

# **Volatilität der Neuen Erneuerbaren**

**08.02.2022**

**F. J. Radermacher**

**M. Gerth**

# Gliederung

<b>Abstract</b> .....	3
<b>(1) Die Neuen Erneuerbaren</b> .....	4
<b>(2) Flatterstrom</b> .....	7
<b>(3) Wie verteilt sich die Verfügbarkeit der Neuen Erneuerbaren?</b> .....	9
<b>(4) Abhängigkeit der Volatilität von der Auflösungsfeinheit</b> .....	12
<b>(5) Wie macht sich Volatilität lebenspraktisch bemerkbar?</b> .....	16
<b>(6) Dunkelflaute</b> .....	21
<b>(7) Grüner Wasserstoff als Stromspeicher</b> .....	23
<b>Abbildungen und Tabellen</b> .....	27

## Abstract

Der vorliegende Text beschäftigt sich mit dem lebenspraktisch wichtigen Thema der Volatilität der Neuen Erneuerbaren, das zu einem immer bestimmenderen Thema wird, je weiter man die Neuen Erneuerbaren ausbaut. Interessant ist die Beobachtung, dass im Durchschnitt die Neuen Erneuerbaren fast 60% der Jahresstunden unter Durchschnittsniveau arbeiten und dabei (nur) etwa 30% der Jahresstrommenge in diesem Bereich produzieren. In 40% der Zeit fällt 70% der Stromproduktion an, dies mit einer Volatilität im Überschussbereich zwischen 100% und 350%. Bei Vollausbau der Neuen Erneuerbaren tritt damit ein erhebliches Problem der Stromverfügbarkeit zu bestimmten Zeitpunkten auf. Am schwierigsten zu bewältigen sind dabei sogenannte **kalte Dunkelflauten im Winter**. In den Medien diskutiert wird auch die Nutzung von (grünem) Wasserstoff als **Speicher**. Überschussstrom wird dabei via Elektrolyse in grünen Wasserstoff überführt, der dann gespeichert und in Mangelperioden in Kraftwerken zu Strom rücktransformiert wird. Bei dieser sogenannten Doppelverstromung geht etwa 50% der Energie im Strom verloren. Hilfreich wäre in diesem Kontext eine Situation, in der bei Vollausbau der Erneuerbaren der Überschussstrom etwa das Doppelte der Stromlücken beträgt. Die Situation ergibt sich, wenn die Neuen Erneuerbaren auf etwa 120% der Kapazität ausgebaut wird, die angestrebt wird. Die Stromverfügbarkeit kann dann verstetigt werden.

## (1) Die Neuen Erneuerbaren

Im Zentrum der Energiewende stehen die sogenannten **Neuen Erneuerbaren** als wichtige Komponente der Stromerzeugung. Von der aktuellen Nutzenergie von etwa 2600 TWh, die in Deutschland pro Jahr verbraucht wird, sind aktuell etwa 560 TWh Strom (22%), davon etwa 170 TWh sogenannte Neue Erneuerbare (30% des Stroms; 6,6 % der Nutzenergie). Diese teilen sich auf in etwa 115 TWh Wind (68%), primär onshore / teils offshore und 55 TWh Photovoltaik (32%).

Neben die Neuen Erneuerbaren treten insbesondere die klassischen Erneuerbaren, insbesondere Wasserkraft und Biomasse (zur Wärme- und Biogaserzeugung) mit 43 TWh bzw. 17 TWh, die teilweise eigene Probleme aufweisen. Es ist z. B. auf Dauer nicht klug, biogenes Material zu verbrennen, statt den darin enthaltenen Kohlenstoff auf der Erde zu halten. Dass das CO<sub>2</sub> früher einmal durch Bäume und Pflanzen aus der Atmosphäre geholt wurde ist ja kein Grund, es wieder dorthin zurück zu schicken. Der Gesamtumfang an Erneuerbaren beträgt damit zurzeit etwa 230 TWh, davon etwa 26 % (60 TWh) klassisch.

Der Anteil der Neuen Erneuerbaren am **Nutzenergieverbrauch** ist trotz jahrzehntelanger massiver Förderung und trotz der mittlerweile höchsten Stromkosten in Europa mit weniger als 7% gering. Ziel der aktuellen Politik ist ein massiver Ausbau. Im Raum steht nach Ankündigung der neuen Bundesregierung das Ziel, mehr als 700 TWh Strom bis 2030 zur Verfügung zu stellen. Dies, um die Elektrifizierung weiterer Teile unserer Zivilisation (z. B. Batterie-Elektromobilität, elektrisch betriebene Wärmepumpen in Häusern) mit Strom zu versorgen. Zugleich ist das Ziel, diesen deutlich erhöhten Stromumfang mit 80% Erneuerbaren (etwa 560 TWh), dabei im Umfang von etwa 500 TWh mit Neuen Erneuerbaren zu versorgen. Der Umfang der klassischen Erneuerbaren ist weitgehend fixiert. 500 TWh Neue Erneuerbare wäre gegenüber heute ein Sprung von 170 TWh auf 500 TWh, ein Faktor von fast 3. Dies soll in nur 9 Jahren umgesetzt werden.

Es ist nicht anzunehmen, dass man Wind und Photovoltaik in den nächsten 10 Jahren soweit ausbauen kann, dass etwa 500 TWh Neuer Erneuerbarer erreicht werden. Viel Druck wird auf dem Weg dahin dennoch ausgeübt werden. Menschen werden regulativ und finanziell dahin gedrängt, Dächer mit Photovoltaikzellen zu bestücken, das Landschaftsbild wird mit Windrädern belastet werden,

die Menschen werden in Richtung Elektromobilität gedrängt und das alles wird durch Einsatz hoher finanzieller Fördersummen vorangetrieben werden, die der Bürger letztlich auf die ein oder andere Weise zurückzahlen muss. Die moderne Vorstellung, Geld nach Belieben „drucken“ und gigantische Verschuldung bei **Null Zinsen** anhäufen zu können, wird sich schon bald als Illusion erweisen. Die **Stabilität des Geldsystems** wirft heute schon Fragen auf.

Die Neuen Erneuerbaren sind ein Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub> Emissionen bei der Energieerzeugung. Da wir aus **Atomkraft** und **Kohle** aussteigen, verlieren wir zunehmend unseren deutschen Anteil an der Energieerzeugung, der langjährig bei etwa 30% lag (vor allem Kohle). 70% unserer Energie wird seit Jahrzehnten im Rahmen der internationalen Arbeitsteilung importiert. Solche Importe sind für Deutschland als „**Exportweltmeister**“ wichtig, damit die Zahlungsbilanz nicht in eine völlige Schiefelage gerät. Sollten wir die Neuen Erneuerbaren, die ja unmittelbar im Strombereich ansetzen, immer weiter über den Status Quo hinaus ausbauen, z. B. Richtung 100% des sich ständig ausweitenden Strombedarfs, wie das von vielen Seiten propagiert wird, werden wir in schwierige Problemlagen kommen. Die Autoren sehen das als kritisch und **potentiell wohlstandsbedrohend** an. Vor allem, weil von vielen Wortführern der Energiewende neben den Erneuerbaren nur noch **grüner Wasserstoff** als zulässiger Energieträger positioniert wird. Dieser soll möglichst vor Ort produziert werden, auch wenn anderes gerne kommuniziert wird. Wie bei grünem Strom will man auch grünen Wasserstoff als Wertschöpfungssegment im Lande halten, wobei dieser dann gemäß „reiner Lehre“ nur auf Basis von erneuerbarem Strom produziert werden darf. Die eingesetzten erneuerbaren Energien sollen dazu additiv zum Bestand entstehen und sich in enger räumlicher Nähe zu den eingesetzten Elektrolyseuren befinden.

Die Verfolgung dieser Strategie beinhaltet die Notwendigkeit einer weiteren Ausdehnung der Neuen Erneuerbaren, die damit der entscheidende **Engpassfaktor für die Energiewende** bleiben werden. Ferner wird das zur Folge haben, dass die Kosten des Programms ständig wachsen werden. In diesem Kontext benutzen manche für grünen Wasserstoff auch die Bezeichnung „**Champagner der Energiewende**“. Das bezeichnet eine Situation, in welcher der grüne Wasserstoff ein knappes und teures Gut ist. Das ist so gewollt und eine Folge der verfolgten Strategie. Die Konkurrenzprodukte aus anderen Teilen der Welt wird man regulativ adäquat verteuern. Dann kann man auch weiter argumentieren, dass man

grünen Wasserstoff nur dort einsetzen kann, wo keine elektrische Lösung möglich ist. So soll dann u. a. die Fixierung auf Batterieelektrik für PKWs abgesichert werden.

