



# Die Herausforderung Überschussstrom – Eine perspektivische Analyse bis zum Jahr 2045

Dr. Wilfried Lyhs

2. Februar 2024

## Einführung

Im Jahr 2022<sup>1</sup> wurden bereits Modellrechnungen von GES zur Volatilität im deutschen Stromnetz durchgeführt, bei denen die Frage im Mittelpunkt stand, ob die in Dunkelflauten fehlende Energie weitestgehend durch den Einsatz von Elektrolyseuren kompensiert werden kann, die den Überschussstrom nutzen und durch Spaltung von Wasser Wasserstoff produzieren, der in Kavernen zwischengelagert wird und dann bei Strombedarf in hierfür ausgerüsteten Kraftwerken wieder verbrannt werden kann. Da dieser Prozess einen schlechten Wirkungsgrad von etwa 28 % hat (ergibt sich aus  $\eta_{\text{Ein}} = 70 \%$  bei der Elektrolyse und  $\eta_{\text{Aus}} = 40 \%$  bei der Verstromung von H<sub>2</sub>), werden gemäß diesen Berechnungen weiterhin Gaskraftwerke benötigt, die in den Dunkelflauten auch die hohen Bedarfsspitzen abdecken. Deren Kapazität muss sehr hoch sein, um die tiefen Täler der Dunkelflauten bedarfsgerecht aufzufüllen.

---

<sup>1</sup> Vgl. Lyhs, Bane (2022)

Je mehr Überschussstrom genutzt werden soll, um so höher müssen die Kapazitäten der derzeit noch teuren und raren Elektrolyseure sein, um den überschüssigen Strom zur Produktion von Wasserstoff nutzen zu können. Andererseits müssen die Kapazitäten der Gaskraftwerke ausgebaut werden, um in den Dunkelflauten durch Verbrennen eines Wasserstoff-Erdgasgemisches den Bedarf decken zu können. Dies ist mit hohen Investitionen verbunden und mit u.U. sehr geringem Nutzungsgrad dieser Infrastruktur, was die Gestehungskosten für Strom in die Höhe treibt.

Die Quelldaten aus BNA23 dokumentieren die Erzeugung und den Verbrauch von Strom in Deutschland in einem Viertelstundenraster. Sie werden als Basis dazu genommen, einerseits eine detaillierte Strombilanz für das Jahr 2022 zu erstellen und andererseits durch Skalierung von erneuerbaren Erzeugungsleistungen und prognostizierten Verbrauchsdaten wie sie vom BMWK veröffentlicht werden, einen Blick auf die Situation in den Jahren 2030 und 2045 zu werfen. Er wird auf das Niveau des Jahresgesamtverbrauchs skaliert und der Verlauf der Verbrauchswerte für diese Jahre als ähnlich wie im Ausgangsjahr 2022 angenommen. Auch die Viertelstundenwerte der volatilen Erneuerbaren werden durch Skalierung aus den 2022er Werten gewonnen. Die wichtigste Annahme der Modellrechnungen ist, dass die Energie- und Leitungsbilanz im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein muss. Hieraus lassen sich die minimal erforderlichen Import- und Exportströme aus dem europäischen Netzwerk ableiten.

Dieses Dokument ist die stark verkürzte Zusammenfassung eines Reports, der auf der Website des Global Energy Solutions e.V. zur Verfügung steht.

Aus Platzgründen wird an dieser Stelle auf die vollständige und umfangreiche Darstellung der Modellierung durch Tabellen und Grafiken verzichtet.

### **Verfahren der Modellierung**

- (1) Das Rechenmodell berücksichtigt die Produktionswerte von allen Stromerzeugungsanlagen<sup>2</sup> und von allen Verbrauchern in Deutschland für das Jahr 2022. Für die Modellierung von Szenarien werden die einzelnen Stromerzeugerarten (z.B. Wind offshore und onshore, PV, Kohle) mit Multiplikatoren skaliert, die von den geplanten Ausbaustufen der Wind- und PV-Anlagenleistungen abhängen. Der volatile Verlauf der Erzeugung bleibt erhalten und wird durch die Multiplikatoren der Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms bestimmt, d.h. verstärkt.
- (2) Das Modell des „optimalen Stromim- und -exports“ besagt, dass nur dann Strom importiert wird, wenn die Inlandsproduktion nicht ausreicht, den Bedarf zu decken und nur dann exportiert wird, wenn ein Überschuss der Erneuerbaren vorliegt.  
Leider sind die bei BNA 23 vorliegenden Daten zu Im- und Export nicht mit den Erzeugungsdaten konsolidiert, d.h. sie erfüllen nicht die Forderung, dass die Strombilanz zu jedem Zeitpunkt und erst recht bei Betrachtung der

