

# Die Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur und die Lichter Bayerns

(Aktualisierungen 2018 → 2020 blau)

Jörg Diettrich

[joe.dtr@t-online.de](mailto:joe.dtr@t-online.de)

Ingolf Müller

[tensormueller@googlemail.com](mailto:tensormueller@googlemail.com)

Die BNetzA veröffentlicht in regelmäßigen Abständen eine Kraftwerkliste, die alle Kraftwerke Deutschlands enthält. Darüber hinaus sind Kraftwerke aus Österreich, der Schweiz und Luxemburg aufgeführt, die in das deutsche Übertragungsnetz einspeisen. Warum die anderen Anrainer unberücksichtigt bleiben, wird von der BNetzA nicht näher erklärt. Insgesamt spielen die ausländischen Kraftwerke ohnehin kaum eine Rolle.

Ein Kraftwerk im Sinne dieser Liste ist eine Anlage zur Stromerzeugung. Damit sind sowohl konventionelle, in der Regel fossile Kraftwerke gemeint als auch Anlagen, die erneuerbare Quellen wie Wind und Sonne zur Gewinnung elektrischer Energie nutzen. Die Kraftwerkliste der BNetzA ist die einzige „amtliche“ Liste, die Aufschluss über die Kraftwerkskapazitäten Deutschlands und deren zeitliche Entwicklung gibt. Die letzte verfügbare Version stammt aus [11/2019](#) und kann vom Server der BNetzA heruntergeladen werden. [1] Dieser Text verwendet die Kraftwerkliste als Basisdatenquelle, um den aktuellen Zustand des Stromnetzes am Beispiel Bayerns näher zu analysieren.

## Der grundsätzliche Widerspruch

Die Stromversorgung soll gemäß DENA-Netzstudie 2 [2] nicht nur in Deutschland, sondern im Rahmen des europäischen Netzverbundes streng marktwirtschaftlich organisiert werden. Ein Markt basiert immer auf dem Prinzip von Angebot und Nachfrage. Wenn es auf der Anbieterseite im Wesentlichen nur vier große Energiekonzerne gibt, die ihre Versorgungsgebiete schon vor langer Zeit einvernehmlich aufgeteilt haben, kann man allerdings kaum noch von einem Markt sprechen; erst recht nicht von einem freien. Durch die sogenannte Liberalisierung des Binnenmarktes wurden gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, welche die Kontroll- und Steuerungselemente des ursprünglichen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) entschärfen oder ganz ad absurdum führen. Was die Öffentlichkeit inzwischen vergessen hat: Infolge dieser „Liberalisierung“ des Strommarktes (1998), die mit der Verheißung sinkender Strompreise verbunden war, haben sich ebendiese für Privathaushalte seither um durchschnittlich 70% erhöht. [3]

Als Gegenpol zum Markt gibt es schlichte physikalische Zwänge im Stromnetz, die man unter dem Begriff Netzsicherheit zusammenfassen kann. Im Grundsatz geht es darum, dass zu jedem Zeitpunkt in sehr engen Grenzen etwa gleich viel Strom verbraucht werden muss wie erzeugt wird. Eine sichere Stromversorgung ist in einer Industriegesellschaft wie der unseren überlebenswichtig. Störungen der Stromversorgung, ganz gleich ob sie natürliche oder menschengemachte Ursachen haben, müssen möglichst ausgeschlossen werden. Hierfür stehen von allem die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in der Pflicht. Das deutsche Stromnetz ist in vier Regelzonen eingeteilt. Für jede dieser Zonen ist ein ÜNB zuständig und hat exklusiven Zugriff auf die ansonsten wohlbehüteten Leistungsflussdaten der Stromleitungen seines Einzugsbereichs. [4]

