

Steckbriefe zur Energiewende

Stromversorger und-verbraucher



Bild hergestellt mit KI, 18. Juli 2024 um 11:36

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

Auftraggeber: keiner/Selbstbefassung

Datum: 25.07.2024

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
Einführung	4
Steckbriefe zu EE-Versorgung und -Verbrauch 2045	5
EE-Erzeuger	6
Steckbrief Photovoltaik.....	8
Steckbrief Wind-an-Land	11
Steckbrief Wind-auf-See.....	14
Steckbrief Biomasse.....	16
Steckbrief Laufwasser	18
Steckbrief Sonstige EE.....	20
Steckbrief Flugwind-an-Land	22
Steckbrief EE-Gesamt	24
EE-Verbraucher.....	26
Steckbrief „Normaler Stromdirektverbrauch“ inkl. Übertragungsverlusten.....	28
Steckbrief Stromverbrauch Wärmepumpen inkl. Übertragungsverlusten	31
Steckbrief Stromverbrauch Verkehr inkl. Übertragungsverlusten	33
Steckbrief Brutto-Stromverbrauch inkl. Übertragungsverlusten, Lastvariante 1	36
Steckbrief Stromverbrauch GESAMT inkl. Übertragungsverlusten, Lastvariante 2	39
Vergleich der Lastvarianten 1 und 2.....	41
Literatur	43
Anhang Strompreise	44
Anhang Bild- und Berechnungsquellen.....	47

Zusammenfassung

In dem Bericht werden insbesondere auf Daten der Bundesnetzagentur (2022) basierende Steckbriefe sämtlicher bei der simulatorischen Behandlung der generellen Leistungsverhältnisse in einem der geplanten Energiewende unterworfenen Energieversorgungssystem dargestellt. Die Steckbriefe umfassen die auftretenden Leistungsverläufe der Versorgung aus Photovoltaik, Windkraft, Biomasse usw. und des Verbrauchs mit Stromdirektverbrauchern, Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeugen. Für den Verbrauch werden zwei Lastvarianten angegeben. Elektrolyseure sind in beiden Varianten nicht berücksichtigt, da sie trotz ihrer hohen Verluste dem Bereich der Wasserstoffspeicherung zugeordnet werden. Ebenso werden Wasserstoff-Kraftwerke weder dem Bereich der Erzeuger oder, aufgrund ihrer hohen Verluste, der Verbraucher zugeordnet; diese sind ebenfalls dem Bereich der Wasserstoffspeicherung zuzuordnen.

Die Leistungsverläufe werden ergänzt durch „Heatmaps“, mit deren Hilfe sich die Leistungsverläufe in vorteilhafter Weise tages- und stundenweise auflösen lassen. Im Gegensatz zur normalen Darstellung der Leistungsverläufe, aus denen sich saisonale Leistungsgänge und Leistungswerte sehr gut ablesen lassen, lassen sich aus diesen Heatmaps auch Tagesgänge aufgrund menschlicher Verhaltensweisen ermitteln. Statistiken zur Verteilung der Leistungswerte und Tabellen mit den wichtigsten Eckwerten der entsprechenden EE-Erzeuger und Verbraucher vervollständigen die Steckbriefe. In Einzelfällen werden noch Zusatzerläuterungen gegeben, ohne die sich die entsprechenden Steckbriefe unvollständig wären.

Insgesamt ergibt sich, dass der Stromverbrauch ab 2045 saisonal enorm ausgeprägte Maxima und Minima aufweist, die erheblich von den Maxima und Minima des heutigen Stromverbrauchs abweichen. Dies ist das Resultat des Stromverbrauchs aus Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeugen. Die Verbrauchsmaxima können dabei Werte von etwa 170 GW erreichen, was im Gegensatz zu heutigen Maxima von weniger als 90 GW als bemerkenswert bezeichnet werden muss.

In jedem Fall wird ein steuerbarer Backup-Kraftwerkspark benötigt, dessen kontinuierliche Verfügbarkeit während eines Tages größer wie 2 Stunden sein muss. Er muss gezielt zur Morgenzeit, typischerweise zwischen 05:00 und 07:00, mit Leistungshüben von 20 GW/h eingeschaltet und abends, typischerweise zwischen 18:00 und 20:00, mit Lastabwürfen von über 22 GW/h gezielt wieder abgeschaltet werden können. Grund hierfür ist der Wechsel menschlicher Tagesaktivität auf Nachtpassivität und umgekehrt, was sich im täglichen Strombedarf widerspiegelt.

Einführung

Ein ausschließlich aus EE gespeistes Energieversorgungssystem mit elektrischen, kalorischen und stofflichen Energieträgern besteht gemäß Bild 1 im Wesentlichen aus

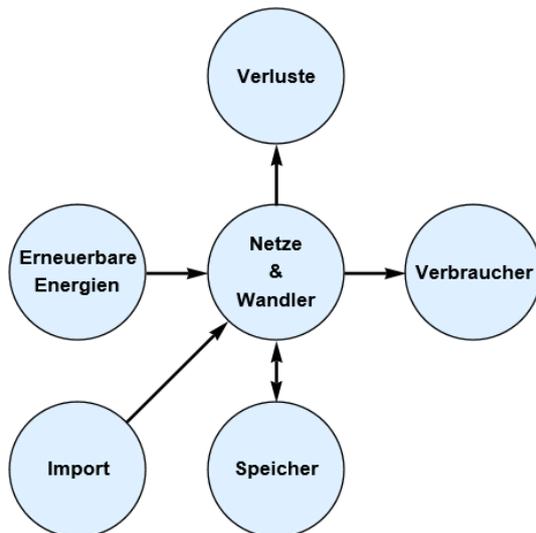


Bild 1: Wesentliche Komponenten eines EE-Energieversorgungssystems.
Quelle: Eigene Darstellung.

- den Energiequellen **Erneuerbare Energien**, überwiegend dargestellt aus Windkraft auf See, Windkraft an Land, Photovoltaik (Freiflächenanlagen, Dachanlagen), Biomasse-Kraftwerke, Lauf-/Speicherwasser-Kraftwerke und Umweltwärme (Luftwärme, oberflächennahe und tiefe Erdwärme).
- dem **Import** von mit ausländischen EE generiertem Strom und insbesondere von mit ausländischen EE produzierten chemischen Energieträgern (z.B. „grünem Wasserstoff“) ¹
- den **Verbrauchern** Raumwärme, Strom, Warmwasser, Prozesswärme, Verkehr.
- den verlustbehafteten **Übertragungsnetzen**² für Strom, Wärme und materielle Energieträger inkl. Wandlern wie Umrichter, Transformatoren Verdichter oder Gaskraftwerken.
- den saison- und jahresübergreifenden Langzeit-**Speichern**³ (insbesondere Wasserstoffspeichern) sowie den „Puffern“ zur Zwischenspeicherung bis zu 8 Stunden (insbesondere Batterien und Wärmespeichern).
- den die Energieverluste darstellenden Bereich **Verluste** wie z.B. durch Übertragungsleitungen, Umrichter, Brennstoffzellen, Elektrolyse-Anlagen, Selbstentladung, Betriebsenergie, Verdichterstationen, Ammoniak-in-Wasserstoffumwandlung, Wasserstoff-Kraftwerke u.ä.

Alle Komponenten dieses Systems müssen aufeinander abgestimmt sein. Fehlt eine der Komponenten, z.B. die Komponente Speicher, oder ist sie zu gering dimensioniert, z.B. die Komponente Verluste (Kühlvorrichtungen, -strukturen usw.), kann es zu gravierenden Unverträglichkeiten innerhalb des Systems kommen bis hin zum Totalausfall.

Den Komponenten des elektrischen Teils des Systems werden nachfolgend basierend auf Vorgaben der Bundesnetzagentur (2022) systemtechnische Steckbriefe zugeordnet. Bei den sich hieraus ergebenden Darstellungen, insbesondere bei den Leistungsdarstellungen, wird optimistisch davon ausgegangen, dass in das Netz eingekoppelte Leistung aus Erneuerbaren auch stets beim Stromverbraucher ankommt, und zwar unabhängig vom Ort der Einspeisung.⁴

¹ Für den Import muss das Ausland entsprechend geeignete Erneuerbaren-Energieerzeuger verfügbar haben.

² Unter „Übertragungsnetz“ wird hier die Gesamtheit aller energieführenden Netze verstanden, da diese letztlich im Verbund (Stichwort Sektorenkopplung) zusammen- und miteinander wechselwirken.

³ Langzeitspeicher für den erforderlichen Speicherbedarf (s.u.) werden insbesondere in Form sehr voluminöser Untertagespeicher ausgeführt. Überirdische Speicher werden in der Regel für Kurzeitschwankungsausgleiche verwendet; sie sind Größenordnungen kleiner als unterirdische Speicher.

⁴ In der Praxis ist dieser Optimismus unzulässig; so ist kaum davon auszugehen, dass ein E-Fahrzeug in einem wolkenverhangenen Hamburg aus einer PV-Anlage im gleichzeitig ggfs. sonnenverwöhnten München geladen werden kann.

Steckbriefe zu EE-Versorgung und -Verbrauch 2045

Mit ihrem genehmigten Szenariorahmen eröffnet die Bundesnetzagentur (2022) die Möglichkeit der Darstellung eines „amtlich genehmigten“ und somit belastbaren Wegs zur Betrachtung der Energieversorgungsverhältnisse im Jahr 2045.

Nachfolgend werden die aus den Angaben der Bundesnetzagentur (2022) in Kombination mit den Angaben von ENTSO-E ergebenden Charakteristiken der für 2045 geplanten EE-Stromversorgung und des hierbei antizipierten Stromverbrauchs in Form von „Steckbriefen“ dargestellt.

Dargestellt werden die „EE-Steckbriefe“ für die EE-Erzeuger⁵

- Photovoltaik
- Wind-an-Land
- Wind-auf-See
- Biomasse
- Laufwasser
- Sonstige EE
- Flugwind-an-Land⁶

und die „EE-Steckbriefe“ für die EE-Stromverbraucher

- Stromdirektverbrauch⁷
- Stromverbrauch Wärmepumpen
- Stromverbrauch E-Mobilität

Ebenfalls in Form von „EE-Steckbriefen“ werden zusammenfassend dargestellt:

- EE-Gesamterzeugung (= alle EE-Erzeuger aufaddiert)
- EE-Gesamtverbrauch (= alle EE-Verbraucher aufaddiert)

Für Sensitivitätsanalysen wird der antizipierte realitätsnahe EE-Gesamtverbrauch⁸ noch mit einer weiteren, allerdings realitätsferneren Lastvariante verglichen.⁹

Aus den Steckbriefen für die Gesamterzeugung und den Gesamtverbrauch werden noch folgende weitere Steckbriefe abgeleitet:

- Residualleistungen
- Speicherleistungen

Bereits diese „EE-Steckbriefe“ erlauben bereits erste technische Einblicke in die mit Imponderabilitäten behafteten Möglichkeiten der mit „Energiewende“ bezeichneten planwirtschaftlichen¹⁰ Umstrukturierung des Energieversorgungssystems Deutschlands.

⁵ EE = Erneuerbare Energien

⁶ Flugwind-an-Land ist derzeit noch nicht eingeführt und wird hier informell dargestellt.

⁷ ... also das, was als „normaler Stromverbrauch“ bezeichnet werden kann.

⁸ Dieser wird nachfolgend als „Lastvariante 1“ bezeichnet.

⁹ Diese wird nachfolgend als „Lastvariante 2“ bezeichnet.

¹⁰ Die umstrittene Bezeichnung „planwirtschaftlich“ wird verwendet, da die derzeitigen gesetzlichen Eingriffe des Staates in die Entwicklung des künftigen Energieversorgungssystems nicht aus privatwirtschaftlichen Bedarfen heraus entstehen.

EE-Erzeuger

Gemäß Bundesnetzagentur (2022) werden derzeit für die Jahre 2037/2045 folgende Nennleistungen für Erneuerbare-Energiequellen angenommen (3 Szenarien A/B/C):

Kapazität [GW]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Wind Onshore	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Sonstige	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3

Bild 2: Nennleistungen der Erneuerbaren-Energie-Quellen in den Jahren 2037/2045.
Tabelle von Bundesnetzagentur (2022), S. 58.
Szenarien A/B sind im Erneuerbaren-Energien-Gesetz-2023 abgebildet.

Die Szenarien sind nachfolgend noch grafisch in Bild 3 dargestellt:

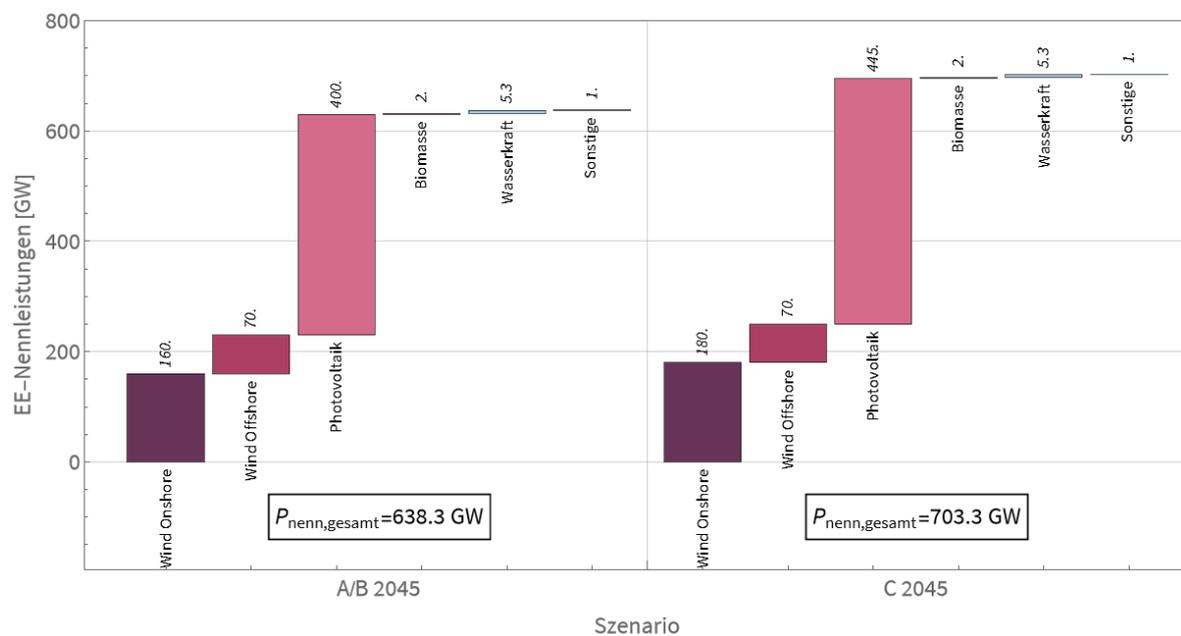


Bild 3: Szenarien A/B/C der Bundesnetzagentur (2022) zur Entwicklung der installierten EE-Nennleistungen bis zum Jahr 2045.
Quelle: Eigene Darstellung.

Die hieraus im Jahr 2045 erzeugten Jahres-Nennenergien betragen gemäß Bild 4:

Erzeugung [TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Wind Onshore	374,0	374,0	382,0	394,0	394,0	443,3
Wind Offshore	167,4	193,9	193,9	230,4	230,4	230,4
Photovoltaik	323,2	323,2	323,2	374,3	374,3	416,4
Biomasse	13,4	13,4	13,4	6,0	6,0	6,0
Wasserkraft	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
Sonstige	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Summe Erzeugung	904,1	930,6	938,6	1030,8	1030,8	1122,2
Bruttostromverbrauch	898,5	961,2	1053,3	1079,3	1106,4	1302,7
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch [%]	> 100,6	> 96,8	> 89,1	> 95,5	> 93,2	> 86,1

Bild 4: Jahres-Nennenergien der Erneuerbare-Energie-Quellen in den Jahren 2037/2045. Tabelle von Bundesnetzagentur (2022), S. 58.

Der sich aus den Angaben für „Windkraft Onshore“ ergebende Wert für deren Nutzungsgrad (=real erzeugbare Energie geteilt durch die bei ununterbrochener Nutzung der angegebenen Nennleistung fiktiv erzeugbaren Energie) ist umstritten¹¹ und lässt mutmaßen, dass die angegebene Jahresenergie zu hoch angesetzt ist. Zur Diskussion des Sachverhalts siehe Kapitel „Wind-an-Land“.

Nachfolgende sich in ihrer Struktur wiederholende Darstellungen beziehen sich ausschließlich auf Szenario A für das Jahr 2045. Dieses Szenario spiegelt sich in Bezug auf die installierten Erzeugerleistungen auch im *Erneuerbare Energiegesetz 2023* wieder.

Die Darstellungen werden am Beispiel des „Steckbriefs Photovoltaik“ eingehend erläutert, damit die Erläuterungen zu den anderen „Steckbriefen“ auf das Wesentliche reduziert werden können.

¹¹ ... bzw. wird selbst von der Bundesnetzagentur (2022) als zu optimistisch erachtet.

Steckbrief Photovoltaik

Eckwerte

... gemäß Bundesnetzagentur (2022), vergleiche Bild 2 und Bild 4:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 400 GW
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 374 TWh/a
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 935 h/a ($= W_{jahr}/P_{nenn}$)
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 10,7% ($= T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

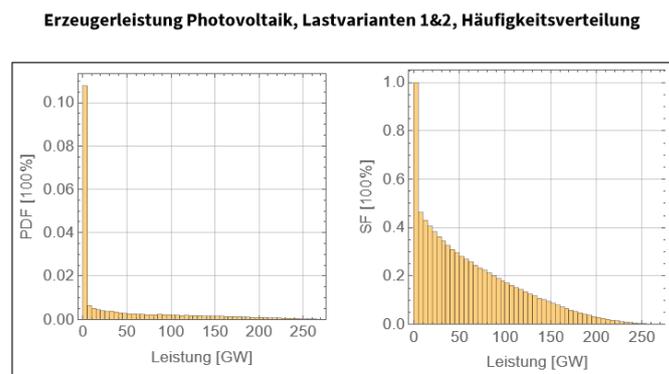
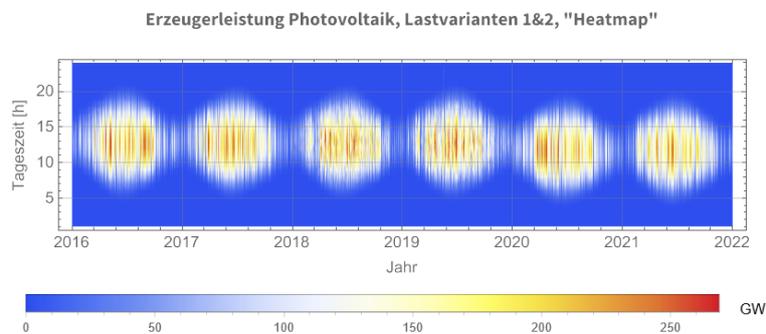
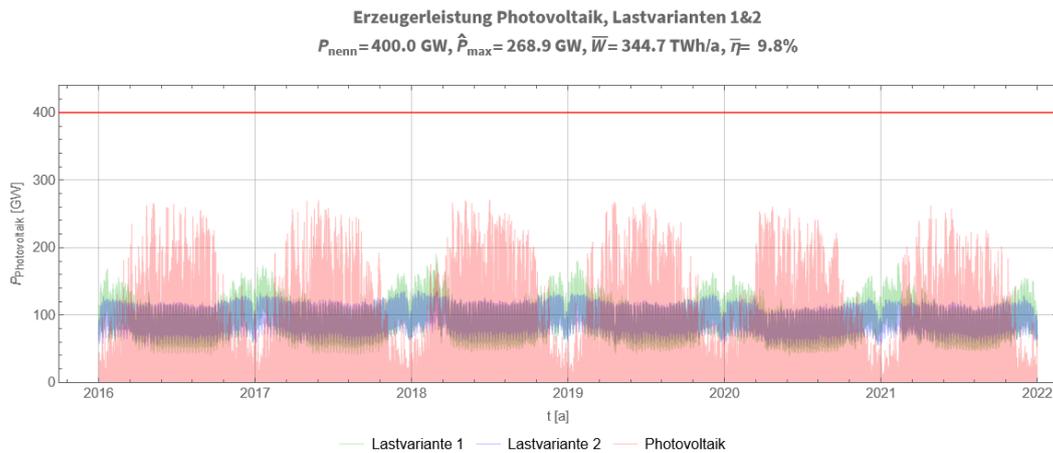
Verläufe und Charakteristika

Bild 5 stellt die wesentlichen Charakteristiken der Stromversorgung aus den Photovoltaik-Anlagen in vier Teilbildern und einer Tabelle zusammen.