Wichtig: Neue Erneuerbare sind entgegen den üblichen Behauptungen teuer und das in vielerlei Hinsicht. Sie verbrauchen sehr viel Fläche. Die Windkraft zerstört aus Sicht vieler Menschen das Landschaftsbild. In Urlaubsregionen ist das kaum hinnehmbar, da damit unter anderem massive Entwertungen im Bereich der Tourismus-Industrie wie im Freizeit- und Wohnbereich verbunden sind. Viele Menschen fühlen sich belästigt, manche gesundheitlich gestört. Es gibt Probleme mit dem Naturschutz. Das größte Problem ist aber die **Volatilität**, der thematische Schwerpunkt des vorliegenden Textes.

Die Verfügbarkeit der Energie ist bei den Neuen Erneuerbaren nicht gesichert. Mal scheint die Sonne (nachts nie), mal weht der Wind, mal nicht. Menschen wollen aber nachvollziehbarer Weise Energie dann, wenn sie meinen, sie zu benötigen. Und viele Industrieprozesse haben an dieser Stelle gar keine Wahl, wenn Schaden abgewendet werden soll. Die Bevölkerung fordert daher aus gutem Grund **Versorgungssicherheit**. Die hohen Kosten der Elektrizität resultieren heute zu einem guten Teil aus den teuren **Rückfallkonstrukten**, mit denen wir dann für Strom sorgen, wenn die Neuen Erneuerbaren einmal wieder nicht ihr Durchschnittsniveau liefern können. Die Kosten für diese komplexen Regelungsstrukturen sind den Neuen Erneuerbaren zuzuordnen, die das aber weit von sich weisen. In Ihrer Sicht sind die fossilen Energien schuld an den hohen Preisen: Diese sind aber insbesondere auch deshalb teurer als nötig, weil sie nur noch dann Strom verkaufen können, wenn die Neuen Erneuerbaren nicht liefern können. Diese haben ja das wirtschaftlich extrem wertvolle Privileg, ihr Produkt immer bevorzugt (d.h. zu Lasten der Konkurrenz) in das Stromnetz einspeisen zu dürfen, sofern etwas zum Einspeisen da ist.

## (2) Flutterstrom

Die folgende Abb. 1 zeigt auf Basis einer Statistik für die Stromerzeugung für alle Stunden des Jahres 2021 (8760 Stunden)<sup>1</sup> die Verfügbarkeit der Neuen Erneuerbaren (Wind und Photovoltaik). Hierzu wurden die Werte der Stromproduktion pro Tag aufgeführt, wobei die mittlere Strommenge pro Tag 460,6 GWh beträgt. Die Grafik selber umfasst 365 Datenpunkte.

Auf der x-Achse sind die Tage vom 1. Januar bis 31. Dezember 2021 aufgelistet, die y-Achse gibt die Stromproduktion aus Neuen Erneuerbaren des jeweiligen Tages an.

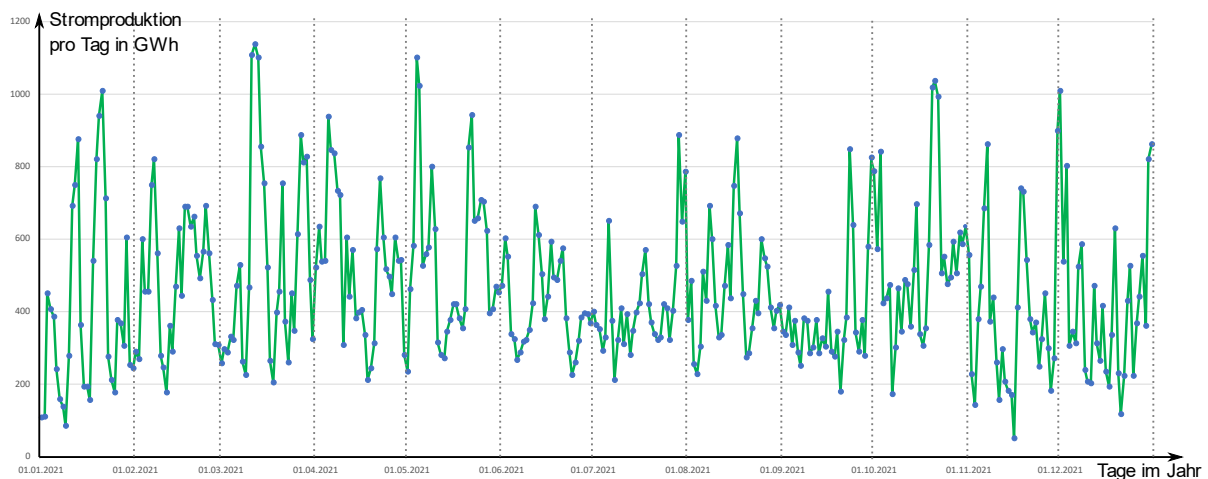


Abb. 1: Flutterstrom in 2021

Man erkennt, warum diese Art von Strom auch „**Flutterstrom**“ genannt wird. Mal ist mehr Strom da, mal weniger. Manchmal ist fast gar kein Strom da. Dieser „Flutterstrom“ wird regulativ vollumfänglich bevorteilt. **Er kann bevorzugt ins Netz eingespeist werden.** Dabei wird über eine spezielle EU-Regulierung, die der Idee des gemeinsamen Marktes massiv widerspricht, ausgeschlossen, dass Anbieter aus anderen (EU-) Ländern sich in diesem Vorzugsbereich beteiligen dürfen. Ein klar **protektionistisches Programm**, das wie so vieles heute mit

<sup>1</sup> Quelle: <https://www.stromdaten.info/ANALYSE/production/index.php> (unter Verwendung der Datenquelle der Agora Energiewende <https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power-generation/24.01.2022/31.01.2022/today/>) (abgerufen am 31.01.2022)

dem Ausnahmetatbestand **Klimakrise** begründet wurde und wird. Andere Anbieter können sich deshalb nur anstellen, insbesondere die fossilen Kraftwerke in Deutschland. Sie könnten immer liefern, dürfen aber oft nicht, weil derjenige bevorzugt liefern darf, der manchmal nicht kann. Nur wenn diese Defizit-Situation eintritt, dürfen/müssen die anderen einspringen, ohnehin ist das eine wenig attraktive Situation und erinnert an die Lage eines „Ersatzspielers“. Weil bei diesem Marktdesign zwei Produktionssysteme für Strom (anteilig) finanziert werden müssen, wird das Ganze teuer.

Anders ausgedrückt: das **Flattern erzeugt große Probleme**. Dieser Strom unterscheidet sich übrigens nicht von Strom aus einem Kohlekraftwerk. Physikalisch ist **Strom gleich Strom**. Der Unterschied liegt in der Herstellung. Diese Herstellung ist mit vergleichsweise wenig CO<sub>2</sub> Emissionen verbunden (wenn auch nicht mit Null). Das ist Strom aus einem Kohle- oder Gaskraftwerk aber auch, wenn es zuverlässig gelingt, das beim Verbrennen der Kohle oder des Gases **entstehende CO<sub>2</sub> entweder abzufangen** und wieder in den Kavernen zu verpressen, aus denen z. B. unter der Nordsee seit Jahrzehnten Öl und Gas entnommen wurde (**CCS/Carbon Capture and Storage**) oder den Kohlenstoff **wirtschaftlich sinnvoll zu nutzen (CCU/Carbon Capture and Usage)**. Im Bereich CCS ist z. B. Norwegen seit Jahrzehnten aktiv und bietet Deutschland eine enge Partnerschaft zum Thema an<sup>2</sup>. Im Prinzip wird hier eine **Kreislauflösung für Kohlenstoff** realisiert.

Die Volatilität des Flatterstroms ist erheblich. Die Verteilung ist **asymmetrisch und rechtslastig**. Das Verteilungsmuster ist, z. B. in den Jahren 2016-2021, gleichbleibend. Abb. 1 betrifft die Produktionsleistung der Neuen Erneuerbaren in 2021 mit insgesamt 170 TWh. Die Durchschnittstrommenge pro Stunde ist damit (bei 8760 Stunden im Jahr) 19.200 MWh. Das ist dann der **Erwartungswert** der Stromverfügbarkeit vom Typ Neue Erneuerbare pro Stunde.

---

<sup>2</sup> Interview mit dem norwegischen Ministerpräsidenten Jonas Jonas Gahr Støre in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung, Nr. 17, 21.01.2022



### (3) Wie verteilt sich die Verfügbarkeit der Neuen Erneuerbaren?

Die nachfolgende Abb. 2 mit zugehöriger Verteilungsfunktion (Abb. 3) zeigt beispielhaft die Stromverfügbarkeit der Neuen Erneuerbaren für etwa 350 Datenpunkte auf Basis eines Datenbestands, der für jede Stunde des Jahres 2021 sowohl die Verfügbarkeit von Windstrom als auch von Photovoltaikstrom als Basis hat. Der Durchschnittswert liegt bei 100 bei einer Spanne an Stromverfügbarkeit von 0 bis etwa 350. Der Durchschnittswert liegt bei 19.191 MWh pro Stunde in 2021, damit ergibt sich das Gesamtvolumen von 168.113 TWh im Jahr.

