

Ziel der Bundesregierung: 65 Prozent Ökostrom bis 2030 Was bedeutet das?

1 Hintergrund

Getrieben durch den Druck der Straßen, ausgelöst durch den Greta-Hype, musste die Bundesregierung Beschlüsse fassen, um, wie sie sagt, das Weltklima zu retten. Aktuell kommt nun die Nachricht, ganz konkret den Ökostromanteil an der Stromversorgung bis 2030 auf 65% zu steigern.

Am 05.10.2019 hat die WELT¹ berichtet:

Altmaier will Naturschutz für mehr Windkraft lockern

„Die Bundesregierung will bis 2030 einen Ökostrom-Anteil von 65 Prozent erreichen. Damit das klappt, treibt Wirtschaftsminister Altmaier den Windkraftausbau voran. ...

Innenminister Horst Seehofer (CSU) soll beispielsweise noch in diesem Jahr dafür sorgen, dass Windräder nur noch in einem Abstand von 1000 Metern zur nächsten Wohnsiedlung gebaut werden dürfen.“

Weiterhin wird angegeben,

- dass für das 1. Quartal 2019 3,23 TWh abgeregelt werden mussten, was 364 Mill.€² entspricht.
- Nach BDEW sei das zu erreichen, wenn der Ausbau zu 1/3 mit Onshore-Windkraft und zu 2/3 mit Photovoltaik PV erfolgt.

Offenbar zählt die Bundesregierung Strom aus Kernenergie nicht zum Ökostrom. Das bedeutet, dass die verbleibenden 35% ausschließlich aus Kraftwerken mit fossilen Energieträgern kommen müssen.

Für das Klima ist der Ökostromanteil keine primäre Zielgröße. Vielmehr ist - unterstellt man die AGW-Hypothese - die CO₂-Konzentration der Luft die Zielgröße. Der Ökostromanteil ist lediglich ein Mittel und bei weitem nicht das einzige. Damit stellen sich zwei grundsätzliche Fragen:

- Welche **Konsequenzen** hat diese Erhöhung des Ökostromanteils?
- Welche **Wirkung** hat diese Maßnahme?

¹ <https://www.welt.de/wirtschaft/article201432724/Windkraft-Peter-Altmaier-will-Ausbau-von-Windraedern-beschleunigen.html>

² Die Windenergiebetreiber bekommen 95% der Vergütungen für den Strom den sie hätten produzieren können, der aber wegen Überangebot nicht eingespeist werden konnte.

2 Analyse

Wenn es um die Quantifikation solcher Fragen geht, werden oft nur einfache energetische Dreisatzrechnungen vorgenommen. Damit kommt man zwar zu einer Größenordnung, aber eben nicht zu einer ausreichenden Genauigkeit unter Berücksichtigung verschiedener, wichtiger Zusammenhänge.

2.1 Grundsätzliches

Aufgrund eines vorhandenen Stromversorgungsmodells, das die Wetterstochastik³, alle Stromerzeuger und die schwankende Last berücksichtigt, können die Konsequenzen konkret ermittelt werden. Dieses Modell rechnet mit Wetterdaten, die einen typischen EE-Ertrag repräsentieren. Im Takt von einer Viertelstunde werden die Leistungen aller Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher verrechnet, so dass zu jedem Zeitpunkt die Leistungsbilanz ermittelt wird. Das Stromversorgungsmodell liefert fast beliebig viele Informationen.

Diese Vorgehensweise ist weit aussagekräftiger, als Energiebilanzen über ein Jahr aufzustellen, denn es reicht eben nicht, wenn nur Mittelwerte berechnet werden. Genauso wenig, wie ein Mieter mit einer *mittleren Raumtemperatur* zufrieden wäre⁴, ist auch ein Stromversorgungssystem unbrauchbar, wenn nur die *mittlere* bereitgestellte Leistung dem *durchschnittlichen* Bedarf entspricht. Genau so wird aber meist gerechnet. Der Stromkunde, ob Privatkunde oder Industrie, erwartet (weil es bisher selbstverständlich war), dass er zu jedem Zeitpunkt so viel Strom aus dem Netz entnehmen kann, wie er gerade braucht.