Im oberen Teilbild ist der für einen Zeitraum von 6 Jahren zu erwartende Leistungsverlauf der Photovoltaik-Anlagen dargestellt. Bei den Leistungen handelt es sich um stündlich gemittelte Leistungswerte. Im Bild wird fiktiv davon ausgegangen, dass die Energiewende bereits schon im Jahr 2016 abgeschlossen worden sei; dies erlaubt den Rückgriff auf die in den Jahren 2016 bis 2021 gemessenen Leistungsdaten existierender Anlagen. Die rote Linie oben markiert die Nennleistung. Die Verläufe „Lastvariante 1“ und „Lastvariante 2“ sind die unter Zugrundelegung eines realitätsnahen und eines realitätsfernen Szenarios zugrunde gelegten Verläufe des zu erwartenden Stromverbrauchs. Dies erlaubt einen direkten Vergleich des Stromangebots mit der Stromnachfrage. Die Herkunft dieser Lastvarianten wird in Kapitel EE-Verbraucher, folgende, diskutiert. Aus der Überschrift des Bildes geht hervor, dass die aus 400 GW Nennleistung erzeugte Leistung maximal 268,9 GW beträgt. Die im Mittel pro Jahr erzeugte Energie beträgt 344,7 TWh/a statt der in der einleitenden Eckwerte-Übersicht angegebenen 374 TWh/a. Die noch als geringfügig zu bezeichnende Abweichung dürfte daher rühren, dass hier über mehrere Jahre gemittelt wird und nicht nur über ein typisches oder ein einzelnes Wunschjahr. Der Nutzungsgrad fällt entsprechend leicht geringer aus und beträgt 9,8% statt 10,7%. Das PV-Leistungsangebot variiert augenscheinlich im saisonalen Rhythmus: Im Sommer ist das Leistungsangebot sehr hoch, zu Winterszeiten sehr niedrig. Auffällig ist, dass das Leistungsangebot zur Sommerzeit sehr häufig mehr als einen Faktor Zwei oberhalb des zu gleichen Zeiten auftretenden Verbrauchs liegt. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch bekanntermaßen stets identisch sein müssen, ansonsten kommt es zu fatalen Blackouts, bedeutet dies, dass diese massiven Leistungsüberschüsse entweder abgeschaltet, ins Ausland abgeleitet oder temporär in Speicher umgeleitet werden müssen. Weiterhin fällt auf, dass die PV-Leistung über das ganze Jahr sehr häufig unterhalb des Strombedarfs liegt. Zudem liegt sie während der Winterszeiten stets darunter. Der Strombedarf ist dann aus anderen Quellen zu decken.

Das zweite Teilbild von oben ist die zum Leistungsverlauf gehörige sogenannte „Heatmap“. Sie erlaubt die zunächst gewöhnungsbedürftige Darstellung des Leistungsverlaufs in höherer Auflösung. Die horizontale Achse gibt wieder die Jahreszahlen wieder, auf der vertikalen Achse sind die Stunden eines Tages aufgetragen. Die farblichen Unterschiede entsprechen den dazugehörigen Leistungswerten: Gemäß der Legende unter dem Bild bedeuten blaue Farben niedrige Leistungen (hier: 0 GW) und rote Farben hohe Leistungen (hier: 270 GW). Vordergründig erscheinen in diesem zunächst nur künstlerisch erscheinenden Bild bunt gestreifte Kreisflächen vor blauem Hintergrund. Gemäß Legende bedeutet die blaue Farbe, dass zu diesen Tagen und Tageszeiten 0 GW, also kein Photovoltaikstrom, erzeugt wird. Die genauere Betrachtung des Bildes führt zu der Feststellung, dass insbesondere zur Winterszeit keine oder kaum PV-Leistung erzeugt wird und dass selbst zur Sommerzeit maximal zwischen etwa 6 und 19 Uhr mit PV-Strom zu rechnen ist. Dabei kann die Stromausbeute über einen Tag auch erheblich schwanken, wie sich an den

vertikalen Farbwechseln zwischen hellgelb und rot erkennen lässt. Insgesamt ergibt das Bild die Anmutung, dass die Photovoltaik eher auf AUS statt auf AN geschaltet ist, was sich bereits aus dem PV-Nutzungsgrad bzw. den PV-Volllaststunden ableiten lässt.



**Erzeugerleistung Photovoltaik, Lastvarianten 1&2,
Eckwerte, Lastvarianten 1&2**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	MW
W [TWh]	346.3	346.8	351.7	339.9	355.8	329.7	345.
W/W _{nenn} [%]	9.9	9.9	10.0	9.7	10.2	9.4	9.8
\hat{P} [GW]	263.8	267.8	268.9	265.2	258.3	260.	264.
P _{min} [GW]	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
\hat{P}/P_{nenn} [%]	66.0	67.0	67.2	66.3	64.6	65.0	66.

Bild 5: Steckbrief zur Erzeugerleistung Photovoltaik im Jahr 2045.
Quelle: Eigene Darstellung.

Das untere Teilbild links ist ein Histogramm, das die Wahrscheinlichkeit PDF des Auftretens eines bestimmten PV-Leistungswertes während des betrachteten Zeitraums darstellt. Auf der horizontalen Achse ist der Leistungswert in 5-GW-Schritten aufgetragen, auf der vertikalen Achse bedeutet der Wert 0,1 zum Beispiel, dass der entsprechende Leistungswert im betrachteten Zeitraum mit einer Wahrscheinlichkeit von $0,1 \times 100 \% / \text{GW} \times 5 \text{GW} = 50\%$ aufträte. Die „5 GW“

in der Formel sind dabei mit der 5-GW-Schrittweite identisch. Der erste, besonders lange Balken besagt somit, dass mit $\approx 0,108 \times 100 \% / \text{GW} \times 5 \text{GW} = 54\%$ Wahrscheinlichkeit, also an 4.730 Stunden der 8.760 Stunden eines Jahres lediglich 0 bis unter 5 GW elektrische Leistung aus PV-Anlagen geliefert wird. Der letzte, im Bild nur zu erahnende Balken besagt, dass zu 0,017% des betrachteten Zeitraums, gemittelt also an insgesamt 1,5 Stunden pro Jahr mit PV-Leistungen zwischen 265 und 270 GW zu rechnen ist.

Das untere Teilbild rechts ist ein Histogramm, das die sogenannte „Überlebensfunktion“ SF darstellt. Die Werte auf der horizontalen Achse sind wieder in 5-GW-Schritten angegeben. Die Wahrscheinlichkeitswerte auf der vertikalen Achse müssen noch mit 100% multipliziert werden. Die Information aus diesem Histogramm sei an einem Beispiel, abzulesen am vierten Balken von links, erläutert: Die Wahrscheinlichkeit, dass im betrachteten Zeitraum PV-Leistungen über 15 GW auftreten, was gerade mal 3,5% der installierten Leistung entspricht, beträgt $0,4 \times 100\% = 40\%$. Das entspricht 3.504 Stunden pro Jahr. Umgekehrt bedeutet das, dass $100\% - 40\% = 60\%$ eines Jahres, entsprechend 5.256 Stunden eines Jahres, PV-Leistungen von nur unter 15 GW erzeugt werden. Leistungen von 150 GW und größer werden mit einer Wahrscheinlichkeit von etwa 10% erzeugt bzw. $90\% = 100\% - 10\%$ der Leistungswerte liegen unter 150 GW.

Die Tabelle unten teilt die in den fiktiven Jahren 2016 bis 2021 jeweils erzielten Eckwerte der PV-Erzeugung auf und fasst diese in einem Mittelwert „MW“ zusammen. Es bedeuten:

- W [TWh] ... die im betrachteten Jahr erzeugte Energie
- W/W_{nenn} [%] ... der Nutzungsgrad des betrachteten Jahres
- \hat{P} [GW] ... die im betrachteten Jahr erzielte Spitzenleistung
- P_{min} [GW] ... die kleinste während eines Jahres erzeugte Leistung (hier: 0 GW)
- \hat{P}/P_{nenn} [%] ... die auf die Nennleistung bezogene Maximalleistung eines Jahres

Ansonsten sind die in der Tabelle angegebenen Werte selbsterklärend und können zur Einschätzung der Schwankungsbreite zwischen den jeweiligen Jahreswerten genutzt werden.

Die PV-Spitzenleistung beträgt 264 GW, das sind 66% der installierten PV-Leistung.

Zusammenfassende Bewertung:

Die äußerst volatile PV-Leistung, die bestenfalls tagsüber verfügbar ist, ist auch im saisonalen Rhythmus betrachtet in keiner Weise an den Strombedarf angepasst. Sommerliches und winterliches PV-Angebot sind tendenziell sogar gegenläufig zum Strombedarf. Übermäßig häufig ist das PV-Leistungsangebot Null bzw. nicht verfügbar. In über 50% der Fälle ist die PV-Leistung kleiner als 5 GW bzw. kleiner als 1,25% der installierten PV-Leistung.

Steckbrief Wind-an-Land

Eckwerte

... gemäß Bundesnetzagentur (2022), vergleiche Bild 2 und Bild 4:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 160 GW
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 394 TWh/a
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 2.463 h/a ($= W_{jahr}/P_{nenn}$)
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 28,1% ($= T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

Erläuterung zu erforderlichen Korrekturen bisher gemessener Leistungsverlaufsformen

Der o.a. Nutzungsgrad ist erheblich höher, wie er sich in der Praxis bisher darstellt (18 bis 22%). Die Bundesnetzagentur merkt hierzu an:

„Für Wind Onshore wird aufgrund der weiter steigenden durchschnittlichen Nabenhöhen und den Möglichkeiten, durch Schwachwindanlagen auch an vergleichsweise schlechteren Standorten hohe Volllaststunden zu erzielen, von einem Anstieg der Volllaststunden ausgegangen. Dabei wird die Höhe der Volllaststunden und Aufteilung zwischen den Zieljahren 2037 und 2045 vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur sind diese Annahmen zwar ambitioniert, bilden aber auch im Studienvergleich eine Bandbreite der möglichen Entwicklung ab. Auch in der Konsultation wurde diese Einschätzung zum Großteil bestätigt.“

Dies bedeutet, dass sich bei Anwendung o.g. installierter Leistung, 160 GW, auf die bisher messtechnisch ermittelten Leistungsverläufe „Wind-an-Land“ nur mittlere Jahresenergien von 280,4 TWh/a statt der genannten 394 TWh/a darstellen lassen. Streng genommen bedeutet dies wiederum, dass die bisher messtechnisch ermittelten Verläufe nicht anwendbar sind.¹² Das rechtfertigt die Korrektur der gemessenen Verläufe wie folgt:

Die höhere Erwartung an die Ergiebigkeit der Windkraftanlagen lässt sich umsetzen, wenn diese

1. pro installiertem GW höhere Maximalleistungen erzeugen wie bisher
2. „breitere“ Leistungsspitzen erzeugen.

Beide Änderungen führen zur Vergrößerung der Fläche unter dem Leistungsverlauf und somit zur theoretisch gewünschten Erhöhung der Ergiebigkeit der Wind-an-Land-Anlagen.

Eine Optimierungsrechnung führt zur zufriedenstellenden Anwendung folgender Formel auf den gemessenen Leistungsverlauf:

$$P_{Wind-an-Land,norm,neu} = P_{Wind-an-Land,norm,alt}^{0,718405} \approx P_{Wind-an-Land,norm,alt}^{1/\sqrt{2}}$$

Dabei ist $P_{Wind-an-Land,norm,alt}$ der auf die im Laufe der Jahre zunehmende installierte Leistung normierte Wind-an-Land-Leistungsverlauf der Vergangenheit und $P_{Wind-an-Land,norm,neu}$ der sich aus dem mit $0,718405 \approx 1/\sqrt{2}$ potenzierten alten normierten Leistungsverlauf ergebende neue normierte Leistungsverlauf.

Bild 6 zeigt einen Vergleich der beiden an die Vorgaben der Bundesnetzagentur angepassten Verläufe für die ersten bzw. für die letzten 3.000 Stunden des betrachteten Zeitraums von 2016 bis 2021, sofern vorgabemäßig eine installierte Leistung von 160 GW angenommen wird:

¹² Dies gilt auch für alle anderen Institutionen und Personen, die die bisher gemessenen Leistungsverläufe bei ihren Berechnungen zur Energiewende anwenden.

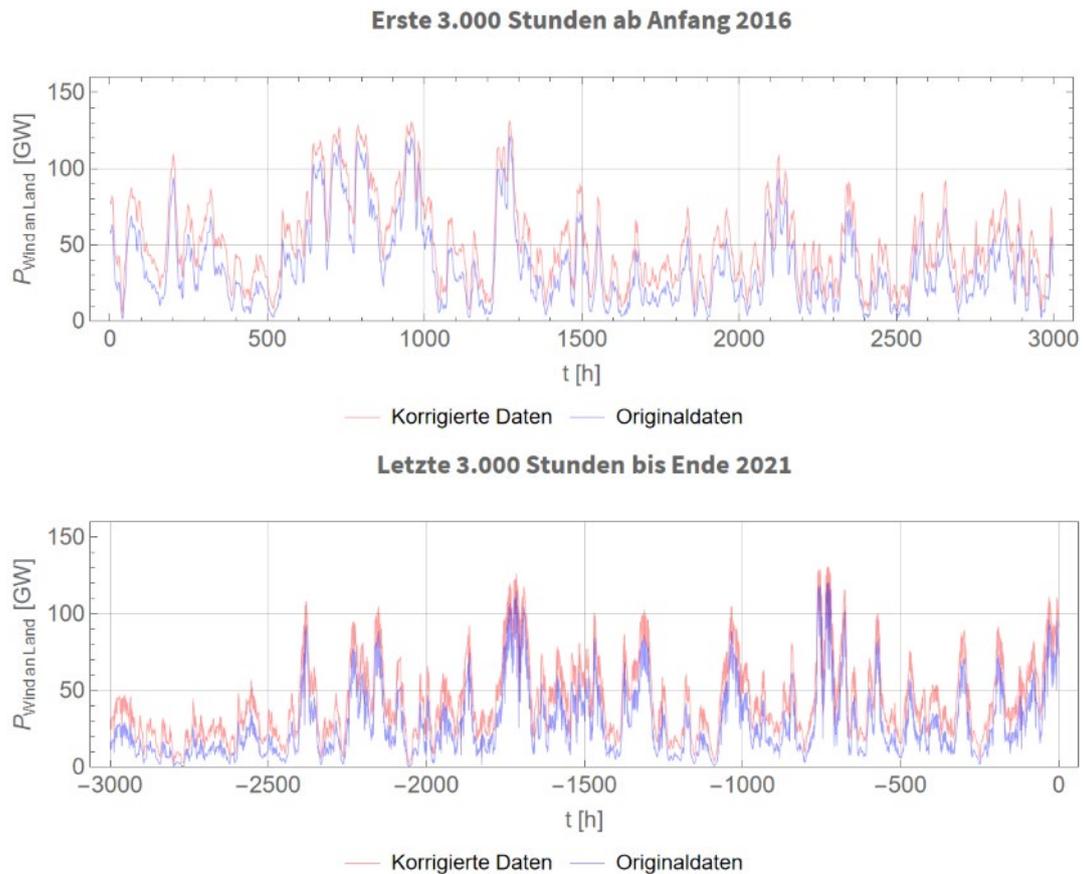


Bild 6: Darstellung zur Modifikation des Leistungsverlaufs Wind-an-Land. Erläuterungen siehe Text.
Quelle: Eigene Darstellung.

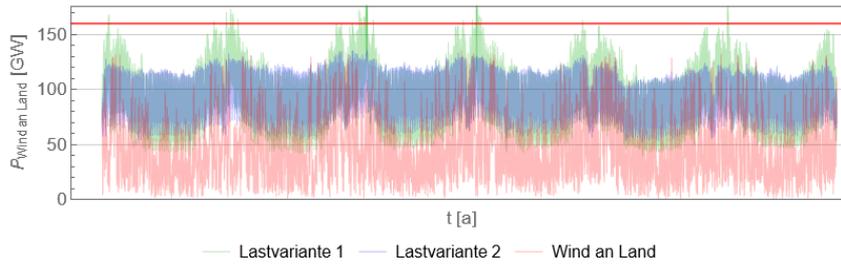
Blau dargestellt ist der ursprüngliche Verlauf, der zu einer zu geringen Energieausbeute (=Fläche unter der Leistungskurve) führt, rot dargestellt ist der modifizierte Leistungsverlauf. Grundsätzlich sind die Amplituden des modifizierten Leistungsverlaufs ein wenig größer als die des bisher gemessenen Leistungsverlaufs. Dabei sind insbesondere die Amplituden niedriger Leistung deutlich erhöht, wie man es auch bei einer Verbesserung der Situation von Schwachwindanlagen erwarten würde. Tendenziell, wenn auch kaum sichtbar, werden die Leistungsspitzen auch breiter.

Verläufe und Charakteristika

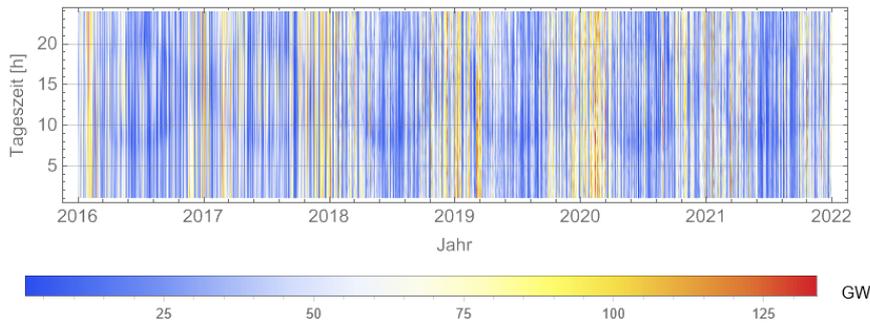
Zur Erläuterung der Bedeutung der Teilbilder in Bild 7 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Die volatile Wind-an-Land-Leistung ist im Vergleich zur photovoltaischen Leistung saisonal gut an den Strombedarf angepasst. Bei winterlich erhöhtem Strombedarf ist auch das Stromangebot aus Wind-an-Land-Anlagen erhöht, bei sommerlich nachlassendem Strombedarf geht auch das sommerliche Wind-an-Land-Stromangebot zurück. Von Frühjahr bis zum Herbst deutet sich eine geringfügige Abhängigkeit des Leistungsangebots von der Tageszeit an, wie sich aus den sich leicht dunkelblau abhebenden Kreisen erahnen lässt; dies besagt, dass zu diesen Jahreszeiten insbesondere in den Morgen- und in den Abendstunden mit weniger Windkraft aus Wind-an-Land-Anlagen zu rechnen ist als während des Rests eines Tages. Zur Winterzeit verteilt sich das erhöhte Leistungsangebot mit seinen üblichen Fluktuationen vergleichsweise unstrukturiert über den gesamten Tag; dies zeigen die mehr oder minder vertikal durchgehenden gelb-roten Farbstreifen.

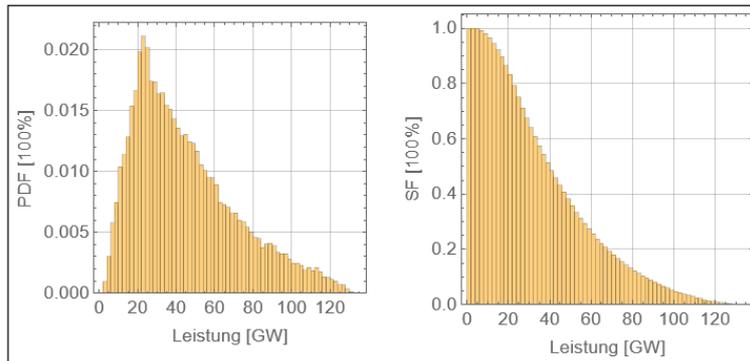
Erzeugerleistung Wind-an-Land, Lastvarianten 1&2
 $P_{\text{nenn}} = 160.0 \text{ GW}$, $\hat{P}_{\text{max}} = 134.1 \text{ GW}$, $\bar{W} = 394.0 \text{ TWh/a}$, $\bar{\eta} = 28.1\%$



Erzeugerleistung Wind-an-Land, Lastvarianten 1&2, "Heatmap"



Erzeugerleistung Wind-an-Land, Lastvarianten 1&2, Häufigkeitsverteilung



Erzeugerleistung Wind-an-Land, Eckwerte, Lastvarianten 1&2

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	MW
W [TWh]	374.5	418.1	385.7	410.7	411.8	365.4	394.4
W/W _{max} [%]	26.7	29.8	27.5	29.3	29.4	26.1	28.1
\hat{P} [GW]	130.8	129.7	134.1	131.6	131.2	130.2	131.3
P _{min} [GW]	2.5	2.7	2.8	3.6	2.	1.7	2.6
$\hat{P}/\hat{P}_{\text{nenn}}$ [%]	81.8	81.1	83.8	82.2	82.0	81.4	82.1

Bild 7: Steckbrief zur Erzeugerleistung Wind-an-Land im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

Außer zu Zeiten der Jahreswende ist das Wind-an-Land-Stromangebot geringer als der Strombedarf. Der Leistungsmedian liegt bei 40 GW entsprechend 25% der installierten Leistung. Er liegt erheblich unter dem regelmäßigen Leistungsbedarf der Stromverbraucher. 25% der Leistungswerte liegen unterhalb von 25 GW, 25% der Leistungswerte liegen oberhalb von 65 GW.