---

<sup>2</sup>Vgl. Bundesnetzagentur (2023) und BMWK (1922)

Jahreswerte ausgeglichen sein muss. Sie werden im Modell durch die aus den Produktions- und Verbrauchsdaten berechneten Werte als „optimale Im- und Exportwerte“ ersetzt.

- (3) Um den Überschussstrom besser nutzen zu können, werden im Modell Stromspeicher angelegt, die in Abhängigkeit von ihrer Kapazität und der ihrer Zuleitungen Überschussenergie aufnehmen und vermindert durch Wirkungsgrade für Ein- und Ausspeichern bei Unterdeckung wieder ins Netz abgeben können.

Wohlwissend, dass es in Deutschland im Gegensatz zu anderen Ländern wie z.B. USA noch keine Großspeicher auf Basis von z.B. Lithium-Technologie für Strom gibt, soll das Potential untersucht werden, durch eben solche die Überkapazitäten bei der Erzeugung von erneuerbarem Strom besser zu nutzen.

### **Ergebnisse der Modellrechnungen**

1. Import- und Export von Strom werden in den Modellrechnungen so „optimiert, dass sich zu jedem Zeitpunkt das Netz in Balance befindet. Dies wird hier „optimaler Stromim- und Export“ genannt werden.
2. Im Jahr 2030 wird es ohne Kohlekraftwerke (Szenario 2030a) 104 TWh elektrische Überschussenergie und mit Kohlekraftwerken (Szenario 2030b) 136 TWh Überschussenergie geben (siehe Tabelle 1)<sup>3</sup>. Die Dunkelflauten können ohne den Einsatz von fossilen Energiequellen oder Stromimporten sehr lang werden (maximal 494 Std). Der Einsatz von fossilen Kraftwerken mit Vorrichtungen zum Abfangen von CO<sub>2</sub> (CCUS) scheint unerlässlich zu sein, da der Import der in Dunkelflauten fehlenden Strommengen in Höhe von 136 TWh mit hohen Leistungen bis zu 70 GW unsicher erscheint und kaum zu gewährleisten sein dürfte.

Im Jahr 2022 wurden laut BNA23 35 TWh mit einer maximalen Leistung von 14,4 GW importiert (größter Exporteur war Frankreich mit etwa 5 GW und 2 TWh), sodass sicher auch ein Ausbau der europäischen Netzwerke notwendig wird. Gemäß der Rechnung für optimalen Stromim- und Export werden nur 18 TWh importiert und der elektrische Überschuss von 28,6 TWh wird exportiert.

---

<sup>3</sup> Der Überschussstrom nimmt trotz Kohlekraftwerke zu, da der zeitliche Verlauf der Produktion in den Eingangsdaten übernommen wurde und nicht an die Zeiten von Überschuss und Defizit angepasst wird

Tabelle 1: Dunkelfasen und Produktion von Überschussstrom; Szenario 2030x: Ausbau der Erneuerbaren wie vom BMWK geplant wobei in 2030b noch 50% der Kohlekraftwerkskapazität aus 2022 zusätzlich wie im Jahr 2022 produziert; Szenario 2045x: Ausbau der Erneuerbaren wie geplant, 2045a: Last 800 TWh, 2045b: Last 1100 TWh

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Szenario	notwendige Leistung, alle Täler abzudecken [GW]	Defizit an Strom [TWh]	Wechsel zwischen Überschuss und Defizit	max Länge Überschussintervall [h]	max Länge Defizitintervall (Dunkelflauten) [h]	Median Überschuss [h]	Median Dunkelflauten (Defizit) [h]	Überschussstrom [TWh]	Anteil der erneuerbaren Energie [%]. <sup>4</sup>
2022	11,71	-20,5	791	182	177	0,75	1,8	28,6	51 %
2030a	69,41	-138,2	336	145	494	8	14,5	104,0	92 %
2030b	56,12	-86,9	349	147	255	9	12,8	136,0	81 %
2045a	97,91	-128,2	335	200	251	10,5	11,3	449,4	99 %
2045b	143,75	-272,7	369	472	280	8,5	13,5	293,9	99 %

Im Jahr 2045 wachsen die Überschüsse je nach Höhe der Netzlast auf 449 bzw. 294 TWh bei gleichzeitigem Importbedarf von 128 bzw. 273 TWh, um den Bedarf in den Dunkelflauten mit einer maximalen Länge von 280 h abzudecken. Es ist fraglich, ob diese Energien bei der erforderlichen hohen Leistung alleine durch Import zur Verfügung gestellt werden können.