2.2 Überschussenergie

Wir wissen, dass die **Volatilen Erneuerbaren Energien (VEE)** mal zu wenig und mal zu viel Strom erzeugen. Der VEE-Strom, der nicht genutzt werden kann, wird als **Überschussenergie** bezeichnet. Dies ist eine wichtige Größe in einem zu beurteilenden Stromversorgungssystem. Mit steigendem Ausbau der VEE, wird immer weniger Energie aus den konventionellen Kraftwerken benötigt. Eine steigende VEE verdrängt somit zunehmend diesen Kraftwerksanteil. Um diesen Anteil auf das noch zulässige Maß zu reduzieren, muss die VEE soweit gesteigert werden, dass es in Folge immer mehr Zeitbereiche gibt, wo mehr VEE-Leistung zur Verfügung steht, als gebraucht wird. Wegen mangelnder Speicherkapazität, muss man diese Energie „wegwerfen“ – daher wird sie *Überschussenergie* genannt. Das Modell berechnet dies über 35.040 Zeitscheiben eines Jahres.

Übrigens: Überschussenergie ist nicht etwa kostenlos. Sie kostet betriebswirtschaftlich genauso viel wie jede verbrauchte Kilowattstunde. Damit steigen die Stromgestehungskosten mit wachsender Überschussenergie.

Anmerkung: Ein stabiles Stromversorgungssystem erfordert eine Momentanreserve. Diese wird schon immer durch Turbosätze der konventionellen Kraftwerke sichergestellt. Damit diese stabilisierend wirken, müssen sie dauernd mitlaufen. In dem Szenario mit 35% konventionellen Kraftwerken ist dies noch sichergestellt. Steigt der Ökostromanteil weiter, was ja mit Macht verfolgt wird, so braucht es bei immer weniger Kraftwerken eine andere Lösung, die aber hier nicht weiter von Interesse ist.

2.3 Berechnungsgrundlagen, Annahmen

In guter Näherung kann man bis 2030 von einem unveränderten Strombedarf ausgehen. Das heißt, dass die Sektorkopplung (u.a. mit E-Mobilität) noch keinen nennenswerten Einfluss auf den Strombedarf hat. (1 Mill. E-PKW bis 2030 würden rund 3 TWh/a an zusätzlicher Energie erfordern).

³ Das verwendete Jahr 2013 kann als durchschnittliches Ertragsjahr betrachtet werden.

⁴ Im Sommer 35°C im Winter 5°C, macht im Durchschnitt 20°C

- Angesetzt wird für 2030 der gleiche Stromverbrauch, nämlich 530 TWh⁵, was einer Bruttostromerzeugung von 580 TWh entspricht.
- Biomasse und Wasserkraft hatten einen Anteil von 62 TWh in 2018, davor auch zeitweise etwas mehr. Es ist allgemeiner Konsens, dass dieser Anteil kaum zu steigern ist, sondern langfristig eher eine fallende Tendenz hat (Diskussion um Energiepflanzen, Monokulturen etc.). Daher wird für die Modellierung großzügig 70 TWh angenommen.
- Wenn der Ökostromanteil 65% betragen soll, so müssen von 580 TWh 377 TWh aus EE kommen. Zieht man 70 TWh ab, verbleiben 307 TWh, die aus Wind und Sonne zu erzeugen sind. Oder anderes: der konventionelle Anteil inkl. Gas-Backup-Kraftwerke, beträgt noch 203 TWh.
- Als verfügbare Speicher bleiben nur die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (PSPW), mit rund 40 GWh und einer Lade- bzw. Entladeleistung von 10 GW⁶. Batteriespeicher sind dagegen völlig vernachlässigbar. Aber auch die PSKW's spielen nur eine marginale Rolle für das Ergebnis.
- Andere Speicherkonzepte sind bis 2030 im großtechnischen Maßstab nicht vorhanden⁷.
- Import oder Export von Strom findet in keinem nennenswerten Umfange statt.
- Ausbauanteile
 - a) Es wird das Verhältnis von Onshore, Offshore und Photovoltaik von 2018 konstant gehalten, d.h. alle drei VEE-Komponenten werden mit dem gleichen Faktor in ihrer Nennleistung erweitert.
 - b) In Ergänzung wird, entsprechend dem Vorschlag des BDEW der Ausbau zu 1/3 mit Onshore-Windkraft und zu 2/3 mit Photovoltaik (PV) vorgenommen. Das impliziert, dass der Offshore-Ausbau konstant gehalten wird.