Die minimal abgegebene Leistung liegt im Jahresverlauf bei gemittelten 2,6 GW, das sind 1,6% der installierten Leistung. Die Spitzenleistungen liegen bei 131,6 GW entsprechend 82,1% der installierten Leistung. Die Energieausbeute von 394,4 TWh/a übertrifft die des 400-GW-PV-Angebots um knapp 15%.

Steckbrief Wind-auf-See

Eckwerte

... gemäß Bundesnetzagentur (2022), vergleiche Bild 2 und Bild 4:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 70 GW
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 230,4 TWh/a
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 3.291 h/a ($= W_{jahr}/P_{nenn}$)
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 37,6% ($= T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

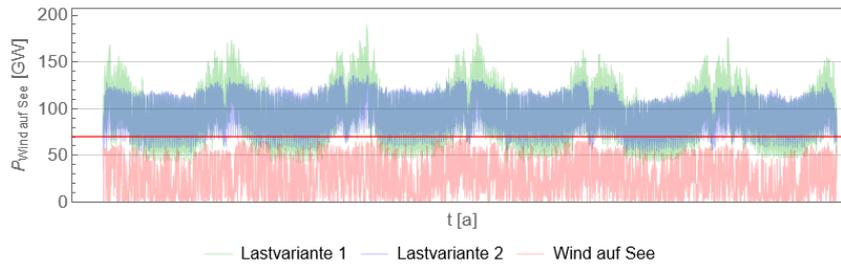
Verläufe und Charakteristika

Zur Erläuterung der Bedeutung der Teilbilder in Bild 8 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

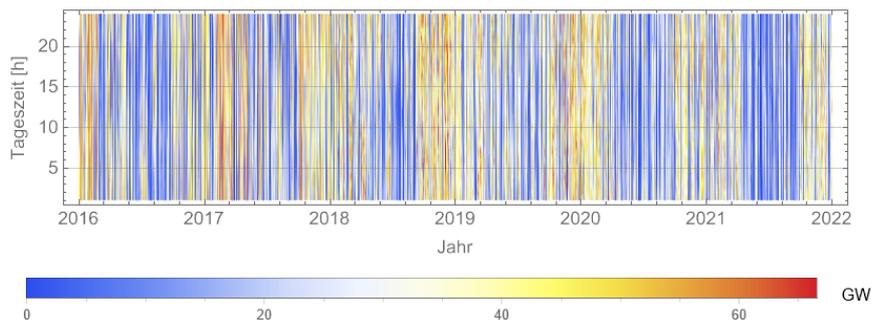
Bei erster Inaugenscheinnahme sieht der Leistungsverlauf saisonal deutlich ausgeglichener aus wie der Wind-an-Land-Leistungsverlauf. Eine genauere Betrachtung, insbesondere mit Hilfe der Heatmap, hingegen zeigt eine saisonale Abhängigkeit: Im Winter wird tendenziell mehr Leistung angeboten wie im Sommer. Dabei ist das winterliche Angebot durchgehend gleichmäßiger als bei Wind-an-Land-Anlagen. Die Leistungsspitzen liegen bei 60,9 bis 66,6 GW, also bei bis zu 95% der installierten Leistung. Die Leistungsminima liegen knapp über 0 GW. Von wenigen Ausnahmen abgesehen liegt die Leistung stets unterhalb des Strombedarfs und könnte, wären nicht die zahlreichen Leistungseinbrüche, schon fast als grundlastfähig bezeichnet werden. Das PDF-Diagramm deutet darauf hin, dass Leistungswerte zwischen 20 und 50 GW mehr oder minder gleichverteilt auftreten. Der Leistungsmedian liegt bei 25 GW, also bei 36% der installierten Leistung. 25% des Leistungsangebots liegen unterhalb von 10 GW (14,3% der Nennleistung), 25% des Leistungsangebots liegen oberhalb von 45 GW (64,3% der Nennleistung).

Eine regelmäßige Abhängigkeit des Windangebots von der Tageszeit lässt sich anhand der Heatmap nicht erkennen.

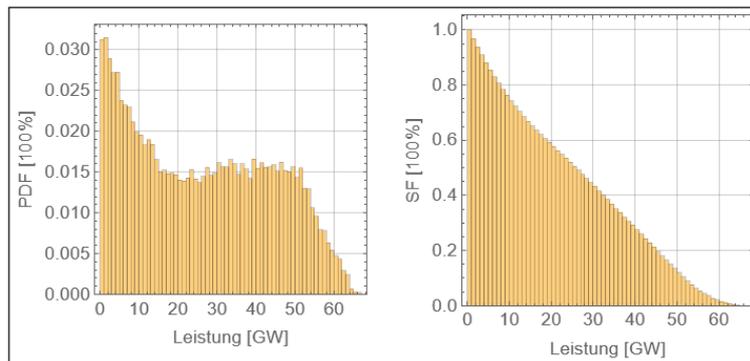
Erzeugerleistung Wind-auf-See, Lastvarianten 1&2
 $P_{\text{nenn}} = 70.0 \text{ GW}$, $\hat{P}_{\text{max}} = 66.6 \text{ GW}$, $\bar{W} = 230.4 \text{ TWh/a}$, $\bar{\eta} = 37.6\%$



Erzeugerleistung Wind-auf-See, Lastvarianten 1&2, "Heatmap"



Erzeugerleistung Wind-auf-See, Lastvarianten 1&2, Häufigkeitsverteilung



Erzeugerleistung Wind-auf-See, Eckwerte, Lastvarianten 1&2

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	MW
W [TWh]	220.6	250.9	249.	243.2	222.8	197.1	230.6
W/W_{max} [%]	36.0	40.9	40.6	39.7	36.3	32.1	37.6
\hat{P} [GW]	60.9	64.3	66.6	64.6	61.2	62.1	63.3
P_{min} [GW]	0.	0.	0.1	0.	0.	0.	0.
$\hat{P}/\hat{P}_{\text{nenn}}$ [%]	87.0	91.9	95.1	92.3	87.4	88.7	90.4

Bild 8: Steckbrief zur Erzeugerleistung Wind-auf-See im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

Steckbrief Biomasse

Eckwerte

... gemäß Bundesnetzagentur (2022), vergleiche Bild 2 und Bild 4:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 2 GW
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 6 TWh/a
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 3.000 h/a ($= W_{jahr}/P_{nenn}$)
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 34,2% ($= T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

Verläufe und Charakteristika

Den Verlauf des Biomasse-Leistungsangebots, für den die teilweise inkonsistenten Originaldaten nachbearbeitet¹³ wurden, zeigt Bild 9.

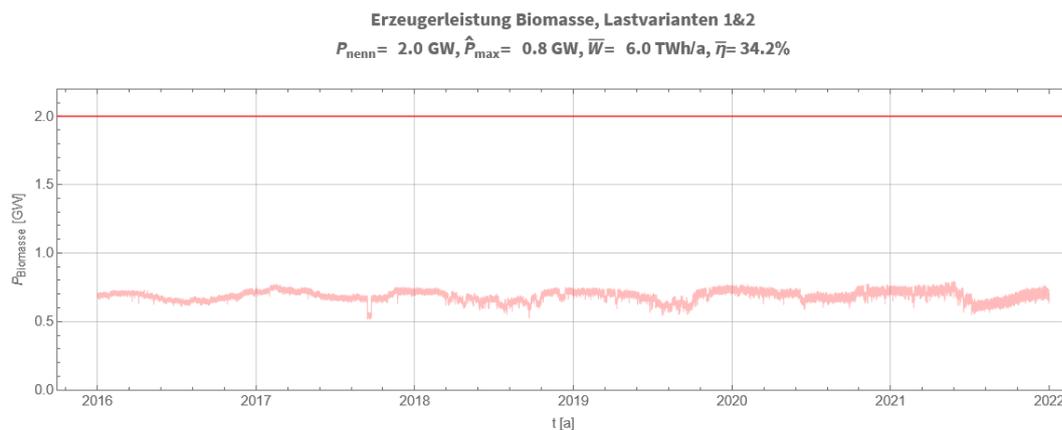


Bild 9: Verlauf der Erzeugerleistung aus Biomasse.
Quelle: Eigene Darstellung.

Bei einer installierten Leistung von 2 GW liegen die Spitzenleistungen bei 0,8 GW. Aus dem Leistungsverlauf lässt sich eine Grundlastfähigkeit der Biomasse-Kraftwerke von mindestens 0,5 GW ableiten.

Bild 10 zeigt zusammengefasst die Charakteristiken des Leistungsangebots aus Biomasse-Kraftwerken gemäß den Erläuterungen zu den einzelnen Teilbilder in Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Hinweis: Im Teilbild oben fällt die Leistung, rote Linie, nahezu mit der Nulllinie zusammen. Grund ist das im Vergleich zur elektrischen Last sehr geringe Leistungsangebot aus Biomasse-Kraftwerken.

Die Charakteristik des vergleichsweise sehr geringen, dafür aber gleichmäßigen und daher grundlastfähigen Leistungsangebots aus Biomasse-Kraftwerken lässt sich mit Hilfe der Heatmap bewerten. Biomasse-Kraftwerke speisen demnach verstärkt zur Winters- und Frühlingszeit in das Netz ein, wobei die Einspeiseleistung allerdings nur geringfügig vom Leistungsmittelwert abweicht. Die größten Leistungen werden während der Morgen- und Abendzeiten eingespeist, was besonders gut bei den Jahren 2019 bis 2021 zu sehen ist. Die installierte Leistung wird bis zu 40% ausgenutzt. Der mittlere Nutzungsgrad ist etwas höher als in der Eckwerte-Tabelle

¹³ Wegen der Geringfügigkeit des Leistungsangebots aus Biomasse-Kraftwerken wird diese Korrektur nicht weiter dokumentiert und auch nicht thematisiert. Bei Bedarf kann die Korrektur erläutert werden.

angegeben. Der Median des Leistungsangebots liegt bei knapp 0,7 GW. 80% des Leistungsangebots liegen über 0,65 GW, 20% über 73 GW.

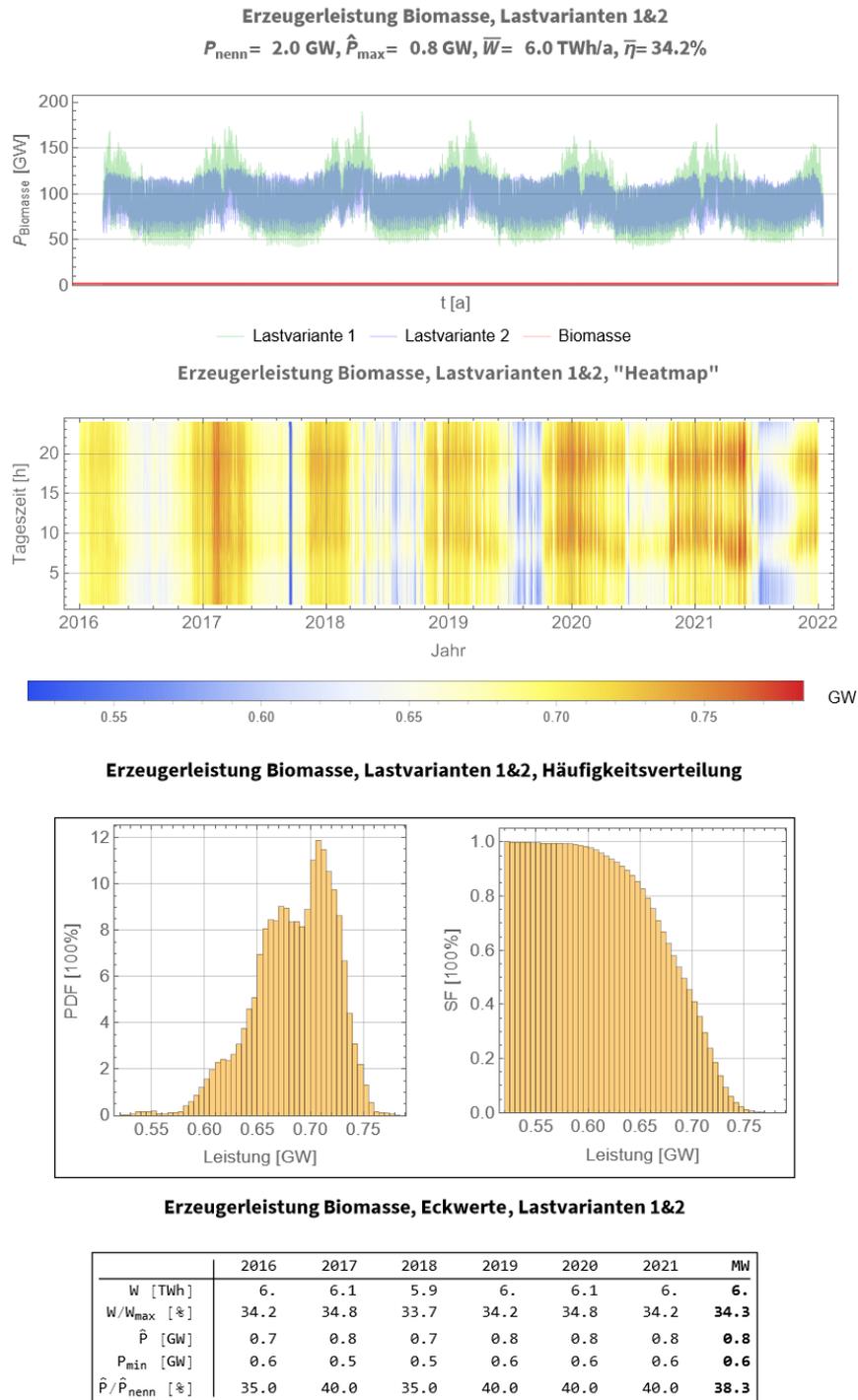


Bild 10: Steckbrief zur Erzeugerleistung Biomasse im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

Das Leistungsangebot ist derart gering, dass es lediglich einen Einfluss auf die lokale, nicht aber auf die gesamtdeutsche Versorgungssituation hat. Im Falle eines deutschlandweiten Blackouts könnten Biomasse-Kraftwerke ggfs. noch als lokale Stromversorger weiterlaufen.

Steckbrief Laufwasser

Eckwerte

... gemäß Bundesnetzagentur (2022), vergleiche Bild 2 und Bild 4:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 5,3 GW
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 21,1 TWh/a
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 3.981 h/a ($= W_{jahr}/P_{nenn}$)
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 45,4% ($= T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

Verläufe und Charakteristika

Den Verlauf des Laufwasser-Leistungsangebots, für den die teilweise inkonsistenten Originaldaten nachbearbeitet¹⁴ wurden, zeigt Bild 11.

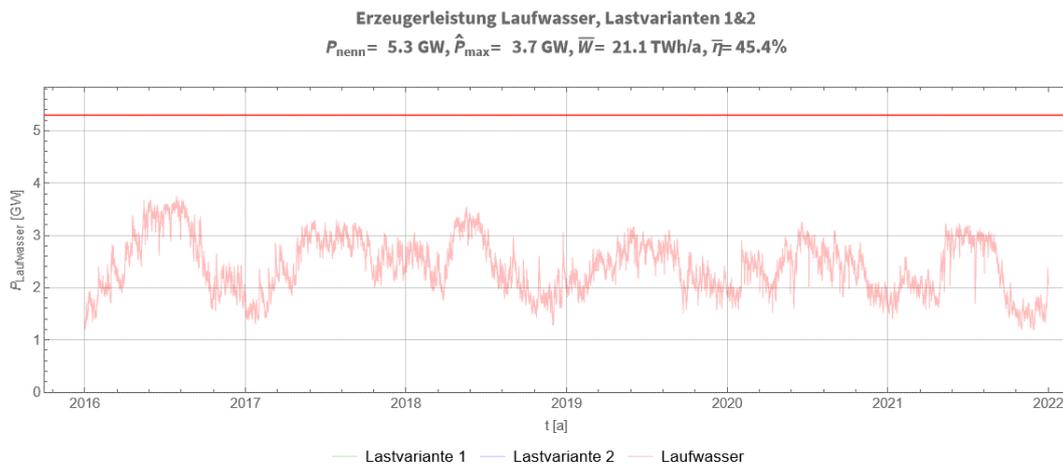


Bild 11: Verlauf der Erzeugerleistung aus Laufwasser.
Quelle: Eigene Darstellung.

Bei einer installierten Leistung von 5,3 GW liegt das Leistungsangebot zwischen 1,2 GW und 3,7 GW mit leicht fallender Tendenz.

In Bild 12 ist der Leistungsverlauf zusammen mit den anderen charakteristischen Eigenschaften dargestellt. Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 12 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Hinweis: Im Teilbild oben fällt die Leistung, rote Linie, nahezu mit der Nulllinie zusammen. Grund ist das im Vergleich zur elektrischen Last geringe Leistungsangebot.

Die Charakteristik des vergleichsweise sehr geringen, dafür aber ausgeglichenen und in Winterzeiten zumindest bis 1,2 GW grundlastfähigen Leistungsangebots aus Laufwasser-Kraftwerken lässt sich mit Hilfe der Heatmap bewerten. Laufwasser-Kraftwerke speisen demnach insbesondere zur Sommerzeit in das Netz ein; während der Winterszeit ist das Leistungsangebot eingeschränkt, vergleiche auch Bild 11. Die Leistung ist tageszeitunabhängig. Die installierte Leistung wird bis zu 63% ausgenutzt. Der mittlere, sich aus den Berechnungen ergebende Nutzungsgrad ist deutlich höher als in der Eckwerte-Tabelle angegeben. Grund ist die nachträgliche Korrektur augenscheinlich fehlerhaft gemessener Leistungsverläufe. Der Median des Leistungsangebots

¹⁴ Wegen der Geringfügigkeit des Leistungsangebots aus Laufwasser-Kraftwerken wird diese Korrektur nicht weiter dokumentiert und auch nicht thematisiert. Bei Bedarf kann die Korrektur erläutert werden.

liegt bei knapp 2,3 GW. 80% des Leistungsangebots liegen über 1,9 GW, 20% über 2,9 GW. Im Leistungsbereich von 1,9 bis 2,5 GW ist das Leistungsangebot recht gleichmäßig verteilt.

Das Leistungsangebot ist derart gering, dass es lediglich einen Einfluss auf die lokale, nicht aber auf die gesamtdeutsche Versorgungssituation hat. Im Falle eines deutschlandweiten Blackouts könnten Laufwasser-Kraftwerke ggfs. noch als lokale Stromversorger weiterlaufen.

