Westfälisches Energieinstitut

Energiewende und Versorgungssicherheit 2045

Dunkelflauten erfordern Handeln!

Bild hergestellt mit AI, 05.05.2024, 18:37

Autor: Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler, Westfälisches Energieinstitut

Auftraggeber: keiner/Selbstbefassung

Datum: 14.08.2024 (Version 1.1, ersetzt Version 1.0 vom 05.05.2024)

Inhalt

Zusammenfassung 3
Vorbemerkung 5
Künftige Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien 6
Temporäre EE-Leistungsdefizite 10
Bedarf an regelbaren Backup-Kraftwerken 12
Gestehungskosten von Wasserstoff-Kraftwerken 14
Lösungsansatz 16

Zusammenfassung

Deutschlands Stromversorgung soll im Jahr 2045 gemäß aktueller Planung (z.B. EEG 2023) ausschließlich mit Hilfe sog. erneuerbarer Energien geschehen. Hierzu gehören Wind- und Solarkraft und in erheblichst geringerem Maße Biomasse- und Laufwasserkraft.

Bekannt ist, dass die Energiezufuhr aus diesen Energiequellen überwiegend volatil und daher inkompatibel mit dem Strombedarf der Verbraucher ist. Ohne weitere Maßnahmen käme es ständig zu Über- oder Unterversorgungssituationen mit der Folge dauerhafter Blackouts.

Während eine Überversorgung im einfachsten Fall mit dem rechtzeitigen, wenn auch unwirtschaftlichen Abschalten der entsprechenden Energieversorger sehr gut beherrschbar ist – andere Maßnahmen sind die Speicherung der überschüssigen Energie oder deren Export, sofern es das Ausland zulässt –, ist die Darstellung der Versorgungssicherheit im Falle einer Unterversorgung, also die Vermeidung ewiger Blackouts, nur mit Hilfe zusätzlicher aktiv steuerbarer Energiequellen darstellbar. In Frage kommen hierfür nach heutiger Diskussionslage Gas- bzw. H_2-Kraftwerke, virtuelle und reale Batterie-Kraftwerke, sowie Pumpspeicher-Kraftwerke und Stromimporte. Für den Import muss das Ausland für Deutschland regelbare Kraftwerke vorhalten, die stets dann mit erster Priorität bereitstehen müssen, wenn Deutschland in eine Unterversorgungslage gerät. Diese Möglichkeit erscheint dem Berichter eher spekulativ als gesichert. Die Verwendung deutscher Kernkraftwerke wird heutzutage aus politischen Gründen negiert, während gleichzeitig und widersinnigerweise der Import ausländischen Kernkraftstroms billigend in Kauf genommen wird.

Vorliegende Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

1. Innerhalb eines 6-Jahres-Zeitraums können zahlreiche Dunkelflauten auftreten, deren Länge zwischen 1 Stunde und 265 Stunden (ca. 11 Tage) variiert. Dabei treten häufig Leistungsdefizite von über 150 GW auf.
2. Zwischen der 1. bis zur 6. Stunde kann das Leistungsdefizit mit Hilfe von Batterie- und Pumpspeicher-Kraftwerken sehr gut bis zufriedenstellend gedeckt werden. Im leistungsbegrenzten „Streckbetrieb“ ist dies unter günstigen Bedingungen auch bis zu 18 Stunden (<1 Tag) möglich.
3. Im Falle längerer Leistungsdefizit-Phasen, bis zu 11 Tage, kommen nur noch steuerbare Kraftwerke in Frage, die mit einer abrufbaren Leistung von mindestens 140 GW verfügbar sein müssen. Diese Kraftwerke sind entweder im Inland oder im Ausland vorzuhalten.
4. Die Auslastung dieser steuerbaren Kraftwerke beträgt im Durchschnitt knapp 500 Volllaststunden pro Jahr. Sie müssten innerhalb eines 6-Jahreszeitraums 1.300-mal für maximal 10 Stunden, 750-mal für maximal 20 Stunden, 70-mal für maximal 30 Stunden usw. bis einmal für etwa 250 Stunden in Betrieb genommen werden.
5. Private Investitionen in steuerbare Kraftwerke sind bei derart geringfügigen Auslastungen wirtschaftlich nicht darstellbar. Mit Stromgestehungskosten von knapp 730 €/MWh_{el} wäre zu rechnen. Insbesondere auch dann, wenn es sich um Kraftwerke mit Wasserstoffversorgung unbekannter Provenienz, Lieferzuverlässigkeit und Handelspreise handeln sollte. Derartige Backup-Kraftwerke werden somit unabhängig von ihren Betriebsmitteln (also Erdgas, Wasserstoff und ggfs. Kernkraft) so lange nicht gebaut werden, bis sich ihre Betriebsbedingungen, also ihre Volllaststundenzahlen, ändern. Anderenfalls dürfte der Strompreis „ins Unermessliche“ steigen und wäre bestenfalls noch über Haushaltsmittel des Bundes oder der Länder und somit über Steuern finanzierbar, Stichwort Kapazitätsmarkt. Ein solcher Weg wird derzeit zwar für ein niedriges

Kraftwerksniveau (≈10 GW) erwogen, erscheint aber mit Blick auf den künftig zu antizipierenden Kraftwerkspark (>100 GW) nicht sinnhaft. Schwer vorstellbar ist, dass ersatzweise das Ausland diese Kraftwerke für Deutschland aufbaut, da dann vergleichbare Probleme auftreten dürften. Erst recht dann, wenn das Ausland sich in ähnlichen und synchron ablaufenden EE-Mangelsituationen befindet, wie Deutschland.

6. Können also unter den bisherigen staatlichen Vorgaben zur Energiewende steuerbare Kraftwerke der erforderlichen Leistung nicht gebaut werden, kann die Versorgung grundsätzlich nicht gesichert werden. Aufgrund dieses Befundes ist die Energiewende heutiger Ausprägung als gescheitert zu betrachten.
7. Abhilfe geschaffen werden kann dann, wenn die steuerbaren Kraftwerke mit deutlich längeren Laufzeiten, vergleichbar den heutigen Laufzeiten, versehen werden.
8. Aus Sicht des Berichters macht es somit Sinn, steuerbare Kraftwerke für einen Dauerbetrieb zuzüglich steuerbarer Kraftwerke zum Ausgleich von Last- und Versorgungsschwankungen zu installieren bei gleichzeitig erheblicher Reduzierung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren-Kraftwerke.
9. Eine gleichzeitige erhebliche Reduzierung der Erneuerbaren-Kraftwerke führt allerdings dazu, dass auch die hiermit einhergehenden hohen Überschussenergien erheblich reduziert würden. Eine Selbstversorgung Deutschlands aus mit Elektrolyseuren (derzeit sind noch nach Auffassung des Berichters unrealistische 80 GW mit 3.000 Volllaststunden pro Jahr geplant, Quelle: Bundesnetzagentur) erzeugtem Wasserstoff für entsprechende Wasserstoff-Kraftwerke ist dann nicht mehr möglich. Der fehlende Wasserstoff müsste zuverlässig, also mit Liefergarantie, aus unbekannten Quellen (Europa, sonstiges Ausland) beschafft werden. Da sich Deutschland in Sachen Energiewende als Vorbild für die Welt sieht, dürfte der größte Teil des Auslands allerdings die gleichen Probleme haben, sollte dieses Deutschlands Energiewende-Bemühungen tatsächlich nachahmen wollen.[1]

[1] Entsprechende Hinweise für eine solche Vorbildfunktion Deutschlands sind bisher jedenfalls nicht erkennbar.

Vorbemerkung

Die vorliegende Version 1.1 ersetzt die bis Ende Juli 2024 gültige Version 1.0 mit Veröffentlichungsdatum vom 05.05.2024. Die Aktualisierung wurde im Hinblick auf eine aktuelle Veröffentlichung des BMWK zum Thema „Strommarktdesign der Zukunft“, Juli 2024, erforderlich. Diese Veröffentlichung erforderte eine Klarstellung in Sachen Kapazitätsmarkt. Außerdem wurden in Form von Fußnoten noch einige begleitende Erläuterungen hinzugefügt.

Die in diesem Bericht dargestellten Berechnungsergebnisse beruhen auf der technischen Datenlage, die dem 2. Positionspapier[2] des Westfälischen Energieinstituts Gelsenkirchen zugrunde liegt. Diese Datenlage wiederum beruht überwiegend auf Daten der Bundesnetzagentur und von ENTSO-E. Entsprechende Zitierungen erfolgen nachfolgend mit Bezug auf diesen Verweis daher nicht mehr.

[2] https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/positionspapier-zur-energiewende/

Künftige Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien

Bis spätestens 2045 ist eine EE-Stromerzeugung[3] von 1.031 TWh/a bei einem Stromverbrauch von 1.079 TWh/a geplant. Der Stromverbrauch umfasst unter anderem den Bedarf von 240 TWh/a für die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse und von 80 TWh/a Übertragungsverlusten. Zur direkten energetischen Nutznießung durch den Verbraucher sind somit 759 TWh/a vorgesehen. Das rechnerisch entstehende und in der Gesamtschau marginale Defizit von 48,5 TWh/a soll direkt oder indirekt mittels Stromimport aus dem Ausland dargestellt werden.