2.4 Fragestellungen

1. Wie hoch muss Windkraft und Photovoltaik ausgebaut werden, damit der Ökostromanteil 65% für ein durchschnittliches Ertragsjahr erreicht wird?
Welcher Summennennleistung entspricht das?
2. Welche Jahresenergie geht durchschnittlich verloren, weil die VEE-Energiespitzen nicht genutzt werden können?
Welchen Kosten entspricht das?
3. An wie vielen Tagen bleibt der Anteil PV plus Wind unter 10% der durchschnittlichen Last (d.h. der Nachfrage)?
4. Welche Rolle spielen die Pumpspeicherkraftwerke (PSKW)?
5. Welchen Einfluss hat das Ausbauverhältnis von Wind zu PV auf die Summennennleistung?
6. Welche CO₂-Einsparung hat das zur Folge?
7. Wie verändern sich die Stromgestehungskosten?

⁵ wie der Durchschnitt der letzten 15 Jahre;
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>

⁶ Aufgerundete Brutto-Werte.

⁷ Solange keine zusätzlichen Speicherkonzepte, wie z.B. Power-to-Gas, d.h. Methan mit Rückverstromung, mit deutlich höheren Speicherkapazitäten, wie die PSKW's, vorhanden sind, sind sie vernachlässigbar.

3 Ergebnisse

3.1 VEE-Ausbauanteile wie 2018

3.1.1 Frage 1: Welcher VEE-Ausbau ist nötig?

VEE	Nennleistung 2030	Nennleistung 2018	Faktor (gerundet) ⁸
Wind Onshore	137 GW	52,4 GW	2,6
Wind Offshore	16GW	6,2 GW	2,6
Photovoltaik	120 GW	45,7 GW	2,6
Summe	272 GW	104,3 GW	2,6

3.1.2 Frage 2: Wie viel Überschussenergie und Gesamtverluste fallen an?

Die Abb. 1 in der Anlage gibt Auskunft. Am Jahresende eines durchschnittlichen VEE-Ertragsjahres fallen rund **38 TWh an Überschussenergie** an. Das entspricht **rund 4,3 Mrd. € an jährlichen Kosten**⁹, weil diese Energie bezahlt werden muss, aber keiner diese nutzen kann¹⁰. Bereits heute wollen unsere Nachbarn solche VEE-Überschüsse nicht, so dass z.T. noch dafür bezahlt werden muss. Hinzu kommt, dass solche Überschüsse durch günstige Wetterlagen entstehen, die meist auch bei unseren Nachbarn vorliegen, so dass großflächig gleichzeitig bei den Energiewende-Staaten¹¹ Überschüsse anfallen. Wichtig ist, dass Produktionsüberschüsse immer Kosten verursachen. Auch *Überschussenergien* sind betriebs- und volkswirtschaftlich nicht kostenlos. Jede Kilowattstunde kostet in der Herstellung genauso viel, egal ob sie genutzt wird oder nicht.

Unter maximaler Nutzung der PSKWs entstehen zusätzliche 2,28 TWh Verluste, also zusammen 40,3 TWh pro Jahr. Das sind 7,6% der benötigten Elektroenergie.

3.1.3 Frage 3: Wie oft gibt es eine VEE-Mangelsituation?

In einem typischen Ertragsjahr fällt die VEE-Leistung für 400 bis 600 Stunden (das entspricht in Summe 17 bis 25 Tage) im Jahr auf unter 10% der durchschnittlichen Last. Das passiert rund 90 bis 120-mal im Jahr¹². Für einen Langzeitausgleich, der den Ausbau reduzieren würde, stellen die bestehenden PSKWs nur einen Bruchteil der dazu nötigen Speicherkapazität.

Wichtig: Diese Werte gelten nur grob für den Fall eines durchschnittlichen EE-Jahresertrags. Für den Fall, dass der Jahresertrag höher ist, fällt mehr Überschussenergie an¹³. Für den Fall, dass der Jahresertrag geringer ist, muss die fehlende Erzeugerleistung zeitgenau aus dem Ausland importiert werden oder durch vorgehaltene Backup-KWs eingespeist werden, was die CO2-Bilanz verschlechtert. Das erhöht die Fixkosten für Backup-KWs.

Wie wollen wir sicher sein, dass unsere Nachbarländer, die vorwiegend mit Kohlestrom (Polen, Tschechien) oder mit Kernkraft (Frankreich, Belgien) arbeiten, bereit und in der Lage sind, uns zu versorgen?¹⁴

⁸ ABF 4,1 zu 2013

⁹ Wenn 3,23 TWh 364 Mill. Kosten verursachen, so kostet jede TWh 112,7 Mill. €.

¹⁰ Der Export ins Ausland wird in der Modellierung ausgeschlossen.