Das Stromangebot muss mit der **Nachfrage** zur Deckung gebracht werden. Diese Seite differenziert einzubeziehen ändert nichts Wesentliches auf der Ebene der Volumina, wohl aber in der detaillierten Anpassung. Solange die Anpassung über frei steuerbare Kapazitäten, insbesondere fossile und nukleare Produktions-einrichtungen geleistet werden kann, ist dieser Aspekt für unsere Analyse nicht dominant. Wir klammern diesen deshalb im Weiteren zur Vereinfachung aus.

Abb. 2 zeigt die Verteilung der Stromverfügbarkeit bei Diskretisierung auf 350 Klassen von je 1% Größe bei Gesamtgröße von 350, wobei der Erwartungswert 191.000 MWh das Intervall 100-101% (der **Durchschnittsmenge**) bildet. Abb. 2 zeigt die zugehörige **Verteilungsfunktion**. Links vom Erwartungswert liegen dann 100 1% Intervalle, rechts 250 1% Intervalle. Damit sind alle Auftritte von (relativen) Produktionsmengen in den Jahren 2016-2021 abgedeckt. Der Durchschnittswert pro betrachtetem Intervall liegt in 2021 bei etwa 170 TWh:  $350 = 0,49$  TWh. Die niedrigsten Intervallwerte liegen nahe bei Null, die höchsten (abhängig vom betrachteten Jahr) zwischen 300 und 350 mal Durchschnitt. Dies betrifft jeweils % vom Durchschnitt, also von etwa 192 GWh.

M bezeichnet den **Median**, also hier das Energieintervall, bei dem gerade in 50% der Fälle (auf der linken Seite) weniger und in 50% der Fälle (auf der rechten Seite) eine größere Strommenge als im Durchschnitt produziert wird. Bei einer schiefsymmetrischen Verteilung des vorliegenden Typs ist der Median kleiner als der Mittelwert. Er liegt im Beispiel bei etwa 87% des Durchschnitts, also bei etwa 168000 MWh in dem zugehörigen 1% Intervall.

Wahrscheinlichkeiten für  
Stromproduktion-Niveaus

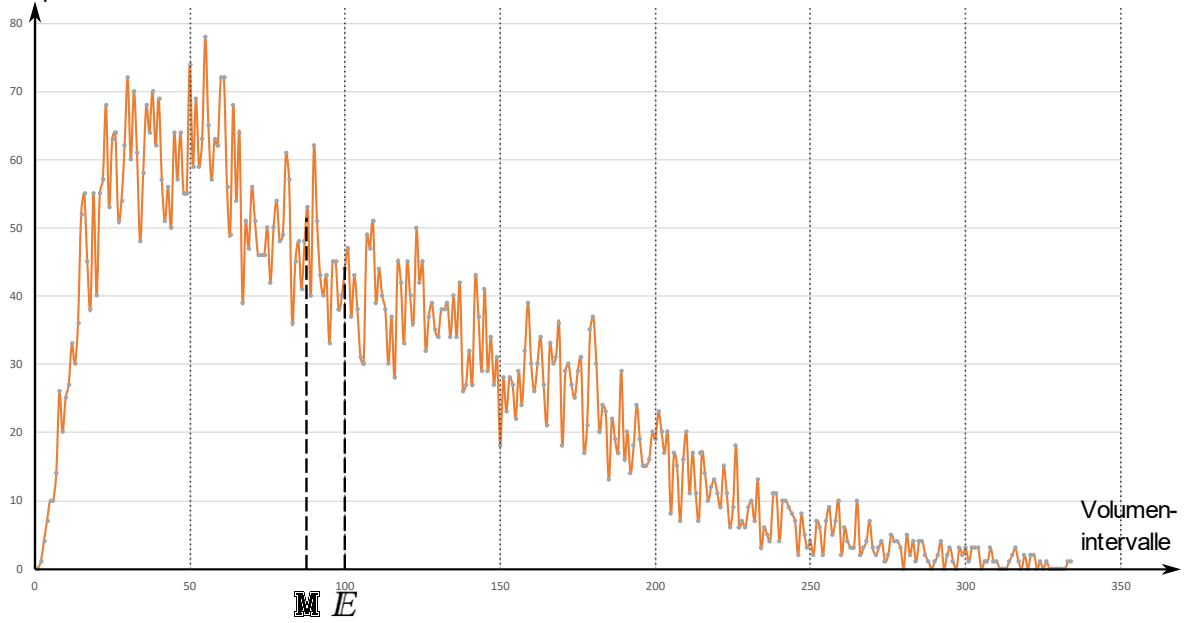


Abb. 2: Verteilung der Wahrscheinlichkeiten der h-Energiemengen 2021

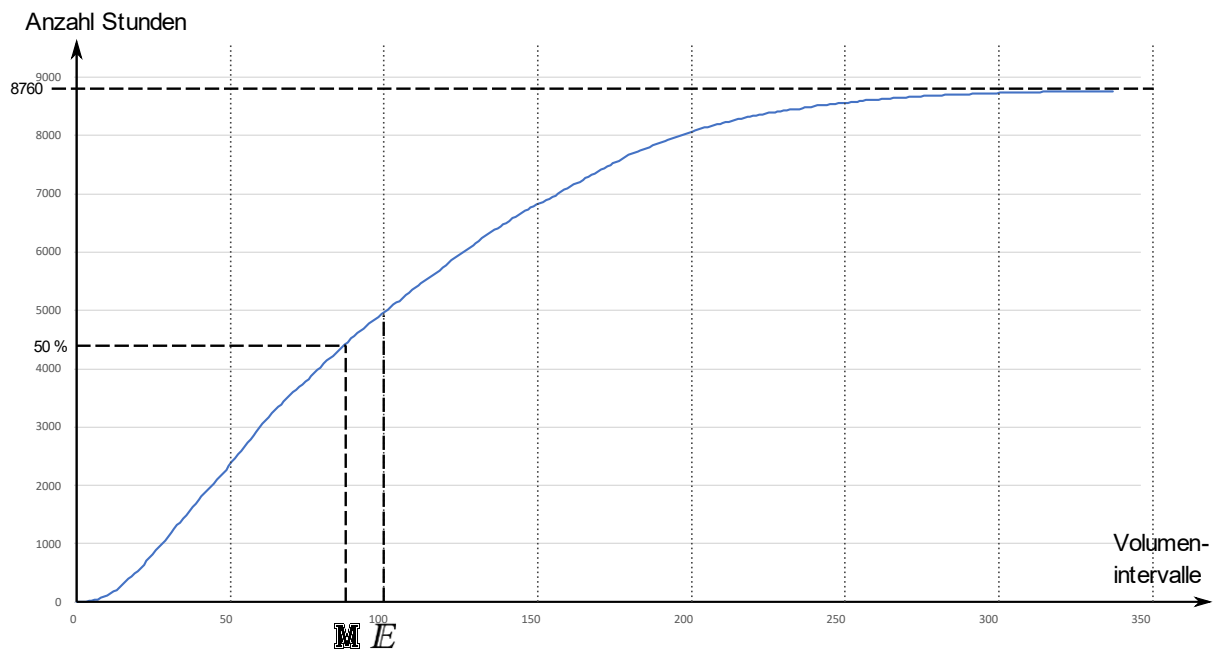


Abb. 3: Verteilungsfunktion der Stromverfügbarkeit aus Neuen Erneuerbaren in 2021