Die Anteile der an der EE-Stromerzeugung beteiligten EE-Energieerzeuger werden in den fünf nachfolgenden Bildern dargestellt. Für die dargestellten Leistungsverläufe wird fiktiv angenommen, dass die Energiewende schon im Jahr 2016 umgesetzt gewesen sei. Es wird ein Zeitraum von sechs Jahren von Anfang 2016 bis Ende 2021 betrachtet. Die Leistungswerte sind stündlich gemittelt: In Wirklichkeit treten höhere Leistungsspitzen und niedrigere Leistungstäler auf wie hier dargestellt.

Der schwarze Verlauf in Bild 1 stellt die Leistungsaufnahme der elektrischen Last inklusive knapp 10% Übertragungsverlusten dar. Die Stromaufnahme durch Elektrolyseure ist im Verlauf nicht inkludiert. Im Mittel nimmt die Last inkl. Übertragungsverlusten pro Jahr etwa 840 TWh/a auf. Ihre Spitzenleistungswerte liegen im Bereich von 150 bis 180 GW. Die zu den Winterszeiten klar heraustretenden Leistungsspitzen sind durch die Leistungsaufnahme von Wärmepumpen bedingt, aber auch durch die im Winter erhöhte Leistungsaufnahme durch Elektro-Fahrzeuge.

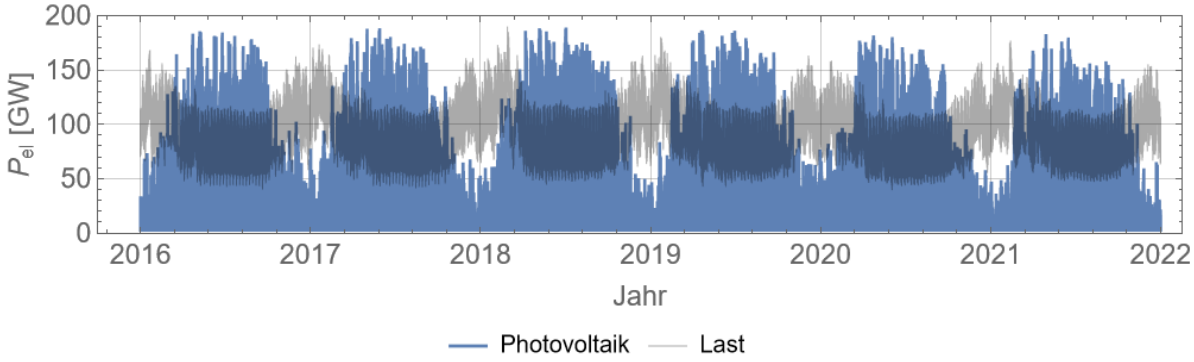

Bild 1: Elektrische Last inkl. ca. 10% Übertragungsverlusten (schwarz) im Vergleich zur elektrischen Photovoltaik-Leistung (blau).

Blau dargestellt ist die elektrische Leistung P_{el} aus *PV-Anlagen* mit einer installierten Leistung von 400 GW und einer gemittelten jährlichen Energieabgabe von 374 TWh/a. Dies entspricht etwa der Hälfte der jährlichen Energieaufnahme durch die elektrische Last. Das Bild zeigt klar, dass Photovoltaik zu Sommerzeiten zu einem massiven Leistungsüberangebot im Vergleich zu der ein Minimum durchfahrenden Leistungsaufnahme der elektrischen Last aufweist, während sich dies zu Winterszeiten umgekehrt verhält.

Bild 2 stellt die Verläufe von Last und Stromerzeugung durch *Windkraftwerke an Land* vergleichend dar.[4] Die installierten 160-GW-Windkraftwerke erzeugen pro Jahr im Mittel einen Strom

[3] EE = Erneuerbare Energien (Windkraft an Land, Windkraft auf See, Photovoltaik, Laufwasser, Biomasse, sonstige nichtfossile Energieerzeuger ohne Nuklearenergie)

[4] Zur Erzeugung des Leistungsverlaufs „Windkraft an Land“ wurden die in der Vergangenheit gemessenen Leistungsverläufe auf die jeweils installierte Leistung normiert und zunächst mit der von der Bundesnetzagentur für 2045 vorgesehenen Windkraft-Nennleistung von 160 GW multipliziert. Dieser Verlauf ist im Bild

von 397 TWh/a (siehe Fußnote 4), also etwas mehr wie die Photovoltaik-Kraftwerke und etwa die Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs. Last und Windkraft verlaufen mehr oder minder synchron. Hohe und geringe Lastamplituden werden begleitet von hohen und geringen Erzeugeramplituden aus den Land-Windkraftanlagen.

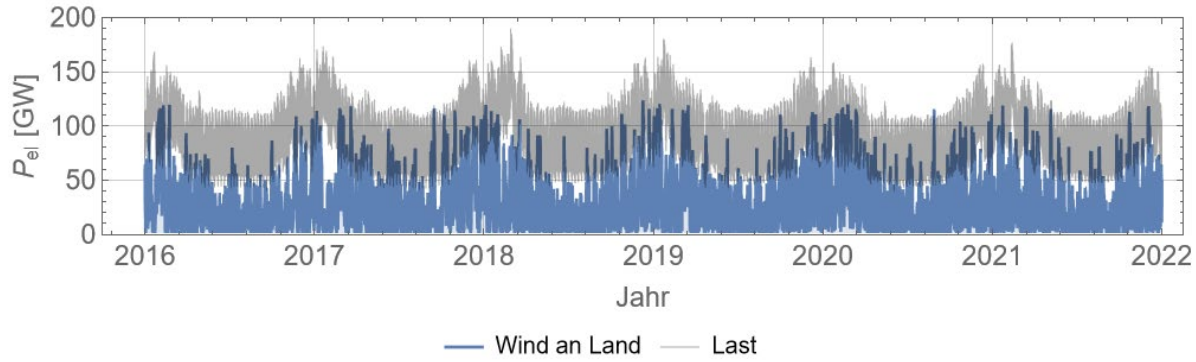

Bild 2: Elektrische Last inkl. ca. 10% Übertragungsverlusten (schwarz) im Vergleich zur elektrischen Leistung aus Wind-an-Land-Kraftwerken (blau).

Bild 3 zeigt den Lastverlauf zusammen mit der *Erzeugerleistung aus See-Windkraftanlagen* mit einer installierten Leistung von 70 GW. Diese erzeugen im Mittel pro Jahr eine Energie von 230 TWh/a, also etwa ein Viertel des jährlichen Lastbedarfs.

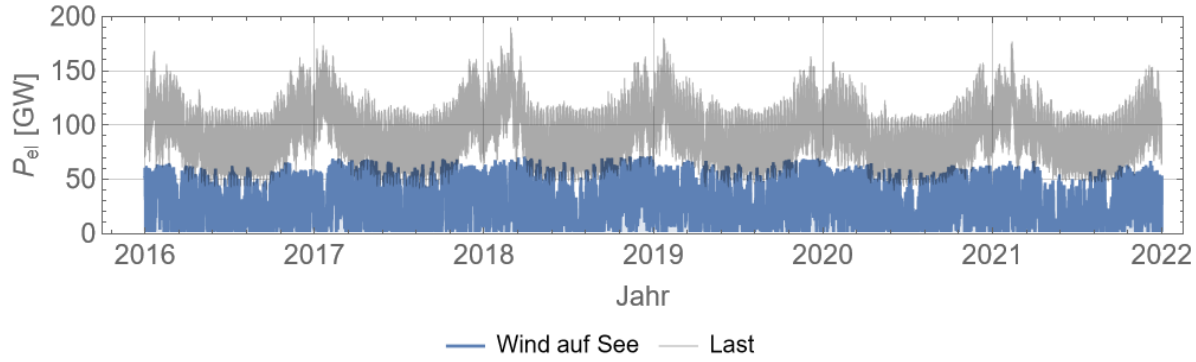

Bild 3: Elektrische Last inkl. ca. 10% Übertragungsverlusten (schwarz) im Vergleich zur elektrischen Leistung aus Wind-auf-See-Kraftwerken (blau).

Dabei werden Spitzenerzeugerleistungen von bis zu knapp 70 GW erzeugt. Eine ausgeprägte Jahreszeitenabhängigkeit wie bei den Land-Windkraftanlagen ist nicht erkennbar, sieht man von nicht so stark aber gut erkennbaren ausgeprägten sommerlichen Leistungseinbrüchen ab. Die See-Windkraftleistung ist, abgesehen von Sommerzeiten, überwiegend geringer als der kleinste Leistungsaufnahmewert durch die elektrische Last.

Bild 4 stellt Last und Energieerzeugung aus *Biomasse-Kraftwerken* gegenüber.

