

# Zum Stand der Energiewende 2024

## im Bereich der Elektrotechnik

*Die Energiewende ist nun schon seit vielen Jahren in aller Munde. Oft ist damit ausschließlich oder vorrangig die Wende in der Versorgung mit elektrischer Energie gemeint. Hierauf sollen sich auch die nachfolgenden Ausführungen beschränken – allerdings unter Einbezug der Aspekte »Wärmewende« und »Sektorkopplung«.*

Wichtiger als sonst irgendwo ist es in der Elektrotechnik – und hier wiederum vor allem im Zusammenhang mit erneuerbaren Einspeisungen – die Begriffe Leistung und Energie nicht zu verwechseln. Leistung ist Energie pro Zeit, bzw. Energie ist Leistung mal Zeit.

Bei der Betrachtung fallen zwei Punkte auf, denn zum einen ist die Elektrotechnik den anderen Sektoren wie Verkehr, Raumheizung und chemische Prozesse schon weit voraus: Gut 60 % der 2024 in das öffentliche Netz eingespeisten elektrischen Energie stammte bereits aus erneuerbaren Quellen. Dies ist zum Teil dadurch zu erklären, dass die Elektrizität nicht nur hinsichtlich ihrer äußerst vielseitigen Anwendung, sondern auch bei der Erzeugung sehr flexibel ist, also auf vielerlei Art und Weise gewonnen werden kann. Den-

noch ist dieser Fortschritt erstaunlich, da der elektrischen Energie – oder vielmehr der elektrischen Leistung – ein ganz erhebliches Hindernis am Bein hängt:

### 1 Netzbetrieb

Die Elektrizität ist nämlich die einzige Art von Energie, die immer genau in der Sekunde erzeugt werden muss, in der sie verbraucht wird. Man könnte fast schon von Millisekunden sprechen. Dies bedeutet, dass die in das Netz eingespeiste Leistung in jedem Moment exakt gleich der entnommenen Leistung sein muss. Es ist kein »Puffer« vorhanden. Sicher gibt es Akkumulatoren, mit denen man Smartphones, Laptops und sogar Autos eine ganze Weile laufen lassen kann und mit denen sich ein »Solarhaushalt« – zumindest im Sommer – auch schon eine Nacht lang über Wasser halten kann, wenn tags zuvor die Sonne schien. Diese Akkus sind dem Netzbetrieb jedoch nicht dienlich, sondern stellen vielmehr weitere Lasten dar, weil ihre Ladezeiten – bislang immer noch – für das Netz gerade so spontan und unangemeldet ein- und aussetzen wie der Betrieb der anderen Lasten gemeinhin auch. Privat betriebene Solar-

stromspeicher u. ä. als Entlastungsmaßnahme für das Netz anzusehen, ist daher abwegig. Das wäre, als käme der Bus zur Haltestelle, führe aber unverrichteter Dinge weiter, weil alle bis eben noch wartenden Fahrgäste einen Moment zuvor per Anhalter weggefahren wären: Die Privatleute kommen ohne Fahrkarte davon, der öffentlich bereitgestellte Dienst guckt in die Röhre, und die Öffentlichkeit schimpft über steigende Fahrpreise und ausgedünnte Fahrpläne. Entsprechende Zustände möchten wir in der Stromversorgung bitte nicht haben; zu viel hängt davon ab.

Die Vorstellung, in das Netz eingespeiste Energie werde dort in irgendeiner Form gespeichert, ist leider ebenso irreführend. Die im Netz gespeicherte Energie beschränkt sich auf die Rotation der Generatoren und dessen, was mit diesen auf derselben Welle angeordnet ist – und das beinhaltet gerade mal so viel Energie, wie das Netz in einer Sekunde umsetzt! Das ist alles.

Zum Glück hat man sich aber nach anfänglichem Glaubenskrieg dafür entschieden, die Netze als Drehstromnetze aufzubauen, und aus einem anfänglichen Flickenteppich wuchsen vier europäische Ver-

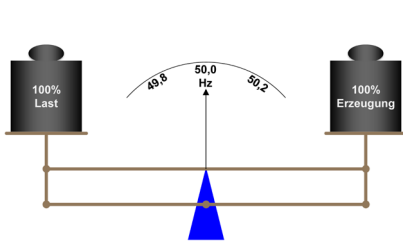


Abb. 1: Alles im Lot im Verbundnetz: Einspeisung und Entnahme exakt im Gleichgewicht

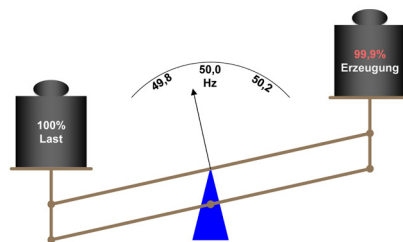


Abb. 2: Upps – 1% zu viel Last / zu wenig Einspeisung und die Frequenz bricht sekundenschnell ein!

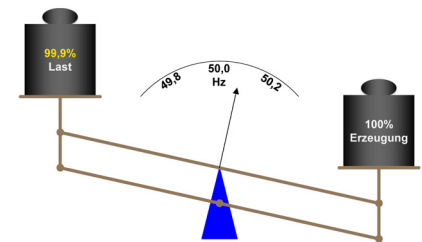


Abb. 3: Upps – 1% zu wenig Last / zu viel Einspeisung und die Frequenz läuft flugs davon

bundnetze zusammen, denn Gemeinsamkeit macht stark. Somit sind all die großen Synchron-Generatoren von Portugal bis an die Ostgrenze der Türkei über die Höchstspannungsnetze (380 kV; 220 kV) miteinander verbunden und laufen also allesamt synchron zueinander, »als wären sie mit Fahrradketten untereinander gekoppelt«, wie es ein Fernsehbeitrag [1] vor einiger Zeit sehr treffend beschrieb. Man muss sich hierbei allerdings ein Fahrrad ohne Freilauf vorstellen!

Drehstrom ist letztlich auch nicht mehr als ein dreifacher Wechselstrom. Dessen Frequenz wird stets peinlich genau auf dem Nennwert von 50 Hz gehalten (Abb. 1). Tritt nun der Fall der Fälle ein, dass ein großer Kraftwerksblock von z. B. 1,3 GW ungeplant und unvorhergesehen »aussteigt« (Abb. 2) – was vorkommt, da in der Technik nichts perfekt ist – wird die Lücke im ersten Moment tatsächlich aus der Massenträgheit der übrigen laufenden Maschinen gedeckt. Damit aber sackt deren Drehzahl ab – und proportional hierzu die Frequenz im gesamten Verbundgebiet: Alle Kraftwerke sehen das Defizit sofort – ohne dass hierfür eine Datenverbindung geschaltet werden müsste! Einige unter ihnen haben das As im Ärmel: Sie können Regelleistung anbieten. Das bedeutet:

- Sie laufen normalerweise nicht mit voller Leistung, sondern nur etwa 50 % hiervon.
- Sie können ihre Abgabeleistung sehr schnell ändern (was alles andere als selbstverständlich ist – zu Risiken und Nebenwirkungen fragen Sie Ihr Kohle- oder Kernkraftwerk).

Solange sich die Netzfrequenz zwischen 49,99 Hz und 50,01 Hz aufhält, greifen die Regelleistungskraftwerke nicht ein. Darunter steigern sie ihre Leistung (Abb. 2), und darüber wird sie reduziert (Abb. 3). Bei 49,8 Hz gehen sie auf 100 %, bei 50,2 Hz auf 0 % ihrer Nennleistung. Bei diesen Werten wird aber bereits Alarm ausgelöst! Bei 47,5 Hz trennen sich alle Kraftwerke vom Netz und produzieren nur noch den Strom, den sie zu ihrem eigenen Betrieb benötigen (Abfangen im Eigenbedarf), statt durch die Überlast bis zum Stillstand »abgewürgt« zu werden. So stehen sie zum Wiederaufbau der Versorgung zur Verfügung.

Den »normalen« Regelungsvorgang kann man sich im Internet ansehen. [2] Vor diesem Hintergrund ist auch die Energiewende zu sehen – obwohl dies nicht deren zentrales Problem ist, wie noch zu zeigen sein wird, sondern vielmehr ist Re-



Abb. 4: Wird nach und nach zurückgebaut: der gute alte »Ferraris-Zähler«



Abb. 5: Ein moderner elektronischer Haushaltszähler »eHZ« kann jedoch per se auch nicht mehr und ist für sich allein noch lange kein »Smart Meter« (siehe Abschnitt 9: »Digitalisierung«)

gelleistung im Netz nötig und präsent, seit es eine öffentliche Stromversorgung gibt.

## 2 Stand 2024

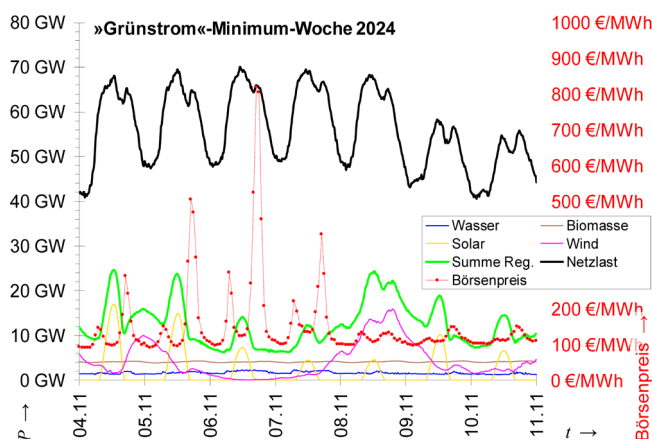
In Deutschland sind etwa 73 GW gesicherte Leistung installiert (Tabelle 1), d. h. solche Erzeugungseinheiten, die man mit dem entsprechenden zeitlichen Vorlauf nach Bedarf an- und abfahren kann. Bei 83 Millionen Einwohnern macht das also deutlich unter 1 kW pro Person – wohlgemerkt nicht nur am Verbrauch des eigenen Haushalts, sondern einschließlich des gesamten umgelegten Stromverbrauchs in Industrie, Gewerbe, öffentlichem Sektor und Verkehr. Nichtsdestoweniger kann – und darf – ein einziger Haushalt rund 24 kW aus dem Netz entnehmen (Absicherung 3\*35 A – Abb. 4). Es darf auch gern etwas mehr sein, denn eine 35-A-Sicherung brennt nicht bereits bei 36 A durch, schon gar nicht bei kurzzei-

tiger Belastung, wenn etwa im Extremfall ein elektrischer Durchlauferhitzer installiert ist, der allein schon 24 kW aufnimmt. Bei Neu- bzw. Nachinstallation (falls etwa der Vorgänger eine zu schwache Leitung installiert hatte) geht man in diesem Fall unter Umständen sofort auf 63 A (Abb. 5). Das Netz lebt hier von der Statistik, dass ein Haushalt im langjährigen Mittel nur 400 W aufnimmt. Von den gut 9 Millionen in deutschen Wohnungen installierten elektrischen Durchlauferhitzern [3] sind gemäß jahrzehntelanger Erfahrung zu jedem beliebigen Zeitpunkt nur ganz wenige in Betrieb – Probleme unbekannt. Wie das mit den Elektroautos wird, weiß man noch nicht – Erfahrung Mangelware.