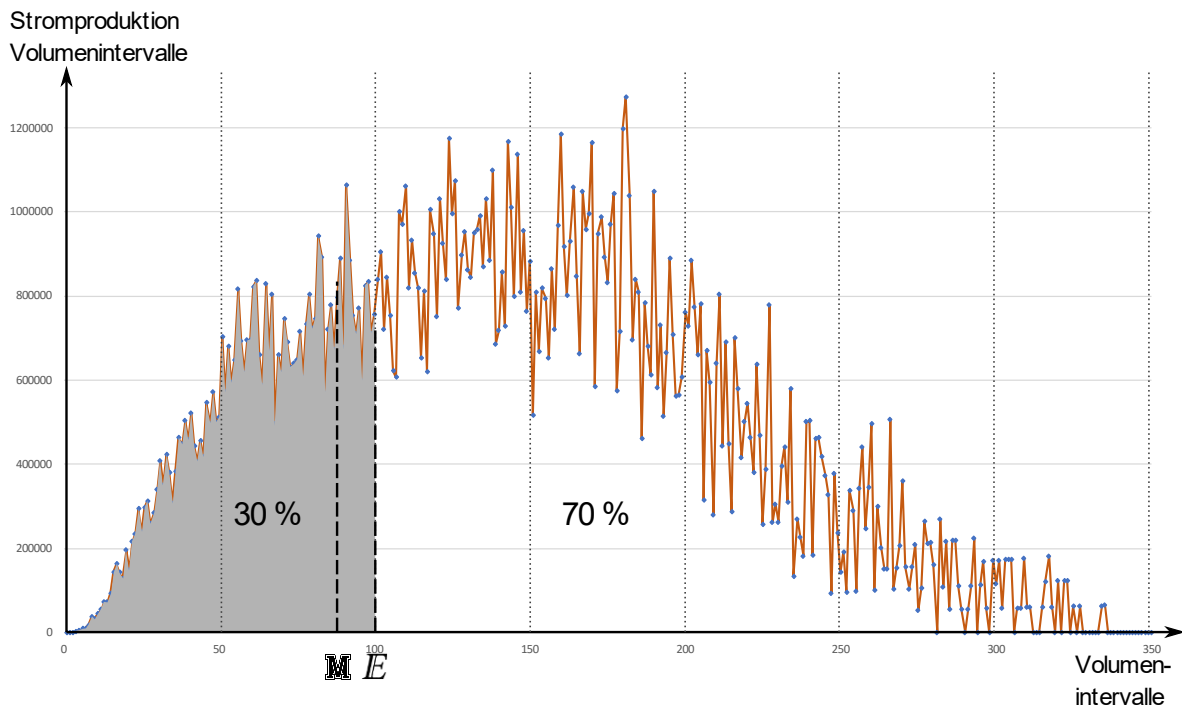


Abb. 4: Stromproduktion der auf Abb. 2 basierenden Volumenintervalle in 2021

Kombiniert man in Abb. 2 die jeweiligen Wahrscheinlichkeiten mit dem Stromniveau in den jeweiligen %-Segmenten, erhält man die Stromverfügbarkeit auf Basis der gleichen Intervalleinteilung. Abb. 4 zeigt das Ergebnis. Links vom Erwartungswert befinden sich die etwa 58% kleineren auftretenden Strommengen pro Stunde (5080 Stunden), rechts die 42% größeren Strommengen pro Stunde (3680 Stunden). Die 5080 Stunden mit kleinerer Stromerzeugung an Neuen Erneuerbaren führen zu insgesamt 51 TWh (30% der Gesamtproduktionsmenge im Jahr), die 3680 Stunden mit den größeren Strommengen führen zu insgesamt 119 TWh (70% der Gesamtmenge im Jahr).

In der nachfolgenden Abb. 5 ist eine Glättung der Kurve in Abb. 2 mit einer Verteilungsfunktion mit stetiger Dichte vom Typ Weibull dargestellt.

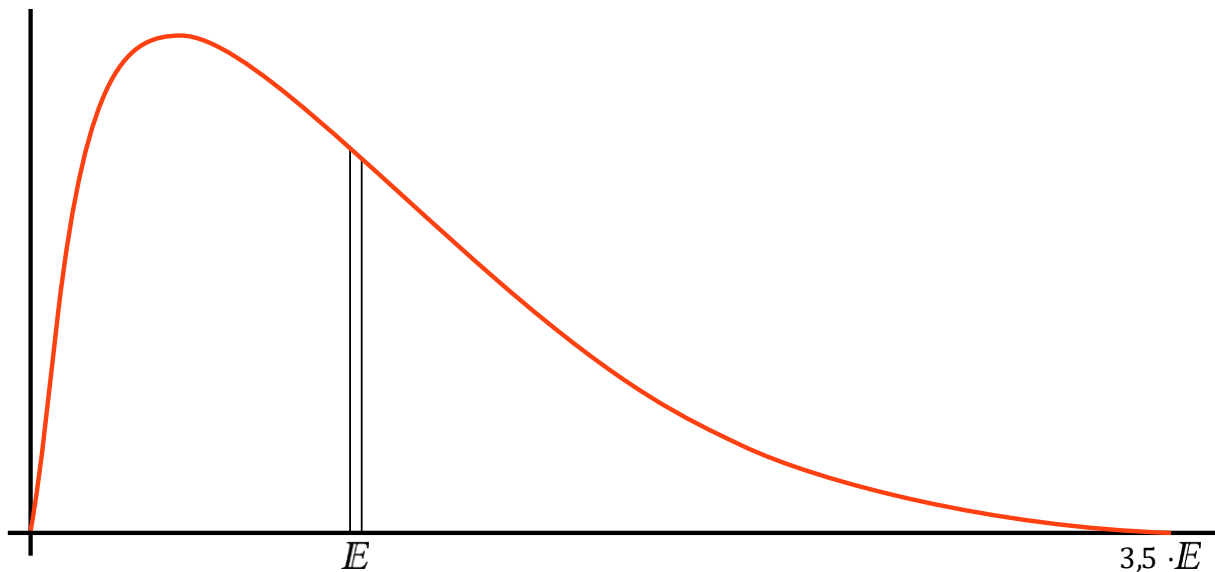


Abb. 5: Verteilung Stromproduktion aus Abb. 2 geglättet

#### (4) Abhängigkeit der Volatilität von der Auflösungseinheit

Es ist zu beachten, dass generell der Umfang an Volatilität von der Feinheit der gewählten Auflösung abhängt. Wir geben dazu nachfolgend Hinweise, und zwar für Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahreszeitbetrachtungen.

Das Aussehen einer Kurve vom Typ Abb. 1 oder Abb. 2 hängt davon ab, über wie große Bereiche (gleitende) Mittelwerte betrachtet werden. Die Situation für eine Tagesbetrachtung zeigt Abb. 6. Man beachte den Unterschied zu Abb. 2. Dort wird der zeitliche Ablauf über das Jahr gezeigt. In Abb. 6 sind die Häufigkeiten für das Auftreten bestimmter Produktionsmengen nach aufsteigenden Volumen von Produktionsmengen aufgeführt. Dies ist eine „Glättung“ der Kurve in Abb. 2.

Wahrscheinlichkeiten für  
Stromproduktion-Niveaus

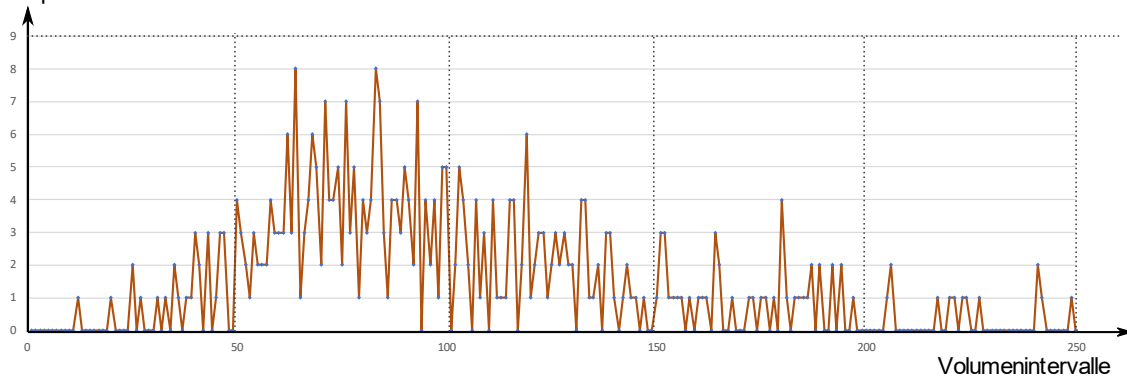


Abb. 6: Volatilität der Neuen Erneuerbaren in 2021 bei Betrachtung von Intervallen basierend auf dem Tagesdurchschnitt der Stromproduktion. Man sieht, dass die Volatilität signifikant zurückgeht und nur noch Produktwerte bis 2,5 x Durchschnitt auftreten. Das liegt an einer Ausgleichswirkung der Summation über 24 Stunden, bei der Extreme eine Glättung erfahren.

Wie sieht eine Einschätzung über ein Jahr auf Monats- bzw. Quartalsebene aus? Dies getrennt für Wind und Photovoltaik, sowie in Form einer Summation. Dies und anderes zeigen Tabelle 1 und Tabelle 2.

