VGB POWERTECH

VGB-Studie

Windenergie in Deutschland und Europa. Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Erschienen in VGB POWERTECH 6 (2017)

Windenergie in Deutschland und Europa

Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Abstract

Wind energy in Germany and Europe
Status, potentials and challenges for baseload application
Part 1: Developments in Germany since 2010

In Germany the installed nominal capacity of all wind turbines has increased eightfold over the last 16 years to 50,000 megawatts today. In the 18 most important European countries using wind energy today, the nominal capacity rose by twelve times to more than 150,000 megawatts.

One essential physical property of wind energy is its large spatiotemporal variation due to wind speed fluctuations. From a meteorological point of view, the electrical power output of wind turbines is determined by weather conditions with typical correlation lengths of several hundred kilometres. As a result, the total wind fleet output of 18 European countries extending over several thousand kilometres in north-south and east-west direction is highly volatile and exhibits a strong intermittent character. An intuitively expectable significant smoothing of this wind fleet output to an amount, which would allow a reduction of backup power plant capacity, however, does not occur. In contrast, a highly intermittent wind fleet power output showing significant peaks and minima is observed not only for a single country, but also for the whole of the 18 European countries. Wind energy therefore requires a practically 100 % backup. As the (also combined) capacities of all known storage technologies are (and increasingly will be) insignificant in comparison to the required demand, backup must be provided by conventional power plants, with their business cases fundamentally being impaired in the absence of capacity markets.

Autoren

Thomas Linnemann
Guido S. Vallana
VGB PowerTech e.V., Essen, Deutschland

Die installierte Nennleistung sämtlicher Windenergieanlagen in Deutschland hat sich in den letzten 16 Jahren, von Anfang 2001 bis Ende 2016, auf 50.000 Megawatt (MW) verachtfacht. In 18 betrachteten europäischen Ländern, die Windenergie heute nutzen, erhöhte sich die Nennleistung im gleichen Zeitraum um das Zwölffache auf mehr als 150.000 MW.

Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit. Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt. Im Ergebnis ist die aufsummierte eingespeiste Leistung der europaweit über mehrere tausend Kilometer sowohl in Nord-Süd- als auch Ost-West-Richtung verteilten Windenergieanlagen hoch volatil, gekennzeichnet durch ein breites Leistungsspektrum.

Die intuitive Erwartung einer deutlichen Glättung der Gesamtleistung in einem Maße, das einen Verzicht auf Backup-Kraftwerksleistung ermöglichen würde, tritt allerdings nicht ein. Das Gegenteil ist der Fall, nicht nur für ein einzelnes Land, sondern auch für die große Leistungsspitzen und -minima zeigende Summenzeitreihe der Windstromproduktion 18 europäischer Länder. Für das Jahr 2016 weist die entsprechende Zeitreihe (Stundenwerte) einen Mittelwert von 33.000 MW und ein Minimum von weniger als 6.500 MW auf. Dies entspricht trotz der europaweit verteilten Windparkstandorte gerade einmal 4 % der in den betrachteten 18 Ländern insgesamt installierten Nennleistung.

Windenergie trägt damit praktisch nicht zur Versorgungssicherheit bei und erfordert 100 % planbare Backup-Systeme nach heutigem Stand der Technik.

Die VGB-Geschäftsstelle ist Fragen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern nachgegangen und hat im Rahmen eines Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchgeführt.

Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zur elektrischen Leistungseinspeisung aus Windenergie für 18 Länder, veröffentlicht durch die nationalen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Internet.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016. Der zweite Teil behandelt die Windenergienutzung in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 und geht der Frage nach, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Einleitung

Vor dem Hintergrund internationaler Klimaschutzverpflichtungen verfolgt die deutsche Bundesregierung einen als Energiewende [1)] bezeichneten ambitionierten Umbau vor allem der Elektrizitätsversorgung, der mit einem Verzicht auf jahrzehntelang bewährte Kraftwerkstechnik einhergeht und auf die Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien ausgerichtet ist.

Aus diesen energiepolitischen Zielvorgaben resultiert ein Mangel an kraftwerkstechnischen Alternativen für eine bedarfsgerechte Grundversorgung mit Elektrizität sowie an nutzbaren Energieträgern, dem die momentane Konzentration auf Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als Hoffnungsträger der Energiewende geschuldet ist:

Kernenergie ist hierzulande wie **Braun- und Steinkohle** [2)] energiepolitisch unerwünscht.

[1] Unter dem Begriff der Energiewende ist eigentlich eine Stromwende zu verstehen: Der Anteil elektrischer Energie am Endenergieeinsatz in Deutschland beträgt heute 21 %, der Anteil der dafür in den Kraftwerken eingesetzten Primärenergie am Primärenergieaufkommen Deutschlands beträgt 31 %, so dass Deutschland nach vollständiger Umsetzung der Stromwende erst ein überschaubares Teilstück des Gesamtweges zurückgelegt haben wird [1, 2].

[2] Diese Aussage gilt mangels öffentlicher Akzeptanz auch für Kraftwerkstechnologien mit Abscheidung von Kohlendioxid aus dem Rauchgas und nachgelagerter Speicherung des Kohlendioxids im Untergrund.

Erdgas gilt vor dem Hintergrund der Klimaschutzbestrebungen Deutschlands allenfalls als Brückentechnologie, da auch bei seiner Nutzung und Verbrennung sowohl Kohlendioxid- als auch Methan-Emissionen entstehen, allerdings in etwas geringerem Umfang als bei anderen kohlenwasserstoffbasierten Brennstoffen. Ein weiterer Aspekt: Bei künftig verstärkter Nutzung dieses heute vorwiegend für Prozesswärme- und Heizzwecke sowie als Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzten Primärenergieträgers im Stromsektor würde sich Deutschlands ohnehin schon hohe Abhängigkeit von Importenergien weiter erhöhen. Weitere Nachteile sind hohe Kosten, die für diesen zusätzlichen Nutzungszweck fehlenden Erdgasspeicher und die mangelnde Akzeptanz gegenüber der für eine Erweiterung der heimischen Erdgasförderung notwendigen Fracking-Technik.

Biomasse ist nur eingeschränkt verfügbar, begünstigt die Entstehung und Ausweitung von Monokulturen mit absehbaren Konsequenzen für die Biodiversität und steht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Abseits daraus ableitbarer ethischer Fragen muss Biomasse aus Sicht der Wissenschaft zukünftig perspektivisch eher für die Versorgung Deutschlands mit Kraft- und Treibstoffen zur Verfügung stehen.

Wasserkraft ist hierzulande ebenfalls nur eingeschränkt verfügbar. Ihr Ausbaupotenzial ist begrenzt und heute praktisch weitgehend ausgeschöpft.

Geothermie weist im Vergleich mit Wasserdampfkreisläufen konventioneller Kraftwerke deutlich niedrigere Temperaturniveaus auf und kommt allenfalls in bestimmten Regionen Deutschlands für eine Stromerzeugung über andere Arbeitsmedien als Wasser [3)] sinnvoll in Betracht. Ihr Ausbaupotenzial ist äußerst begrenzt, und ihr Beitrag zur Stromversorgung dürfte in absehbarer Zukunft überschaubar bleiben.

Weitere Optionen wie **Deponie-, Klär- und Grubengas** oder **Hausmüll (biogener Anteil)** liefern heute einen begrenzten Beitrag von etwa 5 % zur Stromversorgung Deutschlands. Ihr Ausbaupotenzial dürfte ebenfalls überschaubar sein.

Damit verbleiben unter den heutigen energiepolitischen Rahmenbedingungen praktisch nur Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien für die angestrebte Energiewende.

Solarenergie ist allerdings allein unzureichend und erfordert Komplementärtechnologien zur Überbrückung von Tages- und Jahreszeiten, in denen Solarstrahlung nur in geringem Umfang oder gar nicht verfügbar ist: Tagsüber – etwa bei dichter Bewölkung – kann der Beitrag der Photovoltaik zur Stromversorgung sehr deutlich eingeschränkt sein, während nachts kein Beitrag möglich ist. In Wintermonaten liefert die Photovoltaik zudem deutlich geringere Beiträge zur Stromversorgung als in Sommermonaten.

Windenergie ist ebenfalls allein unzureichend, denn als dargebotsabhängige Energieform ist sie unstet verfügbar. Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit. Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen in das Stromnetz eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt.

Im Ergebnis ist die aufsummierte Leistung aus Windenergieanlagen hoch volatil und durch ein breites Leistungsspektrum gekennzeichnet, das große Leistungsspitzen und Leistungsminima zeigt. Für eine gleichermaßen sichere wie zuverlässige Elektrizitätsversorgung ist die dargebotsabhängige Windenergie wie Photovoltaik auf Komplementärtechnologien angewiesen, die bei Abweichungen von prognostizierten Leistungseinspeisungen, Schwachwindphasen oder Sturmabschaltungen kurzfristig einspringen können müssen.

Als Komplementärtechnologien für diese Backup-Funktion kommen heute grundsätzlich in Bereitschaft vorgehaltene konventionell fossil befeuerte Kraftwerke, Kernkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke in Frage.

Kernkraftwerke, Braun- und Steinkohlekraftwerke sind hierzulande allerdings politisch nicht mehr erwünscht und Erdgaskraftwerke als Brückentechnologien allenfalls für begrenzte Zeiträume politisch vertretbar, da sie weiterhin Kohlendioxid freisetzen und mit ihnen die ohnehin bereits hohe Abhängigkeit von der Importenergie Erdgas weiter zunehmen würde.

Ein Ausbau jahrzehntelang erprobter und bewährter Pumpspeicherkraftwerke, der bisher einzigen großtechnisch verfügbaren Speichertechnologie, wäre zwar wünschenswert, ist aufgrund der topografischen Gegebenheiten Deutschlands jedoch sehr begrenzt möglich und stößt aufgrund sichtbarer Umwelteingriffe bei den zu errichtenden Speicherbecken nicht selten auf Akzeptanzprobleme, vor allem in der Lokalbevölkerung.

Ein weiterer Aspekt: Heutige Pumpspeicherkraftwerke waren seit jeher auf den Bedarf von konventionellen Kraftwerken ausgerichtet und für den kurzfristigen Spitzenlastausgleich über den Tagesverlauf [4)] ausgelegt. Für einen zukünftig verstärkt notwendigen saisonalen Ausgleich wären Pumpspeicherkraftwerke mit großen Speicherbecken für Arbeitsvolumina im ein- bis zweistelligen Terawattstundenbereich erforderlich. Die entscheidende Frage lautet, ob sich für saisonale Zwischenspeicherzwecke ausgelegte Großanlagen überhaupt rentabel betreiben ließen.

Hierzulande können alle Pumpspeicherkraftwerke zusammengerechnet im Turbinenbetrieb mit einem vollständigen Entladezyklus über rund sechs Stunden eine elektrische Leistung von rund 7.000 MW erbringen und rund 0,04 Terawattstunden (TWh) an elektrischer Energie liefern. Danach sind die oberen Speicherbecken erst wieder im Pumpbetrieb unter Aufnahme elektrischer Energie aufzufüllen. Dazu ein beispielhaft-perspektivischer Ausblick auf Deutschland: Allein zur Überbrückung einer hierzulande nicht seltenen zweiwöchigen Schwachwindphase im Winterhalbjahr („Dunkelflaute“) wären rund 21 TWh zur Deckung des Strombedarfes über ein Backup-System bereitzustellen [5)].

Sollten diese 21 TWh aus Pumpspeicherkraftwerken mit einer Leistung von durchschnittlich rund 200 MW [6)] über einen maximal möglichen sechsstündigen Turbinenbetrieb gedeckt werden, wären 17.500 zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke dieser Größe vonnöten. Zum Vergleich: Das derzeit größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands im thüringischen Goldisthal mit einer Nennleistung im Turbinenbetrieb von 1.060 MW liefert im Anforderungsfall über maximal acht Stunden rund 0,009 TWh Energie. Vergleichbar günstige topografische Standorte sind in Deutschland allerdings äußerst rar.

Der mitunter propagierte mehrstufige chemisch-verfahrenstechnische Umwandlungsprozess einer Wasserstoff-Elektrolyse mit nachgeschalteter Methanisierung des Wasserstoffgases unter Zufuhr von Kohlendioxid, auch als Power-to-gas-Verfahren bezeichnet, ist bei seriöser Bewertung nicht als Energiespeicherprozess zu bezeichnen, sondern „Energievernichtung“: Während bei Pumpspeicherkraftwerken etwa 25 % der Eingangsenergie verloren gehen und somit 75 % nach der Speicherung als Nutzenergie zur Verfügung stehen, sind beim mehrstufigen Power-to-gas-Umwandlungsprozess von der Wasserstoff-Elektrolyse über die Methanisierung und Speicherung im Gasnetz bis zum Brennstoffeinsatz in Gaskraftwerken Verluste

[3] Aufgrund des geringen zur Verfügung stehenden Temperaturgefälles zwischen Wärmequelle und -senke kommen häufig organische Fluide mit relativ niedrigen Siedetemperaturen zum Einsatz, weswegen solche Kreisprozesse im englischsprachigen Raum auch Organic Rankine Cycle (ORC) heißen.

[4] Bedarfsspitzen treten jeweils etwa zur Mittagszeit und in den frühen Abendstunden auf. In den späten Nachtstunden erreicht die Nachfrage nach elektrischer Energie regelmäßig ihr Minimum.

[5] Bei einem inländischen Gesamtstromverbrauch (inklusive Netzverluste) von rund 550 TWh pro Jahr beträgt der zu deckende durchschnittliche Tagesbedarf 1,5 TWh.

[6] Dies entspricht der durchschnittlichen Leistung eines deutschen Pumpspeicherkraftwerks im Turbinenbetrieb.

von mindestens vier Fünfteln der elektrischen Eingangsenergie zu erwarten, wenn intermittierende Betriebsweise sowie Herkunft und Energieaufwand des Kohlendioxids für den Methanisierungsschritt seriös einkalkuliert werden [3]. Die Kosten der elektrischen Ausgangsenergie müssten in diesen Fällen um mindestens das Fünffache höher sein als die Kosten der elektrischen Eingangsenergie.

Dazu ein Beispiel: Für jede EEG-geförderte [7] elektrische Kilowattstunde aus Windenergie war im zurückliegenden Jahr 2016 eine Vergütung von durchschnittlich 9 €Ct/kWh fällig. Der Markterlös betrug 2 €Ct/kWh, so dass nicht-privilegierte Endverbraucher in Deutschland Mehrkosten von 7 €Ct/kWh zu tragen hatten [4].

Eine Kilowattstunde (kWh) elektrischer Ausgangsenergie aus einer Power-to-gas-Anlage würde heute bei wirtschaftlicher Betriebsweise mit Windstrom als elektrischer Eingangsenergie demnach mindestens 45 €Ct/kWh kosten müssen. Darin sind weder notwendige Gewinne des Power-to-gas-Anlagenbetreibers, noch die Netzentgelte, Steuern und weitere staatliche Abgaben (ohne EEG-Umlage) enthalten, für die allein ein Durchschnittshaushalt mit einem Jahresbedarf von 3.500 kWh im zurückliegenden Jahr knapp 57 % des Endkundenstrompreises zu zahlen hatte [4].

Für das Power-to-gas-Verfahren sprechen die im deutschen Gasnetz speicherbare Energie von mehr als 200 TWh und vielfältige sektorielle Einsatzmöglichkeiten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die bestehende Infrastruktur mit Leitungen und Untertage-Gasspeichern auf Belange heutiger Gasverbraucher ausgelegt ist, so dass bei erweiterter Nutzung dieser Infrastruktur als Backup-System für den Ausgleich von Windenergie und Photovoltaik ein deutlicher Ausbau unabdingbar wäre.

Ohne Berücksichtigung der beträchtlichen Umwandlungsverluste und damit verbundener ökonomischer Auswirkungen könnten die zum Ausgleich intermittierender regenerativer Energiesysteme (iRES) wie Windenergie und Photovoltaik benötigten Energiemengen über chemische Speicherung in Kohlenwasserstoffen aus technischer Perspektive möglich sein: Bei Ausweitung des Betrachtungshorizontes auf andere Sektoren wie Verkehr (Kraftstoffe), Haushalte, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Heiz- und Prozesswärme) wäre synthetisiertes Methan oder Methanol (Kraftstoff) auch an vielen anderen Stellen sinnvoll einsetzbar. Das könnte den zuletzt zu beobachtenden bundesministerialen und öffentlich-medialen „Hype“ um das Thema Sektorkopplung [8] erklären helfen.

Die entscheidende Frage lautet, ob die deutsche Bevölkerung willens und in der Lage ist, die mit einer Sektorkopplung verbundenen zusätzlichen wirtschaftlichen und persönlichen Konsequenzen [9] tatsächlich mitzutragen, wenn deren Ausmaß sichtbar wird und sich im alltäglichen Lebensumfeld der Bürger auswirkt.

Weitere als Alternative zum Aufbau der benötigten Backup-Systeme diskutierte Optionen sind die Absenkung (Effizienzsteigerungen) und Steuerung des Endenergieverbrauches (Lastmanagement). Angesichts der Entwicklungen beim Bruttoinlandsstromverbrauch in Deutschland in den letzten 16 Jahren, der bei beträchtlichen Effizienzanstrengungen um durchschnittlich 0,2 % pro Jahr gestiegen ist, und gleichzeitiger Zukunftsstrategien, die zum Beispiel für einen Ausbau der Elektromobilität oder elektrisch betriebener Wärmepumpen plädieren, mit denen die Nachfrage nach Elektrizität weiter ansteigen würde, scheint mehr Realismus angeraten, insbesondere hinsichtlich der Bereitschaft der Bevölkerung für ein auf Suffizienz ausgerichtetes Grundverhalten.

Andere öffentlich und medial diskutierte Speicheroptionen wie Batterien, Elektromobilität, Betonkugeln am Meeresboden oder Ringwallspeicher verkennen gemeinhin die Dimension künftig ein- und auszuspeichernder Energiemengen sowie technischer Herausforderungen und werden absehbar weder im erforderlichen Umfang noch zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten verfügbar sein, so dass der konventionelle Kraftwerkspark die benötigte Backup-Funktion weiterhin übernehmen muss.

Durch den gesetzlichen Einspeisevorrang der regenerativen Energien und die mit ihrem Ausbau verbundene zunehmend geringere Ausnutzung der benötigten Backup-Systeme (zurzeit: konventionelle Kraftwerke) ist deren Wirtschaftlichkeit hierzulande vielfach heute schon in Frage gestellt. Oder anders ausgedrückt: Die „Stromwende“ in Deutschland nach dem heutigen Stand der Technik ist durch eine Doppelstruktur geprägt. Diese besteht aus einem wachsenden regenerativen Kraftwerkspark, der einen Ausbau der Stromnetze in allen Spannungsebenen erfordert, und einem konventionellen Backup-Kraftwerkspark von etwa gleicher Leistungsgröße wie der heutige konventionelle Kraftwerkspark [10] zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, allerdings bei sinkender Auslastung.

Im Jahr 2016 haben Windenergie und Photovoltaik mit rund 116 TWh oder 21 % zum inländischen Gesamtstrombedarf von 550 TWh (inklusive Netzverluste) beigetragen.

Zur Umsetzung der „Stromwende“ nach heutigem Stand der Technik liegt der Fokus auf den intermittierenden regenerativen Energiesystemen (iRES) Windenergie und Photovoltaik.

Analysen zur Stromversorgung Deutschlands mit einem postulierten iRES-Anteil von 100 % auf Basis einer definierten Jahresliefermenge von 500 TWh zeigen [5 bis 8], dass dafür eine installierte iRES-Nennleistung von durchschnittlich 330.000 MW aufzubauen wäre [11]. Etwa ein Viertel dieser Liefermenge würde mindestens als Überschussenergie anfallen. Zusätzlich wären von einem Jahr auf das andere Jahr wetterbedingte Schwankungen dieser Liefermenge von etwa ±15 % einzukalkulieren.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und im Sinne einer zusammenfassenden Betrachtung wären außerdem Backup-Leistungen von etwa 89 % der Jahreshöchstlast in Deutschland vorzuhalten.

Weitere Analysen [1] zur Speicherung der volatilen elektrischen Leistungsabgabe aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland geben zusätzliche Hinweise, wie groß diese Herausforderungen sind.

Die hierzulande geübte Praxis eines Kapazitätsmarktes „im stillen Kämmerlein“, bei dem die Bundesnetzagentur zur Abschaltung angemeldete konventionelle Kraftwerke aus Sicht der Stromnetzstabilität als systemrelevant einstuft und Vorhaltkosten für diese Kraftwerke über Netzentgelte auf alle Endverbraucher umlegt, erscheint als sehr fragwürdiger Ansatz. Hier wäre anstelle staatlicher Eingriffe und im Verbraucherinteresse eine Rückbesinnung auf Wettbewerb und Kosteneffizienz angezeigt, zum Beispiel über einen wettbewerblich ausgerichteten (kompetitiven) Kapazitätsmarkt.

Hinzu kommt, dass das deutsche Stromversorgungssystem bereits heute nur noch durch einen dargebotsabhängigen, vorübergehenden Export erheblicher Überschussleistungen, wie zum Beispiel am 26. Dezember 2016 mit 15 GW, zu immer häufiger negativen Strompreisen stabil zu betreiben ist. Sobald direkte Nachbarländer Deutschlands einen ähnlichen Ausbaugrad der Windenergienutzung erreicht haben werden, wird diese Option entfallen.

Bei allen Betrachtungen zur Stromversorgung Deutschlands muss die Versorgungssicherheit im Blickpunkt des Interesses stehen [12], denn Produktion und Verbrauch von Elektrizität sind jederzeit in einem strengen Gleichgewicht zu halten, um Netzausfälle zu vermeiden.

---

7 EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

8 Die Vernetzung der drei Sektoren der Energiewirtschaft – Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr – wird als Sektorkopplung bezeichnet.

9 Beispiele für mögliche Konsequenzen sind: dargebotsabhängige Nutzung der elektrischen Energie, noch höhere Strompreise für Privathaushalte als heute (In Europa belegt Deutschland heute den zweiten Rang. Nur in Dänemark ist der Strompreis höher.).

10 Inklusive notwendiger Reserve zur Gewährleistung des vorgegebenen Versorgungssicherheitsniveaus.

11 Zum Vergleich: Am Jahresende 2016 war in Deutschland eine iRES-Nennleistung von rund 90.000 MW installiert.

12 Weitere energiewirtschaftliche Zielkriterien sind Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Akzeptanz.

Vor diesem Hintergrund kündigte das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) im Juni 2015 eine Zeitenwende bei der Versorgungssicherheit an und teilte öffentlich mit [9], in Zukunft werde Deutschland bei der Stromversorgung noch enger mit seinen europäischen Nachbarn zusammenarbeiten. So trage der Stromaustausch über Ländergrenzen hinweg dazu bei, die sichere und kosteneffiziente Versorgung bei Verbrauchsspitzen und Flauten bei der Einspeisung zu gewährleisten, zum Beispiel, weil der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint. Wie die Erfahrung zeige, trete die höchste Nachfrage nach Strom in den Ländern nicht gleichzeitig auf und auch der Wind wehe fast immer irgendwo in Europa. Es gehe um reale Synergien: Im regionalen Verbund werde weniger gesicherte Leistung benötigt. Der Verbund ermögliche erhebliche Kosteneinsparungen.

Ein Artikel in der Zeitschrift „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ im Dezember 2015 [10] stellte hingegen öffentlich und medial häufig formulierte Aussagen in Frage, der weitere Ausbau der Windenergie führe zur Glättung der eingespeisten elektrischen Leistung und ermögliche das Abschalten konventioneller Kraftwerksleistung. Die Leistungsspitzen des deutschen Windparks [13]) seien durch den Ausbau seit dem Jahr 2010 stetig angestiegen, während die jährlichen Leistungsminima trotz eines Nennleistungszuwachses um 40 % von 2010 bis 2014 unverändert in einem Bereich von etwa 100 MW lägen. Aufgrund der Korrelation der Einspeisungen aus den deutschlandweit verteilten Windenergieanlagen sei keine Glättung erkennbar, und beim Ausbau der Windenergie seien weiter wachsende Fluktuationen zu erwarten.

Die VGB-Geschäftsstelle nahm diese Veröffentlichungen zum Anlass, diesen und weiteren Aussagen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern nachzugehen und im Zuge eines Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchzuführen. Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zu den Leistungseinspeisungen aus Windenergie, die nationale und europäische Übertragungsnetzbetreiber im Internet veröffentlichen.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016. Der zweite Teil behandelt die Windenergienutzung in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 und geht der Frage nach, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

VGB-Windstudie 2017

Eine ausführliche Darstellung zu Ergebnissen der VGB-Studie zum Status quo der Windenergie in Deutschland und Europa sowie zu Potenzialen und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität ist in Folienform über die VGB-Homepage abrufbar:

Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010

Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2016

Methodik

Ausgangspunkt der VGB-Auswertungen bildeten im Internet zugängliche Transparenzdaten des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E [14]) und der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und Transnet BW sowie der Leipziger Börse EEX [15]) [11 bis 16].

Über diese Transparenzplattformen sind Zeitreihen zur eingespeisten elektrischen Leistung unterschiedlicher Kraftwerksarten, darunter Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen an Land (onshore) und auf dem Meer (offshore), sowie zur Nachfrage der Verbraucher (Last) in viertelstündlicher bis stündlicher Auflösung abrufbar.

Der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hatte seine Transparenzplattform zum Jahresanfang 2015 neu aufgebaut und alle Transparenzdaten zeitlich synchronisiert, ein wichtiger Faktor, wenn Zeitreihen einzelner Ländern zeitlich korrekt zu überlagern und Analysen zum jeweils momentanen Leistungsgleichgewicht zwischen Verbrauch (Last) und Erzeugung durchzuführen sind.

Mit der neu strukturierten ENTSO-E-Transparenzplattform war somit ein einheitlicher Abruf der Datenpunkte dort erfasster Länder gemäß der koordinierten Weltzeit UTC [16]) möglich.

Da Zeitreihen einzelner Länder dort nicht für mehrere Jahre verfügbar waren, erfolgten die Auswertungen zur Windenergienutzung in Deutschland von 2010 bis 2016 anhand von Daten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der EEX-Transparenzplattform.

Die dort abgerufenen Datenpunkte (Viertelstundenwerte) für die elektrischen Leistung aus inländischen Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen repräsentieren Hochrechnungen auf Basis einer begrenzten Anzahl gemessener Referenzstandorte [13].

Insgesamt basierte die Auswertung zur mehrjährigen Windenergienutzung in Deutschland auf rund fünf Millionen Datenpunkten. Im Rahmen der Überprüfung der Vollständigkeit der Zeitreihen waren folgende Fälle zu beachten:

- Datenpunkte mit niedrigen Leistungen im Bereich von 0 MW, die unverändert blieben, wenn direkt benachbarte Datenpunkte ebenfalls niedrige Werte aufwiesen (Kriterium: hohe Plausibilität für eine Schwachwindphase oder Flaute).
- Fehlende Datenpunkte mit direkten Nachbardatenpunkten, die Leistungswerte deutlich oberhalb einiger hundert bis tausend Megawatt aufwiesen. Solche Fehlstellen traten bei 0,1 % aller Datenpunkte auf. In diesen Fällen erfolgte eine Korrektur der Nullwerte durch den arithmetischen Mittelwert der benachbarten Datenpunkte (Kriterium: hohe Plausibilität für fehlerhaften Wert).
- Zusammenhängende Lücken von Datenpunkten über mehrere Viertelstunden, Stunden oder Tage. Solche Fehlstellen traten bei 0,01 % aller Datenpunkte auf. Eine Korrektur erfolgte wahlweise über lineare Interpolation (kleine Lücken) oder anhand von Daten vergleichbarer Wochentage in direkt benachbarten Wochen.

Diesem ersten Schritt schloss sich ein zweiter Überprüfungs- und Plausibilisierungsschritt an. Dieser umfasste einen Vergleich der aus den einzelnen Zeitreihen errechneten Jahresarbeit mit den für Deutschland verfügbaren energiewirtschaftlichen Statistikdaten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) [2], des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [17, 18], des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [4] und des Bundesverbandes Windenergie (BWE) [19].

Für die Analysen zur Windenergienutzung in Europa im Jahr 2016 fiel die Auswahl für den Datenabruf von der ENTSO-E-Transparenzplattform auf die Rangfolge der wichtigsten 18 Länder nach Nennleistung mit weitgehend intakten Zeitreihen, hier in alphabetischer Reihenfolge: Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Spanien und Tschechien.

Bei der anschließenden Datenauswertung waren wegen des im Vergleich zu Deutschland kurzen Zeitraums von einem Jahr lediglich rund 1,2 Millionen Datenpunkte zu überprüfen und zu plausibilisieren.

[13] Unter dem Begriff „deutscher Windpark“ oder „Windpark“ ist in diesem Artikel durchweg die Summe aller Windenergieanlagen in Deutschland zu verstehen.

[14] ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators

[15] EEX: European Energy Exchange

[16] UTC: Coordinated Universal Time

Das Vorgehen bei der Überprüfung der Daten entsprach dem Vorgehen für Deutschland. Die energiewirtschaftlichen Statistikdaten des BP Statistical Review of World Energy 2017 bildeten die Grundlage für die Überprüfung und Plausibilisierung der Zeitreihen [20].

Ergebnisse

Nachfolgend sind Ergebnisse der Auswertungen zur Windstromproduktion in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt. Die Ergebnisse zur Windstromproduktion in 18 Ländern Europas im Jahr 2016 werden Gegenstand eines Folgeartikels sein [21].