¹¹ denen, die es uns gleichtun wollen, wo unser „Vorbild“ der Energiewende übernommen wurde

¹² Konkret berechnet: 516 h und 112 Ereignisse

¹³ Bei einem nur 10% besseren Ertragsjahr steigt die Überschussenergie um 38% (gerechnet)

¹⁴ Auch aus dem Grund wird von einer bilanziell autarken Lösung ausgegangen.

3.1.4 Frage 4: Welche Rolle spielen die PSKW's?

Wie Abb. 3 und 6 im Anhang zeigen, sind die Pumpspeicher fast dauernd am Anschlag (leer oder voll). Nur in wenigen Fällen können sie einspringen und einen Mangel kurzzeitig in der Erzeugung auffangen.

Würden die Speicher leer werden, ohne dass Backup-KWs einspringen¹⁵, wäre die Stromversorgung, zumindest für Teile Deutschlands, ausgefallen. Daher:

Speicher im Stromversorgungssystem, die ausreichend dimensioniert sind, dürfen nie in Summe den Leezustand erreichen.

Damit ein Energieausgleich über Speicher stattfinden kann, erfordert dieses Szenario rund die 500-fache Kapazität von den heutigen 35 PSKW's. Unterstellt man (was unmöglich ist), dass wir 20.000 GWh an Pumpspeicherkapazität bauen könnten, so würde das für ein durchschnittliches EE-Ertragsjahr die Überschussenergie auf null bringen, hätte aber folgende Konsequenzen¹⁶:

- Der nötige Ausbau würde vom 2,6-fachen auf das 3,4-fache steigen.
- Dadurch werden keine Backup-KWs mehr benötigt (idealisiert).
- Der Ökostromanteil steigt auf 82,6%, weil durch mehr VEE auch weniger konventionelle KWs benötigt werden und die Backup-KWs entfallen sind.
- Diese Speicher würden jährliche Mehrkosten von rund 240 Mrd. € bedeuten.
- Die Stromgestehungskosten würden damit auf 0,55 €/kWh steigen¹⁷.
- Die Überschussenergie würde zwar auf null fallen, aber die Verluste in dem PSKW's würden auf 39 TWh steigen.

Schlussfolgerung: Die Vermeidung von Überschussenergie (und den damit verbundenen Kosten), indem man den nötigen Speicher bereitstellt, ist weit aus kostenintensiver als der Einsatz von Backup-KWs mit zusätzlichen Überschussenergien.

Abb. 7 zeigt den resultierenden Speicherverlauf der Modellierung. Aber: Das ist alles idealisiert für genau ein mehr oder weniger typisches Jahr. Der Ladestand des Speichers am Jahresende kann durch andere Wetterverhältnisse entscheidend anders ausfallen und ist damit ungewiss. Daher müsste, aufgrund der vielen Schwankungsgrößen sowohl der VEE-Ausbau, wie auch die Speicherkapazität um Sicherheitszuschläge erhöht werden, will man die Zielsetzung, ohne Backup-KWs auszukommen, erreichen. Aber dann sind massive Überschussenergien sicher.

Was dieses Gedankenexperiment auch zeigt, ist, dass alles mit allem zusammenhängt. Einfache Überschlagsrechnungen können mächtig danebenliegen und Folgeeffekte ausblenden.

3.1.5 Frage 7: Wie verändern sich die Stromgestehungskosten?

Neben den Zusatzkosten für die Überschussenergien, wird auch der **Strompreis** durch die Stromgestehungskosten teurer. Das hat mehrere Gründe:

- Es bleibt immer noch ein Anteil von 35% fossil betriebener Kraftwerke. Diese werden bis 2030 vielleicht mit einem CO₂-Preis von 180€/t belastet werden. Allein das macht rund 12 ct/kWh Zusatzkosten für diese Kraftwerke aus.

¹⁵ Im berechneten Fall steuern sie 68 GWh bei bis zu 39 GW bei.