2. Energiespeicher als Stromspeicher oder Speicher von aus Überschussenergie mit PtX-Verfahren<sup>5</sup> erzeugte Gase können kurzfristige Stromspitzenbedarfe oder kurze Dunkelflauten abmindern. Die Fähigkeit eines Speichers möglichst viel Überschussstrom abzufangen und wieder bei Bedarf im Netz bereitzustellen, nimmt einerseits mit der Zeitdauer ab, in der der Speicher vollständig geladen ist, und andererseits über weite Bereiche nur logarithmisch mit seiner maximalen Kapazität zu. Daraus ergibt sich für den Betrieb von Speichern die Schlussfolgerung, den Speicher geregelt in einem mittleren Füllstand zu halten z.B. durch den Anschluss von Sekundärspeichern oder zusätzlichen Verbrauchern, und weiterhin die Kapazität des Primärspeichers nicht zu klein zu dimensionieren.

Hohe Anteile der elektrischen Überschussenergie können erst durch

<sup>4</sup> Der Anteil der Erneuerbaren wird berechnet als Verhältnis erneuerbarer Strom zur gesamten erzeugten Strommenge. Der Anteil des importierten Stroms bleibt hierbei unberücksichtigt.

<sup>5</sup> PtX: Power to Something: Sammelbezeichnung für Verfahren, bei denen mit elektrischer Energie flüssige oder feste Energieträger erzeugt werden wie z.B. Wasserstoff mittels Elektrolyse, eMethan oder eBenzin

Speicher mit einer Kapazität in der Höhe von einigen hundert GWh abgefangen werden. Diese<sup>6</sup> sind grundsätzlich Stand der Technik aber derzeit in Deutschland nicht verfügbar. Die größten Speicher in Deutschland sind Pumpspeicherwerke mit einer Gesamtkapazität von weniger als 10 GWh. Um die hohen Überschussleistungen in Zukunft, wie am Beispiel 2030 und 2045 demonstriert, nutzen zu können, sollten zahlreiche Speicher mit leistungsstarken elektrischen Zuleitungen in der Nähe von Wind- und Solarparks aufgestellt werden.

3. Für den geplanten Ausbau der Erzeuger grünen Stroms und den Ersatz der bestehenden Erzeugerinfrastruktur werden bei einer geschätzten Lebensdauer der Anlagen von 30 Jahren bis zum Jahr 2030 etwa 378,7 Mrd. € (54 Mrd. €/a) aufgewendet werden müssen, bis zum Jahr 2045 dann nochmals etwa 542,4 Mrd. € (36 Mrd. €/a). Der Bau von Stromspeichern auf LFP-Basis<sup>7</sup> würde bei spezifischen Kosten von 300 bis 500 €/kWh und einer installierten Kapazität von 500 GWh einen zusätzlichen Investitionsbedarf von 150 bis 250 Mrd € bedeuten.
4. Der Einsatz von Stromspeichern egal welcher Bauart bedarf bei den derzeitigen Kosten eines hohen Milliardenbetrages, der in erster Linie die Abhängigkeit von der Verfügbarkeit und dem Preis des Importstromes sowie die Kosten für den Neubau von Gaskraftwerken reduziert und damit die Abgaben für CO<sub>2</sub>-Emissionen bei dem in Deutschland aber auch im Ausland produzierten Importstrom vermeiden würde. Weiterhin würde auch die Abhängigkeit von der Exportierbarkeit des erzeugten Stromes reduziert werden, dessen Gutschrift die Gestehungskosten des Stroms reduziert.