## Netzreserven

Die Gewährleistung der Stabilität durch die ÜNB erfolgt immer unter der Bedingung, dass sie den „Markt“, hier also im Wesentlichen die Gewinnmaximierung der Stromkonzerne, nicht behindert. [2] Die ÜNB bestimmen unter anderen über den Einsatz der Ressourcen zur Netzstabilisierung, die sogenannten Netzreserven, die lt. Kraftwerkliste der BNetzA immerhin knapp über 3%, real eher 5 bis 6%, der Nettoleistung aller deutschen Kraftwerke betragen. Der Einsatz der Netzreserven wird durch marktdienliche Gesetze und Verordnungen eingeschränkt. [5] Sie dürfen ausschließlich zur Beseitigung technisch bedingter, akuter Netzengpässe verwendet werden. Der kontinuierliche Einsatz der Netzreserven, der dazu dienen könnte, das Netz präventiv stabil zu halten, ist nicht möglich, weil damit das über allem stehende Marktgeschehen beeinflusst werden könnte. Mit diesem volkswirtschaftlich wie physikalisch sehr fragwürdigen Ansatz werden sinnlos Kraftwerkskapazitäten gebunden und Teile des Netzes über Gebühr beansprucht, was wiederum den Ruf nach neuen Trassen rechtfertigt.

Auch die Betrachtung der Frage, wie die Netzreserven gebildet werden, gewährt einen tieferen Einblick, wie gut Lobbyarbeit zum Nachteil der Mehrheit der Bevölkerung funktioniert. Der Betreiber zeigt der BNetzA die Außerbetriebnahme einer Energieerzeugungsanlage, eines Kraftwerks oder Kraftwerksblock an. Gleichzeitig stellt ein ÜNB fest, dass diese Anlage systemrelevant sei; d.h. ohne deren Weiterbetrieb die Sicherheit der Stromversorgung der Bundesrepublik gefährdet wäre. Die BNetzA lehnt daraufhin die Außerbetriebnahme der Anlage ab und bestätigt die Systemrelevanz. Damit wird die Anlage automatisch in die Netzreserve überführt. Die Kosten zur Erhaltung der Betriebsbereitschaft dieser vor sich hin schlummernden Anlagen tragen die Stromkunden. Im Normalfall gilt die Entscheidung der BNetzA, eine bestimmte Anlage als Netzreserve zu deklarieren, für zwei Jahre. [6] Danach muss/kann der Betreiber einen neuen Antrag stellen, um

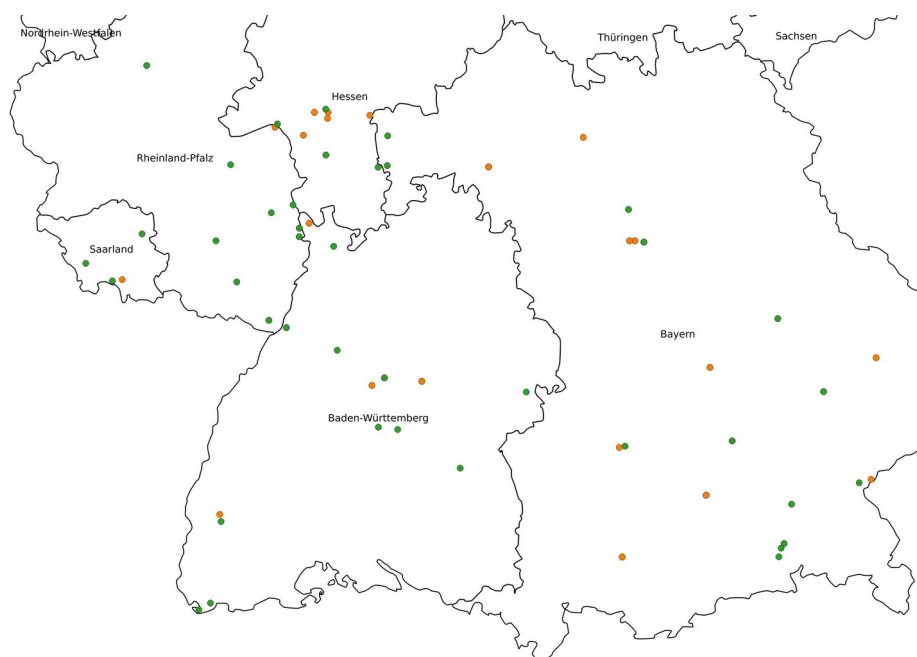
für weitere 24 Monate in den Genuss von Zahlungen für Betriebsbereitschaft zu kommen. Wir stellen nicht infrage, dass Netzreserven prinzipiell notwendig sind, wohl aber deren Anteil am Kraftwerkspark, zumal dieser in der Kraftwerkliste der BNetzA geschönt dargestellt wird.