Am Jahresende 2010 verfügte der deutsche Windpark über eine kumulierte installierte Nennleistung P_N von knapp 27.000 MW [18]. Davon entfielen 99,7 % auf Windenergieanlagen an Land (onshore) und 0,3 % auf Windenergieanlagen auf dem Meer (offshore).

Bis zum Jahresende 2016 kamen auf dem Land rund 19.000 MW Nennleistung hinzu und auf dem Meer rund 4.000 MW Nennleistung, so dass der Windpark über eine installierte Nennleistung von insgesamt rund 50.000 MW verfügte. Etwa 92 % davon entfielen auf Onshore-Windenergie und die verbleibenden 8 % auf Offshore-Windenergie.

Die Zeitreihe der im Jahr 2016 stündlich eingespeisten elektrischen Leistung des deutschen Windparks und die auf Onshore-Windenergie sowie Offshore-Windenergie entfallenden Leistungsbeiträge sind im Bild 1 dargestellt.

Die Leistung des Windparks zeigt über den gesamten Jahresverlauf große Fluktuationen, die in vielen Stunden bei Onshore- und Offshore-Windenergie simultan auftreten. Darüber hinaus sind ausgeprägte Schwachwindphasen erkennbar, in denen der Leistungsoutput des Windparks rapide bis auf wenige Prozent der installierten Nennleistung zurückfällt.

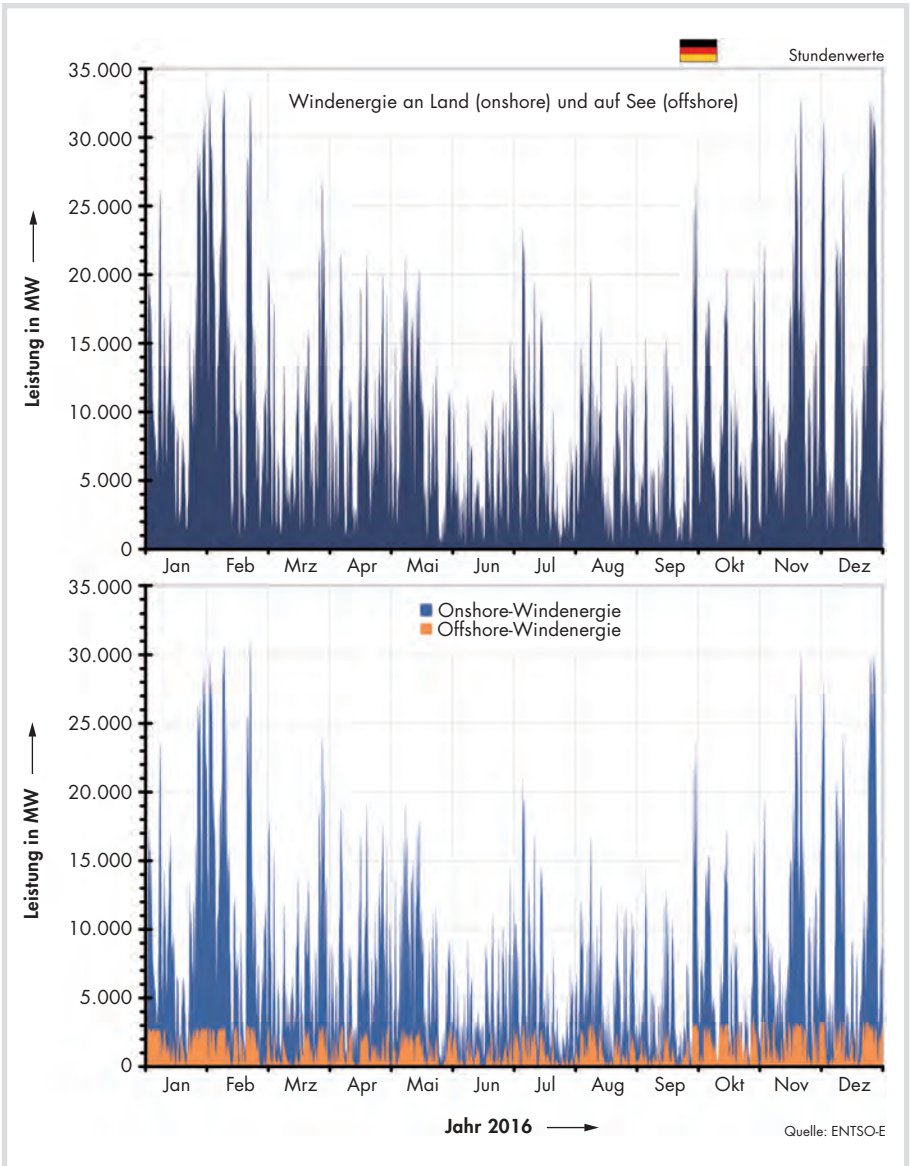


Bild 1. Zeitreihen der Stromproduktion 2016 aus Windenergie in Deutschland (oben) sowie der auf Windenergie an Land und auf dem Meer entfallenen Leistungsbeiträge (unten).

Im Jahr 2016 trat das Minimum P_{Min} von 135 MW (Stundenwert) bzw. von 141 MW (Viertelstundenwert) am 24. Juli 2016 auf. An diesem Sommertag lieferte der Windpark in sieben der 24 Stunden durchgehend weniger als 500 MW, also weniger als 1 % der am Jahresanfang bereits installierten Nennleistung. Ähnlich niedrige Werte über jeweils mehrere aufeinanderfolgende Stunden traten auch im Januar, Mai, Juni, August, September, Oktober und Dezember 2016 auf.

Entgegen anderslautender Aussagen, Offshore-Windenergie sei prinzipiell grundlastfähig und könne konventionelle Kraftwerksleistung ersetzen, fiel die Leistung des Offshore-Windparks im Jahr 2016 in 256 der 8.784 Stunden auf 1 % seiner Nennleistung oder weniger ab (2015: 290 Stunden). Solche Schwachwindphasen traten im letzten Jahr somit durchschnittlich fünfmal pro Woche auf, ein für den Ausbau der Offshore-Windenergie wichtiger Umstand, denn ansonsten wären die Windturbinen kaum auf See zu errichten.

Bei ausgeprägten Flauten im Juni und Dezember 2016 sank die Leistung des Offshore-Windparks zeitweise sogar bis auf 0 MW ab. Im Jahr 2015 hatte es ähnliche Flauten im Januar und August gegeben. Das belegt, dass Schwachwindphasen ganzjährig auftreten können, sowohl an Land als auch auf dem Meer.

Die permanent verfügbare Offshore-Leistung lag somit in den letzten zwei Jahren jeweils bei 0 MW. Offshore-Windenergie lieferte keinen Beitrag zur gesicherten Leistung und benötigte praktisch ein 100 %-Backup durch konventionelle Kraftwerke.

In den Wintermonaten sind erfahrungsgemäß die höchsten Leistungswerte zu beobachten. Das Leistungsmaximum P_{Max} des gesamten deutschen Windparks von 33.834 MW trat im Februar 2016 auf und erreichte umgerechnet knapp 75 % der zum Jahresanfang installierten Nennleistung. Ähnlich hohe Leistungswerte über mehrere aufeinanderfolgende Stunden waren auch im November und Dezember 2016 zu verzeichnen.

Aus der im Bild 1 dargestellten Zeitreihe der stündlichen Leistungswerte des deutschen Windparks ergibt sich eine aufsummierte Jahresproduktion von 76,9 TWh. Im Vergleich dazu weist die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für die deutsche Stromerzeugung aus Windenergie einen Jahreswert von 77,4 TWh aus [2]. Die Jahreswerte weichen nur um 0,6 % voneinander ab und sind somit plausibel.

Im Bild 2 sind relevante Kennzahlen für die Entwicklung der Windenergie in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2016 dargestellt.

Demnach hat sich die kumulierte installierte Nennleistung des deutschen Windparks von 26.903 MW am Jahresende 2010

bis zum Jahresende 2016 fast verdoppelt. Die Anzahl der Windenergieanlagen, jeweils zum Jahresende und gerundet, erhöhte sich zeitgleich von 21.600 auf 28.200 Aggregate.

Die durchschnittliche Nennleistung jeder neu zugebauten Onshore-Windenergieanlage lag im Jahr 2010 bei 2,0 MW. Bis zum Jahr 2016 erhöhte sich dieser Durchschnittswert auf 2,8 MW (Offshore-Windenergie: 5,2 MW pro Anlage).

Neben der kumulierten installierten Nennleistung des deutschen Windparks sind im Bild 2 jährliche Maxima P_{Max}, Minima P_{Min} und arithmetische Mittelwerte P_{μ} der Zeitreihen der elektrischen Leistung des deutschen Windparks (Viertelstundenwerte) ausgewiesen.

Zunächst fällt auf, dass die aufsummierte Leistung der Windenergieanlagen in Deutschland in den letzten sieben Jahren durchweg jährliche Maxima unterhalb der Anlagenauslegung im Bereich von knapp 68 bis 81 % der kumulierten Nennleistung erreichte.

Die Differenz zwischen Nennleistung und jährlichem Maximalwert hat offenkundig mit dem Ausbau zugenommen. Die Ursachen für diesen Zusammenhang sind uns nicht bekannt. Möglicherweise sinkt mit zunehmender Anzahl deutschlandweit verteilter Anlagenstandorte die Wahrscheinlichkeit, dass Höchstwerte zeitgleich deutschlandweit auftreten. Ein weiterer beitragender Faktor könnte sein, dass Standorte mit guten Windhöffigkeiten [17] frühzeitig zum Zuge kamen und somit nicht mehr für den weiteren Ausbau zur Verfügung stehen, so dass mehr und mehr auf weniger windhöffige Standorte zurückzugreifen ist.

Der arithmetische Mittelwert ist ein Maß für die jährlich bereitgestellte Energie und spiegelt die konstante Leistung wider, die ein Kraftwerk für diese Energie bei konstanter Fahrweise über ein Jahr erbringen müsste. Definitionsgemäß müssen im Betrachtungszeitraum alle Leistungsanteile oberhalb des Mittelwertes (Überschüsse) aufintegriert dieselbe Energie ergeben wie die aufintegrierten Leistungsanteile unterhalb des Mittelwertes (Unterdeckung).

Die Mittelwerte der Zeitreihen stiegen im Zeitraum von 2010 bis 2014 mit durchschnittlich 11 % pro Jahr auf 5.840 MW an. Für das Jahr 2015 ist dagegen ein nahezu fünffach höherer Anstieg von 52 % gegen-

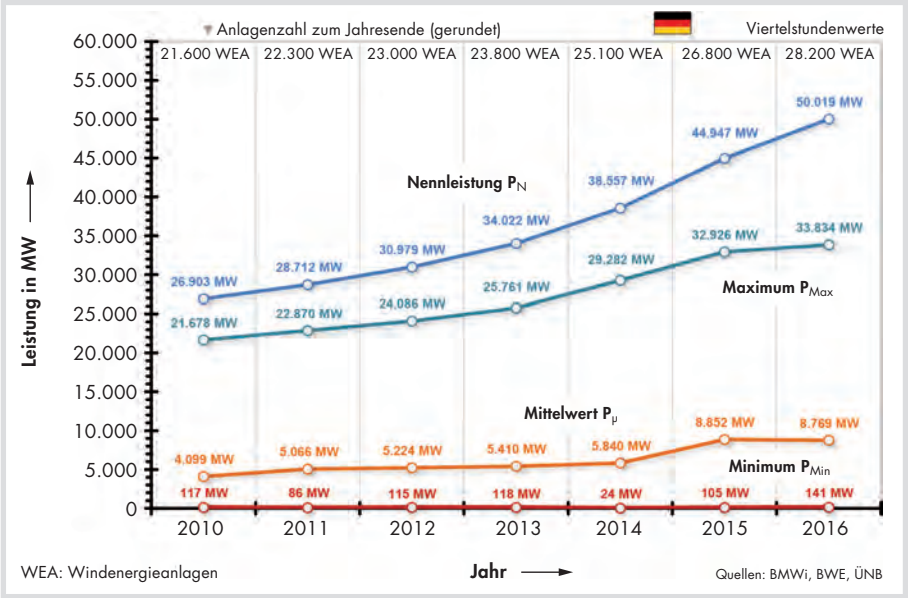


Bild 2. Kennzahlen zur Windenergienutzung in Deutschland von 2010 bis 2016.

über dem Vorjahreswert auf 8.852 MW zu verzeichnen. Der sprunghafte Anstieg ist auf das sehr gute Windjahr mit einem überdurchschnittlichen Winddargebot zurückzuführen [4]: Im November und Dezember erreichte die monatliche Stromproduktion jeweils neue Allzeithochs jenseits der zuvor noch nie überschrittenen Marke von 10 TWh. Darüber hinaus war die Stromproduktion in elf der zwölf Monate des Jahres 2015 höher als im Vorjahr.

Der Mittelwert des Folgejahres 2016 lag mit 8.769 MW zwar auf vergleichbar hohem Niveau. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass in diesem Jahr aufgrund des kontinuierlichen Ausbaus des deutschen Windparks knapp ein Drittel mehr Nennleistung als im Jahr 2014 zur Verfügung stand, so dass eher von einem durchschnittlichen Windjahr zu sprechen ist. Die 10-TWh-Marke der monatlichen Windstromproduktion wurde im Jahr 2016 trotz des Nennleistungszuwachses nicht wieder erreicht.

Bei den vorherigen Betrachtungen sind zwei Einflussfaktoren gemeinsam berücksichtigt: Das Winddargebot und der Nettozubau von Windenergieanlagen über den Jahresverlauf. Die Frage, ob der sprunghafte Anstieg des Mittelwertes im Jahr 2015 plausibel ist, lässt sich bei Normierung auf eine repräsentative Nennleistung des betreffenden Jahres klären. Das resultierende Verhältnis aus mittlerer Leistung zu potenzieller Leistung (Nennleistung) wird auch als Ausnutzung η_A bezeichnet. Die Ausnutzung ist dimensionslos und als Maß für die Anzahl der Jahresstunden zu verstehen, in denen der Windpark umgerechnet seine Nennleistung erbrachte. Multipliziert mit der Anzahl der Jahresstunden [18] ergeben sich die Volllaststunden [19] des Windparks im betreffenden Jahr.

Ein Vergleich langjähriger Daten zur Ausnutzung des deutschen Windparks seit dem Jahr 1990 (Bild 3) bestätigt, dass im

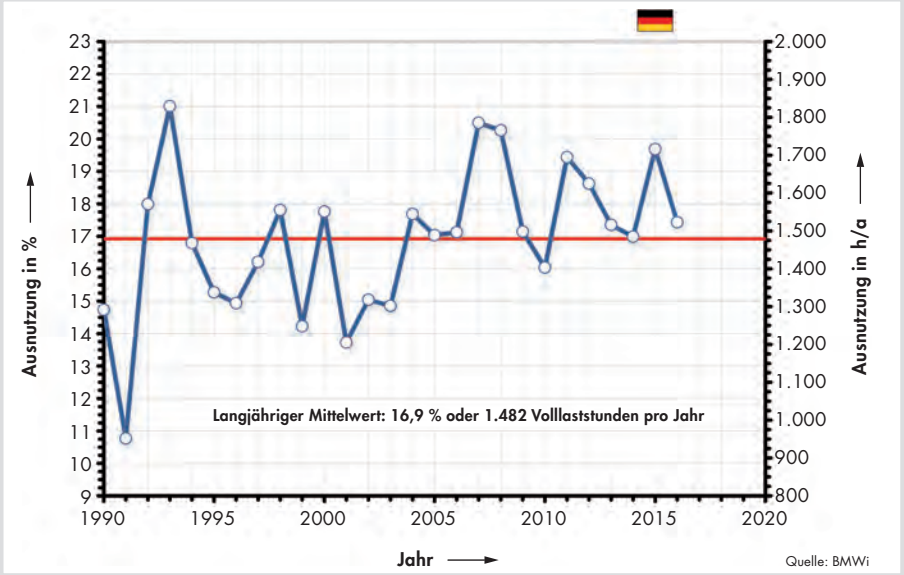


Bild 3. Ausnutzung des deutschen Windparks von 1990 bis 2016.

[17] Eignung von Windstandorten für eine hohe Energieausbeute.

[18] In einem Normaljahr sind es 8.760 Stunden, in einem Schaltjahr 8.784 Stunden.

[19] Darunter ist die Anzahl der Stunden in einem Jahr zu verstehen, in denen eine Windenergieanlage mit ihrer installierten Nennleistung laufen müsste, um die tatsächlich gelieferte Jahresenergie exakt zu erbringen.

Jahr 2015 tatsächlich gute Windbedingungen herrschten und im Jahr 2016 durchschnittliche [18].

Im langjährigen Mittel verzeichnet der deutsche Windpark eine Ausnutzung von 16,9 %. Der bisherige Höchstwert von 21,0 % ist für das Jahr 1993 zu verzeichnen, gefolgt von 20,5 % im Jahr 2007 und 20,3 % im Jahr 2008. Die im Jahr 2015 erreichte Ausnutzung von 19,7 % entspricht dem viertbesten Wert seit 1990.

Von 2010 bis 2016 erreichte die Ausnutzung einen Durchschnittswert von rund 18 %. Die Jahresstromproduktion aus dem deutschen Windpark erhöhte sich zeitgleich von 38 TWh auf mehr als 77 TWh [2].

In der statistischen Gesamtschau der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) zur Bruttostromerzeugung in Deutschland finden sich für das Jahr 2010 lediglich Beiträge aus Windenergieanlagen an Land (onshore). Sichtbare Beiträge aus Windenergieanlagen auf dem Meer (offshore) sind dort erstmals für das Jahr 2013 mit 0,9 TWh ausgewiesen [2].

Im zurückliegenden Jahr 2016 lieferte Offshore-Windenergie hierzulande bereits mehr als 12 TWh Strom, bei einer Ausnutzung von 33 %. Dies entsprach knapp 2 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland von 648 TWh.

Bei der Beantwortung der Frage, welche Rolle die Windenergie hierzulande künftig in der Grundversorgung mit elektrischer Energie spielen könnte, lohnt auch ein Blick auf Europa und die in dieser Studie untersuchten 18 Länder: Dort hat sich die installierte Nennleistung von insgesamt rund 83.000 MW am Jahresende 2010 bis zum Jahresende 2016 auf rund 152.000 MW ebenfalls nahezu verdoppelt, während sich die jährliche Stromproduktion aus Windenergie ausgehend von rund 148 TWh bis auf 297 TWh mehr als verdoppelte. Zum Vergleich: Die jährliche Stromerzeugung in diesen europäischen Ländern liegt heute auf einem Niveau von rund 3.200 TWh [20, 22]. Die Windenergie erreicht damit einen Anteil von rund 10 % an der Stromproduktion dieser Länder.

Im Bild 4 ist die jeweilige Ausnutzung der Windparks ausgewählter europäischer Länder als Bandbreite mit überlagerter Ausnutzung des deutschen Windparks dargestellt [20].

Es fällt auf, dass die Ausnutzung des Winddargebotes in vielen anderen europäischen Ländern signifikant höher ist als in Deutschland: Die Ausnutzung des deutschen Windparks beträgt im Zeitraum von 2000 bis 2016 durchschnittlich 1.526 Volllaststunden im Jahr.

Der irische Windpark erreicht mit 2.262 h/a eine um rund 48 % höhere Ausnutzung als der deutsche Windpark, gefolgt von Großbritannien, Norwegen und Dänemark (+45 %), Griechenland (+41 %), Spanien (+35 %) und Portugal (+33 %).

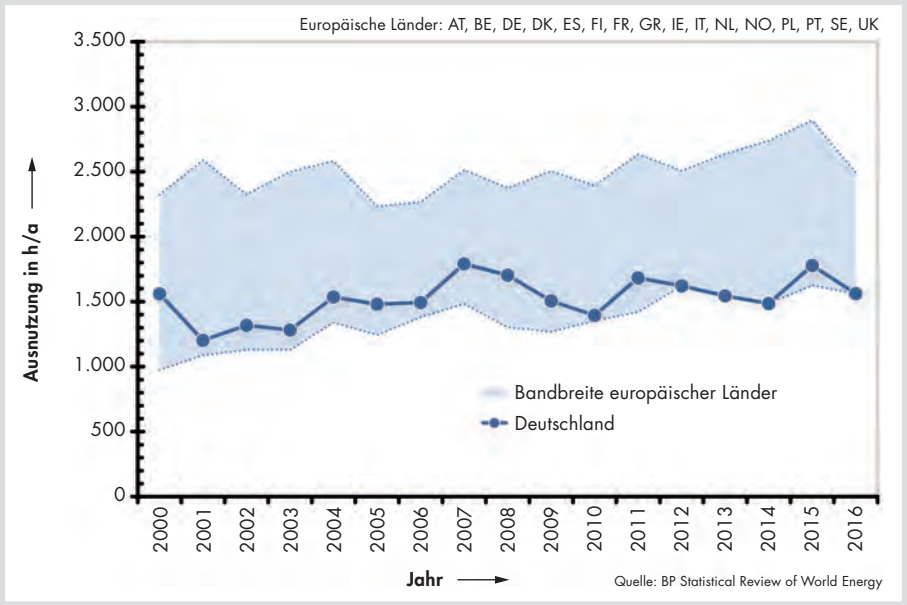


Bild 4. Effizienz der Windstromproduktion in Europa von 2000 bis 2016: Bandbreite der Ausnutzung in Europa und in Deutschland in Volllaststunden pro Jahr.

Weitere Länder Europas wie Finnland (+25 %), Schweden (+23 %), Niederlande (+21 %) und Polen (+17 %) sowie Österreich (+16 %) und Belgien (+10 %) erreichen im Durchschnitt ebenfalls eine höhere Ausnutzung ihrer Windparks als Deutschland, während die mittlere Ausnutzung des französischen Windparks (+4 %) und die des italienischen Windparks (+2 %) mit der Ausnutzung des deutschen Windparks vergleichbar sind.

Im Vorgriff auf den zweiten Teil der VGB-Windstudie 2017 [21] ist erwähnenswert, dass die aus den Zeitreihen für die aufsummierte elektrische Leistung aus Windenergie in den obigen europäischen Ländern für das Jahr 2016 abgeleiteten Minimalwerte (stündlich) und somit die permanent verfügbaren Leistungen gleichzeitig allesamt kleiner als 1,1 % der in diesen Ländern jeweils installierten Nennleistung waren. Demnach besteht aus Sicht der Versorgungssicherheit praktisch kein Unterschied zu Deutschland.

Hinsichtlich einer effizienten Nutzung des Winddargebotes in Europa ist Deutschland somit als Windstandort (onshore) nicht prädestiniert. Da in den letzten Jahrzehnten bereits viele windhöffige Standorte an Land für die Windenergie genutzt wurden, stehen in Deutschland heute weniger windhöffige Standorte für den weiteren Ausbau der Windenergie zur Verfügung.

Die Nennleistung des deutschen Windparks ist indes noch um ein Mehrfaches zu steigern, wenn das Ziel einer weitgehend auf regenerativen Energien basierenden Versorgung Deutschlands mit elektrischer Energie erreichbar bleiben soll. Dies könnte aktuelle Bestrebungen einiger Bundesländer erklären, den Bau von Windenergieanlagen zunehmend sogar in Wäldern, Naherholungs- und Naturschutzgebieten in Betracht zu ziehen und durch baurechtliche Veränderungen voranzutreiben, teilweise unter Vernachlässigung anerkannter Kriterien des Arten-, Umwelt- und Naturschutzes und unter Berufung auf eine zustimmende Mehrheit der Bevölkerung zur Umsetzung der Energiewende [23].

Auf dem Meer (Nord- und Ostsee) sind Winddargebot und Ausnutzung insgesamt besser und Standorte für einen Weiterausbau vorhanden. Im Gegensatz zu Deutschland erreichen viele andere europäische Länder mit ihren Windparks eine deutlich höhere Ausnutzung. Bei sachlicher Abwägung eines europäischen Windenergieausbaus und aus Gründen der Kosteneffizienz wären solche europäischen Standorte deutschen eigentlich vorzuziehen.

Da in den letzten Jahren in Deutschland verstärkt Offshore-Windenergieanlagen mit einer Ausnutzung von typischerweise mehr als 30 % ihren Betrieb aufgenommen haben, könnte sich der langjährige Mittelwert der Ausnutzung des deutschen Windparks beim weiteren Ausbau des Offshore-Windparks trotz der großen Hebelwirkung der bereits vorhandenen Onshore-Windenergieanlagen künftig erhöhen.

Hinsichtlich des Beitrags der Windenergie zur Versorgungssicherheit gibt insbesondere die Entwicklung der jährlichen Minima der Leistungszeitreihen gemäß Bild 2 Aufschluss: Diese Werte liegen seit 2010 erstaunlicherweise auf unverändert niedrigem Niveau von durchschnittlich 100 MW, obwohl sich die Nennleistung des deutschen Windparks zeitgleich fast verdoppelt hat.

Offenbar hat sich die intuitive Erwartung, dass der Minimalwert bei einem Ausbau deutschlandweit verteilter Windenergieanlagenstandorte nach dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ansteigt und der Ausbau der Windenergienutzung in zunehmendem Maße eine Substitution konventioneller Kraftwerksleistung ermöglicht,

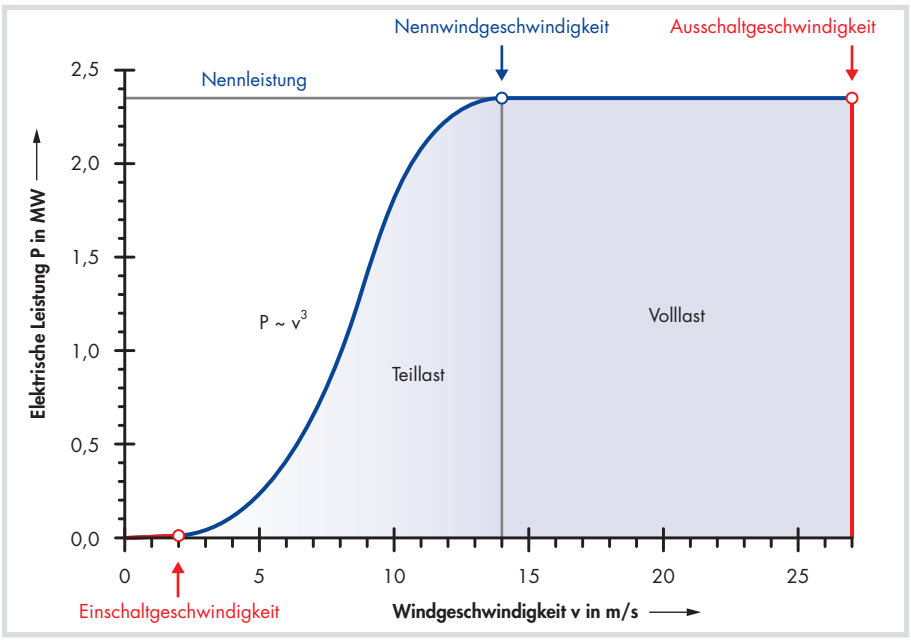


Bild 5. Typische Kennlinie einer modernen Windenergieanlage.

nicht erfüllt: Der Ausbau in den letzten sieben Jahren hat konventionelle Kraftwerksleistung von etwa 100 MW ersetzt. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 trat die Jahreshöchstlast am 24. November um 17:30 Uhr auf und betrug 78.200 MW [24].

Die permanent verfügbare (gesicherte) Leistung des deutschen Windparks lag damit immer deutlich unter einem Prozent seiner Nennleistung oder anders ausgedrückt: Im jedem Jahr gab es immer mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99 % der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100 % planbarer Backup-Leistung herrschte. Dies findet sich durchgängig auch in den Berichten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Leistungsbilanzen von 2012 bis 2016 wieder, die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland für den deutschen Windpark trotz des deutlichen Zubaus von einer Nichtverfügbarkeit von unverändert 99 % ausgehen [24].

Darüber hinaus finden sich im Leistungsbilanzbericht 2015 ergänzende Aussagen, dass für die Nachfrage (Last) in den Ländern Europas aufgrund der Gleichzeitigkeit ein positiver länderübergreifender Ausgleichseffekt zum kritischsten Zeitpunkt des Jahres nachweislich nicht sicher gegeben sei. Die übertragbare Leistung zwischen einzelnen Ländern sei nicht beliebig hoch und sinke an manchen Grenzen mit steigender Last oder hoher Windstromeinspeisung.

Vor dem Hintergrund des heute schon erreichten hohen Ausbauniveaus ist Windenergie allein nicht für eine zuverlässige Grundversorgung Deutschlands mit Elektrizität geeignet und immer auf Komplementärtechnologien angewiesen, die im Bedarfsfall kurzfristig als Backup einspringen können müssen („Feuerwehrfunktion“).

Eine technische Ursache für das seit Jahren unverändert niedrige Niveau der Minimalwerte der elektrischen Leistungsabgabe könnte die Schwachlastfähigkeit heutiger auf maximale Energieausbeute ausgelegter Windenergieanlagen sein (Bild 5): Deren Rotoren nehmen erst bei Windgeschwindigkeiten von ca. 2 bis 4 m/s Fahrt auf (Einschaltgeschwindigkeit).

Die Leistungsabgabe bei kleinen Windgeschwindigkeiten ist außerdem nicht proportional zur installierten Nennleistung. Im Teillastbereich steigt die Leistungsabgabe einer modernen Windenergieanlage annähernd proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an. Bei verdoppelter Windgeschwindigkeit verachtfacht sich die Leistung und bei halbierter Windgeschwindigkeit fällt sie auf ein Achtel des vorherigen Wertes zurück.

Mit dem Erreichen und Überschreiten der Nennwindgeschwindigkeit liefert die Anlage dann solange ihre installierte Nennleistung auf konstantem Niveau, bis die Ausschaltgeschwindigkeit erreicht wird.