Je nach Größe der bis zu den Jahren 2030 und 2045 gebauten Speicher, könnten zusätzliche Kosten für die Speicherung den Strompreis verteuern, wenn alternativ der Überschussstrom zu guten Preisen verkauft werden kann. Ist dies nicht der Fall, wenn z.B. der Überschussstrom, wie in den letzten Jahren häufiger geschehen, verschenkt wird oder die Erzeuger abgeregelt werden müssen, dann wird die Nutzung von Stromspeichern mit einer Kapazität von etwa 200 GWh bis zum Jahr 2030 und von etwa 400 GWh bis zum Jahr 2045 den Strompreis senken.

5. Speicher mit einer höheren Gesamtkapazität nutzen zwar mehr Überschussstrom, verteuern aber z.B. bei einer Kapazität von 1 TWh den Strompreis um etwa 50 €/MWh und sind daher als unwirtschaftlich zu bezeichnen.<sup>8</sup>

Deutschland sollte in der Energiekrise von 2022 gelernt haben, dass ein höheres Maß an Unabhängigkeit von Energielieferanten wichtig für die Stabilität und Funktionsfähigkeit des Landes ist. Daher wird die

---

<sup>6</sup> Z.B. LFP (Lithium Eisen Phosphat Batterie), RDF (Redox Flow Batterie), CAES (Compressed Air Energy Storage) oder PSK (Pumpspeicherkraftwerke)

<sup>7</sup> LFP: Akkus mit Lithium-Eisensulfat

<sup>8</sup> Für alle kostenrelevanten Parameter wie z.B. Baukosten der Speicher, Stromkosten für Import- und Exportstrom wurde ceteris paribus angenommen

Entscheidung über den Einsatz von Stromspeichern sowohl eine wirtschaftliche als auch eine strategische sein müssen.

Insgesamt betrachtet scheint der massive Ausbau der Erzeuger erneuerbarer Energien wegen der zu erwartenden hohen Volatilität der Produktion und den hohen Überschussströmen, die in Europa zeitweise nicht zu verkaufen und nicht einmal zu verschenken sein werden, der falsche Weg zu sein, da er weitere sehr hohe Investitionen in Stromspeicher und auch neue Gaskraftwerke zur Abpufferung der Dunkelflauten nach sich ziehen wird. Global Energy Solutions hat schon an anderen Stellen darauf hingewiesen, dass die Stromerzeugung auf „zwei Beinen“, dem erneuerbaren und dem grundlastfähigen Bein, stehen muss und dass das Abfangen und Speichern des durch die Verbrennung fossiler Energieträger erzeugten CO<sub>2</sub> einen alternativen, aus vielen Gründen sogar gangbareren Weg eröffnet.<sup>9</sup>

### Weitere Beispiele zur Nutzung von Überschussstrom

#### Warmwasserbereitung

Der Verbrauch von Überschussstrom kann z.B. dadurch gefördert werden, dass er Verbrauchern, die einen Smart Meter installiert haben, zu einem günstigeren Tarif angeboten wird. Smart Meter<sup>10</sup> sind Stromzähler, die die Strommenge mit einem aktuell im Netz verfügbaren Stromtarif verknüpfen und so die Verbraucher in die Lage versetzen, Strom dann zu nutzen und mit dem aktuellen Tarif abzurechnen. Will man den Stromverbrauch stärker steuern, so sind Smart Meter unerlässlich.

Zwischen 9:00 und 16:00 Uhr werden die Erneuerbaren im Jahresmittel einen Überschuss von etwa 171 GWh pro Tag produzieren. Aus Statistiken weiss man, dass etwa 27 % der elektrischen Energie in Haushalten genutzt wird<sup>11</sup>, im Jahr 2030 werden das 461 GWh pro Tag sein. Hiervon werden etwa 12 % für die Warmwasserbereitung gebraucht<sup>12</sup>, wenn die Warmwasserbereitung ausschließlich elektrisch erfolgen würde. Das sind 55 GWh, die durch die Überschussenergie zur Verfügung gestellt werden können.

