Stromerzeugung im Jahr 2013 gezeigt. Es ist erkennbar, dass Kohlekraftwerke und Kernenergie momentan noch den dominierenden Anteil bei der Stromerzeugung einnehmen. Doch dies wird sich mittel- und langfristig stark verändern. Das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 strebt eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 gegenüber 1990 an, bis 2050 sogar um mindestens 80 %. Für die Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bedeutet dies 30 % bis 2030, 45 % bis 2040 und 60 % bis 2050 (BK 2010). Dafür muss ein grundlegender Umbau der Energieversorgung erfolgen, der als Energiewende bezeichnet wird. Hiermit wird in Deutschland ein nationaler Sonderweg beschritten. Mit dem Ziel einer klimaverträglichen und risikoarmen Energieversorgung erfolgt der Umbau zu einer CO₂-armen Erzeugung ohne Kernkraft. Langfristig werden daher immer mehr Kohlekraftwerke vom Netz gehen, die letzten Kernkraftwerke werden laut *Entscheidung* des Deutschen Bundestages vom 30. Juni 2011 im Jahr 2022 abgeschaltet.

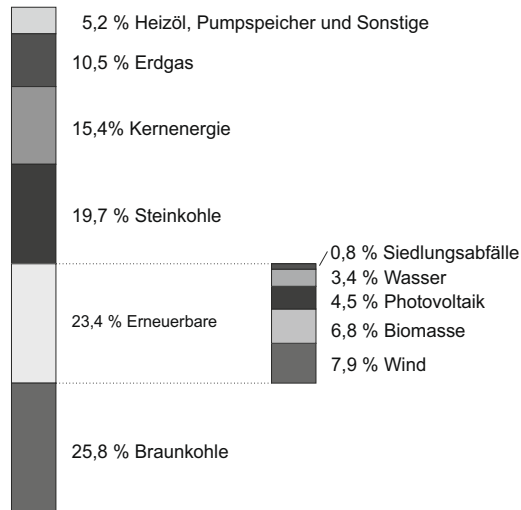


Abb. 4.2 Beiträge der Kraftwerksarten zur deutschen Stromerzeugung im Jahr 2013 nach (BDEW 2014)

Mit der Energieerzeugung ist immer eine mit Verlusten verbundene Wandlung aus unterschiedlichen Primärenergieträgern gemeint.

Grundsätzlich werden konventionelle und regenerative Kraftwerke unterschieden. Konventionelle Kraftwerke arbeiten mit der Verbrennung von Braun- und Steinkohle (Dampf- bzw. Kondensationskraftwerke), Gas oder Kernbrennstoffen und nutzen die dabei erzeugte Wärme zur Stromgewinnung. Dies erfolgt, wie in der Abb. 4.3 gezeigt, in einem thermodynamischen Kreisprozess. Der dabei erreichbare Gesamtwirkungsgrad beträgt momentan 45 % bei Dampfkraftwerken und 41 % bei Gaskraftwerken. Im Jahr 2013 haben konventionelle Kraftwerke mit 76 % zur Stromversorgung beigetragen.

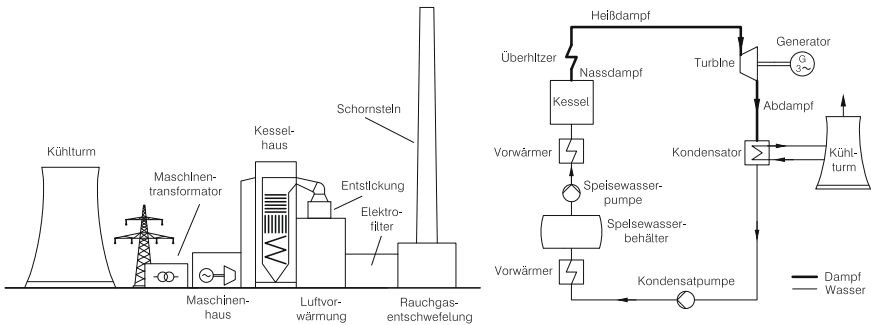


Abb. 4.3 Prinzipieller Aufbau (links) und Kreisprozess (rechts) eines Dampfkraftwerks

Regenerative Kraftwerke nutzen nach menschlichen Zeitmaßstäben unerschöpfliche Energiequellen wie Sonne und Wind. Beispiele hierfür sind Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen und die Bioenergienutzung. Regenerative Energien haben im Jahr 2013 mit insgesamt 24 % zur Stromerzeugung beigetragen.

Abbildung 4.4 zeigt den prinzipiellen Aufbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen (Schulz 2008). Durch die dezentrale Anordnung des regenerativen Kraftwerksparks, jedoch insbesondere durch die spezielle Charakteristik der fluktuierenden Energieerzeugung, entstehen neue Herausforderungen für die Gestaltung einer versorgungssicheren Energieversorgung, auf die im Abschnitt 4.2 näher eingegangen wird.

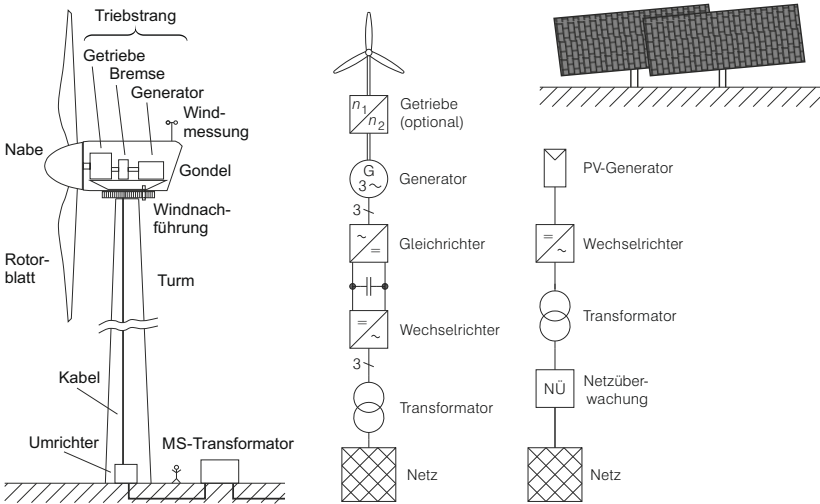


Abb. 4.4 Prinzipieller Aufbau einer Windkraftanlage (links) und Photovoltaikanlage (rechts)

4

Bei der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie werden unterschiedliche Spannungsebenen genutzt, siehe Abb. 4.5 links. Zur Vermeidung hoher Transportverluste gilt bei der Wahl der Spannungshöhe, dass die Spannung in kV (Kilovolt) immer größer als die Entfernung in km sein muss. Mit höherer Spannung lassen sich größere Leistungen bei geringen Verlusten übertragen, deshalb erfolgt die Einbindung in das europäische Verbundnetz und der weiträumige Stromtransport im deutschen Übertragungsnetz mit Spannungen von 380 kV und 220 kV. An dieser Spannungsebene werden große Kraftwerke und Verbraucher mit Leistungen oberhalb von 300 MW angeschlossen. Mit der 110 kV Spannungsebene werden die Verteilnetze betrieben, z. B. erfolgt die Einspeisung von Großstädten meist über mehrere dieser Verteilnetzleitungen. Innerhalb der Städte wird die Mittelspannung im Bereich von 20 oder 10 kV eingesetzt. Auf der 400-V-Ebene (dreiphasig) bzw. 230-V-Ebene (einphasig) werden die Privatverbraucher versorgt.