Neben dieser technischen Ursache für das niedrige Niveau der Minimalwerte dürften auch Aspekte der Energiemeteorologie eine Rolle spielen. Die Energiemeteorologie widmet sich unter anderem der Beschreibung und Modellierung der raumzeitlichen Charakteristik und statistischen Verteilung von Windfeldern. Vor diesem Hintergrund kommen auch statistische Betrachtungen für eine Erklärung der Minimalwerte in Frage: Ein Blick auf die Häufigkeitsverteilung bzw. Wahrscheinlichkeitsdichte [20)] der Leistung des deutschen Windparks im Jahr 2016 (Bild 6) belegt, dass keine Normalverteilung vorliegt und geringe Leistungen offensichtlich wesentlich häufiger auftreten als hohe Leistungen.

Bei der statistischen Bewertung von Zufallsvariablen (hier: viertelstündliche Leistungswerte) spielen der arithmetische Mittelwert μ (Erwartungswert) und die Standardabweichung σ als Maß für die Breite der Häufigkeitsverteilung der betrachteten Zufallszahlen eine Rolle.

Aus der Leistungszeitreihe des deutschen Windparks im Jahr 2016 (Viertelstundenwerte) ergeben sich ein arithmetischer Mittelwert von 8.769 MW und eine Standardabweichung von 6.854 MW. Aus der Häufigkeitsverteilung der elektrischen Leistung des deutschen Windparks für das Jahr 2016 (Bild 6) lassen sich kumulierte Eintrittswahrscheinlichkeiten von 60 % für Leistungen unterhalb des Mittelwertes ableiten und von 40 % für Leistungen oberhalb des Mittelwertes. Darüber hinaus be-

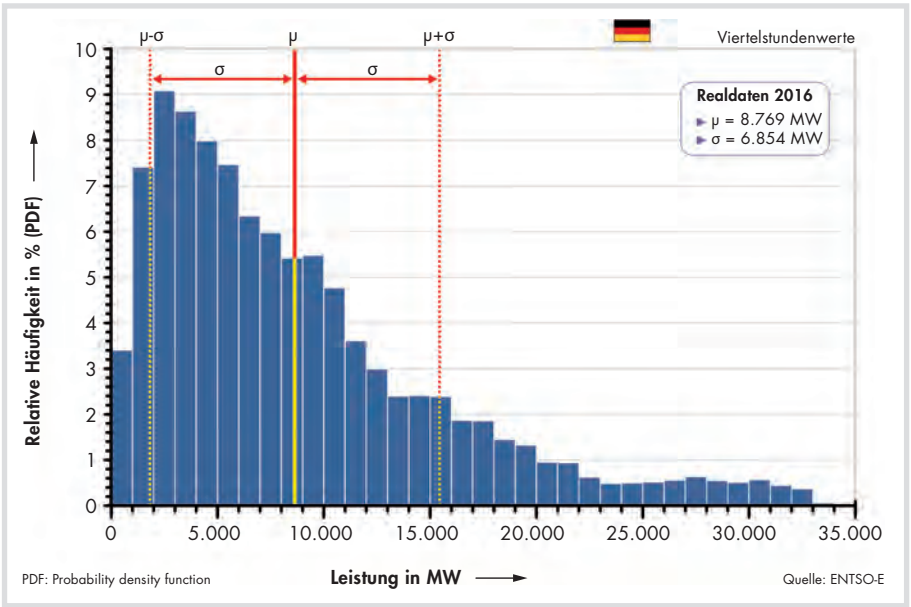


Bild 6. Häufigkeitsverteilung der Leistung des deutschen Windparks im Jahr 2016.

[20] Probability density function

trägt die kumulierte Eintrittswahrscheinlichkeit für Leistungen von 0 bis 2.000 MW, entsprechend einer Abweichung um eine Standardabweichung vom Mittelwert nach unten (μ – σ) oder weniger, rund 10 % aller Viertelstundenwerte des Jahres 2016. Umgerechnet entspricht dies einer kumulierten Dauer von etwa 37 Tagen.

Zusammengefasst ist somit festzustellen: Elektrische Leistungen nahe Null werden schon bei geringen Abweichungen vom arithmetischen Mittelwert nach unten von einer Standardabweichung erreicht und sind im Mittel dreimal monatlich zu erwarten.

Im Bild 7 ist der Verlauf der arithmetischen Mittelwerte der Leistungseinspeisungen des deutschen Windparks für die Jahre 2010 bis 2016 mit jeweils einer Standardabweichung vom Mittelwert nach oben und unten zur Verdeutlichung der obigen Aussagen dargestellt.

Ferner ist im Bild 7 neben einem repräsentativen Verlauf der Normalverteilung der aus den Realdaten abgeleitete Verlauf der Häufigkeitsverteilung der Leistungseinspeisungen aus dem Windpark abgebildet. Aus dieser Darstellung ist die relativ hohe Wahrscheinlichkeit für Minimalwerte der Leistung nahe Null ersichtlich: Der arithmetische Mittelwert und die Standardabweichung sind in allen betrachteten Jahren etwa gleich groß, so dass das als Variationskoeffizient bezeichnete Verhältnis von Standardabweichung zum Mittelwert, ein dimensionsloses Maß für die Streuung, immer Werte nahe Eins annimmt.

Analysen zur Häufigkeit von Schwachwindphasen im Auswertezeitraum im Rahmen dieser Studie belegen, dass seit dem Jahr 2010 in Deutschland rund 160 Fünftagesphasen mit Leistungen des Windparks von weniger als 5.000 MW aufgetreten sind. Darüber hinaus gab es in jedem Jahr seit 2010 zusammenhängende zehn- bis 14-tägige Schwachwindphasen.

Bei einem täglichen Strombedarf von durchschnittlich 1,5 TWh in Deutschland wären somit ohne heutigen konventionellen Kraftwerkspark Backup-Systeme vorzuhalten, die jederzeit über ein abrufbares Arbeitsvolumen von 10 bis 15 TWh und eine Durchschnittsleistung von bis zu etwa 50.000 MW verfügen müssten (Schwankungsbreite: ca. 30.000 bis 70.000 MW).

Darüber hinaus sind hierzulande regelmäßig drei- bis vierwöchige Schwachwindphasen mit Windparkleistungen unterhalb der 5.000-MW-Marke aufgetreten, zum Beispiel im Juni 2010, im November 2011, im August 2012, im Juli 2014 und im Juni 2016.

Bei Berücksichtigung dieser nicht seltenen Windbedingungen müsste das Backup-System sogar über Arbeitsvolumina von 30 bis 40 TWh und eine Leistung von durchschnittlich bis zu etwa 50.000 MW auf Abruf sicher erbringen können.

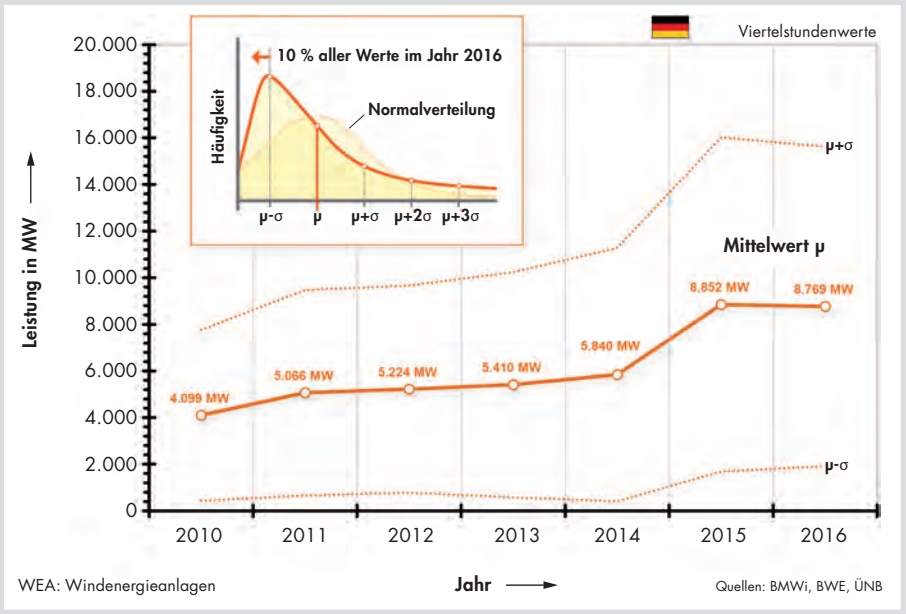


Bild 7. Arithmetischer Mittelwert der Leistung des deutschen Windparks von 2010 bis 2016 inklusive jeweils einer Standardabweichung vom Mittelwert noch oben und unten.

Als abschließendes Beispiel für Deutschland soll hier der Monat Dezember 2016 dienen, in dem der Windpark über eine Nennleistung von rund 50.000 MW verfügte (Bild 8), während die Verbraucherlast tageszeitlich und wöchentlich in einem Bereich von ungefähr 40.000 bis etwas mehr als 70.000 MW variierte.

Aus der Zeitreihe des Jahres 2016 (Stundenwerte) für die Last P_L in Deutschland ergibt sich ein Durchschnittswert von 54.769 MW und eine aufaddierte Jahresenergie von 481 TWh.

Laut Definition des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E lässt sich diese Last ausgehend von der Bruttostromerzeugung errechnen, wenn sukzessive der Kraftwerkseigenbedarf, das Saldo aus Stromimporten und Stromexporten und die Leistung für den Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken (Pumparbeit) abgezogen werden.

Aus statistischen Daten des Jahres 2016 für Deutschland ergibt sich bei Berücksichtigung der obigen Berechnungsvorschrift das folgende Ergebnis: Ausgehend von der letztjährigen Bruttostromerzeugung (rund 648 TWh) sind der elektrische Eigenbedarf der Kraftwerke (36 TWh), das Import-Export-Saldo (54 TWh) und die Pumparbeit (8 TWh) abzuziehen. Vom resultierenden Gesamtstromverbrauch (550 TWh), der noch Netzverluste beinhaltet, sind die hierzulande nicht von den Übertragungsnetzbetreibern erfassten Beiträge aus der Eigenerzeugung der Bahn, aus industrieeigenen Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung, aus kleinen Blockheizkraftwerken und aus regenerativen Kleinanlagen (Eigenverbrauch) abzuziehen (zusammen

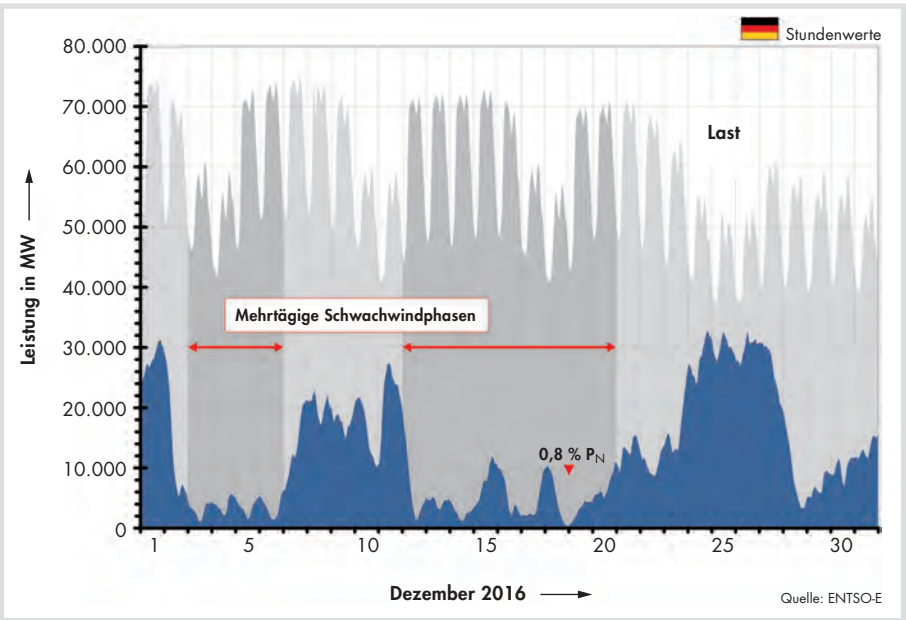


Bild 8. Verbraucherlast und Windstromproduktion in Deutschland im Dezember 2016.

etwa 62 TWh), so dass ein Gesamtstromverbrauch von 488 TWh resultiert. Dieser Wert weicht lediglich um 2 % vom Integral der ENTSO-E-Zeitreihe ab. Diese Abweichung ist mit Blick auf die Unsicherheiten der Datenerfassung erklärlich, die Größenordnung der Last erscheint somit als plausibel.

Im Dezember 2016 traten zwei Schwachwindphasen mit Leistungen des Windparks von durchschnittlich weniger als etwa 5.000 MW auf: eine vom 3. bis 6. Dezember 2016 (viertägig) und eine vom 12. bis 20. Dezember 2016 (neuntägig). In der Nacht vom 18. auf den 19. Dezember sank die eingespeiste elektrische Summenleistung des Windparks auf einen Minimalwert von 0,8 % der Nennleistung P_N ab. Dies bestätigt den bisherigen Ansatz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, im Sinne der Kriterien Versorgungssicherheit und Netzstabilität bei Betrachtungen zur Jahreshöchstlast von einer Nichtverfügbarkeit des Windparks von 99 % auszugehen.

In der ersten Schwachwindphase war aus Windenergie vier Tage lang eine Leistung von durchschnittlich 3.347 MW verfügbar, die sich zur einer elektrischen Arbeit von 0,3 TWh aufaddierte, während die Residuallast, das heißt die Differenz aus der Nachfrage und der Windstromproduktion, im Mittel 54.763 MW betrug (Arbeit: 5,3 TWh).

In der zweiten Schwachwindphase lieferte die Windenergie über neun Tage eine Leistung von durchschnittlich 5.126 MW (Arbeit: 1,1 TWh). Die Residuallast lag in dieser Zeit bei durchschnittlich 54.713 MW (Arbeit: 11,8 TWh).

Dieses Beispiel zeigt, dass die Herausforderungen der Energiewende beim angestrebten künftig verstärkten Ausbau intermittierender regenerativer Energiesysteme (iRES) groß sind, insbesondere in Wintermonaten mit geringen bis verschwindend geringen Beiträgen aus Photovoltaik (spätnachmittags).

In Fällen, in denen Windenergie und Photovoltaik gleichzeitig ausfallen („Dunkelflaute"), müssen andere Kraftwerkssysteme als Backup einspringen und zu 100 % verfügbar sein.

Zusammenfassung und Ausblick

Unter den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen, die vor dem Hintergrund der internationalen Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands auf einen Verzicht jahrzehntelang bewährter Kraftwerkstechnik und eine weitgehende Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien abzielen, verbleiben hierzulande für die angestrebte Energiewende kurz- und mittelfristig praktisch nur Solarenergie (Photovoltaik) und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien.

Die Ergebnisse der Auswertungen und Analysen zur Entwicklung und Betriebscharakteristik des deutschen Windparks im Zeitraum von 2010 bis 2016 haben gezeigt, dass sich die installierte Nennleistung des Windparks im Betrachtungszeitraum auf rund 50.000 MW verdoppelt hat. Die jährliche Windstromproduktion erhöhte sich zeitgleich auf 77 TWh und hat sich damit sogar mehr als verdoppelt.

Trotz des deutschlandweiten Windparkzubaus und entgegen der intuitiven Vermutung, dass eine weiträumige Verteilung von Standorten zur Windenergienutzung zum Ausgleich oder zu einer Glättung der elektrischen Summenleistung aller Windenergieanlagen führen sollte, ist seit dem Jahr 2010 kein Anstieg der jährlichen Minimalwerte (viertelstündlich bis stündlich erfasste Leistungseinspeisedaten) zu erkennen. Diese betrugen auch im Jahr 2016 unverändert weniger als 150 MW oder 1 % der kumulierten installierten Nennleistung des deutschen Windparks.

Aus Sicht der Versorgungssicherheit hat die Windenergie in Deutschland damit bisher konventionelle Kraftwerksleistung von maximal 150 MW ersetzt. Zum Vergleich: Für die Stabilität des Stromnetzes wird hierzulande zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die meist spätnachmittags an einem Tag im Zeitraum von November bis Februar auftreten kann und vorab unbekannt ist, eine Kraftwerkskapazität von etwa 77.000 bis 82.000 MW benötigt.

Die permanent verfügbare (gesicherte) elektrische Leistung des deutschen Windparks lag damit immer deutlich unter einem Prozent der installierten Nennleistung oder anders ausgedrückt: Im jedem Jahr gab es immer mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99 % der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100 % planbarer Backup-Leistung herrschte. Diese Aussagen gelten auch für die Offshore-Windenergie.

Für diese unverändert niedrigen Minimalwerte lassen sich mit der Schwachlastfähigkeit der bislang auf maximale Energieausbeute (EEG-Förderung) ausgelegten Windenergieanlagen technische Gründe anführen. Daneben spielen meteorologische Aspekte und die starke raumzeitliche Variation der Windenergie aufgrund der Windgeschwindigkeitsfluktuationen eine Rolle. Die Windstromproduktion ist durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt. Die für Deutschland resultierende Summenleistung ist hoch volatil und außerdem nicht normalverteilt. Aus den Variationskoeffizienten der betrachteten sieben Zeitreihen der Windstromproduktion von 2010 bis 2016, die alle Werte von nahe Eins erreichen und auf hohe Volatilität bzw. Streuung hinweisen, ergibt sich zudem eine hohe Wahrscheinlichkeit für niedrige Summenleistungen.

Begleitende Auswertungen zur Häufigkeit von Schwachwindphasen im Zeitraum von 2010 bis 2016 haben ergeben, dass in diesem Zeitraum insgesamt rund 160 Fünftagesphasen mit Leistungen des Windparks von weniger als etwa 5.000 MW auftraten und es in jedem Jahr zusammenhängende zehn- bis 14-tägige Schwachwindphasen gab. Bei einem täglichen Strombedarf von durchschnittlich 1,5 TWh in Deutschland wären ohne die konventionellen Kraftwerke Backup-Systeme vorzuhalten, die über ein jederzeit abrufbares Arbeitsvolumen im mittleren zweistelligen TWh-Bereich verfügen müssten.

Im zweiten Teil der Studie wird vor dem Hintergrund der bisherigen Erkenntnisse die Frage im Vordergrund stehen, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind" ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Danksagung

Die Autoren danken Professor Dr. Dr. h.c. mult. Friedrich Wagner vom Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Greifswald für wertvolle Anregungen und Diskussionsbeiträge zu dieser Veröffentlichung.

Literatur

[1] Sinn, H.-W.: *Buffering Volatility: A Study on the Limits of Germany's Energy Revolution. Center for Economic Studies (CES), Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich (IFO)*, CESIFO Working Paper No. 5950, May 2017. www.cesifo-group.de/DocDL/cesifo1_wp5950.pdf

[2] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): www.ag-energiebilanzen.de, Februar 2017

[3] Pütter, H.: *Power-to-Gas, Baustein oder Stolperstein der deutschen Energiewende?* Vortrag zur Vortragsreihe „Technik, Umwelt, Klima", Schwerpunkt „Deutschland unter Strom, Herausforderung Elektroenergie" vom 18. November 2014, Alfried Krupp Wissenschaftskolleg Greifswald.

[4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken.* Energie-Info vom 18. Februar 2016. www.bdew.de

[5] Wagner, F.: *Surplus from and storage of electricity generated by intermittent sources.* European Physical Journal Plus (2016) 131: 445. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2016-16445-3

[6] Wagner, F.: *Considerations for an EU-wide use of renewable energies for electricity generation*. Eur. Phys. J. Plus (2014) 129: 219. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2014-14219-7

[7] Wagner, F.: *Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012*. Eur. Phys. J. Plus (2014) 129: 20. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2014-14020-8

[8] Wagner, F.: *Features of an electricity supply system based on variable input*. EPJ Web of Conferences 54, 01009 (2013). www.epj-cvonferences.org, DOI: 10.1051/epjconf/20135401009

[9] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Zeitenwende bei der Strom-Versorgungssicherheit*. Newsletter vom 16. Juni 2015, www.bmwi-energiewende.de

[10] Ahlborn, D.: *Glättung der Windeinspeisung durch Ausbau der Windkraft?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jahrgang (2015), Heft 12, Seiten 37-39.

[11] *ENTSO-E Transparency Platform*, https://transparency.entsoe.eu

[12] 50 Hertz, www.50hertz.com

[13] Amprion, www.amprion.net

[14] Tennet TSO, www.tennet.eu

[15] Transnet BW, www.transnetbw.de

[16] EEX Transparency, www.eex-transparency.com

[17] BMWi-Gesamtausgabe der Energiedaten, www.bmwi.de

[18] *BMWi-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2016*, www.erneuerbare-energien.de

[19] Bundesverband Windenergie (BWE), www.wind-energie.de

[20] *BP Statistical Review of World Energy 2017* – data workbook: www.bp.com

[21] Linnemann, Th.; Vallana, G.S.: *Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität, Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2016*, geplante Veröffentlichung.

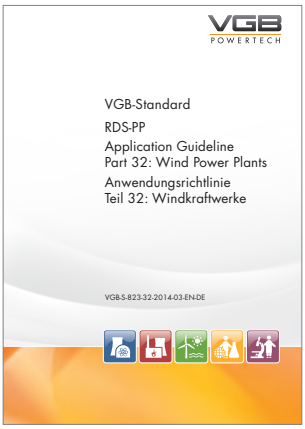
[22] Pineda, I.; Tardieu, P.: Wind in power. *2016 European statistics*. WindEurope, Brussels, Belgium, https://windeurope.org

[23] www.vernunftkraft.de

[24] *Berichte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Leistungsbilanzen 2012 bis 2016*. https://www.amprion.net/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz

VGB-Standard

RDS-PP®
Application Guideline – Part 32: Wind Power Plants
Anwendungsrichtlinie – Teil 32: Windkraftwerke



Ausgabe/Edition 2014 – VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE
DIN A4, 314 Seiten, Preis (Grundwerk): VGB-Mitglieder* 280,– €, Nichtmitglieder 375,– € + Versandkosten und MwSt.
DIN A4, 314 pages, price (Basis edition): VGB members* € 280.–, Non members € 375.– + shipping, handling and VAT

Das VGB REFERENCE DESIGNATION SYSTEM FOR POWER PLANTS | RDS-PP®

Das Reference Designation System for Power Plants, kurz RDS-PP®, ist das bei VGB PowerTech entwickelte international normenkonforme Kennzeichensystem für alle Arten von Anlagen zur Stromerzeugung.

Diese RDS-PP® Anwendungsrichtlinie für Windkraftwerke wurde von einer Projektgruppe des Arbeitskreises „Anlagenkennzeichnung und Dokumentation" in enger Zusammenarbeit mit Herstellern, Betreibern, Forschungseinrichtungen und Instandhaltern aus der Windbranche erarbeitet.

Die Anpassung der Anwendungserläuterung ist auf Grund von Marktanforderungen, technischen Weiterentwicklungen in der Windenergiebranche sowie Anpassungen an internationale Normen, insbesondere IEC 81346-2 von 2009, erforderlich geworden. In den jeweiligen Abschnitten sind die wesentlichen Abweichungen zur ersten Ausgabe dieser Richtlinie (Rev. 0) dargestellt.

Der VGB-Standard VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE ersetzt die Publikation VGB-B 116 D2. Für Bestandssysteme verbleibt die VGB-B 116 D2 weiterhin im Lieferangebot.

Für die Anwendung des VGB-Standards VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE werden neben dem Grundwerk als Print- und eBook-Version auch geeignete Pakete mit weitergehenden Nutzungsrechten angeboten.

VGB-Publikationen zum RDS-PP®

VGB PowerTech bietet zum RDS-PP® die folgenden Publikationen in deutscher und englischer Sprache an:

» Neuerscheinung: VGB-S-821-00-2016-06-DE: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme Systemschlüssel), 2017, Hardcover ISBN: 978-3-86875-943-3, Ringordner ISBN: 978-3-86875-972-3, eBook ISBN: 978-3-86875-944-0 (auch in Englisch lieferbar)

» VGB-B 101: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme (Systemschlüssel), 2011, (für Bestandssysteme weiterhin lieferbar)

» VGB-B 102: RDS-PP® – Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke, Kennbuchstaben für Grundfunktionen und Produktklassen, 2012, ISBN: 978-3-86875-352-3

» VGB-S-823-01: (in Vorbereitung) RDS-PP® Application Guideline, Part 01: Power Plants General
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 01: Kraftwerke allgemein

» VGB-S-823-31: (in Vorbereitung) RDS-PP® Application Guideline, Part 31: Hydro Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 31: Wasserkraftwerke

» VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE: RDS-PP® Application Guideline, Part 32: Wind Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 32: Windkraftwerke
2014, ISBN: 978-3-86875-693-7

* Für Ordentliche Mitglieder des VGB ist der Bezug von eBooks im Mitgliedsbeitrag enthalten.

VGB PowerTech Service GmbH
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften
Deilbachtal 173 | 45257 Essen | P.O. Box 10 39 32 | Germany
Fon: +49 201 8128-200 | Fax: +49 201 8128-302 | E-Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop

Download @ https://bit.ly/2CWEHut (Studienteil 1)
Download @ https://bit.ly/2D1c3Ir (Studienteil 2)

VGB POWERTECH

VGB PowerTech e.V.
Deilbachtal 173
45257 Essen | Germany

Tel: +49 201 8128–200
Fax: +49 201 8128–302
www.vgb.org | pr@vgb.org

VGB-Studie

Windenergie in Deutschland und Europa. Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2017

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Erschienen in VGB POWERTECH 10 (2018)

Windenergie in Deutschland und Europa

Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität

Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2017

Thomas Linnemann und Guido S. Vallana

Abstract

Wind Energy in Germany and Europe
Status, potentials and challenges for baseload application

Part 2: European situation in 2017

In Germany the installed nominal capacity of all wind turbines has increased twelvefold over the last 18 years to 56,000 megawatts today. In comparison to this, peak load amounts to about 84,000 megawatts. Together with 17 other European countries, the nominal capacity rose by eighteen times to nearly 170,000 megawatts. Therefore Germany hosts still today one third of every European wind power nominal megawatt.

One essential physical property of wind energy is its large spatiotemporal variation due to wind speed fluctuations. From a meteorological point of view, the electrical power output of wind turbines is determined by weather conditions with typical correlation lengths of several hundred kilometres. As a result, the total wind fleet output of 18 European countries extending over several thousand kilometres in north-south and east-west direction is highly volatile and exhibits a strong intermittent character. An intuitively expectable significant smoothing of this wind fleet output to an amount, which would allow a reduction of backup power plant capacity, however, does not occur. In contrast, a highly intermittent wind fleet power output showing significant peaks and minima is observed not only for a single country, but also for the whole of the 18 European countries. Between 2015 and 2017 the European wind fleet's power utilization factor resulted in annual mean values between 22 % to 24 % and continuously available (secured) annual minima between theoretically 4 % and 5 % of its nameplate capacity despite tens of thousands of wind turbines distributed throughout Europe. Wind energy therefore requires a practically 100 % backup as long as the wind fleet's nameplate capacity has not exceeded the cumulative load of these 18 countries considered, plus reserves. As the, also combined, capacities of all known storage technologies are and increasingly will be insignificant in comparison to the required demand, backup must be provided by conventional power plants, with their business cases fundamentally being impaired in the absence of capacity markets.

Autoren

Dipl.-Ing. Thomas Linnemann
Dipl.-Phys. Guido S. Vallana
VGB PowerTech e.V.
Essen, Deutschland

Die installierte Nennleistung sämtlicher Windenergieanlagen in Deutschland hat sich in den letzten 18 Jahren, von Anfang 2000 bis Ende 2017, auf rund 56.000 Megawatt (MW) mehr als verzwölffacht.

Die Jahreshöchstlast liegt im Vergleich dazu aktuell bei etwa 84.000 MW.

Zusammen mit 17 weiteren europäischen Ländern erhöhte sich die kumulierte installierte Nennleistung sämtlicher Windenergieanlagen zeitgleich um etwa das 18-Fache auf nahezu 170.000 MW. Damit verfügt allein Deutschland über ein Drittel der europaweit installierten Windenergieanlagenleistung.

Eine wesentliche physikalische Eigenschaft der Windenergie ist ihre starke raumzeitliche Variation aufgrund der Fluktuationen der Windgeschwindigkeit.

Meteorologisch betrachtet wird die aus Windenergieanlagen eingespeiste elektrische Leistung durch Wetterlagen mit typischen Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern bestimmt.

Im Ergebnis ist die aufsummierte eingespeiste Leistung der europaweit über mehrere tausend Kilometer sowohl in Nord-Süd- als auch Ost-West-Richtung verteilten Windenergieanlagen hoch volatil, gekennzeichnet durch ein breites Leistungsspektrum.

Die intuitive Erwartung einer deutlichen Glättung der Gesamtleistung in einem Maße, das einen Verzicht auf Backup-Kraftwerksleistung ermöglichen würde, tritt allerdings nicht ein. Das Gegenteil ist der Fall, nicht nur für ein einzelnes Land, sondern auch für die große Leistungsspitzen und -minima zeigende Summenzeitreihe der Windstromproduktion 18 europäischer Länder.

Für die Jahre 2015 bis 2017 weisen diese Summenzeitreihen Jahresmittelwerte zwischen 22 und 24 % der Nennleistung auf. Die Jahresminimalleistungen (Stundenwerte) erreichen trotz europaweit verteilter Windparkstandorte rechnerisch 4 bis 5 % der in den betrachteten 18 europäischen Ländern insgesamt installierten Nennleistung.