Eine aktuelle Auswertung der bei der BNetzA beantragten Stilllegungen lt. Kraftwerkliste zeigte in der Tat einige Merkwürdigkeiten, zieht man andere Quellen [7] der BNetzA vergleichend zu Rate. Die Kapazität der beantragten Stilllegungen beträgt nach unseren Recherchen gemäß dieser Dokumente 9,18 GW. In der aktuellen Kraftwerkliste der BNetzA ist jedoch nur eine Kapazität der „gesetzlich an der Stilllegung gehinderten“ Kraftwerke (=Netzreserve) von 6,8 GW ausgewiesen. **BASF SE Ludwigshafen hat nach den Veröffentlichungen der BNetzA erstmals im Jahr 2015 die Stilllegung der Kraftwerke Mitte BNA0614b sowie Kraftwerk Süd BNA0615 mit einer Gesamtkapazität von 880 MW installierter Leistung beantragt. Der Antrag wurde 2019 erneut gestellt und wegen „Systemrelevanz“ ein weiteres Mal abgelehnt. Auf der Veranstaltung zum Szenariorahmen in Berlin 2020 sprach Herr Scheuren als Vertreter der Energieversorgung BASF Ludwigshafen. Er führte unter anderem aus, dass BASF den zukünftigen steigenden Strombedarf nicht mehr mit den eigenen Kraftwerkskapazitäten decken könne und verstärkt auf Strombezug aus dem öffentlichen Netz angewiesen sei. Auf der einen Seite also das Ansinnen nach Stilllegung eigener Kapazitäten, auf der anderen dieses Statement? Da passt was nicht zusammen. Hoechst und Opel haben ebenfalls die Stilllegung von Kraftwerken beantragt. In der Kraftwerkliste 11/2019 werden diese Kraftwerke aber nach wie vor als „in Betrieb“ geführt.**

## Die Situation in Süddeutschland

Ein großer Teil der Netzreserve wird durch Gaskraftwerke im Süden Deutschlands gebildet. Gaskraftwerke sind durch politische Preisbildung derzeit nicht wirtschaftlich betreibbar und werden deshalb außerhalb der Netzreserven nur selten eingesetzt. Moderne GuD Kraftwerke sind jedoch im Vergleich zu Braun- und Steinkohlekraftwerken viel effizienter und emittieren wesentlich weniger klimaschädliches CO<sub>2</sub>- und Schadstoffe wie z.B. Quecksilber. Das spielt aber keine Rolle, weil sie den Strom einfach „zu teuer“ produzieren. **Durch die stark steigenden Preise für Emissionszertifikate an der Börse (gegenwärtig 25 €/t CO<sub>2</sub>) ändert sich die Situation grundlegend. Der Emissionszertifikatspreis könnte im Jahr 2025 bereits 60 €/t CO<sub>2</sub> betragen. Bereits bei 50 €/t CO<sub>2</sub> sind GuD Kraftwerke im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken konkurrenzfähig und verdrängen diese zunehmend aus dem Markt. Durch Berücksichtigung der steigenden Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate erhöhen sich allerdings auch die Grenzkosten aller Kraftwerke im Mix und damit letztendlich der Strompreis für den Endverbraucher.**