Monat	PV + Wind	Quartal	PV/Monat	Quartale	Wind/Monat	Quartale
Januar	12,409		0,695		11,714	
Februar	13,676		2,259		11,417	
März	16,371	42,456	4,684	7,638	11,687	34,818
April	15,885		6,191		9,693	
Mai	16,918		6,683		10,235	
Juni	12,569	45,371	8,076	20,950	4,493	24,421
Juli	13,097		7,077		6,020	
August	14,181		5,982		8,199	
September	11,364	38,642	5,443	18,502	5,921	20,140
Oktober	16,943		3,651		13,292	
November	11,634		1,240		10,394	
Dezember	13,067	41,644	0,799	5,690	12,268	35,954
	168,113		52,780		115,333	

Tab. 1: Monatliche Auswertung sowie Quartalsbetrachtung 2021 in TWh

**Wind** ist in größeren Mengen verfügbar im 1. Quartal (Januar – März) und im 4. Quartal (Oktober -Dezember). Bei Photovoltaik gibt es im Januar (Februar) und im November/Dezember kaum einen Beitrag, da die Tage sehr kurz sind und die Sonne sehr niedrig steht. In der Summe von Wind und Photovoltaik ergibt sich eine stabilere Situation, da mehr Wind und weniger Photovoltaik im 1. und 4. Quartal und mehr Photovoltaik im 2. und 3. Quartal bei weniger Wind die Regel sind.

Interessant sind bei Photovoltaik die Stunden mit 0 Beitrag, wozu generell die Nacht gehört. Mit 3642 Stunden ist das fast die Hälfte der Gesamtstundenzahl (8760). Betrachtet man die Quartalsstunden (mit 2190 Stunden pro Quartal), dann liegen die Ausfallzeiten im 1. und 4. Quartal mit 1136 bzw. 1200 Stunden oberhalb von 50% der Gesamtstundenzahl (1095 Stunden = 50% von 2190, der Quartalsstundenzahl).

Angaben in MWh	2021	%-Anteil an $\Sigma$	Tage	h- $\emptyset$ -Wert
Prod. Quartal 1	42.455.530,01	0,2525	90	19.655,34
Prod. Quartal 2	45.371.585,02	0,2699	91	20.774,54
Prod. Quartal 3	38.641.080,40	0,2299	92	17.500,49
Prod. Quartal 4	41.643.721,32	0,2477	92	18.860,38
$\Sigma$ Prod.	168.111.916,75			
$\emptyset$ -Wert	19.190,86			
Anz. h Prod. = 0 PV	3642			
Anz. h Prod. = 0 PV Q1	1093			
Anz. h Prod. = 0 PV Q2	626			
Anz. h Prod. = 0 PV Q3	721			
Anz. h Prod. = 0 PV Q4	1202			
Angaben in MWh	2020	%-Anteil an $\Sigma$	Tage	h- $\emptyset$ -Wert
Prod. Quartal 1	59.073.267,39	0,3208	90	27.348,73
Prod. Quartal 2	43.787.406,31	0,2378	92	19.831,25
Prod. Quartal 3	38.980.906,10	0,2117	92	17.654,40
Prod. Quartal 4	42.316.753,55	0,2298	92	19.165,20
$\Sigma$ Prod.	184.158.333,35			
$\emptyset$ -Wert	20.965,20			
Anz. h Prod. = 0 PV	3660			
Anz. h Prod. = 0 PV Q1	1136			

Anz. h Prod. = 0 PV Q2	603			
Anz. h Prod. = 0 PV Q3	721			
Anz. h Prod. = 0 PV Q4	1200			
<b>Angaben in MWh</b>	<b>2019</b>	<b>%-Anteil an <math>\Sigma</math></b>	<b>Tage</b>	<b>h-<math>\emptyset</math>-Wert</b>
Prod. Quartal 1	48.809.986,00	0,2848	90	22.597,22
Prod. Quartal 2	42.000.007,00	0,2451	92	19.021,74
Prod. Quartal 3	38.099.992,00	0,2223	92	17.255,43
Prod. Quartal 4	42.467.281,00	0,2478	92	19.233,37
$\Sigma$ Prod.	171.377.266,00			
$\emptyset$ -Wert	19.563,61			
Anz. h Prod. = 0 PV	3796			
Anz. h Prod. = 0 PV Q1	1142			
Anz. h Prod. = 0 PV Q2	657			
Anz. h Prod. = 0 PV Q3	750			
Anz. h Prod. = 0 PV Q4	1247			

Tab. 2: Quartalsangaben für die Jahre 2019 – 2021 / Diverse Kennzahlen für Stromverfügbarkeit der Nutzenergie in 2021

Interessant ist auch die Betrachtung der Wochen im Jahr. Diese findet sich in Tabelle 3 für 2021.

07.01.2021 23:00	1.854.322,00
14.01.2021 23:00	3.179.270,77
21.01.2021 23:00	3.851.733,44
28.01.2021 23:00	2.421.650,46
04.02.2021 23:00	2.713.478,40
11.02.2021 23:00	3.289.731,97
18.02.2021 23:00	3.568.568,02
25.02.2021 23:00	4.157.694,05
04.03.2021 23:00	2.218.695,88
11.03.2021 23:00	3.379.997,23
18.03.2021 23:00	4.838.875,36
25.03.2021 23:00	3.029.834,60

01.04.2021 23:00	4.473.416,38
08.04.2021 23:00	5.064.440,01
15.04.2021 23:00	3.423.578,29
22.04.2021 23:00	2.844.886,26
29.04.2021 23:00	3.751.009,16
06.05.2021 23:00	4.207.727,06
13.05.2021 23:00	3.428.965,59
20.05.2021 23:00	2.701.189,75
27.05.2021 23:00	5.137.837,68
03.06.2021 23:00	3.344.566,57
10.06.2021 23:00	2.198.612,42
17.06.2021 23:00	3.640.775,51

24.06.2021 23:00	2.989.200,37
01.07.2021 23:00	2.516.289,20
08.07.2021 23:00	2.568.646,15
15.07.2021 23:00	2.455.745,66
22.07.2021 23:00	2.945.454,71
29.07.2021 23:00	3.293.563,22
05.08.2021 23:00	3.081.880,80
12.08.2021 23:00	3.309.122,02
19.08.2021 23:00	4.235.246,78
26.08.2021 23:00	2.882.202,33
02.09.2021 23:00	2.785.440,52
09.09.2021 23:00	2.387.351,86
16.09.2021 23:00	2.330.614,44
23.09.2021 23:00	2.639.221,07

30.09.2021 23:00	3.327.359,44
07.10.2021 23:00	3.707.919,79
14.10.2021 23:00	2.944.043,96
21.10.2021 23:00	4.332.190,87
28.10.2021 23:00	4.120.067,11
04.11.2021 23:00	3.145.819,78
11.11.2021 23:00	3.241.214,31
18.11.2021 23:00	2.050.748,21
25.11.2021 23:00	2.935.009,91
02.12.2021 23:00	3.647.628,24
09.12.2021 23:00	3.109.529,78
16.12.2021 23:00	2.101.306,61
23.12.2021 23:00	2.155.763,32
30.12.2021 23:00	3.290.064,75

Tab. 3: Auswertung Stromproduktion Wind + PV wöchentlich (Angaben in MWh)

Wie man sieht, gibt es Wochen mit vergleichsweise wenig Strom aus Neuen Erneuerbaren (Tiefstwert 1254 TWh), während der Höchstwert bei 5137 TWh liegt (Mittelwert 3285 TWh).

### (5) Wie macht sich Volatilität lebenspraktisch bemerkbar?

Wir interessieren uns im Weiteren für negative Wirkungen der Volatilität der Nutzenergie. Solche sind heute bei 170 MWh Neue Erneuerbare bei insgesamt 560 TWh Strom pro Jahr noch überschaubar. Das wird sich aber bald ändern. Denn es steht gemäß Ankündigung der neuen Regierung ein **weiterer großer Ausbau der Neuen Erneuerbaren an**.

Wir werden im Weiteren argumentieren, dass man solche Erweiterungen mit Augenmaß angehen soll, z. B. bis 350 TWh. Das wären dann 50% der erweiterten Stromproduktion von 700 TWh, statt heute 30% von 560 TWh. Der übrige Bedarf



könnte z. B. stabil mit Gas abgedeckt werden, wobei **CCS bei Gas von uns gefordert wird**. Das wäre ein stabiles, klimaneutrales System ohne Volatilität, da Gas die Pufferfunktion übernimmt, was noch funktioniert, wenn der Anteil der Neuen Erneuerbaren nicht zu sehr über 50% hinaus steigt. Wir sehen dabei Gas **nicht als Übergangs- oder Brückentechnologie**, sondern Gas mit CCS/CCU als wichtigen Beitrag zu einem klimafreundlichen Stromsystem, zumindest für viele Jahrzehnte. Es geht um Zeitgewinn in einer höchstbedrohlichen Situation. Wir argumentieren für **maximalen Zeitgewinn**, dies auch mit Blick auf drohende **Tipping Point Situationen**.

