

L. Jarass | G. M. Obermair

# Welchen **Netzumbau** erfordert die **Energiewende?**



mit **Netzentwicklungsplan 2012**



MV-Verlag, Münster, 2012  
280 S., 21 €  
ISBN 978-3-86991-641-5

# Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?

unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012

Energiewende – eine Einführung.....	15
Teil I : Änderung der Stromversorgung durch die Energiewende .....	21
1 Struktur und Entwicklung der Stromversorgung.....	22
2 Erneuerbare Energieträger: räumliche und zeitliche Verteilung des Angebots .....	42
Teil II : Grundlagen des Netzbaus .....	58
3 Zuverlässige Stromversorgung bei hohen Anteilen stark fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.....	59
4 Repowering bestehender Leitungen .....	95
5 Leitungsneubau durch Erdkabel statt Freileitung .....	117
Teil III : Optimierung des Netzbaus .....	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben .....	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

## Teil II : Grundlagen des Netzbbaus

Der Begriff **Netzbau** umfasst die Gesamtheit aller Maßnahmen zur Erhöhung der maximalen Übertragungsleistung mittels Optimierung und Verstärkung bestehender Leitungen sowie Leitungsneubau. Eine Erhöhung der maximalen Übertragungsleistung kann u.a. aus folgenden Gründen erforderlich werden:

- wachsender Anteil erneuerbarer Energien,
- schrittweise Außerdienststellung der Kernkraftwerke,
- sinkender Anteil der kohlebefeuelten Großkraftwerke,
- die durch diese Entwicklung benötigte Zunahme von kleineren Regel-, Reserve- und Speicherkraftwerken.

Es geht bei diesem Netzbau v.a. um Einbindung der Erneuerbare-Energien-Kraftwerke und der zusätzlichen Reserve in die Energieversorgung durch zahlreiche Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung in und zwischen bestimmten Regionen:

- etwa durch Netzoptimierung und Netzverstärkung bestehender Leitungen,
- aber auch durch flankierende Maßnahmen im Bereich der Betriebsmittel (Transformatoren, Querregler, Schalter, Umformer etc.),
- wo unabdingbar nötig durch Leitungsneubau.

Übrigens spricht auch der Entwurf des Netzentwicklungsplans von Ende Mai 2012 nicht mehr vom Netzausbau, sondern vom Netzbau [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012a]. Aber er versteht unter Netzoptimierung- und Netzverstärkung nur Optimierung von Stromflüssen, Auflegung von zusätzlichen Leiterseilen auf bisher nicht voll genutzte Masten, Ersatz von bestehenden 220kV-Freileitungen durch den Neubau von 380kV-Freileitungen. Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring wird bei keiner Maßnahme auch nur erwähnt, Netzverstärkung bestehender Leitungen durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen wird nur bei einer Maßnahme vorgeschlagen, nämlich bei der 380kV-Leitung Remptendorf-Redwitz [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 178].

### 3 Zuverlässige Stromversorgung bei hohen Anteilen stark fluktuierender erneuerbarer Erzeugung

#### 3.1 Technische Grundbegriffe der elektrischen Energieversorgung

Das einfachste Bild zur Veranschaulichung der elektrischen Energie ist das von einem Wasserstrom durch ein Rohr, das von einem Stauwehr zu einer Wasserturbine führt:

- Die Stromstärke gibt an, welche Wassermenge, z.B. Liter oder Kilogramm pro Sekunde zur Turbine fließt; bei doppeltem Rohrquerschnitt kann bei gegebener Stauhöhe etwa die doppelte Menge Strom fließen.
- Doch für die Leistung der Turbine kommt es nicht nur auf die Durchflussmenge an, sondern auch darauf, mit wie viel Kraft eine gegebene Wassermenge auf die Turbinenschaufeln einwirkt. Es kommt also auf den Druck des Wassers an: Je höher der Wasserspiegel im Stausee über der Turbine steht, desto höher ist dieser Druck. Bei doppeltem Druck fließt durch einen gegebenen Rohrquerschnitt etwa der doppelte Strom.
- Das Produkt aus Stromstärke des Wassers und Druck des Wassers ergibt das, was man Leistung des Wasserkraftwerks nennt. Bei doppelter Stauhöhe, also doppeltem Druck und doppeltem Durchfluss resultiert an der Turbine eine vierfache Leistung.

##### 3.1.1 Leistung und Energie

###### (1) Elektrische Leistung

Das Beispiel des Wasserkraftwerks kann man nun sehr gut auf den Transport ('Übertragung') von elektrischer Energie anwenden:

Der elektrische Strom ist die Menge an elektrischer Ladung, die pro Sekunde durch eine Leitung, z.B. durch einen Kupferdraht, transportiert wird; diese Stromstärke  $I$  wird in Ampere (A) gemessen. Bei doppeltem Leiterquerschnitt kann etwa der doppelte Strom geleitet werden.

Im Gegensatz zum Wasser, das hinter der Turbine weiterfließen kann, muss die elektrische Ladung stets auf kurzem Wege zum Ausgangspunkt zurückgebracht werden, sonst gibt es einen Ladungs-Stau, der den Stromfluss sofort zum Erliegen bringt. Es ist also immer auch eine Rückleitung erforderlich: Das Stromkabel der Stehlampe, des

Fernsehers etc. enthält jeweils zwei isolierte Drähte, die – bei eingeschaltetem Gerät – in entgegengesetzter Richtung von Strom durchflossen werden.

Die elektrische Spannung  $U$  bezeichnet den Druck, mit dem die elektrische Ladung durch die jeweilige elektrische Leitung gepresst oder gezogen wird: Diese elektrische Spannung wird in Volt (V) gemessen.

Wie im Falle des Wasserkraftwerks ergibt sich die Leistung, die ein fließender Strom beim Verbraucher (z.B. einem elektrischen Heizofen) abliefern kann, aus dem Produkt von Stromstärke  $I$  und elektrischer Spannung  $U$ :

$$N = I * U \quad [W = A * V] \quad (3.1)$$

mit

$N$  := Stromleistung [W],

$I$  := Stromstärke [A],

$U$  := elektrische Spannung [V].

Leistung wird, wie in Formel 3.1 angegeben, in Watt (W) gemessen. Dies gilt nicht nur für elektrische Leistung, sondern etwa auch für die Leistung eines Automotors. Benannt ist die Einheit nach J. Watt, dem Erfinder der Dampfmaschine (um 1770).

Die maximal abgebbare Leistung des Motors eines typischen Mittelklasse-Autos beträgt 50 kW bis 100 kW, die Maximal-Leistung aller in Deutschland in 2011 zugelassenen rund 43 Mio. PKWs beträgt damit über 3.400 GW, wovon allerdings selbst zu Hauptverkehrszeiten nur jeweils ein kleiner Teil tatsächlich als Fahrleistung umgesetzt wird. Die installierte Leistung, also die maximal abgebbare Leistung, aller deutschen elektrischen Kraftwerke betrug in 2000 rund 125 GW, davon rund 6 GW Windenergie und praktisch keine Photovoltaik [BMW Daten 2012]. Durch den massiven Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen (vgl. die frühere Tab. 1.2) mit ihren geringen jährlichen Volllaststunden (vgl. die frühere Tab. 1.6) wurde die insgesamt installierte Kraftwerksleistung bis 2010 zwar auf fast 160 GW erhöht (vgl. die frühere Tab. 1.1, Z. 4), und damit auf etwa 2 kW pro Einwohner, wobei allerdings der Verbrauch an elektrischer Energie insgesamt nur um rund 5% zunahm [BMW Daten 2012].

## (2) Elektrische Energie

Nun haben aber nicht alle Einwohner und nicht alle Fabriken Tag und Nacht, 365 mal 24 Stunden alle elektrischen Geräte mit voller Leistung eingeschaltet. Selbst die Höchstlast der Stromnachfrage betrug in 2010 nur gut die Hälfte der installierten Generatorleistung (vgl. die spätere Tab. 3.3).

Damit kommt ein weiterer wichtiger Begriff ins Spiel, der (physikalische) Begriff der Arbeit, gleichbedeutend mit der tatsächlich umgesetzten (elektrischen) Energie, umgangssprachlich als 'Energieverbrauch' bezeichnet:

Wird eine elektrische Leistung von 1 Kilowatt (kW) eine Stunde lang in einem Gerät, z.B. einem elektrischen Heizofen, in Heizwärme umgewandelt ('verbraucht'), so ist 1

Kilowattstunde (kWh) elektrische Arbeit geleistet worden, umgangssprachlich ausgedrückt: Dem Heizofen ist vom Stromversorgungsunternehmen 1 Kilowattstunde elektrische Energie geliefert worden und dort verbraucht worden.

Die Begriffe elektrische 'Leistung' (W, kW, MW, GW, TW, PW, EW ...) einerseits und elektrische 'Arbeit' = Energie (Wh, kWh, MWh, GWh, TWh, PWh, EWh ...) andererseits sind also genau voneinander zu unterscheiden. (Ein Physiklehrer sagt bei der Bewertung der schulischen Leistung seiner Schüler immer gerne: Leistung ist Arbeit pro Zeit.)

Energie wird gemäß internationalen Vereinbarungen in Joule (J) gemessen. 1 Joule ist die Arbeit, die verrichtet wird, wenn eine Leistung von 1 Watt eine Sekunde lang wirkt:

1 Joule = 1 Wattsekunde, und damit  $1 \text{ kWh} = 1.000 * 3.600 \text{ J} = 3,6 \text{ Mio. J}$ .

Die in Deutschland 2010 umgesetzte ('verbrauchte') elektrische Energie von rund 622 TWh (vgl. die frühere Tab. 1.3, Z. 4) entspricht damit  $2,24 * 10^{18} \text{ J}$  oder  $2,24 * \text{EJ}$  (Exa-Joule).

Für mechanische Energie gilt: 1 Joule = 1 Newtonmeter (Nm): Eine Masse von 1 kg erfährt an der Erdoberfläche die Gravitationsanziehung der Erde mit einer Kraft von 9,81 Newton. Hebt man diese Masse von 1 kg einen Meter an, so hat man die Energie 9,81 Newtonmeter = 9,81 Joule aufgebracht.

### 3.1.2 Strom

#### (1) Gleichstrom

Der einfachste Fall von elektrischer Energie wird von einem zeitlich konstanten Gleichstrom geliefert, der von einer zeitlich konstanten Spannungsquelle, etwa einer Taschenlampenbatterie mit 1,2 Volt durch einen zeitlich konstanten Verbraucher getrieben wird, etwa eine kleine Glühbirne, die einen Strom von etwa 0,5 Ampere durchlässt, woraus eine Leistung von 0,6 Watt (=  $1,2 \text{ V} * 0,5 \text{ A}$ ) resultiert. Die jetzt aus Energiespargründen zu Recht zum Aussterben verurteilten Glühbirnen setzen die elektrische Energie größtenteils in Wärme um, nur einige wenige Prozent werden als Strahlungsenergie und damit als sichtbares Licht abgegeben. Bei Energiesparlampen sind es dagegen über 10%. Die heute mehr und mehr in Taschenlampen und Stirnleuchten, in Verkehrsampeln und Automobilen, zukünftig wohl auch vermehrt im Wohnbeleuchtung eingesetzten Leuchtdioden wandeln dagegen bis zu einem Drittel der aufgenommenen Energie in Licht um, abzüglich der Umwandlungsverluste der erforderlichen Vorschaltgeräte.

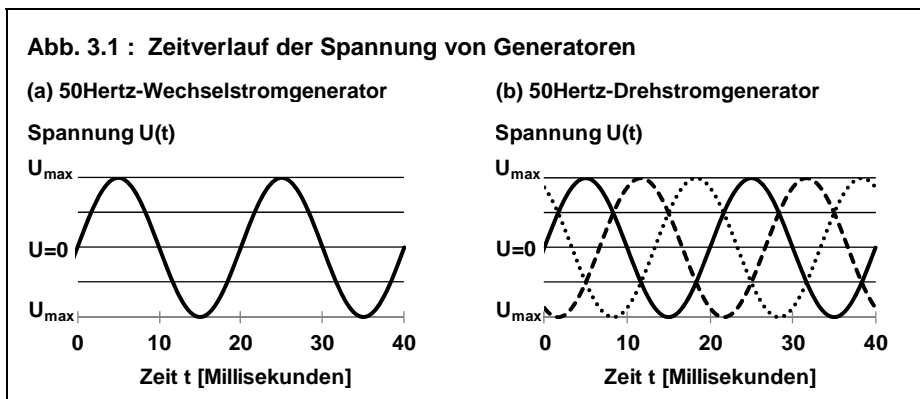
#### (2) Wechselstrom

Alle Leuchtmittel, ob Glühbirne oder Leuchtdiode können natürlich auch von Wechselstrom betrieben werden, wie er heute vom Versorgungsnetz dem Verbraucher zugeführt wird. Warum aber Wechselspannung, wobei der verwendete elektrische Strom in

jeder Sekunde hundertmal seine Richtung umkehrt? Das rührt daher, dass die mechanischen Antriebe durch Dampfmaschinen, Wasserräder, Windturbinen oder Verbrennungsmotoren zunächst mechanische Energie in Form einer rotierenden Achse liefern. Zur Umwandlung dieser Rotationsenergie in elektrische Energie dient der schon um 1830 von Faraday entdeckte Effekt der 'Induktion' oder 'dynamo-elektrische Effekt':

Setzt man einen elektrischen Leiter, etwa einen zu einer Spule aufgewickelten Draht, einem zeitlich veränderlichen Magnetfeld aus, so entsteht in dem Leiter eine sich ebenso zeitlich ändernde elektrische Spannung. Werner von Siemens gelang es in den 1860er Jahren mit seiner schon seit Jahren sehr erfolgreichen Telegraf- und Kabelfirma den ersten großtechnisch nutzbaren 'Dynamo' zu entwickeln: Mit der verlängerten Achse der Antriebsmaschine dreht sich ein Magnet, etwa eine stromdurchflossene Spule (Rotor) oder ein Permanentmagnet. An den Enden einer den Rotor umgebenden stillstehenden Spule (Statorwicklung) entsteht dann eine Wechselspannung, deren Vorzeichen periodisch zwischen Plus und Minus wechselt und deren zeitlicher Verlauf eine Sinuskurve darstellt.

Wird der Rotor etwa mit 50 Umdrehungen pro Sekunde gedreht, so ist die Periode der entstehenden sinusförmigen Spannung 1/50 Sekunde; sie dauert also genauso lang wie eine volle Umdrehung des Rotors. Abb. 3.1a zeigt für diesen Fall den Zeitverlauf der Spannung, die in der Statorwicklung eines 50Hertz-Wechselstromgenerators erzeugt wird.