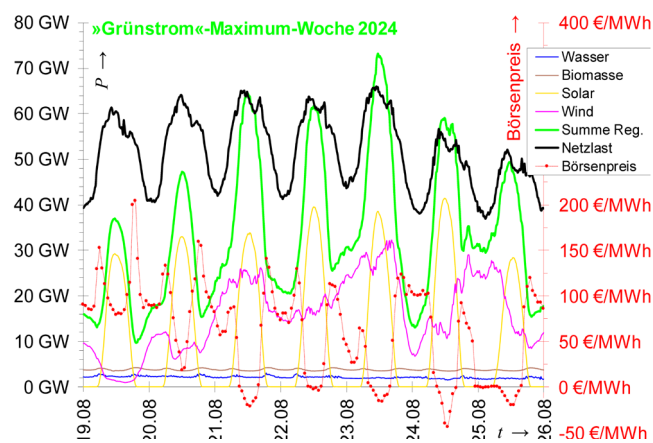
Die installierten »unsteten« Einheiten der erneuerbaren Erzeugungen machen an der summierten Nennleistung insgesamt schon deutlich mehr aus als die konventionellen (Tabelle 1 links). Zum einen aber ist ihr Beitrag zur Energie-Erzeugung im Verhältnis zur Nennleistung geringer

Tab. 1: In Deutschland installierte Leistungen und von diesen in das öffentliche Netz eingespeiste Energie 2024 nach Angaben der ENTSO-E [6]

Allgemeine Stromversorgung Deutschlands nach ENTSO-E							
2024	Installierte Leistung der allg. Versorgung			Netto-Erzeugung		Auslastung	
	absolut	anteilig		absolut	anteilig	einzel	gesamt
Braunkohle	18,4 GW	7,6%		71,0 TWh	16,7%	3866 h/a	
Steinkohle	13,0 GW	5,4%		27,3 TWh	6,4%	2108 h/a	
Erdgas	36,3 GW	15,0%	30,4%	56,9 TWh	13,4%	1570 h/a	2181 h/a
Mineralöl	4,1 GW	1,7%		3,2 TWh	0,8%	788 h/a	
sonstige	1,6 GW	0,7%		1,5 TWh	0,3%	902 h/a	
Speicher (aus)	9,4 GW	3,9%		10,4 TWh	2,4%	1100 h/a	2481 h/a
Speicher (ein)		$\eta = 79,6\%$		13,1 TWh	3,1%	1381 h/a	
Laufwasserkraft	3,7 GW	1,5%		15,3 TWh	3,6%	4097 h/a	
Stauwasserkraft	1,4 GW	0,6%		1,9 TWh	0,4%	1351 h/a	
Wind an Land	59,8 GW	24,8%		111,9 TWh	26,4%	1870 h/a	
Wind auf See	8,5 GW	3,5%	65,7%	25,7 TWh	6,0%	3037 h/a	1602 h/a
Biomasse	8,6 GW	3,6%		36,0 TWh	8,5%	4192 h/a	
Solar	76,6 GW	31,7%		63,3 TWh	14,9%	826 h/a	
Geothermie	0,1 GW	0,0%		0,2 TWh	0,0%	3692 h/a	
Netzverluste	–	–	–	25,3 TWh	6,0%	–	–
Gesamt	241,4 GW	100,0%		424,5 TWh	100,0%	1758 h/a	



**Abb. 6:** Woche der geringsten »grünen« Einspeisung 2024 gegenüber dem gesamten Verbrauch (Netzlaster)



**Abb. 7:** Woche der höchsten »grünen« Einspeisung 2024 gegenüber der Netzlaster

(Tabelle 1 Mitte) – obwohl sie inzwischen auch bei der Energie die absolute Mehrheit erringen konnten. Des Weiteren kann man sie bei der Zuverlässigkeit (Verfügbarkeit) nahezu überhaupt nicht mitrechnen, weil sie eben nicht auf Kommando verfügbar sind. Stets droht die »Dunkelflaute«, die Deutschland statistisch etwa alle zwei Jahre trifft, also eine 10 bis 14 Tage dauernde Wetterlage, bei der weder der Wind noch die Sonne Nennwertes zur Erzeugung beitragen (Abb. 6). Auf der anderen Seite gibt es Momente, in denen die Erneuerbaren sogar den Bedarf übertreffen (Abb. 7). Der Preis an der Leipziger Energiebörse EEX [4] läuft dann allerdings bei solchen Wetterlagen – inzwischen nicht mehr nur, wenn der Sonntag seinem Namen Ehre macht – ins Negative.

Indes können die trägen, klobigen Kohlekraftwerke nicht über Mittag bei starkem Sonnenschein abgeschaltet und bei Sonnenuntergang wieder hochgefahren werden. Ein Braunkohlekraftwerk benötigt hierzu aus dem kalten Zustand 9 bis 15 Stunden, und für die schnellstmögliche Veränderung der Leistung im laufenden Betrieb werden bei Steinkohle 4 % pro Minute, bei Braunkohle 3 % (der jeweiligen Nennleistung) pro Minute angegeben. [5] Alte Anlagen lassen sich nicht unter 40 % der Nennleistung fahren, neue wurden im Hinblick auf die Energiewende für ein Minimum von 20 % ausgelegt – wie vorausschauend aber auch, wo sie nunmehr allesamt stillgelegt werden! Die Kernkraftwerke erreichten sogar Regelraten bis 10 % pro Minute je nach Typ bzw. Technologie; nur stehen sie bereits still. Die Primär-Regelleistung muss aber innerhalb von 5 s einsetzen und nach 30 s in vollem Umfang zur Verfügung ste-

hen. Innerhalb dieses Zeitraums kann ein Braunkohlekraftwerk also seine Leistung nur um  $\pm 1,5\%$  ändern. Bedingung zur »Präqualifikation« als Anbieter ist aber u. a., dass mindestens 2 % der Nennleistung als Regelleistung angeboten werden können. Die Braunkohlekraftwerke sind damit »draußen«. Die meiste Regelleistung kommt aus der Wasserkraft – zum Teil aus dem Ausland, weil wir zu wenig davon haben (Tabelle 1). Außerdem kommen hier die Pumpspeicherkraftwerke ins Spiel.

Die Auslastung von Kraftwerken wird meist in Jahres-Volllaststunden angegeben (statt etwa in Prozent der Nennleistung, was ebenso möglich wäre): So viele Stunden lang müsste die betreffende Einheit bzw. Erzeugungsart ihre volle (d. h. die installierte) Leistung liefern, um so viel Energie zu erzeugen, wie sie tatsächlich im betreffenden Jahr erzeugt hat (Tabelle 1 rechts). Kernkraftwerke wurden stets in der Grundlast gefahren, also »Bleifuß« zur Lieferung jenes Anteils am Strom, der immer gebraucht wird, Tag und Nacht, Sommer wie Winter, denn Kernkraftwerke waren mit Abstand die teuersten Anlagen, dafür aber sehr bescheiden im Verbrauch. Erdgas dagegen steht in der Einsatz-Reihenfolge (zu Deutsch »Merit Order«) weiterhin ganz hinten, weil die Anlagen einfach zu errichten sind, der Brennstoff aber selbst vor der Ukraine-Krise schon recht teuer war. Sehen tut man das aber nicht mehr, weil Kernkraft in der Tabelle 1 nicht mehr aufgeführt wird.

### 3 Die Probleme mit der Wende

Für Sonne und Wind gibt es keine Einsatz-Reihenfolge, sondern diese wird vom Wetter diktiert. Nur in Extremsituationen

kommt es zu Abregelungen, d. h., dass weniger »Ökostrom« produziert wird als in diesem Moment produziert werden könnte. Im Jahresmittel von 2024 wurden nach ENTSO-E [7] aber bereits 61,3 % der in das öffentliche Netz eingespeisten elektrischen Energie erneuerbar erzeugt (die Zahlen des BDEW weichen etwas hiervon ab, denn sie beziehen sich auf den Brutto-Stromverbrauch, der die Netzverluste und den Eigenbedarf der Erzeugungsanlagen sowie eigene Erzeugungsanlagen der Industrie einschließt). In der Woche der geringsten »grünen« Einspeisung (Abb. 6) waren es aber nur 28,5 %, in der Woche des Maximums (Abb. 7) sogar 74,4 %. Die den Kurven zu Grunde liegenden Werte werden von der ENTSO-E gemäß EU-Verordnungen veröffentlicht [7] (und von der Bundesnetzagentur noch einmal ansprechend aufbereitet [8]). Sie liegen in Viertelstundenwerten vor, d. h. als in jeweils 15 Minuten eingespeiste bzw. entnommene Energie<sup>8</sup> (als würde der Stromzähler alle 15 min abgelesen) oder als entsprechende durchschnittliche Leistung jeder Viertelstunde. [7] Dieses Intervall ist der beste Kompromiss zwischen Datenflut und Präzision. Mit dieser Auflösung lassen sich vernünftige Kurven für Tage, Wochen und auch noch einen Monat erstellen; ein Jahr hingegen umfasst 35 040 Werte (bzw. 35 136 Werte in einem Schaltjahr) und ergibt mithin keine anschaulichen Kurven mehr. Die Viertelstunden-Extrema waren:

- Die geringste »grüne« Einspeisung trat am 6. November 2024 um 5:15 h auf und betrug 6,3 GW. Davon stammten aber allein 4 GW aus Biomasse, die Tag und Nacht, Sommer wie Winter nahezu konstant einspeist, und 1,45 GW aus Wasserkraft; bleiben gerade mal knapp

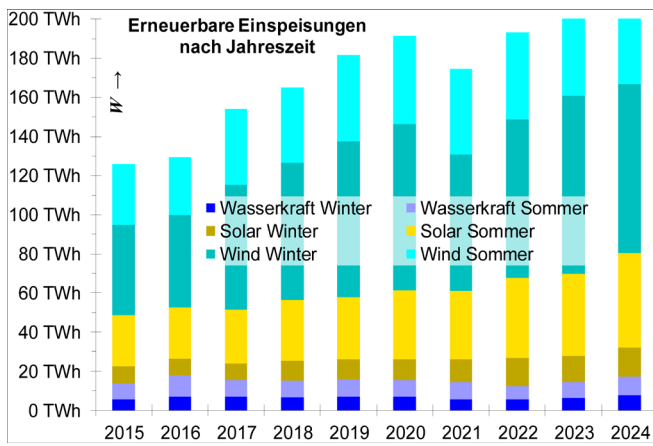


Abb. 8: Quantitative Verteilung erneuerbarer Einspeisungen über die letzten 10 Jahre (Biomasse: Einspeisung konstant etwa 4,5 GW, entsprechend  $\approx 40$  TWh/a)

0,44 GW Wind (Sonne ist im November um 5:45 h ohnehin exakt auf 0). Der Bedarf lag in diesem Moment bei 50 GW – Glück gehabt, denn es hätte ebenso gut die Jahres-Bedarfsspitze von 75,8 GW am Montag, den 15. Januar 2024 um 11:15, treffen können.

- Die Grünstrom-Spitze lag am 23. August 2024 um 11:30 Uhr bei 73,2 GW. Die Netzlast betrug zu diesem Zeitpunkt 60,3 GW und wurde also mehr als vollständig durch Erneuerbare gedeckt. 5,6 GW davon nahmen die Pumpspeicherkraftwerke zu diesem Zeitpunkt auf, doch auch die waren nicht in der Lage, den Überschuss komplett aufzuschlucken! Erst recht Glück gehabt, denn was, wenn nun in diesem Moment nur die 32,2 GW des Jahres-Minimums erforderlich gewesen wären? Wohin dann mit dem Rest?

Was die Abregelungen betrifft, können diese aus zwei völlig unterschiedlichen Gründen vorgenommen werden, die auch ganz gerne mal verwechselt oder in einen Topf geworfen werden:

- Es kann sein, dass an einer Stelle viel Strom gebraucht wird, während an einer anderen viel erzeugt wird oder erzeugt werden könnte, aber nicht an die richtigen Stellen übertragen werden kann. Dies kommt sowohl in den überregionalen Übertragungsnetzen (380 kV; 220 kV; 110 kV) vor (das viel zitierte Problem mit den unzureichenden »Strom-Autobahnen«), als auch in den Verteilnetzen vor dem Verteiltrafo (20 kV; 10 kV) und dahinter (230 V / 400 V).
- Daneben gibt es die Situation, dass insgesamt – zumindest deutschlandweit – zu viel Strom erzeugt wird, wenn z. B. am Sonntagmittag weniger

Leistung benötigt wird als an einem Arbeitstag, aber zum Sonnenschein auch noch ein frischer Wind weht. Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) genießt die Einspeisung erneuerbar erzeugten Stroms Vorrang. Die konventionellen Kraftwerke lassen sich aber, wie ausgeführt, nicht beliebig von jetzt auf gleich abregeln und zum Abend hin wieder hochfahren. Das geht nur in Grenzen. So laufen sie weiter und erzeugen zu negativen Preisen ein Minimum an Strom, der irgendwo im Ausland kostenpflichtig entsorgt wird wie Sondermüll. Dies ist zwar eine Ausnahmesituation, die jedoch mit dem Ausbau von Solar- und Windenergie drastisch zunimmt, solange das EEG nicht entsprechend angepasst wird. 2024 brachte einen einsamen Rekord von 457 Stunden mit negativen Preisen (siehe später Abb. 12 im Abschnitt 5).