Warum ist ein immer weiterer Ausbau der Neuen Erneuerbaren problematisch? Weil sich dabei erfahrungsgemäß die Verfügbarkeitskurve der Nutzenergie in ihrer prinzipiellen Struktur nur wenig verändert. Außer, man verändert das Verhältnis zwischen Wind und Photovoltaik (da letztere z. B. nachts nichts liefert) bzw. verändert das Verhältnis zwischen onshore und offshore Wind. Offshore Wind liefert mehr Energie pro Peak-Kapazität. Wenn sich aber das Muster der Energieerzeugung nicht ändert, erzeugt die hohe Schwankungsbreite der tatsächlichen Energieproduktion immer mehr Probleme. Ein Gefühl für die drohenden Probleme erhält man, wenn man die folgenden Kennzahlen betrachtet:

### **Kennzahltyp 1**

Wie oft liegt anteilig der Beitrag der Neuen Erneuerbaren unter 20% bzw. 30% bzw. 40% des Durchschnitts?

### **Kennzahltyp 2**

Wie oft liegt anteilig der Beitrag der Neuen Erneuerbaren oberhalb von x Mal Durchschnitt.

- a) Aktuell gibt es 170 TWh Neue Erneuerbare (30% des Stromvolumens von 560 TWh) bei 60 TWh sonstigen Erneuerbaren (11% von 560 TWh). 100% des Stroms wird erreicht, wenn die Neuen Erneuerbaren 500 TWh überschreiten (**Überschussstrom**). Das wären dann etwa 3x der Durchschnittswert.

- b) Stellen wir dieselbe Betrachtung wie in a) für den anvisierten Stand in 2030 an, geht es um 500 TWh Neue Erneuerbare von angestrebt etwa 700 TWh. Die Überschussstromsituation tritt dann bei Stromvolumen der Neuen Erneuerbaren über 1,4 x Durchschnitt ein.
- c) Langfristig schauen wir z. B. auf 1000 TWh Neue Erneuerbare von 1060 TWh Zielvolumen. Überschussstrom tritt auf, sobald die Neuen Erneuerbaren über Durchschnitt produzieren (43%).

Hinweis: Die Art der Kennzahlen verdeutlicht Abb. 6.

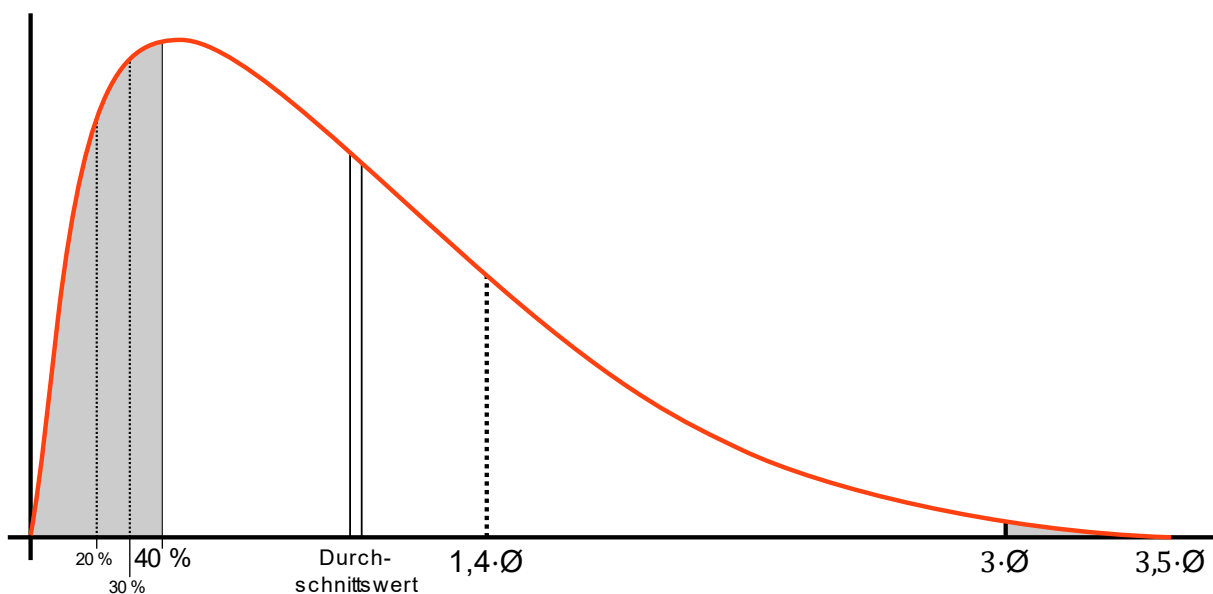


Abb. 7: Details zu Abb. 4. / Bezug 2021

## Hinweise zu den interessierenden Kennzahlen (vgl. Tab. 4)

### Kennzahltyp 1

An etwa 6 % der Stunden des Jahres produzieren die Neuen Erneuerbaren weniger als 20% des Durchschnitts. Das betrifft in Zeitumfang ausgedrückt etwa 22 Tage im Jahr. Die Gesamtstromproduktion in dieser Zeit beträgt 1,4 TWh. Nötig wären eigentlich (Durchschnittsniveau) 10,1 TWh. Es fehlen also **8,7 TWh (Stromlücke)**.

An etwa 13 % der Stunden des Jahres produzieren die Neuen Erneuerbaren weniger als 30% des Durchschnitts. Das betrifft in Zeitumfang ausgedrückt etwa 47

Tage. Die Gesamtproduktion in dieser Zeit beträgt 4,3 TWh. Nötig wären 22 TWh. Es fehlen also **17,7 TWh**.

An etwa 20% der Stunden des Jahres produzieren die Neuen Erneuerbaren weniger als 40% des Durchschnitts. Dies betrifft in Zeitumfang ausgedrückt etwa 73 Tage. Die Gesamtproduktion in dieser beträgt 8,5 TWh. Nötig wären 33,6 TWh. Es fehlen also **25,1 TWh**.

Aktuell ist in den eben beschriebenen Konstellationen die **Versorgungssicherheit nicht gefährdet**. Denn die Neuen Erneuerbaren liegen (nur) bei etwa 30% der Gesamtstromproduktion. Wenn davon weniger als 40 % vorhanden sind, bedeutet das bzgl. der Gesamtstrommenge nur noch ein Minus von 12 %. Es tut sich dennoch eine erhebliche Stromlücke auf: nämlich mit 25,1 TWh fast 15% der Jahresproduktion von 168 TWh. Diese 15% müssen und können aber weitgehend andere beisteuern: **Atomkraft** oder **fossile Kraftwerke**.

	2021	Summe p(x) mit Ertrag $\leq x\% \mu$	Summe MWh für h mit Ertrag $\leq x\% \mu$	
	$\emptyset$ -Wert	%-Anteil an Gesamtstunden		von Gesamt %
	19190,8586			168.111.921,31
10%	1919,08586	1,336%	159.426,88	0,095%
20%	3838,17172	6,027%	1.376.475,16	0,819%
30%	5757,25758	12,865%	4.259.491,09	2,534%
40%	7676,34344	20,057%	8.507.156,08	5,060%
50%	9595,4293	26,712%	13.562.940,96	8,068%
60%	11514,5152	34,098%	20.399.208,81	12,134%
70%	13433,601	40,445%	27.309.931,27	16,245%
80%	15352,6869	45,947%	34.252.188,10	20,375%
90%	17271,7727	51,553%	42.259.529,30	25,138%
100%	19190,8586	56,370%	49.946.574,69	29,710%
200%	38381,7172	8,333%	33.070.733,12	19,672%

Tab. 4: Stromproduktion für Bereiche vom Typ „kleiner Durchschnittswert“ in 10 %-Schritten

## Kennzahlentyp 2

Am anderen Ende der Kurve erkennen wir in Fall 3a Überschussstrom erst bei mehr als 3 x Durchschnittstrommenge, in 3b bei mehr als 1,4 x Durchschnittstrommenge. Dies passiert an 26,1 % der Tage, also an etwa 95 Tagen im Jahr. In 3c geht es um mehr Stromproduktion als Durchschnitt. (Die Wahrscheinlichkeit dafür ist 43%, dabei werden 70% der Stromerzeugung der Neuen Erneuerbaren im Jahr geleistet, vgl. hierzu auch Abb. 4).

Wenn die Neuen Erneuerbaren mehr produzieren, als benötigt wird, tritt die Situation auf, dass man die Neuen Erneuerbaren abriegeln oder aber den Strom abnehmen muss, obwohl man ihn nicht benötigt (**Überschussstrom**). Wir werden letztlich weiterhin unsere Nachbarn dafür bezahlen, uns den Strom abzunehmen („verramschen“). Für unsere Nachbarn ist das entgegen dem ersten Augenschein nicht angenehm. Denn sie können in dieser Phase kurzfristig kaum noch eigenen Strom produzieren und verkaufen. Für diesen finden sich dann nämlich keine Abnehmer.