---

dargestellt. Der Verlauf genügt dem durchschnittliche Nutzungsgrad landseitig liegender Windkraftwerke von ca. 20%, was bei einer Nennleistung von 160 GW zu einer jährlichen Energieausbeute von lediglich ca. 255 TWh/a führt. Die Bundesnetzagentur spekuliert für das Jahr 2045 allerdings mit einem Nutzungsgrad von 28% und somit mit einer Energieausbeute von 397 TWh/a. Zur Darstellung dieses Wertes wurde die installierte Leistung von 160 GW im Nachgang rechnerisch auf ca. 220 GW angehoben. Dieser angehobene Wert wird für die weiteren Berechnungen verwendet.

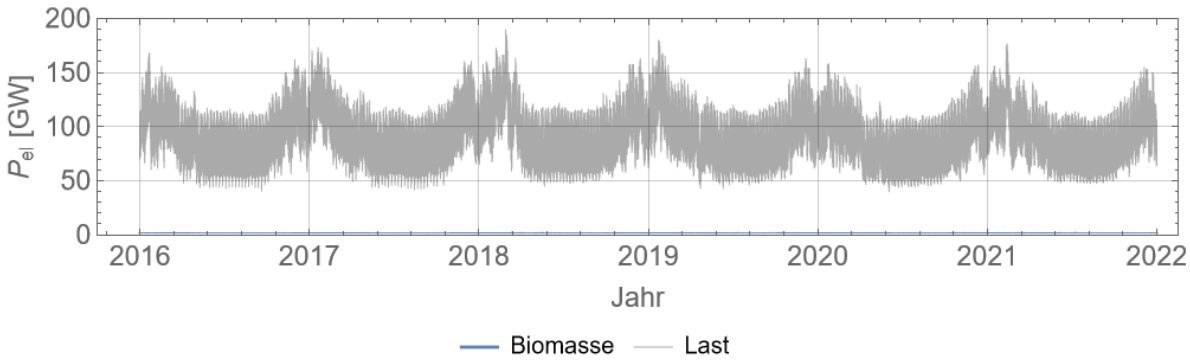

Bild 4: Elektrische Last inkl. ca. 10% Übertragungsverlusten (schwarz) im Vergleich zur elektrischen Leistung aus Biomasse-Kraftwerken (blau).

Im Vergleich zu den anderen EE-Erzeugern spielen Biomasse-Kraftwerke mit ihrer installierten Leistung von nur 2 GW offenbar keine Rolle; die blaue Leistungsverlaufslinie löst sich kaum von der Nulllinie. Sie erzeugen eine mittlere Jahresenergie von lediglich 6 TWh/a.

Schließlich zeigt Bild 5 noch den Vergleich Last vs. Leistung aus etwa 5 GW installierten *Laufwasserkraftwerken*. Diese können etwa 21 TWh/a Jahresenergie erzeugen und spielen somit für die Stromversorgung so wie Biomasse-Kraftwerke ebenfalls kaum eine Rolle.

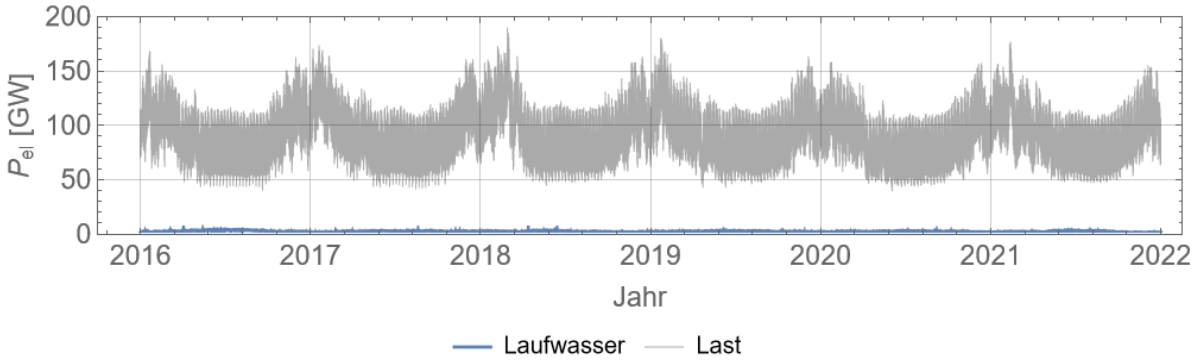

Bild 5: Elektrische Last inkl. ca. 10% Übertragungsverlusten (schwarz) im Vergleich zur elektrischen Leistung aus Laufwasser-Kraftwerken (blau).

Durch Superposition der oben dargestellten Erzeugerleistungen ergeben sich die Leistungsverläufe gemäß Bild 6.

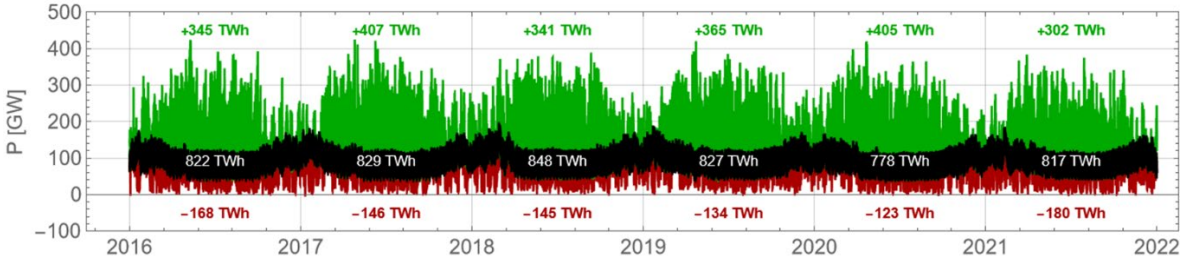

Bild 6: Für das Jahr 2045 avisierte Leistungsverläufe: Schwarz – Elektrische Last, Rot/Grün – Stromerzeugung.

In Schwarz dargestellt ist wieder der zu antizipierende Leistungsbedarf der elektrischen Last, in Rot/Grün die EE-Gesamtstromerzeugung *ohne* Stromim- oder -export. Grün bedeutet Übererzeugung an Leistung, die insbesondere auf die geplanten PV-Kraftwerke zurückzuführen ist, Rot bedeutet Untererzeugung an EE-Leistung z.B. durch den regelmäßig zu erwartenden und nicht beeinflussbaren Stillstand oder Fast-Stillstand von PV- und Wind-Kraftwerken, Stichwort „Dunkelflaute“. Die grün eingetragenen Zahlen sind die Energieüberschüsse eines Jahres, die rot

dargestellten Zahlen sind die Energiedefizite eines Jahres. Die weiß dargestellten Zahlen entsprechen dem entsprechenden Jahres-Stromverbrauch der elektrischen Last inklusive Übertragungsverlusten. Die Differenz aus den jährlichen Energieüberschüssen und -defiziten erklärt sich durch Wärmeverluste bei der Elektrolyse von Wasserstoff (160 TWh/a Wasserstofferzeugung bei 80 TWh/a Wärmeverlusten; diese Wärmeverluste entsprechen den Wärmeverlusten von etwa vierzig 1-GW-Kernkraftwerken) und den ebenfalls hohen Verlusten (≈60%) der Wasserstoff-Kraftwerke, die aufgrund ihrer kurzen Laufzeiten, siehe unten, nur teilweise für direkt abzweigbare Fernwärmezwecke[5] einsetzbar sind. Da die Elektrolyse-Anlagen überwiegend im Sommer bei PV-Überangebot arbeiten, dürften diese ebenfalls kaum für direkt abzweigbare Fernwärmezwecke geeignet sein, siehe aber Fußnote 5.

Bild 7 zeigt in doppellogarithmischer Darstellung die nach ihrer Größe sortierten Zeitdauern von Dunkelflauten (rot) bzw. von Phasen der Überschusseinspeisung (grün) in Abhängigkeit von der Anzahl ihres Auftretens.

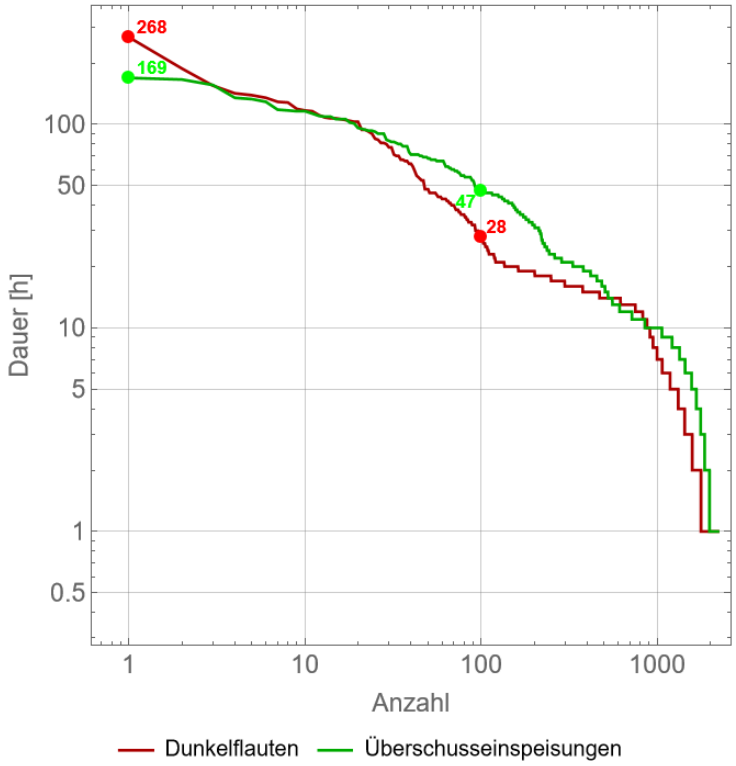

Bild 7: Für die fiktiven Jahre 2016 bis 2021 angefallene Dauern von Dunkelflauten und von Überschusseinspeisungen.