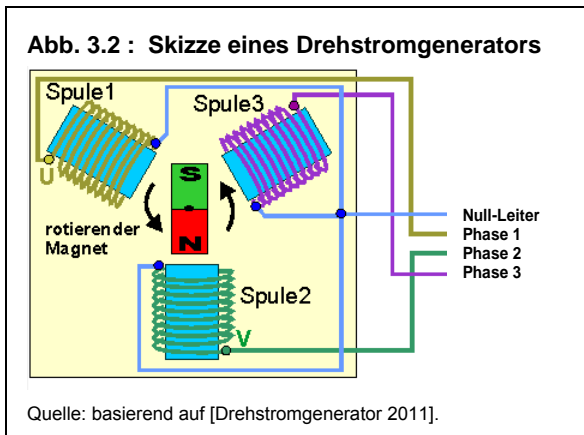


Die Frequenz 50 Hertz, d.h. 50 Perioden pro Sekunde, ist seit Anfang des 20. Jahrhunderts die Norm der Stromversorgung in Europa.

### (3) Drehstrom

Eine Weiterentwicklung der Wechselstromtechnik zum 3-Phasen-Wechselstrom, häufig als Drehstrom bezeichnet, erwies sich als so praktisch, dass diese Technik seit dem Anfang des 20. Jahrhunderts mehr und mehr den gesamten Bereich der elektrischen Energieversorgung weltweit beherrscht.

Prinzip der Drehstromgewinnung: Im Generatorgehäuse lassen sich drei gegeneinander um  $120^\circ$ , d.h. ein Drittel des Vollkreises von  $360^\circ$ , versetzte Wechselstromsysteme raumsparend unterbringen (wie in Abb. 3.2 gezeigt).



Es entstehen bei Rotation des Rotors drei gegeneinander zeitlich um ein Drittel der Umlaufzeit verschobene Wechselspannungen oder 'Phasen' (wie in Abb. 3.1b gezeigt).

#### Vorteile des Drehstroms:

- Wenn jede der drei Phasen durch einen etwa gleich starken Verbrauch belastet wird, dann ist keine Rückleitung erforderlich, da sich dann die Rückströme in jedem Zeitpunkt zu Null addieren, wie in den drei Kurven in Abb. 3.1b ersichtlich; der Null-Leiter, mit dem die unteren Enden der drei Spulen elektrisch verbunden sind, führt dann keinen Strom.
- Deshalb kann als Null-Leiter meist die Erde dienen. Wenn zwischen jedem der drei Leiter und dem Null-Leiter z.B. die Spannung 230 V geliefert wird, so herrscht zwischen je zwei Leitern die Spannung  $400 \text{ V} = 230 \text{ V} \cdot \sqrt{3}$ .
- Dem Verbraucher stehen 230 V zur Verfügung, wenn er, wie üblich, nur einen der drei Leiter und den Null-Leiter nutzt, und 400 V ('Starkstrom'), wenn er alle drei Leiter nutzt.

Vor allem aber lassen sich sehr einfache, verschleißarme starke Elektromotoren mit Drehstrom betreiben: Der Stator besteht aus drei um  $120^\circ$  versetzten Spulenpaaren wie im Drehstromgenerator, der Rotor – ohne jede Stromzuführung und ohne einen teuren Permanentmagnet – nur aus einem Eisenkern mit käfigartig eingelassenen Kupferstangen. Das magnetische Drehfeld der drei Spulenpaare erzeugt dann ein Drehmoment auf den Rotor; die elektrische Energie wird mit einem Wirkungsgrad von fast 100% wieder in mechanische Energie des Motors umgewandelt.

Das Stromnetz besteht heute fast ausnahmslos aus Drehstromleitungen, meist mit zwei getrennten Systemen mit je drei Phasen und entsprechend je drei Leiterseilen.



### 3.1.3 Stromübertragung

#### (1) Transformator

Wechselspannung und Wechselstrom wurden aber nicht nur deshalb in allen Industrieländern zur technischen Norm, weil sie, wie beschrieben, leicht aus der Energie einer Antriebsmaschine erzeugt werden können, sie haben einen weiteren enormen Vorteil: Man kann sie mit einer einfachen technischen Vorrichtung, dem Transformator, z.B. von einer Eingangsspannung von einigen Tausend Volt, die ein großer Generator typischerweise liefert, entweder für Haushaltsverbraucher stufenweise auf die gängigen 380 kV heruntertransformieren oder für die Fernübertragung hochtransformieren auf die in Deutschland übliche Höchstspannung von 380 kV.

Der Transformator beruht wie der Generator auf dem Prinzip der Induktion: Eine von Wechselstrom der Spannung  $U_{\text{prim}}$  durchflossene Primärspule erzeugt in dem Eisenkern, um den die Spule gewickelt ist, ein mit der Frequenz des Wechselstroms zeitlich veränderliches Magnetfeld. In der um denselben Eisenkern gewickelten Sekundärspule wird eine elektrische Wechselspannung  $U_{\text{sek}}$  induziert;  $U_{\text{sek}}$  steht zu  $U_{\text{prim}}$  im Verhältnis der Windungszahlen (WZ) von Sekundär- und Primärspule:

$$U_{\text{prim}} / U_{\text{sek}} = \text{WZ}_{\text{prim}} / \text{WZ}_{\text{sek}} \quad (3.2)$$

mit

$U$  := Spannung [V],

$\text{WZ}$  := Windungszahl [-].

#### (2) Minimierung der Übertragungsverluste

Die Verwendung sehr hoher Spannung für die Fernübertragung großer Leistung ist notwendig, weil selbst die besten Leitungen mit Leiterseilen, die aus hochreinem Kupfer oder Aluminium gefertigt werden, sich wegen ihres nicht verschwindenden elektrischen Widerstands  $R$  beim Stromdurchgang erwärmen. Bei gegebenem Leitermaterial (Kupfer ist wesentlich leitfähiger als Aluminium, aber auch wesentlich teurer) und Leiterquerschnitt wächst der Widerstand einer Leitung proportional zu ihrer Länge. Der in der widerstandsbehafteten Leitung durch Umwandlung in Wärme bewirkte Verlust an elektrischer Energie wächst mit dem Quadrat der Stromstärke  $I$  an:

$$E_{\text{Verlust}} = R * I^2 \quad (3.3)$$

mit

$E_{\text{Verlust}}$  := Energieverlust [W],

$R$  := Leitungswiderstand, angegeben in Ohm [ $\Omega$ ],  $1 \Omega = 1 \text{ V/A}$ ,

$I$  := Stromstärke [A].

Soll eine gegebene Leistung  $N$  zu den Verbrauchern übertragen werden, so ist nach Formel (3.1) bei hundertmal höherer Spannung, z.B. bei 23 kV statt der Verbraucherspannung von 230 V, nur ein hundertmal geringerer Strom zu übertragen. Die Verlus-

te einer bestimmten Leistung  $N$  durch Umwandlung in Wärmeenergie wären also bei der Verwendung derselben Leitung laut Formel (3.3) bei 23 kV zehntausendmal geringer als bei 230 V. Deshalb muss und kann die Übertragung größerer Leistungen über größere Entfernungen nur mit Netzen mittlerer oder hoher Spannung erfolgen.

Zudem dürfen normale Leiterseile keinesfalls auf mehr als etwa 90°C erwärmt werden; damit ist bei gegebenem Seilquerschnitt dem zulässigen Strom eine klare technische Schranke gesetzt. Das führt letztlich dazu, dass für einen gegebenen Typ einer Leitung eine thermische Grenzlast der Übertragungsfähigkeit gegeben ist, z.B. für eine typische 380kV-Freileitung rund 1.800 MVA.

Seit Jahren besteht die Möglichkeit, insbesondere an kritischen Leitungsabschnitten so genannte Hochtemperaturleiterseile einzusetzen, bei denen die thermische Grenze der Übertragungsleistung um bis zu 50% höher liegt (vgl. das spätere Kap. 4.2).

### (3) Spannungsebenen der Stromversorgung

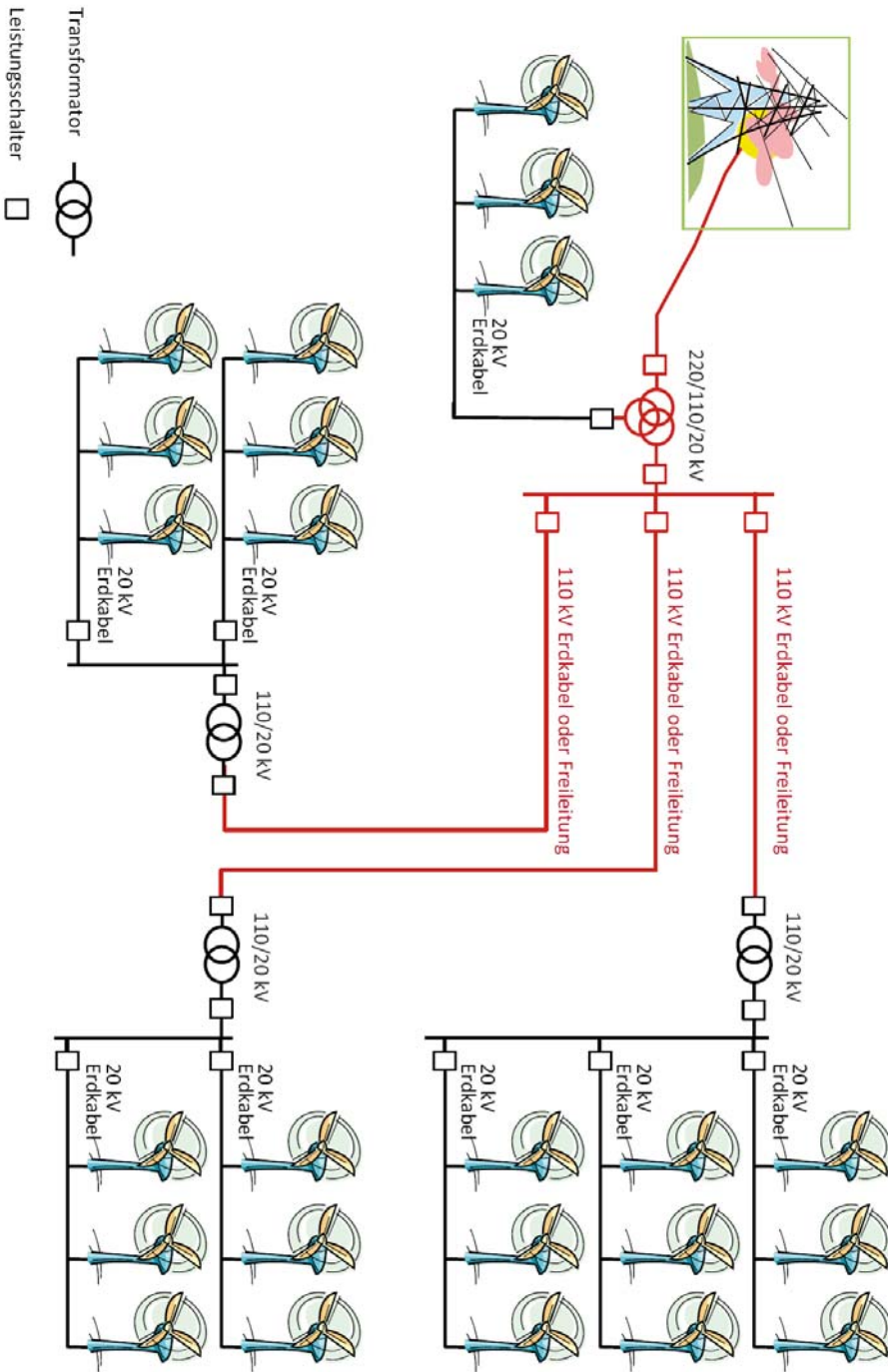
Den verschiedenen technischen Aufgaben dienen die verschiedenen Spannungsebenen des Netzes:

- **Niederspannungsnetz** (bis 1 kV) mit 400 V (Drehstrom) oder 230 V (Wechselstrom) zur Versorgung kleinerer Endverbraucher.
- **Mittelspannungsnetz** (1 kV bis unter 110 kV), überwiegend im Bereich von 20 kV zur Verteilung in der Fläche und zur Versorgung größerer Gewerbebetriebe; in Verdichtungsräumen seit Längerem als Erdkabel ausgeführt; deshalb Gesamtverkabelungsgrad ca. 70% [Störungsstatistik 2008, S. 24].
- **Hochspannungsnetz** (110 kV), meist 110kV-Drehstrom-Freileitungen, aber immer häufiger auch in Erdkabelauführung, zum Anschluss von großen Verbrauchern und zur Einspeisung von mittelgroßen Kraftwerken.
- **Höchstspannungsnetz** (über 110 kV), meist 380kV-Drehstrom-Freileitungen, zur **Fernübertragung** großer Leistungen (bis zu knapp 2 GW thermische Grenzleistung pro Stromkreis, zukünftig bis zu 2,5 GW) über Entfernungen von Hunderten von Kilometern sowie zum Anschluss von Großkraftwerken.

Abb. 3.3 zeigt beispielhaft die Übertragung von Windenergie über Mittel- und Hochspannungsnetz zum Höchstspannungsnetz.

Das 20kV-Mittelspannungsnetz ist stets im Eigentum des Windkraftanlagenbetreibers, das 110kV-Hochspannungsnetz ist meist im Eigentum des Verteilnetzbetreibers, das übergeordnete 220kV/380kV-Höchstspannungsnetz (links oben in Abb. 3.3) ist im Eigentum des Übertragungsnetzbetreibers.

Abb. 3.3 : Übertragung von Windenergie über Mittel- und Hochspannungsnetz zum Höchstspannungsnetz



Quelle: nach [Bömer 2012, S. 11].