¹⁶ Das sind konkret gerechnete Werte, die auf vielen Parametern beruhen

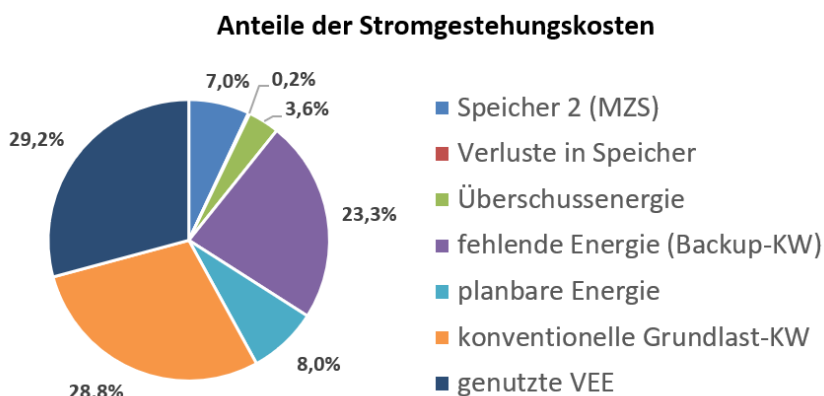
¹⁷ CO₂-Preis mit 180 €/t unterstellt. Der Anteil an den Stromgestehungskosten (im Vergleich zu 50€/t) ist mit rund 2 ct/kWh vergleichsweise gering, weil durch die höhere VEE weniger konventionelle KWs erforderlich sind.

- Alle Kraftwerke, insbesondere die Backup-KWs, werden mit stark schwankenden Leistungen gefahren werden müssen, was sich auf die Nutzungsdauer (Jahre) und den Nutzungsgrad (Volllaststunden) auswirkt. Beides führt betriebswirtschaftlich zu Mehrkosten.
- Die bis 2030 noch fehlenden 25%, die heute mit günstigem Kohle- bzw. Kernkraftstrom bereitgestellt werden, müssen dann mit dem teureren VEE-Strom ersetzt werden.

Insgesamt muss der private Stromkunde mit rund 6 ct/kWh, inkl. MwSt. rund **7 ct/kWh**, an Mehrkosten rechnen. Das entspricht einer Verdopplung der heutigen EEG-Zulage.

Bei der Kostenberechnung wurde ein CO₂-Preis von 180€ /t in 2030 angesetzt. Als Referenz wurde ein Stromversorgungssystem mit 35% EE-Anteil (heute) und einem Preis von 5 €/t verwendet.

Für den Fall a)
im Jahr 2030
mit 180 €/t CO₂-Preis:



3.2 Ausbauanteile wie der BDEW vorschlägt

Der BDEW schlägt, wie oben angegeben vor, die PV doppelt so stark auszubauen, wie die Onshore-Windenergie, also im Verhältnis 2/3 zu 1/3.

3.2.1 Frage 1: Welcher VEE-Ausbau ist nötig?

VEE	Nennleistung 2030	Nennleistung 2018	Faktor (gerundet)
Wind Onshore	118 GW	52,4 GW	2,3
Wind Offshore	6,2 GW	6,2 GW	1
Photovoltaik	236 GW	45,7 GW	5,2
Summe	360 GW	104,3 GW	3,5

Anmerkung: Die Ausbaugrenze für PV wird bei 250 GW gesehen. Wie soll weiter ausgebaut werden, wenn mehr als 65% nötig sind?

3.2.2 Frage 2: Welche Überschussenergie fällt an?

Die Abb. 4 in der Anlage gibt Auskunft. Am Jahresende eines durchschnittlichen VEE-Ertragsjahres fallen **85 TWh an Überschussenergie** an. Das entspricht **rund 9,6 Mrd. € an jährlichen Kosten**, weil diese Energie bezahlt werden muss, aber keiner diese nutzen kann. Ansonsten gilt das Gleiche wie in 3.1.2 gesagt.

3.2.3 Frage 3: Wie oft gibt es eine VEE-Mangelsituation?

In einem typischen Ertragsjahr fällt die VEE-Leistung für 600 bis 800 Stunden (das entspricht in Summe 25 bis 33 Tage) im Jahr auf unter 10% der durchschnittlichen Last. Das passiert rund 130 bis 170-mal im Jahr¹⁸.

Im Übrigen gilt das unter 3.1.3 ausgeführte.

3.2.4 Frage 4: Welche Rolle spielen die PSKW's?

Hier gibt es keinen nennenswerten Unterschied zwischen *Ausbauvariante a) und b)*, was man beim Vergleich der *Abb. 3 und 6* leicht erkennen kann. Auch hier befindet sich der Füllstand fast ausschließlich in „voll“ oder „leer“, wo er keinen Ausgleichsbeitrag leisten kann.

3.2.5 Frage 5: Welchen Einfluss hat das Verhältnis von Wind zu PV?

Der Ausbau wird in Nennleistung angegeben. Da der Nutzungsgrad der Windkraft bei 0,2 und der Photovoltaik bei 0,1 liegt, ist schon daran zu erkennen, dass es nicht egal ist, wo der Ausbau stattfindet. Hinzu kommt, dass die PV im Sommer ihre besten Erträge hat, wo die Windenergie in der Regel eher schwach liefert. Bei entsprechendem Wetter, also der Verteilung der Ertragssituation über das Jahr, kann die PV den Mangel der Windenergie einigermaßen ausgleichen, so dass VEE-Mangelsituationen weniger auftreten. Dazu ist aber auch erforderlich, dass das Verhältnis von Wind zu PV dafür günstig ist.