Im Energieversorgungsnetz werden sowohl die Frequenz als auch die Amplitude der Spannung geregelt, dies wird unter dem Begriff der Systemdienstleistungen zusammengefasst. Die Frequenz ist eine netzglobale Größe und weist in jedem Netzzweig den gleichen Wert von 50 Hz auf. Grundlage der Frequenzregelung ist das Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter elektrischer Leistung zu jedem Zeitpunkt. Übersteigt der Verbrauch die erzeugte Leistung, werden die Kraftwerksgeneratoren gebremst und die Frequenz sinkt ab. Bei einem Überschuss an erzeugter Leistung steigt die Frequenz an. Durch die Primärregelung, d. h. die lokale Drehzahlregelung an Kraftwerksgeneratoren sowie die Sekundärregelung, d. h. pro Regelzone (siehe Abb. 4-5 rechts) zeitlich nachgeordnete Frequenzregelung, wird die Frequenz in engen Grenzen geregelt. Bereits geringe Frequenzabweichungen würden hohe Qualitätsverluste in Produktionsanlagen verursachen. Daher werden die Kraftwerke bei einer Unterfrequenz von 47,5 Hz bzw. Überfrequenz von 51,5 Hz vom Energieversorgungsnetz getrennt.

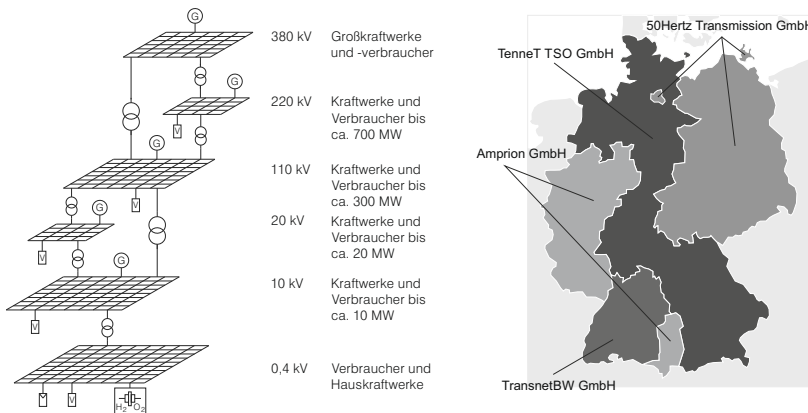


Abb. 4.5 Aufbau der Netzebenen (links) und Regelzonen (rechts)

Auf die Fragestellungen des Netzausbaus, des Umbaus des Verteilungsnetzes zu einem intelligenten Netz (Smart Grid) sowie die Integration von fluktuierenden Energiewandlern wird in Kapitel 4.2 näher eingegangen.

4.2 Herausforderungen bei einer Energieversorgung mit fluktuierender Erzeugung

Mit 181,2 GW Kraftwerksleistung liegt der deutsche Kraftwerkspark weit oberhalb der Jahreshöchstlast von 81 GW, siehe Abb. 4.6. Die nicht einsetzbare Leistung beinhaltet Kraftwerke mit im Vergleich ungünstigen Stromgestehungskosten, wie z. B. ältere Kohlekraftwerke sowie Öl- und Gaskraftwerke. Für die Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungsregelung wird eine Reserveleistung vorgehalten. Mit der gesicherten Leistung wird der Abstand zur Jahreshöchstlast beschrieben, die Differenz beider Größen ist die verbleibende Leistung im Sinne eines Sicherheitspuffers. Im Jahr 2014 sind bereits 35 GW Windenergieleistung und 38 GW Photovoltaikleistung installiert. Für den Endausbau allein der Windenergie On- und Offshore werden in Deutschland bis zu 160 GW erwartet.

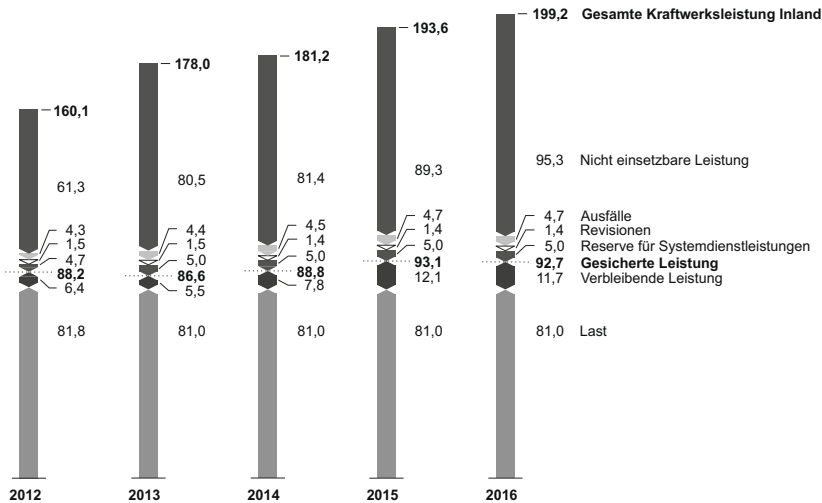


Abb. 4.6 Kumulierte und geschätzte Kraftwerksleistungen in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2014, Datenquelle BMWi, Leistungsbilanzbericht 2013 (BMWi 2013a)

Beim Umbau der Energieversorgung zu einer CO₂-armen Erzeugung müssen Wind- und Sonnenkraft intensiv genutzt werden. Die dabei gelieferten wetterabhängigen und damit fluktuierenden Energiebeiträge schwanken stark. Aufgrund der hohen installierten Leistungen liegen die größten Probleme bei der Integration der Windenergie, da hierbei starke jahres- und tageszeitliche Schwankungen auftreten, siehe Abb. 4.7. Diese Schwankungen aufgrund der fluktuierenden Windgeschwindigkeiten erschweren die Planbarkeit der damit verbundenen Energiebeiträge und begründen eine Vielzahl von aktuellen Diskussionen zu den Fragestellungen von Versorgungssicherheit, Ersatzkraftwerken, Energiespeichern und Netzausbau.