In solchen Situationen ist der Strom sehr billig. Das ist ungünstig für die Finanzierung der Erneuerbaren. Können die Erneuerbaren nicht liefern, wird Strom teuer. Müssen Gaskraftwerke aktiviert werden, führt das in der Regel zu höheren Preisen. Die Preise sind wesentlich durch den Gaspreis bestimmt. Denn in unserem Strommarktdesign bestimmt die letzte (teuerste) abgenommene Einheit Strom den allgemeingültigen Preis zu einem bestimmten Zeitpunkt. Dieser Preis hat sich in einem Jahr mehr als verzehnfacht (Datum 21. Dezember 2021). In der Folge kletterten die Notierungen im Großhandel in der EU für Strom am 21.12.2021 auf 400 bis 500 Euro je Megawattstunde. Im Sommer hatte der Vergleichspreis noch bei 70 Euro gelegen, in 2020 waren es 30 Euro<sup>3</sup>.

Wie geht das System heute mit Volatilität um? Weil der Anteil der Neuen Erneuerbaren noch relativ klein ist, bleibt die Stromlücke überschaubar, andere können einspringen. Überschusslagen halten sich in Grenzen, weil sie bei 40% Neue Erneuerbare ja im Mix zu sehen sind mit etwa 50% Kernkraft oder Fossilen, die allerdings jetzt rasch heruntergefahren werden.

---

<sup>3</sup> Quelle: Neue Züricher Zeitung vom 29.01.2022, Sind Stromproduzenten „too big to fail?“

Bewegt sich das Volumen der Neuen Erneuerbaren in Richtung 70-80 %, wie es jetzt politisch geplant ist, sind 2 Probleme unvermeidbar.

1. Stromlücken (Zeiten mit weniger als 40 %) Durchschnitt beziehen sich auf 70 % statt auf 40 % der Zeitpunkte. Die Lücke ist damit signifikant größer. Dies ist kaum noch ausgleichbar. Die Situation wird noch härter, wenn der Plan 100 % Erneuerbare und mehr verfolgt wird.
2. Am anderen Ende bewegt sich die Stromproduktion an 30 Tagen (bzw. 730 Stunden in 2021) auf mehr als 200 % des Bedarfs. Hier muss man abriegeln, den Überschussstrom „verramschen“ oder ihn beispielsweise in grünen Wasserstoff verwandeln, um z. B. bei Flaute durch Wiederverstromung die Lücke auszugleichen. Das ist teuer (Halbierung der verbleibenden Energie). Zugleich sind die Elektrolyseure wahrscheinlich nur an weniger als 10 % der Tage des Jahres beschäftigt. Das ist ein sehr teurer Produktionsweg für grünen Wasserstoff (vgl. hierzu Kap. 7).

## **(6) Dunkelflaute<sup>4</sup>**

Im Hochwinter drohen am ehesten Versorgungsengpässe auf dem Strommarkt, denn dann ist es mit höherer Wahrscheinlichkeit kalt, trübe und windstill zugleich. Ohne Sonne und Wind herrscht **Dunkelflaute**. Anlagen zur Anzapfung erneuerbarer Energiequellen liefern dann kaum Strom. Tritt das Phänomen zudem noch in Verbindung mit eisiger Luft auf, sprechen Experten von einer **kalten Dunkelflaute**. Solche Kältewellen können theoretisch mehrere Tage oder Wochen dauern. Im schlimmsten Fall kollabiert das Stromnetz, denn gerade während eisiger Tage steigt die Stromnachfrage.

Weil ohne Strom nichts funktioniert, nehmen Energieversorger, Wissenschaftler und Politiker das Szenario sehr ernst. Sie müssen bewerten und abschät-

---

<sup>4</sup> Die dunkle Seite der Energiewende, Andreas Frey, Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung, 30.01.2022. Absatz 6 des vorliegenden Textes ist weitgehend aus dem zitierten Artikel übernommen bzw. wurde angepasst.

zen, wie realistisch das Risiko einer kritischen Stromversorgung während kalter Dunkelflauten ist und Gegenmaßnahmen vorbereiten. Nicht zuletzt müssen sie eine Lösung finden, die sicherstellt, dass in einer klimaneutralen Zukunft die Stromnetze stabil bleiben. Einfache Antworten gibt es darauf nicht.

Je mehr Neue Erneuerbare im Einsatz sind, umso anfälliger wird das System für kalte Dunkelflauten wie im Januar vor fünf Jahren. Damals brachte eine Kältewelle Hochnebel und Flaute, vom 16. bis 26. Januar 2017 entstand eine gewaltige Versorgungslücke. Den Großteil des Stroms lieferten damals steuerbare konventionelle Kraftwerke, die mit Kohle und Uranstäbchen betrieben werden.

Um das Phänomen der kalten Dunkelflaute besser zu verstehen, fahnden Meteorologen nach solchen kritischen Wetterlagen. Der Deutsche Wetterdienst fand in einer Untersuchung der Jahre zwischen 1995 und 2015 heraus, dass windschwache Tage gar nicht so selten sind. Im Schnitt dreizehnmal pro Jahr produzierten heimische Windanlagen über 48 Stunden lang weniger als zehn Prozent ihrer installierten Leistung – ohne Offshore-Anlagen sogar 23-mal pro Jahr. Rechnet man die Photovoltaik hinzu, gab es immer noch zwei Tage pro Jahr mit Dunkelflaute. Die Erneuerbaren lieferten dann über mindestens 48 Stunden kaum Storm.

Immer mehr Neue Erneuerbare lösen unsere Probleme nicht. Es gibt Großwetterlagen, die geeignete Strategien erforderlich machen. Welche das sind, untersuchte der Deutsche Wetterdienst in einer weiteren Studie, die vergangenen Februar (in „Renewable Energy“) erschienen ist. Am kritischsten für das Stromnetz in Deutschland ist demnach hoher Luftdruck im Winter mitten über dem Land, eine Großwetterlage, die Meteorologen als „Hoch Mitteleuropa“ bezeichnen. Dabei herrscht von der Nordsee bis nach Norditalien verbreitet Flaute, eine zähe Hochnebeldecke lässt kaum Sonne durch.

Aus 35 Wetterjahren der Vergangenheit identifizierte Dena sieben eindeutige Extremwetterlagen, die bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien „potenziell kritisch“ wären. Batterie- und Wärmespeicher können die Last bei diesen Wetterkonstellationen nur kurzfristig stützen, Stromimporte würden bei großräumiger Dunkelflaute über Europa nur begrenzt zur Verfügung stehen. Denn

alle Länder brauchen in dieser Lage jede Kilowattstunde für sich selbst. Eine dieser sieben Extremwetterlagen hat die Forscher besonders alarmiert. Um den Jahreswechsel 1997 hatte sich Europa in einen Eisschrank verwandelt, vom 04. bis 11. Januar dieses Jahres gab es kaum Sonne und Wind. Die Dena spricht in ihrer Studie von einer besonders markanten kalten Dunkelflaute, die bei einem erneuten Auftreten das Stromnetz im Modelljahr 2030 zumindest teilweise kollabieren lassen könnte. „Je nach tatsächlicher Verfügbarkeit von Importen und Möglichkeiten zum Einsatz von Flexibilitäten besteht in diesem Zeitraum die Gefahr, dass Versorgungslücken auftreten“, heißt es in dem Gutachten. Und das, obwohl die von der Dena getroffenen Annahmen Kritikern zufolge ohnehin ziemlich optimistisch seien.

## **(7) Grüner Wasserstoff als Stromspeicher**

Die Datenlage zeigt bei Neuen Erneuerbaren ein Übergewicht an Stunden (58%) mit einer Stromproduktion unter Durchschnitt (insgesamt nur 30% der Gesamtstrommenge des Jahres), und eine kleinere Zahl von Stunden (42%) mit einer Stromproduktion über Durchschnitt (insgesamt 70% der Gesamtstrommenge des Jahres).

Die höheren Stromproduktionswerte wachsen dabei auf das dreifache bis 3,5-fachen des Durchschnittes. Ist der Anteil der Neuen Erneuerbaren noch relativ klein, wie das heute der Fall ist, entsteht dabei kein Überschussstrom. Bewegt sich aber der Anteil der Neuen Erneuerbaren Richtung 80% bzw. 100% des Bedarfs, sieht das ganz anders aus. Die großen Stromlücken werden zum Problem, der Überschussstrom auch.