Im Vorschlag des BDEW ist dies offenbar nicht so. Man erkennt dies auch im Vergleich von *Abb. 2 und 5*. In *Abb. 5* gibt es im Sommer deutlich mehr Überschussenergie. Daher fällt der Summenausbau merklich höher aus, als im *Ausbaufall a)*, wo das Verhältnis von Onshore, Offshore und PV aus 2018 beibehalten wurde. Der Vorschlag vom BDEW dürfte aus der Überlegung entspringen, dass Windenergieanlagen zunehmend in der Kritik stehen. Die Akzeptanz der Bürger soll offenbar nicht unnötig strapaziert werden. Dabei reduziert dieser Ansatz den Windenergieausbau um nur rund 14%.

3.2.6 Frage 6: Welche CO2-Einsparung hat das zur Folge?

Ende 2018 lag der Anteil der fossilen Kraftwerke bei 48,8 % und der Strom aus EE bei 35%. Der Rest (16,1%) sind Kernenergie und Sonstige¹⁹. Für 2030 soll der Ökostromanteil auf 65% erhöht werden. Dann kommt noch 35% aus Kraftwerken, die mit fossilen Energien betrieben werden. Der Anteil von fossil betriebenen Kraftwerken fällt also um nur 13,8% oder um 80 TWh, einfach weil die CO2-freien Kernkraftwerke abgeschaltet sein werden. Bei rund 800 g/kWh CO2-Emission der fossil betriebenen Kraftwerke bedingt das 64 Mill. Tonnen CO2-Einsparung. Bei 866 Mill. Tonnen²⁰ sind das gerade mal **7,4%** gegenüber 2018.

Damit bringt **der 2- bis 3-fache VEE-Ausbau** nur rund **7-8% CO2-Einsparung**, bezogen auf 2018, von 69% auf 61,6%, gemessen an dem Ausstoß von 1990 sind es sogar **nur 5,1%**²¹.

4 Zusammenfassung und Bewertung

Die Untersuchung zu der Zielsetzung der Bundesregierung bis 2030 65% der Stromerzeugung aus Ökostrom bereitzustellen, hat gezeigt:

- Wenn man bei den VEE-Anlagen den Ausbau mit dem bestehenden Verhältnis der drei VEE-Erzeuger fortsetzt, müssen alle Arten (Onshore, Offshore und Photovoltaik) auf mehr als das

¹⁸ Konkret berechnet: 753 h und 151 Ereignisse

¹⁹ <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/der-strommix-in-deutschland-2018>

²⁰ CO2-Äquivalente; <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>

²¹ Bezug ist 1990 mit 1.251 Mill. Tonnen CO2-Äquivalente

2,5-fache von 2018 ausgebaut werden, ohne dass neue Stromverbraucher (E-Mobilität) hinzukommen.

- Folgt man dem BDEW-Vorschlag, der den Ausbau der wirtschaftlicheren Windenergieanlagen mehr zu Gunsten der PV-Anlagen verlagern möchte, um das Akzeptanzproblem der Bürger zu berücksichtigen, so muss der Ausbau der Nennleistungen in Summe deutlich höher ausfallen (satt 2,6-fach, 3,5-fach). Eine nennenswerte Reduzierung der Onshore-Windenergieanlagen findet nicht einmal statt, was dies doch vermutlich der Grund vom BDEW, die Akzeptanz der Bürger nicht überzustrapazieren.
- Die vorhandenen PSKW sind nur ein Tropfen auf den heißen Stein. Tatsächlich stellen sie für die Sektorkopplung nur rund ein Tausendstel der erforderlichen Speicherkapazität, will man Überschussenergie vermeiden.
- Modelliert wurde die Situation eines durchschnittlichen Ertragsjahres. Es bedeutet, dass in Jahren mit geringerem Ertrag, die Backup-Kraftwerke einen größeren Beitrag leisten müssten, der zu mehr CO₂ führt. In Jahren mit weit überdurchschnittlichem Ertrag können sich die Überschussenergie und die damit verbundenen Kosten mehr als verdoppeln.
- Es erscheint schwer vermittelbar, dass Onshore-Windenergieanlagen um das 2 bis 3-fache auszubauen sind. Dabei ist man mit 65% Ökostrom an der Stromversorgung noch lange nicht am Ziel, das 90%, besser 100% CO₂-Reduktion für alle Energiesektoren verlangt. Rechnungen haben mit Sektorkopplung, je nach Szenario, einen Ausbau aller VEE-Anlagen von deutlich mehr als dem 10-fachen ergeben²².
- **Angesichts der notwendigen Verdopplung bis Verdreifachung der VEE-Nennleistungen erscheint die CO₂-Einsparung von kaum mehr als 7% viel zu gering. Hier fehlt die Verhältnismäßigkeit von Aufwand (Belastungen, Kosten) und Ergebnis.**