Eine ganz bedeutende Schwierigkeit mit der Wende ist die sehr ungleiche Verteilung des Sonnenscheins bzw. des Sonnenlichts über das Jahr. Teilt man die vergangenen 10 Jahre in je zwei Hälften, wird dies deutlich (Abb. 8): Januar und Dezember, die zusammen fast genau 17 % eines Jahres ausmachen, beinhalten rund 34 % – 37 % des jährlichen Heizwärmebedarfs, liefern aber nur 2,9 % – 4,6 % des jährlichen Solarstroms, je nach zu Grunde gelegtem Einspeiseprofil. Dennoch hört man in Anbetracht der gegenwärtigen Situation häufig den Plan: »Wir kaufen uns eine Wärmepumpe und heizen mit unserem



Abb. 9: Bei aller Liebe zur Natur, aber so rettet man sie nicht



Abb. 10: Historische Windkraftanlagen gibt es auf der Nordsee-Insel Texel einige, denn diese locken bekanntlich Touristen an



Abb. 11: Auf der gesamten Insel jedoch stand 2012 nur eine einzige – noch dazu sehr kleine – neuzeitliche Windkraftanlage, denn diese schrecken bekanntlich Touristen ab

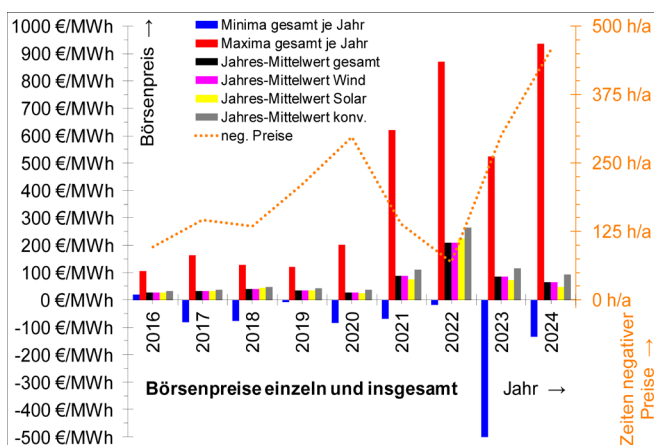


Abb. 12: Börsenwerte erneuerbaren und konventionellen Stroms (nach Tabelle 2) und Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen (EEX »day ahead«)

eigenen Solarstrom!« Na, dann viel Spaß! Eine PV-Anlage mit einer Nennleistung von 100 kW, also einer Paneelfläche von 500 m<sup>2</sup> – 1000 m<sup>2</sup> (je nach Wirkungsgrad der Zellen), wird wohl nötig sein – und ein Speicher wird auch noch gebraucht, da man im Winter sicher nicht nur zu den spärlichen hellen Tagesstunden heizen will. Hinzu kommen die bisweilen erheblichen Abweichungen eines real existierenden Winters vom »Profilwinter«. Ein Wärmespeicher bietet sich hier zunächst eher an als ein Stromspeicher, doch dann muss die Temperatur deutlich höher gefahren werden – und das wiederum zieht die Arbeitszahl der Wärmepumpe herunter.

Ohne jede Frage ist die Wärmepumpe die Heizung der Zukunft (und hier kommen die Wärmewende und die Sektorkopplung ins Spiel). Betrieben wird die Wärmepumpe aber wohl vorwiegend mit Windstrom. Zum Glück läuft hier die Tendenz gerade anders herum als beim Sonnenlicht: Wind gibt es im Winter mehr als im Sommer (Abb. 8). Auch hat der Wind als tragende Säule der Energiewende deutlich die Nase vorn. Dies erkennt man schon daran, dass sowohl das Grünstrom-Minimum (Abb. 6), als auch das Maximum (Abb. 7) im Winter eintreten: Alles hängt am Wind – während von Solarenergie vielleicht mehr geredet wird. Das mag daran liegen, dass sich die meisten Solaranlagen in Privatbesitz befinden, während kleine private Windkraftanlagen hoffnungslos unwirtschaftlich wären [9] (Wachstumsgesetz – siehe Abschnitt 8). Optimal ist also ein paralleler Ausbau von Sonne und Wind etwa im Verhältnis 1:1 bei der installierten Leistung bzw. 1:2 bei der erzeugten Energie, wie wir es bislang haben (Tabelle 1).

#### 4 Preise und Kosten

Der oft gebrauchte Spruch »Die Sonne schickt keine Rechnung« (Abb. 9) ist nicht sonderlich geeignet, um die Energiewende voranzubringen. Die Erde schickt auch keine, wenn man ein Loch hineinbohrt und Öl oder Gas ausströmen lässt. Wasser fällt auch einfach so vom Himmel, aber aus diversen triftigen Gründen beziehen wir es lieber kostenpflichtig aus dem Rohr. Ausnahmen gibt es bei der Toilettenspülung und bei der Gartenbewässerung. Die Analogie ließe sich zur Wärmepumpe und zum Verheizen von Gartenabfällen ziehen.

Keine Worte mehr findet man dann, wenn eine anerkannte Größe der Volkswirtschaft meint, Strom werde fast nichts mehr kosten, wenn die Energiewende erst einmal vollzogen sei. [10]

Wie bis hierhin klar geworden sein sollte, muss im bisherigen Zustand alles doppelt vorhanden sein: Die Konventionellen müssen praktisch in vollem Umfang noch »Gewehr bei Fuß« stehen, kosten Geld, aber fahren kaum welches ein – umso weniger, je länger die Erneuerbaren es allein schaffen. Auch muss die Frage erlaubt sein, warum dann die historischen Wasser- und Windmühlen (Abb. 10) stillgelegt und durch eine kostenträchtigere Lösung abgelöst wurden – was heute wieder rückgängig gemacht werden muss (Abb. 11). Nein, vielmehr ist es doch heute Konsens, dass die erneuerbare Erzeugung die wertvollere ist, und natürlich kostet die unter dem Strich mehr. Wir gehen doch auch nicht ins Reformhaus und maulen dort herum, dass die Preise höher sind als im Supermarkt! So konnte die Energiewende bislang nur subventioniert funktionieren, denn die Preise, die wir für Energie bezahlen, haben sehr wenig mit deren Wert zu tun. Abseits jeglichen CO<sub>2</sub>-Problems verbraten wir zur Zeit in 100 Jahren, was in 100 Millionen Jahren entstanden ist. Diesen Umstand gibt die Preisgestaltung nicht wieder. Daher darf man sich die Umsetzung einer solchen – technisch machbaren – Wende nicht zu einfach vorstellen.

Immerhin aber konnte die EEG-Umlage inzwischen gestrichen werden, da der Strom – zum Glück für die Energiewende, muss man schon sagen – inzwischen so teuer geworden ist, dass die Erneuerbaren kaum noch subventioniert werden müssen. Eine Erleichterung der Abregelung müsste folgen, denn technisch ist es überhaupt kein Problem, eine Windkraftanlage oder erst recht eine Solaranlage in nullkommanix herunterzuregeln – nur erlaubt ist es nicht. Ist dies für den Netzbetrieb unerlässlich, dann ist der Netzbetreiber verpflichtet, dem Einspeiser die nicht erfolgte – da im Moment nicht unterzubringende – Einspeisung dennoch zu garantierten Festpreisen zu vergüten (das ist noch immer so). Die Einspeisung wäre für die Netzstabilität anderenfalls höchst gefährlich! Das Netz würde in Sekundenschnelle »abschmieren« (Abb. 3). Nur deshalb kann es in Extremsituationen zu negativen Börsenpreisen kommen.

Wie viel ist denn nun Solar- und Windstrom an der Börse wert? Man kann wie folgt vorgehen und sich für jede Viertelstunde ansehen, wie viel Solar- bzw. Windstrom in diesem Zeitraum erzeugt wurde, und die Mengen mit dem jeweils zugehörigen Börsenpreis multiplizieren. Wenn man all diese Viertelstunden-Produkte separat für Sonne, Wind und konventionelle Erzeugung addiert, erhält man die Geldbeträge, die die jeweilige Erzeugungsart in dem betreffenden Jahr erwirtschaftet hat. Diese setzt man zu den ohnehin bekannten jeweiligen Strommengen ins jeweilige Verhältnis. So erhält man über das Jahr gemittelte separate Börsenpreise für konventionellen Strom und die jeweils betreffende Art EEG-Strom (Tabelle 2). Die Ergebnisse sind ein wenig überraschend (Abb. 12):

- Die Verfügbarkeit von Sonne und Wind sollte eigentlich zu den betreffenden Zeiten den Börsenpreis herunterziehen. Dieser Effekt tritt im Mittel nicht so deutlich zu Tage, wie man es vielleicht erwarten könnte, wenn man bedenkt, dass er den Preis bisweilen auch weit ins Minus zieht. So häufig treten die negativen Preise (ebenfalls in Abb. 12 aufgeführt) eben doch nicht auf.
- Solarstrom erzielt tendenziell höhere Preise als Windstrom. Dies ist deswegen überraschend, weil Solarstrom im Winter kaum und nachts überhaupt nicht zur Verfügung steht. Die Erklärung dürfte sein, dass das solare Einspeiseprofil im Sommer optimal zum Tageslastgang passt. Nachts und im Winter dageden, wenn kein bzw. kaum Solarstrom anfällt, kann die-

**Tab. 2:** Minima, Mittelwerte und Maxima der Börsenstrompreise der letzten 9 Jahre (Daten für 2015 sind nur sehr lückenhaft vorhanden), insgesamt und umgerechnet auf die Einspeisungen aus Sonne und Wind

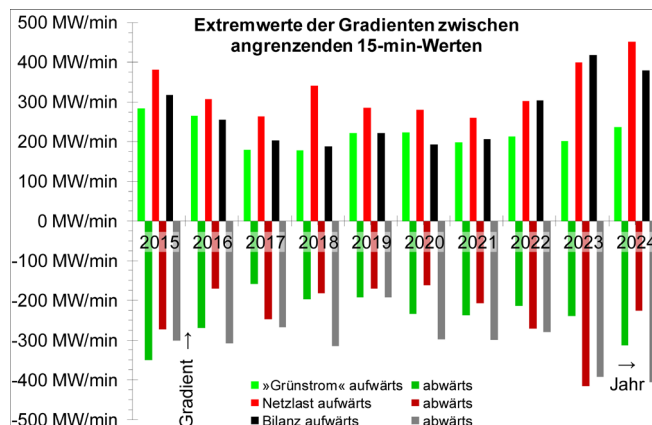
Jahr	Börsenpreise für Windstrom, Solarstrom, konventionelle Erzeugung und insgesamt									
	Minima gesamt Jahr			Jahres-Mittelwert Wind	Jahres-Mittelwert Solar	Jahres-Mittelwert konv.	Jahres-Mittelwert gesamt	Maxima gesamt Jahr		
	Betrag	am	um					Betrag	am	um
2016	18,02 €/MWh	8. Mai.	13:00 h	25,02 €/MWh	26,84 €/MWh	31,42 €/MWh	26,64 €/MWh	104,96 €/MWh	8. Nov.	17:00 h
2017	-83,06 €/MWh	29. Okt.	1:00 h	27,97 €/MWh	31,63 €/MWh	38,06 €/MWh	31,54 €/MWh	163,52 €/MWh	24. Jan.	7:00 h
2018	-76,01 €/MWh	1. Jan.	7:00 h	38,16 €/MWh	43,85 €/MWh	48,03 €/MWh	40,50 €/MWh	128,26 €/MWh	22. Nov.	17:00 h
2019	-9,02 €/MWh	2. Jun.	13:00 h	32,82 €/MWh	34,93 €/MWh	41,80 €/MWh	34,11 €/MWh	121,46 €/MWh	24. Jan.	18:00 h
2020	-83,94 €/MWh	21. Apr.	13:00 h	25,30 €/MWh	24,60 €/MWh	35,94 €/MWh	27,69 €/MWh	200,04 €/MWh	21. Sep.	18:00 h
2021	-69,00 €/MWh	22. Mai.	13:00 h	83,16 €/MWh	75,56 €/MWh	109,76 €/MWh	88,48 €/MWh	620,00 €/MWh	29. Aug.	18:00 h
2022	-19,04 €/MWh	20. Mrz.	13:00 h	173,51 €/MWh	223,37 €/MWh	265,26 €/MWh	208,49 €/MWh	871,00 €/MWh	29. Aug.	18:00 h
2023	-500,00 €/MWh	2. Jul.	13:00 h	79,84 €/MWh	72,30 €/MWh	115,29 €/MWh	83,96 €/MWh	524,27 €/MWh	11. Sep.	18:00 h
2024	-135,45 €/MWh	12. Mai.	12:00 h	65,54 €/MWh	46,42 €/MWh	93,19 €/MWh	64,47 €/MWh	936,28 €/MWh	12. Dez.	17:00 h

ser auch nicht bzw. kaum die Preise nach unten ziehen: Die »Nullstunden« gehen nicht als Nullen, sondern überhaupt nicht in den Durchschnitt ein.

Fazit so weit: Für die heute üblichen großen Windkraftanlagen werden Stromgestehungskosten von 4 ct/(kWh) – 8 ct/(kWh) genannt. [11] Da wird die garantierte Einspeisevergütung von 7,35 ct/(kWh) = 73,50 €/MWh allmählich weniger interessant, wenn man sich ansieht, was man nun auf einmal an der Börse bekommen kann (Tabelle 2; Abb. 12) – und dies, obwohl der Ausdruck »Stromgestehungskosten« auf Sonne, Wind und Laufwasserkraft gar nicht angewendet werden dürfte (siehe hierzu den abschließenden Abschnitt 14). Es hätte nicht gerade ein Krieg sein müssen, der uns den oben genannten, an sich heilsamen Schub verpasste!