#### (4) Freileitung und Erdkabel

Hierbei muss nach den einzelnen Spannungsebenen unterschieden werden (vgl. das spätere Kap. 5):

- Das Nieder- und Mittelspannungsnetz bis 110 kV wird heute v.a. als Erdkabel ausgeführt.
- Für die darüber liegenden Spannungsebenen war es früher üblich, Freileitungen zu bauen, abgesehen von dicht besiedelten Regionen.
- Durch die Entwicklung von kostengünstigen und umweltfreundlichen VPE-Erdkabeln wurde es schon seit Längerem technisch möglich, neue Leitungen des Mittelspannungsnetzes zu verkabeln, aber auch – zur Erhöhung der Versorgungssicherheit – bestehende Leitungen durch Erdkabel zu ersetzen.
- Auch im Hochspannungsbereich drängen die betroffenen Städte und Gemeinden seit Jahren immer stärker darauf, dass jedenfalls im Neubau zwingend Erdkabel eingesetzt werden. Mittlerweile sind Erdkabel vielfach nur mehr unwesentlich teurer als Freileitungen, v.a. auch aufgrund ihrer geringeren Übertragungsverluste. Seit August 2011 sind in Deutschland Erdkabel bei 110kV-Leitungsneubau im Regelfall gesetzlich vorgeschrieben [§ 43h EnWG].
- Im Höchstspannungsbereich wurde seit 2000 eine Verzehnfachung der Übertragungsleistung von VPE-Erdkabeln auf 1.100 MW pro System erreicht, bis zu 1.700 MW pro System werden in den nächsten Jahren erwartet (vgl. das spätere Kap. 5.1.4). Aber auch für zukünftige 380kV-Höchstspannungsleitungen scheidet im Regelfall eine reine Freileitungsvariante v.a. wegen der massiven Beeinträchtigung des Landschaftsbildes aus; so ist z.B. auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde [§ 2 Abs. 2 EnLAG] bei Annäherung an Siedlungen von mehr als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften eine Teilverkabelung vorzusehen, vorerst allerdings nur bei vier Pilotvorhaben [§ 2 Abs. 1 EnLAG].
- Als reale Alternative für den Leitungsneubau im Höchstspannungsnetz verbleiben häufig nur **Drehstrom-Teilverkabelung** oder **Gleichstrom-Teil- oder -Vollverkabelung** (HGÜ: Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung). Dies muss bei allen technischen und wirtschaftlichen Vergleichen berücksichtigt werden (vgl. das spätere Kap. 5.3.3).

#### 3.1.4 Vernetzung aller Stromerzeuger und Stromverbraucher

Die Elektrizitätsversorgung in Europa hat sich im Lauf des 20. Jahrhunderts von einem eher dezentralen System zu einem durch Leitungen auf allen Spannungsebenen engmaschig vernetzten Verbund gewandelt, in das bis zum Beginn der Energiewende v.a. konventionelle Großkraftwerke einspeisten, die nahe den Kohleverfügbarkeiten oder zur Kühlung an den größeren Flüssen entstanden waren.

Alle Teilnetze innerhalb dieses Verbundes müssen wie bisher auch zukünftig bei stark veränderter regionaler Verteilung und zeitlicher Struktur der einspeisenden, zuneh-

ment mit erneuerbaren Energien betriebenen Kraftwerke mit der Standardfrequenz 50 Hz exakt synchron arbeiten, um einen reibungslosen Austausch elektrischer Energie innerhalb des Gesamtsystems zu gewährleisten.

### **(1) Deutsches Höchstspannungsnetz 2012**

Abb. 3.4 zeigt das deutsche Höchstspannungsnetz 2012. Das technische Grundprinzip der elektrischen Energieversorgung in entwickelten Ländern ist die Vernetzung: Alle Stromerzeuger sind mit allen Stromverbrauchern über die verschiedenen Spannungsebenen des Leitungsnetzes instantan (d.h. mit maximalen Zeitverzögerungen im Millisekundenbereich) verbunden. Dieses Verbundnetz ist in Deutschland noch in vier so genannte Regelzonen untergliedert, entsprechend den vier großen überregionalen Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz (früher Vattenfall), Amprion (früher RWE), TenneT (früher E.ON), TransnetBW (früher EnBW) und ihren Einflussgebieten. Die Regelzonen sind untereinander und mit den benachbarten ausländischen Netzen über Kuppelstellen verbunden.

### **(2) Regelzone**

Eine Regelzone des Stromnetzes ist derjenige geografische Bereich, innerhalb dessen jeweils einer der vier in Deutschland tätigen Übertragungsnetzbetreiber für die Versorgungssicherheit aller dort an das Netz angeschlossenen Kunden verantwortlich ist, insbesondere für die Frequenz- und Spannungsstabilität und die schnellstmögliche Behebung von Störungen. Innerhalb jeder Regelzone müssen also die Betriebsmittel (Leitungen, Schalter, Umspannwerke etc.) so gesteuert werden, dass die in dieses Netz eingespeiste Leistung in jedem Augenblick die von den angeschlossenen Stromkunden nachgefragte Leistung genau abdeckt.

Die gesetzlich geregelte sichere Versorgung aller ans Netz angeschlossenen Kunden erfordert also, dass das Angebot an elektrischer Energie der Stromnachfrage im Zeitverlauf genau nachgeführt wird. Differenzen zwischen Stromnachfrage und Stromangebot müssen sofort ('instantan') ausgeglichen werden durch geeignete Maßnahmen auf der Erzeugungs- und auf der Verbrauchsseite.

Das Gesamtsystem der in ein Netz einspeisenden Kraftwerke muss also so ausgelegt sein, dass durch entsprechende Regelung der abgegebenen Leistung der verschiedenen Kraftwerke die nachgefragte Gesamtleistung gerade zustande kommt.

Eine Zusammenlegung der vier deutschen Regelzonen würde zu einer deutlichen Reduktion der erforderlichen Regel- und Reserveleistung führen, weil dann regionale Übernachfragen und Überangebote sich zumindest teilweise ausgleichen könnten. Seit Mai 2010 gilt ein von der Bundesnetzagentur angeordneter Netzregelverbund, eine Art 'virtuelle' einheitliche Regelzone, die eine Überkompensierung von Regel-

aufwand vermeidet und rund 200 Mio. € pro Jahr an Regelungsvergütungen einspart [Bundesnetzagentur 2010c].

**Abb. 3.4 : Deutsches Höchstspannungsnetz 2012**



Quelle: [VDE 2012].

## 3.2 Gesetzliches Grundprinzip: Jederzeitige Deckung der Stromnachfrage

Für den Stromsektor bedeutet Versorgungssicherheit, dass im elektrischen Netzverbund jederzeit genügend abrufbare elektrische Erzeugungsleistung verfügbar sein muss, um die aktuelle Nachfrage der Stromverbraucher zu decken. Dabei sind folgende Aspekte zu berücksichtigen [Leitstudie 2011, S. 247]:

- Verfügbarkeit der installierten Kraftwerksleistung (Anteil der Nettoengpassleistung, der jederzeit sicher verfügbar ist),
- Abrufbarkeit der Versorgungsquellen nach Bedarf,
- Flexibilität (Anteil der Nettoengpassleistung, der auf- und abgeregelt werden kann),
- Reserve (Regelleistung, Ersatzkraftwerke / kalte Reserve, für eine in 24 h oder später erwartete Nachfragerhöhung, etwa bei einer Kältewelle),
- Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär-, Minutenreserve, Spannungshaltung, Frequenzhaltung durch rotierende Massen, Kurzschlussleistungen, Schwarzstartfähigkeit),
- Redundanz ((n-1)-Kriterium, Begrenzung der größten Einheiten, die ohne Risiko für die Stabilität des Netzverbunds ausfallen dürfen).

Im Folgenden werden die Aspekte der Versorgungssicherheit für das Stromnetz näher erläutert.

### 3.2.1 Versorgung von Stromverbrauchern

Zu Recht spielen Fragen der Versorgungssicherheit in der ganzen Diskussion um den erforderlichen Umbau der Stromnetze eine wesentliche Rolle. Nicht zuletzt die Ereignisse im November 2005, wo reihenweise Strommasten im Münsterland im Netzgebiet der RWE Westfalen-Weser-Verteilnetz GmbH umknickten [Stromausfall 2006], und die Systemstörung am 04. November 2006, ausgelöst durch das Abschalten einer 380kV-Freileitung über die Ems im E.ON-Netzgebiet [Bundesnetzagentur 2007], zeigen dies in aller Deutlichkeit. Beide Ereignisse hatten nichts mit der Windenergie zu tun, sondern beruhten im ersten Fall auf einem extremen Wetterereignis, nämlich Eislast und Nassschnee auf den Leiterseilen, und auf unzureichender Abstimmung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Fall.

Die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die den Stromkunden in Deutschland zur Verfügung steht, wird v.a. dadurch erreicht, dass eine hinreichende Redundanz der technischen Netzeinrichtungen gegeben ist, die jeden Kunden über die Zwischenstufen des Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzes mit dem Höchstspannungsnetz verbindet, in das die Großkraftwerke einspeisen. Für das Maß der Vielfachheit der Betriebsmittel, die eine Gruppe von Verbrauchern mit dem übergeordneten Netz verbinden, wird in der Regel das (n-1)-Kriterium angewendet:

Fällt von  $n$ -vielen Betriebsmitteln, die im ungestörten Fall zur Verfügung stehen, **eines** durch eine Störung aus, so müssen die verbleibenden  $(n-1)$ -vielen Betriebsmittel die Stromnachfrage immer noch uneingeschränkt decken können. Der Ausfall **eines** Transformators oder **eines** Übertragungssystems darf also zu keinen für den Verbraucher spürbaren Versorgungsunterbrechungen führen.

Durch die grundsätzlich geforderte '( $n-1$ )-Sicherheit' beim Netzbau und das technische Regelwerk verschiedener einzuhaltender DIN-Normen ist das deutsche Stromnetz im Vergleich zu anderen Ländern relativ sicher ausgelegt.

### **(1) Versorgung durch eine Sticheleitung: striktes ( $n-1$ )-Kriterium**

Zweifellos muss für Verbindungen, die nur eine Sticheleitung darstellen, im Störfall durch ein zweites System die Versorgung gewährleistet sein, also das ( $n-1$ )-Kriterium strikt eingehalten werden.

Zur Erläuterung werden Beispiele aus der südthüringischen Region verwendet. Abb. 3.5 gibt einen Überblick über die dort auf der Höchstspannungsebene verwendeten Leitungen.

Beispiel: Die derzeit bestehende 2\*380kV-Verbindung von Goldisthal über Altenfeld nach Remptendorf ist eine Sticheleitung. Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal verfügt über Generatoren mit einer Nennleistung von gut 1 GW [Goldisthal 2007]. Die zwei Stromkreise der 2\*380kV-Verbindung nach Remptendorf haben eine thermische Grenzlast von je 1,8 GW; damit ist die Ver- und Entsorgung des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal auch bei Ausfall eines der beiden Stromkreise gesichert.

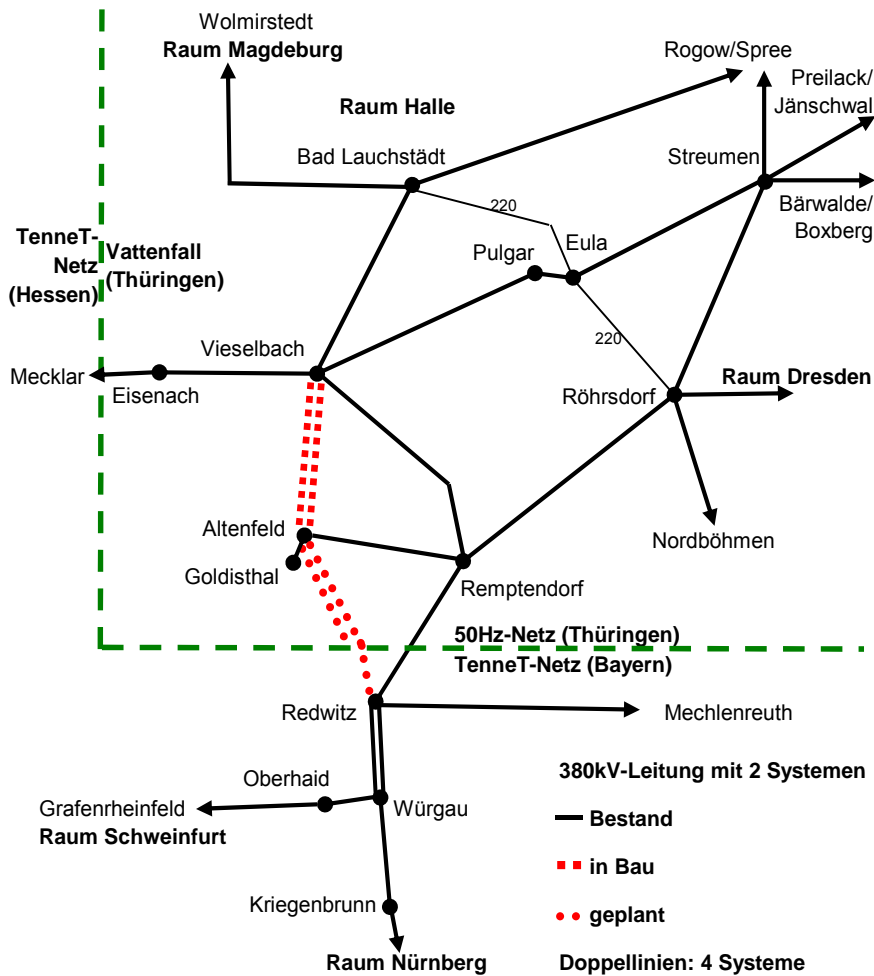
### **(2) Versorgung durch ein vermaschtes System: angepasstes ( $n-1$ )-Kriterium**

Weniger klar ist die Situation für ein vermaschtes System, z.B. die Verbindungen, die von Streumen im Nordosten nach Remptendorf führen: Durchwegs zweisystemige 380kV-Leitungen verbinden diese zwei Umspannwerke, zum einen über Röhrsdorf, zum andern über Vieselbach, insgesamt also mindestens vier 380kV-Systeme sowie 220kV-Leitungen und angrenzende Netzmaschen. Welche Übertragungsleistung kann durch diese vier Systeme ( $n-1$ )-gesichert transportiert werden?

- Wird jede Leitung für sich betrachtet, dann wären insgesamt zwei Systeme, also eine Übertragungsleistung von 3,6 GW ( $n-1$ )-gesichert.
- Werden beide Leitungen, da Teil einer Masche, zusammen gesehen, dann wären insgesamt drei Systeme, also eine Übertragungsleistung von 5,4 GW ( $n-1$ )-gesichert. Dabei ist die seit 2009 in die größere Masche Ragow-Lauchstädt-Vieselbach eingefügte 380kV-Leitung Lauchstädt-Vieselbach noch unberücksichtigt.



Abb. 3.5 : Versorgungssicherheit: Beispiel Stromnetz in Thüringen



Hinweis: Wird das Umspannwerk Altenfeld und das nahegelegene Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal wie geplant mit 380kV-Leitungen nach Norden und nach Süden verbunden, dann ist jeder Knotenpunkt auf der Karte mindestens (n-2)-gesichert.

Quelle: nach [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Abb.4.1].

50Hertz geht für vermaschte Systeme von einer zulässigen Belastung von 70% der thermischen Grenzlast aller vorhandenen Stromkreise aus: „Die Belastung jedes Systems sollte grundsätzlich 50% nicht übersteigen. Allerdings können aufgrund der engen Vermaschung des Netzes auch lokale Belastungen von etwa 70% zulässig sein. So ist sichergestellt, dass bei Ausfall eines Systems andere Systeme die Last übernehmen können. Bis das ausgefallene System wieder einsatzfähig ist, können diese kurzfristig mit einer bis zu 100 prozentigen Auslastung betrieben werden.“ [50Hertz 2012]. Im genannten Beispiel wären das 70% von 7,2 GW, also rund 5 GW.