Das herausgegebene Ziel von 65% Ökostrom lässt den Bürger vermuten, dass damit bereits 2/3 zur völligen Dekarbonisierung erreicht sei, was die Sachlage völlig verkennt. Es erscheint wie eine „Beruhigungspille“, in der Hoffnung, man merke es schon nicht.

Ehrlich wäre gewesen, wenn man mit der Bekanntgabe des 65%-Ökostromziels auch die Verdopplung bis Verdreifachung aller VEE-Anlagen verkündet hätte.

Es stellt sich tatsächlich die Frage, ob die Bundesregierung und ihre Mitarbeiter und Berater tatsächlich so blauäugig sind, oder ob sie auf Zeit spielen und auf den „Wunderspeicher“ hoffen.

Bereits dieses Zwischenziel, das noch meilenweit vom Endziel der völligen Dekarbonisierung mit Sektorkopplung ist, zeigt deutlich, dass bei weiter steigendem Ökostrom (d.h. ausschließlich VEE), das Stromversorgungssystem nicht ohne ausreichende Speicher technisch realisierbar ist. Da ein Durchbruch²³ bei der Speichertechnik in den nächsten Jahren ausbleiben wird (aus physikalischen Gründen garantiert),

***ist das Projekt der Energiewende auf Basis VEE
mit dem Grundsatz verantwortlichen Handelns sofort abubrechen.***

²² Dieser Ausbaufaktor bezieht sich auf 2016 und unterstellt rund 95% CO₂-Einsparung unter Einbeziehung von Power-to-X-Techniken und Carbon-Capture-Technik. Eine entsprechende Studie wird in Kürze fertig werden.

²³ Hinsichtlich Kosten und Kapazität

5 Anlagen

Abb. 1: Überschussleistung und Überschussenergie zu Ausbaufall a)

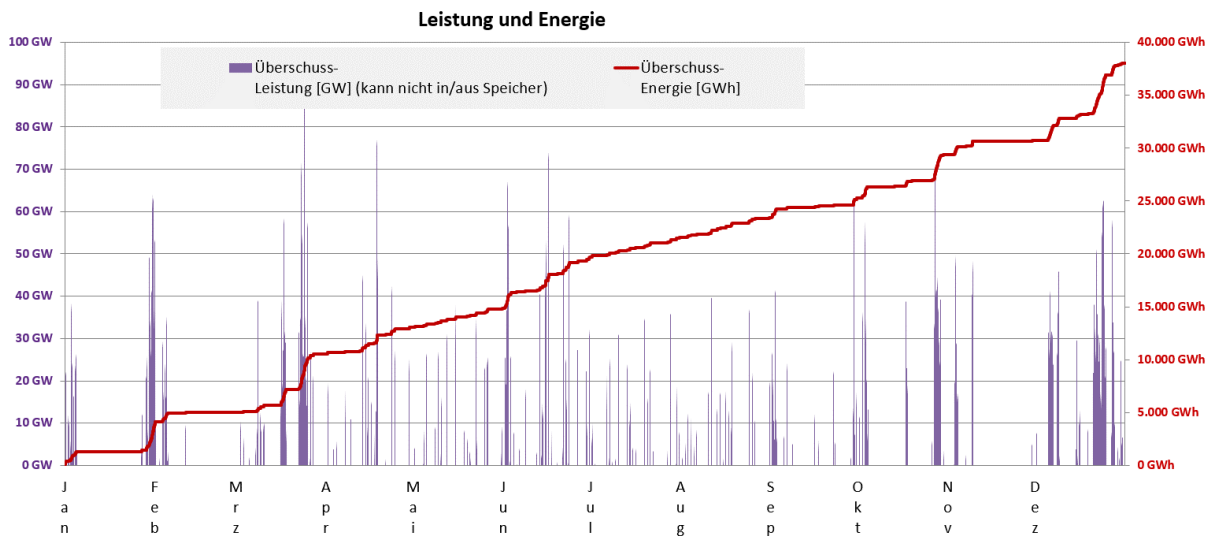


Abb. 2: Erzeugte und verbrauchte Leistung zu Ausbaufall a)