Windenergie trägt damit praktisch nicht zur Versorgungssicherheit bei und erfordert planbare Backup-Systeme nach heutigem Stand der Technik von fast 100 % der Nennleistung des „europäischen Windparks“, solange dessen Nennleistung die kumulierte Jahreshöchstlast der betreffenden Länder zuzüglich Reserven noch nicht überschritten hat.

Die VGB-Geschäftsstelle ist Fragen zur Windenergienutzung in Deutschland und 17 europäischen Ländern nachgegangen und hat im Rahmen eines VGB-Faktenchecks Plausibilitätsbetrachtungen durchgeführt.

Die Betrachtungen beruhen auf frei zugänglichen Realdaten zur elektrischen Leistungseinspeisung aus Windenergie für 18 Länder einschließlich Deutschland, veröffentlicht durch die nationalen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Internet.

Die VGB-Windstudie 2017 besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil [1] geht es um langjährige Entwicklungen in Deutschland von 2010 bis 2016, während der zweite Teil die Windstromproduktion in 18 europäischen Ländern einschließlich Deutschland im Jahr 2017 beleuchtet und insbesondere der Frage nachgeht, ob im europäischen Stromnetzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Einleitung

Windenergie ist ein Eckpfeiler des hierzulande als Energiewende bezeichneten Umbaus der Stromversorgung zu einem regenerativen System. Sie ist skalierbar, kann jedoch als intermittierende regenerative Energie immer nur ergänzend im Verbund mit planbaren, steuerbar und somit bedarfsgerecht regelfähigen Backup-Systemen zuverlässig (gesichert) rund um die Uhr elektrische Leistung liefern, wie Auswertungen der Betriebserfahrungen in Deutschland von 2010 bis 2016 im ersten Teil der VGB-Windstudie [1] gezeigt haben. Dort heißt es unter anderem: Trotz

des forcierten Ausbaus der Windenergienutzung an Land (onshore) und auf dem Meer (offshore) auf gut 50.000 MW am Jahresende 2016, von denen etwa 92 % auf Onshore-Windenergie und 8 % auf Offshore-Windenergie entfielen, und entgegen der intuitiven Vermutung, dass eine weiträumige Verteilung von etwa 28.000 Windenergieanlagen („deutscher Windpark“) eine Vergleichmäßigung der Summenleistung bewirken sollte, ist seit dem Jahr 2010 kein Anstieg der Jahresminimalwerte erkennbar – alle waren kleiner als 1 % der Nennleistung.

Die jährlichen Minimalwerte, hier auf der Basis viertelstündlicher bis stündlicher Leistungsdaten ermittelt, spiegeln die permanent verfügbare (gesicherte) elektrische Summenleistung des deutschen Windparks wider, um die konventionelle Kraftwerksleistung dauerhaft vermindert werden könnte. Oder anders ausgedrückt: Von 2010 bis 2016 gab es in jedem Jahr mindestens eine Viertelstunde, in der mehr als 99 % der Nennleistung des deutschen Windparks nicht verfügbar waren und praktisch ein Bedarf an 100 % planbarer Backup-Leistung herrschte, obwohl sich dessen Nennleistung zeitgleich fast verdoppelte. Die intuitive Erwartung einer Glättung der Windstromproduktion in einem Maße, das einen Verzicht auf planbare Backup-Leistung ermöglichen würde, hat sich damit nicht erfüllt.

Planbare Backup-Leistung wird benötigt, um die zeitlich stark schwankenden Leistungseinspeisungen aus Windenergieanlagen im Verbund mit anderen Kraftwerken ins Stromnetz und den Abruf elektrischer Leistung durch Verbraucher aus dem Stromnetz permanent in einem stabilen Gleichgewicht zu halten (Frequenzregelung).

Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität sind außerdem Systemdienstleistungen notwendig, zum Beispiel Primärregelleistung oder große rotierende Schwungmassen, um weiträumig schwingende Abweichungen der Frequenz (Netzpendelungen) zu begrenzen – Eigenschaften, über die konventionelle Kraftwerke mit ihren Turbogeneratoren per se verfügen [2], die bei einer weitestgehend regenerativen Stromversorgung auf Basis von Wind- und Solarenergie (Photovoltaik) jedoch gesondert als zusätzliche Systemdienstleistungen bereitzustellen sind.

Hinzu kommt die durch Leistungseinspeisungen regenerativer Energiesysteme zunehmend erforderliche Blindleistungskompensation, um regionale Schieflagen des europäischen Hochspannungsdrehstromsystems auszugleichen.

Für die Stabilität des Stromnetzes wird hierzulande zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die üblicherweise im Zeitraum von November bis Februar zwischen 17:30 Uhr und 19:30 Uhr auftritt und nie vorab bekannt ist, eine gesicherte Kraftwerksleistung inklusive der Kraftwerksleistung für Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft von derzeit etwa 84.000 MW benötigt [3]. Wird die Windenergienutzung gemäß den Zielvorgaben der Bundesregierung weiter ausgebaut, so dürfte die Nennleistung allein des deutschen Windparks in einigen Jahren diese gesicherte Kraftwerksleistung überschreiten. Ab diesem Zeitpunkt wäre die vorzuhaltende planbare Backup-Leistung etwa auf das Niveau der gesicherten Kraftwerksleistung zu deckeln. Dafür wäre die gesamte vorhandene gesicherte Kraftwerksleistung auf Basis von Braun- und Steinkohle, Kernenergie, Gas, Wasserkraft und Biomasse einzusetzen.

Solarenergie (Photovoltaik) als weiterer skalierbarer, politisch auserkorener Eckpfeiler der Energiewende ist in den für die Jahreshöchstlast relevanten Jahres- und Tageszeiten und ganzjährig nachts übrigens immer zu 100 % unverfügbar und kann zur gesicherten Kraftwerksleistung daher per se nichts beitragen [3].

Zum Jahresende 2017 waren deutschlandweit nahezu 1,7 Millionen Photovoltaikanlagen mit rund 42.400 MW Nennleistung (Peak) installiert, die ganzjährig 40 TWh elektrischer Energie lieferten [4]. Dies entsprach einer durchschnittlichen Ausnutzung von 11 %.

Der Nettostromverbrauch betrug im Vergleich dazu rund 540 TWh. Darin sind das Saldo aus Stromimporten und Stromexporten von knapp 55 TWh [5], der Kraftwerkseigenbedarf von rund 34 TWh [6] und Netzverluste über alle Spannungsebenen von etwa 26 TWh [7] nicht mit enthalten. Somit leistete die Photovoltaik einen Beitrag von 7,4 % zur Deckung des inländischen Nettostromverbrauchs.

Analysen mehrjähriger viertelstündlicher Zeitreihen der Wind- und Solarstromproduktion in Deutschland, auf eine Nennleistung von durchschnittlich 330.000 MW hochgerechnet, um 500 TWh Strom aus diesen zwei intermittierenden regenerativen Energiesystemen (iRES) pro Jahr zu erhalten, lassen einen weiterhin hohen Bedarf an planbarer Backup-Leistung von 89 % der Jahreshöchstlast erwarten [8, 9]. Von dieser iRES-Nennleistung würden durchschnittlich 51 % auf Onshore-Windenergie entfallen, 14 % auf Offshore-Windenergie und 36 % auf Photovoltaik. Die Jahrliefermenge von 500 TWh entspräche dem inländischen Nettostromverbrauch zuzüglich der Netzverluste, abzüglich planbarer regenerativer Energiesysteme auf Basis von Lauf- und Speicherwasser, Biomasse und Geothermie.

Die unter diesen Bedingungen eingesparte Backup-Leistung von 11 % der Jahreshöchstlast ist im Wesentlichen der regelmäßigen nächtlichen Lastabsenkung geschuldet, denn mit Photovoltaik sind tagsüber selten hohe Backup-Leistungen erforderlich. So entfielen beispielsweise in den Jahren 2015 bis 2017 durchschnittlich 13 % der Jahresstunden, in denen iRES-Leistungen von weniger als 10 % der iRES-Nennleistung auftraten, auf Tageszeiten zwischen 8:00 Uhr und 16:00 Uhr.

Da mit etwa 130 TWh etwas mehr als ein Viertel der iRES-Jahresstromproduktion in Zeiten geringer Nachfrage (Überschuss) anfallen würde und deswegen nicht direkt nutzbar wäre, müsste das planbare Backup-System das Äquivalent dieser iRES-Überschüsse bei einer sehr geringen Ausnutzung von maximal 20 % zeitversetzt bereitstellen.

Von einem auf das andere Jahr wären außerdem wetterbedingte Schwankungen der iRES-Jahresstromproduktion von mindestens ±15 % einzukalkulieren [8], mit Rückwirkungen auf die Backup-Leistung bei weiterhin angestrebt hohem Versorgungssicherheitsniveau.

Die Zuverlässigkeit des deutschen Stromnetzes ist laut Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik des VDE-Forums Netztechnik/Netzbetrieb [10] nach wie vor außerordentlich hoch. Dies belege zum Beispiel die Unterbrechungsdauer von 11,5 Minuten pro Stromkunde im Jahr 2016. Auf dieser Basis habe das Versorgungssicherheitsniveau der Letztverbraucher in Deutschland durchschnittlich 99,998 % betragen.

Die Ergebnisse der zuvor genannten Analysen hochgerechnet iRES-Stromproduktionsdaten basieren auf einer optimal ausbalancierten Mischung von Windenergie und Photovoltaik bei einem iRES-Deckungsgrad von 100 % am Nettojahresstromverbrauch von 500 TWh, bei der die vom Backup-System bereitzustellende Jahresenergie minimal wird. Unter diesen Bedingungen hätte das Backup-System mit 130 TWh etwas mehr als ein Viertel der Inlandsjahresnachfrage zu decken, Photovoltaik etwa ein Fünftel, Windenergie den Rest.

Bei verlustfreier Energiespeicherung mit einer unbeschränkten Leistungsaufnahme sowie einer auf neun Zehntel der Jahreshöchstlast gedeckelten Leistungsabgabe würden die iRES-Produktionsüberschüsse von durchschnittlich 130 TWh als Backup ausreichen.

Bei Ausweitung der Betrachtung auf acht [11] oder 27 europäische Länder [12] lassen sich zwei Grenzfälle unterscheiden:

– Im ersten Grenzfall ohne Netzkuppelstellen reicht eine separate Länderbetrachtung aus, und jedes europäische Land hat durchschnittlich 23 % [11] bzw. 24 % [12] seiner iRES-Jahresstromproduktion über ein landeseigenes planbares Backup-System bereitzustellen. Dieser theoretische Grenzfall unterstellt innerhalb der Länder in jeder Transportrichtung ausreichende Stromübertragungskapazitäten. Solche „nationalen Kupferplatten“ sind sicherlich in keinem Fall realistisch.

– Im zweiten (theoretischen) Grenzfall, zusätzlich durch die bestmögliche europäische Vernetzung über Netzkuppelstellen mit unendlich großer Übertragungsleistung ohne Übertragungsverluste charakterisiert, reduziert sich der Durchschnittswert auf 16 % [11] bzw. 15 % [12].

Die Absenkung der Backup-Jahresenergie von 23 auf 16 % [11] bzw. 24 auf 15 % [12] spiegelt den maximal erzielbaren Nutzen bei optimaler europäischer Vernetzung wider.

Die erforderliche Backup-Leistung würde bei dieser bestmöglichen Vernetzung in Europa um durchschnittlich 13 % der Jahreshöchstlast weiter absinken [11]. Für Deutschland wäre damit bei bestmöglicher europäischer Vernetzung von einer insgesamt um etwa ein Viertel der Jahreshöchstlast reduzierten Backup-Leistung auszugehen. Rund 46 % dieser Gesamtreduktion entfielen auf den Inlandseffekt, 54 % auf den Europaeffekt.

Für die Netzkuppelstellen bei bestmöglicher Vernetzung wären Übertragungsleistungen von 831.000 MW aufzubauen, was dem Zwölffachen der transnationalen Übertragungsleistung Europas des Jahres 2011 entspräche. Der Nutzen der europaweiten Vernetzung würde sich indes bereits bei versechsfachter transnationaler Übertragungsleistung der Netzkuppelstellen gegenüber dem Stand von 2011 bis auf 97 % des maximal möglichen Wertes annähern [12].

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Berechnungen von Wagner [11] auf Zeitreihen zur Wind- und Solarstromproduktion 2012 basieren, die als Transparenzdaten der Übertragungsnetzbetreiber im Internet abrufbar sind, während Rodriguez et al. [12] auf europäische Wetterdaten von 2000 bis 2007 als Input für ihre Modellrechnungen zur iRES-Stromproduktion zurückgreifen.

Damit ist hierzulande selbst bei einer gegenüber dem heutigen Stand etwa vervierfachten iRES-Nennleistung und europaweit bestmöglich ausgebauten Netzkuppelstellen mit einer vergleichsweise geringen Ersparnis an planbarer Backup-Leistung und mit einer geringen Ausnutzung des Backup-Systems zu rechnen, mit Rückwirkungen auf dessen Rentabilität.

Rückblick auf die Windstromproduktion in Deutschland seit 2010

Der erste Teil der VGB-Windstudie [1] umfasste Auswertungen zur Windstromproduktion im Zeitraum von 2010 bis 2016 in Deutschland. Inzwischen liegen weitere Betriebsdaten für ein ganzes Jahr vor, die eine Aktualisierung nahelegen, bevor Europa in den Blickpunkt rückt.

Im Jahr 2017 hat sich die Nennleistung des deutschen Windparks um 12 % gegenüber dem Vorjahr auf ungefähr 56.000 MW weiter erhöht (Bild 1), von denen rund 90 % auf Onshore-Windenergie entfielen und rund 10 % auf Offshore-Windenergie.

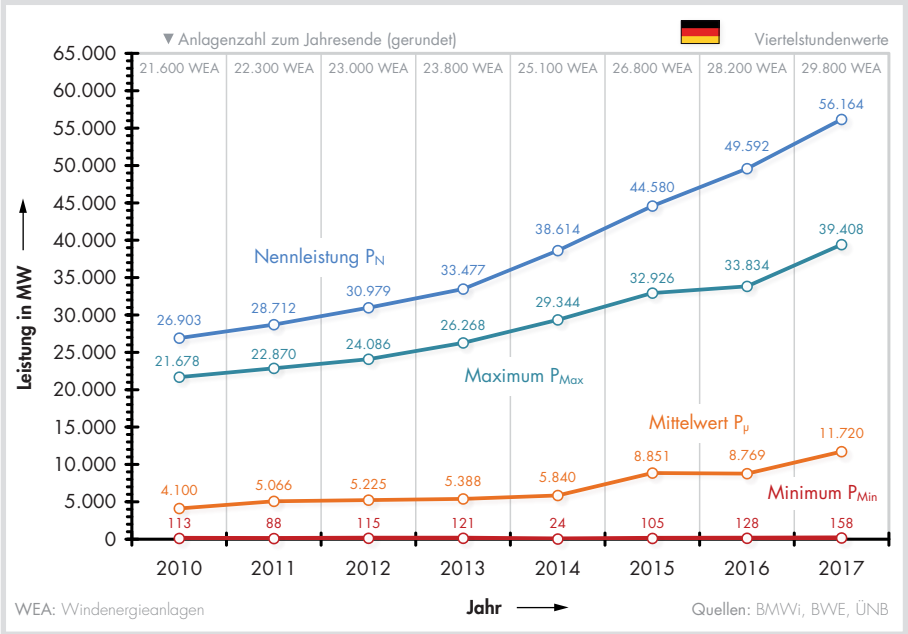


Bild 1. Kennzahlen zur Windenergienutzung in Deutschland seit 2010 mit dem Jahresendwert der Nennleistung P_N des deutschen Windparks, dem jährlichen Maximalwert P_{Max} und dem jährlichen Minimalwert P_{Min} sowie dem Mittelwert P_μ der Leistungszeitreihen.

Insgesamt bestand der deutsche Windpark am Jahresende aus knapp 30.000 Anlagen. Dies entspricht einem Zuwachs um etwa 6 % gegenüber dem Vorjahreswert.

Die Jahresmaximalleistung P_{Max} erreichte im Jahr 2017 mit fast 40.000 MW ein neues Allzeithoch. Dieses Allzeithoch trat am 28. Oktober 2017 zwischen 18:15 Uhr und 18:30 Uhr auf.

Hinweis: Sofern nicht anders ausgewiesen, sind alle nachfolgenden Zeitangaben im Zusammenhang mit viertelstündlichen oder stündlichen Leistungseinspeisungen durchgängig in koordinierter Weltzeit (UTC: Coordinated Universal Time) ausgewiesen.

Am Nachmittag und Abend dieses Oktobertags zog das Sturmtief „Herwart“ mit schweren bis orkanartigen Sturmböen sowie Orkanböen über den Norden und Osten Deutschlands, verursachte in Dänemark, Polen und Tschechien ebenfalls Windböen bis Orkanstärke und führte auch dort zu äußerst hohen Leistungseinspeisungen aus Windenergieanlagen.

Durch die über weite Teile Deutschlands und seiner Nachbarländer an diesem Oktobertag zeitweise herrschenden hohen, jedoch nicht zu hohen Windgeschwindigkeiten speisten umgerechnet 70 % der Windenergieanlagen in Deutschland ihre Nennleistung ins Stromnetz ein. Annähernd hohe Leistungen traten hierzulande außerdem noch am 18. März 2017 im Verlauf des Sturmtiefs „Eckart“ mit schweren Sturmböen über Berlin und Brandenburg auf.

Die Windgeschwindigkeiten dürfen nicht zu hoch sein, da bei Windgeschwindigkeiten von üblicherweise etwa 25 m/s die Sturmabschaltung der Windenergieanlagen als vorbeugende Schutzmaßnahme auslöst.

Auch ohne die zuvor genannten Frühjahres- und Herbststürme war das Jahr 2017 äußerst windstark. Der Mittelwert P_μ der elektrischen Summenleistung des deutschen Windparks als Maß für die jährlich bereitgestellte elektrische Energie erhöhte sich um 34 % gegenüber dem Vorjahr auf 11.720 MW.

Dies entspricht einer Jahresstromproduktion von 103 TWh. Windenergie durchbrach damit erstmals die Jahresproduktionsschwelle von 100 TWh.

Der jährliche Minimalwert P_{Min} (Viertelstundenwert) verharrte mit 158 MW – wie in den sieben Vorjahren – deutlich unterhalb von 1 % des Jahresendwertes der Nennleistung P_N und trat am 6. Juli 2017 in der Zeit zwischen 7:15 Uhr und 7:30 Uhr auf.

Vergleichbar geringe Leistungen über mehrere aufeinander folgende Stunden bis 1 % der Nennleistung bzw. knapp 562 MW waren im Januar, Juni, Juli, August, September und Oktober und damit in sechs Monaten des windstarken Jahres 2017 zu verzeichnen.

Für das laufende Jahr ist bisher ein Minimalwert von 229 MW zu verzeichnen, bei einer Gesamtnennleistung von rund 58.700 MW, von der rund 90 % auf Onshore-Windenergie entfallen und 10 % auf Offshore-Windenergie (Stand: Oktober 2018).

Da die geringen Leistungen sowohl tagsüber als auch nachts auftreten können, lassen sich Fragen nach der künftigen Bereitstellung der gesicherten Leistung nicht mit

einem Ausbau der Solarstromerzeugung (Photovoltaik) beantworten.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in ihren jährlichen Leistungsbilanzberichten darauf hin, dass verlässliche Aussagen über eventuell nicht verfügbare Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei dargebotsabhängigen Einspeiseleistungen aus volatilen regenerativen Energien nur schwer zu treffen sind. In ihrer Verantwortung für einen sicheren Netzbetrieb fordern sie, dass dargebotsabhängige Einspeiseleistung zu mindestens 99 % eines Jahres verfügbar sein muss, um als gesicherte Leistung berücksichtigt werden zu können [3].

Dazu werten sie regelmäßig historische Zeitreihen der auf die Nennleistung bezogenen, normierten Einspeiseleistungen in Form geordneter Jahresdauerlinien aus. Daraus leiten sie für den deutschen Windpark eine gesicherte Leistung von maximal 1 % der Nennleistung ab und betonen, auch eine Beschränkung auf die Wintermonate lasse keine signifikante Änderung dieses Ergebnisses erkennen [3].

Diese Vorgehensweise erscheint angesichts der Tatsache, dass die Jahresminimalleistungen des deutschen Windparks seit dem Jahr 2010 (vgl. Bild 1) ausweislich sogar durchweg kleiner als 0,5 % der Nennleistung waren, als gerechtfertigt, wenn das aktuell hohe Niveau der Versorgungssicherheit von 99,998 % [10] aufrechterhalten werden soll.

Erwähnenswert ist die zehntägige „kalte Dunkelflaute“ vom 16. bis 25. Januar 2017, bei der das Wetter hierzulande gleichzeitig von Kälte, Nebel und Windstille geprägt war. Die Wetterlage führte dazu, dass alle Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland über diese zehn Tage bei einer Gesamtnennleistung von rund 90.000 MW lediglich eine Durchschnittsleistung von knapp 4.600 MW ins Stromnetz einspeisten. Von dieser Durchschnittsleistung entfielen drei Viertel auf Windenergie.

Der deutsche Windpark lieferte an mehreren Tagen zeitweise über mehrere aufeinander folgende Stunden Leistungen von weniger als 1.800 MW bzw. 2 % seiner Nennleistung, während Biomasse, Wasserkraft und Geothermie eine weitgehend konstante Leistung von 6.300 MW beisteuerten.

Alle regenerativen Energiesysteme (RES) deckten im Verlauf der zehntägigen kalten Dunkelflaute zusammen 15 % der Nachfrage nach elektrischer Energie und erbrachten eine Durchschnittsleistung von 11.000 MW.

Der RES-Minimalwert von etwa 7.000 MW trat am 23. Januar 2017 zwischen 00:00 Uhr und 00:45 Uhr auf. Dies entsprach etwa 6 % der RES-Nennleistung [4].

Die Last variierte während der kalten Dunkelflaute zwischen 42.000 und 75.000 MW (Durchschnittswert: 61.000 MW), so dass konventionelle Kraftwerke mit Leistungen von 33.000 bis 67.000 MW den Hauptbeitrag zur Deckung der Nachfrage leisteten [13].

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass unter der Last hier die Verbraucherlast gemäß Definition des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) zu verstehen ist. Diese lässt sich aus der Bruttostromerzeugung errechnen. Dazu sind von ihr der Kraftwerkseigenbedarf, das Import-Export-Saldo und die Leistungsaufnahme von Pumpspeicherkraftwerken abzuziehen.

Zu dieser Verbraucherlast, die Netzverluste beinhaltet, sind hierzulande nicht von den Übertragungsnetzbetreibern erfasste Beiträge aus der Eigenerzeugung der Deutschen Bahn, aus Industriekraftwerken, aus kleinen Blockheizkraftwerken und aus regenerativen Kleinanlagen hinzuzurechnen, die insgesamt etwa 10 % der Verbraucherlast ausmachen dürften [1]. Da ihr zeitlicher Verlauf unbekannt ist, wird die Verbraucherlast hier stellvertretend für den inländischen Lastverlauf unverändert genutzt.

Die zuvor genannten Daten charakterisieren die Anforderungen, die an ein Backup-System zu stellen sind, das den konventionellen Kraftwerkspark bei weiterem iRES-Ausbau künftig ersetzen muss, wenn das Stromnetz weiterhin stabil und versorgungssicher betrieben werden soll.

Dass anhaltende Schwachwindphasen nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Ländern Europas auftreten, belegen öffentliche Diskussionen zur Windstromproduktion in Großbritannien: Dort fiel die Windstromproduktion im Juli 2018 um 40 % geringer aus als im entsprechenden Vorjahresmonat. Der Gesamtoutput des Windenergieanlagenkollektivs bewegte sich wochenlang in einer Bandbreite von einigen hundert bis maximal 3.000 MW und erreichte im Monatsdurchschnitt 9 % der Nennleistung. Bei guten Windbedingungen ist in Großbritannien ein Output von 9.000 bis 10.000 MW typisch [14].

Im Bild 2 sind kumulierte Wahrscheinlichkeiten der normierten, auf die Nennleistung P_N am Jahresende bezogenen, stündlichen Leistung P des deutschen Windparks für die Jahre 2010 bis 2017 dargestellt.

Die Abkürzung CDF steht für cumulative distribution function bzw. kumulierte Häufigkeitsverteilung. Das Verhältnis des Mittelwertes P_μ zur Nennleistung P_N ist als Ausnutzung η_A definiert.

Es fällt sofort auf, dass die kumulierten Häufigkeitsverteilungen nicht in chronologischer, dem Windenergieausbau entsprechender Reihenfolge verlaufen. So wurde die minimale Ausnutzung $\eta_{A,Min}$ von 15 % im Jahr 2014 mit einer installierten Nennleistung von knapp 39.000 MW erreicht und nicht im früheren Jahr 2010 mit einem geringeren Ausbaustand von rund 27.000 MW.

Die höchste Ausnutzung $\eta_{A,Max}$ von 21 % war im äußerst windstarken Jahr 2017 mit dem höchsten Ausbaustand des Windparks zu verzeichnen. In der Rangfolge windstarker Jahre folgen absteigend die Jahre 2015, 2016, 2011, 2012, 2013, 2010 und 2014.

Das Bundeswirtschaftsministerium [4] und die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen [5] weisen für die jährliche Windstromproduktion im Zeitraum von 2010 bis 2014 zum Teil höhere Werte aus als sich aus der Integration der viertelstündlichen Leistungszeitreihen ergeben, die die Übertragungsnetzbetreiber auf ihren Transparenzplattformen im Internet veröffentlichen. Dadurch können sich je nach Daten-

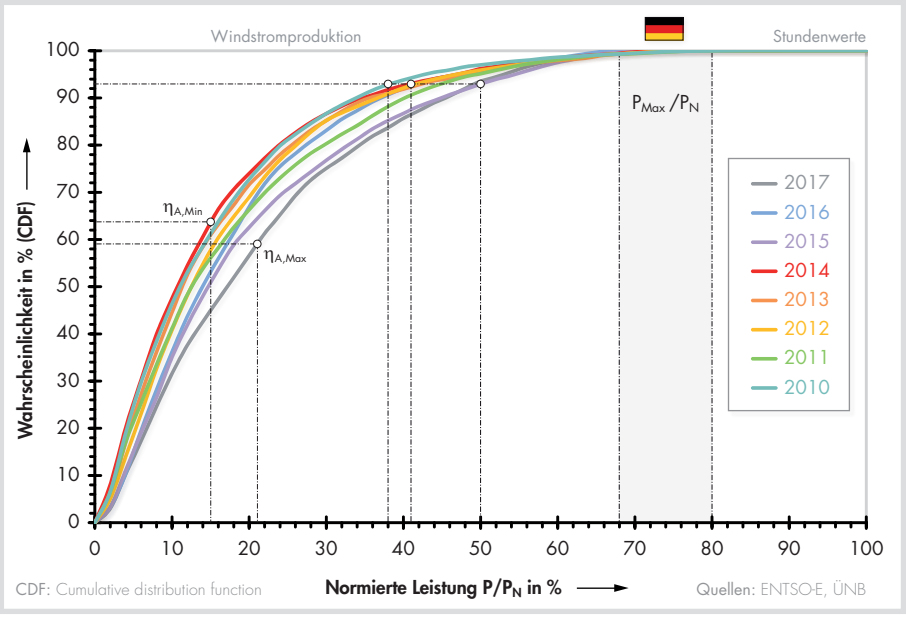


Bild 2. Kumulierte Wahrscheinlichkeiten der auf die Nennleistung P_N zum Jahresende normierten stündlichen Leistung P des deutschen Windparks von 2010 bis 2017.

quelle unterschiedliche Werte der Ausnutzung für einzelne Jahre ergeben. Ab dem Jahr 2015 sind diese Abweichungen durchweg kleiner als 5 % der Jahresarbeit.

In dieser Arbeit kommen hierfür durchgängig die aus den Leistungszeitreihen ermittelte Jahresarbeit aus Windenergie und der Jahresendwert der Nennleistung zum Einsatz, sofern nicht anders angegeben.

Bei dynamischem unterjährigen Ausbau ist die Verwendung des Jahresmittelwertes der Nennleistung zielführender. Für den im letzten Jahr stark ausgebauten Offshore-Windpark errechnet sich mit dem Jahresendwert der Nennleistung von 5.400 MW eine Ausnutzung von 37 % und mit dem Jahresmittelwert von 4.800 MW eine deutlich höhere Ausnutzung von 42 %. In letzterer ist angemessener berücksichtigt, dass die unterjährig zugebauten Anlagen jeweils nur zeitanteilig Leistung einspeisen konnten.

Bei der Betrachtung des gesamten deutschen Windparks ergibt sich für das Jahr 2017 mit dem Mittelwert der Leistung von 11.700 MW und dem Jahresendwert der Nennleistung von 56.000 MW eine Ausnutzung von 21 %. Mit dem Jahresmittelwert der Nennleistung von 53.000 MW resultiert aufgrund des geringen Hebels neu zugebauter Nennleistung im Vergleich zum Bestand eine geringfügig höhere Ausnutzung von 22 %.

Beim Vergleich mit der Ausnutzung der Windstromproduktion in anderen europäischen Ländern interessieren ausschließlich relative Unterschiede, so dass die Berechnungen bei solchen Betrachtungen für alle Länder einheitlich durchzuführen sind.

Obwohl die Ausnutzung des deutschen Offshore-Windparks im letzten Jahr praktisch fast doppelt so hoch wie die Ausnutzung des gesamten deutschen Windparks war, sank die viertelstündliche Leistungsabgabe des deutschen Offshore-Windparks in zusammengerechnet rund 261 Stunden der 8.760 Jahresstunden auf 1 % seiner Nennleistung oder weniger ab. Im Jahr 2016 waren es 259 Stunden (2015: 304 Stunden).