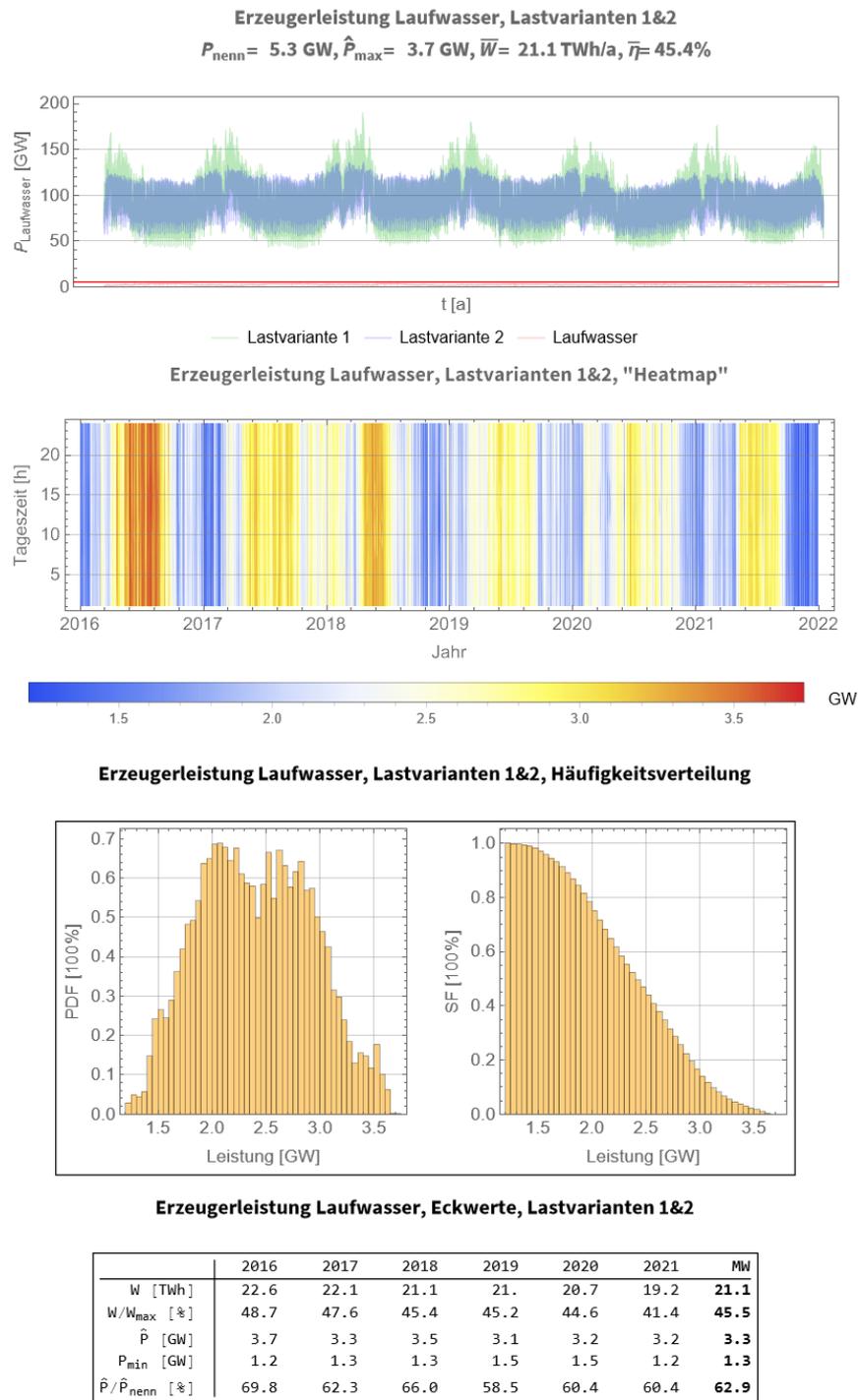


Bild 12: Steckbrief zur Erzeugerleistung Laufwasser im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

Steckbrief Sonstige EE

Eckwerte

... gemäß Bundesnetzagentur (2022), vergleiche Bild 2 und Bild 4:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 1 GW
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 5 TWh/a
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 5.000 h/a ($= W_{jahr}/P_{nenn}$)
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 57,1% ($= T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

Verläufe und Charakteristika

Den Verlauf des Sonstige-EE-Leistungsangebots, für den die teilweise inkonsistenten Originaldaten nachbearbeitet¹⁵ wurden, zeigt Bild 13.

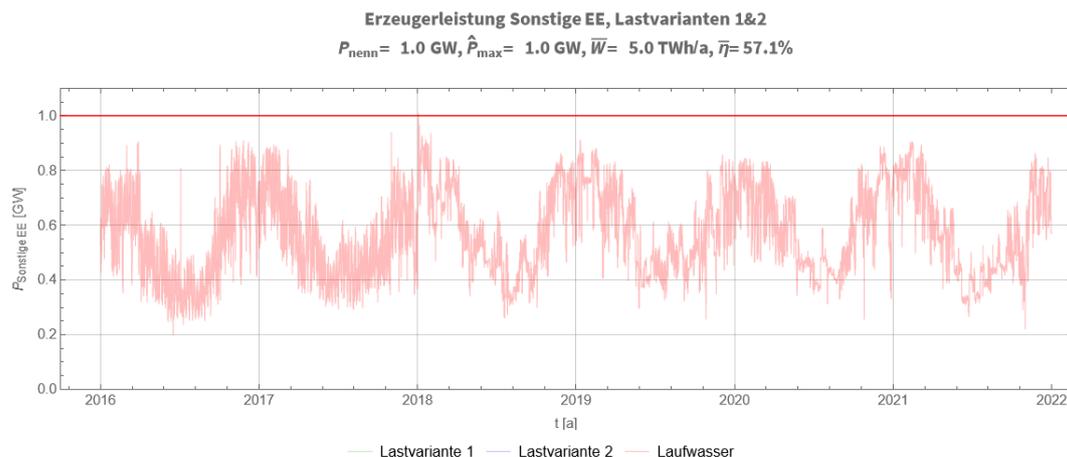


Bild 13: Erzeugerleistung aus Sonstigen Erneuerbaren.
Quelle: Eigene Darstellung.

Bei einer installierten Leistung von 1,0 GW liegt das Leistungsangebot zwischen 0,2 GW und 1,0 GW. Die Maximalleistung wird insbesondere im Winter angeboten. Im Sommer geht das Leistungsangebot stets auf etwa 30% der installierten Leistung zurück. Der Leistungsverlauf ist quasistationär und zumindest bis 0,2 GW grundlastfähig.

In Bild 14 ist der Leistungsverlauf zusammen mit den anderen charakteristischen Eigenschaften dargestellt. Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 14 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Hinweis: Im Teilbild oben fällt die Leistung, rote Linie, nahezu mit der Nulllinie zusammen. Grund ist das im Vergleich zur elektrischen Last sehr geringe Leistungsangebot.

Die Charakteristik des vergleichsweise sehr geringen, dafür aber ausgeglichenen Leistungsangebots aus Sonstige-EE-Kraftwerken lässt sich wieder am besten mit Hilfe der Heatmap bewerten. Sonstige-EE-Kraftwerke speisen demnach insbesondere zur Winterzeit in das Netz ein; während der Sommerzeit ist das Leistungsangebot eingeschränkt. Die Leistung ist nahezu tageszeit-unabhängig. Die installierte Leistung wird bis zu 91,7% ausgenutzt. Der Median des Leistungsangebots liegt bei etwa 0,55 GW. 80% des Leistungsangebots liegen über 0,45 GW, 20% über 0,7

¹⁵ Wegen der Geringfügigkeit des Leistungsangebots aus Laufwasser-Kraftwerken wird diese Korrektur nicht weiter dokumentiert und auch nicht thematisiert. Bei Bedarf kann die Korrektur erläutert werden.

GW. Im Leistungsbereich von 0,3 bis 0,8 GW ist das Leistungsangebot mit einem Maximum bei 0,45 GW recht gleichmäßig verteilt.

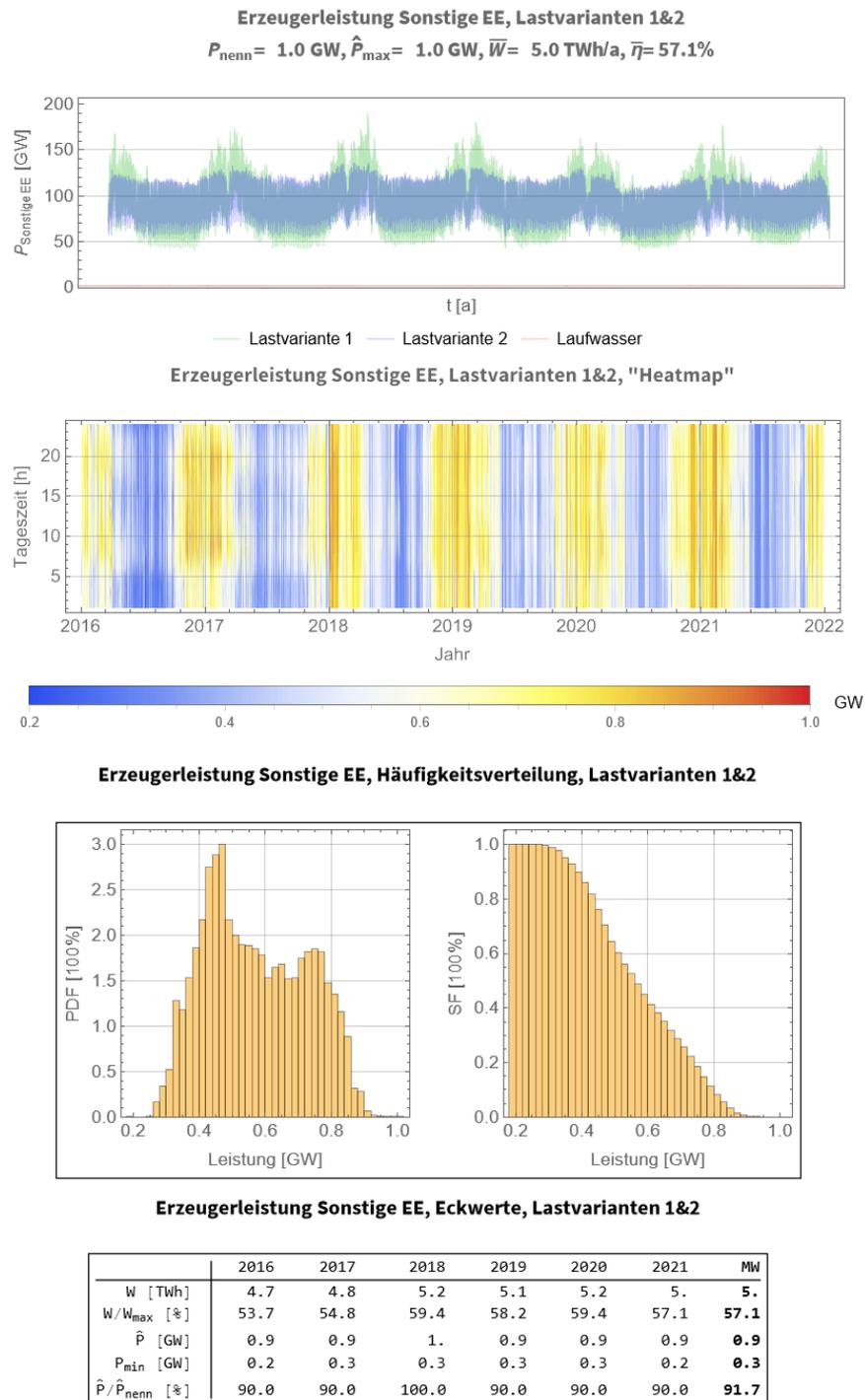


Bild 14: Steckbrief zur Erzeugerleistung Sonstige Erneuerbare Energien im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

Wie bei Biomasse- und Laufwasser-Kraftwerken ist das Leistungsangebot ist derart gering, dass es lediglich einen Einfluss auf die lokale, nicht aber auf die gesamtdeutsche Versorgungssituation hat. Im Falle eines deutschlandweiten Blackouts könnten Sonstige-EE-Kraftwerke ggfs. noch als lokale Stromversorger weiterlaufen.

Steckbrief Flugwind-an-Land

Vorbemerkung

Flugwind-an-Land-Kraftwerke (siehe z.B. Wetzel (2013)) sind derzeit noch nicht Bestandteil der Vorgaben der Bundesnetzagentur bzw. des EEG 2023 und können daher in den Gesamtbetrachtungen zur staatlich dirigierte Energiewende noch nicht berücksichtigt werden. Aufgrund ihrer projektiv interessanten Eigenschaften soll dieser Kraftwerkstyp jedoch zumindest bzgl. seiner Charakteristiken dargestellt werden. Diese Charakteristiken werden ausschließlich aus *synthetisch* erzeugten Leistungssignalen (siehe Vos (2023)) ermittelt, da gemessene Leistungsverläufe nicht in repräsentativer Weise vorliegen. Die für die Jahre 2013 bis 2018 ermittelten Daten¹⁶ wurden von Francesco Lombardi (2024) übermittelt.

Eckwerte

Die Eckwerte werden für die folgenden Darstellungen festgelegt auf:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 14 GW¹⁷
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 53,7 TWh/a (ergibt sich aus Leistungsverlauf)
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 3.836 h/a (= W_{jahr}/P_{nenn})
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 43,8% (= $T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

Verläufe und Charakteristika

Zur Erläuterung der Bedeutung der Teilbilder in Bild 15 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Hinweis: Aufgrund fehlender offizieller Festlegungen bzgl. dieses Stromerzeugertyps wird kein Vergleich mit den elektrischen Lastvarianten durchgeführt. Der Leistungsverlauf wird in seiner vollen Amplitude abgebildet.

Bei einer angenommenen installierten Leistung von 14 GW lassen sich für Flugwind-Kraftwerke-an-Land regelmäßig auftretende Spitzenleistungen von 12,4 GW prognostizieren, entsprechend einer Ausnutzung der installierten Leistung von 88,6%. Die jährlich erzeugte Energie liegt im Mittel bei 53,7 TWh/a, was einem Nutzungsgrad von 43,8% entspricht. Dieser Nutzungsgrad ist deutlich größer als der Nutzungsgrad von Windkraft-an-Land, <28,1%, bzw. von Windkraft-auf-See, 37,6%.

Aus dem Leistungsverlauf im oberen Teilbild ist bei erster Inaugenscheinnahme keine Saisonalität wie bei Windkraft-an-Land bzw. Windkraft-auf-See zu erkennen. Regelmäßig erreichen die Leistungsspitzen 12,4 GW. Aus der Heatmap hingegen ergibt sich eine Saisonalität. Rotfärbungen, die die höchsten Leistungswerte signalisieren, häufen sich insbesondere zur Winterszeit, während zu den Sommerzeiten überwiegend eine Blaufärbung überwiegt. Letzteres ist ein Zeichen dafür, dass die Leistung im Sommer häufiger vollständig einbricht. Tageszeitlich deutet sich aus dem Farbmuster ein ähnliches Verhalten wie bei Wind-an-Land an, wie sich an den leicht verschwommenen überwiegend blau gefärbten kreisförmigen Farbmustern außerhalb der Winterszeiten erahnen lässt. Zu Winterszeiten ergeben sich von der Tageszeit überwiegend unabhängige Farbmuster, vergleichbar zu Wind-an-Land und Wind-auf-See.

Der Leistungsmedian liegt bei 6 GW. 20% der Leistungsdaten liegen bei Werten über 12 GW, 20% liegen unterhalb von 0,6 GW.

¹⁶ Der Zeitbereich weicht von dem für die anderen Steckbriefe verwendeten Zeitbereich 2016 bis 2021 ab.

¹⁷ Weitere Nennleistungsvarianten werden in Coca-Tagarro, I. (2023): „Site Identification Analysis for AWE Devices. A case study in Germany (Version 1)“. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.10462306>, S. 51, Tab. 6.1., angegeben.

Im Vergleich zu den beiden anderen Windkraftwerkstypen überzeugt der (theoretisch) hohe Nutzungsgrad von nahezu 44%.

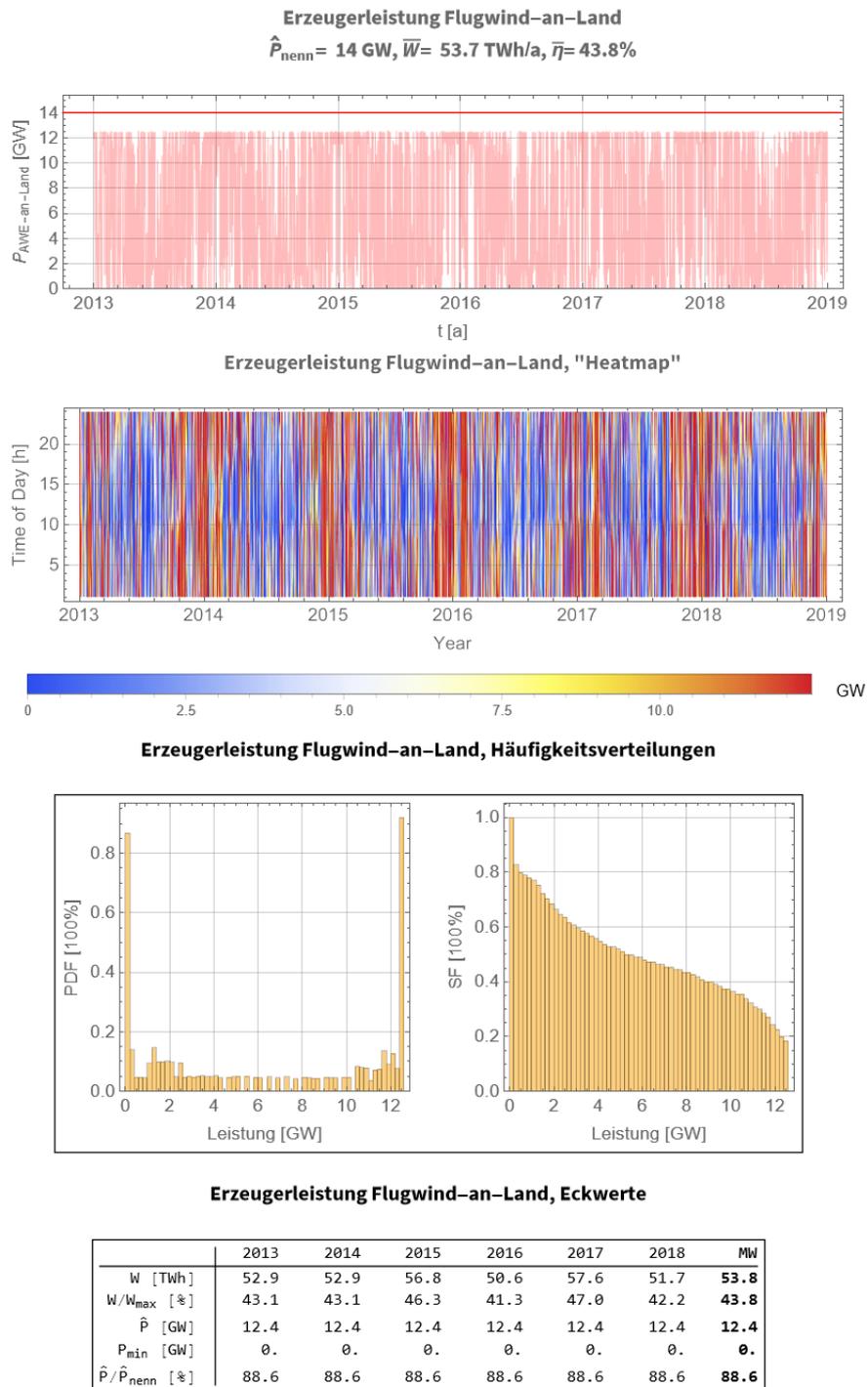


Bild 15: Steckbrief zur Erzeugerleistung Flugwind-an-Land.
 Leistungsdaten theoretisch ermittelt. Daten siehe Francesco Lombardi (2024).
 Quelle: Eigene Darstellung.

Steckbrief EE-Gesamt

Eckwerte

... gemäß Bundesnetzagentur (2022), vergleiche Bild 2 und Bild 4:

- Installierte Leistung P_{nenn} : 638,3 GW
- Erzeugte Jahresenergie W_{jahr} : 1.030,8 TWh/a
- Resultierende Volllaststunden T_{vl} : 1.615 h/a ($= W_{jahr}/P_{nenn}$)
- Resultierender Nutzungsgrad η_{nutz} : 18,4% ($= T_{vl}/8.760 \text{ h/a} \times 100\%$)

Verläufe und Charakteristika

Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 16 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Die Gesamtleistung, die sich additiv aus den vorangehend besprochenen Leistungen zusammensetzt, erreicht Spitzenleistungen von 345,1 bis 381,4 GW mit Mittelwert bei 365,8 GW. Im Mittel sind das 57,3% der insgesamt installierten Leistung von 638,3 GW. Im Vergleich zu den beiden Verbraucherleistungsvarianten sind die auftretenden Überschussleistungen allerdings bereits bei erster Inaugenscheinnahme überwältigend, was als Nachweis des dramatischen Anpassungsbedarfs des künftigen EE-Systems an den Bedarf der Verbraucher zu verstehen ist. Dieser Befund ergibt sich auch aufgrund der sehr häufig auftretenden Defizitleistungen. Diese gewaltige Fehlanpassung lässt sich durch die geplanten, vergleichsweise aber marginalen Eingriffe in das Verbraucherverhalten, z.B. durch stunden- oder halbtagesweise Smart-Grid- oder DSM-Eingriffe oder „flexible“ Strompreise, nicht beseitigen. Dies erfordert andere, sehr tiefgreifende systemtechnische Maßnahmen. Ansonsten droht ein vollständiger Blackout.