### 5 Fehlanzeige: Speicher

Was leider immer noch fehlt, ist eine Möglichkeit gangbaren Aufwands zur Speicherung elektrischer Energie. Der Umweg über Wasserstoff und Konsorten ist recht aufwändig und wenig effizient: Bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff und wieder zurück bleiben beinahe 2/3 der Energie auf der Strecke. Wo jetzt ein Windrad Strom direkt ins Netz speist, müssten künftig drei Windräder drei Elektrolyseure speisen, damit bei Flaute zwei Brennstoffzellen ebenso viel elektrische Energie erzeugen wie ein Windrad bei Wind. Das, was künftig neben der

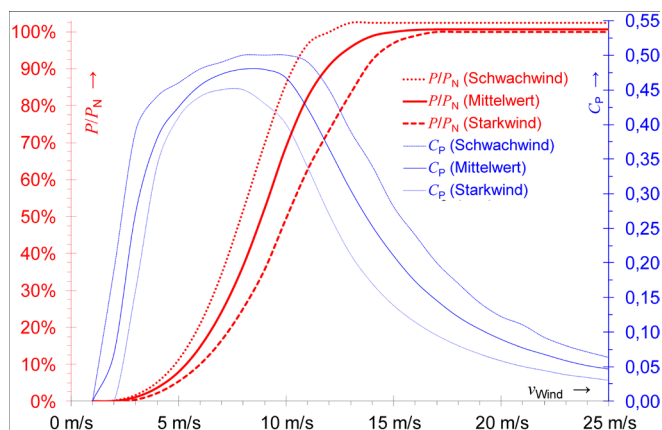


**Abb. 14:** Jahres-Extrema der Gradienten (Anstiege und Abstiege) der Summe aller erneuerbaren Einspeisungen, der Netzlast und der Differenz hieraus über die vergangenen 10 Jahre

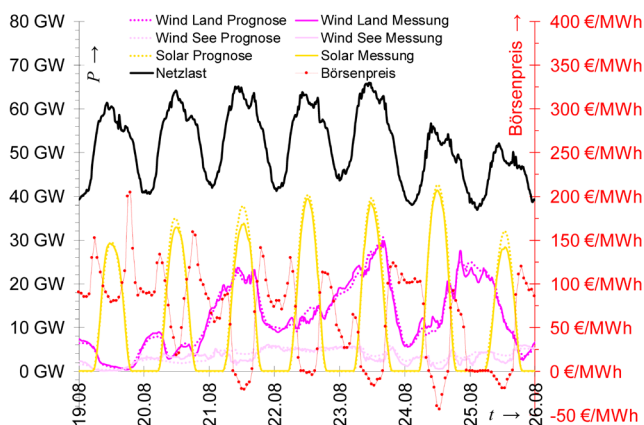
erneuerbaren Erzeugung »Gewehr bei Fuß« stehen müsste, ist mithin noch deutlich aufwändiger als der konventionelle Kraftwerkspark – von wegen »Die Sonne schickt keine Rechnung«.

Wobei obige Rechnung andererseits auch nicht stimmt: Die Elektrolyseure gehen vorzugsweise bei Sturmtief in Betrieb, wenn die Windkraftanlagen ihre volle Leistung erreichen. Hierfür braucht es zwar nicht gerade einen Sturm, aber doch einen ziemlich kräftigen Wind. Wohl gibt es verschiedene Auslegungen, die ihre maximale Leistung bei unterschiedlichen Windstärken erreichen. Der Bereich jedoch, in dem die eine Anlage den Wind voll ausnutzt und der Generator noch Luft hat, während die andere den Generator schon voll auslastet und den Wind nicht mehr voll verwenden kann, ist nicht allzu breit (Abb. 13 – der Faktor  $C_p$  gibt an, wie weitgehend der Wind als solcher ausgenutzt wird und ist hier von rein akademischem Wert). Dies bedeutet: Zwar könnten wir bei durchschnittlicher Wetterlage dreimal so viele Windkraftanlagen gebrauchen wie wir zur Zeit haben; bei starkem Wind dagegen müssten schon heute die Elektrolyseure gelegentlich in Betrieb gehen (spätestens bei negativen Strompreisen – die eben hierdurch vermieden würden). Die Elektrolyseure würden damit jedoch unsere jetzigen konventionellen Kraftwerke beerben und stünden ebenso wie diese den weitaus größten Teil des Jahres herum wie die Feuerwehr und das Militär auf ihren Einsatz wartend.

Wie viel Speicher hat das Netz? Wir haben in Deutschland knapp 6,7 GW Pumpspeicher-Kraftwerksleistung installiert, die knapp 38 GWh elektrische Energie speichern können (die



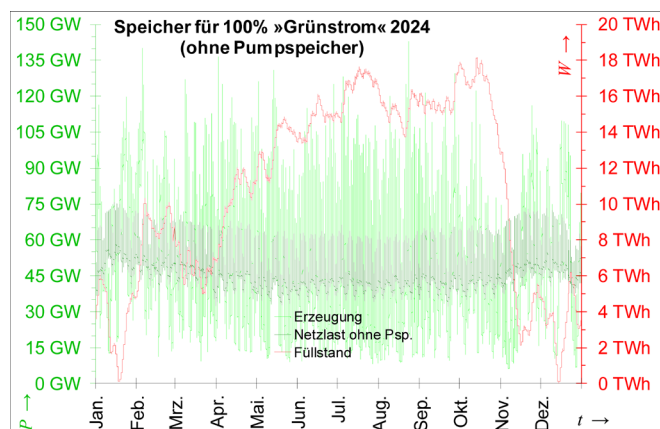
**Abb. 13:** Charakteristiken von Windkraftanlagen (nach Daten von Enercon): Eine Starkwind-Anlage, eine Schwachwind-Anlage und eine mittlere Auslegung



**Abb. 15:** Die Prognosen für die Erzeugung von Wind- und Solarstrom nach der Wettervorhersage vom Vortag,  $\approx 8$  Uhr, funktionieren recht gut,

Bundesnetzagentur spricht heute nur noch von »Speichern«, weil die laufend neu hinzukommenden Akkumulatorspeicher mit hineingerechnet wurden – aber davon ist der gesamte Anteil der Speicher an der Stromversorgung noch nicht sichtbar größer geworden). Damit kann man also für 1/10 Deutschlands eine Dunkelflaute um 6 Stunden verkürzen – könnte man, wenn das nicht auf das Motto hinausläufe: »Kaufen Sie sich eine Kuh! Dann haben Sie immer Fleisch und Milch«. Die Pumpspeicherkraftwerke wurden nämlich (bis auf das größte und neueste in Goldisthal – s. Abschnitt 8 zur Dezentralität) lange vor der Erfindung des Wortes »Energiewende« für einen ganz anderen Zweck gebaut und werden hierfür nach wie vor gebraucht: Sie sollen nämlich den Tageslastgang ausglätten. Die von jeher unstete Entnahme elektrischer Leistung aus dem Netz darf man nämlich vor lauter Gerede über die unsteten Einspeisungen nicht vergessen. Auch die Notwendigkeit von Regelleistung rührt von hier wie dort, und ein Pumpspeicherkraftwerk, das gerade in Teillast »turbiniert« (aus dem Wasserstrom elektrischen Strom erzeugt), kann negative, ein im Moment gerade pumpendes positive Primär-Regelleistung anbieten (aus dem Stillstand heraus reicht es immerhin noch für eine Sekundär-Regelleistung).

Überraschende Feststellung jedoch an dieser Stelle: Beim jet-



**Abb. 16:** Verlauf des Füllzustands (rot) eines prospektiven Speichers, der 2024 – zusätzlich zu einer Verdopplung der installierten Solar- und Windleistung – ausgereicht hätte, um Deutschland lückenlos mit »Grünstrom« zu versorgen

zigen Gehalt von gut 60 % »Zappelstrom« [12] im Netz sind weder die Höhen noch die Gradienten der schwankenden Einspeisungen größer als diejenigen der Lasten (Abb. 14). [13] Es gibt also gar kein »neues« Problem. Man kann argumentieren, mit den Lastschwankungen ließe sich besser umgehen als mit jenen der Einspeisung, da die Netzlast durch die langjährigen, teilweise genormten Lastprofile kalkulierbar sei. Dem muss man aber entgegenhalten, dass für die erneuerbaren Einspeisungen sehr gute Prognosen nach Wettervorhersage vom Vortag, 8 Uhr, vorliegen (Abb. 15). Auch die Börsenpreise (»day ahead«) werden danach ausgehandelt.

So, was bleibt uns dann? Zunächst muss ermittelt werden, wie viel Speicher denn überhaupt notwendig wäre. Hierfür lässt sich wieder viertelstundenweise vorgehen: Zunächst werden die installierten Leistungen von Sonne und Wind rechnerisch – ganz hoffnungsfroh, dass der Ausbau klappt – um einen Faktor von 2,04 erweitert, sodass über das Jahr 2024 in Summe genau so viel Strom erneuerbar hätte erzeugt werden können wie verbraucht wurde. Wasser und Biomasse werden vorsichtshalber nicht hochskaliert, denn beim Wasser mangelt es an Potenzialen und bei der Biomasse droht der Grenzbereich hin zum Konfliktfeld des Vergasens von Lebensmitteln. Von der eingespeisten Energie jeder Viertelstunde (grüne Linie in Abb. 16) wird die verbrauchte Energie derselben Viertelstunde (schwarze Linie) abgezogen. Die Differenz stellt – je nach Vorzeichen – die Menge dar, die in den Speicher geführt bzw. von dort abgerufen werden müsste. Diese Differenzen werden sukzessive addiert und ergeben den Verlauf des Ladezustands (rote Linie). Was für ein Speicher dies sein mag, wissen wir heute noch nicht, und deswegen sind keine Verluste in der Rechnung enthalten, ebenso wenig wie die Zuwächse beim Strombedarf durch Wärmepumpen und E-Autos. Es geht nur um einen Anhaltspunkt, eine Größenordnung und um die Verhältnisse der Größenordnungen zueinander.

Man sieht, dass für 2024 netto 18,2 TWh an Speicherkapazität nötig gewesen wären. Man sieht weiterhin, dass die »grüne« Leistung fast 143 GW erreichen kann – nahezu das Doppelte der höchsten im Jahr aufgetretenen Last. Die installierte Elektrolyseurleistung (aufgenommene elektrische Leistung) müsste – im Falle Wasserstoff – fast doppelt so groß sein wie die Jahreslastspitze jetzt ist, denn die Erzeugungsspitze könnte zufällig auf den Moment des geringsten Bedarfs fallen. Dabei sind die Verluste der Elektrolyseur bzw. der Brennstoffzellen zur Rückverstromung noch gar nicht eingerechnet.

Man kann diese Übung nun für die zurückliegenden 10 Jahre durchführen und erreicht sowohl recht unterschiedliche Summen (siehe unten Tabelle 3; Abschnitt 7 zur Lastverschiebung) als auch recht unterschiedliche Verläufe (hier nicht einzeln abgebildet), je nach Wetter in dem betreffenden Jahr (der Jahresstromverbrauch schwankt im Vergleich hierzu kaum).

## 6 Speichermythos

Was wir an Speicherkapazität im Netz haben, misst man in [GWh], den Bedarf dagegen in [TWh]. Das sagt schon viel. Der oben errechnete Speicherbedarf von gut 18 TWh beläuft sich auf rund 480-mal so viel wie in unseren Pumpspeicherkraftwerken gelagert werden kann – werden könnte, stünden diese denn für die saisonale Speicherung zur Verfügung. Derweil sprießen aber zur Zeit große Akkumulatorspeicher wie Pilze aus dem Boden. Stand 2024 summieren sich sämtliche bei der Bundesnetzagentur registrierten Batteriespeicher auf 13,2 GWh

(wie gesagt, gegenüber  $\approx 38$  GWh in Pumpspeicherkraftwerken). Hiervon entfallen jedoch nur 1,9 GWh auf »Großspeicher« über 30 kW Nennleistung, also solche, die »netzdienlich« und nicht nach den Erfordernissen der privaten Eigentümer betrieben werden. Unter dem Strich decken die bisher bestehenden Batterie-»Großspeicher« also nur 0,1% dessen, was wir zum Ausbügeln der durch Wetter und Klima bedingten saisonalen Unterschiede benötigen. Die für derartige Speicher – wenn überhaupt jemals – angegebenen Kosten liegen stets um 700 €/ (kWh) Speicherkapazität. Dennoch liest man fast immer auf den entsprechenden Webseiten, die solche Projekte vorstellen, Sätze wie: »... wurde direkt neben einem Windpark errichtet ... speichert daher nicht benötigten Windstrom und speist ihn bei Flaute zurück ins Netz« oder Ähnliches.

Man reibt sich die Augen. Zum einen muss der Akku dafür nicht direkt neben dem Windpark errichtet werden. Wir haben doch ein Verbundnetz! Man errichtet auch z. B. die Wasserkraftwerke zwangsläufig dort, wo Berge und Wasserläufe zur Verfügung stehen, und nicht dort, wo der meiste elektrische Strom gebraucht wird. So antwortet z. B. die Plattform für Regelleistung und Regelenergie auf eine Rückfrage zu einem ihrer Texte: [14] »Wichtig ist, dass die Regelleistung erbracht wird, aus Systembilanzgründen ist es jedoch egal, wo diese herkommt.« Man sollte den Speicher lediglich nicht gerade an einem der bekannten Netzengpässe anbinden, wenn er nächstes Jahr in Betrieb gehen soll und der Netzausbau sich noch 20 Jahre hinzieht. Wenn schon, dann böte sich eher ein Standort nahe den Verbrauchern an, als nahe den Erzeugungsanlagen.