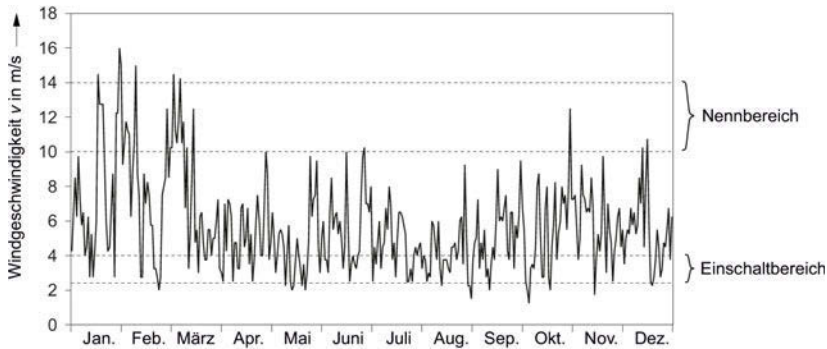


Abb. 4.7 Verallgemeinerter Verlauf der Windgeschwindigkeit über ein Jahr

Die Problemstellungen durch fluktuierende Energieerzeugung lassen sich anhand der in der Abb. 4.8 dargestellten Zusammenhänge von links beginnend systematisch klassifizieren:

1. **Erzeugung > Last:** Zur Sicherstellung der Frequenzstabilität muss die nicht benötigte Einzugsleistung entweder abgeschaltet oder in Energiespeichern gespeichert werden.
2. **Prognoseabweichung:** Zur Absicherung der Differenz zur prognostizierten Erzeugungsleistung müssen andere Kraftwerke oder Energiespeicher herangezogen werden.
3. **Flaute:** Es steht keine Erzeugungsleistung zur Verfügung, die benötigte Verbraucherleistung muss durch andere Kraftwerke oder Energiespeicher bereitgestellt werden.
4. **Gradient:** Zeitlich steile Anstiege oder Abfälle der Windleistung müssen durch die Regelung anderer Kraftwerke oder Energiespeicher kompensiert werden.

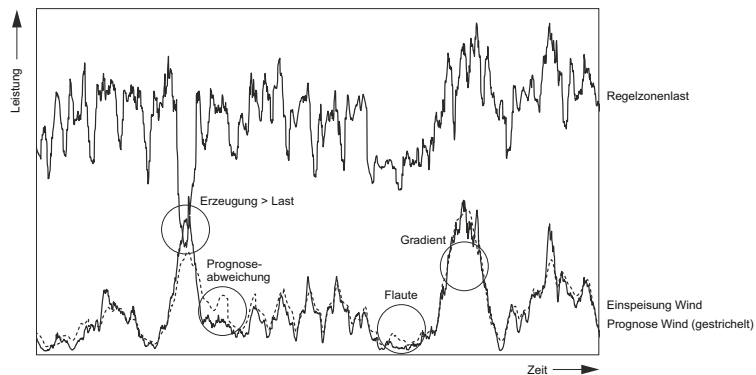


Abb. 4.8 Zeitverlauf von Regelzonenlast, Windprognose und Windeinspeisung

Zur technischen Beherrschung der vier Problemstellungen werden aktuell vier Technologie- und Maßnahmenansätze verfolgt:

- A. Netzausbau
- B. Flexible Erzeugung
- C. Flexibler Verbrauch durch steuerbare Lasten
- D. Energiespeicherung

Es wird bei der Betrachtung der einzelnen Technologien deutlich werden, dass für deren technischen und wirtschaftlichen sinnvollen Einsatz gesellschaftlich gut abgesicherte Randbedingungen gesetzt werden müssen.

Zu A. Netzausbau

Bei der Netzertüchtigung und dem Netzausbau geht es einerseits um die planmäßige Erneuerung und Schaffung von Transportkapazitäten für elektrische Leistungen. Der Bedarf hierfür entsteht einerseits durch die dezentral verteilten regenerativen Energien, siehe Abb. 4.9 links. Dabei müssen neben dem klassischen Netzausbau auch neue Richtungen des Leistungsflusses, z. B. durch die Einspeisung von Photovoltaikanlagen auf der Niederspannungsebene, hin zu höheren Spannungsebenen technisch beherrscht werden.

National besteht vor allem die Aufgabe, die Windkrafterzeugung im Norden Deutschlands mit den Verbraucherzentren im Süden zu verbinden. Darüber hinaus werden zukünftig auch Leistungsflüsse aus dem Süden in Richtung Norden erwartet, wenn die im Süden mit hoher Gesamtleistung installierte Photovoltaik mit maximaler Leistung einspeist. Daher enthält der Netzentwicklungsplan vier Gleichstromtrassen, wovon zukünftig drei über weite Entfernungen von Süd nach Nord geführt werden, siehe Abb. 4.9 rechts. Bei der Gleichstromübertragung fallen zwar höhere Installationskosten an, jedoch ist die wirtschaftliche Übertragungslänge wesentlich größer, da wegen der im Vergleich zur klassischen Drehstromübertragung fehlenden Blindleistung nur geringe Transportverluste auftreten.

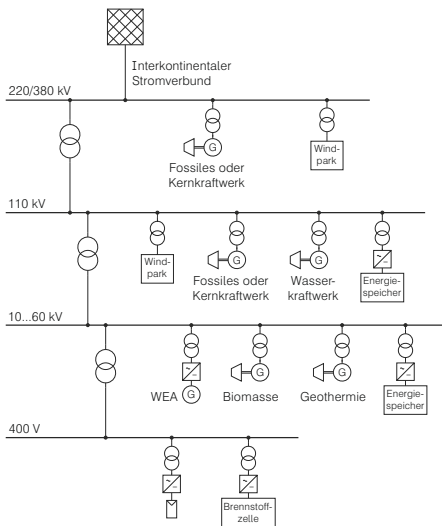


Abb. 4.9 Struktur einer dezentralen Energieversorgung (links) Netzausbau nach Netzentwicklungsplan (rechts), Datenquelle: (BMWi 2013b)

Zur Erhöhung der elektrischen Transportkapazität wird wie im Kapitel 1 beschrieben die Spannungsamplitude erhöht. Die Leistung nimmt quadratisch mit der Spannung zu. In der Praxis stehen weiterhin folgende Möglichkeiten für eine erhöhte Transportkapazität klassischer Drehstromsysteme zur Verfügung:

1. **Temperatur-Monitoring:** Durch die Messung der Temperatur von Leiterseilen können diese stärker als nach den in Normen unter der Annahme ungünstiger Kühlbedingungen festgelegten Grenzwerten belastet werden. Gleichzeitig müssen die Leitungstransformatoren ausgetauscht und die Schutzeinrichtungen angepasst werden. Dadurch kann die Leitungskapazität bei damit verbundenen höheren Verlusten um bis zu 50 % erhöht werden, wenn sich z. B. bei der Einspeisung höherer Ströme aus Windparks gleichzeitig mit der windbedingten Leistung eine gute Kühlung der Leiterseile gewährleistet ist. Diese Methode wird selten eingesetzt, da die Ausrüstung eines Leitersystems nicht ausreichend im Sinne der (n-1)-Ausfallsicherheit ist. Also müssen mit den damit verbundenen steigenden Kosten mindestens zwei parallele Leitungssysteme ausgerüstet werden oder die Leitung wird als sog. Einspeisenetz in alleiniger Verantwortlichkeit des Windparkbetreibers genutzt.
2. **Nutzung von Hochtemperatur-Leiterseilen:** Hierbei werden die Standard-Leiterseile mit Stahlseele und 80 °C Grenztemperatur gegen Ausführungen mit Kunststoffseele oder Keramikfaserseele mit Grenztemperaturen von 150 °C oder 210 °C ausgetauscht, siehe Abb. 4.10. Wegen der höheren Ströme und Temperaturen müssen die Leitungstransformatoren, die Seilaufhängungen und Isolatoren ausgetauscht sowie die Schutztechnik angepasst werden. Nach der Umrüstung kann bei höheren Verlusten bis zur doppelten Leistung übertragen werden. Wie beim Temperaturmonitoring ergibt sich eine Einschränkung bei der (n-1)-Ausfallsicherheit. Da die Kosten der Umrüstung im Bereich von Neubaukosten liegen, wird diese Technologie in Deutschland bisher nicht eingesetzt, in den USA, China und Indien existieren solche Systeme.

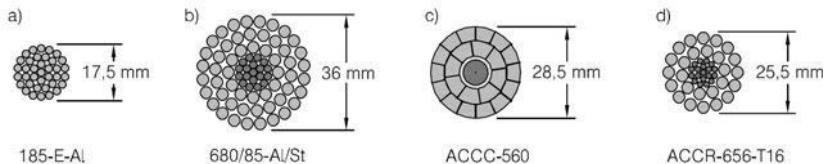


Abb. 4.10 a) Einfach-Leiterseil, b) Leiterseil mit Stahlseele, c) Hochtemperatur Leiterseil mit sektorförmigen Leitern mit Kunststoff-Verbundseele bis 150 °C, d) Hochtemperatur Leiterseil mit Keramikfaser-Verbundkern bis 210 °C (Heuck et al. 2013)

3. **Ersatz von Systemen durch Systeme mit höherer Spannung:** Es ist möglich, zwei 220-kV-Systeme auf einem Mast durch ein 400-kV-System zu ersetzen oder 400-kV-Systeme durch 500-kV-Systeme abzulösen. Dies muss wegen der n-1 Ausfallsicherheit mindestens jeweils auf zwei parallelen Trassen erfolgen. Der Bau von bisher in Deutschland nicht eingesetzten 500-kV-Systemen wird wegen der fehlenden Standardkomponenten auch zukünftig nur eine theoretische Option sein.
4. **Leitungsneubau:** Der Neubau von Leitungstrassen erhöht die Übertragungskapazität sehr wirksam, er war in den vergangenen Jahrzehnten wegen der langen Planungs- und Bauzeit von bis zu 12 Jahren jedoch nur ein langfristiges wirkendes Instrument. Dies hat sich mit

dem „Zweiten Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze“ im Jahr 2013 wesentlich geändert (DBT 2013) und wird zukünftig wohl zügiger erfolgen. Jedoch ist der teilweise gut organisierte Widerstand gegen den Netzausbau als verzögernde Größe beim Umbau der Energieversorgung nicht zu unterschätzen.

Mit dem Netzausbau kann bei relativ hohen Kosten stets eine große Wirkung erzielt werden, da durch zusätzliche Transportkapazitäten Regionen mit alternierenden Energiebeiträgen für den notwendigen Leistungsaustausch besser untereinander gekoppelt werden können. Insbesondere bei weit auseinander liegenden Energieerzeugern mit Leistungen im Gigawatt-Bereich ist der Netzausbau alternativlos. Hingegen stellt sich bei weit verzweigten Netzen im ländlichen Raum mit gleichzeitig geringer Lastdichte bei einem starken Zubau von dezentralen Erzeugungseinheiten oft die Frage nach alternativen Verbrauchsszenarien zur Vermeidung des dann nicht wirtschaftlichen Netzausbaus.

Neben dem für das Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung wesentlichen Ausbau von Übertragungsstrassen werden auch Sonderlösungen für den Ersatz innerstädtischer Hochspannungskabel durch Supraleiter-Strecken getestet. Bisher existiert eine Supraleiter-Teststrecke von 1 km, wobei die Kosten um ein Vielfaches höher als bei Kabeln liegen.

Neben dem Netzausbau kommt auch der Bestimmung der freien Aufnahmekapazitäten von Netzknoten große Bedeutung zu, z. B. für den Anschluss oder die Erweiterung von Windparks. Dazu ist wegen der leistungselektronischen Netzkopplung von Windenergieanlagen die Kenntnis der frequenzabhängigen Netzimpedanz erforderlich. Um diese zu bestimmen, muss das Netz elektrisch angeregt werden, beispielsweise durch die Pulsung einer definierten Last. Dies erfordert den Bau von dafür dimensionierten Messeinrichtungen insbesondere für die Mittelspannung bei 10 kV und 20 kV sowie die Hochspannung mit der 110-kV-Netzebene. In der Abb. 4.11 links ist der getestete Prototyp einer Messeinrichtung für die Mittelspannung bis 20 kV gezeigt, in der Abb. 4.11 rechts ist ein gemessener Impedanzverlauf abgebildet (Do 2014).

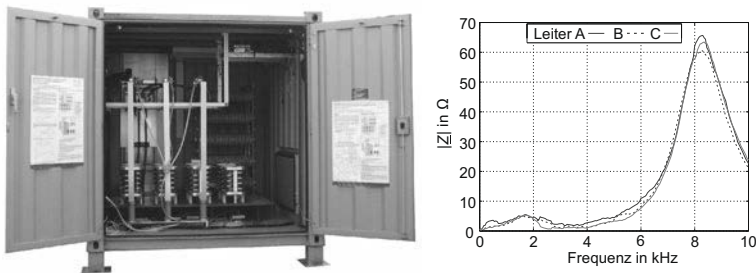


Abb. 4.11 Prototyp einer Messeinrichtung für die Mittelspannung bis 20 kV (links), gemessener frequenzabhängiger Impedanzverlauf (rechts) (Do 2014)

Zu B. Flexible Erzeugung

Hierzu gehören sowohl die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks als auch die virtuellen Kraftwerke. Konventionelle Kraftwerke werden durch eine schnellere Regelmöglichkeit flexibler einsetzbar, weil sie dann schneller den schwankenden Verbrauchskurven folgen können. Dies wird durch die Auslegung von Kraftwerksblöcken mit im Vergleich geringerer Leistung möglich, z. B. 50 MW anstatt 500 MW. Bei kleineren Leistungen sind der Kessel sowie Rohrlängen und -durchmesser kleiner und weisen damit geringere thermische Zeitkonstanten auf. Neuauslegungen und Retrofit-Lösungen großer Kraftwerksblöcke mit Leistungen von 800 MW – 1200 MW ermöglichen inzwischen auch eine bessere Regelfähigkeit.