### 3.2.2 Übertragung von erneuerbaren Energien: modifiziertes (n-1)-Kriterium

Im öffentlichen Netz, das der Stromversorgung dient, gelten zumindest in Deutschland extrem hohe Standards der Versorgungssicherheit: Nicht nur Krankenhäuser und Industriebetriebe, sondern auch private Haushalte können damit rechnen, dass jährlich höchstens wenige Male und nur für durchschnittlich 20 Minuten pro Jahr die Stromversorgung ausfällt, abgesehen von zum Glück bisher äußerst seltenen extremen Wetterereignissen oder Schaltfehlern. Allerdings häufen sich in den letzten Jahren Netzausfälle wegen mangelnder Wartung und zunehmender Schaltfehler in den immer komplexeren Netzsystemen, verstärkt durch häufigere extreme Wetterbedingungen.

#### (1) Beispiel: Abtransport von Windenergie durch ein vermaschtes System

Ist die hohe **Versorgungssicherheit** auch für den Abtransport von Windenergie erforderlich und sinnvoll?

- Die Versorgung der Verbraucher muss ohnehin wegen des stark stochastischen Anfalls der Windenergie, z.B. in Zeiten einer deutschlandweiten Windflaute, durch den konventionellen Kraftwerkspark und weitere Möglichkeiten im bestehenden Versorgungssystem sichergestellt werden.
- Moderne Windenergieanlagen sind – im Gegensatz zu großen thermischen Kraftwerken – problemlos und ohne jede technische Gefährdung kurzfristig abregelbar, falls dem Netz eine Überlastung droht. Wenn also eine wesentlich für den Windenergieabtransport genutzte Leitung tatsächlich einmal ausfällt, so ist die Versorgung der Verbraucher dadurch nicht beeinträchtigt.

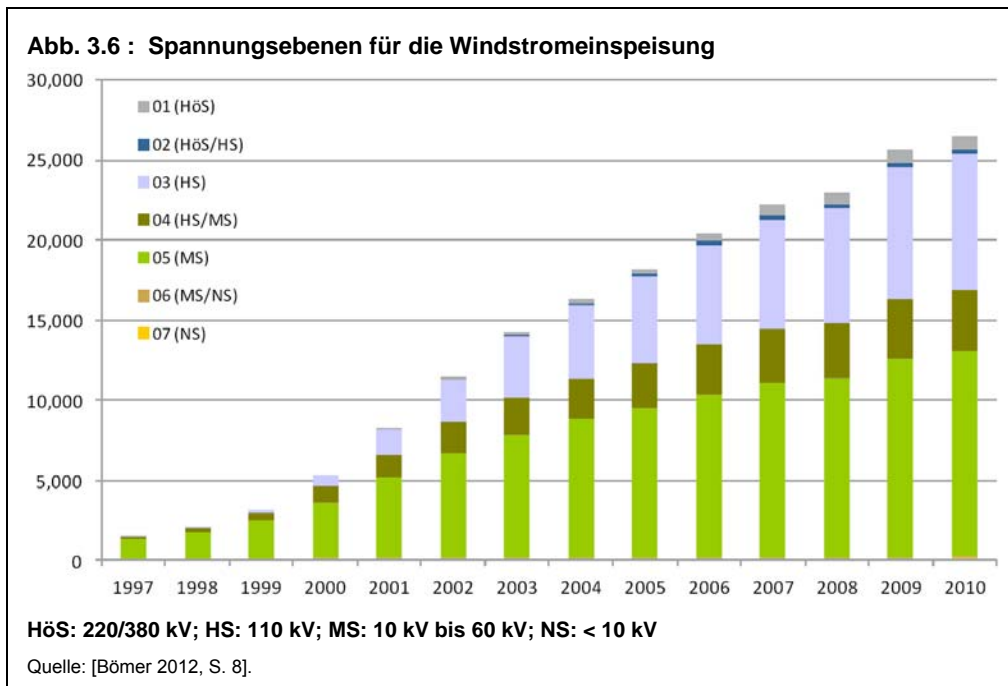
Beim Abtransport von Windenergie ('Entsorgung') kann man also die **Entsorgungssicherheit** sehr viel kleiner halten als die **Versorgungssicherheit**. Ausschließlich für den Abtransport von Windenergie gebaute Stromleitungen brauchen nicht mit den extrem hohen Verfügbarkeiten von **Versorgungsleitungen** ausgelegt werden. Zwar fließt durch diese Leitungen u.U. aus physikalischen Gründen bei Windflaute auch Strom in entgegengesetzter Richtung zu Verbrauchern, doch würden diese Verbraucher auch ohne die zusätzlich geschaffene Leitung versorgt. D.h., für den Abtransport der Windenergie reichen **Entsorgungsleitungen** in einem Umfang aus, dass jedenfalls im ungestörten Regelfall die Windenergie abtransportiert werden kann. Bei einer der seltenen Netzstörungen wird dann eben die Windenergieproduktion vorübergehend heruntergefahren, ohne dass dadurch in irgendeiner Weise die **Versorgungssicherheit** der Stromverbraucher beeinträchtigt würde [ECOFYS 2006], S. 20].

Zusammenfassend schreibt dazu Brakelmann [Brakelmann 2006b, S. 2]: „Die Stromnetze im Europäischen Verbund werden im Allgemeinen (n-1)-sicher ausgelegt, was aber nicht

heißen muss, dass in jede neue Trasse zwei Übertragungssysteme gelegt werden müssen. Entscheidend ist, dass bei Ausfall eines Übertragungssystems dessen Funktion vom Gesamtnetz übernommen werden kann. Von daher könnte für die betroffenen Trassen (n-1)-Sicherheit bei einsystemiger Ausführung auch dann gegeben sein, wenn die technischen und rechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden, im Störfall Windenergieanlagen entsprechend der Ausfalleistung abzuschalten oder herunterzuregeln.“

## (2) Beispiel: Anschluss von Windparks an das Leitungsnetz

Abb. 3.6 zeigt auf welchen Spannungsebenen Windstrom eingespeist wird. In 2010 waren rund zwei Drittel der installierten Windenergieanlagenleistung an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Das restliche Drittel war überwiegend an das Hochspannungsnetz, vereinzelt auch an das Höchstspannungsnetz, angeschlossen.



Die Betreiber von Windenergieanlagen bauen üblicherweise nur eine Leitung, meist Erdkabel, zum Anschluss an den nächsten Netzknotenpunkt des öffentlichen Netzes mit einer Übertragungsleistung in Höhe der installierten Generatorleistung. Fällt diese 'Entsorgungsleitung' aus, wird der Windpark bis zum Abschluss der Leitungsreparatur abgeschaltet. Bei Leitungen an Land sind nämlich die Ausfallwahrscheinlichkeiten so niedrig und die typischen Reparaturdauern so kurz, dass im Durchschnitt nur für wenige Stunden im Jahr die Erzeugung abgeschaltet werden muss, und die Betreiber der Windenergieanlagen deshalb aus Kostengründen windparkintern und zum Anschluss

der Windparks an den nächstgelegenen Verknüpfungspunkt mit dem öffentlichen Netz ausnahmslos nur Einfachleitungen bauen.

Aus demselben Grund könnten auch neue, d.h. zusätzliche 110kV-Leitungen des Netzes der öffentlichen Stromversorgung, die für den Anschluss von Windparks an das Höchstspannungsnetz erforderlich werden, grundsätzlich mit nur einem Leitungskreis (= 1 System mit 3 Phasen) gebaut werden. Gerade bei Erdkabeln würde die Ausführung mit nur einem System auch erhebliche Kosten einsparen, da bei Erdkabeln, im Gegensatz zu Freileitungen, zwei Systeme fast doppelt so viel wie ein System kosten. Aus Gründen des Landschaftsschutzes und wegen der erheblich geringeren Widerstände seitens der betroffenen Bevölkerung und daher rascherer Durchsetzbarkeit ist eine Erdkabelauführung in jedem Fall sinnvoll. Doch haben die Netzbetreiber bisher gerade in solchen Fällen trotz vorhersehbarer massiver Widerstände stets Freileitungen mit zwei Stromkreisen vorgesehen, die bisher meist nicht über das Planungsstadium hinausgekommen sind.

Kasten 3.1 zeigt ein Beispiel zur versorgungssicheren Einbindung von Windenergie.

#### **Kasten 3.1 : Beispiel zur versorgungssicheren Einbindung von Windenergie**

Angenommen wird ein küstennaher Bereich des 110kV-Netzes in einer Region mit einer maximalen Stromnachfrage von 120 MW, in den Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 200 MW einspeisen, mit folgender Charakteristik:

- maximale Stromnachfrage 120 MW,
- niedrige Stromnachfrage 80 MW (z.B. nachts und am Sonntag),
- Windproduktion bei Starkwind 200 MW (unkorreliert mit der Last),
- Windproduktion bei Schwachwind 0 MW.

Zur Versorgung der Stromkunden soll – unabhängig von der erst in den letzten Jahren installierten Windleistung – in diesem Netzbereich mindestens eine 2\*120MW-Versorgungsleitung vorhanden sein, da nur so die maximale Nachfrage von 120 MW (n-1)-gesichert befriedigt werden kann, selbst wenn gleichzeitig überhaupt keine Windenergieproduktion zur Versorgung der Nachfrage zur Verfügung steht.

Die Windenergieproduktion bei Starkwind von 200 MW könnte also auch bei niedriger Nachfrage sogar (n-1)-gesichert abtransportiert werden: 80 MW werden direkt an die Verbraucher geliefert, 120 MW werden an die nächste 110/380kV-Umspannstation zum großräumigen Weitertransport geliefert. Sobald allerdings weiter Windenergieanlagen zugebaut werden, müsste bei Überschreiten der Windenergieproduktion von 200 MW eine kurzfristige Abschaltung eines Teils der Windenergieanlagen bei Ausfall einer der beiden Leitungen sichergestellt sein. Erst bei einem massiven weiteren Zubau von Windenergieanlagen über 320MW-Höchstleistung hinaus wäre eine Netzverstärkung unabdingbar, in einem ersten Schritt z.B. durch Leiterseiltemperaturmonitoring, an kritischen Stellen mit Neubeseilung mittels Hochtemperaturleiterseilen (vgl. das spätere Kap. 4), in einem zweiten Schritt dann ggf. durch einen Leitungsneubau als Erdkabel (vgl. das spätere Kap. 5).

**Fazit:** Bei der Übertragung von elektrischer Energie aus Wind kann man die Versorgungssicherheit im öffentlichen Netz sehr viel kleiner halten als die Versorgungssi-

cherheit der Stromverbraucher, weil man die Einspeisung der Windenergieanlagen im Netzstörfall kurzfristig zurückregeln kann im Gegensatz zur Nachfrage der Stromverbraucher.

### 3.3 Starke Schwankungen von Stromangebot und Stromnachfrage

Prognosefehler und nicht vorhersehbare Ereignisse, wie z.B. ein unerwartetes simultanes individuelles Verhalten einer Vielzahl von Verbrauchern oder ein Ausfall eines Kraftwerks, führen zu unplanbaren Schwankungen der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs.

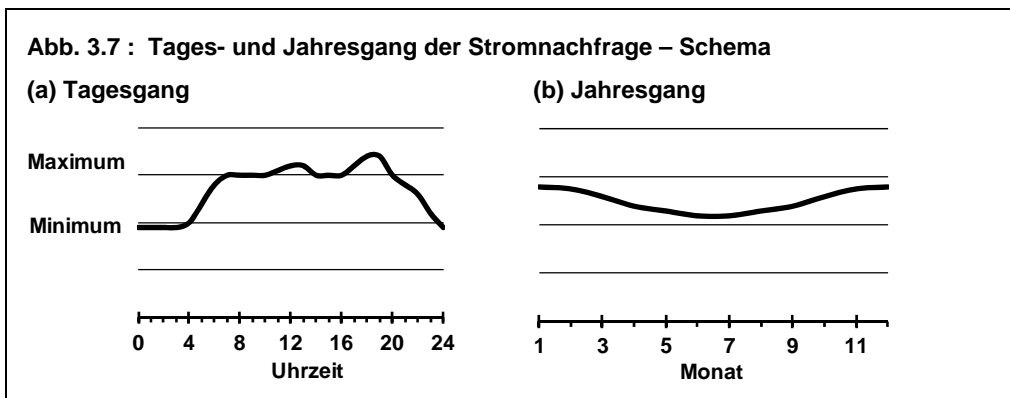
Das Angebot von elektrischer Energie im Verbundnetz unterliegt schon heute, mehr noch bei massiv erhöhtem Anteil von erneuerbarer Energie, sehr starken Schwankungen:

- Die größte nicht prognostizierbare Schwankung besteht im ungeplanten Ausfall eines Großkraftwerks der Grundlastversorgung, ein Ausfall von bis zu 1,5 GW innerhalb weniger Sekunden.
- Die Nutzung der erneuerbaren Energien unterliegt meteorologischen Gegebenheiten, die in ihrem schwankenden Angebot ('Fluktuationen') besonders deutlich werden. Erneuerbare Energien, wie Wasserkraft, sind gut prognostizierbar und gut speicherbar, Biomasse steht grundsätzlich immer zur Verfügung und ist ebenfalls gut speicherbar. Im Gegensatz dazu sind Wind- und Solarenergie nicht speicherbar und nur für einige Stunden, maximal aber für einige Tage einigermaßen gut prognostizierbar.
- Beispiel: Schwankungen der Windenergieerzeugung, verursacht von großräumigen Flauten und großräumigen Starkwindfronten, erreichten in 2011 bis zu etwa 10 GW innerhalb von wenigen Stunden, bis zu 20 GW innerhalb eines Tages (vgl. die frühere Abb. 2.5): Diese Schwankungen sind allerdings, im Gegensatz zu den ungeplanten Ausfällen eines konventionellen Kraftwerks, für einige Stunden bis zu etwa einem Tag prognostizierbar und damit in der Größenordnung einplanbar.

#### 3.3.1 Tages- und Jahresgang der Stromnachfrage

Die Stromnachfrage weist starke zeitliche Variationen im Tages-, Wochen- und Jahresrhythmus auf [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Abb. 11.1/11.2].

Abb. 3.7a zeigt ein Schema des typischen Tagesgangs der Stromnachfrage, Abb. 3.7b den typischen Jahresgang der Stromnachfrage. Zu diesen starken, allerdings gut prognostizierbaren Variationen der Stromnachfrage kommt noch der Wochengang mit deutlicher Absenkung am Wochenende und an Feiertagen.



Aufgrund langjähriger, gesicherter Erfahrungswerte sind diese Variationen jedoch – im Gegensatz zum Windenergieaufkommen – relativ genau prognostizierbar. Diesen Variationen sind unvorhergesehene Schwankungen überlagert, die allerdings durch geringfügige Spannungsschwankungen beim Verbraucher meist automatisch ausgeglichen werden.