Des Weiteren beträgt die Kapazität solcher Speicher im Mittel gut 20 MWh und die Leistung knapp 16 MW. Wenn also der Speicher nur noch zu 20 % gefüllt ist, kann er beim nächsten Sturmtief eine Stunde lang 16 MW aufnehmen und ist dann wieder zu 100 % voll. Die Situation ist also nach einer Stunde Sturmtief wieder die Gleiche wie zuvor ohne Speicher. Tritt danach die gefürchtete 10-tägige Dunkelflaute ein, kann der Speicher sie – hinsichtlich dieses einen Windparks, an den er gebunden zu sein scheint – um gut eine Stunde verkürzen. Dieser eine »Windpark«, für dessen Umfang der Speicher bemessen worden sein soll, umfasst dann allerdings gerade mal vier Windturbinen heute üblicher Größe.

Nun wurde der Speicher aber gebaut! Dabei mögen öffentliche Fördermittel mit eingeflossen sein, aber das ist noch nicht einmal gesagt. Im Wesentlichen liegt eine Entscheidung eines kommerziellen Unternehmens für eine Investition von (im Mittel) 14 Millionen Euro vor. Das bezahlt kein Unternehmen nur für die Gesichtspflege – 14 Millionen Euro, um vier Windkraftanlagen ein paar Mal im Jahr für eine Stunde ersetzen zu können.

Eine einzige Webseite lüftet dann das Geheimnis und gibt eine plausible, nachvollziehbare Erklärung: [15] Von wegen Rettung ansonsten ungenutzten Windstroms, sondern ganz im Gegenteil wird hier, der Not gehorchend, »sauberer« Strom durch »schmutzigen« ersetzt, weil dies das kleinere Übel ist als ein Stromausfall. Wenn nämlich bei kräftigem Wind im Norden und rühriger Wirtschaft im Süden die zu wenigen und zu mager ausgelegten Stromtrassen bis zum Stehkragen ausgelastet sind – ein Zustand, den es eigentlich gar nicht geben sollte – und jetzt ein Netzelement ausfällt (ein Transformator, ein Stromkreis einer Doppelleitung ...), dann muss innerhalb von Sekunden, mindestens aber ganz weniger Minuten gehandelt werden, ehe die verbleibenden Trafos oder Leitungen zu heiß werden. Jetzt springt der Akku ein und entlastet das Netz, bis ein Kraftwerk im

Süden angefahren ist und die im Süden fehlende Leistung ersetzt. Sobald dieses Kraftwerk läuft, wird der Akku schleunigst wieder aufgeladen – also mit konventionellem Strom aus der Nähe als Ersatz für den dummerweise entgangenen Windstrom aus der Ferne – damit das Netz für den nächsten Störfall gerüstet ist. So wird ein Schuh daraus, nicht umgekehrt: Die Akkus sind im Sinne der Versorgungszuverlässigkeit eine Prothese für den Netzausbau, solange Bürokraten und leider auch Umweltschützer diesen blockieren. Prothesen sind ein teurer, aber unvollkommener Ersatz, ein Behelf mangels besserer Möglichkeiten. Stehen müssen die Akkus also nahe dem potenziellen »Versorgungsloch«. Wenn sie direkt neben dem Windpark errichtet werden, bleibt das Problem genau das gleiche wie zuvor.

Zum Glück aber tritt dieser »Fall der Fälle« selten ein, und der Batterie-Großspeicher wartet nur auf seinen Einsatz wie die Feuerwehr. Die Akkus sind in der Regel immer voll. Dies erklärt, warum die aus den Großspeichern entnommene Energie in der Stromversorgungsstatistik gar nicht auffällt, obwohl die installierte Leistung bereits  $\approx 5$  % der bestehenden Pumpspeicherleistung ausmacht: Diese nämlich laufen größenordnungsmäßig jeden Tag einmal leer und werden wieder aufgefüllt. So bestätigt sich der vollkommen unterschiedliche Einsatz und Zweck von Pump- und Batteriespeichern.

## 7 Unlösung: Lastverschiebung

Da ist die Häufung von Forderungen kein Wunder, wenn die Erzeugung des Stroms sich nicht mehr oder nur noch unzureichend steuern ließe, müsse dies eben von der Lastseite aus geschehen. »Smart Grid« nennt man das, wenn Lasten automatisch und ferngesteuert eingeschaltet werden, sobald die Sonne scheint und der Wind weht, sich aber – ggf. zur Unzeit für den Nutzer – auch wieder ausschalten. Die Methode funktioniert zur Regulierung des Tageslastgangs ganz passabel bei jenen paar Lasten, die das mit sich machen lassen, ist aber in diesem Sektor alles andere als neu. Die gute alte Nachtspeicherheizung (Abb. 17) ist wahrscheinlich das bekannteste Beispiel. Die Straßenbeleuchtung nur noch bei Sonnenschein einzuschalten (Abb. 18) ist dagegen keine sonderlich zielführende Lösung – es sei denn im Extremfall der negativen Börsenpreise. Von diesen profitieren die Verteilnetzbetreiber allerdings fast so wenig wie Haushaltskunden, da Stadtwerke gewöhnlich ihren Strom nicht an der Börse, sondern über langfristige Verträge direkt beim Erzeuger / Übertragungsnetzbetreiber kaufen, so wie sie ihn auch weiterverkaufen. Stundenpreise für Haushaltskunden gibt es zwar inzwischen, doch erfreuen sie sich keiner überragenden Beliebtheit, da man – wie an Börsen üblich – ebenso gut verlieren wie gewinnen kann.

Bemerkenswert ist, dass das, was für Elektroautos fortwährend gefordert wird und nur sehr zäh kommt, für die herkömmlichen schon seit einiger Zeit Stand der Technik ist: Wann man wo tanken sollte, sieht man zuvor im Internet nach. Bis man an der Tankstelle angekommen ist, kann sich der Preis zwar schon wieder geändert haben, aber prinzipiell funktioniert hier das System bereits, das man für Haushalts-Stromkunden bräuchte. Wenn ein deutscher Haushalt im Mittel etwa 1750 €/a für Kraftstoffe und 1250 €/a für Strom ausgibt, warum reichen dann die »Kräfte des Marktes« im einen Fall aus, um ein solches System erwachsen zu lassen, im anderen aber nicht? Liegt es an der Differenz von 500 €/a? Eher wohl an der Struktur der »leitungsgebundenen Energien«: Hätte man zu Hause neben dem Wasserhahn einen Benzinhahn und würde dort analog – ohne eine Ahnung vom





**Abb. 17:** Mit Strom zu heizen ist jetzt wieder vernünftig, geht aber heute mindestens dreimal so effizient wie auf diese Art!

aktuellen Preis zu haben – den Tank auffüllen, wenn er leer ist, und im nächsten Jahr käme eine »globale« Rechnung über den summierten Verbrauch des gesamten Vorjahres, dann wäre der Umbau dieses Systems doch deutlich komplizierter. Überdies ist die Speicherung bei der elektrischen Energie sehr viel aufwändiger: Um die heute übliche Reichweite eines Diesel-PKW zu erlangen, müsste der »Tank« etwa eine halbe Tonne wiegen und würde den Preis des Fahrzeugs verdoppeln. Eben deswegen sind die E-Fahrzeuge noch nicht dort: Weil der Aufwand gar so groß ist, wenn der Strom nicht genau in der Sekunde erzeugt werden kann, in der er verbraucht wird, bzw. sich in diesem Moment nicht zum Ort des Bedarfs übertragen lässt.

Im Netzbetrieb versucht man also ersatzweise, den Zeitraum des Bedarfs zu verschieben, doch welche Lastverschiebung brächte wie viel? Um dies zu ermitteln, kann wieder die Prozedur zur Ermittlung des Speicherbedarfs (Abschnitt 5; Abb. 16) helfen – jetzt nicht auf Intervalle von 15 min, sondern eines ganzen Tages angewendet, also so gerechnet, als sei es völlig unerheblich, um welche Tageszeit welcher Verbrauch und welche Einspeisung erfolgte. Dies ist dann so, als ließe sich der Zeitpunkt **sämtlichen** Verbrauchs innerhalb des Tages **beliebig** verschieben.



**Abb. 18:** Der moderne Umgang mit negativen Börsenpreisen? Nein, ein technischer Defekt oder ein Irrtum der Stadtwerke

Dabei stellen die Viertelstundenwerte bereits eine Vereinfachung dar. Tatsächlich wirken sich plötzliche erhebliche Schwankungen bereits innerhalb der ersten Sekunde aus (siehe Einleitung Abschnitt 1), doch geht es hier eben nicht um Sekunden. Dies entspräche dem schon lange geregelten Thema Regelleistung. Wir benötigen keine weitere, noch raffiniertere Möglichkeit zu deren Bereitstellung. Deren Preise und Kosten sind, grob gesagt, in 10 Jahren schon auf 1/10 gefallen (nicht **um** 1/10, sondern **auf** 1/10! [16]). Ganz im Gegenteil geht es um das ungelöste saisonale Problem: Der auf obige Weise errechnete Speicherbedarf ist nämlich – je nach Wetter des betreffenden Jahres – bestenfalls 1,22 % geringer als ohne Verschiebbarkeit. Führt man die Rechnung mit Wochenmitteln durch, also so, als ließe sich **sämtlicher** Verbrauch innerhalb einer ganzen Woche **beliebig** verschieben, so reduziert sich der Speicherbedarf noch immer nur um höchstens 15,4 % (Tabelle 3). Was wir bräuchten, sind also Lasten, deren Betrieb sich getrost vom Winter in den Sommer verschieben ließe. Entsprechend mangelt es in den Berichten zum Thema auch immer an Beispielen, **welche** Lasten das denn sein sollten. Wir sollten uns stärker auf dieses eine ungelöste Problem der Energiewende konzentrieren statt laufend Probleme erneut zu lösen, die längst gelöst sind, und die Lösungen dann als Innovationen zu verkaufen. Nur zu leicht entsteht der Eindruck, die genannten ungelösten Probleme seien ganz einfach zu lösen; jemand verhindere es nur.

## 8 Dezentral – Selbstzweck oder Kröte?

Im Zusammenhang mit der Energiewende entsteht oft der Eindruck, die dezentrale Erzeugung und Einspeisung von Strom sei etwas Tolles und Erstrebenswertes. Die Dezentralität ist jedoch

**Tab. 3:** Errechnete Speicherbedarfe für die letzten 10 Jahre im Szenario »100 % erneuerbarer Strom durch Hochskalierung von Sonne und Wind« (Abschnitt 5)

Speicherbedarf		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ohne Lastverschiebung		24,90 TWh	21,02 TWh	21,86 TWh	11,06 TWh	19,55 TWh	27,99 TWh	23,94 TWh	21,08 TWh	19,47 TWh	18,15 TWh
entspricht dem Bedarf von		18,17 d	15,29 d	15,78 d	7,93 d	14,35 d	21,11 d	17,32 d	15,94 d	15,53 d	14,26 d
mit 100% verschiebbare n Lasten	innerhalb eines Tages	24,70 TWh	20,93 TWh	21,82 TWh	10,96 TWh	19,44 TWh	27,88 TWh	23,65 TWh	20,87 TWh	19,33 TWh	18,08 TWh
		-0,819%	-0,453%	-0,186%	-0,909%	-0,542%	-0,411%	-1,219%	-1,011%	-0,736%	-0,415%
	innerhalb einer Woche	23,07 TWh	20,69 TWh	20,79 TWh	10,07 TWh	17,88 TWh	27,71 TWh	20,75 TWh	20,62 TWh	18,21 TWh	16,07 TWh
		-7,926%	-1,622%	-5,153%	-9,904%	-9,302%	-1,031%	-15,367%	-2,237%	-6,892%	-12,939%

kein Vorteil und kein Wert an sich, sondern eine zu schluckende Kröte, wenn man Strom erneuerbar erzeugen möchte, denn die Energie tritt nun mal in der Natur meist verstreut und selten konzentriert auf. Es sind auch nicht – in jeder Hinsicht, wörtlich wie moralisch – »dreckige Lobbyisten und Ausbeuter« am Werk, die den vermeintlich kostenlosen Strom aus der Natur bekämpfen bis aufs Blut, um mit dem kostenträchtigen weiterhin Milliarden scheffeln zu können. Nein, es handelt sich schlicht und ergreifend um ein Naturgesetz, genannt Wachstumsgesetz, dem zu Folge Masse und Volumen von Bauten und Betriebsmitteln nur mit einem Exponenten von  $3/4$  zur Bauleistung steigen, was sich sowohl theoretisch herleiten als auch praktisch zeigen lässt: [17]

So soll z. B. das 2003 in Betrieb gegangene Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal etwa 693 Millionen Euro gekostet haben. Die Leistung wird mit 1060 MW und das Stauvolumen im Oberbecken mit 12 Millionen Kubikmetern angegeben. Angenommen, diese Anlage solle äquivalent auf eine Million Kleinanlagen zu je 1060 W mit je  $12 \text{ m}^3$  Speichervolumen aufgeteilt werden, wäre schwer vorstellbar, dass dies für 693 Euro pro Anlage machbar wäre (schon allein, weil jede der Kleinanlagen wie das große Vorbild über eine Höhendifferenz von  $\approx 300 \text{ m}$  verfügen müsste). Was für das Volumen gilt, schlägt entsprechend auf den Flächenverbrauch durch: Wäre das Oberbecken beim »großen Vorbild« z. B. 100 m tief, so wären eine Million Mini-Oberbecken jeweils nur 1 m tief und müssten zum Ausgleich insgesamt die 100-fache Fläche bedecken. Eine Million geeigneter »dezentraler« Standorte müssten erst einmal gefunden – und genehmigt – werden.