Beispielablesung: In einem Fall (Anzahl = 1) innerhalb des betrachteten fiktiven 6-Jahreszeitraums dauert eine Dunkelflaute 268 Stunden (roter Punkt links oben) bzw. eine Phase der Überschusseinspeisung 169 Stunden (grüner Punkt links oben). In 100 Fällen (Anzahl = 100) dauern die Dunkelflauten mehr wie 28 Stunden (roter Punkt Mitte) und die Phasen der Überschusseinspeisungen länger als 47 Stunden.

Insbesondere die temporär auftretenden länger andauernden Dunkelflauten bzw. Leistungsdefizite sind als primär kritisch zu betrachten.

[5] Ließe sich die Verlustwärme allerdings für ca. ein halbes Jahr in Wärmespeichern unterbringen, ergäbe sich, abgesehen vom wirtschaftlichen Mehraufwand, aus technischer Sicht ein anderes Bild.

Temporäre EE-Leistungsdefizite

Mit Blick auf die unabdingbare Versorgungssicherheit ist prioritär die potenzielle Untererzeugung an benötigter elektrischer Leistung, also die häufig auftretenden Leistungsdefizite, von Interesse. Ließe man dies ignorierend zu, wäre fortlaufend mit fatalen Blackouts zu rechnen. Eine Unterversorgung in diesem Ausmaß ist somit grundsätzlich unzulässig. Zur Vermeidung einer Unterversorgung sind zusätzliche Energiequellen entsprechend angepasster Leistung erforderlich. Die ebenso kritische Überversorgung könnte zwar ebenfalls zu Blackouts führen, ließe sich aber z.B. durch EE-Abschaltungen, EE-„Vernichtung“[6], EE-Speicherung und/oder EE-Export bewältigen. Trotz der hiermit verbundenen voraussichtlich aufwändigen Maßnahmen ist das Thema der EE-Überversorgung nicht Gegenstand dieses Berichtes; dieser konzentriert sich auf das diffizile Thema der zu erwartenden EE-Unterversorgung.

Bild 8 stellt das Leistungsdefizit aufgrund der in Bild 6 rot markierten EE-Unterversorgung dar. Dies ist der Betrag des negativen Teils der sogenannten Residualleistung, also der Differenz zwischen EE-Stromerzeugung und elektrischer Last.

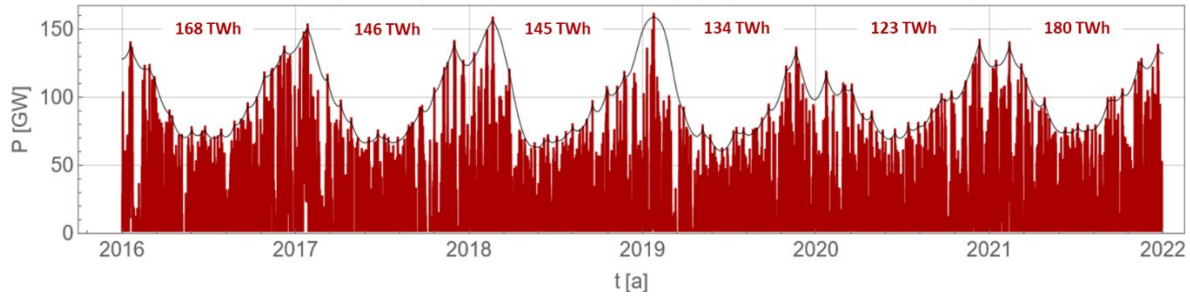

Bild 8: Noch zu deckende Defizitleistung. Rote Zahlen: Noch pro Jahr zu deckende Energiedefizite.

In den Jahren 2016 bis 2021 wäre gemäß dem Bild mit Fehlenergien von 123 bis 180 TWh zu rechnen gewesen, rote Zahlen. Dabei wären insbesondere zu Beginn dieser Jahre regelmäßig Leistungsdefizite von 135 bis 160 GW aufgetreten. Diese Leistungsdefizite wären grundsätzlich mit Leistungsbeiträgen aus Backup-Kraftwerken, z.B. Pumpspeicherkraftwerken, virtuellen oder realen Batterie-Kraftwerken[7], Gaskraftwerken oder Kraftwerken der europäischen Anrainerstaaten zu decken gewesen. Bei Gaskraftwerken würde es sich nach heutiger Lesart um Wasserstoff-Kraftwerke handeln; Kernkraftwerke oder fossile Kraftwerke sind aufgrund derzeit gültiger politischer Weisungen ausgeschlossen. Stromimporte hingen von der Stromexportwilligkeit und -fähigkeit der Anrainerstaaten ab.

Bild 9 zeigt den Verlauf der noch zu deckenden Defizitleistung im logarithmischen Maßstab. Farbig dargestellt sind die zwanzig längsten Dunkelflauten und somit Unterversorgungsperioden im betrachteten Zeitbereich. Die Nummern an den farbigen Bereichen geben die Ränge der Dauern dieser Dunkelflauten an. Dem Bild lässt sich zunächst entnehmen, dass die mächtigsten Dunkelflauten bzw. Leistungsdefizite stets zur Winterzeit auftreten.

[6] Zum Beispiel die bereits heute exerzierte, künftig aber nicht mehr ausreichende Aufladung von Pumpspeichern und deren Entleerung im generatorischen Leerlauf.
[7] Virtuelle Batterie-Kraftwerke sind über das Netz miteinander verbundene und steuerbare Privat-Batterien.

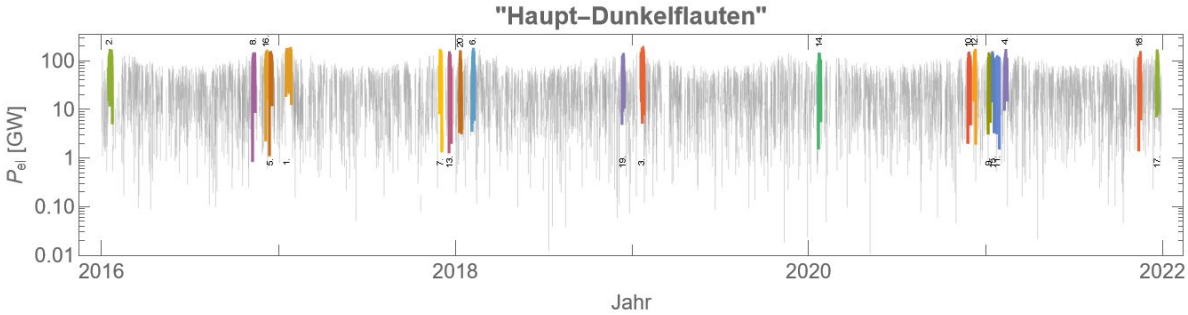

Bild 9: Die zwanzig längsten Dunkelflauten, dargestellt in logarithmisch aufgetragener Defizitleistung.

Dies verwundert nicht, da zu dieser Jahreszeit mit der höchsten Last, z.B. auch durch Wärmepumpen, bei gleichzeitig geringstem PV-Leistungseintrag zu rechnen ist. Windkraft an Land gleicht dieses Leistungsdefizit zwar teilweise aus, kann aber aufgrund der hiermit verbundenen Volatilität und insbesondere bei winterlichen Windflauten nicht zum erforderlichen garantierten Ausgleich beitragen.

Die defizitären Leistungsverläufe und somit die erforderlichen Backup-Kraftwerksleistungen für die drei langandauerndsten Dunkelflauten 1, 2 und 3 aus Bild 9 sind in Bild 10 dargestellt.