Aus der statistischen Überlagerung des Verbrauchs von Millionen Einzelkunden ergibt sich ein typischer Tagesgang (Tag/Nacht), Wochengang (Werktag/Wochenende) und Jahresgang (Winter/Sommer) der zu deckenden Nachfrage, mit gewissen wetterbedingten Variationen und kurzfristigen Schwankungen im Promillebereich.

Auch schon vor der Integration hoher Anteile stark fluktuierender Windenergie musste das Stromversorgungssystem gegen erhebliche Schwankungen gesichert sein. Auf Basis von Verbrauchsprognosen wurden und werden dabei Fahrpläne für die einzelnen Kraftwerke des Verbundsystems festgelegt, welche die Prognoseunsicherheiten berücksichtigen.

### 3.3.2 Erneuerbare Stromproduktion immer häufiger höher als momentane Stromnachfrage

Die mögliche erneuerbare Stromproduktion wird zukünftig immer häufiger höher als die momentane Stromnachfrage sein.

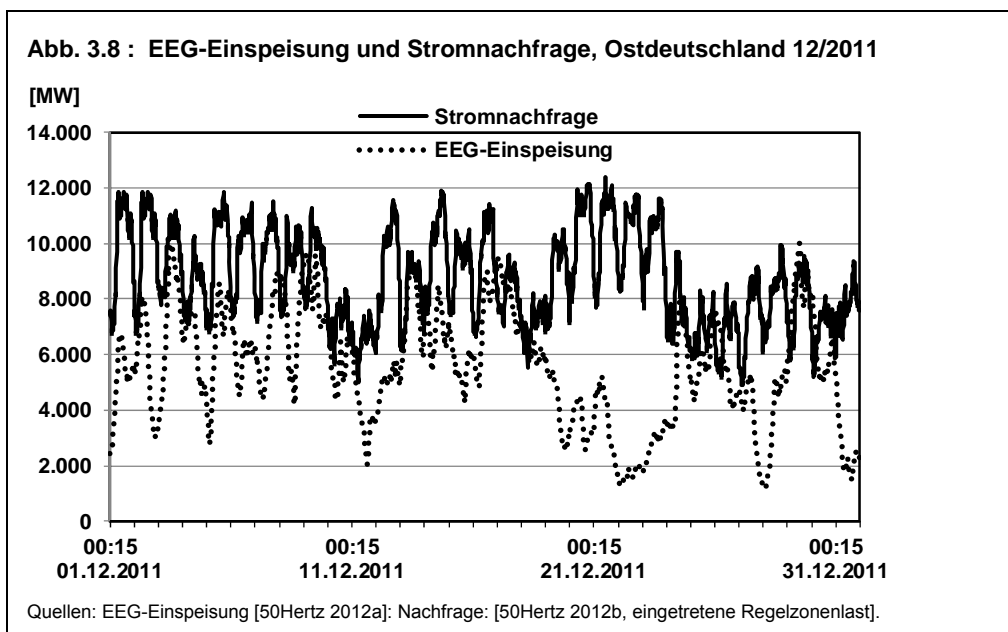
Tab. 3.1 zeigt die installierte Leistung von Wind- und Photovoltaikkraftwerken bezogen auf die Stromnachfrage. Schon seit 2010 übersteigt die installierte Leistung von Wind- und Photovoltaikkraftwerken die minimale Stromnachfrage, ab 2015 sogar die maximale Stromnachfrage. Selbst wenn die simultane Stromproduktion aller Wind- und Photovoltaikkraftwerke nur die Hälfte der installierten Leistung erreicht, wird schon ab 2020 die minimale Stromnachfrage immer wieder überschritten. Wegen der starken Fluktuation drohen aber immer wieder auch massive Defizite.

**Tab. 3.1 : Installierte Leistung von Wind- und Photovoltaikkraftwerken bezogen auf die Stromnachfrage**

[GW]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Installierte Leistung	158	197	208	215	217
(2) davon Wind und Photovoltaik	45	75	103	115	128
<b>Zum Vergleich:</b>					
(3) Höchstlast	83	77	70	65	59
(3a) Wind und Photovoltaik pro Höchstlast	54%	98%	146%	177%	217%
(4) Minimallast	35	35	35	35	35
(4a) Wind und Photovoltaik pro Minimallast	127%	215%	293%	330%	366%

Quellen: [Leitstudie 2011, Tab. 4-5]. Annahme: Minimallast konstant. Zu den Problemen bei der Messung der Höchstlast siehe [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 31].

Abb. 3.8 gibt ein Beispiel aus dem ostdeutschen Netz.

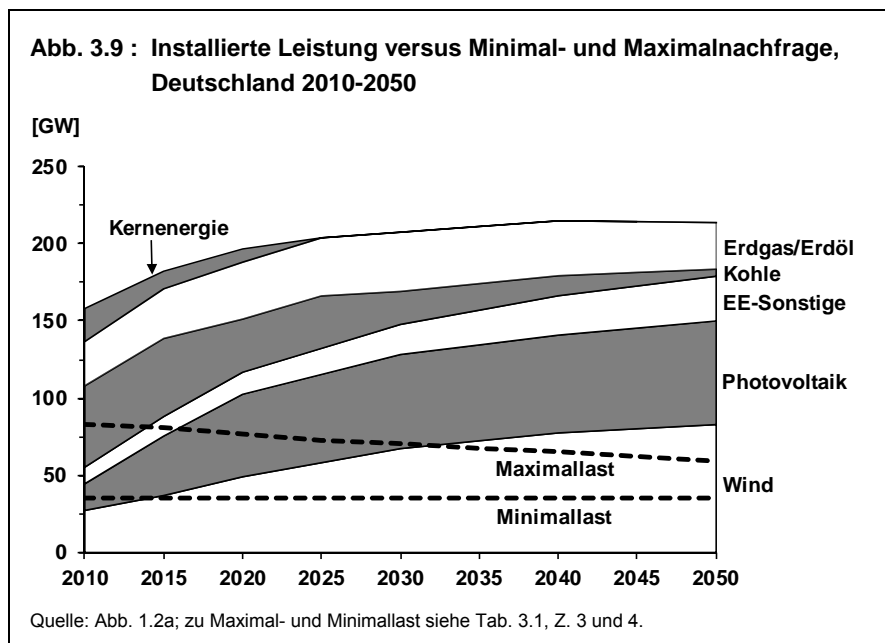


Schon im Dezember 2011 überstieg die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gemäß EEG immer wieder die Stromnachfrage. Besonders bemerkenswert war die Entwicklung Ende Dezember 2011: Vom frühen Morgen des 28. Dezember 2011 stieg die EEG-Einspeisung von rund 1.300 MW innerhalb von 18 Stunden auf über 10.000 MW an, und ging dann wieder innerhalb von 48 Stunden auf gut 2.000 MW zurück:

- Am 29. Dezember 2011, 06:15 Uhr, überstieg die EEG-Einspeisung die Stromnachfrage um rund 1.900 MW, noch 11 Stunden vorher war die EEG-Einspeisung um gut 5.100 MW kleiner als die Stromnachfrage;

- am 30. Dezember 2011, 02:30 Uhr, überstieg die EEG-Einspeisung die Stromnachfrage um 2.283 MW; 15 Stunden später war sie bereits über 6.600 MW kleiner als die Stromnachfrage.

Abb. 3.9 setzt die installierte Leistung aller Kraftwerke in Bezug zur Minimal- und Maximalnachfrage. Es wird deutlich, dass allein die Windenergie- und Photovoltaikanlagen, wenn sie denn alle gleichzeitig ihre Nennleistung erbrächten, schon heute zeitweise ganz allein die Stromnachfrage decken könnten. Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass bereits ab 2015 die mögliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien die maximale Stromnachfrage übersteigen könnte.

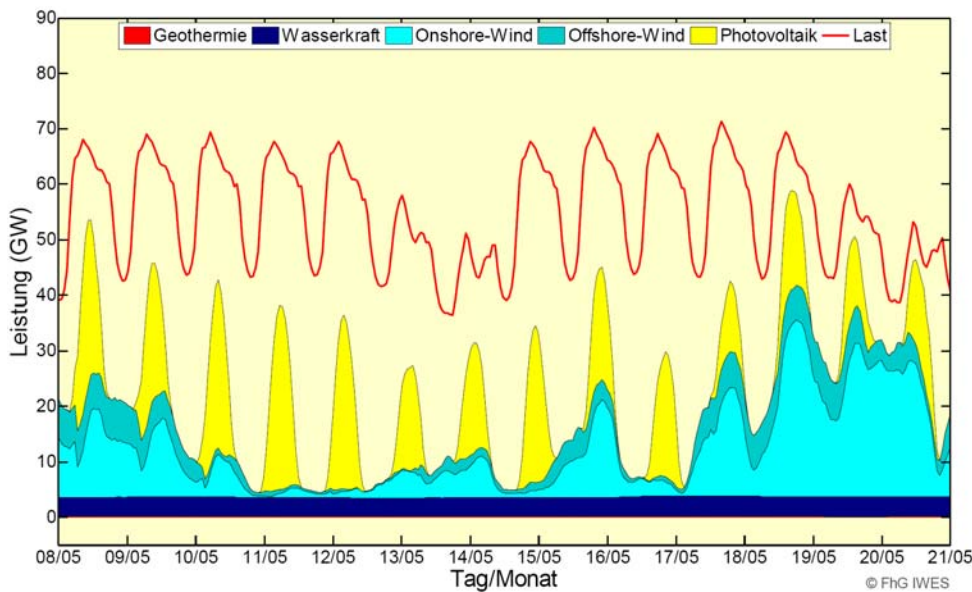


Ein Blick z.B. auf die typischen Dauer-Leistung-Kurven der Windenergieanlagen zeigt hingegen [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Tab. 10.2], dass die installierte Nennleistung aller Windgeneratoren nie gleichzeitig erreicht wird, und selbst 80% dieser Leistung für weniger als 100 Stunden der insgesamt 8.760 Stunden pro Jahr. Ähnliches gilt für die Photovoltaik. Doch selbst wenn man nur die Hälfte der installierten Leistung von Wind und Photovoltaik als gleichzeitige Einspeisung berücksichtigen würde, würde jedenfalls nach 2015 nicht nur in Ostdeutschland, sondern immer öfter auch in Westdeutschland die EE-Einspeisung die Stromnachfrage übersteigen und müsste deshalb ohne zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten (vgl. das folgende Kap. 3.4) abgeregelt werden.

Ob und wie häufig diese Situation eintritt, lässt sich nur durch die Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufs der tatsächlich möglichen simultanen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage erkennen. Abb. 3.10 stellt diesen Vergleich exemplarisch dar.



**Abb. 3.10 : Prognose der verfügbaren Leistung aus erneuerbaren Energien für 2 Wochen in 2020**



Quelle: [Leitstudie 2010, S. 17, Abb. 8]. Basisszenario 2010 A, Wetterjahr 2006.

Die übereinander geschichteten Bänder in Abb. 3.10, von unten nach oben Erdwärme, Wasserkraft, Onshore-Wind, Offshore-Wind und Photovoltaik, zeigen in ihrer Summenkurve ('Hüllkurve') die prognostizierte verfügbare Leistung aller Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die durchgezogene Kurve ganz oben gibt den prognostizierten Verlauf der Stromnachfrage wieder. Ein Vergleich der beiden Kurven zeigt, dass etwa am 16. Mai selbst während der Mittagsspitze der photovoltaischen Erzeugung etwa 40 GW aus fossilen und Kernkraftwerken eingespeist werden müssten, während am 19./20. Mai nur noch eine Deckungslücke von etwa 10 GW verbleiben würde. Schreibt man dies auf das Jahr 2030 fort, in dem die installierte Leistung von Wind- und Photovoltaikkraftwerken um etwa 50% höher liegen soll als 2020 (vgl. die frühere Tab. 1.4), so hat man bereits in den simulierten zwei Wochen einige Tage mit je einigen Stunden, wo die erneuerbare Stromproduktion größer ist als die momentane Stromnachfrage.

Spätestens hierfür müssen offenbar zusätzliche Ausgleichsmaßnahmen sichergestellt werden, die im folgenden Kap. 3.4 im Einzelnen beschrieben werden. Dazu zählen Netzbau, Erzeugungs- und Lastmanagement sowie Speicher.

### 3.4 Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage

Das stark fluktuierende erneuerbare Stromangebot (vgl. das frühere Kap. 2) kann mit der ebenfalls schwankenden Stromnachfrage durch Kombination verschiedener Möglichkeiten synchronisiert werden [Leitstudie 2010, S. 353f.; Sterner 2009]:

- Netzbau: großräumige Verbindung von Stromangebot und Stromnachfrage,
- Erzeugungsmanagement: Anpassung der Stromerzeugung an die Nachfrage,
- Lastmanagement: Anpassung des Stromverbrauchs an die Stromerzeugung,
- Energiespeicher: Speicherung von elektrischer Energie bzw. Wandlung in eine andere, speicherbare Energieform wie Methan.

Durch Simulationen unter Verwendung typischer Stromnachfragekurven und Realzeitverläufe der zu kombinierenden Kraftwerke kann vorab untersucht werden, inwieweit die Stromnachfrage in ihrem Zeitverlauf gesichert durch eine Kombination von erneuerbaren Energieerzeugern, einschließlich Pumpspeicherkraftwerken sowie Kraft-Wärme-Kopplung und einer möglichst geringen konventionellen Regelleistung erbracht werden kann ('virtuelle Kraftwerke').

### 3.4.1 Ausgleich durch Netzbau

Elektrische Leitungen ermöglichen – im Gegensatz etwa zu Gasleitungen – keine Speicherung, so dass bei einem Stromüberangebot die Spannung im Netz sofort geringfügig ansteigt, bei Übernachfrage abfällt. In einem stark ausgebauten Netz, etwa einer ganzen Regelzone mit hoher Generatorleistung und geringen Netzverlusten, führt eine plötzliche Nachfrageerhöhung, etwa um ein Prozent, bei nahezu konstanter Netzfrequenz nur zu einer Spannungsabsenkung beim Verbraucher um Bruchteile eines Prozents. Die Toleranz der Systemkomponenten der elektrischen Stromversorgung erlaubt Spannungsvariationen im Prozentbereich, bevor Schäden verursacht werden.

Kleine Abweichungen zwischen der grundsätzlich autonomen Stromnachfrage und der Stromproduktion werden also im Sekundenbereich automatisch durch Spannungsschwankungen ausgeglichen.