Deswegen fällt auch z. B. bei Windkraftanlagen auf, dass die typische Baugröße realisierter Anlagen ständig zunimmt (1990 im Mittel 164 kW; seit 2022 etwa 5 MW je Einheit [18]). Darüber hinaus neigen sie dazu, sich in Windparks »zusammenzurotten« – obwohl sie sich dann gegenseitig im Weg stehen. Auch setzen sich privat betriebene Minianlagen nicht durch, weil sie nämlich »nur« die gleiche Einspeisevergütung bekommen wie große, und damit ist kein Blumentopf zu gewinnen. Für Wasserkraftwerke gilt dies entsprechend. Teilweise werden sie nur dann als »Erneuerbare« angesehen, wenn sie klein genug sind. Die großen müssen sich am Markt behaupten – und schaffen das spielend, wofür die niedrigen Strompreise Norwegens und der Schweiz, ansonsten der teuersten Länder Europas, sprechen.

Bei Solaranlagen sieht dies anders aus: Dort kommt das Wachstumsgesetz nicht zum Tragen, weil es hier nur auf die Fläche ankommt, nicht auf das Volumen. Auch bei chemischen Stromspeichern sind die Verhältnisse von Masse bzw. Volumen zur Kapazität linear, weil es auf die Anzahl an der Reaktion beteiligter Moleküle ankommt. Als Wert an sich jedoch ist die Dezentralität ähnlich vorteilhaft wie die Bezahlung einer Immobilie mit Münzgeld.

## 9 Digitalisierung

Natürlich ist auch die Digitalisierung eine Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Gedacht wird hier an den Zusammenschluss vieler dezentraler Einheiten, wo es denn zentral nicht geht, zu einem »virtuellen Kraftwerk«. Dies bedeutet allerdings auch, dass Privatleute z. B. nicht mehr die Kontrolle über ihren eigenen Solarstromspeicher bekommen, sondern der Netzbetreiber lädt und entlädt diesen so, wie es für den Netzbetrieb und nicht unbedingt für die Stromrechnung des Eigentümers optimal ist. Die Digitalisierung (und entsprechende Kom-



Abb. 19: Bestandteil der Energiewende: Immer mehr private Solaranlagen überziehen (nicht nur) unser Land

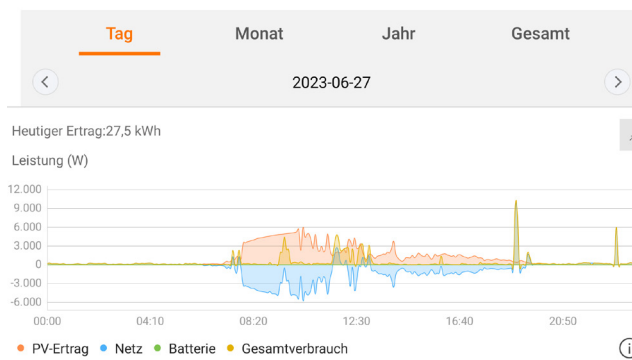


Abb. 20: Im Wechselrichter ist gleich ein »Smart Meter« mit eingebaut, wie man an den kleinschrittig gespeicherten Daten erkennt



Abb. 21: Dazu gehört immer auch ein Wechselrichter

munikationstechniken) sollen Entlohnungsmodelle hierfür ermöglichen, die dies für den Eigentümer des Speichers attraktiv machen sollen, wobei nun der Eigentümer – genau genommen – nicht mehr der Besitzer, zumindest nicht der Betreiber ist. Viel Hoffnung wird auch auf den »Smart Meter« für den Haushaltskunden gesetzt, doch dazu sind einige Punkte zu beachten:

- Der elektronische Haushaltszähler »eHZ« (Abb. 5) ist noch

lange kein »Smart Meter«, sondern wird zunächst weiterhin nur einmal jährlich abgelesen. Für Kunden ab 6 MWh/a ist eine viertelstündliche Aufzeichnung Pflicht; für »gewöhnliche« Haushalte also bislang nicht.

- Eine viertelstündliche Aufzeichnung oder Fernauslesung ist jedoch noch kein stündlicher oder gar viertelstündlicher Tarif.
- Auch eine Steuerung irgendwelcher Lasten ist dies noch nicht. Vielmehr benötigt diese eine irgendwie geartete Datenverbindung vom »Smart Meter« zum zu steuernden Gerät.
- Diese Steuerung erfordert Investitionen seitens des Nutzers in entsprechende zusätzliche Geräte oder in neue Geräte mit zusätzlichen Funktionen.
- Diese zusätzlichen Geräte oder Funktionen kosten nicht nur in der Anschaffung Geld, sondern verursachen auch noch zusätzlichen Stromverbrauch.
- Teilweise verursacht auch die Verschiebung des Verbrauchs zusätzlichen Verbrauch: Wird das Wasser sechs Stunden eher erwärmt als gebraucht, kühlt es sich inzwischen schon wieder etwas ab. Die Temperatur muss entsprechend höher eingestellt werden. Soll ein Tiefkühlgerät in die Lage versetzt werden, auf spontanes Kommando einige Stunden ohne Strom auszukommen, muss die Temperatur etwas tiefer eingestellt werden. Der Verbrauch steigt hierdurch zweifach, da der Wirkungsgrad sinkt.

Gelingt es also beispielsweise bei einer Stromrechnung von 1000 €/a, etwa 10 % des Verbrauchs in eine Zeit zu verschieben, in der der Strom nur die Hälfte kostet, spart dies dem Haushalt 50 €/a – sofern der Effekt nicht durch einen oder mehrere der o. g. Punkte wieder aufgezehrt wird.

Ganz abgesehen hiervon operieren wir mit diesen Methoden an einem Problem herum, das so alt wie die Stromversorgung und längst gelöst ist: Wir befinden uns hier im Bereich des Tageslastgangs. Einer Lösung des wirklichen Problems mit der Energiewende, dem Jahreslastgang, sind wir gerade mal einen Tag näher gekommen.

Zwar darf man sich wundern, dass der »echte Smart Meter« so lange auf sich warten lässt; wird die entsprechende Technik doch üblicherweise frei Haus (nur nicht amtlich geeicht) mitgeliefert, wenn z. B. ein Haushalt sich eine Solaranlage anschafft (Abb. 19). Im stets zugehörigen Wechselrichter (Abb. 21) werden offenbar Werte zu Stromverbrauch, Erzeugung und Einspeisung erfasst und in bestimmten Intervallen für eine bestimmte Zeit gespeichert, denn sie sind per App mit dem Smartphone jederzeit einsehbar (Abb. 20).

Andererseits muss auch die Frage erlaubt sein, was denn der Verteilnetz-Betreiber vom Smart Meter des Haushaltskunden hat, wenn sich die Sache so darstellt wie oben beschrieben. Eigentlich sollte man durch zahlreiche Viertelstundenmessungen vieler Haushalte über einige Jahre das Standard-Lastprofil »H0« für Haushalte von 1999 revidieren, da sich die Verbraucher- und Verbrauchsgewohnheiten im Haushalt gewandelt haben, doch hat die Stromwirtschaft zur Zeit wohl andere Sorgen.

## 10 Ausblick Sonne

Wie nun weiter? Jedes weitere Solardach hilft, die Stromwende voranzubringen, so viel ist klar. Nicht ganz so klar ist es leider in der Öffentlichkeit, dass jeder weitere Quadratmeter Paneelfläche (Abb. 19) ein klein wenig weniger nützt als der vorherige, da jede Erweiterung die Situation, in der es zu negativen Strompreisen kommt, ein klein wenig häufiger macht und die Preise noch tiefer

fallen lässt. Gerade 2024 stiegen die Zeiten negativer Strompreise an der Börse EEX ganz eklatant (Abb. 12). Die Vergütung nicht verwendbaren Stroms müsste also zunächst aufgegeben werden. Hiermit jedoch wäre der Strom noch immer nicht verwendbar. Die Abregelung müsste erlaubt werden. Dann würden Potenziale ungenutzt liegenbleiben, statt den Strom kostenpflichtig entsorgen zu müssen, und die Börsenpreise fielen »nur noch« auf 0.

Damit jedoch wäre das Potenzial noch immer nicht verwendet. Fehlt also die richtige Speichertechnik. Wie erwähnt, ist dies keine Frage des Prinzips, sondern davon, wer denn wie viel Geld dafür – bzw. für die Stromversorgung insgesamt – auszugeben bereit ist. Die Techniken sind bekannt und müssen hier nicht wiederholt werden.

Für 2022 hatte die Bundesregierung zwischenzeitlich eine Verpflichtung vorgesehen, auf allen dazu geeigneten Dächern bei Neubau oder Erneuerung eine PV-Anlage zu errichten. Einige Bundesländer haben solche Regelungen bereits 2021 erlassen. Fachleute schätzen, dass bislang erst 15 % der Dächer, die sich dafür eignen, mit Solaranlagen bestückt sind. Der erste Eindruck scheint dies zu bestätigen, wenn man sich umsieht. Mit der »Solarpflicht« müsste also die derzeit installierte Leistung allmählich etwa auf das 4-Fache zunehmen, wenn man die Freiflächen-Anlagen unverändert lässt. Allerdings wirkt sich die Maßnahme nur im Lauf von Jahrzehnten aus, denn jedes einzelne Dach wird nicht allzu oft erneuert. Nach obigen Ausführungen lässt sich jedoch erahnen, wie sich ein solcher Ausbau auswirken wird, sollte er denn doch irgendwann einmal vollzogen sein. Ob wir dann obendrein noch Freiflächen-Anlagen brauchen, darf auch hinterfragt werden. Eine genauere Berechnung wurde bereits im Rückblick auf 2021 durchgeführt, ebenso auf das Ausbauziel 215 GW bis 2030, das sich ähnlich weit in dieselbe Richtung hin auswirkt. [19]

»Autark« darf man sich heute schon nennen, wenn man im Sommer etwa so viel Strom ins Netz einspeist, wie man im Winter daraus entnimmt. Aus Sicht (nicht nur) einer altgedienten Elektrofachkraft ist man autark, »wenn ich die Panzersicherung ziehe« und der Laden unbeeinträchtigt weiterläuft. Prinzipiell reicht die Dachfläche eines Einfamilienhauses aus, um so viel Strom solar zu erzeugen wie der Haushalt im Jahr verbraucht. Über die Sommermonate ist hier ein autarker Betrieb im traditionellen Sinn (Trennung vom Netz, Zähler abmelden) schon mit überschaubaren Investitionen möglich. [20] Im Winter sieht es hier aber in jedem Sinne sehr finster aus. Eine Akkumulator-Kapazität, die dem Verbrauch von  $\approx 120$  Tagen entspräche, wäre nötig, um über den Winter zu kommen, wenn die Solaranlage so groß bemessen ist, dass sie über das Jahr genau so viel Strom erzeugen kann bzw. könnte, wie der Haushalt verbraucht!

## 11 Ausblick Wind

Mit Windenergie (an Land) würden »nur noch« zwischen 21 und 38 Tagessätze an Speicherkapazität benötigt. Dennoch wird die Autarkie ebenso wenig wie die »Autarkie« (mittels einer privaten Kleinwindkraftanlage) jemals so sehr verehrt, wie dies im Zusammenhang mit Photovoltaik häufig der Fall ist. Ansonsten gilt für den Wind hinsichtlich der Abregelungen genau das Gleiche wie für die Sonne: Jede weitere Anlage hilft uns, voranzukommen, aber jede ein wenig weniger als die vorige, weil die Abregelungen und die ggf. negativen Strompreise häufiger werden. Anmerken lässt sich noch, dass auf See beinahe doppelt so viel Energie je installierter Leistung zu holen ist wie an Land (Ta-

belle 1 rechts), doch ist der Aufwand so viel größer, dass die Gesteigungskosten dennoch höher ausfallen, obwohl die frei verfügbaren Flächen und die bessere Gleichförmigkeit des Windes deutliche Vorteile darstellen. Wenn die Börsenpreise sich auch nur annähernd auf der Höhe von 2024 halten, dann müsste sich der Ausbau vorerst noch selbst tragen. Sogar der mittlere Preis von 2024 (Tabelle 2) hätte dafür noch gereicht – wenn die Werte von 50 €/MWh – 73 €/MWh stimmen, die verschiedentlich für die Gesteigungskosten angegeben werden. [21] Erst, wenn die Abregelungen merklich zunehmen, kann die Rechnung nicht mehr aufgehen, aber bis dahin sollten wir getrost noch eine Weile bauen!