Solche Schwachwindphasen traten in jedem Monat des letzten Jahres auf, darunter ausgeprägte mehrstündige Phasen im Januar, März, April, Juni, Juli, August und September. Zeitweise sank die Leistung des deutschen Offshore-Windparks im Januar, April, Juli, August und September auf 0 MW. Für das Gesamtjahr waren 29 viertelstündliche Nullwerte zu verzeichnen.

Damit gilt: Der deutsche Offshore-Windpark ist im bisher erreichten Ausbauzustand ausweislich nicht grundlastfähig und ersetzt keine konventionelle Kraftwerksleistung.

Während sich die Nennleistung des deutschen Windparks seit dem Jahr 2010 inzwischen mehr als verdoppelt hat, hängt das Windaufkommen von meteorologischen Einflussgrößen ab und kann von Jahr zu Jahr beträchtlich variieren. Dies belegen langjährige Daten zur Ausnutzung des deutschen Windparks mit jährlichen Schwankungen in einer Bandbreite bis etwa ±20 % gegenüber dem langjährigen arithmetischen Mittelwert [4].

Der Einfluss der Meteorologie ist gemäß Bild 2 beispielsweise daran erkennbar, dass der deutsche Windpark in den windstarken Jahren 2015 und 2017 in 93 % der Jahresstunden Leistungen bis 50 % der Nennleistung erbrachte, in den windschwachen Jahren 2010 und 2014 in 93 % der Jahresstunden jedoch höchstens 38 % bzw. 41 % der Nennleistung erreichte. Dies entspricht einer wetterbedingten Streubreite von rund zwölf Prozentpunkten.

Bei geringen kumulierten Wahrscheinlichkeiten und geringen normierten Leistungen sind solche Unterschiede zwischen einzelnen Jahren aufgrund meteorologischer Einflüsse kaum mehr erkennbar.

Kumulierte Wahrscheinlichkeiten von 100 % wurden hierzulande in den letzten Jahren bei Windparkleistungen von 68 bis 80 % der Nennleistung erreicht. Dies bedeutet, dass der deutsche Windpark in den letzten acht Jahren Jahresmaximalwerte von etwa 68 bis 80 % seiner Nennleistung verzeichnete. Hierzulande speisen also niemals alle Windenergieanlagen zeitgleich ihre Nennleistung ins Stromnetz ein. Doch gilt das auch in anderen europäischen Ländern? Lässt sich aus deren Leistungszeitreihen ein ähnliches Verhältnis zwischen dem Jahresmaximalwert P_{max} und der Nennleistung P_N ableiten?

Auf der Basis von 108 Zeitreihen zur On- und Offshore-Windstromproduktion europäischer Länder im Zeitraum von 2010 bis 2017 [13] lässt sich über Regressionsanalysen folgender Zusammenhang zwischen dem Jahresmaximalwert P_{max} und dem Jahresendwert der Nennleistung P_N mit einem Bestimmungsmaß der linearen Regressionsanalyse von 99 % ableiten: $P_{Max} = c_{Max} \cdot P_N$. Für den Steigungsfaktor der Geraden gilt:

$$c_{Max} = 0{,}726 \pm 0{,}014.$$

Langjährige Betriebserfahrungen in diversen Ländern Europas inklusive Deutschland lassen somit in guter Näherung erwarten, dass bestenfalls knapp 74 % der Nennleistung eines Windenergieanlagenkollektivs in einem europäischen Land zeitgleich zur Maximalleistung beitragen. Mit dem Ausbau der Windenergienutzung wird der Abstand zwischen der Nennleistung und dem Jahresmaximalwert folglich immer größer, siehe auch Bild 1.

Auch für den Mittelwert P_μ lässt sich aus der zuvor genannten Datenbasis näherungsweise eine lineare Abhängigkeit von der Nennleistung P_N mit einem Bestimmungsmaß von 96 % der linearen Regression ableiten: $P_\mu = c_\mu \cdot P_N$. Für den Steigungsfaktor der Geraden gilt:

$$c_\mu = 0{,}179 \pm 0{,}009.$$

Langjährige Betriebserfahrungen belegen hier, dass in guter Näherung bestenfalls knapp ein Fünftel der Nennleistung eines Kollektivs von Windenergieanlagen in einem beliebigen europäischen Land zur Jahresstromproduktion beiträgt.

Nicht zuletzt lässt sich aus der zuvor genannten Datenbasis näherungsweise auch für die Standardabweichung P_σ als Maß für die Streuung der Leistung um den Mittelwert P_μ eine lineare Abhängigkeit von der Nennleistung P_N mit einem Bestimmungsmaß von fast 99 % der linearen Regression ableiten: $P_\sigma = c_\sigma \cdot P_N$. Für den Steigungsfaktor der Geraden gilt:

$$c_\sigma = 0{,}145 \pm 0{,}0036.$$

Aus langjährigen Betriebserfahrungen lässt sich in diesem Fall eine proportionale Zunahme der Leistungsschwankungen zur Nennleistung mit einem Faktor von nahezu 0,15 ableiten. Beim Windenergieausbau sind also weiter steigende Leistungsschwankungen zu erwarten.

Damit ist festzuhalten: Die Betriebserfahrungen des Jahres 2017 bestätigen die im ersten Teil der VGB-Windstudie für Deutschland getroffenen Aussagen [1], dass Windenergie aus der Perspektive der Versorgungssicherheit bisher keine konventionelle Kraftwerksleistung ersetzt hat. Ferner gilt, dass eine deutschlandweite Verteilung von Windenergieanlagen offenbar allein keine Lösung für eine zuverlässige und sichere Stromversorgung darstellt. Dazu benötigt Windenergie Komplementärtechnologien. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob eine europaweite Verteilung von Windenergieanlagen weiterhelfen könnte.

Windstromproduktion 18 europäischer Länder

Zur Beantwortung dieser Frage lohnt zunächst ein Blick auf die in 18 Ländern Europas am Jahresende 2017 installierte Windenergieanlagenleistung bzw. Gesamtnennleistung von knapp 170.000 MW, von der rund 91 % auf Onshore-Windenergieanlagen und 9 % auf Offshore-Windenergieanlagen entfielen (Bild 3) [15]. Im Jahr 2017 waren Offshore-Windenergieanlagen lediglich in Belgien, Dänemark, Deutschland, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich im Einsatz.

Ausgewählt wurden Länder mit weitgehend intakten Zeitreihen zur Windstromproduktion, die 94 % der europaweiten Nennleistung am Jahresende 2017 widerspiegeln [13, 15].

Den Ausgangspunkt für die Analysen bildeten im Internet zugängliche Transparenzdaten des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E [13], der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und Transnet BW sowie der Energiebörse EEX [16 bis 20]. Über diese Transparenzplattformen sind Zeitreihen zur Einspei-

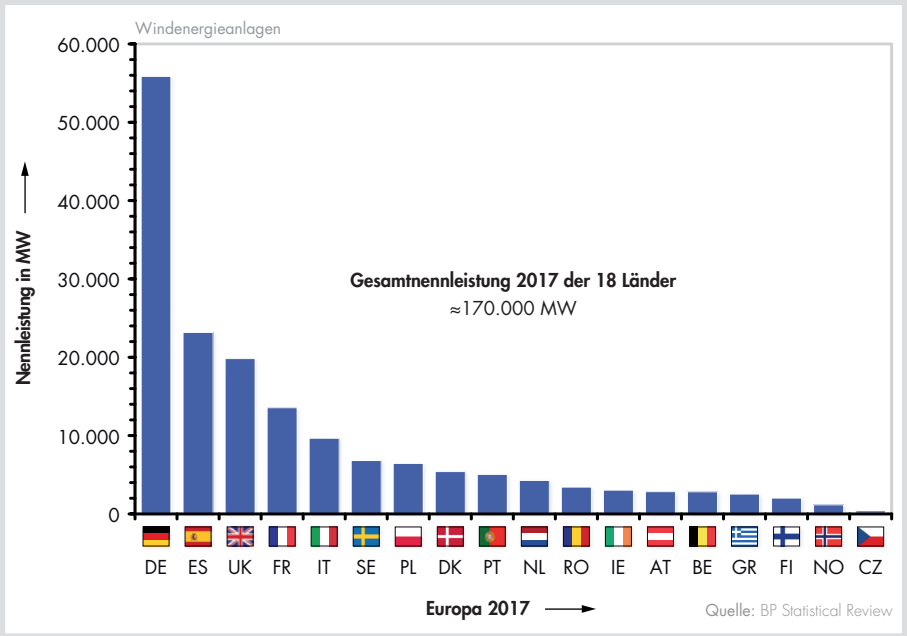


Bild 3. Installierte Windenergieanlagenleistung in 18 Ländern Europas am Jahresende 2017.

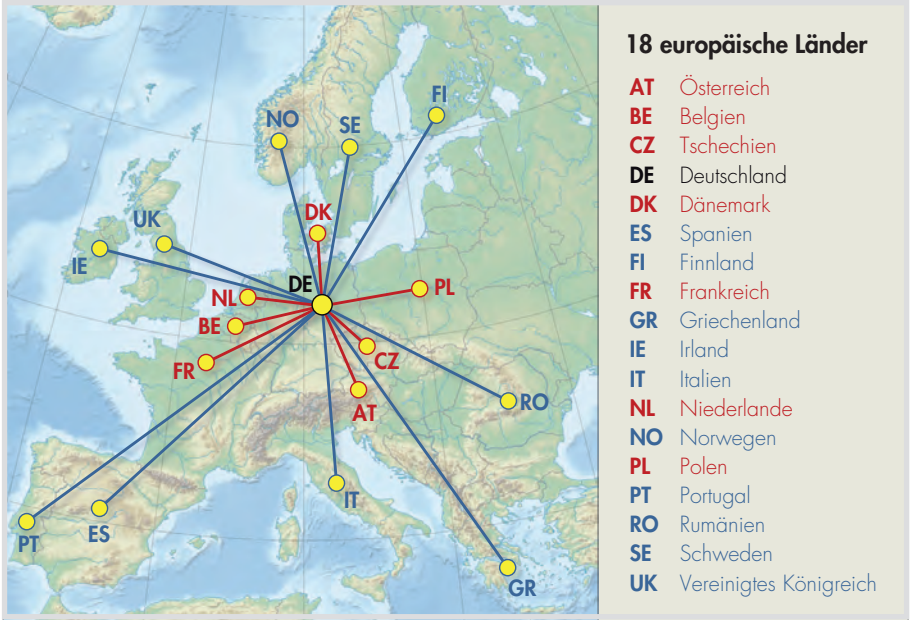


Bild 4. Übersicht über 18 ausgewertete Länder in Europa. Direkte Nachbarländer Deutschlands sind in roter Schrift gekennzeichnet, weiter entfernt gelegene Länder in blauer Schrift.

sung elektrischer Leistung aus diversen Kraftwerkskategorien, darunter Windenergie- und Photovoltaikanlagen, ebenso wie zur Nachfrage der Verbraucher (Last) in viertelstündlicher bis stündlicher Auflösung abrufbar.

Über die ENTSO-E-Transparenzplattform waren alle Zeitreihen ab dem Jahr 2015 zeitlich synchronisiert abrufbar, ein wichtiger Faktor für Auswertungen zum Leistungsgleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung in unterschiedlichen Ländern. Dies ermöglichte einen einheitlichen Abruf aller Daten gemäß der koordinierten Weltzeit.

Ergänzende Hinweise zur Methodik der Datenqualifizierung und -plausibilisierung sind im ersten Teil der VGB-Windstudie veröffentlicht [1].

Bild 3 verdeutlicht: Auf Deutschland allein entfiel mit rund 56.000 MW knapp ein Drittel der Gesamtnennleistung des europäischen Windparks, mit Abstand gefolgt von Spanien (14 %) und Großbritannien (12 %) sowie Frankreich (8 %) und Italien (6 %).

Im Bild 4 ist eine Europakarte der hier betrachteten 18 europäischen Länder dargestellt. Die direkten Nachbarländer Deutschlands sind in roter Schrift gekennzeichnet und alle weiter entfernt gelegenen Länder in blauer Schrift. Auf die sieben direkten Nachbarländer Deutschlands (AT, BE, CZ, DK, FR, NL, PL) entfällt aktuell etwa ein Fünftel der Nennleistung des europäischen Windparks und auf die anderen zehn weiter entfernt gelegenen Länder (ES, FI, GR, IE, IT, NO, PT, RO, SE, UK) die Hälfte der Gesamtnennleistung.

Die gelben Punkte in der Europakarte symbolisieren die Schwerpunkte der Windparks der einzelnen Länder, ermittelt auf Basis von Geokoordinaten der größten Windpark-Cluster im Jahr 2016 [21]. Der Schwerpunkt des deutschen Windparks und des aus den 18 Ländern gebildeten europäischen Windparks sind mit 140 Kilometern (km) Abstand fast deckungsgleich.

Die größte Entfernung zwischen Windparkschwerpunkten weist das Länderpaar Finnland und Portugal mit fast 3.300 km auf, gefolgt von Spanien und Finnland (3.100 km) sowie Griechenland und Irland (3.000 km). Portugal und Rumänien sowie Griechenland und Norwegen weisen ebenfalls sehr große Entfernungen von jeweils 2.900 km auf.

Unter der Annahme, dass sich alle Länder gegenseitig mit Windstrom aushelfen sollen, ergibt sich bei 18 betrachteten Ländern aus 153 möglichen Länderpaaren eine mittlere Transportdistanz von 1.500 km zwischen zwei Windparkschwerpunkten.

Der Überlagerung der Leistungseinspeisungen der Windenergieanlagenkollektive in den hier betrachteten 18 europäischen Ländern liegt die stark vereinfachende Annahme einer Kupferplatte über Europa unter Vernachlässigung jeglicher Verluste in den Transport- und Verteilnetzen zugrunde. Oder anders ausgedrückt: Die Summenleistung ist quasi an einer punktförmigen Einspeisestelle abgreifbar.

Im Bild 5 sind Summenzeitreihen der stündlichen Windstromproduktion für Deutschland (oben), für Deutschland plus sieben direkte Nachbarländer (Mitte) sowie für Deutschland plus 17 europäische Länder (unten) im Jahr 2017 dargestellt.

In der Tabelle 1 sind zudem ergänzende Betriebsparameter und energiestatistische Größen aufgeführt.

Zunächst ist erkennbar, dass nicht nur die Summenzeitreihe der Windstromproduktion in Deutschland (DE), sondern auch die der Windstromproduktion in Deutschland plus sieben (DE+7) oder 17 Ländern (DE+17) beträchtliche zeitliche Schwankungen aufweisen.

Augenscheinlich sind auch die Summenleistungen mehrerer Länder korreliert, wie die ausgeprägten Leistungsmaxima und -minima belegen, die offenbar häufig in vielen Ländern gleichzeitlich auftreten. Hier stellt sich die Frage, ob beim Übergang von einem einzelnen Land auf mehrere Länder Glättungseffekte identifizierbar sind.

Die Frage lässt sich in einem ersten Ansatz anhand der Spannweite zwischen den größten und kleinsten Leistungswerten in Relation zur Nennleistung P_N bewerten.

Diese relative Spannweite, hier als Variationsbreite bezeichnet, ist als Verhältnis der Differenz der Mittelwerte der größten

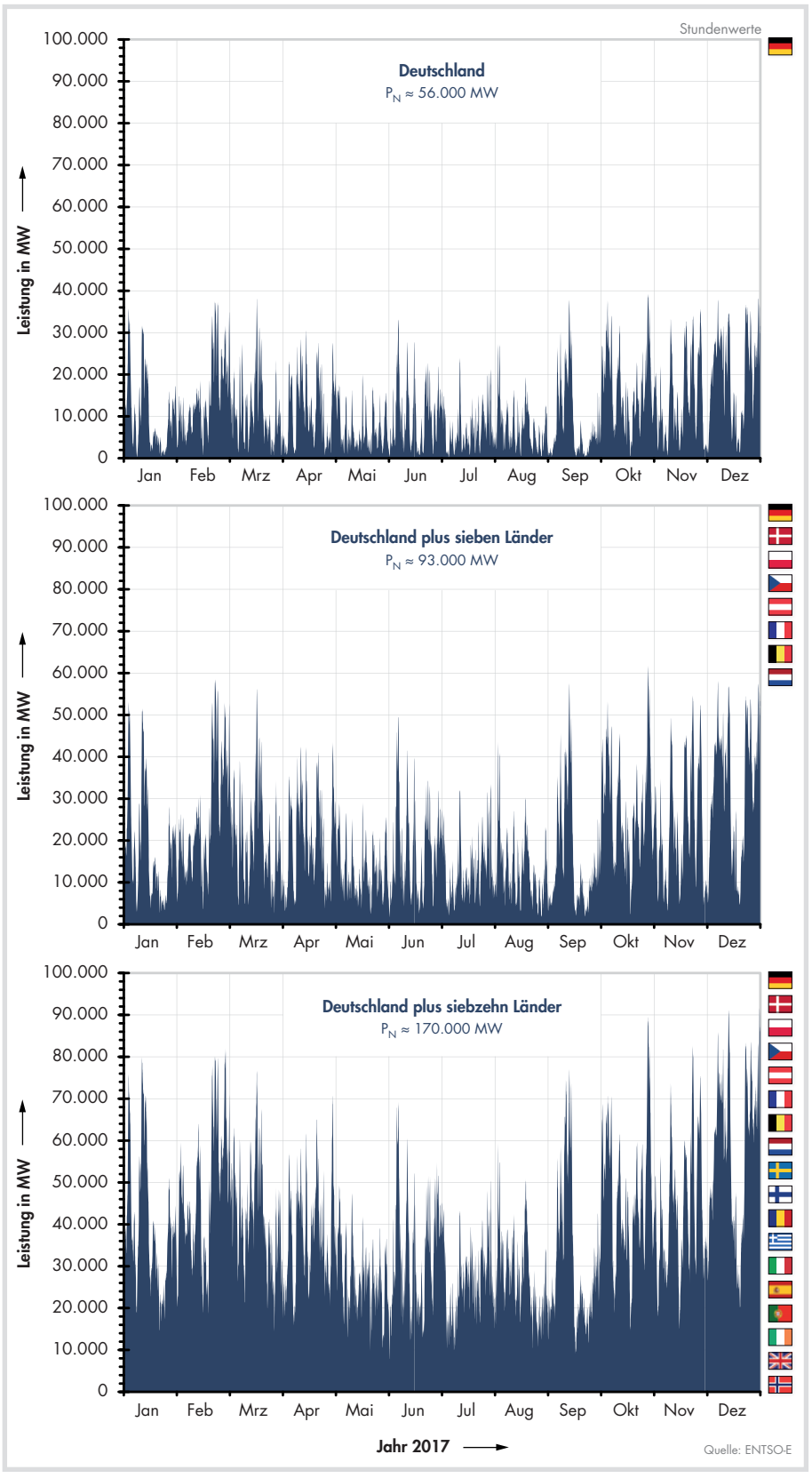


Bild 5. Summenzeitreihen der Windstromproduktion 2017 für Deutschland (oben), für Deutschland plus sieben direkte Nachbarländer (Mitte) sowie für Deutschland plus siebzehn Länder (unten).

(P_{Max} minus 5 % P_N) und kleinsten Leistungswerte (P_{Min} plus 5 % P_N) zur Nennleistung des betreffenden Windparks definiert.

Angewandt auf die betrachteten drei Fälle Deutschland, Deutschland plus sieben Länder sowie Deutschland plus 17 Länder ergibt sich das folgende Bild: Die Variationsbreite der Summenzeitreihe sinkt ausgehend von Deutschland bei gemeinsamer Betrachtung von Deutschland mit sieben Ländern (DE+7) um ein Zehntel auf etwa 61 % der Nennleistung, während sie für Deutschland mit 17 Ländern (DE+17) um ein Drittel auf 46 % zurückgeht. Demnach scheint eine gewisse Glättung in Teilbereichen der Summenzeitreihe einzutreten.

Doch welche Aussagen lassen sich – statistisch – für die gesamte Summenzeitreihe treffen? Der Variationskoeffizient ξ als Verhältnis der Standardabweichung P_σ zum Mittelwert P_μ ist ein dimensionsloses Maß für die Streuung einer Zeitreihe.

Für ein europäisches Einzelland lässt sich der Variationskoeffizient mit Ergebnissen der obigen linearen Regressionsanalyse in guter Näherung zu $\xi = c_\sigma/c_\mu \approx 0{,}81$ abschätzen. Für ein einzelnes europäisches Land führen demnach bereits geringe Abweichungen vom Mittelwert um 1,2 Standardabweichungen nach unten zu Leistungen von 0 MW, wie bereits am Beispiel Deutschlands in [1] erläutert.

Aus der Summenzeitreihe von acht Ländern (DE+7) resultiert indes ein Variationskoeffizient von $\xi_{DE+7} \approx 0{,}63$.

In diesem Fall führen erst Abweichungen um 1,6 Standardabweichungen vom Mittelwert nach unten zu Leistungen von 0 MW. Für die Summenzeitreihe 18 europäischer Länder (DE+17) ergibt sich zu guter Letzt ein noch geringerer Variationskoeffizient von $\xi_{DE+17} \approx 0{,}42$. In diesem Fall führen erst Abweichungen um 2,4 Standardabweichungen vom Mittelwert nach unten zu Leistungen von 0 MW. Diese Betrachtungen legen eine gewisse Vergleichmäßigung der Windstromproduktion bei der Überlagerung der Leistungszeitreihen europäischer Länder bzw. Glättungseffekte nahe.

Bild 6 verdeutlicht diesen Glättungseffekt anhand der kumulierten Wahrscheinlichkeiten der normierten, auf die Nennleistung P_N am Jahresende bezogenen, stündlichen Leistung P des europäischen Windparks für das Jahr 2017 im Vergleich zur Bandbreite kumulierter Wahrscheinlichkeiten für Deutschland von 2010 bis 2017.

Der europäische Windpark (DE+17) erreichte eine Jahresmaximalleistung von 54 % der Nennleistung und eine Ausnutzung von 23 %. Die Summenzeitreihen der stündlichen Leistungsabgabe des deutschen Windparks in einzelnen Jahren weisen im Vergleich dazu Jahresmaximalwerte von 68 bis 80 % der Nennleistung auf (vgl. Bild 2).

Für ein durchschnittliches europäisches Einzelland wären nach der zuvor beschriebenen linearen Regressionsanalyse in guter Näherung Jahresmaximalleistungen von 73 % der Nennleistung zu erwarten.

Der Abstand zwischen der Nennleistung und dem Jahresmaximalwert nimmt demnach bei kumulierter Betrachtung mehrerer Länder stärker zu als bei einem einzelnen Land.

Ein Blick auf den Jahresminimalwert bestätigt, dass selbst bei idealisierender Be-

Tab. 1. Relevante Parameter der Windstromproduktion 18 europäischer Länder im Jahr 2017 mit dem Jahresendwert der Nennleistung P_N, dem Maximalwert P_{Max}, dem Mittelwert P_μ, dem Minimalwert P_{Min} sowie der Standardabweichung P_μ der stündlichen Leistungsabgabe des jeweiligen Landeswindparks. Außerdem ist die aus 8.760 Stundenwerten aufsummierte Jahresenergie E_R ausgewiesen und der im BP Statistical Review of World Energy [15] veröffentlichten Jahresenergie gegenübergestellt.

Land	P_N	P_{Max}	P_μ	P_{Min}	P_σ	E_R	E_R [15]
	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in TWh	in TWh
DE	**56.164**	**39.231**	**11.720**	**165**	**8.813**	**102,7**	**106,6**
DK	5.476	4.685	1.644	9	1.154	14,4	14,8
PL	6.397	5.234	1.633	28	1.238	14,3	14,9
CZ	308	237	64	1	51	0,6	0,6
AT	2.828	2.679	768	0	676	6,7	6,5
FR	13.759	10.290	2.608	390	1.887	22,8	24,3
BE	2.843	2.082	572	3	471	5,0	6,6
NL	5.070	4.280	1.255	7	1.010	11,0	10,6
DE+7	**92.845**	**61.773**	**20.265**	**1.742**	**12.840**	**177,5**	**184,9**
SE	6.691	5.523	1.976	117	1.092	17,3	17,3
FI	2.113	1.607	470	9	361	4,1	4,8
RO	3.029	2.756	834	0	692	7,3	7,4
GR	2.651	1.702	483	16	336	4,2	5,5
IT	9.479	6.696	2.005	40	1.462	17,6	17,7
ES	23.170	15.564	5.384	420	3.017	47,2	49,1
PT	5.316	4.471	1.367	5	988	12,0	12,3
IE	3.127	2.595	825	0	602	7,2	7,4
UK	18.872	11.394	4.726	431	2.507	41,4	49,6
NO	1.162	975	306	6	184	2,7	2,8
DE+17	**168.455**	**91.638**	**38.639**	**7.855**	**16.384**	**338,5**	**358,8**

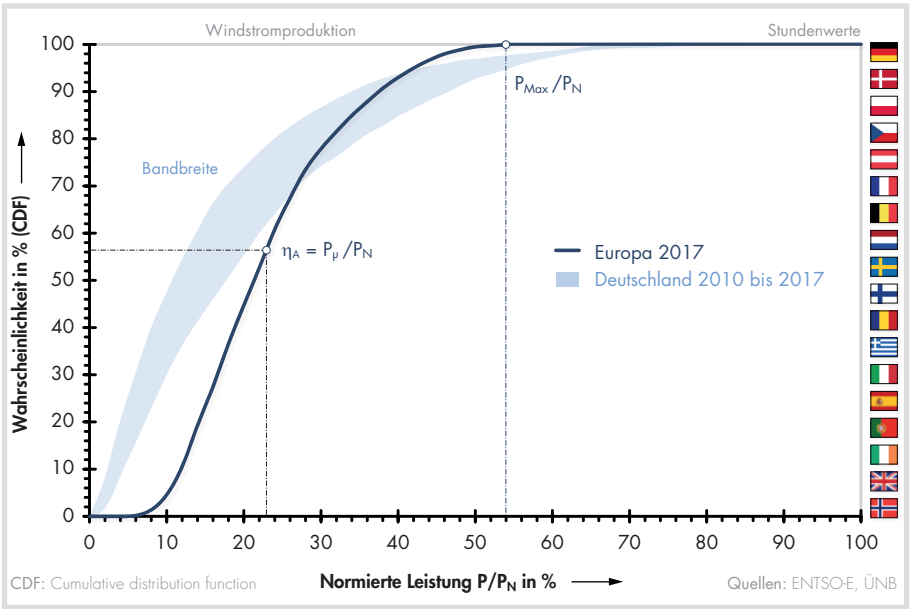


Bild 6. Kumulierte Wahrscheinlichkeiten der auf die Nennleistung P_N zum Jahresende normierten stündlichen Leistung P des europäischen Windparks und die entsprechende Bandbreite kumulierter Wahrscheinlichkeiten für Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2017.

trachtung ohne jegliche Netzverluste relativ geringe permanent verfügbare (gesicherte) Leistungen resultieren: Für den europäischen Windpark waren es im Jahr 2017 rund 5 % der Nennleistung bzw. knapp 7.900 MW. Für Deutschland betrug der Jahresminimalwert im Vergleich dazu 0,3 % der Nennleistung bzw. 165 MW und für Deutschland inklusive seiner sieben direkten Nachbarländer waren es 2 % bzw. knapp 1.800 MW.

Diese Jahresminimalwerte sind allerdings nicht mit einem simplen linearen Hochskalieren nachvollziehbar. So entfiel zum Jahresende 2017 etwa ein Drittel der Nennleistung des europäischen Windparks auf den deutschen Windpark. Die Verdreifachung des deutschen Jahresminimalwertes im Sinne einer Hochrechnung ließe für den europäischen Windpark einen Jahresminimalwert von 495 MW erwarten. Tatsächlich ist dieser Jahresminimalwert um fast das 48-Fache höher. Eine gewisse Vergleichmäßigung tritt somit nachweislich ein.

Buttler et al. [22] werteten Zeitreihen zur Windstromproduktion 2014 in 28 Ländern der Europäischen Union aus und sprechen im Zusammenhang mit der Summenzeitreihe dieses europäischen Windparks von einem statistisch signifikanten Glättungseffekt, der zu einer ganzjährig verfügbaren, grundlastfähigen (gesicherten) Leistung von 4 % der Nennleistung führe. Die unterjährige gesicherte Leistung dieses europäischen Windparks steige bei einer Beschränkung auf die Wintermonate, also zeitweise, auf etwa 9 % der Nennleistung an.

Da die Summenzeitreihe der Last der europäischen Länder in diesen Monaten ebenfalls durch eine deutlich ansteigende Nachfrage geprägt ist, wie anhand der Trendlinie für den stündlichen Lastverlauf dieser Länder im Bild 7 dargestellt (Annahme: keine Netzverluste), fällt das Bewertungsergebnis selbst bei unterjähriger Betrachtung der Windstromproduktion nicht entscheidend günstiger aus.

Der Jahresmittelwert der Summenzeitreihe der stündlichen Last in den 18 Ländern betrug im Jahr 2017 rund 327.000 MW.

Bei Beschränkung auf vier Wintermonate von November bis Februar ergibt sich ein viermonatiger Mittelwert von 366.000 MW. Diesem um 39.000 MW gegenüber dem Jahresmittelwert höheren Mittelwert stünde bei einer winterbedingten Verdopplung der gesicherten Leistung des europäischen Windparks auf 10 % seiner Nennleistung eine zeitweise Erhöhung der Leistungsabgabe des europäischen Windparks um etwa 9.000 MW gegenüber.