Als Lösung für dieses temporäre Überschussproblem wird der Bau von zusätzlich 45.000 europaweiter Höchstspannungsleitungen [EWEA 2010; EWIS 2007] oder die Erzeugung von Gas nahe von Windkraftanlagen [Gas 2012] diskutiert. Ein Export von Überschussstrom in benachbarte Länder wird aber zukünftig immer seltener möglich sein, da in diesen Ländern ebenfalls die erneuerbaren Energien massiv ausgebaut werden und eine hohe zeitliche Korrelation zwischen der erneuerbaren Stromerzeugung dieser Länder besteht.

Der Ausgleich würde sicher erleichtert, wenn Strom aus solar-thermischen Kraftwerken, dessen Erzeugung über Wärmespeicher zeitlich verlagert und verstetigt werden kann, in größerem Umfang importiert werden könnte. Für einen europaweiten Ausgleich und den Import von Solarstrom aus Nordafrika wäre in 2030 eine zusätzliche HGÜ-Übertragungsleistung zwischen Deutschland und den Nachbarländern von 13,8 GW erforderlich, mehr als eine Verdoppelung gegenüber den in 2012 in Drehstromtechnologie existierenden 11,7 GW [Leitstudie 2011, S. 165]: Hierfür müssten alleine in

Deutschland 10 neue HGÜ-Leitungen gebaut werden. In ganz Europa wäre gemäß diesen Berechnungen eine zusätzliche HGÜ-Übertragungsleistung von 54,3 GW erforderlich, davon 11,2 GW bis nach Nordwestafrika. Bis 2050 wären weitere 188 GW HGÜ-Übertragungsleistung erforderlich, davon 68 GW bis nach Nordwestafrika. Ein derartiger Leitungsneubau erscheint weder umsetzbar noch wirtschaftlich zumutbar.

Ein **Netzbau** kann das Problem der temporär überschüssigen erneuerbaren Energien erleichtern, jedoch nicht vollständig lösen, da regelmäßig Wettersituationen auftreten, in denen über ein bis zwei Wochen das Angebot von Wind- und Solarenergie auch großräumig äußerst gering ausfallen kann. Selbst durch einen europäischen Netzverbund wird dieses Problem nicht behoben [Bremen 2009]. Die Nutzung von großräumigen Ausgleichseffekten würde zudem einen starken Ausbau der großräumigen Übertragungsleistung erfordern. Trotz dieses Ausgleichs können bis zu 70% der nachgefragten Leistung von Zeit zu Zeit nicht aus den wetterabhängigen Energieträgern Windenergie und Photovoltaik gedeckt werden.

Die Probleme durch stark fluktuierende erneuerbare Energien – manchmal viel zu wenig, manchmal viel zu viel – müssen, wie im Folgenden dargestellt, durch einen Mix an Maßnahmen angegangen werden. Um Angebot und Nachfrage im Bereich elektrischer Energie zeitlich und räumlich auch in Zukunft wieder aneinander anzugleichen, muss sicher das bestehende Hoch- und Höchstspannungsnetz zur Erhöhung der Übertragungsleistung in kritischen Regionen umgebaut werden durch Netzoptimierung, Netzverstärkung und, falls dann noch zwingend erforderlich, durch den Neubau von Leitungen als Freileitung oder Erdkabel, u.a. als Overlaynetz durch Höchstspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ).

Zwischen 1994 und 2008 lagen in Deutschland die durchschnittlichen Investitionen in Transport- und Verteilnetze durchschnittlich bei 2,7 Mrd. € pro Jahr, davon rund 1 Mrd. € für Übertragungsnetze [Leitstudie 2011, S. 223]. Zukünftig wird mit einem Investitionsbedarf von bis zu 5 Mrd. € pro Jahr gerechnet. Die durch zusätzlichen EE-bedingten Netzbau bedingten Investitionskosten dürften damit bei rund einem Achtel der Investitionskosten für den Neubau von EE-Stromerzeugungskapazitäten liegen (vgl. das frühere Kap. 1.2), wenn man die längeren Lebensdauern der Netze berücksichtigt.

### 3.4.2 Ausgleich durch Erzeugungsmanagement

Zum Ausgleich von größeren und länger andauernden Abweichungen müssen Kraftwerksreserven vorgehalten werden. Sie dienen der Netzregelung und werden als Regelleistung oder Regelenergie bezeichnet. Beim Ausgleich einer Übernachfrage spricht man von positiver Regelenergie, beim Ausgleich eines Überangebots von negativer Regelenergie.

Stromangebotsdefizite wegen des stark schwankenden Angebots von Wind- und Solarstrom können durch Erzeugungsmanagement ganz ausgeglichen werden, verbleibende Stromüberschüsse hingegen müssen, soweit nicht Speichermöglichkeiten zur

Verfügung stehen (vgl. das spätere Kap. 3.4.4) oder eine Verschiebung der Nachfrage durch Lastmanagement gelingt, durch Erzeugungsmanagement von Wind- und Photovoltaikkraftwerken ausgeglichen werden. Ein derartiges Abregeln der möglichen Leistung kann ohnehin bei sehr starken Einspeisespitzen erforderlich sein, da ein optimaler Netzbau keinesfalls die Übertragung jeder möglichen Erzeugung sicherstellen muss (vgl. das spätere Kap. 6.1).

### **(1) Schnell regelbare Kraftwerke als Reservekraftwerke erforderlich**

Vorübergehende größere Abweichungen im Minutenbereich zwischen der grundsätzlich autonomen Stromnachfrage und der Stromproduktion werden durch Spitzenlastkraftwerke, wie Gas- oder Pumpspeicherkraftwerke, ausgeglichen, in Zukunft vermutlich auch durch neue Speichersysteme wie große Druckluftspeicher [Dena 2008a, S. 234ff.; Zunft 2005] oder Millionen von Batterien in Hybrid- oder reinen Elektrofahrzeugen [Elektromobilität 2008].

Zur Vermeidung länger andauernder Differenzen im Stundenbereich müssen die grundsätzlich für eine konstante Produktion ausgelegten herkömmlichen Kraftwerke immer wieder mit Teillast betrieben oder sogar ganz abgeschaltet werden. Teillastbetrieb führt zu einem erhöhten spezifischen Brennstoffverbrauch, Abschaltung zu einer Nichtausnutzung verfügbarer Kapazitäten. Die resultierenden Kosten können einerseits verringert werden durch einen verstärkten Einsatz gut regelbarer Kraftwerke, andererseits durch eine Steuerung eines Teils der Nachfrage gemäß dem jeweiligen natürlichen Angebot an erneuerbarer Energie.

Tab. 3.2 zeigt die Flexibilität der verschiedenen Kraftwerksarten.

Wasserkraftwerke sind prinzipiell im Minutenbereich regelbar. Zumindest bei Fließwasserkraftwerken – anders als bei Stau- oder Pumpspeicherkraftwerken – erlauben die einzuhaltenden Pegelstände aber nur sehr kurzzeitige Regelungsausschläge. Anders können Gasturbinen – auch mit Mineralölprodukten befeuerbar – eingesetzt werden. Sie werden wegen der im Verhältnis hohen spezifischen Brennstoffkosten nur bei Bedarf, d.h. überwiegend im Spitzenlastbereich, hochgefahren, dies kann aus dem vorgewärmten Bereitschaftszustand im Minutenbereich geschehen. Pumpspeicherkraftwerke erlauben Regelungen im Minutenbereich ohne jede Vorbereitungszeit und sind deshalb ideal für die Abdeckung von unerwarteten, kurzzeitigen Spitzen geeignet.

Öl- und Gaskraftwerke werden üblicherweise wegen ihrer höheren spezifischen Brennstoffkosten und ihrer meist – gegenüber Kohlekraftwerken – besseren Regelbarkeit in der oberen Mittellast und in der Spitzenlast eingesetzt mit Betriebszeiten von unter 1.000 bis über 3.000 Stunden.

Tab. 3.2 : Flexibilität der verschiedenen Kraftwerksarten

Kraftwerksart	(1a) Anfahrzeit kalt [h]	(1b) Anfahrzeit heiß [h]	(2) Leistungsänderung [% von P <sub>Nenn</sub> pro Min.]	(3a) Mindestleistung [% von P <sub>Nenn</sub> ]	(3b) Regelbereich [% von P <sub>Nenn</sub> ]
<b>(1) Produktion dauerhaft regelbar</b>					
(1.1) Gasturbine	0	0	10%	20%	20-100%
(1.2) Erdgas-Dampfturbine	4 - 5	1	6%	30%	30-100%
(1.3) GuD-Kraftwerk	3 - 4	1	5%	20%	20-100%
(1.4) Steinkohlekraftwerk	4 - 5	2	4%	30%	30-100%
(1.5) Kernkraftwerk	8 -12	2	4%	60%	60-100%
(1.6) Braunkohlekraftwerk	6 - 8	2	3%	50%	50-100%
<b>(2) Produktion regelbar für einige Stunden bis Tage</b>					
(2.1) Pumpspeicherkraftwerk	0	-	100%	25%	25-100%
(2.2) Laufwasserkraftwerk	0	-	100%	25%	25-100%
(2.3) Biomassekraftwerk	n.a.	n.a.	3-4%	30-70%	30-100%
(2.4) Solarthermisches Kraftwerk	4 - 5	2	4%	30%	30-100%
<b>(3) Produktion kann nur verringert werden</b>					
(3.1) Windenergie	0	-	100%	0%	0-100%
(3.2) Photovoltaik	0	-	100%	0%	0-100%

Quelle: nach [Leitstudie 2011, Tab. 8.1].

## (2) Grundlastkraftwerke ungeeignet als Reservekraftwerke

„Zur Ausregelung von Schwankungen wachsender Wind- und Photovoltaik-Anteile im deutschen Strommix ist sowohl ein großer Regelbereich als auch eine hohe Regelgeschwindigkeit entsprechender Ausgleichskraftwerke essentiell. Bei einem Umbau zu hohen Anteilen erneuerbarer Energie im Stromsektor stellt sich die Frage, wie die bisher verfügbaren und notwendigen Anteile sicherer und flexibler Leistung beibehalten werden können und welche Strukturanpassungen dazu erfolgen müssen.“ [Leitstudie 2011, S. 250/251].

Nicht nur die Kernkraftwerke, sondern auch die Braunkohlekraftwerke mit Blöcken von 500 MW bis 1.000 MW sind für konstanten Dauerbetrieb optimiert. In der technischen Auslegung und für einen wirtschaftlichen Betrieb werden sie so eingesetzt, dass sie, abgesehen von notwendigen Betriebsunterbrechungen für Wartung, Brennelementaustausch o.Ä. grundsätzlich kontinuierlich ins Netz einspeisen und dabei Betriebszeiten und Volllaststunden von über 7.000 Stunden pro Jahr erreichen. Bei hohen Volllaststunden müssen die variablen Kosten niedrig sein, und die fixen Kosten, also v.a. Zinsen und Abschreibungen, können hoch sein.

*„Der Bedarf an Grundlastkraftwerken schwindet, mehr flexible Kraftwerke werden gebraucht. Im Jahr 2020 werden 16 bis 19 GW Grundlastkraftwerke, 15 bis 20 GW Mittellastkraftwerke und 14 bis 24 GW Spitzenlastkraftwerke benötigt, ohne Betrachtung der gesicherten Leistung und der Verfügbarkeit. Der flexible Lastfolgebetrieb wird zum Regelbetrieb für alle Kraftwerke. Bestehende Kraftwerke müssen deutlich flexibler als bisher betrieben werden und sind dafür durch geeignete Maßnahmen (Retrofit) auf- und umzurüsten. Neuzubauende Kraftwerke müssen eine hohe Flexibilität aufweisen, um einerseits technisch in der Lage zu sein, EE-Strom zu integrieren und andererseits trotz häufiger An- und Abfahrvorgänge wirtschaftlich zu sein. Daher sind die aufgezeigten Ausgleichsoptionen notwendig, um dem Systemübergang und der Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke Zeit zu gewähren.“* [Leitstudie 2010, S. 19].

Je nach technischer Auslegung werden Steinkohlekraftwerke in der Mittellast eingesetzt mit Betriebszeiten von unter 3.000 Stunden, aber auch in der Grundlast bis über 7.000 Stunden. Ältere Steinkohlekraftwerke sind, wie auch die neuen 800MW-Steinkohleblöcke, z.B. in Hamburg Moorburg, grundsätzlich regelbar: *„Die Kraftwerksblöcke sind für einen Regelbereich von 35% bis 100% ausgelegt. Zur Absicherung der Netzregelaufgaben sind kurzzeitig 103% Last fahrbar. ... Die geplante Nutzungsdauer der Anlage beträgt 40 Jahre.“* [Vattenfall 2011, S. 11]. Für diese Blöcke gilt dann also eine Mindestteillast von 280 MW, wobei der hohe Umwandlungswirkungsgrad moderner Kohlekraftwerke nur im Nennbetrieb, also bei voller Auslastung erreicht wird.

Sobald die Nachfrage unter die Mindestteillast fällt, muss der Kohleblock abgeschaltet werden [Wiese 2008, S. 39f.]. Wie schnell der Volllastzustand wieder erreicht werden kann, ist v.a. abhängig von der vorherigen Stillstandsdauer. Dabei wird in Heißstart (Stillstandsdauer < 8 h), Warmstart und Kaltstart (Stillstandsdauer > 48 h) unterschieden. Bei Heiß- und Warmstart läuft ein Großteil der Hilfs- und Nebensysteme des Kraftwerksblocks weiter. Der Zeitraum vom Zünden des ersten Brenners bis zur Synchronisation bei Volllast beträgt bei Heißstart rund 2 Stunden, bei Warmstart rund 5 Stunden und bei Kaltstart über 7 Stunden [VGB 2004, S. 89; Leitstudie 2011, Tab. 8.1]. Das Heiß- bzw. Warmhalten eines thermischen Kraftwerks, insbesondere eines großen Kohlekraftwerks, verursacht erhebliche laufende Kosten.

An- und Abfahrvorgänge von thermischen Kraftwerken (z.B. Steinkohlekraftwerke und Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD)) verursachen zusätzliche Kosten durch Brennstoffmehraufwand und erhöhten Verschleiß und erhöhen die Stromgestehungskosten. Je geringer die Betriebsdauer zwischen einem An- und Abfahrprozess ist, desto niedriger ist die in diesem Zeitraum erzeugte Strommenge, auf die diese zusätzlichen Kosten umgelegt werden können. Bei Kaltstart werden bei Betriebszeiten von 10 Stunden zwischen An- und Abfahrprozess Mehrkosten von gut 0,5 Cent pro kWh angegeben, bei 5 Stunden von gut einem Cent pro kWh [Wiese 2008, Abb. 2.9].

### (3) Höchstlast versus gesicherte Leistung

Tab. 3.3 zeigt die maximale Stromnachfrage ('Höchstlast') und die insgesamt zur Abdeckung dieser Höchstlast zur Verfügung stehende gesicherte Leistung der Kraftwerke für 2010 sowie die prognostizierte zeitliche Entwicklung bis 2050.