## 12 Ausblick Wasserkraft

Über Wasserkraft muss man nicht lange reden – leider! Sie deckt nur etwa 5 % des deutschen Stromverbrauchs. Das Meiste ist Laufwasserkraft (»Flusskraftwerke«), die man – ähnlich Sonne und Wind – so nehmen muss, wie sie kommt, und die also in die Grundlast einspeist (15,3 TWh in 2024). Nur ein kleiner Teil (1,9 TWh in 2024) ist der äußerst wertvollen Stauwasserkraft zuzuschreiben, die durch einen Damm und eine große Höhendifferenz ihrer Natur nach über eine ganz beachtliche Speicherkapazität verfügt. Nicht einmal das Musterland Schweiz mit rund 60 % Wasserkraft, davon etwa die Hälfte Stauwasserkraft (und 40 % Kernkraft, die jedoch auch dort vor der Abschaltung steht), kommt damit über das Jahr, denn auch die Wasserkraft ist – wie die Sonne, nur weniger ausgeprägt – »sommerlastig«. So muss die Schweiz jeden Winter etwa 9 TWh Strom importieren und liefert im Sommer 9 TWh zurück – denn zum Glück gibt es ein Verbundnetz! Bislang ist die Schweiz noch nicht auf die Idee gekommen, sich deswegen als »autark« zu bezeichnen; auch eine »bilanzielle Autarkie« nimmt sie nicht für sich in Anspruch – während das private Häuslebauer und Projektträger hier wie dort gern mal tun. Wenn 2019 und 2020 die Ernte und die Wälder verdorrten und 2021 ganze Häuser davonschwammen, fanden sie sicher auch das Klima **bilanziell** völlig in Ordnung. Wenn im Eingangs-Beispiel (Abschnitt 1; Abb. 1) nachts eine Masse von 1 kg auf der linken (Abb. 2) und tagsüber 1 kg auf der rechten Waagschale liegt (z. B. bei Sonnenschein auf der privaten Solaranlage – Abb. 3), ist die Waage doch bilanziell im Gleichgewicht?

Das Paradiesland der Wasserkraft in Europa ist vielmehr Norwegen. Dort wurden 2024 rund 30,2 TWh aus Laufwasserkraft, 106,2 TWh aus Stauwasserkraft und 14,5 TWh aus Wind gewonnen – was zusammen 110 % des Verbrauchs deckte! 2022



Abb. 22: Gesamtansicht der 20 Blöcke von Itaipú [23]



Abb. 23: Jedes einzelne Rohr hat einen Innen-Durchmesser von 10,5 m und führt einen Bemessungswasserstrom von 700 m³/s! [23]

waren es »nur« 98,7 %. Wohin ging der Überschuss? Das nord-europäische NORDEL-Netz bildet einen Verbund für sich. Nicht nur deswegen, sondern auch, weil es über längere Kabelstrecken aus physikalischen Gründen gar nicht anders geht, erfolgt der Austausch über Gleichspannung: Seit dem 27. Mai 2021 kann das NordLink Kabel [22] (Doppelleitung ± 525 kV gegen Erde) 1400 MW von Deutschland nach Norwegen oder anders herum übertragen. Damit wirkt Norwegen für Deutschland indirekt wie ein riesiger Akku: Stauseen können Wasser für eine Woche bis mehrere Wochen Vollastbetrieb speichern! Weht bei uns der Wind, schont Norwegen seine Reserven und nutzt vorzugsweise deutschen Windstrom. Herrscht hier die Dunkelflaute, so sind dort die aufgesparten Reserven noch verfügbar. Die Export/Import-Vorzugsrichtung hängt natürlich von den Preisen ab, aber Wasserkraftstrom ist durch die Ukraine-Krise nicht per se teuer geworden, sondern wurde allenfalls durch die Sorge um das Erdgas zu einem lukrativen Geschäft.

Es sind Projekte wie NordLink, die die Energiewende einen riesigen Schritt voranbringen! Aber die Protagonisten der Dezentralität mögen getrost versuchen, ein solches in eine Million dezentrale Projekte von je 1400 W aufzuteilen.

Bemerkenswert ist an dieser Stelle, dass mit Abstand die größten Kraftwerke der Welt Wasserkraftwerke sind, angefangen mit dem Drei-Schluchten-Projekt in China, wenn es nach installierter Leistung geht (18,2 GW). Nach Jahresproduktion ist jedoch schon viel länger das Kraftwerk von Itaipú an der Grenze zwischen Brasilien und Paraguay der Weltmeister. Die Jahresproduktion wird für 2016 mit einem Weltrekord von 103 TWh angegeben. [23] Das Kraftwerk liefert also im Mittel 84 % seiner Nennleistung von 14 GW und ersetzt damit schon seit 1984 in »Echtzeit« statt nur »bilanziell« 10 Kernkraftwerke! Davon hört man auffallend wenig. Vermutlich müssen die Anlagen zum einen neu und außerdem niedlich und klein sein, um als »erneuerbar« zu gelten. Die Wasserkraft wird in der Tat oft nicht dazugerechnet, wenn die Anlagen groß (und dann auch noch alt) sind: »Derzeit stammen 90 % der Bahnenergie [bei den Österreichischen Bundesbahnen] aus Wasserkraftwerken, 2 % aus Ökonomie und 8 % aus Erdgas« [24] – neues Stichwort, neues Kapitel:

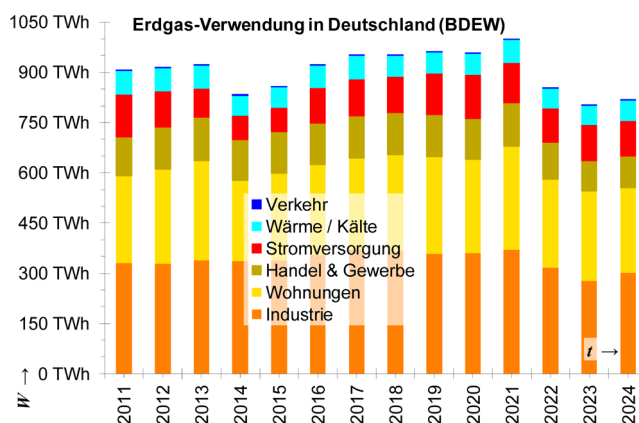
### 13 Ausblick Gas

Stattdessen definiert die EU nun, Kernkraft und Erdgas seien »nachhaltig«. Im Sinne der Definition des Begriffs als etwas, was praktisch ewig in einem Kreislauf weiter existieren kann und nichts dabei auf Nimmerwiedersehen verbraucht wird, muss dies als Unfug angesehen werden. Die Kernkraft darf wenigstens für sich in Anspruch nehmen, prinzipiell CO<sub>2</sub>-frei zu arbeiten, und weiser wäre es wohl gewesen, den Kohle-Ausstieg vorzuziehen. Die Bundesregierung handelte aber vollkommen richtig, wenn sie diese beiden Quellen zunächst durch Gaskraftwerke zu ersetzen begann. Dafür spricht nicht nur, dass uns zur Zeit gar nichts anderes mehr übrigbleibt, sondern auch:

- Bei der Verbrennung von Erdgas entsteht weniger CO<sub>2</sub> als bei der Verbrennung von Kohle.
- Die Anlagen sind vergleichsweise schnell erstellt.
- Sofern die Gas-und-Dampf-Technik (GuD) eingesetzt wird, entsteht noch weniger CO<sub>2</sub>, weil diese Anlagen für eine Wärmekraftmaschine ungewöhnlich hohe Wirkungsgrade erreichen (gut 60 %).
- Kommen reine Gasturbinen zum Einsatz, liegen die Wirkungsgrade leider nur um 42 %. Reine Gasturbinen verfügen aber über genau die hohe Flexibilität, die wir zur Flankierung der Energiewende benötigen: Sie lassen sich schnell an- und abfahren und in der Leistung verstellen.
- Noch besser sind in dieser Hinsicht die Motorkraftwerke, die bei dem wahrscheinlich bekanntesten Hersteller im Leistungsbereich bis 10,4 MW erhältlich sind (Abb. 24). Nach Angaben



**Abb. 24:** Große Zukunft für Generatoren mit Gasmotoren (Exponat auf der Hannover Messe 2019): Heute Erdgas, dann Biogas, später vielleicht Wasserstoff – die Umstellung ist eine relative Kleinigkeit, und die Kraft-Wärme-Kopplung ist immer gleich im System enthalten



**Abb. 25:** Einsatz von Erdgas in Deutschland nach BDEW [10]

dieses Unternehmens schaffen es diese Maschinen innerhalb von drei Minuten aus dem Stillstand bis zur Nennleistung – und auch dies nur, um die Abgaswerte innerhalb bestimmter Grenzen zu halten. Verzichtet man in Notsituationen auf die Abgasreinigung, schaffen sie es auch in einer Minute (im Gegensatz zu den 9 bis 15 Stunden beim Kohlekraftwerk).

- Dabei bietet sich natürlich der modulare Aufbau an. In Kiel gibt es ein Heizkraftwerk, das aus 20 solcher Blöcke (Abb. 24) besteht. [25] Das ist dann natürlich teurer als ein einziger Motor oder eine Turbine mit einem einzigen Generator (vgl. Abschnitt 8 zum Wachstumsgesetz), aber wir benötigen die Flexibilität.
- Die Motoren und Turbinen lassen sich mit erträglichem Aufwand zu gegebener Zeit auf Biogas umrüsten. Bei Wasserstoff oder Synthesegase hört sich dies jedoch offenbar einfacher an als es ist. So sagt eine Studie: *»Es wird erwartet, dass Gasturbinen, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden können, bis 2030/31 kommerziell verfügbar sein werden«*. [26] Nun ja, wenn die Installation solcher Anlagen jetzt erst begonnen wird!

Wenn wir also (Abb. 16; Tabelle 3) eine Stromspeicherkapazität von 18 TWh benötigt hätten, um mit 2,04-mal so viel Solar- und Windleistung im Netz plus die Wasserkraft- und Biogasanlagen, die wir schon haben, »grün« durch das Jahr zu kommen, dann bedeutet das umgekehrt: Haben wir bis dahin noch immer überhaupt keine Speicherkapazität, dann müssten wir über das Jahr 94 TWh durch Abregelungen abschreiben und zu anderen Zeiten durch 94 TWh konventionelle Erzeugungen ersetzen. Das zeigt sich, wenn man noch einmal an die hinter Abb. 16 liegende Rechnung geht und die Einspeisungen von den Ausspeisungen des Speichers trennt (zum Glück kommen für beides genau die gleichen Beträge heraus, sonst wäre in dem Rechengang ein Denkfehler zu suchen – denn Verluste blieben vorerst unberücksichtigt). So müssten wir nur noch 20,3 % unseres Verbrauchs mit Erdgas decken. Wir hätten aber bereits ohne Speicher 79,7 % Grünstrom im Netz. Das wäre schon ein recht erfreulicher Erfolg.

Gelingt es nun auch noch, das Biogas in großen Mengen zu speichern, sodass es samt und sonders für die nächste Dunkelflaute bereitliegt – und die Bemühungen laufen zur Zeit in diese Richtung [28] – dann müssten wir das Biogas zunächst aus der Summe der Erneuerbaren weglassen. Dann wären es 103 TWh, die durch Abregelungen verloren gingen und zu anderen Zeiten durch 103 TWh Erdgasstrom ersetzt werden müssten. Hiervon aber könnten wir nun schon 36 TWh durch Biogas ersetzen, das wir für diesen Zweck aufgespart haben; fehlen also nur noch 67 TWh. Unsere Grünstromquote läge dann schon bei 85,6 %!

Natürlich entstehen wieder einmal zusätzliche Kosten: Die Generatoren und ihre Biogasmotoren müssen um das Vierfache größer ausgelegt werden bzw. ihre Anzahl müsste vervierfacht werden, wenn sie nun nur noch etwa 12 % statt 48 % eines Jahres laufen. Die Gasspeicher kommen auch noch hinzu. Sie dürfen zentral oder dezentral aufgeteilt sein wie jene, die man bisher in der Landschaft herumstehen sieht, nur um zwei Zehnerstellen größer. Die bestehenden reichen leider nur für ein paar Stunden; sie taugen – wie Pumpspeicherkraftwerke – zur Glättung des Tageslastgangs und um Biogas auch in der Regelleistung einzusetzen (was ebenfalls zur Zeit schon stattfindet), aber nicht für unser Jahreszeiten-Problem.