Zu C. Flexibler Verbrauch durch steuerbare Lasten

Die vier beschriebenen Problemstellungen nach Abb. 4.8 erfordern neben den Technologieansätzen einen Paradigmenwechsel für eine versorgungssichere elektrische Energieversorgung mit fluktuierenden Energien. Während bei einer konventionell strukturierten Energieversorgung die Energie bedarfsgerecht bereitgestellt wird, ist dies bei wetterabhängig fluktuierender Erzeugung nicht möglich. Hier wird das Energieangebot dann am besten genutzt, wenn der Verbrauch der Erzeugungscharakteristik folgt. Dies ist nicht für alle Verbraucher möglich, offensichtlich wird das bei der Beleuchtung oder abhängigen industriellen Produktionsprozessen. Daneben existiert eine Vielzahl unabhängiger Verbraucher in sog. unkritischen Prozessen, hierzu zählen Kühl- und Wärmeprozesse sowie viele Kreislaufprozesse mit großen Zeitkonstanten. Zur Umsetzung eines angebotsgesteuerten Verbrauchs müssen folgende Teilprobleme gelöst werden:

- a) Bereitstellung von Informationen über das Energieangebot und den Preis
- b) Zeitaufgelöste Erfassung des elektrischen Verbrauchs
- c) Zentrale bzw. dezentrale Schalteinrichtungen für Verbraucher
- d) Zusammenfassung (Pooling) von Verbrauchern
- e) Zeitgenaue Zuordnung und Abrechnung von Energiemengen mit unterschiedlicher Wertigkeit

Diese Fragestellungen soll das zukünftige Smart Grid mit Hilfe von Smart Metern für die zeitaufgelöste Erfassung des elektrischen Verbrauchs lösen. Dafür sind hohe Investitionen in die Informations- und Kommunikationstechnik erforderlich. Darüber hinaus ergeben sich neue technische Herausforderungen für die Verarbeitung und Speicherung großer Datenmengen sowie neue Marktrollen mit hoher Verantwortung für den Datenschutz. Die breite gesellschaftliche Akzeptanz für die Steuerung elektrischer Verbraucher, insbesondere im Privatbereich, muss erst noch hergestellt werden.

Zu D. Energiespeicherung

Es soll hier nur die Energiespeicherung im Energieversorgungsnetz betrachtet werden, d. h. die Speicherung von Leistungen im Megawatt-Bereich. Dafür stehen weiterhin nur wenige Technologien mit unterschiedlichen Reifegraden zur Verfügung, hierzu gehören die Pumpspeichwerke, die Druckluftspeicherung und die Wasserstoffspeicherung (Schulz 2010a).

Vor der detaillierten Technologiebetrachtung steht die Frage der notwendigen Speicherkapazität. Um den Einfluss der gesetzten Randbedingungen auf die Kapazität von Energiespeichern zu verdeutlichen, wird folgendes Beispiel genutzt. Bei einer angenommenen Vollversorgung mit regenerativen Energien in Deutschland besteht weiterhin die Aufgabe, die Jahreshöchstlast von 80 GW zu versorgen. Damit dies möglich ist, müsste die Leistung unter der Annahme einer zweiwöchigen Windflaute über diesen Zeitraum gespeichert werden. Damit ergibt sich eine Speicherleistung von ca. 27 Terrawattstunden (1 Terrawattstunde entspricht 10 hoch 9 Kilowattstunden). Dies entspricht dem 450-fachen der heute in Deutschland verfügbaren Speicherenergie aus Pumpspeicherwerken von 60 GWh. In diesem Beispiel wurden mit dem kompletten Ausfall jeglicher Energieerzeugung bei Flaute bewusst ungünstige Randbedingungen gewählt. Die hiermit errechnete Erweiterung der Speicherkapazität wäre technisch und wirtschaftlich nicht realisierbar. Energiespeicher können offensichtlich nicht als alleiniger Lösungsansatz beim weiteren Ausbau der regenerativen Energie dienen. Eine zukünftige Energieversorgung darf zur Minimierung der Gefahr großflächiger Ausfälle nicht nur auf einer einzigen Wandlungstechnologie basieren und sollte schon allein aus Kostengründen auch nicht den zuvor errechneten hohen Speicherbedarf erzwingen.

Pumpspeicherwerke werden schon seit der ersten Installation im Jahre 1930 über viele Jahrzehnte zur Abdeckung von Lastspitzen eingesetzt und weisen im Vergleich aller Netzspeicher den höchsten technischen Reifegrad auf. Heutige Installationskosten liegen zwischen 800 und 2000 €/kW. In Deutschland sind Pumpspeicher mit einer Gesamtleistung von 7 GW installiert. Das neueste und größte Pumpspeicherwerk Goldisthal weist eine Leistung von 1060 MW und eine Speicherkapazität von 8480 MWh auf. Pumpspeicherwerke bestehen aus zwei Wasserbecken auf unterschiedlichen Höhenniveaus, zwischen denen sich ein Generator/Turbinensatz befindet. Bei einem Überangebot an Energie wird Wasser in das höher gelegene Becken gepumpt und dort als potenzielle Energie gespeichert. Diese kann bei Bedarf wieder in elektrische Energie gewandelt werden, indem das Wasser über die Turbine in das Unterbecken fließt. Die dabei auftretenden Verluste sind vergleichsweise gering, der Gesamtwirkungsgrad von Pumpspeicherwerken liegt bei großen Anlagen bei bis zu 80 %. Aufgrund der geringen Leistungsdichte von Wasser sind Pumpspeicherwerke jedoch nicht für die langfristige Speicherung großer Energiemengen geeignet, sie können z. B. nicht als saisonale Speicher zwischen Sommer und Winter genutzt werden.