**Tab. 3.3 : Höchstlast versus gesicherte Leistung, Deutschland 2010-2050**

[GW]	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Installierte Leistung brutto	158	197	208	215	217
(2) Nicht jederzeit einsetzbar	-61	-112	-131	-142	-151
(3) Gesicherte Leistung brutto	103	92	86	82	76
<b>(4) Höchstlast brutto</b>	<b>83</b>	<b>77</b>	<b>70</b>	<b>65</b>	<b>59</b>
(5) Reserve	20	16	16	17	17

Quelle: [Leitstudie 2011, Tab. 4-5].

Die gesamte installierte Leistung aller Kraftwerke hat von 120 GW im Jahr 2000 auf 160 GW im Jahr 2010 zugenommen. Die regelbare Leistung von rund 65 GW und die gesicherte Leistung von rund 100 GW sind dabei annähernd konstant geblieben. Der Zubau von gut 40 GW erneuerbarer Leistung seit 2000 hat weder zu einer nennenswerten Erhöhung der regelbaren noch der gesicherten Leistung geführt [Leitstudie 2011, S. 253].

Erste Abschätzungen zeigen, dass trotz des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien auch zukünftig in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerksleistung installiert sein muss zur Sicherstellung der Stromversorgung, da Photovoltaik fast keine gesicherte Leistung zur Verfügung stellen kann, und Windenergie mit rund 8% der installierten Leistung nur sehr wenig wegen der Möglichkeit von längeren großräumiger Windflauten: In 2020 sind 78 GW konventionelle Kraftwerksleistung erforderlich, in 2030 noch 66 GW und in 2050 noch 54 GW [Leitstudie 2011, Tab. 6-3, S. 185] (jeweils etwa so viel wie die in Tab. 3.3, Z. 4 gezeigte Jahreshöchstlast beträgt).

#### 3.4.3 Ausgleich durch Lastmanagement

Die privaten Stromverbraucher bestimmen bis heute weitgehend autonom, d.h. unabhängig vom momentanen Energieangebot bzw. den momentanen Gestehungskosten, den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage. Anders ist das bei gewerblichen Großkunden, die Zeitfenster für hohe und für niedrige Leistungsabnahmen vereinbaren können.

Das Lastmanagement durch Nachfragesteuerung, auch als 'Laststeuerung' oder 'Demand Side Management' bezeichnet, ist eine Möglichkeit, zunehmenden Schwankungen in der Stromerzeugung durch flexible Nachfragesteuerung zu begegnen. Dabei gibt es verschiedene Ansätze und Möglichkeiten, insbesondere in den Bereichen

der stromintensiven Industriezweige und der Haushaltsnachfrage [Dena 2010, S. 405ff; Sty-czynski 2011; Leitstudie 2011, S. 192ff.].

*„Über den gesteuerten Verbrauch von EE-Strom (Lastmanagement) können die Fluktuationen der Stromversorgung stark gedämpft werden. Eine intelligente Einbindung von Elektrofahrzeugen, Klimaanlage und Wärmepumpen in ‘Smart Grids’ und die Bereitschaft der Verbraucher zum zeitlich flexiblen Stromverbrauch sind dafür eine wesentliche Voraussetzung. Auch im idealen Einsatz löst das Lastmanagement jedoch nicht das Problem der Speicherung, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten mit wenig Wind- und Solarangebot verschoben werden kann.“* [Leitstudie 2010, S. 73].

*„Auch das Lastmanagement kann zum Lastausgleich erheblich beitragen. Für 2020 zeigt sich ein großes Potenzial der Steuerung bestehender Nachtspeicherheizungen und elektrischer Trinkwarmwasserspeicher. Auch wenn diese Anlagen aus ökologischer Sicht langfristig im Wärmemarkt keine Rolle mehr spielen sollen, könnten sie bis dahin über eine entsprechende Ansteuerung einen Beitrag zur EE-Integration leisten. In ein bis zwei Dekaden entfaltet sich auch das Lastverschiebepotenzial der Elektromobilität, E-Heizer, Erdwärmepumpen, Haushaltsgeräte und der Klimatisierung zugunsten der EE-Integration, was den Vorteil der Interaktion zwischen den Energiesektoren Strom-Wärme-Verkehr und der übergreifenden Nutzung von Energiespeichern (Wärmespeicher, Batterien) deutlich erkennen lässt.“* [Leitstudie 2011, S. 24].

Abb. 3.11 zeigt das Potenzial des Lastmanagements (‘Demand-Side-Management’). Das Lastmanagement mittels Nachfragesteuerung verspricht einen signifikanten Beitrag zur Sicherstellung der Stromversorgung auch bei größer werdenden Erzeugungsschwankungen.

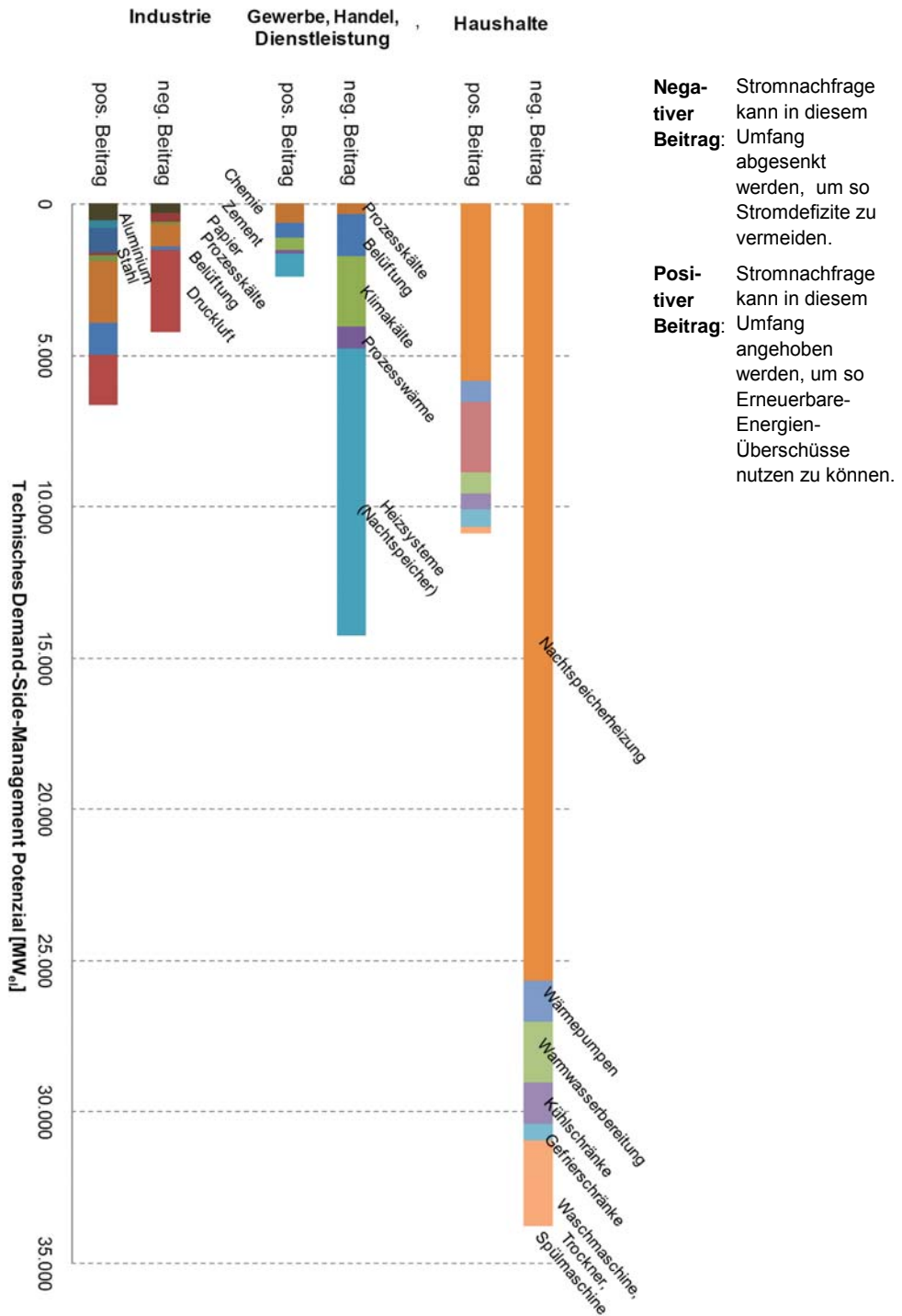
### **Exkurs: Elektroautos als abschaltbare Verbraucher und Energiespeicher?**

Eine Zunahme der Elektromobilität bietet Möglichkeiten, die Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem und die Anpassung des gesamten Energiesystems an die zukünftigen Anforderungen zu unterstützen [Elektromobilität 2008; Elektromobilität 2008a]. Denn einerseits kann der Ladevorgang, d.h. die Stromnachfrage, zeitlich innerhalb bestimmter Grenzen variiert werden, so dass so Stromüberschüsse zwischengespeichert werden können. Andererseits besteht die Möglichkeit, Strom aus den Batterien zurück ins Netz zu speisen [BMU 2008a, S. 26/27]. Bis 2020 wird gemäß dem nationalen Entwicklungsplan der Elektromobilität mit rund 1,2 Mio. Elektrofahrzeugen gerechnet [Leitstudie 2011, S. 196], eine sicher sehr optimistische Annahme.

Das Haupthindernis sind die fehlenden langlebigen Batterien mit ausreichend hoher Kapazität zu bezahlbaren Kosten. Z.B. hat der ‘Toyota Prius plug in’ nur eine Batteriekapazität von 5,2 kWh für den Ausgleich kurzzeitiger Leistungsüberschüsse und kann rein elektrisch maximal 20 km weit fahren [Prius 2008]. Die Plug-in-Variante kostet fast 10.000 € mehr als der normale Prius mit einer 1,3 kWh Batteriekapazität. Der Nissan-Leaf hat 24 kWh Batteriekapazität und kostet mindestens 15.000 € mehr als ein vergleichbares Fahrzeug ohne Elektroantrieb.



Abb. 3.11 : Potenzial des Lastmanagements



Quelle: [Leitstudie 2011, S. 193, Abb. 6.33].

Bei den Elektrofahrzeugen muss zwischen reinen und hybriden Elektrofahrzeugen unterschieden werden:

- Reine Elektrofahrzeuge ohne zusätzlichen Verbrennungsmotor müssen stets aus dem öffentlichen Netz aufgeladen werden, auch bei Schwachwind; sie können deshalb nicht zur Abdeckung von großräumigen Windflauten genutzt werden. Vielmehr muss für solche Fahrzeuge schon für den ersten Fahrkilometer in voller Höhe zusätzliche konventionelle Kraftwerkskapazität vorgehalten werden.
- Hybride Elektrofahrzeuge haben einen Elektromotor mit Batterie und zudem einen herkömmlichen Verbrennungsmotor mit Treibstofftank. Das klingt für die Windenergienutzung besonders verlockend: Die Autos fahren grundsätzlich mit Windenergie, bei längeren Fahrten oder bei Windflauten fährt das Hybrid-Auto mit Benzin oder Diesel. Aus Sicht der Stromversorgung ist sehr günstig, dass sowohl die Batterie als auch das bei Windflaute zum Einsatz kommende 'Reservekraftwerk', nämlich der Verbrennungsmotor und der Treibstofftank, vom Autokäufer bezahlt werden.

Für Elektrofahrzeuge rechnet man mit einem Verbrauch von maximal 20 kWh Strom pro 100 km (entsprechend dem Energieinhalt von rund zwei Litern Treibstoff). Bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von 15.000 km pro Jahr entspricht dies einem Jahresverbrauch von 3.000 kWh, etwa dem Stromverbrauch eines durchschnittlichen deutschen Haushalts mit zwei bis drei Personen. Eine Flotte von 10 Millionen Elektrofahrzeugen würde dann bei reinem Elektrobetrieb jährlich 30 TWh verbrauchen, das sind knapp 6% des heutigen Strombedarfs in Deutschland. Ein dreiphasiger Steckdosenanschluss mit windenergieabhängiger Strompreissteuerung, der in jedem Haus möglich ist, kann etwa 10 kW Leistung abgeben oder aufnehmen. Der Energieinhalt für 100 km Fahrt kann damit rechnerisch in rund zwei Stunden geladen werden. Bei einer statistischen Stillstandszeit von rund 23 Stunden am Tag ergibt sich damit eine große Zeitspanne, in der die Batterien eines Elektromobils bei Rückspeisung ins Netz als Speicher für positive Regelenergie und bei Ladung für negative Regelenergie genutzt werden können. Zu prüfen ist dabei, inwieweit dadurch ein deutlicher Umbauebedarf v.a. für regionale 110kV- und lokale Niederspannungsleitungen resultiert.

Bei 10 Millionen Elektrofahrzeugen (also etwa einem Fünftel der insgesamt in Deutschland zugelassenen 50 Millionen Fahrzeuge) ergäbe sich eine mögliche maximale Regelenergiekapazität von 100 GWh, womit z.B. eine unvorhergesehene deutschlandweite Flaute für viele Stunden abgefangen werden kann, in jedem Fall so lange, bis die Reservekraftwerke ans Netz gebracht sind. Mit 100 GWh könnte theoretisch die gesamte Stromnachfrage in Deutschland für etwa 2 Stunden abgedeckt werden; dies entspricht einem Mehrfachen der in Zukunft im Zeitbereich bis zu 24 Stunden benötigten Regelleistung [BWE 2008e].

### 3.4.4 Ausgleich durch Energiespeicher

Zwingend erforderlich für die Integration der erneuerbaren Energien sind zusätzliche Speichermöglichkeiten (vgl. das spätere Kap. 7.3).

Strom, d.h. das Fließen von elektrischen Ladungsträgern, kann man offensichtlich so wenig speichern wie einen Wasserfall oder einen Blitz. Aber auch das, was im Deutschen umgangssprachlich als 'Strom', im Englischen treffender als 'Power' bezeichnet wird, nämlich die Verfügbarkeit von elektrischer Energie, ist leider nicht so leicht und kostengünstig speicherbar wie herkömmliche Energieträger: Holz und Getreide, Kohle und Öl.

Wunderbar wäre es, wenn elektrische Energie z.B. bei hohem Windenergieangebot und niedriger Stromnachfrage in einen Speicher übertragen werden könnte und bei niedrigem Windenergieangebot und hoher Stromnachfrage die gespeicherte elektrische Energie wieder ins Netz eingespeist werden könnte – ein verlustarmer und sehr kostengünstiger Speicher für elektrische Energie, davon träumt jeder Windenergieproduzent. Die Realität sieht leider anders aus: Speicher für elektrische Energie sind sehr teuer und deshalb, wenn überhaupt, nur bei hohen Benutzungsdauern wirtschaftlich, zudem gehen zwischen 20% und 50% der eingespeicherten elektrischen Energie durch physikalisch bedingte Umwandlungsverluste verloren.

