

# Wege zur regenerativen Stromversorgung

Franz Trieb und Denis Hess

*Ausgehend vom heutigen Status Quo mit gut 30 % regenerativem Energieanteil (RE) im deutschen Stromsektor sind grundsätzlich zwei Strategien denkbar, um in einigen Jahrzehnten zu einer beinahe vollständig regenerativen Versorgung zu gelangen. Die erste Strategie setzt vorrangig auf den Ausbau variabler Erzeugung mit Windkraft und Photovoltaik und deren Ergänzung durch innovative Speichertechnologien, verstärkten Ausbau der Stromnetze und weiterer Flexibilisierungsmaßnahmen sowie konventionelle Backup-Kraftwerke auf der Basis von Erdgas und Kohle. Deutlich seltener wird die Strategie eines gleichmäßigen, abgestimmten Ausbaus sowohl variabler regenerativer Quellen als auch dargebotsunabhängiger regenerativer Quellen wie Wasserkraft, Biomasse, Geothermie und thermische Solarkraftwerke untersucht. Mit ihr gehen deutliche Vorteile einher, wie eine Modellanalyse zeigt.*

Die erste Strategie wird heute am häufigsten diskutiert [1]. Dabei trägt sie nicht unerheblich zur Polarisierung der Sichtweisen von Befürwortern konventioneller und erneuerbarer Energien bei. Die einen behaupten mit Fug und Recht, dass kein Weg an einem massiven Ausbau regenerativer Energien vorbeiführt. Die anderen beanstanden mit gleicher Berechtigung, dass die durch die Nutzung fossiler Brennstoffe erreichbare Versorgungssicherheit nicht aufgegeben werden darf [2]. Im Folgenden wird gezeigt, dass der zweite Pfad bei gleichbleibender Versorgungssicherheit zu einem deutlich geringeren Aufwand für die Stromproduktion und Speicherung, für den Netzausbau und die konventionelle Kraftwerksleistung und damit zu weniger Kontroverse und mehr Akzeptanz führen kann.

## Optionen für den Umbau der Stromversorgung

Deutschland verfügt nicht nur über ein riesiges Technologieportfolio für die Stromerzeugung, Übertragung und Speicherung, sondern auch über große Potenziale regenerativer Energiequellen, insbesondere bei der Windenergie und Photovoltaik [3]. Dies führt zu der verbreiteten Meinung, dass der Umbau zu weitgehend regenerativer Versorgung und die dafür notwendigen technischen Durchbrüche in den Bereichen Energiespeicher und Netzausbau ohne weiteres machbar seien, wenn man den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik nur konsequent vorantreibt.

Im Jahr 2015 waren in Deutschland Wind- und PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 84,3 GW installiert [4]. Das Produktionsmaximum aus Wind und PV lag bei 42,5 GW

bzw. 50 % der installierten Leistung, das Produktionsminimum bei 0,35 GW bzw. 0 %. Der Strombedarf schwankte 2015 zwischen ca. 40 GW (Grundlast) und etwas über 80 GW (Spitzenlast). Während des Produktionsminimums aus Wind und PV musste praktisch die gesamte Last aus anderen Quellen abgedeckt werden. Hingegen traten bei starker Produktion immer wieder Überschüsse auf, die Abregelung, Stromexport oder Speicherung erforderten und immer öfter dazu führten, dass die Preise an der Strombörse chronisch niedrig lagen und sogar ins Negative fielen, was die Refinanzierung konventioneller Kraftwerke – die als Ersatzquelle bei geringer regenerativer Erzeugung unverzichtbar sind – zunehmend erschwert [5].

Auch Pumpspeicherkraftwerke, die ursprünglich für einen regelmäßigen Tag-Nacht-Zyklus konzipiert wurden, bekommen durch ihren immer unregelmäßigeren Einsatz zunehmend wirtschaftliche Probleme. Diese Phänomene treten schon heute auf – bei nur 20 % Stromanteil aus Wind und PV.