Im Jahr 2017 lieferten die Windenergieanlagen in Europa insgesamt rund 340 TWh an elektrischer Energie. Die aus der Summenzeitreihe der stündlichen Last der 18 europäischen Länder errechnete Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie betrug rund 2.900 TWh.

Windenergie trug mit 12 % zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie bei. Im Vergleich dazu weist die internationale Energiestatistik für die Bruttostromerzeugung der 18 europäischen Länder im Jahr 2017 ein Niveau von knapp 3.300 TWh aus [15].

Die Differenz von rund 400 TWh zwischen der Bruttostromerzeugung und der aus der Last errechneten Nachfrage ergibt sich zum einen aus dem gemäß ENTSO-E-Definition nicht in der stündlichen Last berücksichtigten Kraftwerkseigenbedarf, dem Import-Export-Saldo und der Leistungs-

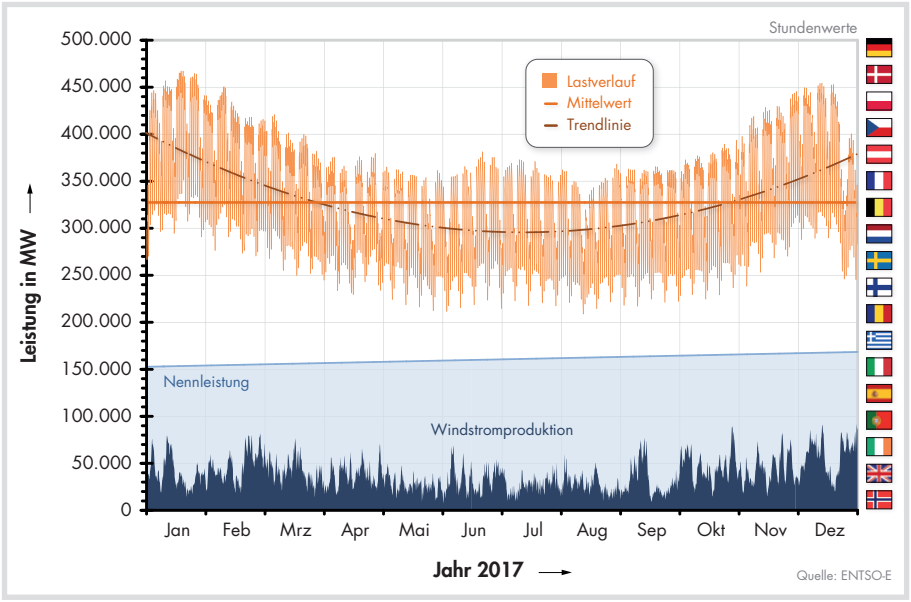


Bild 7. Windstromproduktion und Lastverlauf in 18 europäischen Ländern im Jahr 2017.

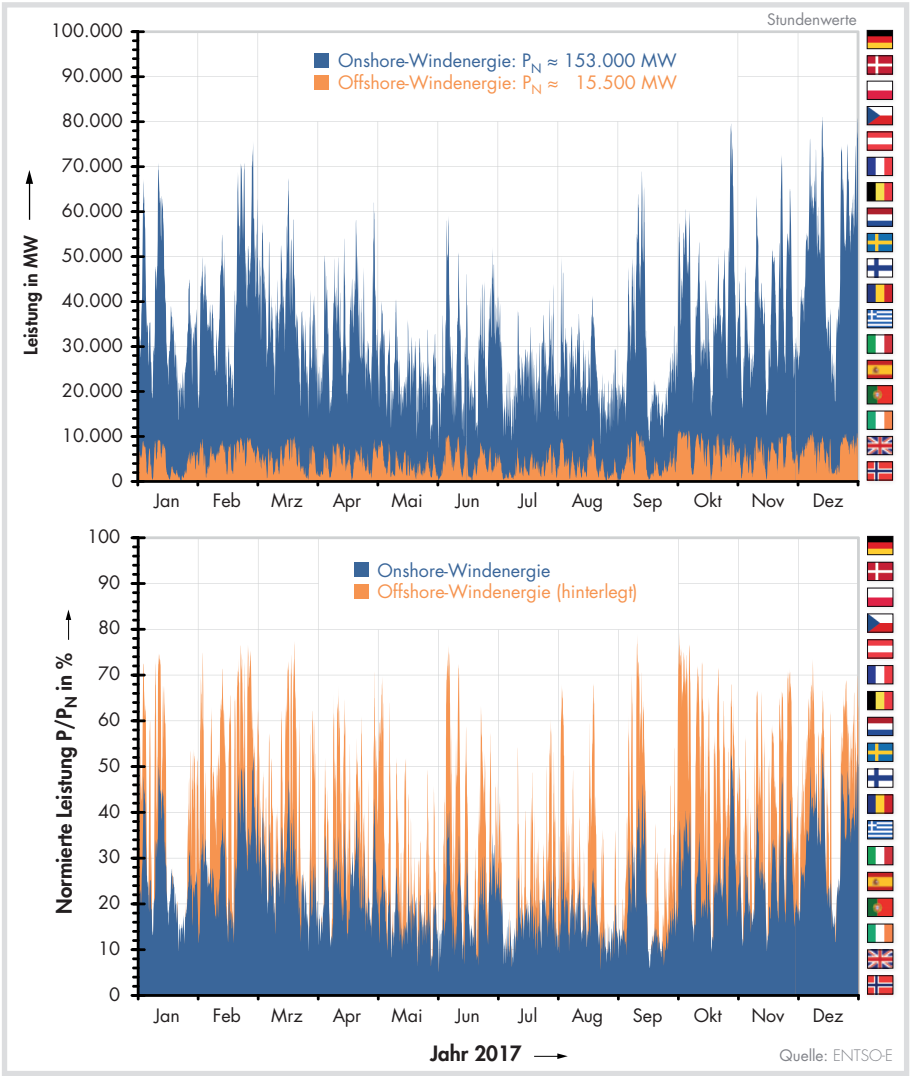


Bild 8. Summenzeitreihen der stündlichen Leistungsabgabe aus Onshore-Windenergie (blau) und Offshore-Windenergie (orange) in 18 europäischen Ländern im Jahr 2017 und normierte Summenzeitreihen unter der Annahme einer unterjährig linear wachsenden Nennleistung von Onshore-Windenergie (blau) und Offshore-Windenergie (orange, hinterlegt).

aufnahme von Pumpspeicherkraftwerken aller 18 Länder. Zum anderen sind nicht alle Verbraucher zu 100 % abgebildet, zum Beispiel der durch eigene Kraftwerke gedeckte Verbauch der deutschen Industrie, der nicht öffentlich erfasst wird.

Die hohe zeitliche Korrelation der stündlichen Lastverläufe in den 18 europäischen Ländern verdeutlicht Bild 7 mit ausgeprägten Wochen- und Tageszyklen ebenfalls. Im Falle einer Lastvergleichmäßigung über alle Länder hinweg dürften diese Zyklen nicht so ausgeprägt erkennbar sein.

Bild 8 zeigt, dass der Leistungsoutput des europäischen Onshore-Windparks (dunkelblau) häufig simultan zum Leistungsoutput des Offshore-Windparks (orange) verläuft und große zeitliche Leistungsschwankungen auftreten.

Während der europäische Onshore-Windpark zum Jahresende 2017 über eine Nennleistung von 153.000 MW verfügte, waren nur in fünf Ländern Offshore-Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 15.500 MW im Einsatz: Belgien, Dänemark, Deutschland, Niederlande und Vereinigtes Königreich.

Anders als in Deutschland fiel der Jahresminimalwert des Offshore-Windparks in Europa aufgrund der weiträumigeren Verteilung der Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee zu keinem Zeitpunkt auf 0 MW ab, sondern betrug 89 MW (Stundenwert).

Dies entspricht knapp 0,6 % der Nennleistung. Geringe Beiträge von 1 % der Nennleistung oder darunter waren in zehn der 8.760 Jahresstunden zu verzeichnen, Summenleistungen von 5 % der Nennleistung oder darunter an 319 Stunden und Summenleistungen von weniger als 10 % in 1.100 Stunden bzw. zusammengerechnet an 45 Tagen.

Damit ist auch der europäische Offshore-Windpark im bisherigen Ausbauzustand praktisch nicht grundlastfähig.

Die normierten Summenleistungen des Onshore-Windparks und des Offshore-Windparks verdeutlichen, dass die bisherige Ausdehnung beider Windparks über Europa offenbar nicht für eine Vergleichmäßigung in einem Maße ausreicht, das einen spürbaren Verzicht auf Backup-Kraftwerksleistung ermöglichen würde: Die dort jeweils hintereinander gelegten normierten Summenleistungen beider Windparks lassen erkennen, welche Leistungslücken sich schließen lassen und welche Leistungsspitzen sich weiter erhöhen. Das Ergebnis ist ernüchternd: Lücken werden nur in überschaubarem Maße gefüllt, Leistungsspitzen nehmen weiter zu. Die Korrelation der Leistungseinspeisungen ist deutlich erkennbar.

Es stellt sich die Frage, ob durch eine verstärkte Einbeziehung weit voneinander entfernt gelegener europäischer Länder bessere Ergebnisse erzielbar wären, wie von Grams et al. [23] und Becker [24] vorgeschlagen. Für eine Bewertung dieses Vorschlags bieten sich eine räumliche Korrelationsanalyse und ein prüfender Blick auf die Netzverluste an.

Räumliche Korrelationsanalyse

Korrelationsanalysen beschäftigen sich aus mathematischer Sicht mit der Frage, wie Daten voneinander abhängen. In diesem Fall geht es um die Frage, ob und in welchem Maße die Summenzeitreihen für die stündliche Leistungsabgabe zweier landesweiter Windparks von ihrer mittleren Distanz voneinander abhängen, also räumlich korrelieren.

Der Korrelationskoeffizient r_K ist allgemein ein Maß für die Richtung und die Stärke einer Korrelation und kann Werte im Bereich zwischen -1 und +1 annehmen. Hierbei sind die folgenden Fälle zu unterscheiden:

- Bei perfekt korrelierten Daten nimmt der Korrelationskoeffizient Werte von +1 (positiv) oder -1 (negativ) an. Die Veränderungen sind exakt gleich stark. Die Richtung ist entweder exakt gleich (+1) oder exakt entgegengesetzt (-1). Ein Beispiel für eine perfekt positive Korrelation wären die Geschwindigkeiten von zwei Fahrzeugen, die über eine Abschleppstange miteinander verbunden sind.
- Bei unkorrelierten Daten gilt für den Korrelationskoeffizienten: $r_K = 0$. Dieses Ergebnis wäre beispielsweise bei einem Vergleich von Hausnummern mit den Schuhgrößen der Bewohner zu erwarten.
- Bei positiver Korrelation nimmt der Korrelationskoeffizient positive Werte von mehr als 0 und kleiner als 1 an. Positive Korrelationskoeffizienten wären etwa bei einem Vergleich von Körper- und Schuhgrößen zu erwarten. Hier ginge es um eine gleichgerichtete Entwicklung. Steigt die Körpergröße, so nimmt in der Regel auch die Schuhgröße zu.
- Bei negativer Korrelation liegt der Korrelationskoeffizient im Bereich oberhalb von -1 bis kleiner als 0. Ein Beispiel für negativ korrelierte Daten sind die Außentemperatur und die Skiurlauberzahl in einer Winterurlaubsregion. Hier geht es um eine entgegengesetzte Entwicklung. Fällt die Außentemperatur, so steigt in der Regel die Skiurlauberzahl an.

Für die hier durchzuführende räumliche Korrelationsanalyse bildeten die 18 Zeitreihen zur Windstromproduktion des Jahres 2016 und die 18 Schwerpunkte der landesweiten Windparks die Basis. Die Gesamtanzahl N möglicher Länderkombinationen lässt sich allgemein mit z Ländern aus folgender Gleichung ermitteln:

$$N = ½ \cdot z \cdot (z-1).$$

Bei 18 Ländern ergeben sich insgesamt 153 mögliche Länderkombinationen und 153 mittlere Distanzen Δx zwischen den Schwerpunkten der landesweiten Windparks.

Da es sich bei den Zeitreihen der 18 Länder ausweislich um nicht normalverteilte Daten handelt, fiel die Wahl auf das Rangkorrelationsverfahren nach Spearman. Das Verfahren ist robust gegenüber Ausreißern und nutzt die in Ränge konvertierten Stundenwerte der Summenzeitreihen der Windstromproduktion von jeweils zwei landesweiten Windparks zur Berechnung des Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten r_S für 153 Länderpaare, nachfolgend vereinfachend als Korrelationskoeffizient bezeichnet.

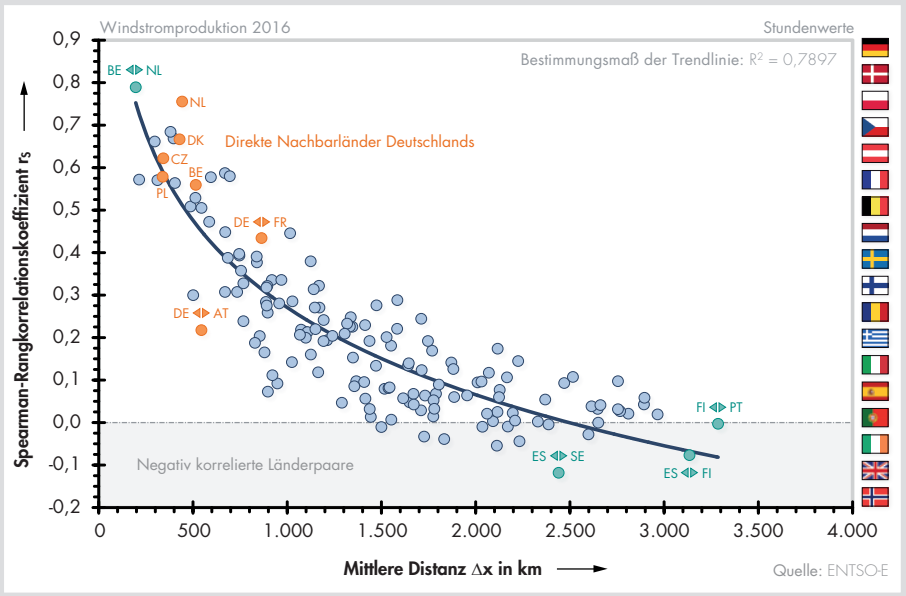


Bild 9. Spearman-Rangkorrelationskoeffizient r_S als Funktion der mittleren Distanz Δx zwischen den Schwerpunkten landesweiter Windparks für 18 Länder, errechnet auf der Basis von stündlichen Zeitreihen zur Windstromproduktion 2016. Neben Belgien und den Niederlanden als Länderpaar mit dem höchsten Korrelationskoeffizienten sind sieben direkte Nachbarländer Deutschlands, Finnland und Portugal als Länderpaar mit der weitesten mittleren Distanz, Spanien und Finnland sowie Spanien und Schweden als die beiden Länderpaare mit den geringsten Korrelationskoeffizienten farblich hervorgehoben.

Für die Bestimmung der mittleren Distanzen zwischen den landesweiten Windparks waren zunächst die Schwerpunkte der Windparks der 18 Länder zu ermitteln. Hierfür bildeten gewichtete Lagekoordinaten der jeweils etwa fünf bis fünfzehn größten Windpark-Cluster des betreffenden Landes im Jahr 2016 die Basis [21].

Anschließend waren 153 mittlere Distanzen für die einzelnen landesweiten Windparks untereinander zu ermitteln. Mit dem Kartendienst Google Maps ließen sich die gesuchten Entfernungen zwischen den Schwerpunkten aller landesweiten Windparks untereinander bestimmen. Das Ergebnis ist im Bild 9 dargestellt.

Den maximalen Korrelationskoeffizienten von 0,8 erreichen Belgien und die Niederlande bei einer mittleren Distanz zwischen ihren Windparkschwerpunkten von rund 200 km.

Mit den Niederlanden, Dänemark, Tschechien, Polen, Belgien und Frankreich weisen sechs direkte Nachbarländer Deutschlands Korrelationskoeffizienten von 0,4 oder mehr bei mittleren Distanzen von knapp 400 bis 900 km auf. Eine Ausnahme bildet Österreich mit einem Korrelationskoeffizienten von lediglich 0,2 bei einer mittleren Distanz von knapp 600 km. Ein Grund für die größere Entkopplung im Vergleich zu den anderen direkten Nachbarländern Deutschlands könnten zum Beispiel die Gebirgszüge der Alpen bzw. die Höhenlage des österreichischen Windparks sein.

Bei allen Korrelationskoeffizienten oberhalb von 0,4 verlaufen die Leistungseinspeisungen aus den landesweiten Windparks einzelner benachbarter Länder weitgehend synchron, so dass Glättungseffekte kaum bzw. allenfalls in überschaubarem Umfang erkennbar sind, wie im Bild 10 am Beispiel der auf die Nennleistung normierten Summenleistungen der stündlichen Windstromproduktion 2016 Belgiens und der Niederlande, Deutschlands und Frankreichs sowie Deutschlands und Österreichs verdeutlicht.

Die jeweils wie zwei Kämme hintereinandergelegten normierten Summenleistungen dieser Länder vermitteln einen Eindruck davon, welche Leistungslücken sich bei einer Kopplung der Windparks dieser Länderpaare schließen lassen und welche der Leistungsspitzen sich weiter erhöhen. Das Ergebnis: Leistungslücken füllen sich kaum auf, und Leistungsspitzen erhöhen sich weiter. Die Korrelation der Leistungseinspeisungen ist gut erkennbar.

Damit lässt sich festhalten, dass Nachbarländer, die mit 200 bis 900 km weit voneinander entfernten Schwerpunkten ihrer landesweiten Windparks durchweg positive Korrelationskoeffizienten von 0,2 bis 0,8 aufweisen, kaum erkennbare Beiträge zur angestrebten länderübergreifenden Vergleichmäßigung der Windstromproduktion leisten können.

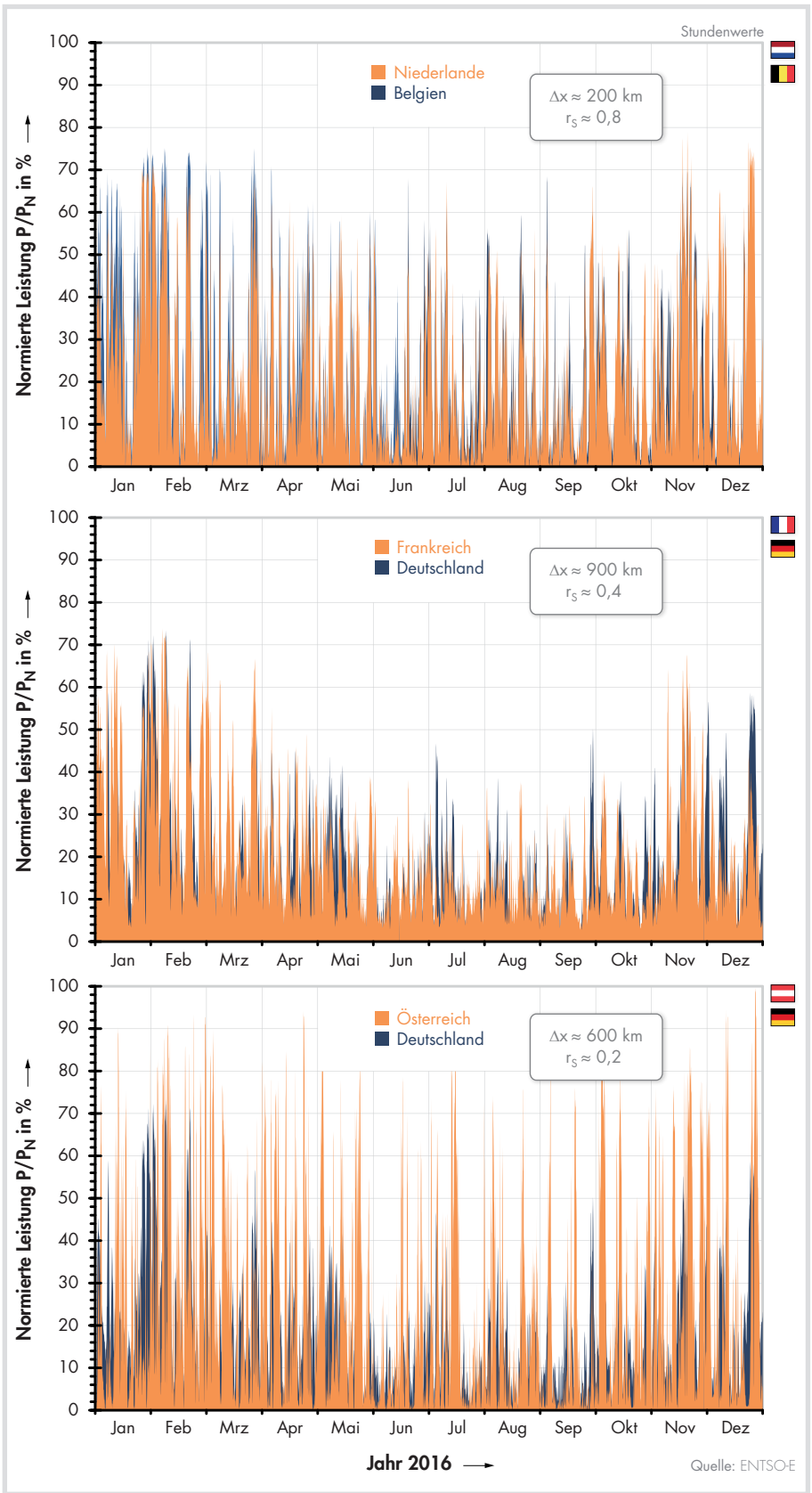


Bild 10. Normierte Summenzeitreihen der stündlichen Windstromproduktion 2016 benachbarter Länder mit positiven Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten.

Analysen auf Basis von Messdaten zu Windgeschwindigkeiten an 27 niederländischen Standorten bestätigen derartige Korrelationslängen von mehreren hundert Kilometern [25].

Bei Frankreich fällt im Vergleich mit allen anderen Nachbarländern Deutschlands die hohe Jahresminimalleistung von etwa 2,7 % der Nennleistung auf. Ein Grund könnten die in westlicher (Atlantik) und nordwestlicher Richtung (Ärmelkanal) verlaufenden, ausgedehnten Küstenlinien Frankreichs sein. Auch Spanien und das Vereinigte Königreich weisen Jahresminimalwerte durchweg deutlich oberhalb von 1 %, jedoch bis höchstens 2,3 % der Nennleistung auf.

Intuitiven Erwartungen zufolge müsste eine Vergleichmäßigung der Windstromproduktion am ehesten bei denjenigen Länderpaaren zu finden sein, die möglichst weit voneinander entfernt sind oder möglichst geringe Korrelationskoeffizienten aufweisen. Allerdings treten negative Korrelationskoeffizienten überhaupt nur bei zwölf der 153 Länderpaare auf, die vor allem Kombinationen der Länder Skandinaviens bzw. Nordeuropas mit Ländern der iberischen Halbinsel oder der Ägäis betreffen.

Die landesweiten Windparks von Finnland und Portugal sind mit 3.300 km am weitesten voneinander entfernt. Für diese Länder ergibt sich ein negativer Korrelationskoeffizient von -0,003. Hier ist von unkorrelierten bis schwach gegenläufigen Zeitreihen auszugehen.

Die Windparkschwerpunkte Spaniens und Finnlands sind mit 3.100 km am zweitweitesten voneinander entfernt. Die Länder weisen zudem einen negativen Korrelationskoeffizienten von -0,077 auf. Spanien und Schweden haben mit -0,118 den geringsten Korrelationskoeffizienten. Ihre Windparkschwerpunkte sind rund 2.400 km voneinander entfernt.

Im Bild 11 sind für diese weit entfernten Länderpaare normierte Summenleistungen der stündlichen Windstromproduktion 2016 erneut wie zwei Kämme hintereinander gelegt. Obwohl der Anteil sichtbarer Blauflächen der jeweils hinterlegten Windstromproduktion im Vergleich zu positiv korrelierten Zeitreihen gemäß Bild 10 zunimmt, lässt sich festhalten, dass sich zahlreiche Leistungslücken selbst bei unkorrelierten ($r_S \approx 0$) bis schwach negativ korrelierten ($r_S < 0$) Stundenwerten der Windstromproduktion kaum vergleichmäßigen und viele Leistungsspitzen nach wie vor miteinander korrelieren.

Somit bleibt ein Großteil der zeitlichen Schwankungen der Windstromproduktion auch bei weit entfernten Ländern erhalten. Eine Nutzung der in überschaubarem Maße erkennbaren Glättungseffekte setzt Stromtransporte über große Distanzen voraus.

Eine Frage der Netzverluste

Diese Betrachtungen verdeutlichen, dass bei einer verstärkten europäischen Vernetzung Stromferntransporte über sehr große Distanzen notwendig werden, um einen, wenn auch geringen, Glättungseffekt zu erreichen. Dies wirft Fragen nach den Netzverlusten auf, da in der Elektrizitätswirtschaft bislang die Devise gilt, Kraftwerke möglichst verbrauchernah zu errichten, um Netzverluste gering zu halten. Diese setzen sich aus lastabhängigen und lastunabhängigen Verlusten, Verlusten aufgrund der Leistungstransformation und Verlusten aus der

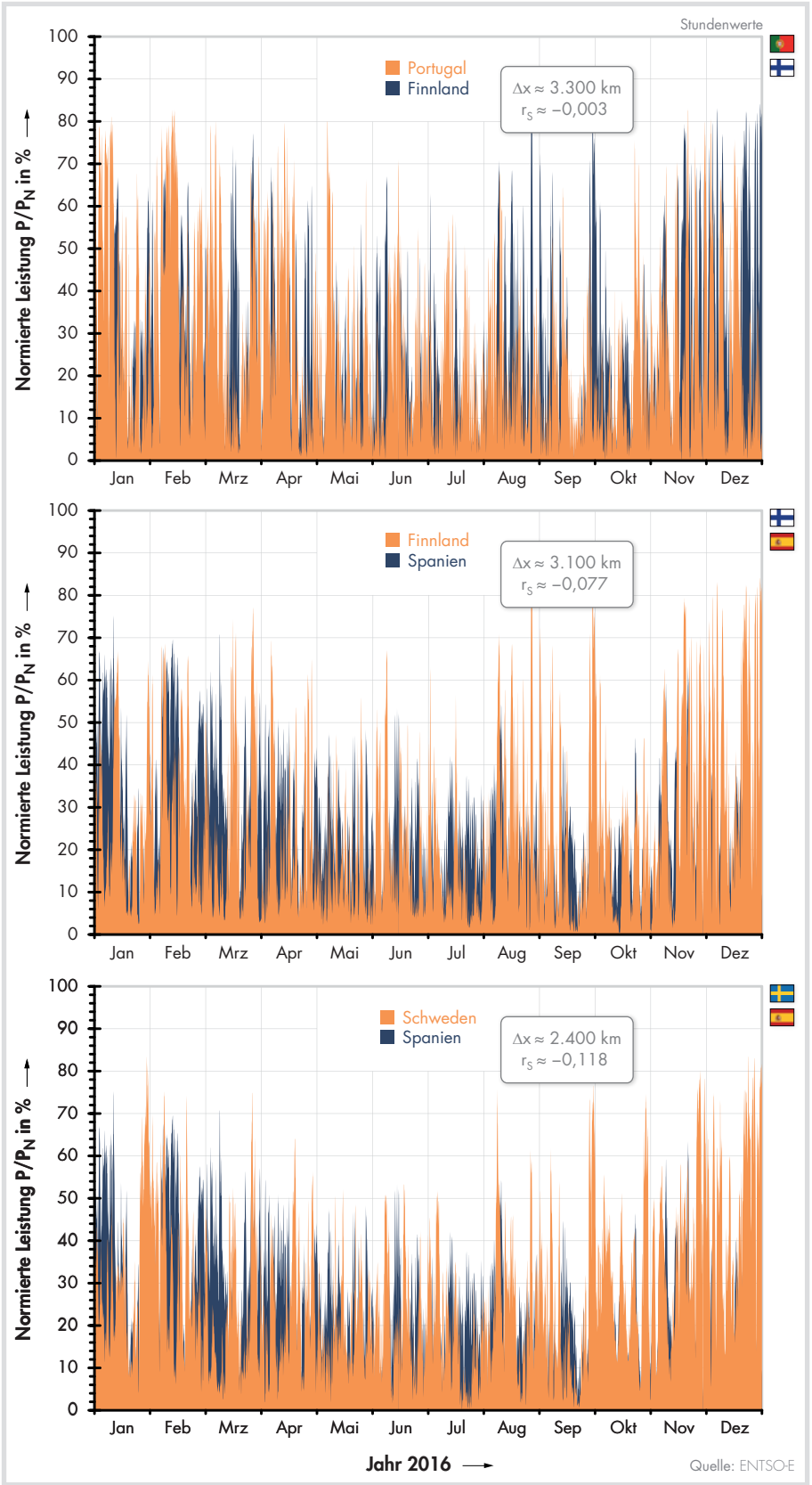


Bild 11. Normierte Summenzeitreihen der stündlichen Windstromproduktion 2016 weit entfernter Länder mit negativen Spearman-Rangkorrelationskoeffizienten.

Blindleistungskompensation zusammen. Der Hauptanteil der Verluste entfällt indes auf Wärmeverluste durch den ohmschen Widerstand der Übertragungsleitungen.

Beim Stromtransport über Freileitungssysteme mit Hochspannungswechselstrom (HVAC: High voltage alternating current) treten spezifische Gesamtverluste von etwa 1 % pro 100 km Transportdistanz auf [26], die über weite Bereiche von Übertragungsleistungen in etwa konstant bleiben.