Außerhalb der Winterzeit scheint der Leistungsverlauf auf den ersten Blick ein nahezu ausgeglichenes, wenn auch mit Leistungsspitzen und -einbrüchen übersätes Profil mit Mittelwerten um die 250 GW aufzuweisen. Zu den Winterzeiten hingegen bricht das Leistungsangebot vergleichsweise stark ein. Insgesamt ist der Verlauf deutlich von der photovoltaischen Leistung geprägt, vergleiche Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“, der durch Windkraft an Land und Windkraft auf See nur teilweise, insbesondere in der Frühjahrs- und Herbstzeit, begradigt wird. Die Dominanz des photovoltaischen Leistungseintrags lässt sich deutlich an der Heatmap erkennen, die nahezu die gleiche Charakteristik wie die Heatmap im Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“ aufweist. Insbesondere auch die tageszeitliche Charakteristik ist ein deutlich Nachweis hierfür. Die dunkelblauen Bereiche in der Heatmap kennzeichnen die sogenannten „Dunkelflauten“, die roten Bereiche die sogenannten „Hellbrisen“. Die bei ihrer Einzelbetrachtung unbedeutenden Leistungen aus Biomasse-, Laufwasser- und Sonstige-EE-Kraftwerken tragen bei Dunkelflauten dazu bei, dass die Leistung zu keinem Zeitpunkt vollständig einbricht, sondern stets eine minimale Leistungsreserve von 7,7 bis 11,5 mit Mittelwert bei 9,4 GW besteht. Diese stets vorhandene Leistungsreserve ist allerdings nur für das nähere Umfeld (<100 km) der entsprechenden Erzeuger nutzbar. Inwiefern bei Hellbrisen zumindest Biomasse- und Sonstige-EE-Kraftwerke reaktiv intermittierend ab- und wieder zugeschaltet werden können, muss sich in der Praxis zeigen; aufgrund des geringen Leistungspotenzials erschiene eine solche Maßnahme allerdings eher als unwirtschaftlich denn als technisch sinnvoll. Hier dürften andere Maßnahmen besser greifen.

Die aus dem Verlauf berechnete pro Jahr abschöpfbare Energie bewegt sich zwischen 922,4 und 1.048,7 TWh mit Mittelwert bei 1.002,2 TWh/a. Dies ist dicht am Prognose-Wert der Bundesnetzagentur (2022) von 1.030,8 TWh/a. Aufgrund der Verläufe berechnet sich der Nutzungsgrad des Gesamtsystems zu 17,9%; auch dieser Wert liegt sehr dicht an dem aus den Werten der Bundesnetzagentur (2022) ableitbaren Nutzungsgrad von 18,4%. Die theoretische

Energieergiebigkeit des Gesamt-Kraftwerkparcs von $638,3 \text{ GW} \times 8.760 \text{ h/a} = 5.591,5 \text{ TWh/a}$ wird somit zu weniger als einem Fünftel ausgeschöpft.

Zwischen 30 und 110 GW weisen die Leistungswerte eine indifferent verteilte Gleichverteilung auf. 25% des Leistungsangebots liegt unter 70 GW, 25% des Leistungsangebot liegt über 160 GW.

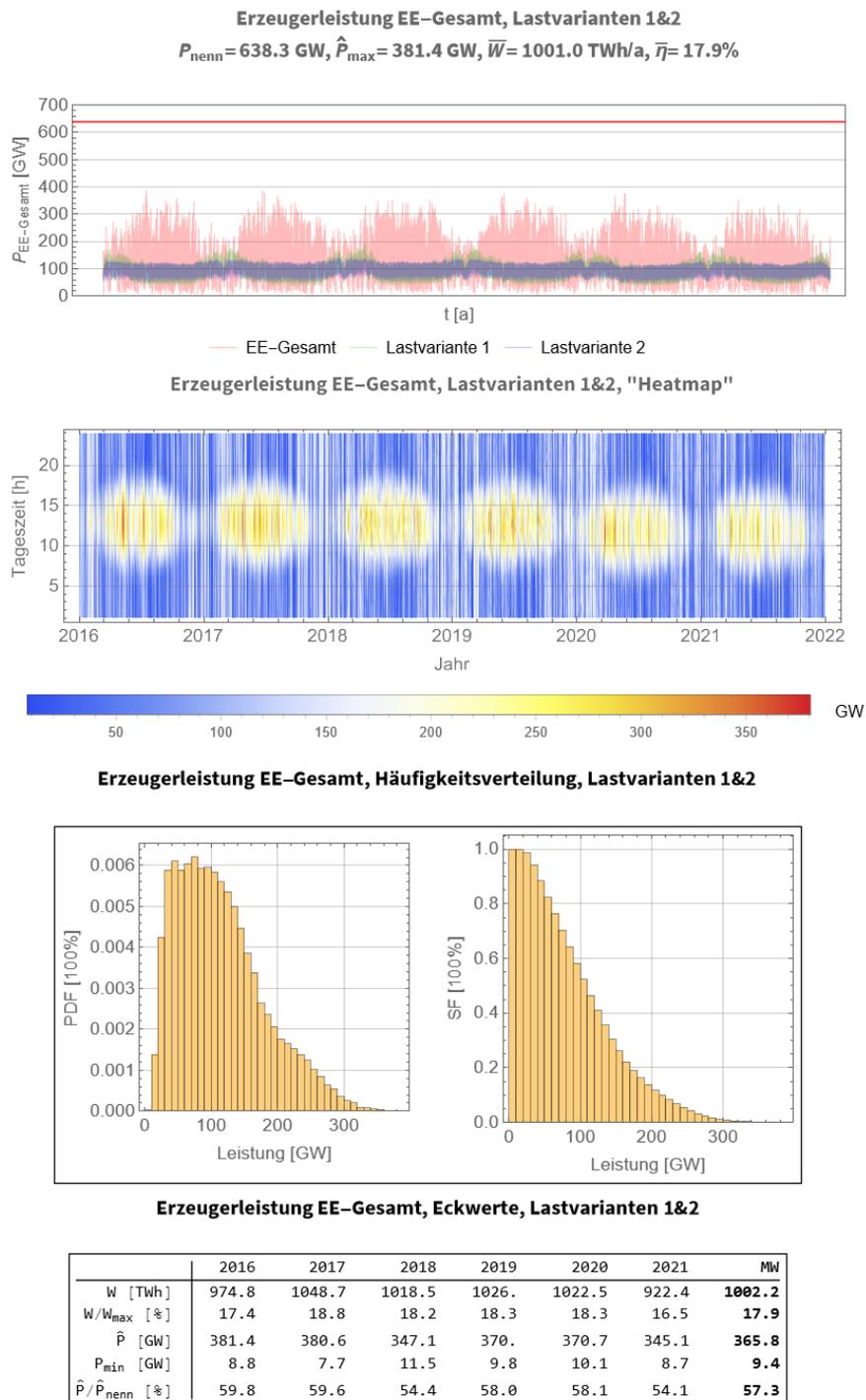


Bild 16: Steckbrief zur Erzeugerleistung Photovoltaik im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

EE-Verbraucher

Gemäß Bundesnetzagentur (2022) wird für die Jahre 2037/2045 folgender Strombedarf der Verbraucher angegeben (3 Szenarien A/B/C):

[TWh]	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Haushalte	156,9	156,9	183,2	143,4	143,4	185,7
davon Geräte	104,0	104,0	114,3	90,4	90,4	114,3
davon Wärmepumpen	52,9	52,9	68,9	53,0	53,0	71,4
GHD	168,0	168,0	185,9	161,5	161,5	186,3
davon Rechenzentren	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
davon Wärmepumpen	14,9	14,9	19,3	14,6	14,6	19,7
davon Geräte	103,1	103,1	116,6	96,9	96,9	116,6
Industrie	267,5	334,0	352,0	310,5	382,9	469,0
Verkehr	93,4	131,1	140,6	118,8	160,6	172,8
Elektrolyse	120,0	78,0	84,0	240,0	150,0	165,0
Fernwärmeerzeugung	22,2	22,6	36,7	24,6	26,9	42,8
davon Elektrodenheizer	4,0	8,0	8,0	5,5	11,0	11,0
davon Großwärmepumpen	18,2	14,6	28,7	19,1	15,9	31,8
Nettostromverbrauch	828,0	890,6	982,4	998,8	1025,3	1221,6
Verteilernetzverluste	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Übertragungsnetzverluste	30,0	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0
Speicherverluste	3,7	3,8	4,1	4,7	5,3	5,3
Kraftwerkseigenbedarf	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Bruttostromverbrauch	898,5	961,2	1053,3	1079,3	1106,4	1302,7

Bild 17: Jahres-Nennenergien der Erneuerbare-Energie-Quellen in den Jahren 2037/2045. Tabelle von Bundesnetzagentur (2022), S. 45.

Im Szenario A¹⁸, Jahr 2045, beträgt der Stromverbrauch inklusive Verlusten 1.079,3 TWh. Bei einer Gesamterzeugung von 1.030,8 TWh/a bedeutet dies, dass noch 48,5 TWh/a aus dem Ausland zu importieren sind. Mutmaßlich dürfe dieser Import insbesondere zur Winterzeit stattfinden müssen, da zu dieser Zeit die deutsche EE-Stromversorgung deutlich einbricht, siehe oben.

In Bild 18 sind für die drei Szenarien die Daten des Stromverbrauchs zusammen mit den Daten der EE-Stromerzeugung dargestellt. In allen Fällen wird mehr Energie verbraucht als Erneuerbare Energie erzeugt wird. Die Defizite ΔW variieren zwischen 48,5 und 180,5 TWh/a. Diese müssten aus Stromimporten gedeckt werden.

Der Verbraucher „Elektrolyse“ wird nachfolgend nicht als echter Verbraucher bzw. als Endverbraucher betrachtet, da das Elektrolyseprodukt Wasserstoff als ausgleichender Zwischenspeicher benötigt und später über Wasserstoffkraftwerke wieder in elektrische Leistung umgewan-

¹⁸ Szenario A wird im Rahmen dieses Berichtes als Referenz-Szenario verwendet, da sich dessen Werte im Erzeugerbereich im EEG 2023 widerspiegelt und da hier der Wert für den Stromverbrauch am nächsten am Wert für die Stromerzeugung liegt.

delt wird, zum Beispiel um Dunkelflauten zu überbrücken und um hierfür EE-Leistungsüberschüsse nutzbar zu machen. Der Verbraucher „Verluste“ bezieht sich nur auf die „klassischen“ Übertragungs- und Energiewandlungsverluste von etwa 8%. In der Gesamtsicht auf alle Systemverluste ist er mit zu geringen Werten angesetzt, da z.B. Verluste aus Elektrolyseuren¹⁹ und Wasserstoff-Kraftwerken²⁰ nicht berücksichtigt sind.

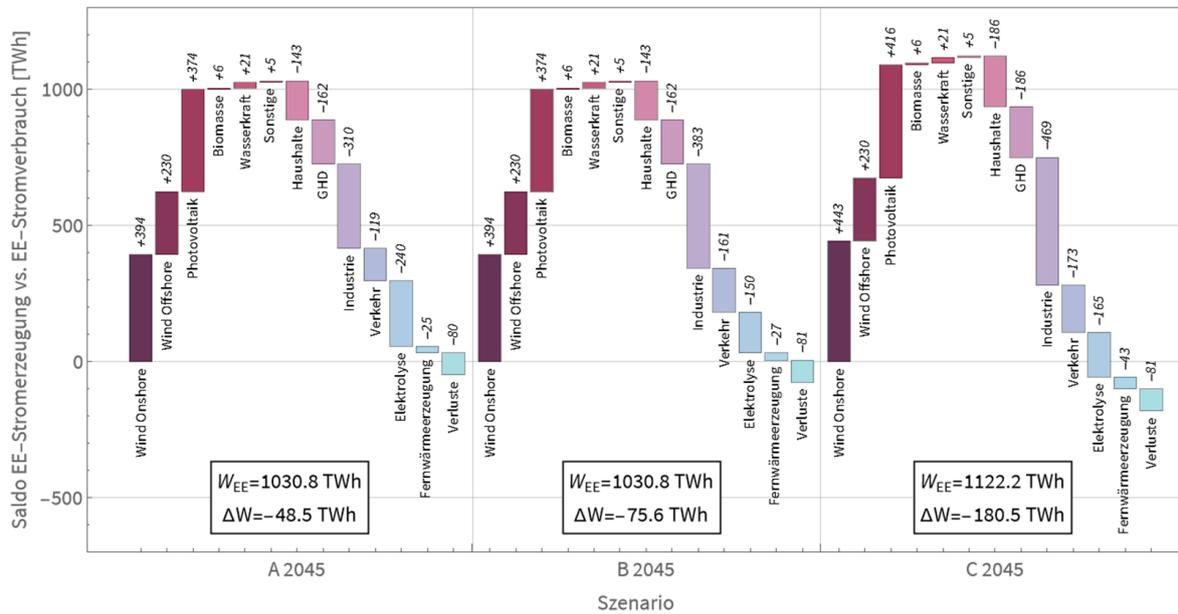


Bild 18: Stromerzeugung und Stromverbrauch gemäß den drei genehmigten Szenarien A/B/C der Bundesnetzagentur (2022).
Quelle: Eigene Darstellung.

¹⁹ Wirkungsgrad: 65%; evt. ist im Winter ein Teil der 35% Verluste für Zwecke der Fernwärme nutzbar.

²⁰ Wirkungsgrad: 40%; evt. Ist im Winter ein Teil der 60% Verluste für Zwecke der Fernwärme nutzbar.

Steckbrief „Normaler Stromdirektverbrauch“ inkl. Übertragungsverlusten

Unter „normaler“ Stromdirektverbrauch wird der Verbrauch elektrischer Geräte außer solchen verstanden, die direkt oder indirekt Heizgeräten oder elektrisch betriebenen Fahrzeugen zuzuordnen sind. Diese werden aufgrund ihrer spezifischen Charakteristik gesondert behandelt. Das Leistungsprofil des „normalen“ Stromdirektverbrauchs entspricht qualitativ dem heutigen Profil.

Eckwerte

- Strombedarf Verbraucher: 548 TWh/a (Endverbrauch)
- Verluste: 44 TWh/a
(8% des Endverbrauchs, 7,5% des Bruttostrombedarfs)
- Bruttostrombedarf, gesamt: 592 TWh/a

Verläufe und Charakteristika

Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 19 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Nutzungsgrade können nur mit Bezug auf die aus den Bildern ablesbaren Maximalwerte ermittelt werden, da die Nennleistungen der Verbraucher nicht bekannt sind.

Die Leistung des „normalen Stromdirektverbrauchs“ inklusive Verlusten schwankt im Mittel zwischen 41 und 93 GW mit Mittelwert bei 68 GW. Er hat ein ausgeprägt saisonales Verhalten mit Maxima im Winter und Minima im Sommer sowie typischen durch Feiertags- oder Ferienzeiten bewirkten Bedarfseinbrüchen (insbesondere auffällig „zwischen den Jahren“). Über die Jahre schwankt der Energiebedarf zwischen 563 TWh und 619 TWh. Aus der Heatmap ist zudem der bekannte Sachverhalt erkennbar, dass der Strombedarf insbesondere während der „Wachzeiten“ der Bevölkerung, also zwischen 05:00 Uhr und 21:00 Uhr am ausgeprägtesten ist.

Die PDF-Verteilung der Leistungsabnahme hat zwei ausgeprägte Maxima bei ca. 60 GW und bei ca. 80 GW mit einem verhältnismäßig gleichverteilten Leistungsbedarf zwischen 55 GW und 85 GW. 25% des Leistungsbedarfs liegen unterhalb von 58 GW, 25% des Leistungsbedarfs liegen oberhalb von 75 GW. Die Maximalleistungen erreichen bis zu 97,2 GW bei Mittelwerten von 93,4 GW.

Das verhältnismäßig gut vorausschaubare Verhalten der Stromverbraucher soll im Hinblick auf die hiermit zu koppelnde Stromversorgung noch näher untersucht werden:

Bild 20 zeigt die Heatmap des *differentiellen* Leistungsbedarfs. Dieser beschreibt die durch Ein- und Ausschaltprozesse der elektrischen Last bewirkten Leistungsänderungen im Stundenabstand. Entsprechend diesem differentiellen Leistungsbedarf sind Kraftwerke abzuschalten bzw. einzuschalten. So zeigt die Legende unter der Heatmap, dass es binnen einer Stunde zu Leistungsanforderungen an Kraftwerke von etwa 12,5 GW/h kommen kann (siehe Legende rechts, rote Farbe), oder dass es binnen einer Stunde zu Lastabwürfen mit einer Geschwindigkeit von etwa 7,5 GW/h (siehe Legende links, blaue Farbe) kommen kann.

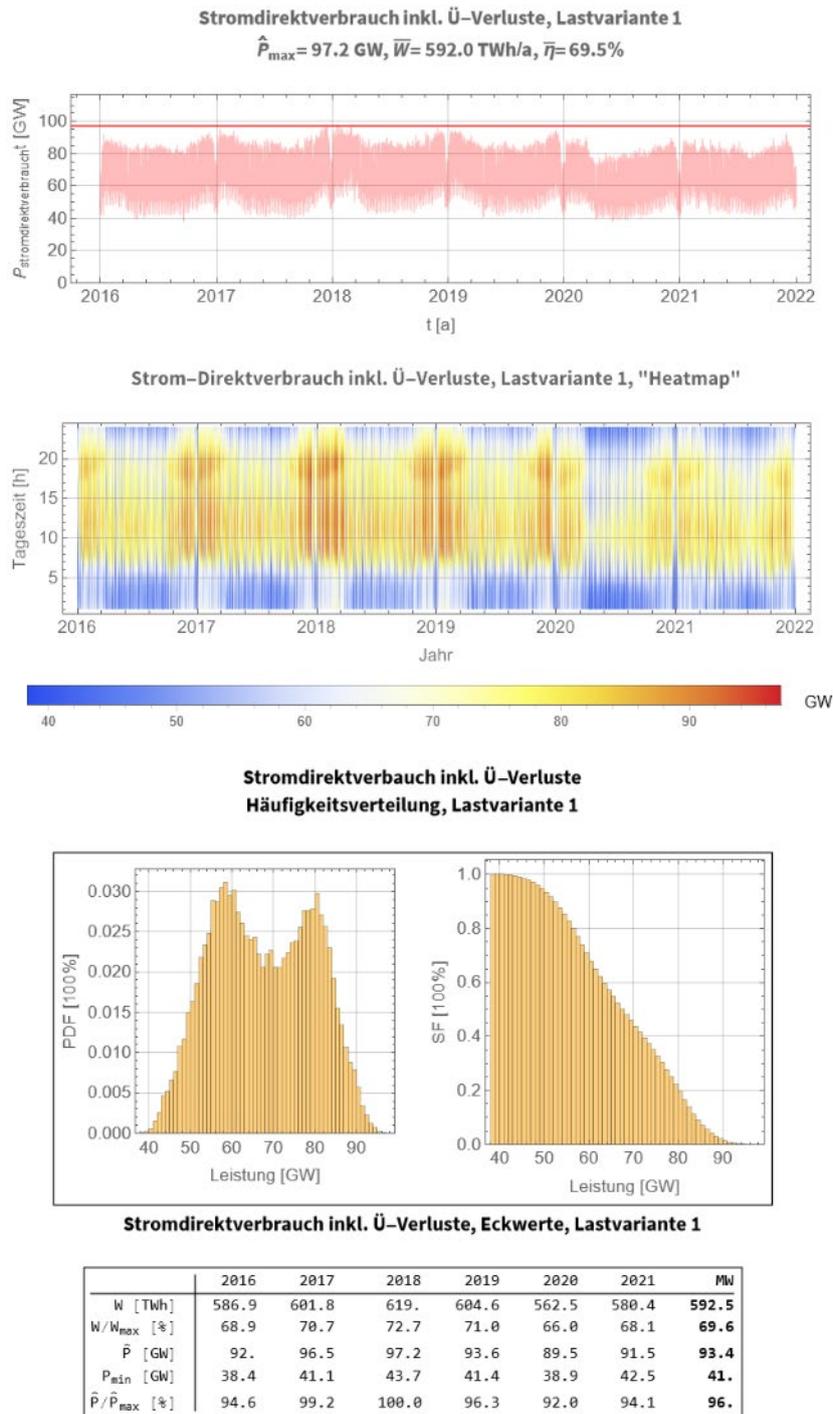


Bild 19: Steckbrief zur Stromdirektverbrauch im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

Die Heatmap selbst zeigt, dass der während einer Stunde zunehmende Leistungsbedarf zur Sommerzeit ab 05:00 Uhr und zur Winterszeit ab 06:00 Uhr²¹ erheblich ist und für 2 Stunden stets im roten Bereich über 12 GW/h liegt. Dieser nicht überraschend aber dennoch sprunghaft auftretende Leistungsbedarf aufgrund menschlicher Verhaltensweisen (nachts schlafen, tagsüber aktiv sein) lässt sich nicht aus regenerativen, sich diesen Verhaltensweisen bestenfalls zufällig anpassenden Stromquellen speisen. Hierfür sind grundsätzlich zuverlässig zuschaltbare

²¹ Diese Stunde Zeitunterschied ist bedingt durch die Umstellung von 5 Monaten Winterzeit auf 7 Monate Sommerzeit.