Wenn Technologien wie konventionelle Kohle- und Gaskraftwerke sowie Pumpspeicher, die für den Ausgleich schwankender regenerativer Quellen benötigt werden, gerade durch deren Ausbau in technische und wirtschaftliche Probleme geraten, zeichnet sich ein klarer systemischer Widerspruch ab, der gelöst werden muss. Dabei kann es hilfreich sein, die Technologien des verfügbaren Energieportfolios anhand ihrer systemrelevanten Eigenschaften zu klassifizieren (siehe Tab. 1):

**1. Variable regenerative Energiequellen (VRE):** Diese Gruppe beinhaltet vor allem Windkraft und Photovoltaik, die unmittelbar Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen,

der als solcher nicht direkt speicherbar ist und deshalb im System mit der Last ausbalanciert werden muss. Die Stromerzeugung durch VRE ist durch relativ kurzfristige Schwankungen über den gesamten Leistungsbereich und durch geringe Beiträge zur gesicherten Leistung des Systems gekennzeichnet.

**2. Dargebotsunabhängige regenerative Energiequellen (DRE):** Diese Gruppe kann ähnlich wie konventionelle Kraftwerke der Last folgen und sichere elektrische Leistung nach Bedarf anbieten, da der Stromproduktion ein relativ gut speicherbarer Energieträger (chemische Energie, Wärme, potenzielle Energie) vorgeschaltet ist. Beispiele sind die Biomasse, die Geothermie, solarthermische Dampfkraftwerke [6] und die Speicherwasserkraft [7].

**3. Fossile Energiespeicher (FOS):** Fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas werden oft als Energiequellen bezeichnet, sind aber in Wirklichkeit in mehreren hundert Mio. Jahren chemisch stabil gespeicherte Sonnenenergie. Dieser wertvolle globale Energiespeicher wird seit dem Beginn der Industrialisierung relativ rasch geleert.

**4. Speicher für regenerative Energien (SRE):** Stellt man an Speicher für regenerative Energiequellen den Anspruch, dieselbe systemische Qualität wie fossile Energiespeicher zu gewährleisten, dann finden sich in dieser Kategorie alle Verfahren, die einen chemischen Energieträger herstellen, der beliebig lange und in beliebiger Menge gespeichert und mit beliebiger Leistung abgerufen werden kann. Beispiele sind Verfahren wie Power-to-Gas (PtG), Power-to-Liquid (PtL), Biomass-to-Liquid (BtL) und Wasserstoffsysteme (H<sub>2</sub>). Ist

der Vorrat groß genug, sind diese Speicher genau wie fossile Brennstoffe ein Garant für sichere elektrische Leistung.

**5. Pufferspeicher (PSP):** Energiespeicher wie Akkumulatoren, Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Wärmespeicher können im Vergleich zu FOS und SRE bestenfalls als Pufferspeicher bezeichnet werden. Speicherleistungen, Speicherdauer und gespeicherte Energiemengen sind auf einige Stunden Vollastbetrieb begrenzt. Da sie bei Bedarf relativ schnell leer sind und für einen wirtschaftlichen Betrieb regelmäßige Betriebszyklen (d. h. Beladung und Entladung) erfordern und somit für eine Entladung nicht immer zur Verfügung stehen, können sie nicht als gesicherte Leistung eingestuft werden.

**6. Flexibilisierungsmaßnahmen (FLEX):** Systemische Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromversorgung, darunter Lastmanagement, Sektorenkopplung und Wärmespeicher für die Kraft-Wärme-Kopplung dienen der besseren Anpassung von variabler Erzeugung aus regenerativen Quellen und elektrischer Last. Zusätzliche Flexibilität wird zunehmend gebraucht, um vermehrte Abregelung zu verhindern, sobald die maximale Erzeugungsleistung aus schwankenden Quellen wie Windkraft und PV die Grundlast von ca. 40 GW übersteigt, was 2015 erstmals der Fall war.