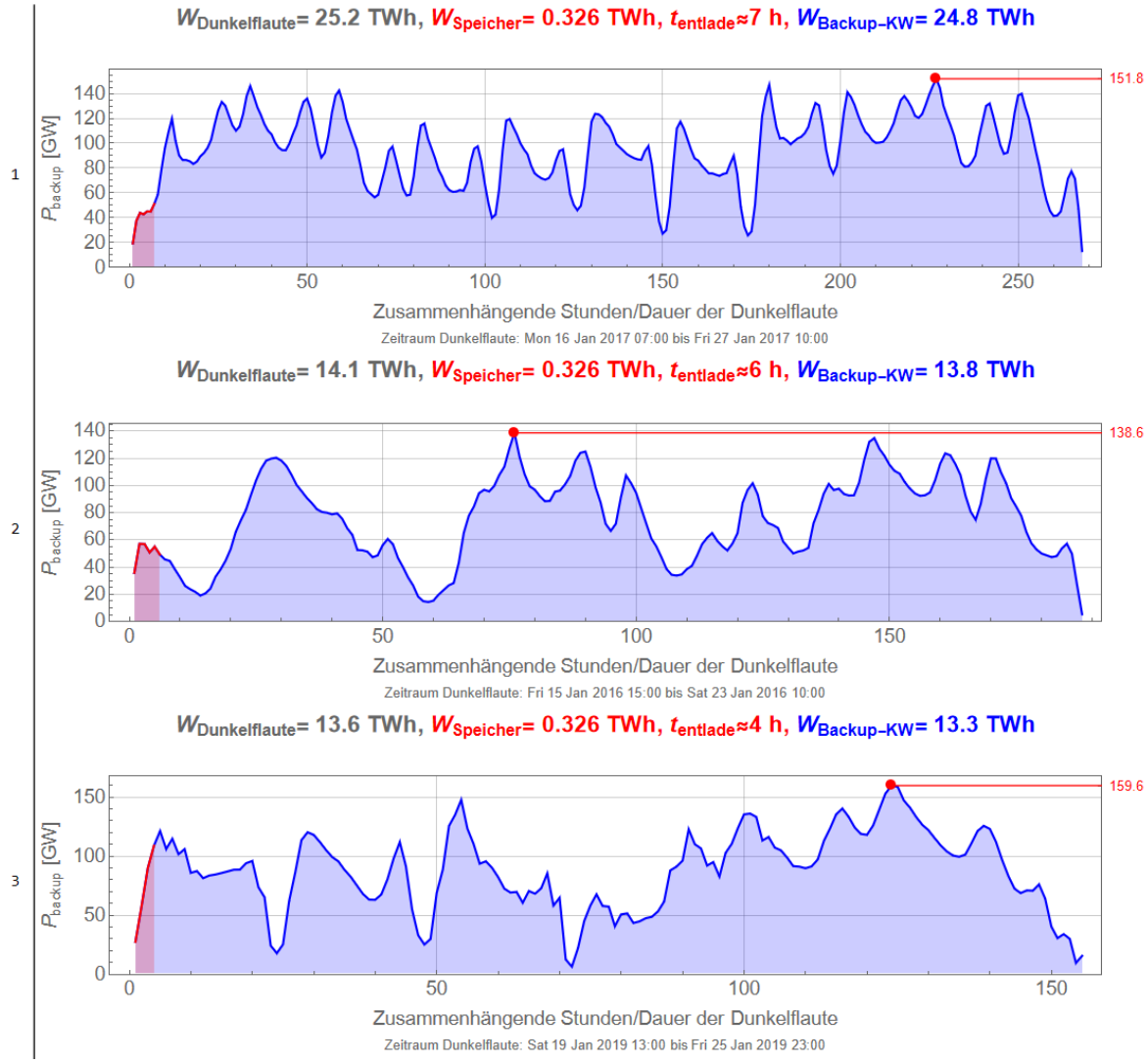

Bild 10: Zeitlicher Verlauf der drei längsten Dunkelflauten aus Bild 9 als Beispiel. Rot: Bereich der Energieversorgung aus Batterie- und Pumpspeichern. Blau. Bereich der Energieversorgung aus anderen Kraftwerken und aus Stromimport.

Diese haben eine Dauer von 150 bis 270 Stunden bzw. von 6 bis 11 Tagen. Die Leistungsverläufe variieren zwischen 10 bis 160 GW. Rot dargestellt ist der Bereich der Instantan-Versorgung aus Batterie- und Pumpspeichern, blau dargestellt ist der Bereich der Stützversorgung aus regelbaren CO_2-freien Backup-Kraftwerken und aus Stromimporten. Die Speicher haben Entladeenergien von 0,33 TWh bei Laufzeiten zwischen vier und sieben Stunden. Aus Backup-Kraftwerken und Stromimport werden 13 bis 25 TWh zur Verfügung gestellt. Speicher-Kraftwerke tragen in der Gesamtschau länger andauernder Dunkelflauten also nur einen marginalen energetischen Teil zur Versorgungssicherheit bei. Selbst wenn man von ihnen als anfängliche Instantan-Reserve absieht und ihre Energie insbesondere zu Zeiten maximalen Leistungsbedarfs einsetzt, können Sie lediglich als Not-, nicht aber als Hauptreserve zur Darstellung der Versorgungssicherheit dienen.[8] Inwieweit Stromimporte aus den europäischen Anrainerstaaten bei den dargestellten Leistungen und Energien eine tragende Rolle spielen können, bleibt dem Berichter unklar. Diese müssten aber ebenso aus regelbaren Kraftwerken bereitgestellt werden, da im Winter mit großräumig minimaler Sonneneinstrahlung und bei großräumigen Windflauten, die die entsprechenden Länder ebenfalls erfassen, kaum damit zu rechnen ist, dass eine ausreichende regelbare EE-Versorgung aus Europa zur Verfügung steht. Zudem ist damit zu rechnen, dass die entsprechenden Anrainerstaaten ihre eigenen Kraftwerke zu diesen Zeiten selbst benötigen und nicht einfach im Handelswettbewerb vollständig auf Deutschland umschalten können, um dann im eigenen Land bei der Versorgungssicherstellung zu fehlen. Der Berichter geht daher davon aus, dass Deutschland sich seinen Backup-Kraftwerkspark prinzipiell schon selbst installieren muss und dies nicht einfach auf das Ausland abschieben darf. Beim Ausgleich üblicher Leistungsschwankungen kann dann dennoch, wie bisher, wechselseitig auf die jeweiligen steuerbaren Kraftwerke zugegriffen werden.

Bedarf an regelbaren Backup-Kraftwerken

Einen Überblick über das für den Zeitraum 2016 bis 2021 erfasste Konglomerat an Versorgungsausfällen ist in Bild 11 dargestellt.

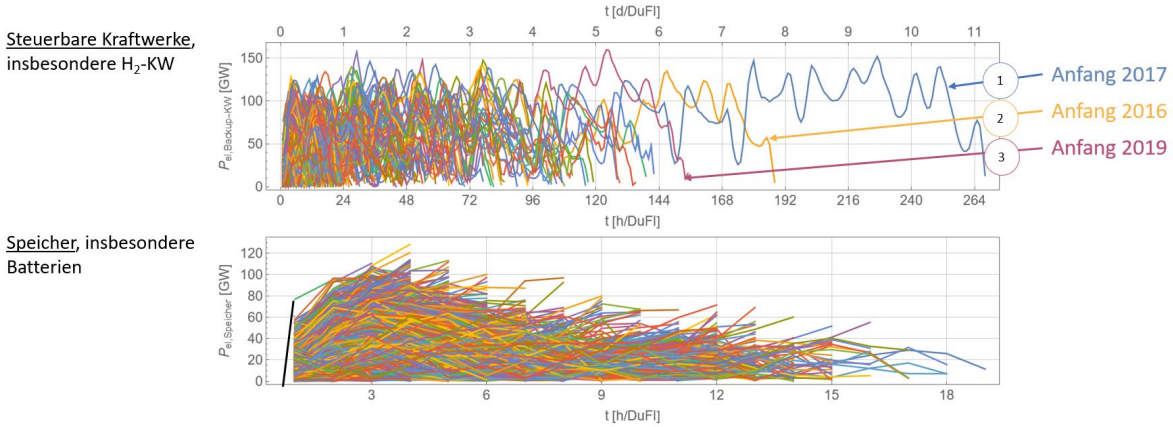

Bild 11: Leistungsbedarfe aus steuerbaren Kraftwerken und Speicher-Kraftwerken im Zeitraum 2016 bis 2021 und deren Dauer.

Ausgegangen wird dabei von einem Versorgungsansatz gemäß Bild 10: Zunächst wird die Instantan-Reserve aus Speicher-Kraftwerken eingesetzt, anschließend die Dauer-Reserve regelbarer

[8] Dieser Fall wird angenommen auf S. 692, Abbildung 2, in M. Löffler, R.-M. Marquardt: „Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke“ erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?“ Wirtschaftsdienst, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 103. Jahrgang, Heft 10, 2023, S. 689-697. Erwartungsgemäß ändern sich die hier ermittelte Größenordnungen der erforderlichen Nennleistung nur marginal.

Backup-Kraftwerke. Das obere Teilbild zeigt den Leistungsbedarf aus den Backup-Kraftwerken, das untere Teilbild den Leistungsbedarf aus Speicher-Kraftwerken. Im oberen Teilbild sind die drei Leistungsverläufe aus Bild 10 gesondert hervorgehoben: 1, 2, 3.