Fazit ist, dass gerade für die Stromwende Erdgas noch weniger entbehrlich ist, als es jemals war. Andererseits ist es gar nicht

so viel, was in diesem Sektor benötigt wird. Der Auslauf von Kohle- und Kernenergie hätte den Anteil steigern müssen; die Preissprünge beim Gas aber haben ihn wieder gedämpft (Kohlekraftwerke laufen nun zum Teil doch mehr Stunden im Jahr). Letztlich hat sich der Einsatz von Erdgas in der Stromwirtschaft nicht viel geändert (Abb. 25).

So müssten die Haushalte lediglich  $\approx 40\%$  Erdgas einsparen, bis so viel übrigbliebe, wie die Stromwirtschaft benötigt (Abb. 25) – bzw. Haushalte und Industrie je  $\approx 20\%$ , aber bei den industriellen Prozessen gibt es oft wenig zu drehen. Erdgas im Haus zu verbrennen hat dagegen etwas von dem alten Spruch: »Warum gießen Sie denn Wasser auf Ihr Blumenbeet? Sekt tut es doch auch!« Hier wird ein Stoff verheizt, dessen Verbrennung eigentlich Temperaturen bis  $1970^\circ\text{C}$  erzeugen könnte (mit reinem Sauerstoff  $2860^\circ\text{C}$ ), [29] um Temperaturen im Bereich von  $30^\circ\text{C}$  bis maximal  $90^\circ\text{C}$  zu erzeugen – und womit laufen die Gasmotoren (Abb. 24) und Gasturbinen, wenn das Erdgas aufgebraucht ist? Für die Raumheizung genügt noch deren Wärmemüll. Ansonsten sammelt die Wärmepumpe draußen Umweltwärme ein und transportiert sie nach innen. Für Hochöfen, Glashütten und dergleichen reicht das aber nicht.

Auffällig war im Sommer 2022 und auch schon im Sommer 2021, dass selbst an sonnigen Tagen, wenn um Mittag dank Sonne und ggf. zusätzlich Wind die Erzeugung regelmäßig den Inlandsverbrauch überstieg, weiter Erdgas verstromt wurde – obwohl gerade die Gaskraftwerke sich ebenso gut über Mittag hätten vom Netz nehmen lassen. Dies lässt sich durch die Stromkrise in Frankreich erklären, wo zeitweise mehr als die Hälfte der Kernkraftwerke nicht verfügbar waren. Die Franzosen kauften Strom zu praktisch jedem Preis; sogar der Einsatz des extrem verteuerten Gases lohnte sich (kommerziell) noch – und zum Glück haben wir ein Verbundnetz. Umwelt hin und Erdgas her, aber ehe beim Nachbarn die Lichter ausgehen...

## 14 Also wie dann weiter?

Zumindest führt uns jeder weitere Ausbau von Solar- und Windenergie – auch ohne Speicher – immer näher an eine tatsächliche  $100\%$ -Deckung. Die Steigerung wird aber immer flacher und nähert sich nur asymptotisch den  $100\%$ , erreicht sie also theoretisch nie ganz. Der Aufwand wächst währenddessen exponentiell, und die Abregelungen werden mit zunehmendem Ausbau häufiger und krasser. Eine Nachrechnung [30] des Experiments »Pellworm« von 2012 ergab allerdings u. a., dass schon bei dreifacher Überkapazität von Solar- und Windkraftanlagen nur noch Speicherkapazität für netto  $1,5$  Tage vorgehalten werden müsste, um komplett erneuerbar durch das Jahr zu kommen, statt der  $10$  bis  $22$  Tagessätze, die wir bei dem hier angenommenen Verhältnis von  $1:1$  benötigen würden (Tabelle 3). Dann wird es vermutlich doch kostengünstiger sein, diesen kleinen Rest wirklich durch die teuren Speicher abzudecken, als die Wind- und Solarleistung ein- um das andere Mal zu verdoppeln und sie dann die meiste Zeit abzuregeln. So stellt sich am Ende einmal mehr heraus, dass eine einzelne Lösung kaum jemals das Optimum darstellt, sondern dass die beste Lösung in einer Kombination aller Lösungen liegt.

Schlagworte, weichgespülte Fachbegriffe (von der modernen Bedeutung des Ausdrucks »Autarkie« war schon die Rede) und Sensationsmeldungen helfen uns hier nicht weiter. Ein weiteres ungeeignetes Kriterium sind die Stromgestehungskosten. Gemeint ist damit die Summe aller Kosten, die mit einer Erzeu-

gungsart verbunden sind, hauptsächlich also der Kosten für die Errichtung der Anlagen und den Verbrauch von Betriebsstoffen, ferner Wartung, Versicherungen und Ähnliches. Die Gestehungskosten erneuerbar erzeugten Stroms wurden vor kurzem wieder vom Fraunhofer ISE den Konventionellen gegenübergestellt [31] und kommentiert. [32] Während die Studie selbst zwar darauf hinweist, dies jedoch in der öffentlichen Diskussion meist untergeht, darf dieser Vergleich so gar nicht stattfinden, weil ein stets auf Kommando verfügbares Produkt mit einem verglichen wird, das nur abhängig von Wetter, Klima, Jahreszeit und Geografie verfügbar ist. Dieser Vergleich ist ohne jeden Aussagewert. Es vergleicht auch niemand die »Gestehungskosten« von frischem Obst und Gemüse mit jenen der tiefgefrorenen Ware und der Konserven. Der Vergleich lässt sich direkt weiterspinnen: Wenn die frische Ernte im Laden teurer ist als die fraglos arbeitsintensiveren (aber auch allgemein als weniger wertvoll erachteten) Alternativen, liegt das eben daran, dass sich zur Zeit der Aussaat der Bedarf zur Erntezeit nicht genau vorausbestimmen lässt und die Überschüsse nachher zum Teil im Müllcontainer »abgeregelt« werden.

Wir brauchen die Energiewende, da gibt es nun mal keinen anderen Ausweg, aber Illusionen helfen uns nicht weiter. Der Aufwand ist beträchtlich – doch packen wir es an! Darüber hinaus bleibt zu bedenken, dass es gar nicht so Vieles gibt, was wir für die Umwelt tun können; es gibt viel mehr, was wir zur Entlastung der Umwelt unterlassen könnten oder müssten.

## Quellen

- [1] [www.mdr.de/wissen/faszination-technik/video-mit-der-energiewende-in-den-blackout-102\\_zc-c73dcb82\\_zs-191c944d.html](http://www.mdr.de/wissen/faszination-technik/video-mit-der-energiewende-in-den-blackout-102_zc-c73dcb82_zs-191c944d.html)
- [2] [www.netzfrequenz.info/regelleistung](http://www.netzfrequenz.info/regelleistung)
- [3] BDEW: »Statusreport: Wärme – Basisdaten und Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland 2024 (<https://www.bdew.de/service/publikationen/statusreport-waerme/>)
- [4] [www.eex.com](http://www.eex.com)
- [5] <https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerksmanagement>
- [6] European Network of Transmission System Operators for Electricity ([www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu))
- [7] <https://transparency.entsoe.eu>
- [8] [www.smard.de](http://www.smard.de)
- [9] [www.klein-windkraftanlagen.com/allgemein/preise-fuer-klein-windkraftanlagen-fehlinvestitionen-vermeiden](http://www.klein-windkraftanlagen.com/allgemein/preise-fuer-klein-windkraftanlagen-fehlinvestitionen-vermeiden)
- [10] [www.deutschlandfunk.de/energiewende-in-deutschland-wir-brauchen-einen-umbau-des.694.de.html?dram:article\\_id=362638](http://www.deutschlandfunk.de/energiewende-in-deutschland-wir-brauchen-einen-umbau-des.694.de.html?dram:article_id=362638)
- [11] <https://de.wikipedia.org/wiki/Stromgestehungskosten>
- [12] [www.hanswernersinn.de/de/Weihnachtsvorlesung\\_18122017](http://www.hanswernersinn.de/de/Weihnachtsvorlesung_18122017)
- [13] Stefan Fassbinder: Energiewende Stand 2021 – Fortschritt oder Rückschritt? Teil 2: „Zappelstrom“ und Batterie-Großspeicher. *Elektropraktiker 8/2022*, S. 602 ([www.elektropraktiker.de/nc/fachartikel/energiewende-stand-2021-fortschritt-oder-rueckschritt-1](http://www.elektropraktiker.de/nc/fachartikel/energiewende-stand-2021-fortschritt-oder-rueckschritt-1))
- [14] [www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Deutscher-Netzregelverbund](http://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Deutscher-Netzregelverbund)
- [15] [www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-pilotanlage/projektueberblick](http://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-pilotanlage/projektueberblick)
- [16] Wilming, Wilhelm: Energie – Erzeugung, Handel und Transport – Teil 13: Regelleistungen für stabile Stromnetze. *Elektropraktiker 3/2021*, S. 180
- [17] Fassbinder, Stefan: Das Wachstumsgesetz – von angeblicher Gigan-

tomanie zum dezentralen „Klein-Klein“. Elektropraktiker 10/2023, Lernen & Können S. 6-7.

- [18] <https://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage>
- [19] Fassbinder, Stefan: Energiewende Stand 2021 – Fortschritt oder Rückschritt? Teil 3: Gas- und Strompreise, Solarpflicht. Elektropraktiker 9/2022, S. 695 ([www.elektropraktiker.de/nc/fachartikel/energiewende-stand-2021-fortschritt-oder-rueckschritt-2](http://www.elektropraktiker.de/nc/fachartikel/energiewende-stand-2021-fortschritt-oder-rueckschritt-2))
- [20] Fassbinder, Stefan: Wann lohnt sich eine PV-Anlage – finanziell und / oder energetisch? »de« 20 - 21/2022 ([www.elektro.net/122630/wann-lohnt-sich-eine-pv-anlage-finanziell-und-oder-energetisch](http://www.elektro.net/122630/wann-lohnt-sich-eine-pv-anlage-finanziell-und-oder-energetisch))
- [21] [https://offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Factsheet\\_-\\_Gu\\_nstiger\\_Strom\\_vom\\_Meer.pdf](https://offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Factsheet_-_Gu_nstiger_Strom_vom_Meer.pdf)
- [22] Statnett: NordLink interconnector officially opened ([www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/news-archive-2021/nordlink-interconnector-officially-opened](http://www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/news-archive-2021/nordlink-interconnector-officially-opened))
- [23] [www.itaipu.gov.br](http://www.itaipu.gov.br)
- [24] Bahn-Solarkraftwerk bei ÖBB in Betrieb. »eb« Elektrische Bahnen – Elektrotechnik im Verkehrswesen 5/2015, S. 267
- [25] [https://de.wikipedia.org/wiki/K%C3%BCstenkraftwerk\\_K.I.E.L.](https://de.wikipedia.org/wiki/K%C3%BCstenkraftwerk_K.I.E.L.)
- [26] Christidis, Andreas; Wasike-Schalling, Anne; Arriens, Juliane: H2-Ready-Gaskraftwerke ([https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2023/11/RLI-Studie-H2-ready\\_DE.pdf](https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2023/11/RLI-Studie-H2-ready_DE.pdf))
- [27] BDEW: Erdgas: Absatz und Verbrauch ([www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erdgas-absatz-und-verbrauch](http://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/erdgas-absatz-und-verbrauch))
- [28] [www.flexperten.org](http://www.flexperten.org)
- [29] <https://de.wikipedia.org/wiki/Flammentemperatur>
- [30] Fassbinder, Stefan: Das »Wunder« von Pellworm – Energiewende mit Mängeln. Elektropraktiker 74 (2021), Nr. 8, S. 564. ([www.elektropraktiker.de/nc/fachartikel/das-wunder-von-pellworm](http://www.elektropraktiker.de/nc/fachartikel/das-wunder-von-pellworm))
- [31] Kost, Christoph; Müller, Paul; Sepúlveda, Jael; Schweiger, Verena Fluri, Jessica Thomsen: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien ([www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html](http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html))
- [32] Fassbinder, Stefan: Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien – Eine kritische und einordnende Betrachtung. Elektropraktiker 12/2024, S. 26 ([www.elektropraktiker.de/fachartikel/detail/stromgestehungskosten-erneuerbarer-energien](http://www.elektropraktiker.de/fachartikel/detail/stromgestehungskosten-erneuerbarer-energien))

#### Der Autor

##### Dipl.-Ing. Stefan Fassbinder

Stefan Fassbinder war 25 Jahre lang als Berater für Elektrotechnik beim Deutschen Kupferinstitut (jetzt Kupferverband) und in mehreren Normungsgremien sowie als Fachautor tätig.



E-Mail: [s.fassbinder@t-online.de](mailto:s.fassbinder@t-online.de)