Heutige technische Grenzen der HVAC-Übertragung liegen bei Höchstspannungen von etwa 765 kV sowie Übertragungsleistungen bis 3.000 MW und Transportentfernungen bis etwa 1.000 km, letztere limitiert durch Übertragungswinkel und Blindleistungsbedarf [27].

Bei etablierter Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC: High voltage direct current) über Freileitungen mit ±500 kV sind spezifische Netzverluste von etwa 0,5 % pro 100 km einzukalkulieren [26]. Hierbei sind an beiden Endpunkten der Übertragungsstrecke Konverterstationen zur Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom und umgekehrt erforderlich, die weitere Zusatzverluste von jeweils etwa 1 % der Übertragungsleistung verursachen [26, 27].

Aktuell werden HVDC-Übertragungsstrecken per Freileitungssystem für Höchstspannungen von ±800 kV, Übertragungsleistungen von rund 6.400 MW und Transportentfernungen bis etwa 2.000 km ausgelegt. Bei solchen Höchstspannungen reduzieren sich die spezifischen Leitungsverluste auf knapp 0,4 % pro 100 km Transportdistanz. Technische Grenzen der HVDC-Übertragung liegen bei Höchstspannungen von ±1.100 kV, Übertragungsleistungen bis 12.000 MW und Entfernungen bis 3.300 km [28].

Für eine HVAC-Übertragung mittels 380-kV-Freileitungssystem über eine durchschnittliche Transportdistanz von 1.500 km zwischen Schwerpunkten landesweiter Windparks wäre, sofern überhaupt ernsthaft in Betracht gezogen, mit Netzverlusten von mindestens 15 % der Übertragungsleistung zu rechnen. Bei einer HVDC-Übertragung mit ±500 kV wären es knapp 10 % [26, 27].

Für einen Stromferntransport über die hier betrachteten größten Einzeldistanzen zwischen Windparkschwerpunkten peripherer Länder wie Finnland oder Norwegen (Skandinavien), Portugal oder Spanien (Iberische Halbinsel) sowie Griechenland (Ägäis) und Rumänien (Balkanhalbinsel) von rund 3.000 km oder mehr würde eine HVAC-Übertragung vermutlich nicht in Erwägung gezogen, da hohe Netzverluste von 40 % der Übertragungsleistung oder mehr einzukalkulieren wären [26]. Auch im Falle einer HVDC-Übertragung wäre bei solchen Transportdistanzen mit Netzverlusten von einem Fünftel der Übertragungsleistung auszugehen [26].

Hinzuzurechnen wären in allen obigen Fällen weitere Netzverluste für das Einsammeln und Hochtransformieren der Leistungsabgabe der Windenergieanlagen im Produktionsland auf eine geeignete Spannungsebene und die Weiterverteilung der nach dem Ferntransport noch verbliebenen Übertragungsleistung im Zielland über dortige Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze bis zum Endverbraucher.

Diese Netzverluste lassen sich mit Daten von CEER (Council of European Energy

Regulators), dem Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden, und Daten der amerikanischen Energieinformationsbehörde EIA (Energy Administration Agency) für die Jahre von 2010 bis 2015 beziffern (Tabelle 2) [29, 30].

Insgesamt sind für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie vom Kraftwerk bis zum Letztverbraucher – über mehrere Jahre und alle 18 Länder gemittelt – Netzverluste von etwa 6,6 % der eingespeisten Jahresenergie für ein durchschnittliches europäisches Land einzukalkulieren. Diese teilen sich auf folgende Spannungsebenen auf: die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene [7].

Hierzulande beträgt die elektrische Spannung im Höchstspannungsnetz 380 oder 220 kV. Das Höchstspannungsnetz ist heute für weiträumig überregionale Verbindungen zuständig und beliefert regionale Stromversorger und Industriegroßbetriebe. Es ist knapp 37.000 km lang und mit Kuppelleitungen an das europäische Verbundnetz angeschlossen.

Das Hochspannungsnetz wird bei einer Spannung von 110 kV betrieben und ist etwa 97.000 km lang. Dieses regionale Verteilnetz überträgt elektrische Energie insbesondere zu Industriebetrieben, lokalen Stromversorgern oder Umspannwerken. In diesen wird auf Mittelspannung, meist 20 kV, heruntertransformiert, um Industrie- und Gewerbebetriebe zu beliefern. Die Stromkreislänge beträgt ungefähr 520.000 km.

Private Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft verfügen ausschließlich über elektrische Geräte, die für Spannungen von 230 V oder 400 V ausgelegt sind. Die Mittelspannung muss zur Einspeisung ins örtliche Niederspannungsnetz nochmals transformiert werden. Die Niederspannungsnetze sind mit kumulierten Stromkreislängen von rund 1.190.000 km die längsten Versorgungsnetze.

Die Tabelle verdeutlicht: Die weitaus geringsten Transport- und Verteilnetzverluste über alle Spannungsebenen weist Finnland mit etwa 3,3 % der eingespeisten Jahresenergie auf, gefolgt von Deutschland (4,1 %) und Österreich (4,8 %) sowie den Niederlanden (4,8 %).

Den höchsten Wert verzeichnet mit 11,9 % Rumänien, gefolgt von Portugal (9,6 %) und Spanien (9,5 %). Auf den Stromverbrauch bezogen betragen die über mehrere Jahre und alle 18 Länder gemittelten Netzverluste etwa 7,3 %.

In Absolutzahlen addieren sich die auf die eingespeiste Jahresenergie bezogenen Verluste der Transport- und Verteilungsnetze der 18 Länder heute auf rund 200 TWh jährlich [30]. Dies entspricht etwa dem Zweifachen der letztjährigen Solarstromproduktion dieser Länder oder ungefähr 60 % ihrer Windstromproduktion [15].

Tab. 2. Durchschnittliche Netzverluste für Transport und Verteilung in den 18 europäischen Ländern in Prozent der jährlich eingespeisten Energie von 2010 bis 2015.

Land	Durchschnittliche Netzverluste in % der jährlich eingespeisten Energie					
	Transport und Verteilung [1]			nur Transport [2]		
	Ø [3]	2010	2015	Ø [3]	2010	2015
AT	4,8	4,7	4,9	0,9	0,8	0,9
BE	4,9	4,7	5,3	1,7	1,6	1,7
CZ	5,0	5,5	4,9	1,0	0,8	1,1
DE	4,1	4,0	4,3	1,0	0,7	1,4
DK	6,0	6,0	6,0	2,2	2,0	2,3
ES	9,5	9,4	9,9	1,4	1,6	1,5
FI	3,3	2,8	3,0	0,8	0,8	0,8
FR	6,5	6,7	6,5	2,1	2,2	2,1
GR	7,0	7,1	10,2	2,5	2,8	2,5
IE	8,0	8,1	7,9	2,0	2,0	2,0
IT	6,9	6,7	6,8	k.A.	k.A.	k.A.
NL	4,8	5,0	4,7	0,9	1,1	1,0
NO	6,3	7,6	5,6	1,7	1,9	1,5
PL	7,0	8,2	6,7	1,2	1,2	1,2
PT	9,6	8,5	9,9	1,4	1,5	1,3
RO	11,9	12,6	10,9	1,6	1,8	1,5
SE	5,0	4,9	3,4	0,9	1,0	0,9
UK	7,8	7,2	8,4	1,8	1,5	2,1
Ø [4]	**6,6**	6,7	6,6	**1,5**	1,4	1,4

[1] inklusive Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung
[2] nur Höchstspannung
[3] Mittelung bezüglich der Jahre 2010 bis 2015 und der Quellen CEER [29] sowie EIA [30]
[4] Mittelung bezüglich der 18 europäischen Länder

Beim Transport elektrischer Energie auf der Höchstspannungsebene fallen – über mehrere Jahre und alle 18 Länder gemittelt – Netzverluste von 1,5 % der jährlich eingespeisten Energie für ein durchschnittliches europäisches Land an. Auch hier sind länderspezifische Unterschiede zu beobachten. So weist Finnland mit 0,8 % der eingespeisten Jahresenergie die geringsten Verluste auf, gefolgt von Österreich (0,9 %), Schweden (0,9 %) und den Niederlanden (0,9 %).

Für Deutschland (1,0 %) ist zu ergänzen, dass sich die Verluste im Höchstspannungsnetz von rund 0,7 % im Jahr 2010 bis zum Jahr 2015 auf 1,4 % erhöht und damit verdoppelt haben. Bei spezifischen Gesamtverlusten auf der Höchstspannungsebene von etwa 1 % pro 100 km Transportdistanz lassen sich die Verluste im Höchstspannungsnetz auch als Verdopplung der durchschnittlichen Kraftwerksdistanz zum Endverbraucher von rund 70 auf 140 km in sechs Jahren interpretieren. Der Anteil der Verluste der Höchst- und Hochspannungsnetze an den gesamten Netzverlusten hat sich hierzulande zeitgleich von 33 auf 43 % erhöht [7].

In vielen europäischen Ländern hat der Anteil von dezentralen Stromerzeugungsanlagen an der landesweiten Kraftwerksleistung in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Diese Anlagen speisen üblicherweise in die Mittel- und Niederspannungsnetze, teilweise auch in Hochspannungsnetze ein. Tendenziell sollten die Netzverluste abnehmen, wenn dezentrale Kraftwerke näher an die Letztverbraucher heranrücken, da sich nicht nur die Entfernung für den Transport und die Verteilung der elektrischen Leistung reduziert, sondern auch seltener umzuspannen bzw. zu transformieren ist.

Dies gilt allerdings nicht uneingeschränkt, denn die lokale Synchronizität von Erzeugung und Verbrauch hat ebenfalls Einfluss auf die Netzverluste: Ist dezentral bereitgestellter Strom zeitgleich direkt vor Ort vom Verbraucher nutzbar, so sinken die Netzverluste sehr deutlich, da kein Transport zu weiter entfernt gelegenen Verbrauchern erforderlich wird.

In der Realität treten aufgrund wetterabhängiger Leistungseinspeisungen aus regenerativen Energiesystemen jedoch häufig Situationen ein, bei denen dezentral produzierter Strom nicht zeitgleich vor Ort nutzbar ist, so dass im Netz Rückflüsse auftreten, durch die sich die Netzverluste erhöhen. Auch Windparks befinden sich oft nicht in direkter Umgebung der Verbrauchszentren. Ihre Leistung muss in Höchst- und Hochspannungsnetze eingespeist und teilweise über größere Entfer-

nungen transportiert werden, so dass die Netzverluste ansteigen. Auch hier ist der Einfluss der Synchronizität von Erzeugung und Verbrauch nicht vernachlässigbar.

Dass Netzverluste sich bei einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung deutlich erhöhen können, zeigt das Beispiel des spanischen Verteilnetzbetreibers Viesgo [29]. Dieser stellte fest, dass sich durch die Windstromproduktion in seinem Verteilnetz die Netzverluste auf der Hochspannungsebene (132 kV) deutlich erhöhten. Je nach den Leistungsflüssen (Leistungsfluss bezeichnet die in einem elektrischen Netz zwischen zwei Knoten übertragene Leistung) in seinem Netzgebiet registrierte der Verteilnetzbetreiber einen Anstieg der Netzverluste von üblicherweise etwa 2 bis 4 % der Summe aus Last und Export-Import-Saldo auf höhere und extreme Werte von bis zu 20 % in Fällen, in denen Nettostromimporte in sein Netzgebiet erforderlich waren. Diese Erkenntnisse verdeutlichen, dass die Netzverluste beim weiteren Ausbau der Windenergienutzung mit europaweiter Vernetzung auch vor dem Hintergrund europäischer Anstrengungen zur Erhöhung der Effizienz nicht vernachlässigbar sind.

Für die Netzverluste bei europaweiter Vernetzung gilt für ein Szenario nach dem Motto „Jeder hilft Jedem“: Im Produktionsland wäre die Leistung aus allen Windenergieanlagen im ersten Schritt einzusammeln und auf das geeignete Spannungsniveau zu transformieren, bevor im zweiten Schritt der Ferntransport wahlweise zum inländischen Verbraucher oder zum Zielland über eine Entfernung von durchschnittlich 1.500 km stattfinden könnte. Dort wäre die Leistung im dritten Schritt auf eine geringere Spannungsebene zu transformieren und schließlich bis zum Endverbraucher weiterzuverteilen. Bei diesem Szenario könnten sich die Netzverluste über alle drei Schritte bei vereinfachender Ingenieurabschätzung auf insgesamt etwa ein Fünftel bis ein Drittel der eingespeisten Summenleistung aufsummieren (Produktionsland: etwa 7 %, Ferntransporte: etwa 10 bis 15 %, Zielland: etwa 7 %).

In der Frage der europaweit verfügbaren gesicherten Leistung aus Windenergie bedeutet dies, dass sich aus dem aufsummierten Leistungsoutput sämtlicher Windenergieanlagen in 18 europäischen Ländern unter stark idealisierender Vernachlässigung der Transport- und Verteilnetzverluste in der Realität geringere Werte ergeben dürften.

Diskussion

Die Analysen der Summenzeitreihen zur Windstromproduktion in den windstarken Jahren 2015 und 2017 deuten für den europäischen Windpark auf gesicherte Leistungen von theoretisch jeweils 5 % der Nennleistung unter der Annahme eines unterjährigen linearen Zubaus hin. Das windschwächere Jahr 2016 führte zu einer gesicherten Leistung des europäischen Windparks von theoretisch 4 % der Nennleistung (Bild 12).

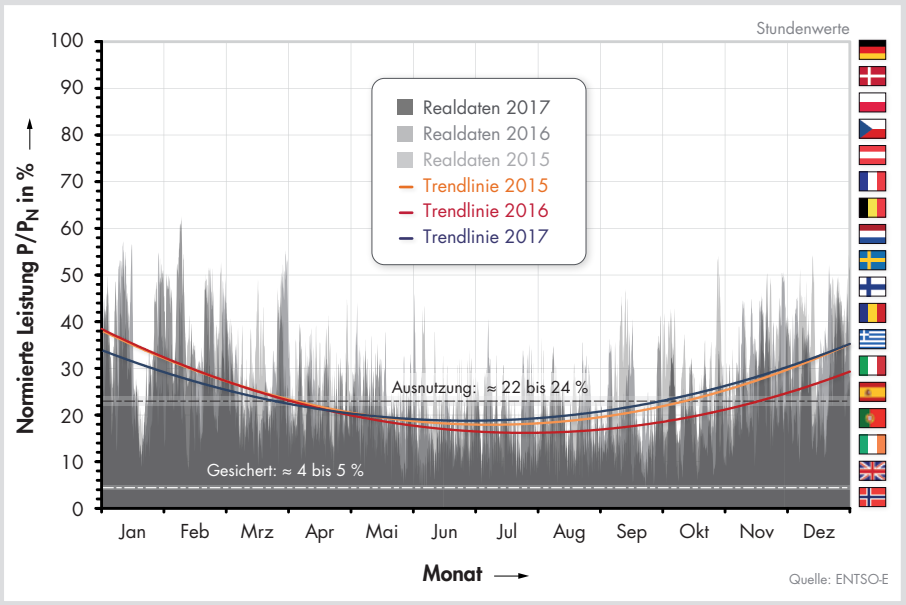


Bild 12. Summenzeitreihen der normierten Leistung des europäischen Windparks für die Jahre 2015 bis 2017 mit Trendlinien der Realdaten, die den saisonalen Charakter der Windstromproduktion verdeutlichen, unter der Voraussetzung, dass die Nennleistung jeweils unterjährig linear zunimmt. Die gesicherte Leistung erreicht theoretisch 4 bis 5 % der Nennleistung, die Ausnutzung 22 bis 24 %.

Der Leistungsoutput des europäischen Windparks im Zeitraum von 2015 bis 2017 liegt in einer Bandbreite von 4 bis 63 % der Nennleistung und weist eine hohe Volatilität auf. Die Trendlinien für die Realdaten der Windstromproduktion dienen der Augenführung und verdeutlichen, dass Veränderungen wesentlich vom jährlichen Winddargebot bestimmt sind. Der aus Deutschland gut bekannte saisonale Verlauf der Windstromproduktion – im Winter höhere Summenleistungen als im Sommer – bleibt bei einer europaweiten Verteilung von Windenergieanlagen erhalten. Effekte einer ausbaubedingt verstärkten europaweiten Verteilung von Windenergieanlagen auf die Jahresminimalleistung sind nicht erkennbar, obwohl die Nennleistung von 141.000 MW zum Jahresanfang 2015 bis zum Jahresende 2017 um ein Drittel auf knapp 170.000 MW anstieg.

Damit gilt: Auch wenn aus europäischer Perspektive statistisch signifikante Glättungseffekte zu verzeichnen sind, so helfen diese Effekte bei der gesicherten Leistung offensichtlich nur bedingt weiter, denn theoretische Werte von 4 bis 5 % der Nennleistung bedeuten mit Berücksichtigung der Netzverluste, dass auch auf der europäischen Ebene planbare Backup-Leistung von praktisch 100 % der Nennleistung des europäischen Windparks vorzuhalten ist, solange dessen Nennleistung die kumulierte Jahreshöchstlast der betreffenden Länder zuzüglich Reserven noch nicht überschritten hat.

Im Jahr 2017 lieferte der europäische Windpark insgesamt rund 339 TWh an elektrischer Energie. In den Jahren 2016 und 2015 waren es knapp 287 TWh bzw. knapp 285 TWh. Die Ausnutzung des europäischen Windparks variierte von 22 bis 24 %.

Mit den Ergebnissen der zuvor beschriebenen linearen Regressionsanalyse lässt sich die Ausnutzung eines Windparks in einem einzelnen europäischen Land in guter Näherung auf durchschnittlich 18 % beziffern. Eine europäische Kopplung lässt also einen Ausnutzungsbenefit von wenigen Prozentpunkten erkennen.

Im Juli 2017 kamen Forscher der ETH Zürich und des Imperial College London auf Basis europäischer Wetterdaten der letzten 30 Jahre und anhand von iRES-Modellrechnungen zu dem Ergebnis [23], dass in Europa regelmäßig Wetterregimes mit räumlichen Skalen von rund 1.000 km und zeitlichen Skalen von mehr als fünf Tagen auftreten, bei denen die Windstromproduktion benachbarter europäischer Länder weiträumig ausfallen könne.

Grams et al. empfahlen, den Ausbau der Windenergie in Europa besser zu koordinieren und zu berücksichtigen, dass in peripheren europäischen Regionen wie der iberischen Halbinsel, in Nordskandinavien, auf dem Balkan oder in der Ägäis häufig gegenläufige Windverhältnisse herrschten, mit denen sich Variationen der elektrischen Summenleistung gesamteuropäisch ausgleichen ließen. Der Ausbau der Windenergie müsste sich demnach verstärkt auf Länder in der Peripherie Europas konzentrieren, um die Windstromproduktion zu vergleichmäßigen. Würden sich die europäischen Länder bei ihrer Ausbaustrategie noch besser abstimmen, könnten sie die

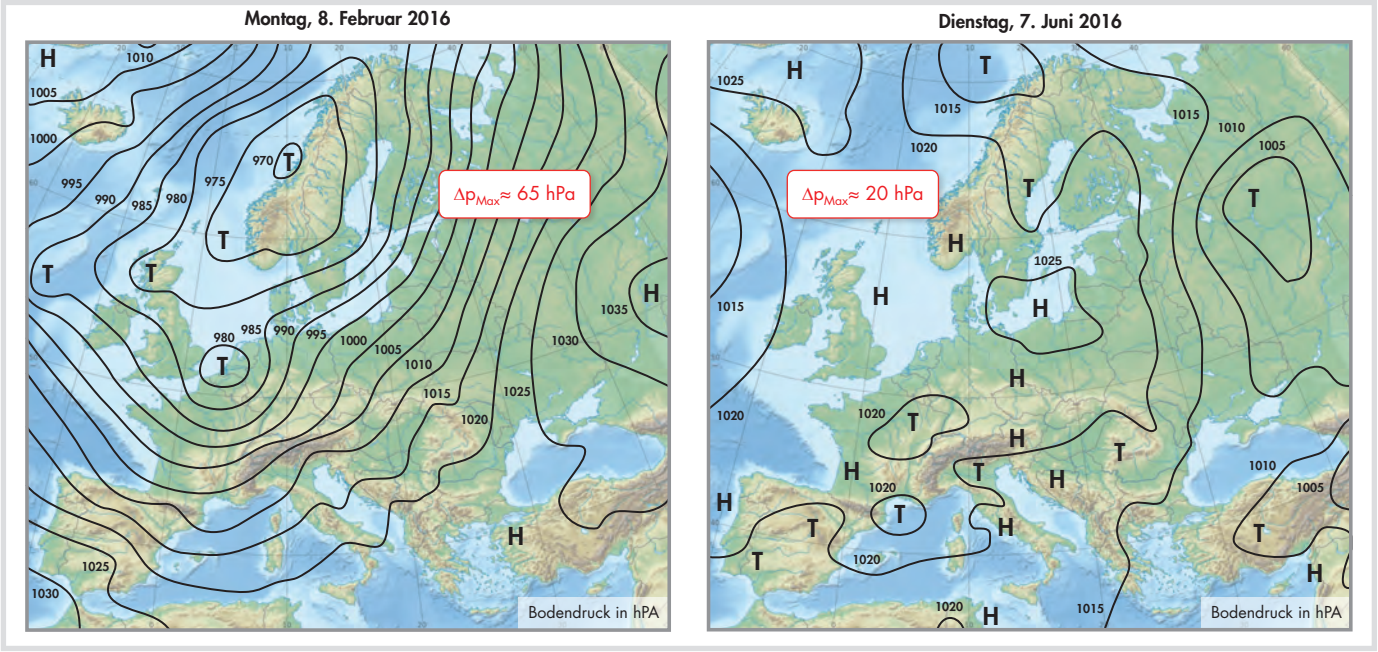


Bild 13. Isobarenkarten vom 8. Februar 2016 (Wintertag) und vom 7. Juni 2016 (Sommertag) als Beispiele ausgeprägter Stark- bzw. Schwachwindphasen über weite Teile Europas.

Windstromproduktion verstetigen. Dann wäre es auch einfacher, ihn in das Energiesystem zu integrieren.

Für den gesamteuropäischen Ausgleich ließe sich nach Aussagen von Grams et al. lokal auch Photovoltaik nutzen (tagsüber). Allerdings wäre die heute vorhandene Nennleistung, etwa 114.000 MW zum Jahresende 2017 in Europa [15], mindestens zu verzehnfachen.

Dass regelmäßig weiträumige Wettergebiete über ganz Europa mit ausgeprägten Phasen auftreten können, in denen zeitgleich über viele europäische Länder hinweg Stark- oder Schwachwind herrscht, ist beispielsweise aus Wetterberichten im Fernsehen bekannt. Treibende Kraft des Windes sind weiträumige Luftdruckunterschiede, aus denen sich auf Basis von Isobarenkarten (Isobaren: Linien konstanten Drucks) Rückschlüsse auf kontinentale Windverhältnisse ziehen lassen, wie im Bild 13 am Beispiel eines Wintertages (8. Februar 2016) mit gutem Wind über weite Teile Europas und eines Sommertages (6. Juni 2016) mit Schwachwind über weite Teile Europas dargestellt.

Am 8. Februar 2016 traten maximale Luftdruckunterschiede Δp_{Max} bis etwa 65 hPa über Europa auf. Die Isobarenlinien dieses Wintertages verlaufen eng gestaffelt nebeneinander. Dies weist auf hohe Gradienten und gute Windverhältnisse hin. Der europäische Windpark speiste im Tagesdurchschnitt eine Leistung von etwa 86.000 MW oder 57 % seiner Nennleistung von rund 152.000 MW ein (Voraussetzung: Kupferplatte über Europa, keinerlei Netzverluste berücksichtigt). Abends von 20:00 Uhr bis 21:00 Uhr erreichte die Leistungsabgabe des europäischen Windparks mit 89.100 MW ihren Jahresmaximalwert (Stundenwert) [13].

Am 6. Juni 2016 traten über Europa maximale Luftdruckunterschiede Δp_{Max} bis 20 hPa auf. Im Bild 13 sind vergleichsweise wenige Isobarenlinien erkennbar, ein Indikator für niedrige Gradienten und Schwachwindverhältnisse über weite Teile Europas. Der europäische Windpark speiste im Tagesdurchschnitt rund 12.200 MW oder 8 % seiner Nennleistung ein. Morgens zwischen 6:00 Uhr und 9:00 Uhr sank seine Leistung auf rund 6.500 MW oder 4 % seiner Nennleistung ab (Voraussetzung: Kupferplatte über Europa, keinerlei Netzverluste berücksichtigt) [13].

Diese Beispiele verdeutlichen, dass immer wieder Situationen eintreten können, bei denen die Windstromproduktion in weiten Teilen Europas gleichzeitig stark oder schwach ist. Das bedeutet in solchen Fällen: Herrschen in Deutschland günstige Windverhältnisse, so ist dies oft auch in benachbarten Ländern der Fall und umgekehrt. Erschwerend kommt hinzu, dass auch die Nachfrage nach Elektrizität in europäischen Ländern in vielen Situationen zeitlich korreliert ist, so dass ein länderübergreifender Ausgleichseffekt zum kritischsten Zeitpunkt des Jahres für die Last nachweislich nicht sicher gegeben ist [31].

Die Synchronizität und Korrelation der Windstromproduktion in benachbarten Ländern Europas ließe sich nach den Analysen von Grams et al. [23] durch Anbindung sehr weit entfernter Länder in der Peripherie Kontinentaleuropas umgehen. Angesichts dafür verstärkt notwendiger Stromtransporte über sehr große Distanzen von mehreren tausend Kilometern und durchschnittlicher iRES-Ausnutzungsgrade von etwa 22 % für Onshore-Windenergie, 32 % für Offshore-Windenergie und 11 % für Photovoltaik wären berechtigte Fragen nach den bei solchen Ausbaustrategien erwartbaren Netzverlusten, nach der Auslastung der mit einem Fokus auf verstärkte europaweite Stromferntransporte neu zu errichtenden Infrastruktur (Ferntransporte) und nach ihrer Rentabilität zu stellen. Die Angaben zur Ausnutzung basieren auf ENTSO-E-Daten der 18 europäischen Länder für die Jahre 2015 bis 2017, auf die jeweils 95 % der Windenergie- und Photovoltaikanlagen-Nennleistung Europas entfallen.

Auch wenn etwa China heute über zahlreiche HVDC-Strecken für Transportdistanzen von ein- bis zweitausend Kilometern verfügt, so sind diese ausnahmslos für die Übertragung elektrischer Leistungen von mehreren tausend Megawatt aus großen Wasserkraftwerken im Landesinneren ausgelegt, um die Verbrauchszentren an den Küsten Chinas mit Elektrizität zu versorgen. Diese Stromübertragungstechnik wird im Englischen folgerichtig auch mit „bulk transmission of electrical power“ umschrieben, ein Indikator für große kontinuierliche Leistungen und durchweg hohe Auslastungen der Übertragungsstrecken – Kriterien, die weder Wind- noch Solarstrom auf europäischer Ebene perspektivisch erfüllen.

Anfang März 2018 veröffentlichte der Deutsche Wetterdienst Ergebnisse einer Studie [24], durch einen kombinierten Einsatz von Windenergie und Photovoltaik im europäischen Stromverbund könnten Risiken durch Windflauten und sonnenscheinarme Phasen deutlich reduziert werden. Mit Daten zur räumlichen und zeitlichen Struktur der Wetterverhältnisse von 1995 bis 2015 und Modellen zur Abschätzung der Stromproduktion repräsentativer Windenergie- und Photovoltaikanlagen – ohne Einschränkungen einheitlich über Europa verteilt und jegliche Netzverluste

vernachlässigend – ermittelten die Meteorologen, wie oft die Summenleistung dieses iRES-Anlagenparks über einen zusammenhängenden Zeitraum von jeweils zwei Tagen unterhalb einer Marke von 10 % der Nennleistung gelegen hätte.

Das Ergebnis für Deutschland: Bei Beschränkung auf Onshore-Windenergie seien 23 Fälle pro Jahr zu erwarten. Bei Hinzunahme von Offshore-Windenergie in der deutschen Nord- und Ostsee reduziere sich diese Anzahl auf 13 Fälle pro Jahr, mit zusätzlicher Ergänzung der Photovoltaik seien es zwei Fälle pro Jahr und im Falle einer europaweiten Betrachtung nur noch 0,2 Fälle pro Jahr. Da „das Wetter mache, was es wolle", sei allerdings niemals auszuschließen, dass eine extreme Windflaute zusammen mit einer sonnenarmen Phase über Europa auftrete. Eine verantwortungsvolle Energiepolitik müsse sich daher nicht nur um den Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen kümmern, sondern auch für ausreichend Reservekraftwerkskapazitäten sorgen.

Angesichts der Anforderung für das Stromnetz, Erzeugung und Verbrauch im permanenten Gleichgewicht zu halten, ist hier anzumerken, dass, anders als in der genannten Studie mit Zeiträumen von zwei Tagen betrachtet, Bruchteile von Sekunden bis Minuten ausreichen können, um einen Blackout zu verursachen. Ein Blick auf das Bild 12 verdeutlicht ferner: Eine gedachte Linie von 10 % der Nennleistung des europäischen Windparks (DE+17) lässt erahnen, wie häufig sein stündlicher Leistungsoutput diese Zielmarke im letzten Jahr unterschritten hat: Zusammengerechnet waren es 327 Stunden, verteilt über alle Monate außer Februar und Dezember, darunter 99 Nachtstunden (d.h. kein Solarstrom möglich).

Welche Konsequenzen hätte eine Umsetzung der von Grams et al. [23] und Becker [24] empfohlenen gleichmäßigen europaweiten Verteilung von Windenergieanlagen?