Eine andere Ableitung geht davon aus, dass jede Person in Deutschland täglich 128 l Wasser verbraucht und davon 36 % für Duschen und Baden verwendet werden.<sup>13</sup> Nimmt man an, dass für die Erwärmung von Wasser ein Temperaturbereich zwischen 15 °C und 55 °C zur Verfügung steht, der einerseits durch die Vermeidung von Legionellenbildung und andererseits durch die Reduzierung von Kalkbildung gegeben ist, so würden 80 Mio Bürger pro Tag etwa 3,8 Mt Wasser um 40 K erwärmen und hierfür etwa 177 GWh/Tag

---

<sup>9</sup> Vgl. BMZ Abschlussbericht des Projektes „Global Energy Perspectives“, <https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2023/10/2023-Abschlussreport-Global-Energy-Perspectives.pdf>

<sup>10</sup> „Intelligente Zähler ([englisch smart meter](#)) sind [Gas-](#), [Wasser-](#) oder [Stromzähler](#), die digital Daten empfangen und senden und dazu in ein Kommunikationsnetz (zur Fernübertragung) eingebunden werden“ (wikipedia)

<sup>11</sup> Vgl. Statista (2023)

<sup>12</sup> Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019)

<sup>13</sup> Vgl. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wassernutzung-privater-haushalte#direkte-und-indirekte-wassernutzung>

verbrauchen. Auch dieser höhere Energiebetrag wäre aus dem Überschuss im Jahr 2030 größtenteils verfügbar, vorausgesetzt die Netzwerkinfrastruktur würde den ohnehin über die Mittagszeit höheren Stromverbrauch zulassen.

### Großwärmespeicher

Anstelle der Erhitzung privaten Badewassers erscheint auch das Betreiben von zentralen Wärmespeichern für die Fernwärmeversorgung mit Überschussenergie sinnvoll. Aufgrund seiner hohen spezifischen Wärmekapazität wird Wasser dazu verwendet, Wärme zu speichern, die aus verschiedenen Energiequellen (z.B. Solarthermie) erzeugt werden kann.<sup>14</sup>

Wärmespeicher können in einem Fernwärmenetz eingesetzt werden oder mit Hilfe des thermo–elektrischen Effekts kann die Wärme auch - allerdings mit schlechtem Wirkungsgrad (deutlich kleiner als 17 %<sup>15</sup>) - zur Stromerzeugung verwendet werden.

Der Wirkungsgrad kann deutlich verbessert werden, wenn ein anderes Speichermedium wie z.B. Graphit verwendet und der Temperaturarbeitsbereich des Speichers hierdurch vergrößert wird.

### Beladung von BEV<sup>16</sup>

Die Bundesregierung geht davon aus, dass bis zum Jahr 2030 15 Mio BEV in Betrieb sein werden. Mit einer durchschnittlichen Fahrleistung von 15.000 km/a und einem durchschnittlichen Verbrauch von 20 kWh/100 km ergibt sich ein täglicher Energiebedarf von 123 GWh, der grundsätzlich als Überschussstrom im Jahr 2030 verfügbar sein wird. Problematisch ist allerdings die Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten vor allem von solchen mit hoher Leistung und daher geringen Ladezeiten. Obschon die Anzahl der Ladepunkte in den vergangenen Jahren sehr stark zugenommen hat (von 2022 bis 2023 ein Zuwachs von 35% bei Normalladepunkten mit einer Leistung < 22 kW und 62 % bei Schnellladepunkten bis 300 kW)<sup>17</sup> könnte es zu Zeiten des Überschussstroms ein Gedränge an den Ladestellen geben.

Nimmt man an, dass alle bis 2030 prognostizierten 15 Mio BEV ihren täglichen, durchschnittlichen Strombedarf von 8,22 kWh laden wollen, dann verbringen BEV an normalen Ladesäulen etwa 45 min, an Schnellladesäulen nur etwa 5 min, um den durchschnittlichen Tagesverbrauch zu laden. Für die Rüstzeit (Einparken und Anmeldung und Autorisierung) werden zusätzlich 5 min angesetzt. D.h. in den 7 h mit Überschussstrom können unter der Annahme, dass die Anzahl der Ladestellen um 10 % jährlich zunimmt, insgesamt nur 2,8 Mio Fahrzeuge mit ihrem Tagesbedarf aus 23 GWh Überschussstrom beladen werden. Wächst die Anzahl der Ladestellen mit 20 %/Jahr, dann sind es 4,7 Mio BEV, die insgesamt 39 GWh laden. Um alle BEV innerhalb der Mittagsstunden mit Überschussstrom bedienen zu können, müsste die Ladeinfrastruktur schon bis 2030 jedes Jahr um 45 % wachsen. Wenn die Infrastruktur des Netzwerkes es zulässt, sollte die Einrichtung von schnellen Ladesäulen bevorzugt erfolgen.