Aus Speicher-Kraftwerken werden Leistungen bis zu 130 GW bei Laufzeiten von bis zu 19 Stunden bei entsprechend geringeren Leistungsabrufen abgerufen. Danach sind die Speicher leergelaufen und werden durch regelbare Backup-Kraftwerke abgelöst; diese müssen Leistungen bis zu 160 GW für Dauern bis zu 265 Stunden bzw. 11 Tagen bereitstellen. Die Leistungsanforderungen sind dabei schwankend, siehe auch vorangehendes Kapitel.

Bild 12 zeigt im doppellogarithmischen Maßstab den Zusammenhang zwischen den während der betrachteten Dunkelflauten auftretenden maximalen Backup-Leistungen $P_{backup,max}$ und dem dabei aufgetretenen Energiebedarf W_{backup} aus den Backup-Kraftwerken (Gas- und Speicher-Kraftwerke). Zunächst fällt der anfangs lineare Anstieg der Punkteschar auf, der ab Energiewerten über 0,1 TWh/Dunkelflaute in eine Sättigung übergeht. Insgesamt bedeutet dies, dass der Bedarf an installierter Backup-Leistung ansteigt, je energiemächtiger die jeweiligen Dunkelflauten sind. Ab Energiewerten größer wie 0,33 TWh/Dunkelflaute können Speicher-Kraftwerke aufgrund ihrer auf diesen Wert beschränkten Speicherkapazität keinen Beitrag mehr leisten und müssen durch Gas-Kraftwerke abgelöst werden. Diese müssen einen Leistungsbedarf von 30 bis 100 GW decken können.

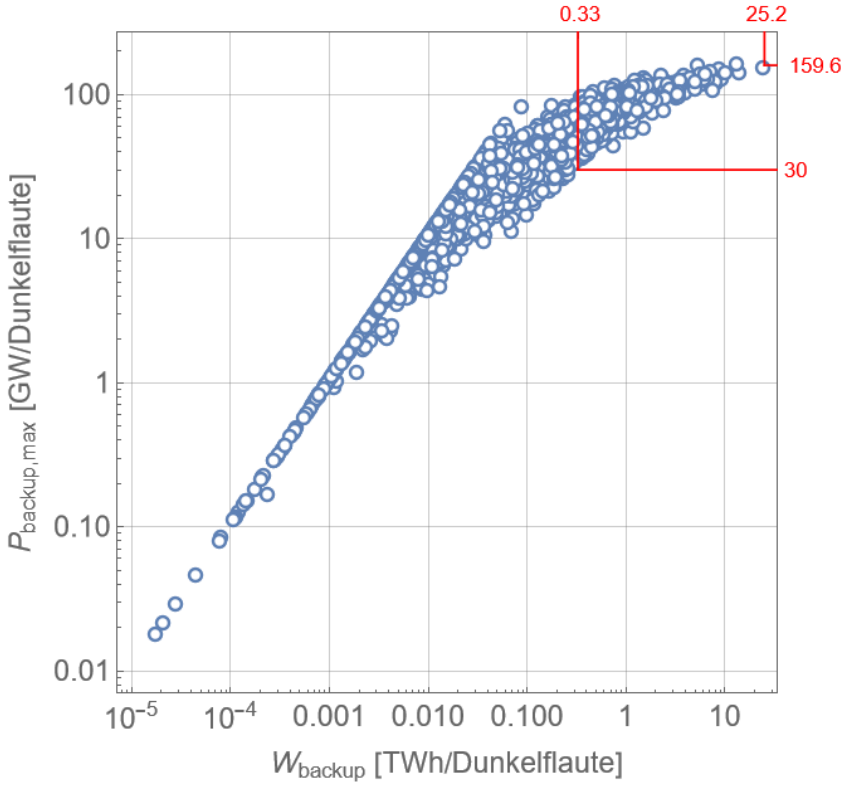

Bild 12: Zusammenhang zwischen den erforderlichen Backup-Leistungen (Gas-Kraftwerke und Speicher-Kraftwerke) und den während der jeweiligen Dunkelflauten zu erzeugenden Energien.

Noch energiemächtigere Dunkelflauten, deren Energiebedarf bis zu 25,2 TWh betragen kann, weisen einen Leistungsbedarf aus Gaskraftwerken von bis zu knapp 160 GW auf.

Der regelbare Kraftwerkspark muss also Leistungen bis 160 GW bereitstellen. Geht man von 85% Verfügbarkeit dieser Kraftwerke aus, müsste der gesamte Kraftwerkspark eine installierte Leistung von knapp 190 GW aufweisen. Sicher ließen sich noch andere Reserven spekulativer

Leistungsfähigkeit und Ergiebigkeit erschließen. Hierzu zählen z.B. Demand-Side-Management bzw. Laststeuerungen durch Smart-Grid-Eingriffe, die aber eher den Charakter unerwünschter Noteingriffe vergleichsweise geringer Kapazitätsreserve haben. Ohne Kenntnis entsprechender Daten soll daher salvatorisch angenommen werden, dass lediglich ca. 140 GW installierter Kraftwerksleistung benötigt werden und dass die fehlenden ca. 50 GW für die erforderlichen Laufzeiten „irgendwo anders“ her bezogen werden können.[9] Die nachfolgend in den Blick genommenen Größenordnungen von Werten ändern sich hierdurch nicht.

Gestehungskosten von Wasserstoff-Kraftwerken

Die bei Dunkelflauten bei fluktuierendem Leistungsbedarf anfallenden Laufdauern der regelbaren Kraftwerke stellt das Histogramm in Bild 13 zusammenfassend dar.

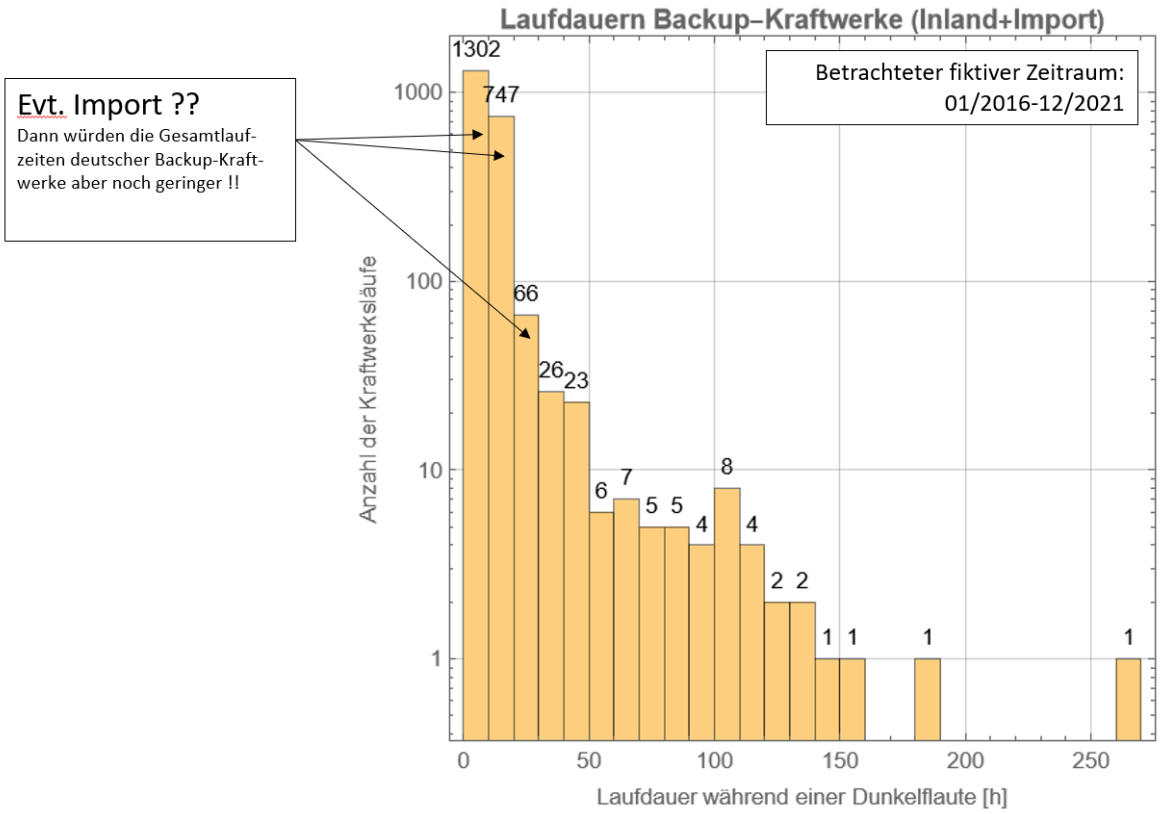

Bild 13: Während der Dunkelflauten zu erwartende Laufdauern der regelbaren Backup-Kraftwerke.

So wird die Leistung regelbarer Kraftwerke z.B. 1.302-mal für Laufdauern bis zu 10 Stunden und 8-mal für Laufdauern von 100 bis 110 Stunden abgerufen.