**7. Stromimport/Stromexport (IMP/EXP):** Der Austausch von Strom über die Grenzen von

Regelzonen hinaus ist ein wichtiges Mittel zur Regulierung und Stabilisierung der Stromversorgung und zur gegenseitigen Unterstützung der Regelzonen bei Engpässen und Notfällen.

**7.1** Die sog. Net Transfer Capacity (NTC) ist ein Maß für die verfügbare Transferleistung des Stromnetzes zwischen zwei oder mehreren benachbarten Regelzonen [8]. Sog. bilanziell energieautonome Regionen brauchen in der Regel ausreichend NTC, um bei hoher Produktion aus Windkraft und PV Überschüsse in Nachbarregionen abgeben und bei Mangel Strom nach Bedarf aus diesen beziehen zu können.

**7.2** Auch nicht direkt benachbarte Regionen können über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) miteinander gekoppelt werden, wie z. B. bei der von Norddeutschland nach Baden-Württemberg geplanten Stromtrasse [9]. Bei dieser Art Fernübertragung geht es vor allem um die Schaffung von Ausgleich für schwankende Windstromerzeugung (EXP-VRE).

**7.3** Eine dritte Möglichkeit besteht darin, Strom aus regelbaren, dargebots-unabhängigen regenerativen Quellen (IMP-DRE) wie z. B. Wasserkraft oder Geothermie per HGÜ in weit entfernte Ballungszentren zu transportieren und dort nach Bedarf in die entsprechende Regelzone einzuspeisen. Diese Option der Fernübertragung von DRE wird mit Ausnahme von Europa auf allen Kontinenten seit Jahrzehnten genutzt [10].

## Bewertung der Optionen

VRE und DRE sind die einzigen derzeit verfügbaren Energiequellen. FOS können wie diese als Energieressource angesehen werden, nicht jedoch als ursprüngliche Energiequelle. Alle anderen Technologien greifen auf VRE, DRE oder FOS zurück, stellen aber selbst keine Ressource dar. Alle genannten Optionen können entsprechend der jeweils verfügbaren Potenziale in unterschiedlicher Zusammensetzung eingesetzt werden, um zu einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und gesellschaftlich wünschenswerten (kurz: nachhaltigen) Stromversorgung zu gelangen.

„Sicher“ bedeutet im Zusammenhang mit der Stromversorgung, dass jederzeit ausreichend sichere Leistung und Reserveleistung verfügbar sein muss, um den Bedarf unabhängig vom aktuellen Systemzustand zu decken, d. h. auch bei hoher Last und wenn weder Sonnen- noch Windenergie zur Verfügung stehen. „Sicher“ bedeutet aber auch sicher erreichbar, d. h. ohne tiefgreifende Paradigmenwechsel oder technische Durchbrüche vorauszusetzen, die bei Nichteintreten den Weg versperren könnten. Kostengünstig steht nicht für billig, sondern für qualitativ hochwertig, preiswert und kostenstabil. Die Umweltverträglichkeit des Konzepts wird an Emissionen, Kontaminationsrisiken, Flächen- und Materialverbrauch gemessen und beinhaltet auch den Schutz natürlicher Werte wie Migrationsrouten für Zugvögel [11] und

**Tab. 1: Übersicht des Portfolios der wichtigsten Optionen für die Stromversorgung und deren Bewertung hinsichtlich elementarer Funktionen für den Stromnetzbetrieb**

Optionen	Grundlast	Spitzenlast	Aktiv regelbar	Sichere Leistung	Erhöhte Flexibilität	Notfall-Reserve
<b>1</b> Variable Regenerative Energien	VRE	O	O	O <sup>1)</sup>	O	O
<b>2</b> Dargebotsunabhängige regenerative Energien	DRE	X	X	X	X <sup>2)</sup>	X
<b>3</b> Fossile Energiespeicher	FOS	X	X	X	X	X
<b>4</b> Speicher für regenerative Energien	SRE	O <sup>3)</sup>	X	X	X	X
<b>5</b> Pufferspeicher für Strom und Wärme	PSP	O	O	X	O	X
<b>6</b> Flexibilisierungsmaßnahmen wie Lastmanagement, Sektorenkopplung usw.	FLEX	O	O	O <sup>4)</sup>	O	X
<b>7.1</b> Erhöhung der Netztransferkapazität benachbarter Regelzonen	NTC	O	O	X <sup>5)</sup>	X <sup>5)</sup>	X
<b>7.2</b> Export variabler regenerativer Energien per HGÜ-Fernübertragung	EXP-VRE	O	O	O <sup>1)</sup>	O	X
<b>7.3</b> Import dargebotsunabhängiger regenerativer Energien per HGÜ-Fernübertragung	IMP-DRE	X	X	X	X <sup>2,5)</sup>	X