Die nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung aller Gaskraftwerke im Süden der Bundesrepublik. Die installierte Leistung all dieser Gaskraftwerke beträgt 8,56 GW. Davon wurden 6,5 GW in die Netzreserve überführt. **Die Rückführung der GuD Kraftwerke aus der Netzreserve und der Einsatz dieser zur Zeit weitgehend ungenutzten Kraftwerkskapazitäten würde den Bau von HGÜ- Leitungen in den süddeutschen Raum überflüssig machen. Das ist keine technische Frage sondern lediglich eine Frage des politischen Willens.**



**Abbildung 1:** Gaskraftwerke Süddeutschland; grün aktiv, gelb in Netzreserve

Abbildung 1 erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Aufgrund unterschiedlicher Angaben der BNetzA in verschiedenen aktuellen Quellen ist der tatsächliche Sachstand nicht exakt nachprüfbar.

## Die Stromlücke in Bayern – Wahrheit oder Dichtung?

Während seiner Netzausbaureisen hörte man vom Bundeswirtschaftsminister, Herrn Altmaier, immer wieder das Gleiche: Der Strom müsse vom Ort der Erzeugung im Norden nach Süden zu den Verbrauchern gebracht werden. Deshalb bräuchte man unbedingt einen schnellen Netzausbau. Sätze wie „Sonst gehen in Bayern die Lichter aus“ gehören zum allgemeinen Sprachgebrauch der Befürworter neuer Stromtrassen. Ist da was ´dran? Werden wirklich neue Trassen gebraucht?

Wir haben nachgerechnet, um unsere früheren Berechnungen bestätigen können. Sie sind in Tabelle 1 zusammengefasst – Zwischenergebnisse sind orange, Endergebnisse grün hinterlegt.

Die installierte elektrische Leistung in Bayern wurde der aktuellen Kraftwerksliste entnommen. Die prozentuale Verfügbarkeit wurde zum Nachteil unserer eigenen Argumentation geschätzt. Danach beträgt die ausschließlich in Bayern installierte verfügbare Leistung 8.007 MW. Nicht eingerechnet sind dabei die beiden noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerksblöcke Isar KKI 2 und Gundremmingen C.

Nach [8] beträgt die für Bayern benötigte **maximale** Leistung 12.700 MW. Diese Maximalleistung wird natürlich nicht permanent benötigt, sondern nur unter besonderen Umständen – also etwa an einem sehr kalten Wintertag, an dem Industrie und Gewerbe voll produzieren und darüber hinaus jede Menge Strom zum Heizen benötigt wird. Dennoch **muss** die Maximalleistung für die Berechnung zugrunde gelegt werden. Kann sie z.B. an diesem kalten Wintertag nicht bereit gestellt werden, gehen tatsächlich „in Bayern die Lichter aus“.

Demnach (12.700 MW – 8.007 MW) ist die Stromlücke für Bayern 4.693 MW groß. Dabei wurden die Kernkraftwerke vernachlässigt, was insofern richtig ist, da diese demnächst vom Netz. Aktuell reden wir jedoch von 2.265 MW, weil sie zur Zeit noch Strom liefern.

Kraftwerkstyp	Nettoleistung [MW]	Verfüg- barkeit [%]	verfügbare Leistung [MW]
Gas	2.602	90	2.342
Öl	92	90	83
Steinkohle	847	90	762
Laufwasser	1.919	80	1.535
Speicherwasser	170	80	136
Bio/Abfall	1.862	90	1.676
Wind	2.468	10	247
Solar/Speicher	11.883	10	1.188
sonstige nicht erneuerbare	42	90	38
<b>Gesicherte Leistung BY</b>			<b>8.007</b>
<b>Maximaler Leistungsbedarf BY</b>			<b>12.700</b>
<b>Fehlbedarf ohne Kernkraft</b>			<b>4.693</b>
Kernkraft	2.698	90	2.428
<b>Fehlbedarf mit Kernkraft</b>			<b>2.265</b>
<b>mögliche Import-Netzknoten</b>	<b>Leitungs- kapazität (100%)</b>	<b>Auslastung</b>	<b>Leitungs- kapazität (50%)</b>
Redwitz	9.200	50	4.600
Etzenricht	4.600	50	2.300
St.Peter	4.600	50	2.300
<b>Summe Leitungskapazität (50%)</b>			<b>9.200</b>
<b>Reserve nach Abschaltung der verbliebenen 2 Kernkraftwerke</b>			<b>4.507</b>