Eine Bilanzierung aller Laufzeiten ergibt im Mittel eine jährliche Volllaststundenzahl von 482 Vlh/a bei einem mittleren Nutzungsgrad der installierten Leistung von 5,5%. Zum Vergleich:

[9] Sollte der von der Bundesnetzagentur für Windkraft an Land angegebene Wert von 397 TWh/a bei 160 GW installierter Windkraftleistung tatsächlich darstellbar sein, vgl. Fußnote 4, ändern sich die Werte entsprechend. Dieser Fall ist rechnerisch allerdings nicht abbildbar, da für diesen spekulativen Fall keine verbrieften Windkraftverläufe aus der Vergangenheit vorliegen.

Heutige Gaskraftwerke werden mit 3.000 bis 3.500 Vlh Stunden betrieben.[10] 482 Vlh/a bei den häufig nur stoßartig oder fluktuierend auftretenden Leistungsabrufen versprechen bei Verwendung der derzeit favorisierten Wasserstoff-Kraftwerke aus Sicht des Berichters keinen wirtschaftlich vertretbaren oder zu Investitionsanreizen führenden Betrieb.

Dies lässt sich bei Anwendung des in der Literatur gemäß Fußnote 8, S. 694, Tabelle 3, angegebenen Berechnungsschemas belegen. Das Ergebnis ist in Bild 14 dargestellt.

Wasserstoff-Kraftwerk					
Nennleistung	**MW_{el}**	**50**			
Spezifische Inv.kosten	M€/MW_{el}	1,2			
Investitionsausgaben	Mio €	60			
Zinssatz (als WACC)	%	8,7			
kalkulierte Betriebszeit	a	30			
Annuität, nachschüssig	M€/a	5,69			
jährliche Volllaststunden	**h/a**	**482**	**500**	**800**	**1.600**
produzierte Strommenge	MWh_{el}/a	24.100	25.000	40.000	80.000
Kapitalkosten	€/MWh_{el}	236,1	227,6	142,3	71,1
Fixe Betr.kosten (geschätzt)	€	1.000.000			
Fixe Betriebskosten	€/MWh_{el}	41,5	40,0	25,0	12,5
Fixkosten gesamt	€/MWh_{el}	277,6	267,6	167,3	83,6
Brennstoffkosten	€/MWh_{th}	180			
Wirkungsgrad	%	40%			
Brennstoffkosten	€/MWh_{el}	450			
Transportkosten	€/MWh_{el}	1,30			
Sonstige var. Betr.kosten	€/MWh_{el}	1,00			
Grenzkosten gesamt	€/MWh_{el}	452,3			
Gestehungskosten	**€/MWh_{el}**	**729,9**	**719,9**	**619,6**	**535,9**

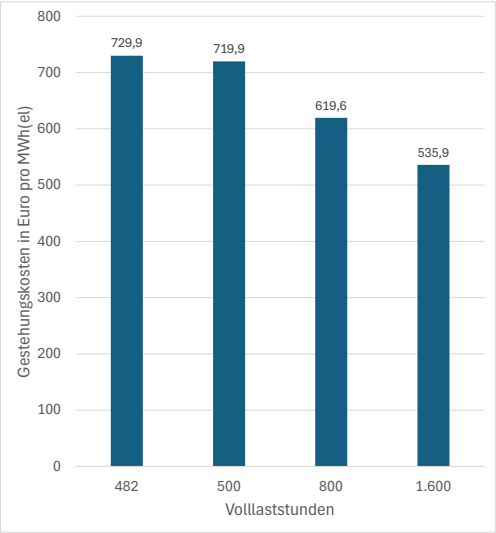

Bild 14: Gestehungskoten von Wasserstoff-Kraftwerken in Abhängigkeit ihrer Volllaststunden.

Werden Wasserstoff-Kraftwerke mit 1.600 Volllaststunden pro Jahr betrieben, betragen die Gestehungskosten demnach 536 €/MWh_{el}. Zum Vergleich: 500-MW_{el}-Erdgas-GuD-Kraftwerke bzw. 200-MW_{el}-Erdgas-Turbinen hätten unter ansonsten gleichen Bedingungen Gestehungskosten von 133 €/MWh_{el} bzw. von 153 €/MWh_{el}.[11] Bei Ansatz der von O. Malerius, siehe Fußnote 10, antizipierten 500 bis 800 Volllaststunden pro Jahr ergeben sich 620 bis 720 €/MWh_{el}, bei Anwendung der oben angegebenen 482 Volllaststunden pro Jahr ergeben sich 730 €/MWh_{el}.

Sollten die jährlichen Volllaststunden über zusätzlichen Import, zusätzliche Speicher oder andere Maßnahmen z.B. während der zahlreichen bis zu 30-stündigen Dunkelflauten weiter reduziert werden, siehe Anmerkung in Bild 13 links oben, würde die Wirtschaftlichkeit noch weiter reduziert werden.

Zwar ließe sich das Problem mit Hilfe von Kapazitätsmärkten prinzipiell lösen. So teilte das BMWK mit seinem „*Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges System*“ vom Juli 2024 mit: „*Derzeit favorisiert das BMWK einen Kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM). Ein KKM ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt kombiniert mit einer zentralen Komponente für besonders kapitalintensive steuerbare Kapazitäten mit längeren Refinanzierungshorizonten.*“

Die derzeitigen Überlegungen sind allerdings in Verbindung mit diesem BMWK-Favoriten eines Kapazitätsmarktes auf den Ausbau des derzeitigen Erdgas-Kraftwerksparks um lediglich 10 GW Wasserstoffkraftwerke bis zum Jahr 2034 fixiert, für den diese Überlegungen auch durchaus eine

[10] Oliver Malerius, Vorstandsvorsitzender Kraftwerke Mainz-Wiesbaden, siehe SWR Aktuell Rheinland-Pfalz, 15.03.2024, ab Minute 09:20. Dieser kommt zwar noch auf 500 bis 800 Vlh/a, hält diese Auslastung allerdings für unwirtschaftlich, sofern der Bund nicht entsprechende Fördergelder beisteuert.
[11] Zu den genannten Zahlen siehe die in der Quelle gemäß Fußnote 8 angegebenen Werte.

Option sein könnten. Tatsächlich aber wäre für 2045 mit einem Wasserstoff-Kraftwerkspark zu rechnen, der die 140-GW-Marke erreichen könnte, siehe oben.

Hinzu kommt, dass bereits 1986 der Ex-Vorstandsvorsitzende der Saarbrücker Stadtwerke AG, Leonard, schrieb, das zweigliedrige Tarifsystem sei kontraproduktiv und elektrizitätswirtschaftlich unlogisch. Es erfülle weder das Ziel einer wirtschaftlich rationalen noch einer nachhaltigen Energieverwendung und verletze das kaufmännische Prinzip einer verursachungsgerechten Kostenverrechnung. Außerdem sei es nicht einmal im Eigeninteresse der Energieversorger, die Spitzenlasten vermeiden wollen. Das zweigliedrige Tarifsystem wirke dagegen verbrauchsfördernd und führe zu einer „Bestrafung" von Verbrauchern, die sich energiewirtschaftlich rational verhalten.[12]

Damals lagen die Verhältnisse allerdings so, dass die Kraftwerke im Vergleich zu dem für die Zukunft geplanten Not-Kraftwerkspark eine sehr gute Auslastung hatten. Inwiefern also die damalige Aussage heute noch Gütigkeit hat, wäre zu prüfen. Andererseits erscheint es dem Berichter kaum vermittelbar zu sein, den künftig erforderlichen riesigen Notstrom-Kraftwerkspark über einen Kapazitätsmarkt zu finanzieren und gleichzeitig die Stromkunden aufgrund der massiv und unkontrollierbar überschießenden photovoltaischen Leistungen zzgl. der entsprechenden Windkraftleistungen mit flexiblen bzw. unvorhersehbaren Stromtarifen zu traktieren.

Aus technischer Sicht erscheint es so, als ob ein zumeist stillstehender, wenn auch zuverlässiger Notstrom-Kraftwerkspark inklusive dessen dauerhaft zu garantierenden Betrieb grundfinanziert werden soll um damit den Betrieb eines unzuverlässigen und zudem massiv überdimensionierten Kraftwerkparks der „Erneuerbaren" überhaupt erst zu ermöglichen.

Dem Berichter erscheint es in der Gesamtschau obiger Argumente als unzulässig spekulativ, für die Erfordernisse des Jahres 2045 einen Kapazitätsmarkt einrichten bzw. aufrechterhalten zu wollen.

Werden aber mangels eines Kapazitätsmarktes aufgrund des dann berechtigten Attentismus potentieller Investoren, auch der Staat gehört im Prinzip direkt oder indirekt hierzu, keine Wasserstoff- oder sonstigen regelbaren Kraftwerke im erforderlichen Umfang gebaut, sind Strom- und somit auch Wärmeversorgung bisherigen Versorgungsstandards nicht darstellbar. Da dies aber zum Erhalt des Wirtschafts- und Wohlfahrtsstandorts Deutschland gefordert werden muss, ist die Energiewende gemäß derzeitigem Entwicklungsentwurf unmittelbar zu beenden, neu zu konzipieren bzw. entsprechend umzulenken.