Druckluftspeicher können in Verbindung mit Gasturbinen-Kraftwerken zum Ausgleich von Leistungsschwankungen eingesetzt werden. Dabei werden unterirdische Hohlräume, sog. Kavernen, zur Speicherung von Druckluft genutzt. Die Installationskosten betragen 700 bis 800 €/kW ohne die Berücksichtigung der Kosten zur Erschließung von Kavernen. Die Energiedichte von Druckluft ist rund viermal höher als die von Wasser. In Deutschland existiert ein Druckluft-Kraftwerk in Huntorf bei Bremen, das eine Leistung von 290 MW über eine Zeit von zwei Stunden speichern kann. Bei Leistungsbedarf wird die gespeicherte Druckluft als Frischluft in eine mit Erdgas befeuerte Gasturbine geleitet und erhöht dabei deren Wirkungsgrad. Der Gesamtwirkungsgrad dieser Druckluftspeicherung beträgt 42 %, da die bei der Kompression entstehende Wärme verloren geht. Wird ein zusätzlicher Wärmespeicher eingesetzt, kann der Gesamtwirkungsgrad auf bis zu 70 % ansteigen. Aufgrund der vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten von Kavernen zur Speicherung von Erdöl und Erdgas besteht eine starke Nutzungskonkurrenz, die den Zubau von Druckluftspeichern momentan behindert.

Wasserstoff-Speicher Grundsätzlich kann Wasserstoff gasförmig in Kavernen oder Tanks bzw. flüssig in Tanks gespeichert werden. Er weist bei einem Druck von 70 MPa im Vergleich

4

zu Wasser einen 1700-mal höhere und im Vergleich zu Druckluft eine 450-mal höhere Energiedichte auf. Deshalb ist die Speicherung von Wasserstoff eine Option auch für die saisonale Speicherung über mehrere Monate. Die Erzeugung von Wasserstoff kann über die klassische Niederdruck-Elektrolyse in großen Becken mit darin angeordneten Elektroden bei Wirkungsgraden von bis zu 70 % erfolgen oder auch mittels der Hochdruck-Elektrolyse in invers betriebenen Brennstoffzellensystemen bei Wirkungsgraden von maximal 40 %. Hierfür sind abhängig vom Reifegrad der Technologie und den Kosten der Gasverdichtung und -speicherung Installationskosten von 2000 bis 5000 €/kW erforderlich. Die Hochdruck-Elektrolyse weist ein besseres dynamisches Verhalten bei der Nutzung von stark fluktuierendem Windstrom für die Herstellung von Wasserstoff auf (Power to Gas), Niederdruckanlagen sind hierfür nicht einsetzbar. Zukünftige Brennstoffzellensysteme mit steuerbaren Membranen und verbessertem dynamischen Verhalten werden momentan erforscht (Schulz 2011).

Zur Speicherung kleinerer Mengen an Wasserstoff kann das in seinem Betriebsdruck sehr variable Erdgasnetz genutzt werden, dem ohne Probleme bis zu einige Prozent Wasserstoff beigegeben werden können. Der Gesamtwirkungsgrad der Wasserstoffspeicherung sinkt nach der Elektrolyse noch durch die notwendige Verdichtung ab. Bei größeren Mengen ist zur Einspeisung in das Erdgasnetz eine weitere Reaktion erforderlich, die Methanisierung des Wasserstoffs, die den Wirkungsgrad nochmals um rund 30 % reduziert.

Neben den drei beschriebenen Speichertypen werden wegen ihres technologischen Fortschritts auch Redox-Flow-Speicher mit Leistungen bis zu einigen hundert Kilowatt immer interessanter für den Einsatz als Stundenspeicher in der elektrischen Energieversorgung. Sie bestehen aus zwei Tanks, zwischen denen eine Elektrolyt-Flüssigkeit hin und her gepumpt wird. Dabei läuft in einer Fließrichtung eine Oxidation mit Energieabgabe und in der anderen eine Reduktion mit Energieaufnahme ab. Der Wirkungsgrad kann bis zu 75 % betragen. Aufgrund ihrer kompakten Gestaltung und guten Skalierbarkeit sind Redox-Flow-Speicher auch grundsätzlich als Energiespeicher innerhalb von Stadtgebieten einsetzbar. Die Erforschung und Entwicklung chemisch unbedenklicher Elektrolytflüssigkeiten könnte solche Anwendungen zukünftig weiter beschleunigen.

Die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern wird von den Investitions- und Betriebskosten, der Nutzungsdauer und -häufigkeit sowie primär von der Preisdifferenz aus Energiebezug und -lieferung bestimmt. In der Tabelle 4.1 sind die Kosten von Langzeitspeichern mit wöchentlichem Ladezyklus gezeigt (VDE 2009). Es wird deutlich, dass noch auf längere Sicht sowohl die Wasserstoffspeicherung als auch die Druckluftspeicherung weit höhere Kosten als die etablierte Pumpspeicherung aufweisen werden. Dies gilt auch bei stündlichen Ladezyklen, siehe Tabelle 4.2. Da für Pumpspeicher geeignete geologische Randbedingungen vorhanden sein müssen, ist deren weiterer Ausbau zumindest in der konventionellen Ausführung stark begrenzt. Als Alternative dazu sind jedoch Pumpspeicher in künstlichen Strukturen denkbar, um auch zukünftig größere Speicherkapazitäten zubauen zu können (Schulz 2010b).

Tabelle 4.1 Kosten von Langzeitspeichern mit wöchentlichem Ladezyklus, DLS-Druckluftspeicher, PSW-Pumpspeicherwerk (VDE 2009)

Speichertechnologie	Heutige Kosten in €/kWh	Zukünftige Kosten in €/kWh
Wasserstoff	23	9 (in >10 Jahren)
DLS	38	22 (in >10 Jahren)
PSW	3 bis 11	nicht berücksichtigt

Tabelle 4.2 Kosten von Langzeitspeichern mit stündlichem Ladezyklus, DLS-Druckluftspeicher, PSW-Pumpspeicherwerk (VDE 2009)

Speicher-technologie	Heutige Kosten in €/kWh	Zukünftige Kosten in €/kWh
Wasserstoff	24	11 (in >10 Jahren)
DLS	6	3 (in >10 Jahren)
PSW	2,5 bis 5,5	nicht berücksichtigt

Für den Betrieb von Energiespeichern ergeben sich momentan viele Unsicherheiten. Dazu gehört die schwer abzuschätzende Entwicklung der Preisspanne für Energiemengen zur Ein- und Ausspeicherung. Wegen ihrer hohen Investitionskosten und den daraus folgenden langen Amortisationszeiten benötigen Speicher jedoch langfristig kalkulierbare Einnahmen, um sich verlässlich amortisieren zu können. Es ergibt sich zudem die Notwendigkeit, heute mit dem Speicherbetrieb verbundene Kosten wie z. B. Netznutzungsgebühren neu zu bewerten. Die Marktintegration von Energiespeichern ist momentan nicht gegeben, weshalb Speicher nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Dazu gehört beispielsweise auch die zukünftige Definition der Verantwortlichkeiten beim Betrieb der Speicher.