Backup-Kraftwerke erforderlich, die morgens unmittelbar und während einer Dauer von 2 Stunden insgesamt 24 GW oder mehr allein für den Stromdirektverbrauch „ans Netz bringen“ können. In begrenztem Maße könnte auch auf Importleistung zurückgegriffen werden.²²

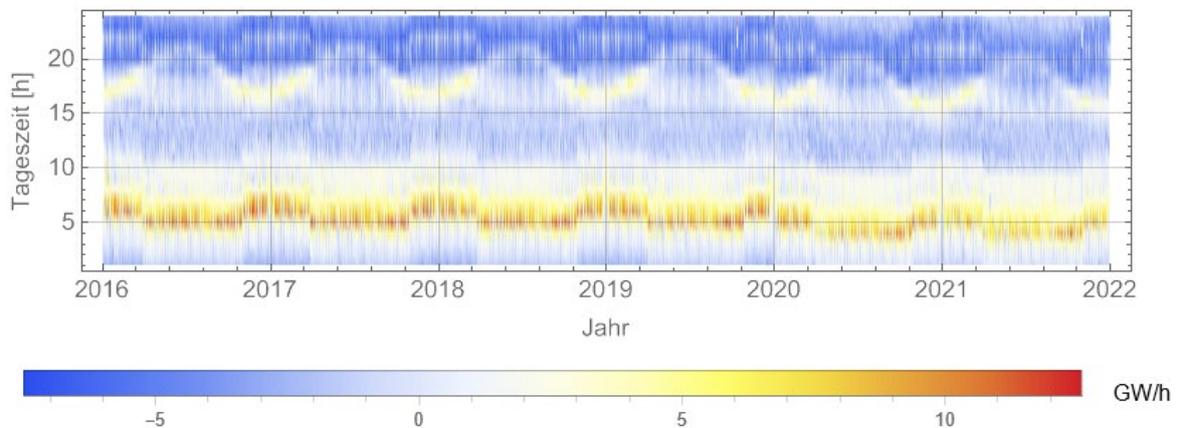


Bild 20: Stromdirektverbrauch, differentielle Darstellung bzw. innerhalb einer Stunde zu-/abgeschaltete „normale“ Stromverbrauchsleistungen.
Quelle: Eigene Darstellung.

Zu den Abendzeiten (Winterzeit: ca. 19:00 bis 24:00, Sommerzeit: 18:00 bis 23:00) treten typischerweise Lastabwürfe von 7,5 GW/h in zwei Abschnitten auf, dunkelblaue Zonen im oberen Bereich der Heatmap. Diesen Lastabwürfen kann nur durch Abschalten von Kraftwerken begegnet werden. Handelt es sich hierbei um Erneuerbaren-Kraftwerke, müssen diese entweder abgeschaltet werden oder deren Leistung muss in andere Verbraucher umgeleitet werden (z.B. in Speicher oder ins Ausland²³).

²² Hierbei ist aber zu bedenken, dass das Ausland aufgrund seines ähnlich wie in Deutschland morgens erheblich zunehmenden Leistungsbedarfs eher an seine eigene Versorgung denken wird als eine Versorgung Deutschlands. Hierfür benötigt das Ausland seine eigenen bedarfsgerecht einschaltbaren Kraftwerke zunächst selbst.

²³ Allerdings zeigt das Ausland in der Regel ein ähnliches Verbraucherverhalten wie der deutsche Stromverbraucher und wird daher ebenfalls ähnliche Lastabwürfe haben bzw. keinen eigenen Bedarf an deutscher Überleistung haben.

Steckbrief Stromverbrauch Wärmepumpen inkl. Übertragungsverlusten

Unter dem Stromverbrauch „Wärmepumpen“ wird der antizipierte Stromverbrauch durch lokale Wärmepumpen direkt innerhalb von Gebäuden, durch Großwärmepumpen (Fernwärme) und durch die eigentliche Fernwärme aus Backup-Kraftwerken verstanden. Die vergleichsweise geringfügigen Anteile aus Stromdirektwärme sind ebenfalls inkludiert.

Eckwerte

- Strombedarf Verbraucher: 92,2 TWh/a (Endverbrauch)
- Verluste: 7,4 TWh/a
(8% des Endverbrauchs, 7,5% des Bruttostrombedarfs)
- Bruttostrombedarf, gesamt: 99,6 TWh/a

Volllaststunden und Nutzungsgrade können nicht ausgewiesen werden, da die Nennleistungen der Verbraucher nicht verfügbar sind.

Verläufe und Charakteristika

Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 21 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Der Heizstromverbrauch gemäß oberem Teilbild wurde wie folgt ermittelt:

Der Fernwärmeverbrauch der Westfälischen Hochschule wurde für drei Jahre erhoben und über der jeweils herrschenden Außentemperatur aufgetragen. Hieraus ergibt sich trotz streuender Wertepaare eine mittlere sigmoid-förmige Kennlinie, die beide Größen in direkten Zusammenhang bringt. Nach Ermittlung der mittleren Tagestemperaturen (Jahre 2016 bis 2021) 188 Städte in Deutschland mit mehr wie 51.000 Einwohnern wurde jedem dieser Orte ein entsprechender Wärmeleistungsgang zugeordnet und mit der Zahl der Einwohner gewichtet. Zur Ermittlung des ortsspezifischen elektrischen Heizleistungsgangs wurde der ortsspezifische Heizleistungsgang durch den ortstemperaturabhängigen mittleren COP²⁴ dividiert. Die derart ermittelten ortsspezifischen elektrischen Leistungsgänge wurden zu einem Gesamtleistungsgang aufsummiert und schließlich durch dessen mittlere Leistung²⁵ dividiert. Anschließend wurde diese normierte Gesamt-Heizstromleistung mit der gewünschten Gesamt-Heizstromleistung (hier also mit 99,6 TWh/a bzw. 11,34 GWh/h; Verluste inklusive) multipliziert. Die tagesweise ermittelten Leistungswerte stellen nach ihrer Neuskalierung auf Stundenwerte lediglich Tagesmittelwerte dar. Somit darf angenommen werden, dass Smart-Grid- und sonstige Ausgleichssteuerungen hierbei durchaus als inkludiert betrachtet werden dürfen.

Nutzungsgrade können nur mit Bezug auf die aus den Bildern ablesbaren Maximalwerte ermittelt werden, da die Nennleistungen der Verbraucher nicht bekannt sind.

Die Leistung des Heizstromverbrauchs schwankt zwischen 0,9 GW im Sommer und 36,5 GW bis 57,6 GW im Winter, das über die Jahre 2016 bis 2021 gemittelten Wintermaximum beträgt 50,1 GW. Im Vergleich zu der mittleren Leistungsspitzen des Stromdirektverbrauchs von 93,4 GW stellt dies eine *erhebliche* Zusatzbelastung des elektrischen Netzes auf bis zu 143,5 GW dar.

Erwartungsgemäß ist der Leistungsbedarf stark saisonal ausgeprägt und aufgrund des oben dargestellten Sachverhalts gemittelter Tagesleistungswerte unabhängig von der Tageszeit. 25% der Leistungswerte liegen unter 3 GW, 25% der Leistungswerte liegen über 18 GW. Der Median liegt

²⁴ Coefficient of Performance

²⁵ Diese entspricht der mittleren Jahresheizenergie geteilt durch 8.760 Stunden.

bei 9 GW. Relativ gesehen ist der Leistungsbedarf aufgrund seiner stark saisonal ausgeprägten Charakters *erheblich* schwankender wie der Direktstromverbrauch.

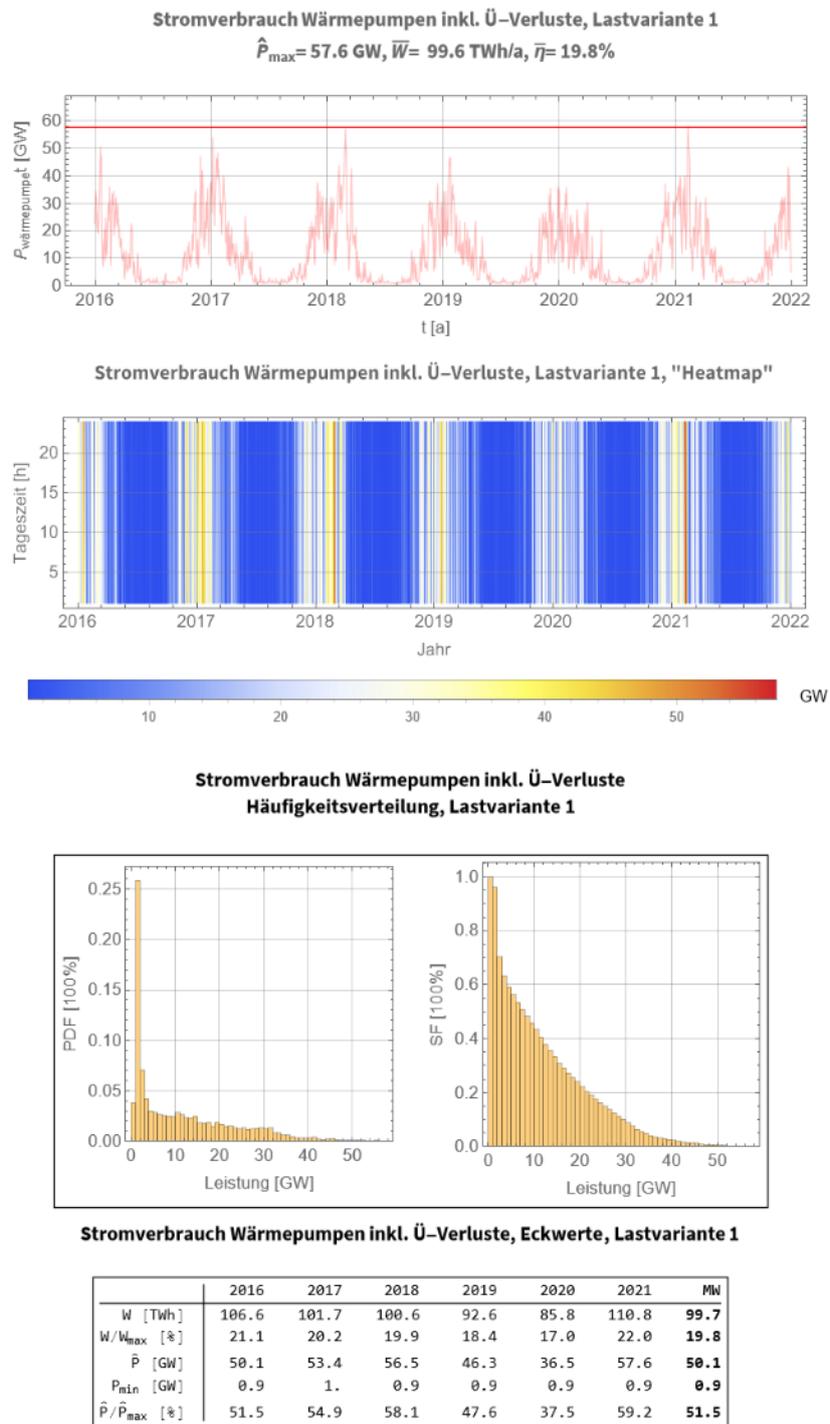


Bild 21: Steckbrief zum Strombedarf von Wärmepumpen usw. im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung.

Steckbrief Stromverbrauch Verkehr inkl. Übertragungsverlusten

Eckwerte

- Strombedarf Verbraucher: 118,8 TWh/a (Endverbrauch)
- Verluste: 9,5 TWh/a
(8% des Endverbrauchs, 7,5% des Bruttostrombedarfs)
- Bruttostrombedarf, gesamt: 128,3 TWh/a

Volllaststunden und Nutzungsgrade können nicht ausgewiesen werden, da die Nennleistungen der Verbraucher nicht verfügbar sind.

Verläufe und Charakteristika

Der Stromverbrauch „Verkehr“²⁶ wurde mit Hilfe von Verläufen aus Ebner u.a. (2019) nachgebildet. Der entsprechende Lastverlauf für eine typische Woche sieht für 12 Millionen Fahrzeuge aus wie in Bild 22 dargestellt:

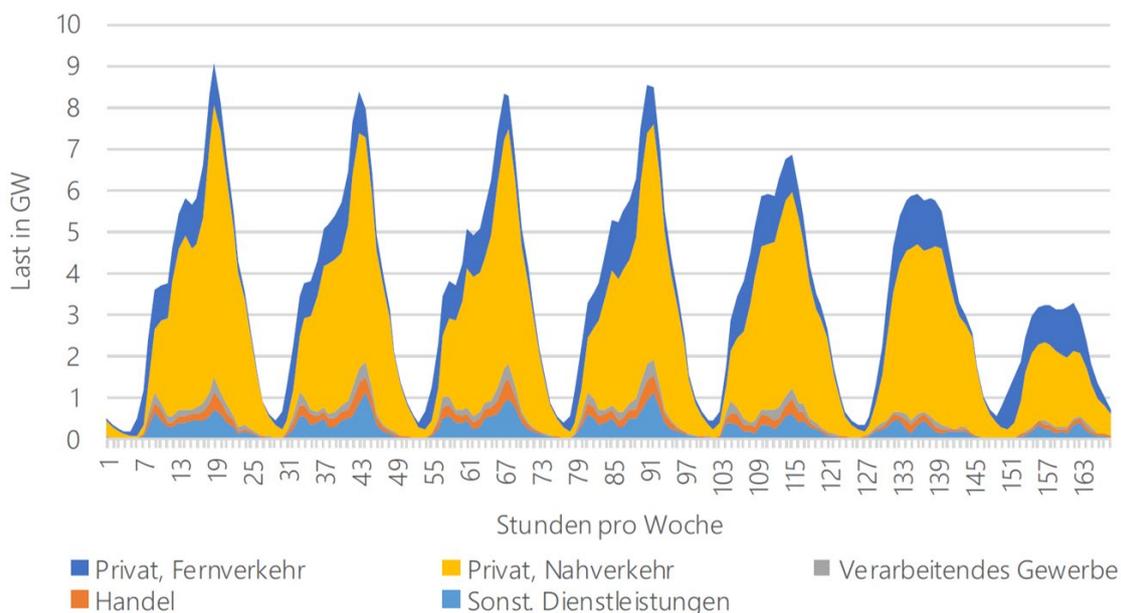


Bild 22: „Lastgang aller betrachteten Typen für eine mittlere Woche bei 12 Mio. Fahrzeugen“. Quelle: Ebner u.a. (2019).

Klar ausgeprägt sind die Leistungsspitzen von Montag bis Donnerstag von bis zu 9 GW, während sonntags nur mit Leistungsspitzen von etwas über 3 GW zu rechnen ist. Lineare Extrapolation dieses Leistungsverlaufs auf 40 Millionen Fahrzeuge führt auf Leistungsspitzen von 30 GW. Da der Ladebedarf von Elektro-Fahrzeugen ebenfalls saisonal abhängig ist²⁷, wird dieser Verlauf nach seiner wochenweisen Wiederholung über das ganze Jahr mit der grundsätzlichen saisonalen Charakteristik des Stromdirektverbrauchs pauschal nachkorrigiert. Dies führt zu der saisonal geprägten Verlaufsdarstellung²⁸ im oberen Teilbild von Bild 23.

²⁶ Hierunter ist der Stromverbrauch beim Aufladen der Elektro-Fahrzeuge zu verstehen.

²⁷ Der Ladebedarf schwankt ja nach Modell zwischen 38% und 107%, siehe ADAC (2024).

²⁸ Der Bericht geht davon aus, dass es sich hierbei um eine optimistische Darstellung handelt, da die Schwankungen in den Ladeleistungsanforderungen gemäß Bild deutlich geringer sind als die tatsächlichen Schwankungen gemäß ADAC (2024).

Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 23 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

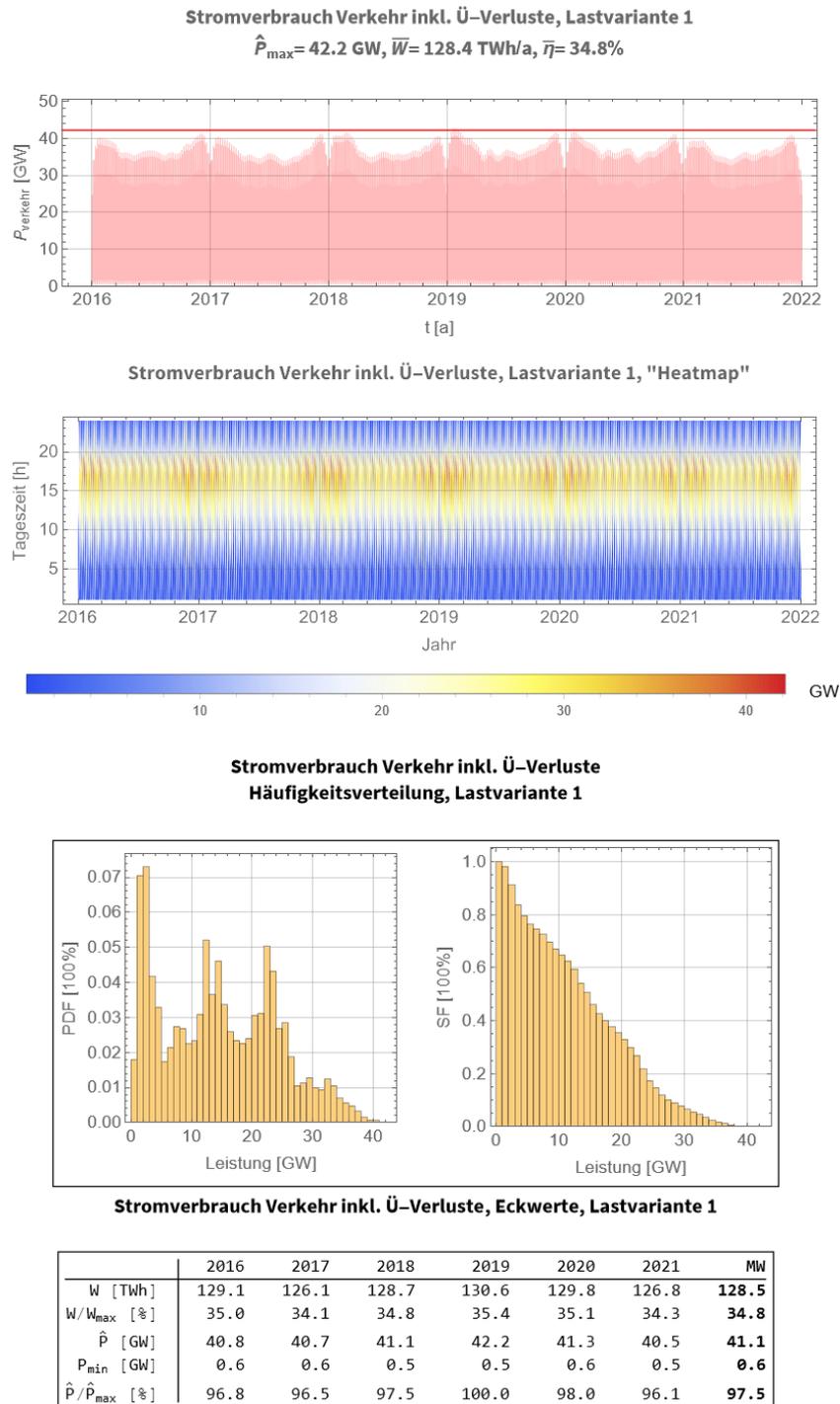


Bild 23: Steckbrief Strombedarf E-Verkehr inkl. Übertragungsverlusten im Jahr 2045.
 Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassende Bewertung

Der Leistungsverlauf überstreicht einen Bereich von 0,5 GW bis 42,2 GW. Der Leistungsmedian liegt etwa bei 14 GW. Wie sich bereits im Leistungsverlauf gemäß Bild 22 zeigt, ist der Ladebedarf der Elektro-Fahrzeuge stark tagesabhängig. Mit dem größten Strombedarf ist hier in den

Zeiten ab 13.00 bis 20:00²⁹ zu rechnen. Dies spiegelt sich auch in der Heatmap wider. Aus Sicht der Ladestromversorgung stellt dies zur Sommerzeit einen Vorteil dar, da hier überwiegend die überschießende Photovoltaikleistung eingesetzt werden kann, sieht man von wolkenverhangenen Großwetterlagen ab. In Zeiten von 22:00 bis 05:00 ist der Ladebedarf sehr gering.