O: kein Beitrag

X: nennenswerter Beitrag

<sup>1)</sup> nur abregelbar, sonst schwankend entsprechend VRE Angebot

<sup>2)</sup> bei Wasserkraft nur bedingt sichere Leistung

<sup>3)</sup> Grundlast aus SRE technisch möglich aber unwirtschaftlich aufgrund hoher Umwandlungsverluste

<sup>4)</sup> passive Flexibilisierung von Energieerzeugung und Last

<sup>5)</sup> nur bei verbindlicher Vereinbarung, Leistung muss ggf. durch heimische Notfallreserve zusätzlich abgesichert werden

**Tab. 2: Zusammensetzung der jährlichen Bruttostromerzeugung (oben) und der installierten Leistung (unten) im Jahr 2015 [4] sowie bei einem RE Ausbau entsprechend Pfad 1 und Pfad 2**

Energie (TWh/a)	2015	Pfad 1: Fokus VRE		Pfad 2: VRE ≅ DRE	
(TWh/a)	30 % RE	1a: 90 % RE	1b: 100 % RE	2a: 90 % RE	2b: 100 % RE
VRE	128	513	692	253	282
DRE	71	77	86	252	286
SRE	0	0	57	0	0
FOS	402	59	1	57	1
Summe	595	649	836	563	569
Verbrauch Netto	550	520	520	520	520
Leistung (GW)	2015	Pfad 1: Fokus VRE		Pfad 2: VRE ≅ DRE	
(GW)	30 % RE	1a: 90 % RE	1b: 100 % RE	2a: 90 % RE	2b: 100 % RE
VRE	84	230	365	132	145
DRE	9	14	16	40	70
SRE/FOS	90	90	110	60	65
PSP	6	40	60	6	6
Summe	189	374	551	238	286
Spitzenlast	83	78	78	78	78

Erläuterung: Die Angaben gelten für ein Szenario mit Fokus auf variabler regenerativer Erzeugung (Pfad 1) und bei gleichmäßigem Ausbau variabler und Dargebots-unabhängiger regenerativer Erzeugung (Pfad 2). Es ist jeweils das Mengengerüst für 90 % (1a, 2a) und 100 % (1b, 2b) regenerativen Anteil dargestellt. Nettostromverbrauch und Spitzenlast sind jeweils zum Vergleich angegeben. In unserem Beispiel geht der Nettostromverbrauch von 550 TWh/a im Jahr 2015 auf 520 TWh/a aufgrund von Effizienzmaßnahmen in allen Szenarien zurück. Sektorenkopplung wurde nicht modelliert. Kosten und Umweltwirkungen der verschiedenen Pfade werden in einer späteren Veröffentlichung beschrieben.

ökologischen und gesellschaftlichen Strukturen dar, der nicht per se und ungeprüft als wünschenswert oder harmlos gewertet werden kann. Es stellt sich daher die Frage, wieviel regenerative und wieviel fossile Energieträger in Zukunft notwendig sein werden, um die Sicherheit, Umweltverträglichkeit und sozio-ökonomische Akzeptanz der Stromversorgung dauerhaft zu gewährleisten.