Der Nachholbedarf vieler Länder gegenüber Deutschland ist augenscheinlich beträchtlich, wie das Bild 3 verdeutlicht: So müssten alle 13 Länder in der Nennleistungsrangfolge nach Italien bei möglichst gleichmäßiger Standortverteilung ihre Nennleistung durchschnittlich um das 16-Fache erhöhen, um den Ausbaustand Deutschlands zu erreichen.

Bei Betrachtung aller 17 Länder wäre eine Gesamtnennleistung von rund 840.000 MW neu zu errichten. Mit der bereits vorhandenen Nennleistung der Windenergieanlagen in den 18 Ländern wäre somit von einer Nennleistung des ausbalancierten europäischen Windparks von insgesamt rund 1.000.000 MW auszugehen.

Zum Vergleich: Im Jahr 1995 waren in den hier betrachteten 18 europäischen Ländern Kraftwerke mit einer Nennleistung von etwa 620.000 MW installiert [32]. Im Jahr 2015 waren es bereits rund 970.000 MW Nennleistung, von denen 47 % auf konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler kohlenwasserstoffhaltiger Brennstoffe entfielen, gefolgt von Wasserkraftwerken (16 %), Windenergieanlagen (14 %), Kernkraftwerken (12 %) und Photovoltaikanlagen (10 %).

Bei einem langjährig und über die 18 Länder gemittelten Jahresertrag des europäischen Windparks von rund 2.000 MWh elektrischer Energie pro Megawatt Nennleistung [15] und unter der Annahme, dass sich ertragssteigernde Faktoren wie zunehmend größere Anlagen und Nabenhöhen sowie ertragsmindernde Faktoren wie zunehmend geringere Windhöffigkeiten verbliebener Windstandorte beim weiteren Ausbau ungefähr die Waage halten, wäre für den fiktiven europäischen Windpark von einer Jahresstromproduktion von etwa 2.000 TWh auszugehen. Die Bruttostromproduktion der betrachteten 18 Länder lag im Vergleich dazu im Jahr 2017 bei knapp 3.300 TWh [15].

Bei spezifischen Investitionskosten von 1,5 M€ pro Megawatt Onshore-Nennleistung [33] und 4,0 M€ pro Megawatt Offshore-Nennleistung [34] wären unter der Annahme, dass unverändert 90 % der zuzubauenden Nennleistung auf Onshore-Windenergieanlagen entfallen und der Rest auf Offshore-Windenergieanlagen, für einen derartigen Ausbau der europäischen Windenergienutzung Gesamtinvestitionen von ungefähr 1.500 Milliarden € einzukalkulieren. Dies ist im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt 2015 der 18 Länder von nahezu 11.500 Milliarden € ein beträchtlicher Betrag.

Gleichzeitig wären weitere Milliardeninvestitionen für nach wie vor erforderliche planbare Backup-Systeme und zur Verstärkung der Netzinfrastruktur einzukalkulieren [35].

Nach Einschätzung von ENTSO-E sind etwa vier Fünftel der europaweit identifizierten Netzengpässe regenerativen Energien zuzurechnen. Die Kosten einer Verstärkung und Ertüchtigung der europäischen Netzinfrastruktur zur weiteren Integration regenerativer Energien beziffert der Verband auf knapp 130 Milliarden € [36].

Ein weiterer Punkt: Bei einer unterstellten Einsatzfähigkeit heutiger Windenergieanlagen von durchschnittlich 25 Jahren wäre bei einem Anlagenbestand von rund 1.000.000 MW Nennleistung eine Erneuerungsrate von 40.000 MW pro Jahr erforderlich. Im Vergleich dazu gingen in den 18 Ländern in den letzten sechs Jahren Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von durchschnittlich 12.000 MW pro Jahr in Betrieb, im Jahr 2017 waren es etwas mehr als 15.000 MW [15].

Dass die Einsatzfähigkeit von Windenergieanlagen in der Realität auch deutlich geringer ausfallen kann, belegen Auswertungen langjähriger Betriebsdaten aus Großbritannien und Dänemark von 2002 bis 2012, deren Ergebnisse auf Einflüsse der Materialalterung und wirtschaftliche Einsatzfähigkeiten von eher zwölf bis fünfzehn Jahren hindeuten [37].

Eine Bestätigung folgte zum Beispiel im März 2018 [38]: Die dänische Energiegesellschaft Ørsted hatte an rund 2.000 Windenergieanlagen in dänischen und britischen Gewässern, die erst seit dem Jahr 2013 in Betrieb waren, unerwartete Beschädigungen identifiziert. Vorderkanten und Spitzen der Rotorblätter waren durch Einwirkungen von Salzpartikeln und Regentropfen so stark beschädigt, dass sie auszutauschen waren.

Eine weitere Bestätigung folgte im April 2018 [39]: Im Offshore-Windpark Alpha Ventus, rund 45 Kilometer vor Borkum, stürzte eine halbe Gondel einer Windenergieanlage samt Kunststoffverkleidung rund 90 Meter in die Tiefe. Die Anlage war zum Schadenszeitpunkt etwa acht Jahre alt. Als Ursache vermeldete der Windparkbetreiber einen gebrochenen Haltebolzen des Gondelträgers. Informationen, ob es sich hierbei um einen Einzel- oder Serienschaden handelt, gab es nicht. Die übrigen fünf unbeschädigten Anlagen von Alpha Ventus befanden sich seit diesem Schaden vorsichtshalber im Standby-Betrieb und waren für Wartungsarbeiten gesperrt.

Auch wenn Schäden an Offshore-Windenergieanlagen als vergleichsweise junge Technik nicht ungewöhnlich sind, handelt es sich nach NDR-Lesart um einen kapitalen Schaden, der womöglich im Zusammenhang mit Materialermüdung stehen könnte. Da aktuell in der Nordsee mehr als 120 Anlagen dieses Typs in Betrieb sind, sei eine baldige Klärung der Schadensursache erforderlich.

Windenergieanlagen transportieren nicht nur die Intermittenzen des Windes, das heißt kurzzeitig auftretende starke Windböen ins Stromnetz, sondern verstärken diese bei der Konversion in elektrische Leistung sogar noch [40 bis 43].

Zeitlich hoch aufgelöste Messdaten belegen starke Fluktuationen der Windgeschwindigkeit und Leistungsänderungen einer 2-MW-Windenergieanlage um 80 % ihrer Nennleistung in acht Sekunden und eines aus zwölf 2-MW-Windenergieanlagen bestehenden Windparks um 50 % seiner Nennleistung in zwei Minuten an einem norddeutschen Onshore-Standort [40]. Innerhalb einer Viertelstunde können Windenergieanlagen demnach Leistungen von nahe Null bis zur Nennleistung gemäß ihrer Leistungskennlinie durchlaufen.

Die Arbeitsbedingungen von Windenergieanlagen sind von intermittierenden, turbulenten Luftströmungen geprägt, die sich in turbulenten Leistungsschwankungen sowohl einzelner Windenergieanlagen als auch größerer Anlagenkollektive widerspiegeln [41].

Peinke et al. [40] berichten, bei einzelnen Windenergieanlagen könnten ebenso wie bei großen Windparks extreme Fluktuationen, die bei einer Normalverteilung der Windgeschwindigkeit lediglich alle drei Millionen Jahre zu erwarten wären, im statistischen Mittel einmal monatlich auftreten. Diese Eigenschaft sei insbesondere für Netzstabilitätsanalysen und die Auslegung von Windenergieanlagen relevant, die enormen Lastwechseln ausgesetzt seien – vergleichbar mit denen an einem Flugzeug, das sich in einem fiktiven, jahrelangen Landeanflug bei stark turbulentem Wind befinde.

Die Ursache seien Turbulenzen, die sich binnen Sekunden auf die Anlagen auswirkten und deren Fußabdruck sich auch in der elektrischen Leistungsabgabe widerspiegele. Durch solche Leistungsfluktuationen verursachte Netzinstabilitäten dürften mit dem Ausbau der Windenergie zunehmen – ebenso wie der Regelaufwand für ihren Ausgleich [41].

Ein Indikator für Netzinstabilitäten und daraus resultierende regelnde Netzeingriffe sind Redispatch-Maßnahmen der Netzbetreiber. Darunter sind Eingriffe in den marktbasierten, ursprünglichen Fahrplan von Kraftwerken zur Verlagerung der Einspeisung zu verstehen, um Leistungsüberlastungen im Stromnetz vorzubeugen oder zu beheben.

Im Zeitraum von 2010 bis 2015 erhöhte sich die Redispatch-Jahresarbeit aus inländischen Maßnahmen um mehr als das 36-Fache auf 11,2 TWh, sank im Jahr 2016 um ein Drittel auf 7,5 TWh ab und erreichte im Jahr 2017 einen neuen Höchstwert von 11,3 TWh [44]. Hinzuzurechnen ist die von den Kraftwerken des benachbarten Auslandes und im Rahmen grenzüberschreitenden Handels ab dem Jahr 2014 erbrachte Redispatch-Jahresarbeit von etwa 25 bis 50 % der jeweiligen inländischen Jahresarbeit.

Die Entwicklung der letzten Jahre legt einen Vergleich mit der Windstromproduktion nahe: 2015 und 2017 waren windstarke Jahre und 2016 ein deutlich windschwächeres Jahr. Insgesamt ähnelt der Verlauf des Mittelwertes P_{μ} von 2010 bis 2017 gemäß Bild 1 als Maß für die jährlich gelieferte elektrische Energie dem Verlauf der Redispatch-Jahresarbeit, was auf kausale Zusammenhänge hindeuten könnte [44].

Aufgrund der stark zunehmenden Eingriffe in den Netzbetrieb führte die Bundenetzagentur ab dem Jahr 2015 Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen mit dem Hinweis ein [45], angesichts der drastischen Zunahme von Netz- und Sicherheitseingriffen sei eine jährliche Erfassung nicht mehr ausreichend. Maßnahmen zur Netzstabilisierung hätten an Bedeutung gewonnen, da die Betreiber der Stromnetze durch den Wandel der Erzeugungslandschaft vor immer größere Herausforderungen gestellt würden. Der Wandel sei vor allem durch den Ausbau und die regionale Verteilung von Windenergieanlagen mit Auswirkung auf den konventionellen Kraftwerkspark geprägt. Wettereffekte wie Sturmtiefs oder lang anhaltende Sonneneinstrahlung führten zusätzlich zu hohen Leistungsspitzen aus Windenergie und Photovoltaik – eine Entwicklung, die auch beim Blick in die Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber deutlich wird: Mussten zuständige Netzführungsingenieure im gesamten Jahr 2003 zwei mal aktiv korrigierend in den Netzbetrieb eingreifen, so sind heute drei bis vier Eingriffe pro Tag die Regel.

Abgesehen von der Tatsache, dass mit jedem Eingriff naturgemäß die Wahrscheinlichkeit menschlicher Fehlhandlungen ansteigt, deutet diese Entwicklung darauf hin, dass solche Ausnahmesituationen im Stromnetz, die Eingriffe erfordern, seit dem Jahr 2003 drastisch zugenommen haben. Dass zeitweise extreme Belastungen im Übertragungsnetz auftreten, bekräftige Dr. Klaus Kleinekorte, technischer Geschäftsführer der Amprion GmbH aus Dortmund, im Juni 2017 [46]. Er sagte, von Dezember 2016 bis Februar 2017 habe es immer wieder Stunden an diversen Abenden gegeben, an denen das Stromnetz am Limit gewesen sei und mehrmals am Rande eines großflächigen Zusammenbruches gestanden habe. Hätte sich in diesen Zeiten nur eine große Leitung aufgrund Überlastung abgeschaltet, so wäre womöglich eine Kaskade von Abschaltungen und Stromausfällen unausweichlich gewesen. Darüber hinaus habe sein Unternehmen am 18. Januar 2017, drei Tage nach dem Beginn der zehntägigen kalten Dunkelflaute in Deutschland, das Bundeswirtschaftsministerium und die Bundesnetzagentur in einer Alarmnachricht schriftlich auf den temporären Verlust der (n-1)-sicheren Netzführung hingewiesen. Spätestens mit dem Wegfall der Kernkraftwerke im Süden Deutschlands werde der hohe Transportbedarf zur Regel werden. Daher sei der notwendige Netzausbau voranzutreiben bzw. weiter zu forcieren.

Zusammenfassung und Ausblick

Die VGB-Geschäftsstelle hat in einem Faktencheck Plausibilitätsbetrachtungen zur Windstromproduktion in Deutschland und 17 europäischen Nachbarländern durchgeführt und ist in diesem Zuge Fragen nachgegangen, ob im europäischen Netzverbund gemäß dem Motto „irgendwo weht immer Wind“ ausreichende gegenseitige Ausgleichsmöglichkeiten bestehen.

Unter den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen, die vor dem Hintergrund der internationalen Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands auf einen Verzicht jahrzehntelang bewährter Kraftwerkstechnik und eine weitgehende Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien abzielen, verbleiben für die Energiewende kurz- bis mittelfristig Photovoltaik und Windenergie als weiter ausbaufähige Technologien. Diese sind immer auf Komplementärtechnologien angewiesen.

Für Deutschland lässt sich im Rückblick auf das letzte Jahr festhalten, dass die zusätzlichen Betriebserfahrungen die im ersten Teil der VGB-Windstudie für Deutschland getroffenen Aussagen bestätigen: Aus Sicht der Versorgungssicherheit hat Windenergie trotz forcierten Ausbaus seit dem Jahr 2010 praktisch keine konventionelle Kraftwerksleistung ersetzt. Darüber hinaus ist Offshore-Windenergie im bisherigen Ausbauzustand ausweislich nicht grundlastfähig und kann konventionelle Kraftwerksleistung nicht ersetzen. Deutschlandweit verteilte Windenergieanlagenstandorte sind keine Lösung für eine zuverlässige und sichere Stromversorgung. Dazu benötigt Windenergie planbare Komplementärtechnologien.

Aus der europäischen Perspektive lässt sich vor dem Hintergrund der hier untersuchten 18 Länder festhalten, dass statistisch signifikante Glättungseffekte zwar zu verzeichnen sind, diese in der Frage der gesicherten Leistung jedoch nur bedingt weiterhelfen: Rechnerische 4 bis 5 % der Nennleistung bedeuten mit Berücksichtigung der unvermeidlichen Netzverluste, dass auch auf europäischer Ebene planbare Backup-Leistung von fast 100 % der Nennleistung sämtlicher europaweit verteilter Windenergieanlagen vorzuhalten ist, solange diese die Jahreshöchstlast in Europa zuzüglich Reserven noch nicht überschritten hat.

Insbesondere in einem verstärkten europäischen Netzverbund sind die unvermeidlichen Netzverluste nicht vernachlässigbar: Insgesamt sind für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie vom Kraftwerk bis zum Letztverbraucher heute Netzverluste von etwa 6,6 % der eingespeisten Jahresenergie für ein durchschnittliches europäisches Land einzukalkulieren, aufgeteilt auf die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebenen.

In Absolutzahlen addieren sich die auf die eingespeiste Jahresenergie bezogenen Verluste der Transport- und Verteilungsnetze der 18 Länder heute auf rund 200 TWh jährlich. Dies entspricht etwa dem Zweifachen der letztjährigen Solarstromproduktion dieser Länder oder etwa 60 % ihrer letztjährigen Windstromproduktion.

In der Elektrizitätswirtschaft galt bislang die Devise, Kraftwerke möglichst verbrauchernah zu errichten, um Netzverluste gering zu halten. Soll der Netzverbund in Europa intensiviert werden, um künftig Wind- oder Solarstrom aus peripheren Regionen zu den europäischen Verbrauchszentren zu transportieren, so sind angesichts durchschnittlicher Ausnutzungs-

grade von 22 % für Onshore-Windenergie, 32 % für Offshore-Windenergie und 11 % für Photovoltaik berechtigte Fragen nach den bei solchen Ausbaustrategien erwartbaren zusätzlichen Netztransportverlusten, nach der Auslastung der mit einem Fokus auf verstärkte europaweite Stromferntransporte komplett neu zu errichtenden Infrastruktur (Ferntransporte) und nach ihrer Rentabilität zu stellen.

Die für solche Stromtransporte favorisierte Übertragung per Hochspannungsgleichstrom wird in China, das über zahlreiche solcher Übertragungsstrecken mit Transportdistanzen von ein- bis zweitausend Kilometern verfügt, ausnahmslos zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen von mehreren tausend Megawatt aus Wasserkraftwerken im Landesinneren genutzt, um die Verbrauchszentren an den Küsten mit Elektrizität zu versorgen. Dass diese Technik im Englischen mit „bulk transmission of electrical power" umschrieben wird, ist ein Indikator für sehr große kontinuierliche Leistungen und hohe Auslastungen – Kriterien, die weder Wind- noch Solarstrom auf europäischer Ebene perspektivisch erfüllen.

Ein weiterer Aspekt: Der Benefit der europäischen Vernetzung ist begrenzt. Im besten Fall ließe sich die über ein Backup-System zeitversetzt bereitzustellende Jahresenergie lediglich von etwa einem Viertel auf ein Sechstel der Jahresenergie absenken.

Die notwendige Maximalleistung des Backup-Systems würde bei bestmöglicher Vernetzung um durchschnittlich 13 % der Jahreshöchstlast absinken. Für Deutschland wäre selbst bei bestmöglicher Vernetzung von einer lediglich um insgesamt ein Viertel der Jahreshöchstlast reduzierten Maximalleistung des Backup-Systems auszugehen.

Der Branchenverband BDEW stellte kürzlich die Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerke für die Stromversorgung in Deutschland in Frage und meldete, alle Nachbarländer stünden wie Deutschland selbst vor der Herausforderung, ihre Versorgungssicherheit bei steigenden Anteilen intermittierender regenerativer Kraftwerksleistung zu gewährleisten. Deutschland werde sich daher in Knappheitssituationen künftig nur bedingt auf Lieferungen aus dem Ausland verlassen können.

Dies lässt nur einen Schluss zu: Jedes Land sollte auch künftig weitgehend selbst für die Bereitstellung ausreichend gesicherter Kraftwerkskapazität in der Verantwortung stehen.

Danksagung

Die Autoren danken Herrn Professor Dr. Dr. h.c. mult. Friedrich Wagner vom Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Greifswald für wertvolle Anregungen und Diskussionsbeiträge zu dieser Veröffentlichung.

Ergänzende Unterlagen

Deutsch- und englischsprachige Fassungen beider Teile der VGB-Windstudie sind mit weiteren ergänzenden Unterlagen (Folien) über die Verbandshomepage abrufbar.

Literatur

[1] Linnemann, Th.; Vallana, G. S.: *Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität, Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010.* VGB PowerTech 97 (2017), Nr. 6, S. 63-73.

[2] Weber, H.: *Versorgungssicherheit und Systemstabilität beim Übergang zur regenerativen elektrischen Energieversorgung.* VGB PowerTech 94 (2014), Nr. 8, S. 26-31.

[3] *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016 bis 2020.* Version 1.1 vom 30.01.2018. www.netztransparenz.de

[4] *BMWi-Zeitreihen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland von 1990 bis 2016.* www.erneuerbare-energien.de

[5] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.* www.ag-energiebilanzen.de

[6] BDEW: *Stromerzeugung und -verbrauch 2017 in Deutschland.* Ausgabe der BDEW-Schnellstatistik vom 14. Februar 2018. www.bdew.de

[7] Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2017.* www.bundesnetzagentur.de

[8] Wagner, F.: *Surplus from and storage of electricity generated by intermittent sources.* European Physical Journal Plus 131 (2016): 445. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2016-16445-3

[9] Wagner, F.: *Überschussstrom und Stromspeicherung unter den Bedingungen intermittierender Produktion.* Tagungsband zur Frühjahrssitzung des Arbeitskreises Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG), Münster, 2017, S. 54 bis 74. www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/ake-tagungsband/tagungsband-ake-2017.pdf

[10] *VDE-Infoblatt Störungsstatistik 2016.* www.vde.com

[11] Wagner, F.: *Considerations for an EU-wide use of renewable energies for electricity generation.* Eur. Phys. J. Plus 129 (2014): 219. https://epjplus.epj.org, DOI 10.1140/epjp/i2014-14219-7

[12] Rodriguez, R. A. et al.: *Transmission needs across a fully renewable European power system.* Renewable Energy, 63 (2014), S. 467 bis 476; DOI 10.1016/j.renene.2013.10.005

[13] *ENTSO-E Transparency Platform.* https://transparency.entsoe.eu

[14] Vaughan, A.: *UK summer wind drought puts green revolution into reverse.* Artikel vom 27. August 2018. www.theguardian.com

[15] *BP Statistical Review of World Energy 2018 – data workbook:* www.bp.com

[16] *50 Hertz Transmission*, www.50hertz.com

[17] *Amprion*, www.amprion.net

[18] *Tennet TSO*, www.tennet.eu

[19] Transnet BW, www.transnetbw.de

[20] *EEX Transparency,* www.eex-transparency.com

[21] *Online-Datenbank zum weltweiten Windenergiemarkt:* www.thewindpower.net

[22] Buttler, A.; Dinkel, F.; Franz, S.; Spliethoff, H.: *Variability of wind and solar power. An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014.* Energy 106 (2016), S. 147 bis 161. DOI 10.1016/j.energy.2016.03.041

[23] Grams, C. M. et al.: *Balancing Europe's wind-power output through spatial development informed by weather regimes.* Nature Climate Change 7 (2017), pp. 557 bis 562, DOI 10.1038/nclimate3338.

[24] Becker, P.: *Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien durch kombinierten Einsatz von Windkraft und Photovoltaik reduzieren.* Deutscher Wetterdienst (DWD), 6. März 2018, Berlin. www.dwd.de

[25] Baïle, R.; Muzy, J.-F.: *Spatial Intermittency of Surface LayerWind Fluctuations at Mesoscale Range.* Physical Review Letters 105 (2010), S. 254501-1 bis 254501-4; DOI 10.1103/PhysRevLett.105.254501

[26] Barrios Büchel, H.; Natemeyer, H.; Winter, S.: *Leistungsflüsse und Netzauslastung im europäischen Übertragungsnetz bis 2050.* Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen, Mai 2015. www.ifht.rwth-aachen.de

[27] Wilms, J.: *Das SüdLink-Projekt. Technische Optionen für eine Hochspannungsgleichstromübertragung.* Dialogverfahren zum SüdLink-Projekt Brunsbüttel-Großgartach am 21. Mai 2015 in Schwäbisch-Hall.

[28] Krontiris, A.: *Von HGÜ zu UHGÜ. Entwicklungen und Perspektiven in der großräumigen Gleichstromübertragung.* Vortrag zur Herbstsitzung des Arbeitskreises Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG), Bad Honnef, 20. Oktober 2017.

[29] *CEER Report on Power Losses.* Reference C17-EQS-80-03, www.ceer.eu

[30] *U.S. Energy Information Administration*: www.eia.gov/beta/international

[31] *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2015 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5.* Aktualisiert im Februar 2016, www.netztransparenz.de

[32] European Commission: *EU energy in figures. Statistical pocketbook 2017.* https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-statistical-pocketbook

[33] Lüers, S.; Wallasch, A.-K.; Rehfeldt, K.: *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*, Update. Varel, 2015. www.windguard.de

[34] Hughes, G.; Aris, C.; Constable, J.: *Offshore wind strike prices behind the headlines. Global Warming Policy Foundation Briefing 26*, 2017, www.thegwpf.org

[35] Hirschhausen, C. et al.: *Europäische Energiewirtschaft. Hoher Investitionsbedarf für Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit.* DIW-Wochenbericht Nr. 27, 2014.

[36] *ENTSO-E Ten-year network development plan 2012.* www.entsoe.eu

[37] Hughes, G.: *The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark.* Renewable Energy Foundation, 2012. www.ref.org.uk

[38] Wolff, R.: *Haltbarkeit von Windkraftanlagen. Erodierende Rotoren.* Ausgabe der taz vom 5. März 2018. www.taz.de

[39] Schürmeyer, J.: *Windpark Alpha Ventus vor Borkum. Abgestürzte Windpark-Gondel vor Austausch.* Ausgabe der NWZ online vom 27. Juli 2018. www.nwzonline.de

[40] Milan, P.; Wächter, M.; Peinke, J.: *Turbulent character of wind energy.* Physical Review Letters 110 (2013), S. 138701-1 bis 138701-5. DOI 10.1103/PhysRevLett.110.138701

[41] Peinke, J.; Heinemann, D.; Kühn, M.: *Windenergie – eine turbulente Sache?* Physik Journal 13 (2014) Nr. 7, S. 35 bis 41.

[42] Anvari, M.; Lohmann, G.; Wächter, M. et al.: *Short term fluctuations of wind and solar power systems.* New Journal of Physics 18 (2016) 063027, S. 1 bis 14. DOI 10.1088/1367-2630/18/6/063027

[43] Schmietendorf, K.; Peinke, J; Kamps, O.: *On the stability and quality of power grids subjected to intermittent feed-in.* https://arxiv.org/abs/1611.08235

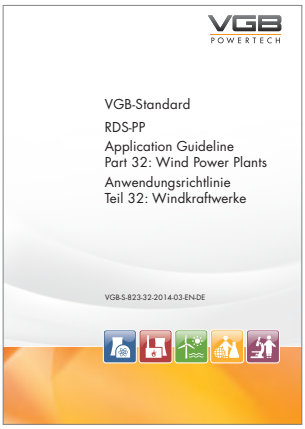
[44] Laux, M.: *Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten, April 2013 bis einschließlich Januar 2018.* www.bdew.de

[45] Bundesnetzagentur: *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für das dritte Quartal 2015.* www.bundesnetzagentur.de

[46] Mihm, A.: *Energiewende, Stromnetz kurz vor dem Zusammenbruch.* FAZ-Ausgabe vom 9. Juni 2017. www.faz.net

VGB-Standard

RDS-PP®
Application Guideline – Part 32: Wind Power Plants
Anwendungsrichtlinie – Teil 32: Windkraftwerke



Ausgabe/Edition 2014 – VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE
DIN A4, 314 Seiten, Preis (Grundwerk): VGB-Mitglieder 280,– €, Nichtmitglieder 375,– € + Versandkosten und MwSt.
DIN A4, 314 pages, price (Basis edition): VGB members € 280.–, Non members € 375.– + VAT, shipping and handling

DAS VGB REFERENCE DESIGNATION SYSTEM FOR POWER PLANTS | RDS-PP®

Das Reference Designation System for Power Plants, kurz RDS-PP®, ist das bei VGB PowerTech entwickelte international normenkonforme Kennzeichensystem für alle Arten von Anlagen zur Stromerzeugung.

Diese RDS-PP® Anwendungsrichtlinie für Windkraftwerke wurde von einer Projektgruppe des Arbeitskreises „Anlagenkennzeichnung und Dokumentation" in enger Zusammenarbeit mit Herstellern, Betreibern, Forschungseinrichtungen und Instandhaltern aus der Windbranche erarbeitet.

Die Anpassung der Anwendungserläuterung ist auf Grund von Marktanforderungen, technischen Weiterentwicklungen in der Windenergiebranche sowie Anpassungen an internationale Normen, insbesondere IEC 81346-2 von 2009, erforderlich geworden. In den jeweiligen Abschnitten sind die wesentlichen Abweichungen zur ersten Ausgabe dieser Richtlinie (Rev. 0) dargestellt.

Der VGB-Standard VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE ersetzt die Publikation VGB-B 116 D2.

Für die Anwendung des VGB-Standards VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE werden neben dem Grundwerk als Print- und eBook-Version auch geeignete Pakete mit weitergehenden Nutzungsrechten angeboten.

VGB-Publikationen zum RDS-PP®

VGB PowerTech bietet zum RDS-PP® die folgenden Publikationen in deutscher und englischer Sprache an:

» Neuerscheinung: VGB-S-821-00-2016-06-DE: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme Systemschlüssel), 2017, Hardcover ISBN: 978-3-86875-943-3, Ringordner ISBN: 978-3-86875-972-3, eBook ISBN: 978-3-86875-944-0 (auch in Englisch lieferbar)

» VGB-B 101: Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke RDS-PP® Kennbuchstaben für Kraftwerkssysteme (Systemschlüssel), 2011, (für Bestandssysteme weiterhin lieferbar)

» VGB-B 102: RDS-PP® – Referenzkennzeichensystem für Kraftwerke, Kennbuchstaben für Grundfunktionen und Produktklassen, 2012, ISBN: 978-3-86875-352-3

» VGB-S-823-01: RDS-PP® Application Guideline, Part 01: Power Plants General
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 01: Kraftwerke allgemein

» VGB-S-823-31: RDS-PP® Application Guideline, Part 31: Hydro Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 31: Wasserkraftwerke

» VGB-S-823-32-2014-03-EN-DE: RDS-PP® Application Guideline, Part 32: Wind Power Plants
RDS-PP® Anwendungsrichtlinie, Teil 32: Windkraftwerke
2014, ISBN: 978-3-86875-693-7

Änderungsblätter werden bis zur Veröffentlichung einer neuen Revision kostenlos als Download unter www.vgb.org zur Verfügung gestellt. Abonnieren Sie den VGB-Newsletter unter www.vgb.org, um Hinweise zu Updates und Ergänzungen zu erhalten.

VGB PowerTech Service GmbH
Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften
Deilbachtal 173 | 45257 Essen | P.O. Box 10 39 32 | Germany
Fon: +49 201 8128-200 | Fax: +49 201 8128-302 | E-Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop

Download @ https://bit.ly/2D1c3Ir (Studienteil 2)
Download @ https://bit.ly/2CWEHut (Studienteil 1)

VGB POWERTECH

VGB PowerTech e.V.
Deilbachtal 173
45257 Essen | Germany

Tel: +49 201 8128–200
Fax: +49 201 8128–302
www.vgb.org | pr@vgb.org