**Tabelle 1:** Erzeugerkapazitäten in Bayern und Leitungskapazitäten nach Bayern (maximale Last)

Wie muss das Netz strukturiert sein, um diesen Fehlbedarf zu decken? Klar ist soviel – die fehlende Leistung muss nach Bayern **hinein** fließen; es sein denn, man entschließt sich, die in Bayern reichlich vorhandenen brachliegenden Kapazitäten der Gaskraftwerke dauerhaft ins Netz einzubinden. Dabei hilft der überregionale Stromverbund, der bereits in Form des Wechselspannungs-Höchstspannungsnetzes existiert. Wo die fehlende elektrische Leistung letztlich herkommt, ist von den aktuellen Netzverhältnissen abhängig.

Abbildung 2 zeigt drei mögliche Import-Netzknoten Redwitz, Etzenricht und St. Peter und die zugehörigen Leitungen in den außerbajuwarischen Raum. Die vorhandene Kapazität dieser Leitungen ist in Tabelle 1 angegeben. Selbst wenn diese drei Leitungen nur zu 50% ausgelastet sind (kurzzeitige Überlastungen bis 110% sind üblich und werden im Übrigen technisch geduldet) ergibt sich nach unseren sehr vorsichtigen Annahmen eine Leistungsreserve für Bayern von (9200 MW Leitungskapazität - 4.693 MW Stromlücke) 4.507 MW.

Damit ist die Frage, ob „in Bayern die Lichter ausgehen“, wenn wir nicht baldmöglichst, wie von Herrn Altmaier gefordert, neue Stromtrassen bauen, beantwortet. Welche Rolle spielt z.B. die zusätzlich geplante HGÜ- Leitung SüdOstLink mit einer maximal übertragbaren Leistung von 2.000 MW für die Stromversorgung Bayerns? Die HGÜ- Leitung mit ihrer Einspeisung von bis zu 2000 MW in den Netzknoten Isar 2 destabilisiert unter bestimmten Bedingungen das Übertragungsnetz zusätzlich. Die Wahrheit liegt woanders. Deutschland braucht neue Leitungen, um noch mehr Strom zu exportieren. Und nicht ganz nebenbei lässt sich mit dem Bau neuer Trassen eine ganze Menge Geld verdienen. [9]



**Abbildung 2:** Stromleitungen in und um Bayern

### Der ganz besondere Aspekt - Bayern und Tschechien

Abbildung 2 zeigt auch die Anbindung Bayern an die Stromnetze der Nachbarländer. Die Verbindung in die Tschechische Republik ist besonders interessant. Wir erkennen den Standort des AKW Temelin. Anhand der Karte ist gut erkennbar, dass Strom aus diesem AKW über Etzenricht nach Deutschland geliefert wird. Das ist auch im Interesse des deutschen Energieunternehmens E.ON. E.ON ist in der Tschechische Republik durch E.ON Energie, as E.ON Distribuce, as und E.ON Česká republika sro vertreten. [10, 11]

Es gibt noch ein weiteres interessantes Detail. Wir erkennen eine 380 KV Verbindung zwischen den Umspannwerken Röhrsdorf bei Chemnitz und dem Umspannwerk Hradec in der Tschechische Republik. Von Etzenricht in Bayern besteht eine direkte 380 KV Verbindung nach Hradec, und damit nach Röhrsdorf in