### Zwei unterschiedliche Pfade hin zur rein regenerativen Versorgung

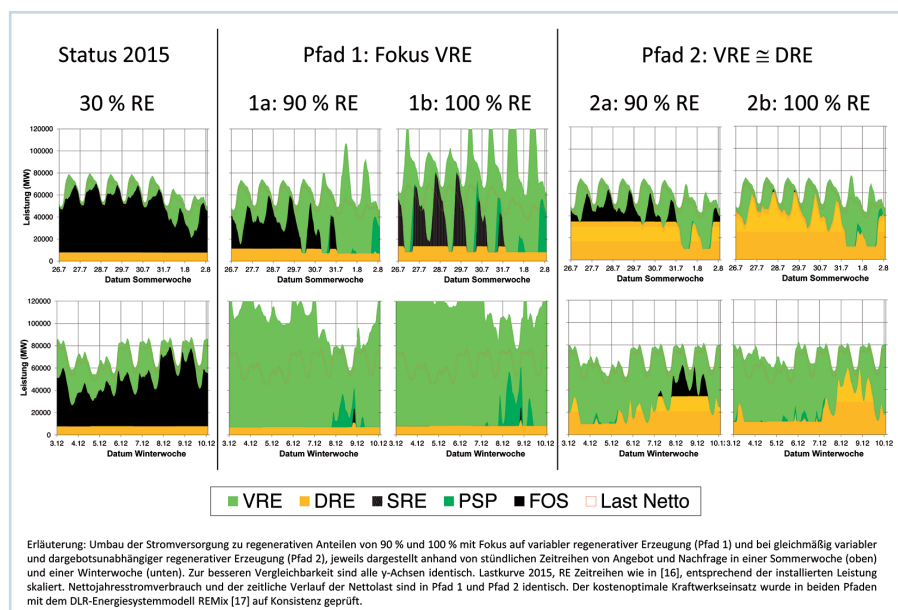
Die folgende, in einigen Nachhaltigkeitskriterien noch unvollständige Modellanalyse gibt erste Hinweise auf mögliche alternative Pfade zu einer annähernd rein regenerativen Versorgung.

Im Jahr 2015 betrug der regenerative Anteil an der Stromversorgung in Deutschland etwa 30 %, zusammengesetzt aus gut 20 % Windkraft und Photovoltaik (VRE) und 10 % Laufwasserkraft und Biomasse (DRE) [13]. Der Bruttostromverbrauch ohne Exporte betrug ca. 595 TWh/a und die gesamte installierte Kraftwerksleistung 189 GW, bei einem Nettostromverbrauch von ca. 550 TWh/a und 83 GW Spitzenlast. Die sichere Leistung aus FOS und DRE lag mit 99 GW deutlich über der Spitzenlast (siehe Tab. 2).

Insekten [12]. Gesellschaftliche Kriterien betreffen u. a. die Schaffung bzw. Erhaltung von Arbeitsplätzen, Akzeptanz der notwendigen Infrastrukturen, die Vermeidung von Engpässen oder übermäßige Beanspruchung bestimmter Regionen wie z. B. der Nordseeküste.

Zwar haben regenerative Energiequellen hinsichtlich einiger dieser Kriterien (z. B. Emissionen, Kontaminationsrisiken und Kostenstabilität) deutliche Vorteile gegenüber fossilen Brennstoffen oder der Kernenergie, aber auch sie stellen einen Eingriff in die technischen, ökonomischen,

Die Abb. zeigt zwei Ausschnitte einer stündlichen Modellierung der Last und der Stromerzeugung des Jahres 2015 für eine Sommerwoche (links oben) und eine Winterwoche (links unten). Die Beiträge der verschiedenen Energieressourcen sind so angeordnet, dass VRE (grün) von der Bruttostromlast abgezogen werden, während DRE (gelb) den Bedarf aus der Grundlast heraus decken. Der dazwischen verbleibende Strombedarf wird durch fossile und nukleare Kraftwerke FOS (schwarz) gedeckt. Es ist gut zu erkennen, wie diese Kraftwerke an einigen Tagen mit geringem Strombedarf und hohem VRE-Angebot weit herunter geregelt werden müssen, während sie an anderen Tagen beinahe bei Volllast arbeiten. Fossile Energieträger leisten durch diese Ausgleichsfunktion also einen wichtigen Beitrag, um den Ausbau erneuerbarer Energien überhaupt zu ermöglichen.