Wenn beispielsweise die Stromproduktion 80% von 720 TWh ausmacht, damit 500 TWh Neue Erneuerbare und etwa 80 TWh klassische Erneuerbare, dann produzieren 58% der Jahresstunden (5080 Stunden) in der Summe (nur) 153 TWh statt der durchschnittlich benötigten 296 TWh. Es entsteht also eine **Stromlücke von 143 TWh**, während in den 42% der übrigen Jahresstunden mit Produktion oberhalb des Durchschnitts (=194.000 MWh) 357 TWh zusammenkommen, **da-**

**runter 143 TWh Überschussstrom**, bezogen auf die 80% von 720 TWh. Dieser Überschussstrom kann nur noch grenzwertig verkraftet werden:  $500 \text{ TWh} + 80 \text{ TWh} + 143 \text{ TWh} = 723 \text{ TWh}$ .

Wechseln wir auf eine Situation mit 100% Neuen Erneuerbaren im Umfang von 1000 TWh, beträgt die Stromlücke 286 TWh, der Überschussstrom ebenso. Ohne Speicher kann er nicht genutzt werden. Etwa 300 TWh fossil werden erforderlich, aus 100% Neuen Energien werden **de facto nur etwa 70 %**. Der Ausbau auf 100 % Erneuerbare heißt also nicht, dass man seinen Bedarf auch zu 100 % damit decken kann. Weil eben oft zu wenig Strom da ist, komplementär auch oftmals zu viel. Konkret werden so aus 100 % Erneuerbaren 70 % **Stromverfügbarkeit aus Erneuerbaren**.

Wir untersuchen jetzt im Weiteren die Option, den Überschussstrom in grünen Wasserstoff umzuwandeln, der bei Unterversorgung, z. B. über entsprechende Wasserstoff-Gaskraftwerke wieder in (grünen) Strom verwandelt werden kann. Bei der **Doppelumwandlung geht 50% der Energie** verloren. Es können also mit dem Überschuss von etwa 286 TWh 143 TWh Stromlücke ausgeglichen werden. Mit den klassischen Erneuerbaren als weiteren Input liegt man bei 223 TWh. Die Lücke reduziert sich auf 63 TWh. Das kann mit Nachfragemanagement bewältigt werden, ist aber schwierig.

Auf Durchschnittsniveau würden im 100%-Fall im Lückenteil  $4938 \times 19.200 \text{ MWh} = 94,8 \text{ TWh}$  benötigt, die Lücke beträgt damit etwa 45 TWh. Entsprechend werden auf Durchschnittsniveau im Überschussstromteil  $3822 \times 19.200 \text{ MWh} = 73 \text{ TWh}$  benötigt. Der Überschuss beträgt damit etwa 45 TWh. Überschuss und Lücke gleichen sich aus.

Interessiert man sich jetzt für die Situation, dass das Stromniveau von 100 % auf 110 % steigt, also z.B. von 1000 TWh Neuer Erneuerbaren auf 1100 TWh, kann man alle Stundenproduktionswerte um 10% erhöhen und dann überprüfen, wie oft jetzt noch die um 10 % erhöhten Produktionswerte unter **E** liegen. Das wird seltener als vorher der Fall sein. Im konkreten Fall liegt der Wert bei 4560 (52 %). Auf dem um 10 % erhöhten Durchschnittsniveau der Stromproduktion würden jetzt im Lückenbereich  $4560 \times 19.200 \text{ MWh} = 87,4 \text{ TWh}$  benötigt, die Aufaddition der regulären Stromproduktion über die 4560 Stunden ergibt den Wert 47,4 TWh. Die Lücke beträgt damit 40 TWh, ist also um 5 TWh kleiner als im 100%-Fall.



Auf der Überschussseite geht es jetzt um 4200 Stunden, statt zuvor um 3822 Stunden. Auf dem regulären Niveau sollten dort  $4200 \times 19.200 \text{ MWh} = 80,7 \text{ TWh}$  anfallen. Tatsächlich sind es (per Nachzählen)  $168 \text{ TWh} \times 1,1 = 184,8 \text{ TWh}$  –  $47,4 \text{ TWh} = 137,4 \text{ TWh}$ . Die Überschussmenge umfasst 57 TWh.

In derselben Weise kann man jetzt auch die Situation mit 115 %, 120 % bzw. 125 % der benötigten Kapazität betrachten. Die folgende Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Wirkung von Erzeugungskapazitäten oberhalb eines bestimmten Niveaus (in dem beschriebenen Sinne). Wir beziehen uns in der Tabelle erneut auf die Situation in Abb. 2. Sie kann über Multiplikation mit dem entsprechenden Wachstumsfaktor bei den Neuen Erneuerbaren auf jedes Niveau hochgerechnet werden. Die prinzipielle Situation bleibt dieselbe.

Zielstrom- umfang	% Stunden unter Durchschnitt (bzgl. 100 %)	Stromlücke	% Stunden oberhalb Durchschnitt	Über- schuss- strom	Veränderungen bzgl. Überschuss minus Lücke
100 %	58 %	46 TWh	42 %	46 TWh	0 TWh
110 %	52 %	40 TWh	48 %	57 TWh	17 TWh
115 %	50 %	38 TWh	50 %	63 TWh	25 TWh
120 %	48 %	36 TWh	52 %	70 TWh	34 TWh
125 %	46 %	34 TWh	54 %	76 TWh	42 TWh

Tabelle 5: Veränderung der Verhältnisse zwischen Stromlücke und Überschussstrom

Deutlich wird in Tabelle 5, dass die Stromlücke beim Übergang von 100% zu 110%, 115%, 120% und 125% im ersten Schritt um 4 TWh, in weiteren Schritten jeweils um etwa 2 TWh abnimmt. Das korrespondiert zu der höheren Strom-Gesamtkapazität von 10% bzw. 3 x 5% bei einem Ausgangsniveau von 45 TWh.

Der sinkenden Lückengröße steht ein wachsendes Volumen an Überschussstrom gegenüber. Wie die Spalte „Veränderungen bzgl. Überschuss minus Lücke“ in Tab. 5 zeigt, reflektiert der wachsende Wert genau das 10% Wachstum der erneuerbaren Strommenge, bezogen auf das Ausgangsniveau an Neuen Erneuerbaren von 168 TWh pro Jahr.

Deutlich wird, dass etwa beim **120% Niveau** an Neuen Erneuerbaren die Situation vorliegt, dass der Überschuss etwa doppelt so groß wie die Lücke ist (70TWh vs. 34 TWh), damit über Rückverstromung von grünem Wasserstoff, der aus Überschussstrom gewonnen wurde, Volatilität weitestgehend ausbalanciert werden kann. **Die Neuen Erneuerbaren führen so zu einem nicht-volatilen System**, d.h. die Kombination „Neue Erneuerbare und grüner Wasserstoff“ überwindet die Volatilitätsprobleme.

Allerdings ist dabei ein erheblicher Zubau an Kapazität erforderlich. Geschieht das auf dem Niveau 1000 TWh pro Jahr, muss man zusätzlich etwa 120 TWh Neue Erneuerbare pro Jahr vorsehen. Das ist mehr als die gesamte aktuelle Produktion in diesem Bereich. Der Vorschlag ist teuer. Eingesetzt wird allein für die Doppelverstromung etwa das doppelte Volumen an grünem Wasserstoff, das ursprünglich in der neuen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung für 2030 vorgesehen war.

Die spezifische Volatilität der Überschussstromsituation bewirkt, dass die **Elektrolyseure den größten Teil der Zeit stillstehen werden**. Das ist problematisch, da Elektrolyseure noch lange einen Engpass darstellen werden. Es ist außerdem ein im Betrieb sehr teurer Weg.

## Abbildungen und Tabellen

- Abb. 1: Flatterstrom in 2021
- Abb. 2: Verteilung der Wahrscheinlichkeiten der h-Energiemenge 2021
- Abb. 3: Verteilungsfunktion der Stromverfügbarkeit aus Neuen Erneuerbaren in 2021
- Abb. 4: Stromproduktion der auf  $E$  basierenden Volumenintervalle in 2021
- Abb. 5: Verteilung Stromproduktion aus Abb. 2 geglättet
- Abb. 6: Volatilität der Neuen Erneuerbaren in 2021 bei Betrachtung von Tagesdurchschnitten
- Abb. 7: Details zu Abb. 4 / Bezug 2021
- 
- Tab. 1: Monatliche Auswertung sowie Quartalsbetrachtung 2021 in TWh
- Tab. 2: Quartalsangaben für die Jahre 2019 – 2021 / Diverse Kennzahlen für Stromverfügbarkeit der Nutzenergie in 2021
- Tab. 3: Auswertung Stromproduktion Wind + PV wöchentlich  
(Angaben in MWh)
- Tab. 4: Stromproduktion für Bereiche vom Typ „kleiner Durchschnittswert“ in 10%-Schritten
- Tab. 5: Veränderung der Verhältnisse zwischen Stromlücke und Überschussstrom