Der Begriff der Energiewende beinhaltet neben der Stromversorgung auch die Wärmebereitstellung und die Treibstoffe für den Verkehr (Löschel et al. 2012). In den letzteren zwei Sektoren wirken jedoch im Vergleich zur Stromerzeugung größere Zeitkonstanten. Es besteht keine Notwendigkeit für zeitkritische Steuerungseingriffe wie bei der Netzregelung im elektrischen Versorgungsnetz. Dies ist der Grund dafür, dass viele technische Verbesserungsmaßnahmen zuerst im Bereich der Stromerzeugung eingesetzt werden. Jedoch wird stets die Kopplung zwischen den Systemen Strom, Wärme und Gas mit dem Ziel einer optimierten gesamten Energieversorgung betrachtet. Dies trifft auch auf die Energiespeicherung zu. Hier wird die systemübergreifende Speicherung von Strom zu Wasserstoff (Power to Gas), Strom zu Wärme (Power to Heat) bzw. Strom zu prozessbezogener Speicherung (z. B. Power to Steel) genutzt. Durch die Steigerung der Energieeffizienz in allen Bereichen kann der Verbrauch gesenkt werden, wodurch weniger Kosten für die notwendigen technischen Anpassungsmaßnahmen in der Energieversorgung entstehen.

4.3 Versorgungssicherheit

Es ist erforderlich, die Frequenz innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte zu regeln, wozu ein Gleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung eingestellt werden muss, siehe Kapitel 4.1. Dazu ist eine ausreichende Kraftwerksleistung notwendig, siehe Abb. 4.6. Daneben muss sichergestellt werden, dass die erzeugte elektrische Energie zuverlässig die Verbraucher erreicht und Ausfälle vermieden werden. Hierzu wird in der elektrischen Energieversorgung in Europa grundsätzlich das (n-1)-Kriterium für eine erhöhte funktionale Versorgungssicherheit angewendet. Dies bedeutet, dass der Ausfall eines Betriebsmittels, z. B. einer Freileitung bei der Energieübertragung, noch nicht zum Ausfall der Versorgungsspannung führen darf. Für die Frequenzregelung sind in Deutschland die Übertragungsnetzbetreiber in den vier Regelzonen zuständig, siehe Abb. 4.5 rechts. Zur weiteren Erhöhung der Frequenzstabilität existieren Kupelstellen zwischen den Regelzonen zum Leistungsaustausch. Das gilt auch für die Kopplung der Ländernetze untereinander.

Tabelle 4.3 Durchschnittliche Benutzungsstundenzahlen und gesicherte Leistung von Erzeugungstechnologien (Schulz 2013)

Kraftwerksart	Stromgestehungskosten in €/kWh _{el} ¹⁾	CO ₂ -Intensität in g/kWh _{el} ¹⁾	CO ₂ -Äquivalente in g/kWh _{el} ¹⁾	Vollbenutzungsstunden pro Jahr ³⁾	Gesicherte Leistung in % ⁴⁾
Import-Steinkohle-Kraftwerk	4,0 ... 5,0	897	949	6000 ... 7000	93
Import-Steinkohle-Heizkraftwerk	2,5 ... 3,5	508	622	6000 ... 7000	93
Braunkohle-Kraftwerk	4,0 ... 5,0	1142	1153	6000 ... 7000	93
Braunkohle-Heizkraftwerk	2,5 ... 3,5	703	729	6000 ... 7000	93
Erdgas-GuD-Kraftwerk	4,0 ... 5,0	398	428	6000 ... 7000	93
Erdgas-GuD-Heizkraftwerk	3,5 ... 4,5	116	148	6000 ... 7000	93
Erdgas-Blockheizkraftwerk	7,0 ... 8,0	5	49	6000 ... 7000	93
Kernkraftwerk	4,5 ... 5,5	31 ... 61	32 ... 65	6000 ... 7000	93
Windpark onshore	6,5 ... 8,0 ²⁾	23	24	1800 ... 2400	20
Windpark offshore	10,5 ... 16,5 ²⁾	22	23	3500 ... 4500	40
Photovoltaik	14,0 ... 20,5 ²⁾	89	101	800 ... 900	11
Solarthermisches Kraftwerk	19,0 ... 23,0 ²⁾	25	27	2000	30 ⁵⁾
Wasserkraftwerk	5,0 ... 10,0	39	40	4000 ... 6000	50-80 ⁶⁾
Biogas-Blockheizkraftwerk	6,0 ... 8,0	-414	-409	6000 ... 7000	93

1)Quelle: Öko-Institut Darmstadt: Arbeitspapier Treibhausemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung, , März 2007, 17 S.

2)Fraunhofer ISE: Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Mai 2012, 25 S.

3)Technisch mögliche Stundenzahl, die reale Nutzung kann davon marktabhängig stark abweichen

4)Werte teilweise geschätzt

5)Bei vorhandenem Energiespeicher

6)Abhängig von der Wasserzuführung

Für die Energieerzeugung ist sichergestellt, dass der Ausfall eines oder auch mehrerer Kraftwerke durch Regelvorgänge bei den verbleibenden Kraftwerken kompensiert werden kann. Bei der Sicherstellung der Versorgungsleistung spielen die Volllast-Benutzungsstundenzahlen der Kraftwerksarten eine entscheidende Rolle, siehe Tabelle 4.3 (Schulz 2013). Da nicht alle Kraftwerksarten in ihrer Leistung unabhängig steuerbar sind, wird zur Bewertung des jeweiligen Beitrags zur Sicherstellung der notwendigen Erzeugung die gesicherte Leistung verwendet. Diese beschreibt die zuverlässig verfügbare Leistung der Erzeugungsart. Naturgemäß ist dieser Leistungsanteil bei wetterabhängig fluktuierenden Energien geringer als bei kontrolliert durch Feuerung betriebenen Kraftwerksarten, siehe Tabelle 4.3.

Dezentrale regenerative Erzeugungsanlagen übernehmen mit ihrem weiteren Zubau immer weitergehende Aufgaben zur Sicherstellung der Systemsicherheit. Dazu gehören das Durchfahren von Spannungseinbrüchen im Fehlerfall, die statische und dynamische Stützung der Netzfrequenz sowie die Beteiligung an der Spannungsregelung. Ein bisher nicht endgültig untersuchtes Problem beim Übergang zu einer überwiegend regenerativ versorgten Energieversorgung ist die Stabilität der Netzregelung ohne Großkraftwerke mit rotierenden Massen.