Die wahrscheinlichsten Ladeleistungswerte liegen bei etwa 2, 10 und 17 GW.

25% der Ladeleistungswerte liegen unter 5 GW; 25% liegen oberhalb 17 GW. Der Median liegt bei etwa 11 GW.

Aufgrund des regelmäßig wiederkehrenden Ladebedarfs ist davon auszugehen, dass Elektro-Fahrzeuge insbesondere zur Winterzeit aus Backup-Kraftwerken nachgeladen werden müssen. Die oft propagandisierte Beladung von Elektro-Fahrzeugen ausschließlich aus PV-Anlagen ist noch nicht einmal zur hierfür günstigen Sommerzeit garantiert, da bei wolkenreichen Großwetterlagen keinerlei PV-Strom zur Verfügung steht und Windstrom auch nicht garantiert werden kann.

²⁹ In der Darstellung wird nicht zwischen Sommer- und Winterzeit unterschieden. Dieser „Mangel“ wird aber durch den optimistischen Leistungsverlauf als ausgeglichen betrachtet.

Steckbrief Brutto-Stromverbrauch inkl. Übertragungsverlusten, Lastvariante 1

Eckwerte

Die Eckwerte des Gesamt-Stromverbrauchs ergeben sich aus den Daten der Bundesnetzagentur (2022) gemäß nachfolgender Tabelle:

	Verbrauch TWh	Verluste TWh	Gesamt TWh
Verbraucher	758,8	61,2	820,0
Elektrolyse	240,0	19,3	259,3
Gesamt	998,8	80,5	1079,3

Rot dargestellt sind die direkt aus den Angaben der Bundesnetzagentur (2022) ablesbaren oder berechenbaren Werte, schwarz sind die hieraus über Dreisatzrechnung abgeleiteten Werte.

Die Eckwerte für den Brutto-Stromverbrauch, also für den Gesamt-Stromverbrauch ohne Elektrolyseure, ergeben sich somit zu

- Strombedarf Verbraucher: 758,8 TWh/a (Endverbrauch)
- Verluste: 61,2 TWh/a
- Bruttostrombedarf, gesamt: 820,0 TWh/a

Volllaststunden und Nutzungsgrade können nicht ausgewiesen werden, da die Nennleistungen der Verbraucher nicht verfügbar sind.

Verläufe und Charakteristika

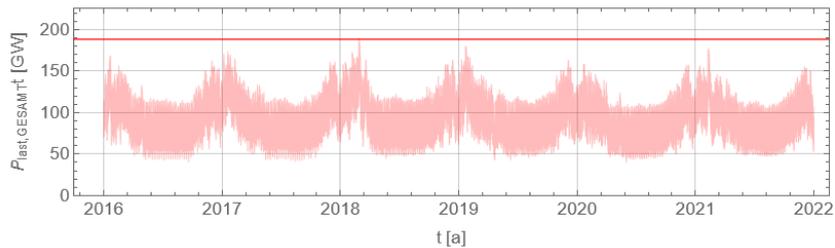
Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 24 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Erwartungsgemäß weist der Brutto-Stromverbrauch eine starke saisonale Abhängigkeit auf. Im Winter werden Leistungsmaxima zwischen 156,7 GW und 188,2 GW mit Mittelwert bei 172,8 GW erreicht. Zur Sommerzeit treten Leistungsminima zwischen 41,1 GW und 48,8 GW mit Mittelwert bei 44,1 GW auf. Am häufigsten liegt der Leistungsbedarf bei 105 GW. In 25% der Fälle liegt er zwischen 41 GW und 80 GW, in 25% der Fälle zwischen 110 GW und 188 GW; der Median liegt bei 95 GW.

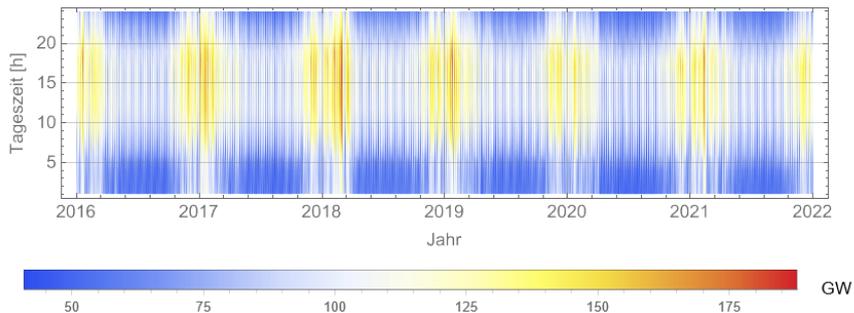
Die Jahresverbrauchsenergien liegen zwischen 778,2 TWh und 848,3 TWh mit Mittelwert bei 820,8 TWh; dies entspricht praktisch dem im Kapitel „Eckwerte“ angegebenen Wert von 820,0 TWh/a.

Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste, Lastvariante 1

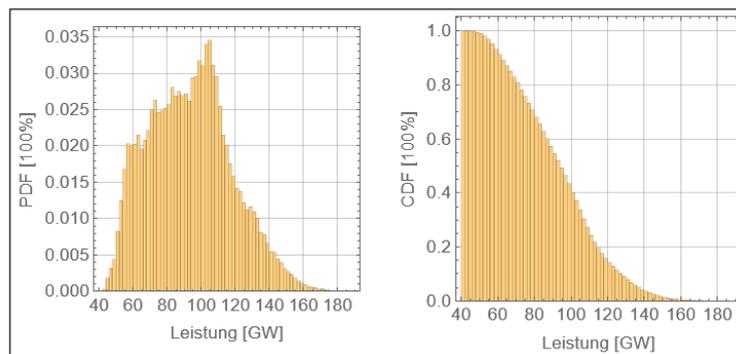
$$\hat{P}_{\max} = 188.0 \text{ GW}, \bar{W} = 820.0 \text{ TWh/a}, \bar{\eta} = 49.7\%$$



Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste, Lastvariante 1, "Heatmap"



Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste Häufigkeitsverteilung, Lastvariante 1



Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste, Eckwerte, Lastvariante 1

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	MW
W [TWh]	822.7	829.5	848.3	827.8	778.2	818.	820.8
W/W _{max} [%]	49.9	50.3	51.4	50.2	47.2	49.6	49.8
\hat{P} [GW]	166.7	171.8	188.2	178.4	156.7	175.1	172.8
P _{min} [GW]	41.7	42.9	46.2	44.	41.1	48.8	44.1
\hat{P}/\hat{P}_{\max} [%]	88.6	91.3	100.0	94.8	83.2	93.0	91.8

Bild 24: Steckbrief zum gesamten Stromverbrauch inkl. Übertragungsverlusten im Jahr 2045. Realitätsnahe Lastvariante 1 mit Berücksichtigung der signaldominierenden winterlichen Strombedarfe durch Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeuge.
Quelle: Eigene Darstellung.

In Ergänzung zu den Verlaufscharakteristiken zeigt die Heatmap in Bild 25 den stundenweise nach der Zeit differenzierten Verlauf der Bruttostrombedarfsleistung. Erwartungsgemäß fallen wie bereits bei Bild 20 diskutiert die regelmäßigen massiven morgendlichen Lastzuschaltungen bzw. abendlichen Lastabwürfe aufgrund menschlicher Verhaltensweisen auf. Morgens können die Zuschaltungen für ca. 2 Stunden Werte bis 20 GW/h erreichen; binnen 2 Stunden sind demnach 40 GW aus zuverlässig regelbaren Kraftwerken bereitzustellen. Abends betragen die stündlichen Lastabwürfe über 22 GW/h. Auch dies geschieht in Zeiträumen von etwa 2 Stunden, innerhalb

derer somit Lastabwürfe von über 44 GW auftreten können. Diesen Lastabwürfen kann nur durch Abschalten oder Abregeln von Kraftwerken oder durch Umleiten deren Leistung an andere Verbraucher oder Zwischennutzer, z.B. Export oder Speicher, begegnet werden. Ein Export der Leistungsüberschüsse dürfte nur schwer möglich sein, da das Ausland zu gleichen Zeiten ein sehr ähnliches Verbraucherverhalten aufweist.

**Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste,
differentielle Werte, Lastvariante 1, "Heatmap"**

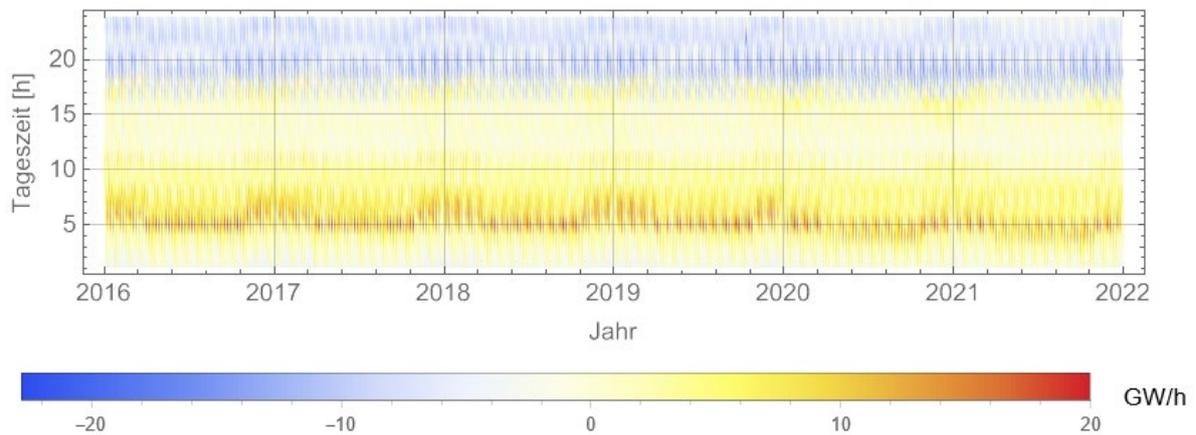


Bild 25: Brutto-Stromverbrauch, differentielle Darstellung bzw. innerhalb einer Stunde zu-/abgeschaltete Stromverbrauchsleistungen. Lastvariante 1.
Quelle: Eigene Darstellung.

Steckbrief Stromverbrauch GESAMT inkl. Übertragungsverlusten, Lastvariante 2

Lastvariante 2 stellt eine realitätsferne Variante dar, bei der davon ausgegangen wird, dass das Verbraucherverhalten des Jahres 2045 auf bzgl. des elektrischen Energiebedarfs gehobenen Niveau identisch zum heutigen Verbraucherverhalten ist. Qualitativ unterscheidet sich der Verlauf der Verbraucherleistung somit nicht vom heutigen Verlauf. Realitas ist dies zwar aufgrund der zusätzlichen, den tatsächlichen Leistungsverlauf massiv dominierenden Leistungsbedarfe von Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeugen ausgeschlossen. Andererseits wird diese realitätsferne Lastvariante 2 bei weiterführenden Berechnungen zur Kontrolle der Sensitivität des für die Zukunft geplanten Energieversorgungssystems im Hinblick auf die Verbraucherleistung eingesetzt. Die weiterführenden Berechnungen sind nicht Gegenstand dieses Berichtes.

Eckwerte

Die Eckwerte sind die gleichen wie die Eckwerte zu Lastvariante 1.

Verläufe und Charakteristika

Zur Erläuterung der Bedeutung der einzelnen Teilbilder in Bild 26 siehe Kapitel „Steckbrief Photovoltaik“.

Auch hier weist der Brutto-Stromverbrauch eine zu erwartende starke saisonale Abhängigkeit auf. Im Winter werden Leistungsmaxima zwischen 119,7 GW und 130,0 GW mit Mittelwert bei 124,8 GW erreicht. Diese Spitzenwerte weichen massiv von den Spitzenwerten der Lastvariante 1 ab: Sie liegen um 37,0 GW bis 58,2 GW niedriger. Dies zeigt, dass die Lastverlaufsform einen erheblichen Einfluss auf die tatsächlichen Erfordernisse an die künftige Energieversorgung hat und dass das heute nur spekulativ erfassbare künftige Verbraucherverhalten zur Vermeidung gravierender Fehlentwicklungen für das künftige Energieversorgungssystem möglichst genau nachgebildet werden muss. Eine Taxierung des Leistungsbedarfs aufgrund von Jahresenergie und Leistungsmittelwerten allein verbietet sich daher.

Zur Sommerzeit treten Leistungsminima zwischen 53,2 GW und 60,6 GW mit Mittelwert bei 56,8 GW auf. Diese Minimalwerte liegen 11,8 GW bis 12,1 GW oberhalb der Leistungsminima bei Lastvariante 1. Auf diese Weise werden die im Vergleich zu Lastvariante 1 deutlich geringeren Leistungsmaxima ausgeglichen, so dass die Fläche unter dem Leistungsverlauf und somit die mittlere Jahresenergie der Lastvariante 2 identisch zum mittleren Jahresverbrauch bei Lastvariante 1 wird.

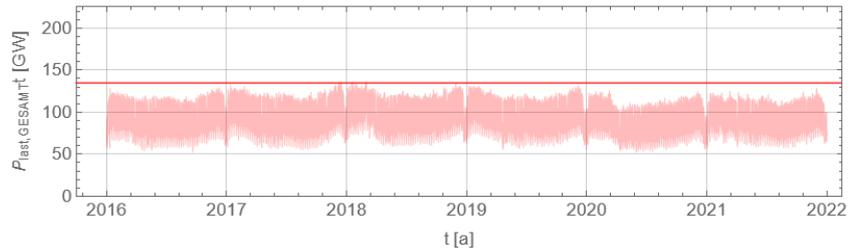
Am häufigsten liegt der Leistungsbedarf bei 80 GW und 110 GW. Im Gegensatz zu Lastvariante 1 mit einem Häufigkeitsmaximum bei 105 GW weist die PDF-Verteilung zwei Häufigkeitsmaxima auf; dies ist darauf zurückzuführen, dass die Charakteristika der Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeuge den Verlauf nur bzgl. seiner Gesamtenergie nicht aber in seiner Charakteristik beeinflussen.

In 25% der Fälle liegt der Leistungsbedarf zwischen 53 GW bis 81 GW, in 25% zwischen 105 GW und 130 GW; der Median liegt bei 92 GW.

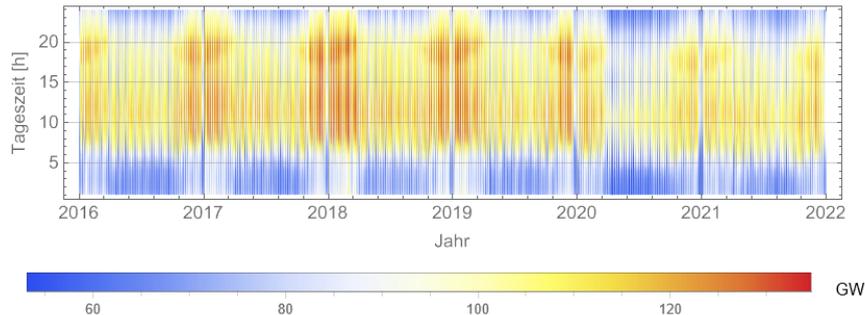
Die Jahresverbrauchsenergien liegen zwischen 779,2 TWh und 857,4 TWh mit Mittelwert bei 820,7 TWh; dies entspricht praktisch dem im Kapitel „Eckwerte“ angegebenen Wert von 820,0 TWh/a. Die Jahresenergien von Lastvariante 2 weichen kaum von den Jahresenergien von Lastvariante 1 ab.

Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste, Lastvariante 2

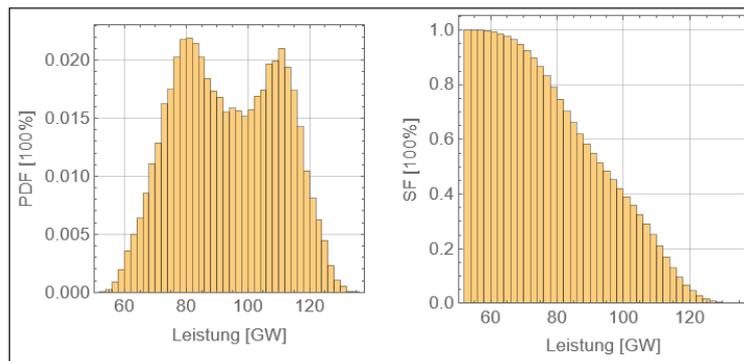
$$\hat{P}_{\max} = 135.0 \text{ GW}, \bar{W} = 820.0 \text{ TWh/a}, \bar{\eta} = 69.5\%$$



Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste, Lastvariante 2, "Heatmap"



**Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste
Häufigkeitsverteilung, Lastvariante 2**



Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste, Eckwerte, Lastvariante 2

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	MW
W [TWh]	812.9	833.6	857.4	837.4	779.2	803.9	820.7
W/W _{max} [%]	68.9	70.7	72.7	71.0	66.0	68.1	69.6
\hat{P} [GW]	127.4	133.6	134.7	129.7	124.	126.7	129.4
P _{min} [GW]	53.2	57.	60.6	57.4	53.9	58.8	56.8
\hat{P}/\hat{P}_{\max} [%]	94.6	99.2	100.0	96.3	92.1	94.1	96.1

Bild 26: Steckbrief zum gesamten Stromverbrauch inkl. Übertragungsverlusten im Jahr 2045. Realitätsferne Lastvariante 2 exkl. Berücksichtigung der signaldominierenden winterlichen Strombedarfe durch Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeuge.

Quelle: Eigene Darstellung.

In Ergänzung zu den Verlaufscharakteristiken zeigt die Heatmap in Bild 27 den stundenweise nach der Zeit differenzierten Verlauf der Bruttostrombedarfsleistung. Erwartungsgemäß fallen wie bereits bei Bild 20 bzw. bei Bild 25 diskutiert die regelmäßigen massiven morgendlichen Lastzuschaltungen bzw. abendlichen Lastabwürfe aufgrund menschlicher Verhaltensweisen auf. Morgens können die Zuschaltungen für ca. 2 zusammenhängende Stunden Werte bis knapp 18 GW/h erreichen; binnen 2 Stunden sind demnach nahezu 36 GW aus zuverlässig regelbaren Kraftwerken bereitzustellen. Von ca. 16:00 bis 20:00 nimmt die Last um etwa 3 GW/h zu. Abends

betragen die stündlichen Lastabwürfe über 11 GW/h. Dies geschieht in zwei Zeiträumen von etwa 2 zusammenhängenden Stunden, innerhalb derer somit Lastabwürfe von über 22 GW auftreten können. Die entsprechend erforderlichen Maßnahmen wurden bereits bei Lastvariante 1 besprochen.

**Stromverbrauch GESAMT inkl. Ü-Verluste,
differentielle Werte, Lastvariante 2, "Heatmap"**

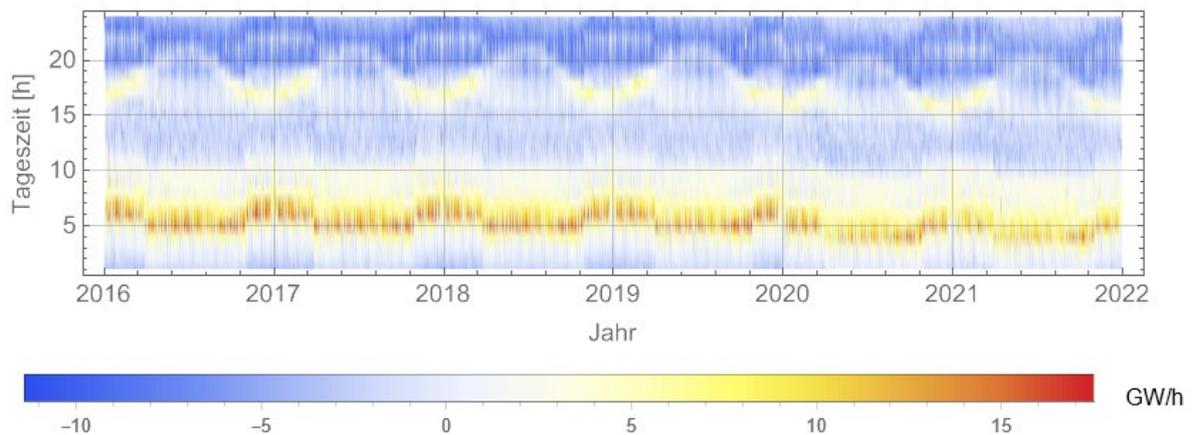


Bild 27: Brutto-Stromverbrauch, differentielle Darstellung bzw. innerhalb einer Stunde zu-/abgeschaltete Stromverbrauchsleistungen. Lastvariante 2.
Quelle: Eigene Darstellung.