**Abb. Umbau der Stromversorgung zu regenerativen Anteilen von 90 % und 100 %**

Im Folgenden wird dargestellt, wie ein Ausbau zu Anteilen von 90 bis nahe 100 % regenerativer Energie aussehen könnte. Legt man die oben definierte Klassifizierung in VRE, DRE, FOS usw. zugrunde, ergibt sich z. B. die in Tab. 2 gezeigte Zusammensetzung der jährlichen Stromerzeugung und der installierten Leistung bei jeweils 90 % regenerativem Anteil (Pfad 1a, Pfad 2a) und nahezu 100 % regenerativem Anteil (Pfad 1b, Pfad 2b).

Pfad 1 basiert auf dem bevorzugten Ausbau von Windkraft und Photovoltaik (Fokus VRE) mit dem Ergebnis, dass bei 90 % RE-Anteil einerseits große Leistungsüberschüsse entstehen, die über Stromspeicher gepuffert werden müssen, andererseits aber noch große Stromlücken bleiben, die durch fossile Kraftwerke abgedeckt werden (siehe Abb., Pfad 1a).

Die Pfad 2 zugrunde liegende Strategie basiert dagegen auf dem gleichmäßigen Ausbau von VRE und DRE (VRE  $\equiv$  DRE). In der Abb. unter Pfad 2a mit 90 % RE-Anteil ist zu erkennen, dass deutlich weniger Leistungsüberschüsse auftreten als bei Pfad 1a und dass der Ausbau einer definierten DRE-Leistung zu geringeren Leistungsschwankungen – und damit zu einer besseren Auslastung – der verbleibenden fossilen Kraftwerke führt, weil die DRE ebenfalls einen signifikanten Anteil am Lastausgleich übernehmen.

In allen Szenarien muss ein Jahresnettobedarf von 520 TWh/a bei einer Spitzenlast von 78 GW gedeckt werden. Die Pfade 1a und 2a führen jeweils zu einem regenerativen Anteil von etwa 90 %. Vergleicht man die Bruttostromerzeugung und die insgesamt installierte Leistung der beiden Pfade, werden allerdings große Unterschiede deutlich. Pfad 1a erfordert knapp 650 TWh/a Bruttoerzeugung und eine installierte Leistung von knapp 375 GW, um den Bedarf vollständig zu decken. Pfad 2a erfordert für die gleiche Aufgabe nur 563 TWh/a Bruttoerzeugung und 238 GW installierte Leistung, kommt also mit deutlich weniger Überschussenergie (Abregelung und Export) und Speicherverlusten aus.

Besonders deutlich wird der Unterschied beider Strategien, wenn man diese bis zu einem regenerativen Anteil von nahe 100 %

weiterführt (Pfad 1b und Pfad 2b). Eine Erhöhung des regenerativen Anteils von 90 % auf 100 % in Pfad 1b wurde dadurch erreicht, dass die verbleibenden 10 % Strom aus fossilen Brennstoffen (FOS) vollständig durch einen Power-to-Gas-to-Power-Speicherzyklus (SRE) ersetzt wurden. Damit vermeidet man höhere Stromüberschüsse, und die vorhandene konventionelle Kraftwerkskapazität kann weiter genutzt werden, während der eingesetzte Brennstoff (synthetisches Erdgas) aus dem vorliegenden Strommix erzeugt wird.

Der Wirkungsgrad des Speicherzyklus setzt sich aus dem Umwandlungswirkungsgrad der Power-to-Gas-Konversion (60-75 %) und dem Wirkungsgrad der Stromerzeugung (35-55 %) zusammen. Im Modell wurde ein mittlerer Zyklenwirkungsgrad von 30 % angenommen. Um Strom aus fossilen Energieträgern durch Strom aus SRE zu ersetzen, wird infolgedessen eine etwa dreimal so große Strommenge benötigt, die sich zur ursprünglichen Last addiert. Damit steigt im Pfad 1b die zu generierende Bruttostrommenge auf 836 TWh/a, was eine installierte Leistung von 551 GW erfordert, um denselben Nettobedarf wie in den anderen Szenarien zu decken.