Netzbau sowie Erzeugungs- und Lastmanagement machen Speicher nicht überflüssig, weil nicht jeder Stromverbrauch aus Zeiten mit wenig Wind- und Solarangebot verschoben werden kann und immer häufiger die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die gesamte Stromnachfrage übersteigt.

Energiespeicher sind also grundsätzlich für den Fluktuationsausgleich unentbehrlich. Sie sind jedoch aufgrund der limitierten Speicherkapazität in ihrem Einsatz begrenzt, weshalb eine Unterscheidung in Kurzzeitspeicher (für Stunden und Tage) und Langzeitspeicher (für Wochen und Monate) zweckmäßig und notwendig ist [Leitstudie 2010, S. 12, Punkt 4.3].

#### (1) Ausgleich durch Kurzzeitspeicher: Pumpspeicherkraftwerke

**Kurzzeitspeicher** (Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien) können die Versorgungslücken von Wind- und Solarenergie für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse auffangen. Allerdings ist ihre Kapazität begrenzt. Der Ausgleich von verbleibenden Ungleichgewichten kann im Stunden- und Tagesbereich v.a. durch einen massiven Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken erleichtert werden.

Im großtechnischen Einsatz werden als Speicher für elektrische Energie fast ausschließlich hydraulische Pumpspeicher genutzt [Jarass 1981a, Kap. 2.5; Dena 2008a, S. 245f.] (vgl. auch das frühere Kap. 1.2.4). Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad aller Pumpspeicherkraftwerke unterschiedlichen Alters liegt bei 69,3%. Ein Pumpspeicherkraftwerk kann nach

Modernisierung oder Neubau in der Regel einen Gesamtwirkungsgrad von zumindest 80% erreichen [Pumpspeicher 2011].

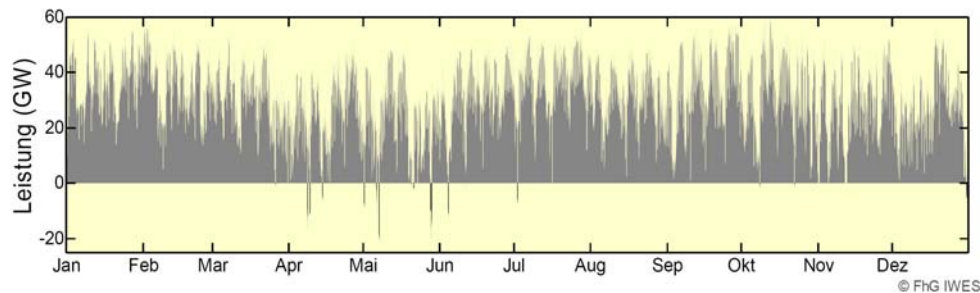
Das größte und modernste dieser Art, das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal im Thüringer Wald, weist mit einer Höhendifferenz von Oberbecken zu Unterbecken von rund 300 m und rund 10 Mio. m<sup>3</sup> Fassungsvermögen eine Speicherkapazität von etwa 8,5 GWh auf und kann über seine Pumpmotoren eine maximale Leistung von gut 1 GW einspeisen und im Generatorbetrieb wieder ins Netz ausspeisen.

Die **Pumpspeicherkraftwerke** in Deutschland haben eine installierte Leistung von insgesamt 6,4 GW und eine Speicherkapazität von etwa 0,04 TWh; damit können sie maximal knapp 6 Stunden in Betrieb bleiben, bis das obere Staubecken leer ist (vgl. die frühere Tab. 1.7). Weitere knapp 3 GW befinden sich derzeit in Planung; ihre Realisierung ist ungewiss (vgl. das spätere Kap. 7.3.1(1)).

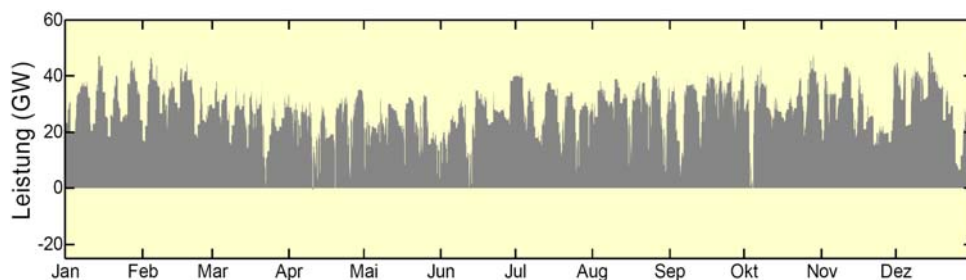
Seit 1977 ist bei Bremen eine Gleitdruck-Luftspeicher-Gasturbine in Betrieb. Luftspeicher können, im Gegensatz zu hydraulischen Pumpspeichern, auch in flachen Küstengegenden installiert werden, haben aber einen relativ geringen Gesamtwirkungsgrad von nur ca. 35% bei reinen Luftspeichern. Deshalb werden sie üblicherweise in Kombination mit Gasturbinen gebaut.

**Abb. 3.12 : Vergleichmäßigung der Erzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke, Deutschland 2020**

**(a) Residuallast ohne Pumpspeicher, Last- und Erzeugungsmanagement**



**(b) Residuallast mit Pumpspeicher, Last- und Erzeugungsmanagement**



Quelle: [Leitstudie 2010, S. 19, Abb. 10]. Basisszenario 2010 A, Wetterjahr 2006.

Zukunftsplanungen sehen vor, dass in mehreren 100 m Tiefe künstliche Unterbecken geschaffen werden und als Oberbecken Flüsse oder Seen dienen.

Abb. 3.12 zeigt die Vergleichmäßigung der Erzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke. Durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken sowie durch Last- und Erzeugungsmanagement können Überschüsse und Defizite bei der Stromversorgung entscheidend verringert und extreme Überschüsse (d.h. nicht nutzbares Überangebot an erneuerbaren Energien) und auch extreme Defizite häufiger vermieden werden. Zudem werden so bestehende konventionelle Kraftwerke, die auch 2020 noch für die Lastdeckung benötigt werden, entlastet, da häufige An- und Abfahrvorgänge vermindert und Lastgradienten reduziert werden.

Aus technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gründen ist es am besten, wenn das Gesamtsystem aus erneuerbaren und herkömmlichen Kraftwerken inklusive Energiespeichern die Stromnachfrage deckt [Jarass 1981a, Kap. 7.1.3]. Diese Strategie führt gegenüber Energiespeichern, die nur erneuerbare Energien speichern, zu einem erheblich besseren energiewirtschaftlichen Systemverhalten.

## (2) Ausgleich durch Langzeitspeicher: Umwandlung von Strom in Gas

Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder Batteriesysteme können die Versorgungslücken von Wind- und Solarenergie für wenige Stunden schließen bzw. Überschüsse von Erneuerbare-Energien-Strom auffangen. Ab etwa 2020 wird in Deutschland die gesamte Erzeugung aus erneuerbaren Energien immer häufiger die gesamte Stromnachfrage übersteigen. Zum entsprechenden Ausgleich von Fluktuationen bei sehr hohen Anteilen von EE-Strom (> 50%) werden jedoch Kapazitäten von etwa 20 TWh bis 40 TWh benötigt, was dem 500- bis 1000fachen der heutigen Pumpspeicherkapazität entspricht. Sie sind in Kombination mit anderen Ausgleichsmaßnahmen der einzige Weg, Wind- und Solarstrom soweit handhabbar zu machen, dass konventionelle Kraftwerke dauerhaft ersetzt werden können und EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen, Prozesswärme) zur Verfügung stehen kann [Leitstudie 2011, Kap. 3.6].

Ein europäischer Stromverbund reduziert zwar diese Kapazitäten, jedoch verbleibt selbst bei idealem Ausgleich ein großer Bedarf an Speichern (vgl. das frühere Kap. 3.4.1). Die Erschließung von zusätzlichen (Pump-)Speicherkapazitäten, z. B. in Skandinavien mit etwa 70 TWh, ist eine vielversprechende Zukunftsoption. Sie setzt jedoch zum einen ein stark ausgebautes Netz nach Nordeuropa voraus [SRU 2010], zum anderen werden diese Kapazitäten nur im Rahmen eines europäischen Gesamtsystems genutzt werden können, was den möglichen Anteil Deutschlands deutlich begrenzt.

Die Energieträger **Wasserstoff und Methan** sind in der Lage, die durch das fluktuierende EE-Angebot gesetzten Grenzen zu überwinden und jederzeit eine gesicherte Energieversorgung zu gewährleisten. EE-Wasserstoff kann zu geringen Prozentanteilen in Erdgasnetzen transportiert werden, er kann aber auch dezentral erzeugt werden

(z. B. an Tankstellen). EE-Methan kann in die bestehenden Gasnetze in Erdgasqualität eingespeist werden, wofür andererseits der weitere Konversionsschritt der Methanisierung notwendig wird [Windgas 2011; Windgas 2011a; Gas 2012].

Da Verluste bei der Wasserstoff- bzw. Methanbereitstellung unvermeidlich sind und zusätzliche Kosten verursachen, sollten zuvor alle anderen preiswerteren Verfahren der direkten Nutzung von EE-Strom durch Lastmanagement (vgl. das vorherige Kap. 3.4.3) und anderweitiger Speicherung (vgl. das vorherige Kap. 3.4.4(1)) eingesetzt werden, da sie meist mit geringeren Energieverlusten und niedrigeren Kosten verbunden sind .

Noch grundsätzlich ungelöst sind die technischen und ökonomischen Möglichkeiten eines intermittierenden Betriebs von Elektrolyseuren und der Methanisierung, wenn nur erneuerbarer Strom oder gar nur kurzzeitige Überschüsse aus erneuerbarem Strom genutzt werden sollen [Dena 2012; Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 19ff.]. Deshalb sind intensive weitere Entwicklungsarbeiten an den Technologien Elektrolyse und Methanisierung durchzuführen und Demonstrationsanlagen in großtechnischem Maßstab zu errichten [Leitstudie 2011, S. 97f.].

### **3.4.5 Beispiel: Ausgleich von Windenergieschwankungen**

#### **(1) Derzeit nur Prognosen im Stundenbereich zuverlässig**

Derzeit ist eine Prognose der viertelstündlichen oder stündlichen Windenergieeinspeisung mit einer Abweichung von einigen Prozent nur für drei bis sechs Stunden zuverlässig möglich. Bei hohem und weiter steigendem Anteil von Windleistung an den insgesamt einspeisenden Kraftwerken entstehen bei Prognosefehlern hohe Kosten: Es muss jeweils für den Zeitraum nach dem Ende der gesicherten Prognose, also sicherlich für den jeweils nächsten Tag, ein hoher Preis allein für die Bereitstellung eventuell benötigter Regel- und Reserveenergie bezahlt werden, was den prinzipiell preissenkenden Effekt des durch Windenergieeinspeisung erhöhten Energieangebots teilweise wieder aufhebt.

An einer Verlängerung dieses Zeitfensters gesicherter Windenergieprognose auf etwa 24 Stunden, also einen vollen Tag, wird deshalb intensiv gearbeitet. Bis 2020 wird eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte im Stunden- und Tagesbereich erwartet [Leitstudie 2011, Tab. 6-4, S. 187]. Erst wenn eine solche Prognose mit der geforderten Genauigkeit möglich ist, kann bei der täglichen Ausschreibung der für den Folgetag erforderlichen Kraftwerksleistung an der Strombörse das Windenergieangebot als gesicherte Leistung wie von jedem anderen Kraftwerk in die Kalkulation eingehen. Die hohen Bereitstellungskosten für Leistungen in der Höhe des maximal erwarteten Prognosefehlers würden dann massiv sinken und damit auch der Strompreis, auch wenn die Windproduzenten weiterhin die volle EEG-Vergütung erhielten.

## (2) Windenergieschwankungen und Maßnahmen zum Ausgleich

Das natürliche Windenergieangebot schwankt zeitlich sehr stark auf allen Zeitskalen von Sekunden bis Jahren (vgl. das frühere Kap. 2.1.2). Kasten 3.2 zeigt die Schwankungen des natürlichen Windenergieangebots und Maßnahmen zu ihrem Ausgleich.

Durch das Zusammenschalten von vielen Hunderten von Windenergieanlagen in einer Region mit einer Ausdehnung von 100 km und mehr werden die Fluktuationen der eingespeisten Windenergie im Zeitbereich bis zu etwa einer Stunde in ihrer Amplitude im Wesentlichen ausgeglichen, da eine anschwellende oder ausklingende Windfront das Areal eines solchen Systems von Windparks bei der typischen Nennwindgeschwindigkeit von rund 14 m/s in knapp einer Stunde zur Hälfte überquert.

### **Kasten 3.2 : Schwankungen des natürlichen Windenergieangebots und Maßnahmen zum Ausgleich**

#### **(1) Kurzfristig: Sekunden bis Minuten**

Automatischer Ausgleich kleinerer Schwankungen durch Spannungsänderung im Netz; Schwungradeneffekt der Einzelanlage; Zusammenschaltung von vielen Einzelanlagen zu Windparks oder Gruppen von Windparks.

#### **(2) Mittelfristig: Stunden bis zu einem Tag**

Schwankungen der Windenergieproduktion mitteln sich innerhalb einer größeren Regelzone bis zu mehreren Stunden teilweise gegenseitig aus; Windenergieproduktion ist für maximal einen Tag noch annähernd prognostizierbar; für die verbleibenden Schwankungen müssen Regelkraftwerke eingesetzt werden, wofür Bereitstellungskosten für potenziell notwendige Regelenergie anfallen.

#### **(3) Langfristig: Tage bis Wochen**

Großräumige Starkwind- und Flautenfronten kaum prognostizierbar; erheblicher Aufwand für Reserveenergie.

#### **(4) Sehr langfristig: Monate bis Jahre**

Schwankungen von Monat zu Monat und von Jahr zu Jahr; erheblicher Aufwand für Reserveenergie.

Durch das Zusammenschalten von Windenergieanlagen mehrerer Regionen werden die Schwankungen sogar im Bereich von mehreren Stunden abgemildert. Für den Ausgleich von Windenergieschwankungen innerhalb einer Regelzone wird also positive oder negative Regelenergie überwiegend nur mit Reaktionszeiten von mehr als einer Stunde benötigt.

Schwankungen der Windenergieproduktion im Minuten- bis Stundenbereich können durch Zusammenschalten vieler Windenergieanlagen stark geglättet werden. Großräumige Starkwind- und Flautenfronten von mehreren Tagen bis Wochen können durch das Zusammenschalten vieler Windenergieanlagen, die möglichst in unterschiedlichen Klimazonen stehen sollten, zwar geglättet, aber keinesfalls ausgeglichen werden [Greenpeace 2008].