Sachsen. Ein Ausbau dieser bereits bestehenden Verbindung als Hochstromtrasse mit einer Übertragungskapazität von 2 x 2.300 MW würde das deutsche Übertragungsnetz wesentlich entlasten und den Ausbau der 380 kV Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf, alle geplanten 380 kV Netzverstärkungen und den SüdOstLink endgültig überflüssig machen. Sinnvolle Maßnahmen wie die Schaffung der Verbindung Hradec – Etzenricht werden im europäischen Maßstab gerne als Projects of common interest (PCI) bezeichnet; übersetzt Vorhaben von gemeinsamen Interesse. Für deutsche Energiekonzerne ist es jedoch viel (betriebs)wirtschaftlicher, hunderte Kilometer Hochspannungsfreileitungen auf deutschem Gebiet neu oder umzubauen als Luftlinie (blaue Linie in Abbildung 2) 83 Kilometer auf tschechischen Staatsgebiet. Eine „Wirtschaftlichkeit“, für die wir „gemeinsam“ bezahlen dürfen.

## Ein sonniger windiger Sommersonntag in Bayern

Um Netzverhältnisse richtig zu bewerten, sind vor allem die Grenzfälle zu betrachten. Den kalten Wochentag im Winter, an dem besonders viel Strom benötigt wird, haben wir bereits abgearbeitet. Fehlt noch das andere Extrem – wenn ein massives Überangebot an Strom im Netz vorhanden ist. Dieses Überangebot gefährdet die Netzstabilität ebenso wie fehlender Strom.

Durch die erneuerbaren Quellen Sonne und Wind, die gerade in Bayern in enormen Kapazitäten vorhanden sind, ergibt sich während eines von uns angenommenen sonnigen, windigen Sonntags im Sommer, an dem Industrie und Gewerbe nur wenig Strom brauchen, ein massiver Stromüberschuss. Wir haben diesen Fall in Tabelle 2 defensiv durchgerechnet.

Kraftwerkstyp	Nettoleistung [MW]	Verfügbarkeit [%]	verfügbare Leistung [MW]
Gas	2.602	0	0
Öl	92	0	0
Steinkohle	847	0	0
Laufwasser	1.919	50	960
Speicherwasser	170	0	0
Bio/Abfall	1.862	50	931
Wind	2.468	90	2.221
Solar/Speicher	11.883	90	10.695
sonstige nicht erneuerbare	42	0	0
<b>Bereitgestellte Leistung BY</b>			<b>14.806</b>
<b>Minimaler Leistungsbedarf BY</b>			<b>6.350</b>
<b>Überschuss (ohne Kernkraft)</b>			<b>8.456</b>
<b>mögliche Import-Netzknoten</b>	<b>Leitungs- kapazität (100%)</b>	<b>Auslastung</b>	<b>Leitungs- kapazität (50%)</b>
Redwitz (Import)	9.200	-10	-920
Etzenricht	4.600	80	3.680
St.Peter	4.600	80	3.680
<b>Summe Leitungskapazität (50%)</b>			<b>6.440</b>
<b>verbleibender Exportbedarf</b>			<b>-2.016</b>

**Tabelle 2:** Erzeugerkapazitäten in Bayern und Leitungskapazitäten nach Bayern (maximale Erzeugung)

Wir gehen in unserer Berechnung von einem Bedarf von 50% des im ersten Fall angesetzten Maximalbedarfs (12.700 MW) an elektrischer Leistung, also von 6.350 MW aus. Wind und Sonne liefern witterungsbedingt annähernd die volle installierte Leistung. Allein die erzeugte solare elektrische Leistung beträgt mehr als 10 GW. Eine Abregelung der meisten solaren Erzeuger ist nicht möglich. Stromerzeugung aus Biomasse und Abfallverwertung sowie alle Laufwasseranlagen sind zwar witterungsunabhängig, können aber nur in Grenzen gedrosselt werden. Wir haben deshalb 50% der Nennleistung für unsere Berechnungen verwendet. Alle rein fossilen Quellen wurden mit Null bewertet, was praktisch vermutlich so nicht umsetzbar ist, die von uns gezogenen Schlussfolgerungen jedoch abschwächt. Wie in der ersten Rechnung haben wir auch hier einen sehr konservativen Ansatz gewählt.