### Ein Pfad zeigt deutliche Vorteile

Allein schon der bildliche Vergleich der exemplarischen wöchentlichen Zeitreihen beider Pfade in der Abb. zeigt, dass die Pfad 2b zugrunde liegende Strategie eines gleichmäßigen Ausbaus von VRE und DRE mit deutlich weniger Überschüssen und Schwankungen viel einfacher und effizienter und damit voraussichtlich auch schneller und kostengünstiger zum Ziel führt als Pfad 1b. Baut man VRE und DRE konsequent gleichmäßig aus, dann erreicht man bei 50 % VRE-Anteil automatisch auch 50 % DRE-Anteil und damit 100 % regenerative Versorgung. Fossile Brennstoffe (oder SRE) werden in diesem Szenario auf Vorrat gelagert, um bei Notfällen ausreichend Reserveleistung – im Beispiel 65 GW [14] – zu garantieren. Der angenommene Nettostrombedarf von 520 TWh/a bei 78 GW Spitzenlast kann mit knapp 570 TWh Jahreserzeugung und 286 GW installierter Leistung jederzeit sicher gedeckt werden, ohne technische Durchbrüche wie PtG zwingend vorauszusetzen.

Pfad 2 (VRE  $\equiv$  DRE) erfordert zwar auch große Anstrengungen zur Flexibilisierung von Stromerzeugung und -verbrauch (FLEX), um von heute 20 % auf langfristig 50 % VRE-Anteil zu gelangen, aber längst nicht einen so großen Aufwand wie Pfad 1 (Fokus VRE) mit über 85 % VRE-Anteil. Veränderte und flexiblere zeitliche Lastkurven bei einer verstärkten Kopplung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors können den Ausbau und die Integration von VRE in beiden Pfaden etwas erleichtern.

Der Bedarf an Pufferspeichern (PSP) ist bei Pfad 2 nicht größer als heute, während Pfad 1 eine Verzehnfachung erfordert. Chemische Speicher (SRE oder FOS) dienen in Pfad 2 als Notreserve, werden aber im Normalfall nicht verbraucht, während Pfad 1 etwa 10 % der Stromversorgung dauerhaft aus SRE bezieht.

Bezüglich Pfad 2 ist die größte Herausforderung die Erschließung ausreichender DRE-Potenziale, denn DRE sind in unseren Breiten knapp. Dafür stehen die konsequente Weiterentwicklung der geothermischen Stromerzeugung, die vorrangige Nutzung der Biomasse für stromgeführte, regelbare Kraftwerke, der Import von Speicherwasserkraft aus Skandinavien und der Stromimport aus solarthermischen Dampfkraftwerken in Nordafrika als mögliche Optionen zur Verfügung [15].

### Anmerkungen

- [1] Henning, H. M.; Palzer, A.; Pape, C.; Borggreffe, F.; Jachmann H.; Fishedick, M.: Phasen der Transformation des Energiesystems. In: „et“, 65. Jg. (2015) Heft 1/2, S. 10-13,
- [2] Milojcic, G.: Zwei Systeme für eine Aufgabe: Versorgungssicherheit im Stromsektor. In: „et“, 66. Jg. (2016) Heft 9, S. 38-43.
- [3] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur BMVI (Hrsg.): Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI-Online-Publikation 08/2015, abrufbar unter: [http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL\\_BMVI\\_Online\\_08\\_15.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), August 2016 (siehe: <http://www.erneuerbare-energien.de>)