Lösungsansatz

Das dargestellte Dilemma ließe sich prinzipiell lösen, wenn die steuerbaren Kraftwerke statt im Notstrom-Betrieb in einem ausreichend dimensioniertem Dauerbetrieb gefahren und somit wirtschaftlicher betrieben werden könnten.

Zur Einschätzung der technischen Wirkung dauerhaft laufender steuerbarer Kraftwerke wird das mit Hilfe zahlreicher Einzelberechnungen erstellte Bild 15 herangezogen.

[12] Leonhardt, W., Sind unsere Stromtarife noch zeitgemäß? – Oder: Augustinus und der lineare Tarif, in: Saarbrücker Diskussionspapiere, Stadtwerke Saarbrücken AG (Hrsg.), Saarbrücken 1986, S. 5, vgl. zum zweigliedrigen Strompreis auch Luther, G., Horn, M., Luhmann, H.-J., Stromtarife – Anreiz zur Energieverschwendung? Diskussionsbeiträge zur Strompreispolitik, Karlsruhe 1979.

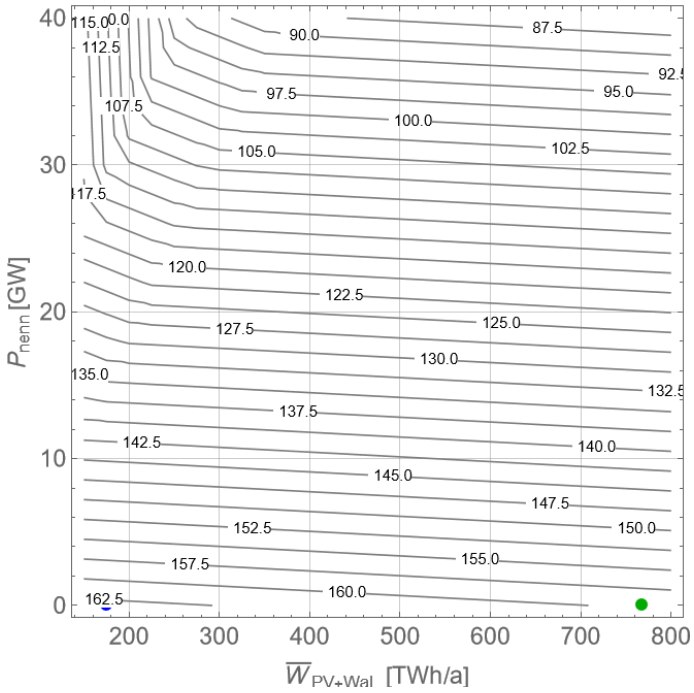

Bild 15: Spitzenwerte der Restdefizitleistung in Abhängigkeit von der jährlichen EE-Ernte aus Photovoltaik- und Wind-an-Land-Kraftwerken und von der Nennleistung von im Dauerbetrieb betriebenen steuerbaren Kraftwerken. Blauer Punkt links unten: Heutiger Energieertrag aus PV und Wind an Land; grüner Punkt rechts unten: für 2045 geplanter Energieeintrag aus PV und Wind an Land.

Dargestellt sind die Niveaulinien der Spitzenwerte der verbleibenden Defizitleistungen in Abhängigkeit von der jährlichen EE-Ernte aus Photovoltaik-/Wind-an-Land-Kraftwerken (horizontale Achse) und der installierten Nennleistung CO_2-freier Kraftwerke im Dauerbetrieb (vertikale Achse).

Beispielablesung: Betragen der Jahresertrag $\overline{W}_{PV+WaL}$ aus Photovoltaik- und Wind-an-Land-Kraftwerken 600 TWh/a und beträgt die Nennleistung P_{nenn} dauerhaft laufender Kraftwerke 30 GW, verbliebe eine noch auf andere Weise zu deckende Spitzenrest- oder -residualleistung von 105 GW. Dies wären etwa 50 GW weniger als im oben diskutierten Fall der 100%igen Umsetzung der Energiewende-Planungen bei 0 GW steuerbaren Dauerstrich-Kraftwerken. Die Nennleistung nur unwirtschaftlich zu betreibender steuerbarer Spitzenlast-Kraftwerke ließe sich hierdurch deutlich reduzieren. Gegebenenfalls könnten auch die Dauerlast-Kraftwerke als Spitzenlast-Kraftwerke zumindest teilweise genutzt werden.

Weiterhin zeigt das Bild, dass die Niveaulinien zumindest im Bereich $\overline{W}_{PV+WaL} > 250\ TWh/a$ nahezu unabhängig von der jährlich zur Verfügung gestellten Wind- und Photovoltaik-Energie sind; in diesem Bereich verlaufen die Niveaulinien nur sehr flach abfallend. Mit anderen Worten: Jährliche Energieeinträge von Photovoltaik- und Windkraft-an-Land-Einträgen oberhalb 250 TWh/a haben praktisch kaum noch eine Wirkung auf die erforderliche Backup-Spitzenleistung. Zur Einordnung: Im Jahr 2023 wurden mit Windkraft-an-Land und Photovoltaik-Anlagen bereits 170 TWh Strom erzeugt.[13]

Hieraus wird unmittelbar deutlich, dass die Installation von Photovoltaik- und Wind-an-Land-Kraftwerken, die mehr als insgesamt 250 TWh/a liefern, zur Darstellung der

[13] https://energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2023 (abgerufen am 14.08.2024)

Versorgungssicherheit kaum noch erforderlich ist; der Verzicht auf größere EE-Kraftwerksleistungen erspart somit erhebliche weitere Kosten. Außerdem dürften die sowieso erforderlichen Backup-Kraftwerke aufgrund ihres zumindest teilweisen Dauerbetriebs deutlich wirtschaftlicher werden. Dies bedeutet aber auch, dass die übermäßigen sommerlichen Energieeinträge, siehe Bild 6, deutlich geringer werden. Diese würden zwar für die Versorgung von Wasserstoff-Kraftwerken fehlen: Die geplante Elektrolyseurleistung zur Erzeugung des erforderlichen Backup-Wasserstoffs müsste kostensenkend verringert werden, wodurch die Menge des inländisch erzeugten und für den Betrieb der Wasserstoff-Kraftwerke erforderlichen Wasserstoffs zwar deutlich reduziert würde. Andererseits würde hiermit auch das Dilemma der in Deutschland sowieso unwirtschaftlichen Wasserstofferzeugung[14] gelöst sein; wirtschaftlich erzeugter Wasserstoff müsste nämlich sowieso aus dem europäischen und/oder sonstigen Ausland beschafft werden.[15]

Sollte der Wasserstoff allerdings weder aus heimischen noch aus ausländischen Quellen in ausreichender Weise beschafft werden können, bliebe für den Typus der Dauerstrich-Kraftwerke nur noch Kernkraft oder eher eine geeignete Kombination aus Kernkraft, Wasserstoff und Erdgas eine Option. Der entsprechende Kraftwerkspark müsste dann allerdings auch in der Lage sein, sowohl im Dauerstrich als auch im Spitzenbetrieb gefahren zu werden. Dabei spielen auch Batterie-Kraftwerke eine tragende Rolle. Die wirtschaftlich optimale Kombination aus diesen Kraftwerkstypen müsste noch eruiert werden.

[14] Siehe Tobias Fleiter, Khaled Al-Dabbas, Andreas Clement, Matthias Rehfeldt: "METIS 3- Study S5. The impact of industry transition on a CO2-neutral European energy system", Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, PDF, ISBN 978-92-68-06394-1, doi: 10.2833/094502 MJ-07-23-294-EN-N, European Union, Juni 2023.

[15] Mit seiner „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“ vom Juli 2024, S. 10, schätzt das BMWK den Importbedarf an Wasserstoff auf 360 bis 500 TWh (vielleicht auch mehr oder weniger) und den Importbedarf an Wasserstoff-Derivaten auf 200 TWh. Sollte ein derart gewaltiger Wasserstoffimport bis 2040/2045 tatsächlich gelingen, ließen sich sicher auch noch weitere ca. 200 TWh für den Einsatz in deutschen Wasserstoff-Kraftwerken darstellen.

Bild- und Berechnungsquellen:

- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\3. PROJEKTE und Berechnungen\2022- Energiewende gem. BNetzA und EEG2023\test - begonnen am 21.04.2024.nb
- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\3. PROJEKTE und Berechnungen\2022- Energiewende gem. BNetzA und EEG2023\Variationen der Kraftwerkstypen - begonnen am 19.04.2024.nb
- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\3. PROJEKTE und Berechnungen\2022- Energiewende gem. BNetzA und EEG2023\test - begonnen am 21.04.2024.nb
- https://d.docs.live.net/648e8073b718da62/Dokumente/2.2%20Ver%C3%B6ffentlichungen/2024.05%20-%20Versorgungssicherheit%20und%20Kernkraft/Gestehungskosten%20H2-Kraftwerke%20gem.%20Berechnungsschema%20Marquardt.xlsx