Trotz des in dieser Form noch nirgendwo vollzogenen Umbaus der deutschen Energieversorgung von einer auf verbrauchernahen Großkraftwerken basierenden Erzeugung zu einer klimafreundlichen regenerativen und damit wetterabhängigen fluktuierenden Erzeugung, d. h. der Energiewende, sind die Ausfallzeiten im europäischen Vergleich am geringsten, siehe Abb. 4.12. Dies zeigt, dass diese Form einer umfassenden Transformation der Energieversorgung bisher ohne eine Verringerung der Versorgungssicherheit umgesetzt werden konnte.

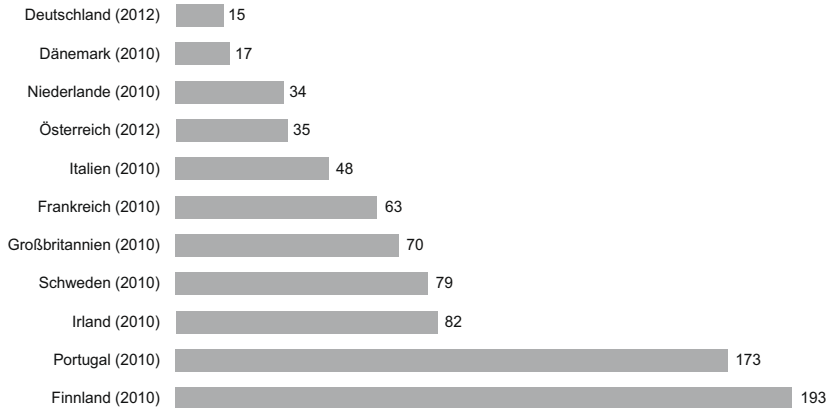


Abb. 4.12 Vergleich der durchschnittlichen Unterbrechung der Stromversorgung je Kunde in Minuten, nach (BDEW 2012b)

4.4 Zusammenfassung

Momentan wird elektrische Energie mit 76 % noch überwiegend in konventionellen Kraftwerken durch die Verbrennung fossiler Primärenergieträger bereitgestellt. Der jetzige Anteil von 24 % regenerativer Stromerzeugung wird in den nächsten Jahren weiter stark ausgebaut werden, um die Klimaschutzziele erreichen zu können. Da hierbei auch weiterhin die wetterabhängig fluktuierende Energiewandlung aus Wind- und Sonnenenergie dominieren wird, muss das Gesamtsystem der Energieversorgung grundlegend neu ausgerichtet werden, was auch als Transformation der Energieversorgung beschrieben werden kann. Dies betrifft vor allem den Übergang von einer bedarfsgerechten Bereitstellung elektrischer Energie, wie sie bei konventionellen Kraftwerken möglich ist, zu einem angebotsgesteuerten Verbrauch, der bei einem weiter anwachsenden Anteil fluktuierender Energien erforderlich wird. Dazu werden der Netzausbau, die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch sowie die Energiespeicherung weiter vorangetrieben. Zur Optimierung des Gesamtsystems ist die Erweiterung der Bilanzgrenzen um die Bereiche Wärme, Verkehr und Gebäude erforderlich, da diese aufgrund ihrer inhärenten Speicherfähigkeiten ideal zur systemübergreifenden Kopplung mit der elektrischen Energieversorgung geeignet sind. Wärmespeicher und Gasnetze nehmen dabei eine Schlüsselrolle ein. Die Elektromobilität hat grundsätzlich Potenzial, wird jedoch wegen des hohen Aufwands zur Erschließung dieses Potenzials und der vielen ungeklärten technischen und rechtlichen Randbedingungen oft in ihrer Wirksamkeit überschätzt. Trotz der Notwendigkeit einer gesamtheitli-

chen Betrachtung wird aufgrund der geringen Zeitkonstanten und der dadurch erforderlichen schnellen Regelreaktion auf die Einflussgrößen die elektrische Energieversorgung der Maßstab für den Umbau der gesamten Energieversorgung bleiben. Dies erklärt auch die starke Fokussierung von Forschungsthemen auf diesen Bereich. Neben der Lösung technischer Problemstellungen wird der Übergang vom heutigen Ansatz der Netzintegration, zu einer zukünftigen Marktintegration eine wesentliche Aufgabe sein.

Literatur

BDEW (2012a) (Bundesverband der deutschen Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft) Stromverbrauch in Deutschland nach Verbrauchergruppen 2011, Stand 2012

BDEW (2012b) (Bundesverband der deutschen Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft) Durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunde in Minuten, Stand 2012

BDEW (2014) (Bundesverband der deutschen Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft) Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern 2013, Stand 12/2013

BMWi (2013a) (Bundesministerium für Wirtschaft) Energie in Deutschland, Trends und Hintergründe zur Energieversorgung, Februar 2013

BMWi (2013b) (Bundesministerium für Wirtschaft) Bericht der deutschen Übertragungsbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, Stand 30.09.2013

BK (2010) (Bundeskabinett der Bundesrepublik Deutschland) Beschluss über ein Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.10.2010

DBT (2013) (Deutscher Bundestag) Zweites Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2013, Teil 1 Nr. 41, S 2543–2545

Do, TT (2014) Messeinrichtung zur mobilen Netzimpedanzmessung auf der Mittelspannungsebene, Dissertation, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Heuck K, Dettmann KD, Schulz D (2013) Elektrische Energieversorgung, 9. Auflage, Springer Vieweg, Wiesbaden

Löschel A, Erdmann G, Staiß F, Ziesing HJ (2012) Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Dezember 2012

Schulz D (2008) Grid integration of wind energy systems. In: Power electronics in Smart Electric Energy Networks (Ed- Ryszard Strzelecki and Grezegorz Benysek), ISBN 978-1848003170, Springer, London, S 327–374

Schulz D (2010a) Energiespeicher in Deutschland und Europa, Technologievergleich und Anwendungsempfehlungen für Energiespeicher in Stromversorgungsnetzen, Studie im Auftrag der IGP AG Hamburg, Februar 2010, 50 Seiten

Schulz D, Jordan M (2010b) Konzepte für die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken in ehemaligen Tagbaustrukturen, Solarzeitalter 4/2010, S 35–41

Schulz D (2011) Brennstoffzellenmembraneinheit, steuerbare Brennstoffzelle und Hochdruckelektrolysezelle, Patent DE 10 2011 088 613, 15.12.2011

Schulz D, Schulz K (2013) Energiequellen und Kraftwerke, In: Informationen zur politischen Bildung, Energie und Umwelt Heft 13, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung 2013, Ausgabe 3/2013, S 16–31

VDE (2009) VDE-Studie: Bünger, U et al., Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger

Energiewende - Quo vadis?

Beiträge zur Energieversorgung

Joos, F. (Hrsg.)

2016, XVI, 134 S. 46 Abb., 20 Abb. in Farbe., Hardcover

ISBN: 978-3-658-11798-6