- [5] European Energy Exchange: EEX 2016, ELIX Market Data (abrufbar unter: <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/auction#!/2016/10/11>)
- [6] Solarthermische Dampfkraftwerke mit konzentrierenden Sonnenkollektoren und Wärmespeichern können an guten Standorten und bei entsprechender Auslegung z. B. in Nordafrika hohe Verfügbarkeiten von über 7500 Stunden pro Jahr erreichen. Als dargebotsunabhängig können sie eingestuft werden, weil sie über thermische Energiespeicher verfügen, die eine ständige Anpassung von Energieangebot und Last ermöglichen. Notfalls zusätzliche Dampferzeugung mit fossilen oder regenerativen Brennstoffen erlaubt sogar eine jederzeit gesicherte Leistung der Dampfturbine, selbst wenn die Sonne nicht scheint und der Wärmespeicher leer ist (siehe: Trieb, F.; Schillings, C.; O'Sullivan, M.; Pregger, T.; Hoyer-Klick, C.: Global Potenzial of Concentrating Solar Power. SolarPaces Conference Berlin, September 2009, <http://www.dlr.de/tt/csp-resources>).
- [7] Laufwasserkraft kann in Deutschland auch dieser Gruppe zugeordnet werden, da sie hierzulande nicht allzu stark schwankt und vereinfacht als leicht variables Grundlastkraftwerk angesehen werden kann. In ariden Gebieten dagegen muss Laufwasserkraft und oft auch Speicherwasserkraft als schwankende Energiequelle (VRE) eingestuft werden.
- [8] European Network of Transmission System Operators for Electricity (entso-e): NTC Matrix, abrufbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/Pages/default.aspx>
- [9] TenneT; SuedLink: Mögliche Erdkabelkorridore veröffentlicht, 27.9.2016, abrufbar unter: <http://www.tennet.eu/de/news/news/suedlink-moegliche-erdkabelkorridore-veroeffentlicht/>
- [10] ABB: HVDC References, abrufbar unter: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references>
- [11] Hill, R.; Hill, K.; Aumüller, R.; Boos, K.; Freienstein, S.: Testfeldforschung zum Vogelzug am Offshore-Pilotpark alpha ventus und Auswertung der kontinuierlich auf FINO1 erhobenen Daten zum Vogelzug der Jahre 2008 bis 2012. Schlussbericht zum Projekt Ökologische Begleitforschung am Offshore-Testfeldvorhaben alpha ventus zur Evaluierung des Standarduntersuchungskonzeptes des BSH (StUKplus), im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Juli 2014.
- [12] Bell, J. R.; Aralimarad, P.; Lim, K.; Chapman, J. W.: Predicting Insect Migration Density and Speed in the Daytime Convective Boundary Layer. In: PLoS ONE, January 2013, Vol. 8, Issue 1, abrufbar unter: <http://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0054202>
- [13] Laufwasserkraft überwiegend im unregelmäßigen Grundlastbetrieb und Biomasse in wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung, beide also ohne nennenswerten Anteil an der Netzregelung.
- [14] Diese hohe Reservekapazität ergibt sich aus der Annahme, dass Stromimporte aus politischen Gründen nicht als sichere Leistung gewertet werden. Sie verringert sich auf 30 GW technisch notwendige Reserve, wenn Importe als sicher eingestuft werden können.
- [15] Trieb, F.; Hess, D.: Solarstromimport als Baustein einer Energiepartnerschaft Europas und Nordafrikas. In: „et“, 66. Jg. (2016) Heft 10, S. 93-97.
- [16] Trieb, F.: Integration erneuerbarer Energiequellen bei hohen Anteilen an der Stromversorgung. In: „et“, 63. Jg. (2013) Heft 7, S. 28-32 (mit Bildfehler in der gedruckten Fassung, die korrigierte Fassung ist abrufbar unter: [www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/artikel\\_2013\\_07\\_trieb.pdf](http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/artikel_2013_07_trieb.pdf))
- [17] Stetter, D.: Enhancement of the REMix energy model – global renewable energy potentials optimized power plant siting and scenario validation. Dissertation, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, 2012.

---

*Dr. F. Trieb, Dipl.-Ing. D. Hess, Institut für Technische Thermodynamik – Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart  
 franz.trieb@dlr.de  
 denis.hess@dlr.de*