Trotzdem verbleibt ein Überschuss an erzeugter elektrischer Leistung von knapp 8,5 GW. In den schon vorher angenommenen Netzknoten Etzenricht und St. Peter kehrt sich der Leistungsfluss um. Strom wird aus Bayern heraus exportiert. Voraussetzung ist allerdings, dass die Nachbarländer unseren Stromüberschuss auch abnehmen können oder wollen. Wir legen also schlechteres Wetter in Tschechien und Österreich zugrunde, bzw. hoffen darauf, weil ansonsten die Lage in Bayern prekär werden könnte.

Fakt ist jedoch – das haben wir auch für den zweiten Grenzfall rechnerisch nachgewiesen: Bereits die von uns betrachteten drei Leitungen wären dem Überschuss-Szenario ebenso gewachsen. Im Übrigen stellt sich an dieser Stelle die Frage, warum nicht endlich die technisch vorhandenen Möglichkeiten der Stromspeicherung stärker politisch gefördert werden. Wir empfanden es als Armutszeugnis der BNetzA, als uns Vertreter der Behörde auf unsere diesbezügliche Frage, gestellt auf einer Veranstaltung in Leipzig 2017, erklärten, für derartige Strukturprojekte nicht zuständig zu sein.

## Resüme

Das ständig wiederholte Mantra vom fehlenden Netzausbau und dessen schlimmen Folgen entpuppt sich zunehmend als das was es ist, als interessengetriebener faktischer Unsinn. Noch nie hat jemand den geplanten und beschlossenen Netzausbau öffentlich auf der Grundlage physikalischer Fakten nachgewiesen. Dieser Netzausbau hilft weder einen Leistungsüberschuss noch einen Mangel an elektrischer Leistung zu beherrschen.

Man kann jetzt natürlich einwenden, dass die Lastflüsse aus diesen oder jenen Gründen ganz anders seien als von uns dargestellt. Wenn die BNetzA derartige Einwände vorbringen würde, wäre das insofern ein Fortschritt, weil es den Beginn einer echten öffentlichen Sachdiskussion einläuten könnte. Unsere Erfahrungen mit der Behörde sind leider andere. Man hüllt sich lieber in Schwiegen und hofft darauf, wir würden irgendwann locker lassen. Hoffen kann man immer. Das gilt auch für die BNetzA. Allerdings sollten sich die politisch Verantwortlichen und die von der verfehlten Energiepolitik Begünstigten langsam darüber klar werden, dass der Widerstand wächst.

## Quellen

[1] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)

[2] [https://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_Umfragen/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien__Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF)

[3] <https://www.stromauskunft.de/strompreise/strompreisentwicklung/>

[4] [https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Regelzonen\\_deutscher\\_%C3%9Cbertragungsnetzbetreiber\\_neu.png](https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Regelzonen_deutscher_%C3%9Cbertragungsnetzbetreiber_neu.png)

[5] [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-nach-63-2a-enwg-2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-nach-63-2a-enwg-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=12)

[6] <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/netzreserve-kapazitätsreserve-sicherheitsbereitschaft>

[7] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante\\_KW/Systemrel\\_KW\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html)

[8] [https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user\\_upload/energie\\_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-10-Stromluecke-in-Bayern-AG4-Kirchner.pdf](https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-10-Stromluecke-in-Bayern-AG4-Kirchner.pdf)

[9] <https://www.br.de/nachricht/oberpfalz/inhalt/nach-vier-jahren-wie-stehts-um-die-stromtrasse-quer-durch-ostbayern-100.html>

[10] <https://cs.wikipedia.org/wiki/E.ON>

[11]

[https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/greenpeace\\_factsheet\\_schmutzige\\_geschaefte\\_in\\_osteuropa\\_1.pdf](https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/greenpeace_factsheet_schmutzige_geschaefte_in_osteuropa_1.pdf)