---

<sup>14</sup> Siehe z.B. <https://www.cupasol.de>

<sup>15</sup> Vgl. [https://de.wikipedia.org/wiki/Thermoelektrischer\\_Generator](https://de.wikipedia.org/wiki/Thermoelektrischer_Generator)

<sup>16</sup> BEV: Battery Electric Vehicle

<sup>17</sup>

Die beschriebenen Maßnahmen zur Nutzung von elektrischer Überschussenergie sind keine Lösung zur Minderung der Folgen von Dunkelflauten im Stromnetz. Diese könnten durch Speicher reduziert werden. In einer nachfolgenden Veröffentlichung wird gezeigt, dass unter bestimmten Konstellationen bei den Preisen für Import- und Exportstrom der Einsatz von Stromspeichern zur Verringerung der Stromgestehungskosten führen kann.

#### Literaturverzeichnis

- Abschlussreport des BMZ-Projektes Global Energy Perspectives, <https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2023/10/2023-Abschlussreport-Global-Energy-Perspectives.pdf>
- Bundesnetzagentur (BNA23): <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/> mit den Kategorien Stromerzeugung/Realisierte Erzeugung/Deutschland, Stromerzeugung/Installierte Erzeugungsleistung und Stromverbrauch/Realisierter Stromverbrauch
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK22): Neuer Schwung für erneuerbare Energien, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html> (23.09.2022), zugegriffen 10.09.2023
- Bundesregierung (BR23): Mehr Windenergie auf See, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/windenergie-auf-see-gesetz-2022968> (02.01.2023), zugegriffen 10.09.2023
- Fraunhofer ISE (2021): Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien
- Fraunhofer ISE (2022a) Auf dem Weg zur GW Industrie -Fraunhofer ISE liefert Kostenanalyse für Wasserelektrolyse-Systeme (2022), [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2022/0322\\_ISE\\_d\\_PI\\_Studie\\_Kostenvergleich\\_Elektrolyse.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2022/0322_ISE_d_PI_Studie_Kostenvergleich_Elektrolyse.pdf)
- Fraunhofer ISE (2022b): <https://www.zfk.de/energie/gas/fraunhofer-ise-liefert-detaillierte-kostenanalyse-fuer-wasserelektrolyse-systeme>
- Lyhs, Wilfried und Bane, Siddhant (2022): [https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/05/220506\\_WL\\_Bemerkungen-zum-Osterpaket-V1.3..pdf](https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/05/220506_WL_Bemerkungen-zum-Osterpaket-V1.3..pdf)
- Netzentwicklungsplan Strom 2025 (NEP2025), [www.netzentwicklungsplan.de/aufgerufen](http://www.netzentwicklungsplan.de/aufgerufen) am 09.10.2023
- Netzentwicklungsplan Strom 2035 (NEP2035), [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035\\_Bestaetigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035_Bestaetigung.pdf)
- Open-Power-Systems-data (2020): Conventional power plants, [https://data.open-power-system-data.org/conventional\\_power\\_plants/](https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/)
- Stromdaten Deutschlands: <https://www.stromdaten.info/ANALYSE/imexvertime/index.php>
- Umwelt Bundesamt „Wassernutzung privater Haushalte“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wassernutzung-privater-haushalte#direkte-und-indirekte-wassernutzung>, zugegriffen am 30.12.2023
- Uni Wuppertal (2011): Potential und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichieranlagen mit kleinen Fallhöhen, [https://www.hydro.uni-wuppertal.de/fileadmin/bauing/hydro/berichte/Potential\\_und\\_Wirtschaftlichkeit\\_von\\_Pumpspeichieranlagen\\_mit\\_kleinen\\_Fallhoeh%3%B6hen\\_20110315.pdf](https://www.hydro.uni-wuppertal.de/fileadmin/bauing/hydro/berichte/Potential_und_Wirtschaftlichkeit_von_Pumpspeichieranlagen_mit_kleinen_Fallhoeh%3%B6hen_20110315.pdf), 34. Dresdner Wasserbaukolloquium 2011, S. 259
- Verivox (VV21): Studie: Stromverbrauch steigt bis 2030 deutlich an (verivox.de), <https://www.verivox.de/strom/nachrichten/studie-stromverbrauch-steigt-bis-2030-deutlich-an-1118935/> (16.11.2021), zugegriffen 10.09.2023