Vergleich der Lastvarianten 1 und 2

Bild 28 stellt die Leistungsbedarfe der beiden Lastvarianten vergleichend dar. Der grüne Verlauf stellt den Leistungsbedarf der realitätsnahen Lastvariante 1, der blaue Verlauf den Leistungsbedarf der realitätsfernen Lastvariante 2 dar. Die an der rechten vertikalen Achse eingetragenen Werte repräsentieren Minimal- und Maximalwerte der entsprechenden Varianten. Die Flächen unter den beiden Verläufen sind identisch.

Stromverbrauch gesamt, Lastvarianten 1&2

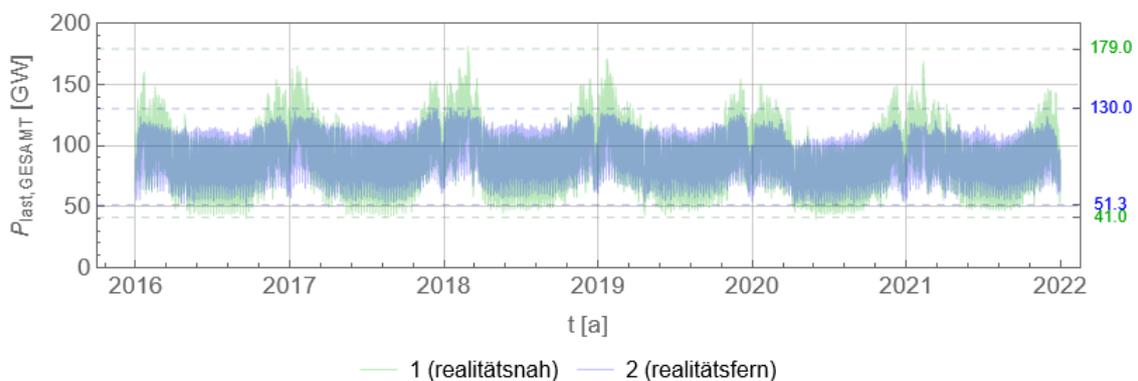
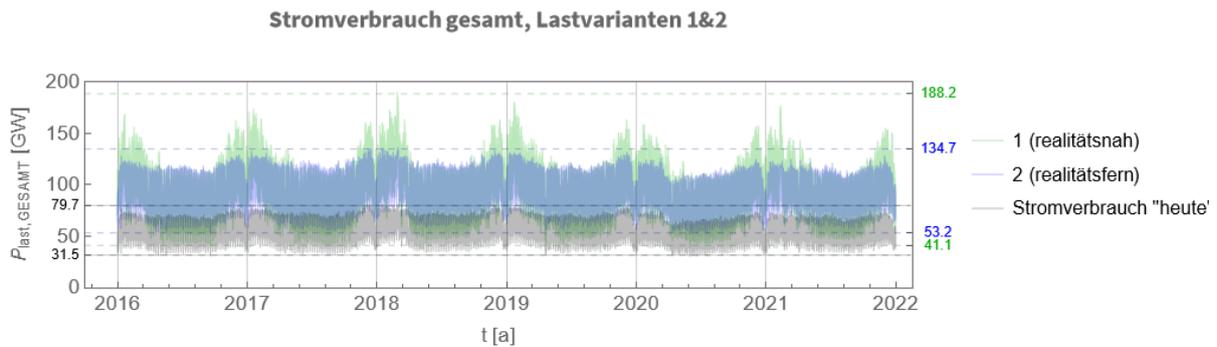


Bild 28: Vergleich von Lastvariante 1 mit Lastvariante 2.
Quelle: Eigene Darstellung.

Die im Bild dargestellten Verläufe wurden für die Steckbriefbilder der Erzeugerleistungen eingetragen, um Erzeugerleistungen und Verbraucherleistungen besser zuordnen bzw. direkt miteinander vergleichen zu können.

Schließlich noch zeigt Bild 29 die Stromverbräuche gemäß Lastvariante 1 und Lastvariante 2 im Vergleich mit dem heutigen Stromverbrauch.



*Bild 29: Vergleich von Lastvariante 1 und Lastvariante 2 mit dem heutigen Stromverbrauch.
Quelle: Eigene Darstellung.*

Der Unterschied ist bereits bei Inaugenscheinnahme erheblich. Die Schwankungsbreiten der Leistungsaufnahmen sind

- Stromverbrauch heute: 31,5 bis 79,7 GW
- Stromverbrauch Lastvariante 1: 41,1 bis 188,2 GW
- Stromverbrauch Lastvariante 2: 53,2 bis 134,7 GW

Somit wird sich die Spitzenleistung um einen Faktor 1,7 bis 2,4 im Vergleich zu den heutigen Stromverbrauchsspitzen erhöhen. Entsprechend ist die Leistungsfähigkeit sämtlicher elektrische Netze (Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung) durch entsprechend massiven Ausbau anzupassen.

Literatur

ADAC (2024): „Elektroauto im Winter: So wirkt sich Kälte auf Verbrauch und Reichweite aus“, ADAC, 10.01.2024. <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektro-auto-reichweite-winter/> (abgerufen am 21.07.2024).

Bundesnetzagentur (2022): "Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, Bedarfsermittlung 2023-2037/2045“, Az.: 4.14.01.01/001#1, 08.07.2022.

Ebner u.a. (2019): Michael Ebner, Steffen Fattler, Kirstin Ganz: „Kurzstudie Elektromobilität, Modellierung für die Szenarientwicklung des Netzentwicklungsplans“, 15.12.2019, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. FfE, ISBN 978-3-941802-46-9 RC20190723.

https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/03/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht.pdf (abgerufen am 21.07.2024).

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023: "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)", 04.01.2023, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html (abgerufen am 05.05.2023).

Francesco Lombardi (2024): Private Kommunikation. TU Delft. Link zu den Daten: folder (<https://github.com/calliope-project/North-Sea-Calliope-AWE-floatwind/tree/main/2050/model/national>); Daten zu Flugwind an Land: AWE_onshore_sw.csv. Abgerufen am 13.07.2024.

Vos (2023): Hidde Vos: „A Whole-Energy System Perspective to Floating Wind Turbines and Airborne Wind Energy in the North Sea Region“, MSc Thesis, Delft University of Technology, 08.06.2023. https://airbornewindeurope.org/wp-content/uploads/2023/07/HiddeVosMScThesis_final.pdf (abgerufen am 18.07.2024).

Wetzel (2013): Daniel Wetzel: „Energiedrachen könnten Windkraft revolutionieren“, Welt, 11.09.2013. <https://www.welt.de/wirtschaft/article119887907/Energiedrachen-koennten-Windkraft-revolutionieren.html> (abgerufen am 19.07.2024)

Anhang „Day-Ahead“-Börsenstrompreise

Losgelöst von den oben dargestellten technischen Steckbriefen der EE-Erzeuger und -Verbraucher sollen ergänzend noch die Börsenstrompreise der Jahre 2016 bis 2024 betrachtet und nach eventuellen grundlegenden Preisbildungsmustern untersucht werden.

Die Entwicklung der mittleren „Day-Ahead“-Börsenstrompreise³⁰ ist für den Zeitraum Januar 2016 bis Juli 2024 in Bild 30 dargestellt:

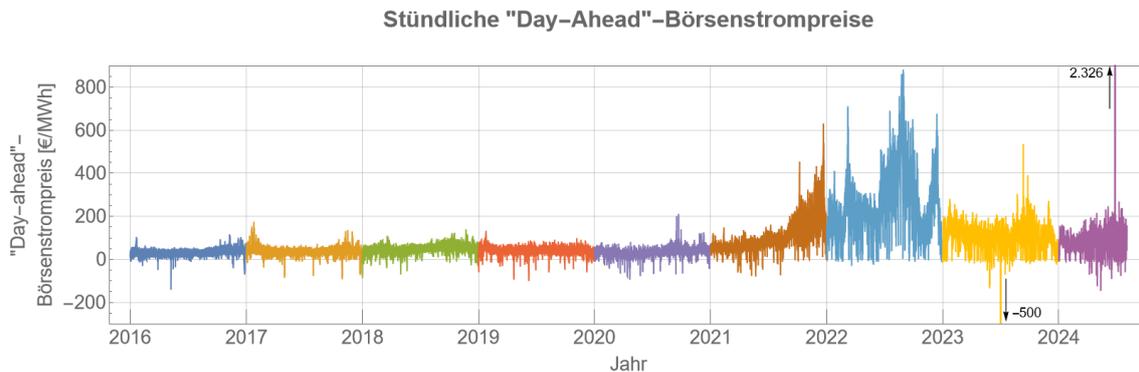


Bild 30: Entwicklung der mittleren „Day-Ahead“-Börsenstrompreise vom Januar 2016 bis Juli 2024. Einheit auf vertikaler Achse: €/MWh. Werte in horizontaler Richtung im Stundenabstand. Quelle: Eigene Darstellung.

Die Preise sind im Stundenabstand aufgetragen.

Die Einfärbung der Kurve kennzeichnet Jahresabschnitte. Die Strompreise nehmen positive und negative Werte an. Ende 2021 bis Ende 2022 befinden sich die Strompreise auf sehr hohem Niveau. Begründbar ist dies unter anderem mit dem russisch-ukrainischen Konflikt.³¹ Hierbei spielen Gaspreise eine Rolle, die allerdings auch aus anderen, von J. Berger beschriebenen Gründen

³⁰ Die Daten hierfür stammen von [Börsenstrompreise | Energy-Charts](#).

³¹ Auskunft von ChatGPT auf die Frage: „Was war der Grund für die sehr hohen Strompreise in Deutschland im Jahr 2022?“:

„Die hohen Strompreise in Deutschland im Jahr 2022 waren das Ergebnis einer Kombination mehrerer Faktoren:

1. Hohe Gaspreise: Der Gaspreis stieg dramatisch, [...]. Da Gas oft zur Stromerzeugung genutzt wird, führte der Anstieg der Gaspreise zu höheren Stromkosten.
2. Knappheit an Energiequellen: Die globale Nachfrage nach Energie stieg, während gleichzeitig einige Energiequellen knapp wurden. Dies trug zu den steigenden Preisen bei.
3. Steigende Kohlepreise: Ähnlich wie beim Gas stiegen auch die Preise für Kohle, die ebenfalls zur Stromerzeugung genutzt wird. Die gestiegenen Kohlepreise wirkten sich ebenfalls auf die Strompreise aus.
4. Emissionzertifikate: Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems stiegen. Diese zusätzlichen Kosten für die Erzeugung von Strom aus fossilen Brennstoffen wurden an die Verbraucher weitergegeben.
5. Wetterbedingungen: Extreme Wetterbedingungen, wie z.B. Trockenperioden, beeinflussten die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen wie Wasserkraft und Windenergie negativ.
6. Höhere Nachfrage nach Elektrizität: Nach der Pandemie erholte sich die Wirtschaft, was zu einer erhöhten Nachfrage nach Energie führte. Diese erhöhte Nachfrage bei gleichzeitig begrenztem Angebot trieb die Preise in die Höhe.
7. Abschaltung von Kernkraftwerken: Deutschland beschloss, einige seiner Kernkraftwerke im Rahmen des Atomausstiegs abzuschalten. Diese Reduzierung der verfügbaren Grundlastkapazität erhöhte die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und erneuerbaren Energien, was ebenfalls die Preise beeinflusste. Diese Kombination aus Angebotsengpässen, höheren Produktionskosten und erhöhter Nachfrage führte zu den historisch hohen Strompreisen in Deutschland im Jahr 2022.“ (angefragt am 02.08.2024).

erheblich angezogen haben.³² Anfang 2023 bis Ende 2023 bleibt das Niveau im Vergleich zu den Jahren 2016 bis 2021 ebenfalls hoch, allerdings deutlich abgeschwächt im Vergleich zum Jahr 2022. Im Jahr 2024 ändert sich das Niveau im Vergleich zum Jahr 2023 nicht wesentlich. Auffällig ist ein Ausreißer des „Day-Ahead“-Börsenstrompreises auf 2.326 €/MWh³³, der auf den kurzzeitigen Zusammenbruch der europäischen Strombörse am 26.06.2024 zurückzuführen ist.³⁴

Bild 31 zeigt die Entwicklung der Börsenstrompreise in Heatmap-Darstellung.



Bild 31: Heatmap-Darstellung zur Entwicklung der „Day-Ahead“-Börsenstrompreise vom Januar 2016 bis Juli 2024.
Quelle: Eigene Darstellung.

An diesem Bild lässt sich allerdings aufgrund der hohen Preisunterschiede nahezu nichts ablesen. Lediglich für das Jahr 2022 lassen sich tageszeitlich Preisabhängigkeiten erkennen. Die diffuse wirkende blau-weiße Fläche der anderen Jahre lässt kaum eine Preismuster erkennen.

Eine deutlich prägnantere Darstellung der jahres- und tageszeitlichen Abhängigkeiten des Strompreises zeigt hingegen Bild 32:

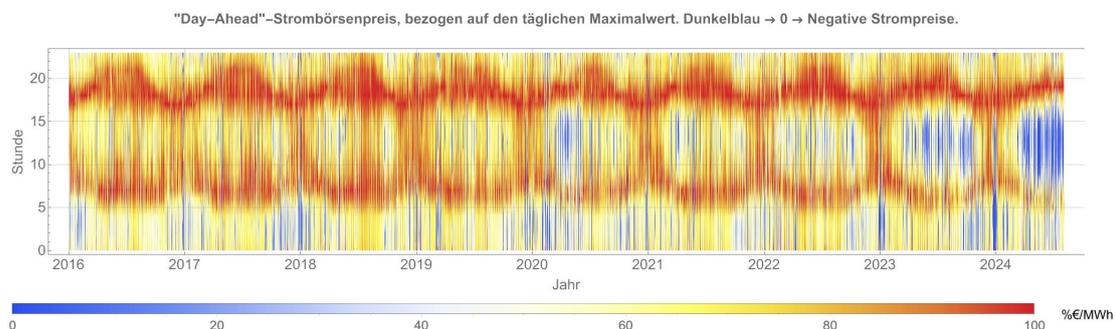


Bild 32: Heatmap-Darstellung zur Entwicklung der „Day-Ahead“-Börsenstrompreise vom Januar 2016 bis Juli 2024. Die Preise beziehen sich auf den maximalen Preis eines Tages und sind daher in %€/MWh angegeben.
Quelle: Eigene Darstellung.

Dargestellt sind die auf die Maximalpreise der jeweiligen Tage bezogenen Stundenpreise, also die Relativpreise im Vergleich zum Preismaximum eines Tages. Beträgt zum Beispiel der Maximalpreis eines Tages 200 €/MWh und beträgt der aktuelle Preis um zum Beispiel 13:00 Uhr

³² Jens Berger: „Gaspreisexplosion – nun findet auch der SPIEGEL heraus, was Sie bereits vor mehr als zwei Monaten auf den NachDenkSeiten lesen konnten“, NachDenkSeiten, 18.10.2022, <https://www.nachdenkseiten.de/?p=89353> (abgerufen am 03.08.2024).

³³ Der „Intraday kontinuierlich, Durchschnittspreis (DE-LU)“ erreichte zur gleichen Zeit Maximum von 129 €/MWh. Quelle: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&interval=week&year=2024&week=26 (abgerufen am 03.08.2024).

³⁴ „Ein Händler bestätigte nach den Problemen: ‚Die aus anderen Ländern verkauften Mengen fehlten. Deshalb waren die deutschen Preise [auf der Epex] extrem hoch und die französischen Preise sehr schwach.‘“ <https://www.smartdroid.de/probleme-mit-stromboerse-sorgen-fuer-3-euro-je-kwh/> (abgerufen am 02.08.2024).

50 €/MWh, so ist der Relativpreis gleich 25 %€/MWh. Auf diese Weise lassen sich tagesübergreifende externe Einflüsse auf die Strompreisentwicklung ausblenden.

Die Tagespreise sind offensichtlich stets zur Morgen- und zur Abendzeit am höchsten. Dies steht in auffälliger Koinzidenz mit dem Befund aus Bild 27, dass morgens, ca. 04:30 bis 07:30, innerhalb kurzer Zeit viel Leistung zugeschaltet werden muss und dass nachmittags/abends, ca. 16:00 bis 20:00, ebenfalls nochmals Leistung zugeschaltet werden muss.³⁵ Außerhalb dieser Tageszeiten gehen die Tagesstrompreise im Vergleich zu den jeweiligen Tagesmaximalstrompreisen teilweise deutlich zurück oder werden sogar negativ (Gelb- bis Blaufärbung).

Zu den Winterzeiten bleiben die täglichen Strompreise im Vergleich zu den täglichen Strommaximalpreisen nahezu unverändert auf hohem Niveau, wie sich an der nahezu durchgehenden rötlichen Einfärbung gut erkennen lässt.

Auffällig ist, dass ab dem Jahr 2020 die Blaeinfärbung insbesondere innerhalb der kreisförmigen Bereiche mit ihren rot gefärbten Rändern jährlich zunimmt. Dies geschieht insbesondere außerhalb der Winterzeiten zur hellen Tageszeit. Die Blaufärbung bedeutet, dass der Strompreis zu diesen Zeiten im Tagesvergleich gering wird und sogar ins Negative fallen kann. Ab April 2023, also dem Monat, in dem die letzten deutschen Kernkraftwerke abgeschaltet wurden, nimmt die Blaufärbung auffällig zu.

Das kreisförmige Muster mit seiner zunehmenden Blaufärbung hat eine auffällige Ähnlichkeit zum Muster in der Heatmap zur Photovoltaik, vergleiche Bild 5; das legt die Mutmaßung nahe, dass dieser Sachverhalt direkt oder indirekt auf die PV-Einspeisung zuzüglich der eventuellen Einspeisung aus Windkraft-Anlagen zurückzuführen sein könnte. In der Regel bedeuten sehr geringe oder negative Strompreise, dass die Energie keine Abnehmer findet und daher kostengünstig oder sogar kostenpflichtig „entsorgt“ werden muss, obwohl der Betrieb des gesamten Stromversorgungsnetzes nach wie vor laufende Kosten aufweist. Dieser Widerspruch lässt sich auflösen, wenn die Spitzenstrompreise eines Jahres die Stromentsorgungspreise summarisch wieder ausgleichen. Mit einer weiteren Zunahme der PV-Anlagen ist somit tendenziell mit zunehmenden Spitzenstrompreisen zu rechnen, da der jährlich zunehmende PV-Anteil zunehmend weniger Abnehmer finden dürfte und daher bzgl. seines Abnahmepreises attraktiv gestaltet werden muss, um andere Anbieter aus dem Markt zu drängen.

Eine regelmäßig Blaufärbung lässt sich auch zu den Winterzeiten nachts erkennen. Dies dürfte auf eine Überproduktion aus Windkraftwerken zurückführbar sein.

³⁵ Bild 27 bezieht sich zwar auf den fiktiven differentiellen Stromverbrauch der Jahre ab 2045, Lastvariante 2; dieser ist aber definitionsgemäß qualitativ identisch zum realen differentiellen Stromverlauf der Jahre 2016 ff.; zwischen den Verläufen liegt lediglich ein konstanter Faktor. Daher kann auf dieses Bild interpretativ zurückgegriffen werden.

Anhang Bild- und Berechnungsquellen

- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\2.2 Veröffentlichungen\2024.06 - Versorgungssicherheit und Kernkraft 2\Programme\Programm 0.1.nb
- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\2.2 Veröffentlichungen\2024.06 - Versorgungssicherheit und Kernkraft 2\Programme\Programm 1.1.nb
- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\2.2 Veröffentlichungen\2024.06 - Versorgungssicherheit und Kernkraft 2\Programme\Programm 2.1.nb
- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\2.2 Veröffentlichungen\2024.06 - Versorgungssicherheit und Kernkraft 2\Programme\test.2024.07.08-1.nb
- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\2.2 Veröffentlichungen\2024.06 - Versorgungssicherheit und Kernkraft 2\Programme\Programm 3.2.nb
- 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\2.2 Veröffentlichungen\2024.06 - Versorgungssicherheit und Kernkraft 2\Programme\DATEN Strompreis\Strompreisentwicklung.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>
- C:\Users\marku\OneDrive\Dokumente\3. PROJEKTE und Berechnungen\2021 - Kleiner Energiewendepfänger\Elektromobilität\Leistungsbedarf Elektromobilität.nb
- <https://d.docs.live.net/648e8073b718da62/Dokumente/2.2%20Ver%C3%B6ffentlichungen/2024.06%20-%20Versorgungssicherheit%20und%20Kernkraft%202/Bilder%20Steckbriefe%20EE-Versorgung.pptx>