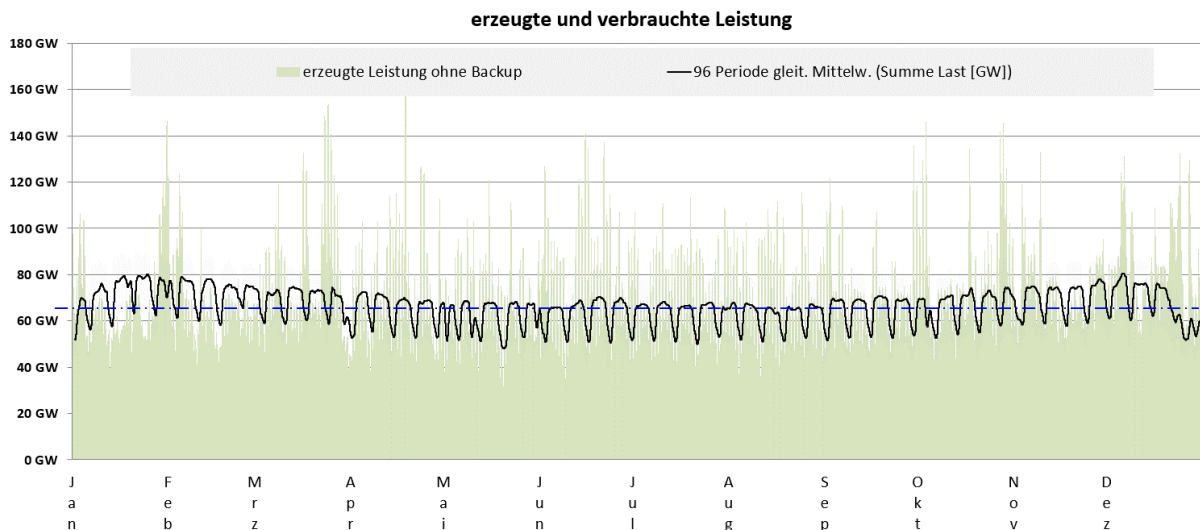


Abb. 3: Ladeverlauf der Pumpspeicher zu Ausbaufall a)

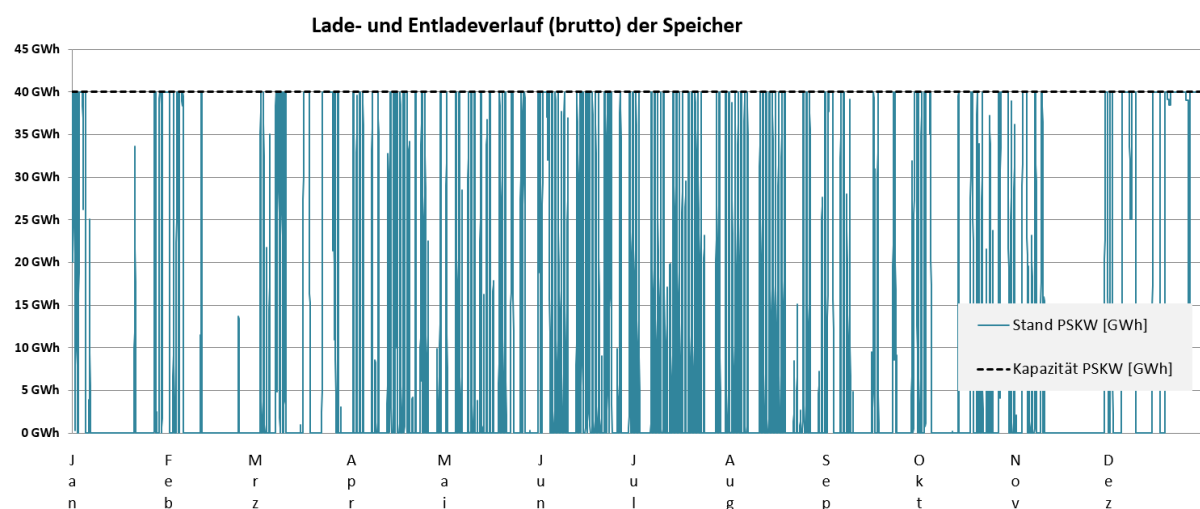


Abb. 4: Überschussleistung und Überschussenergie zu Ausbaufall b)

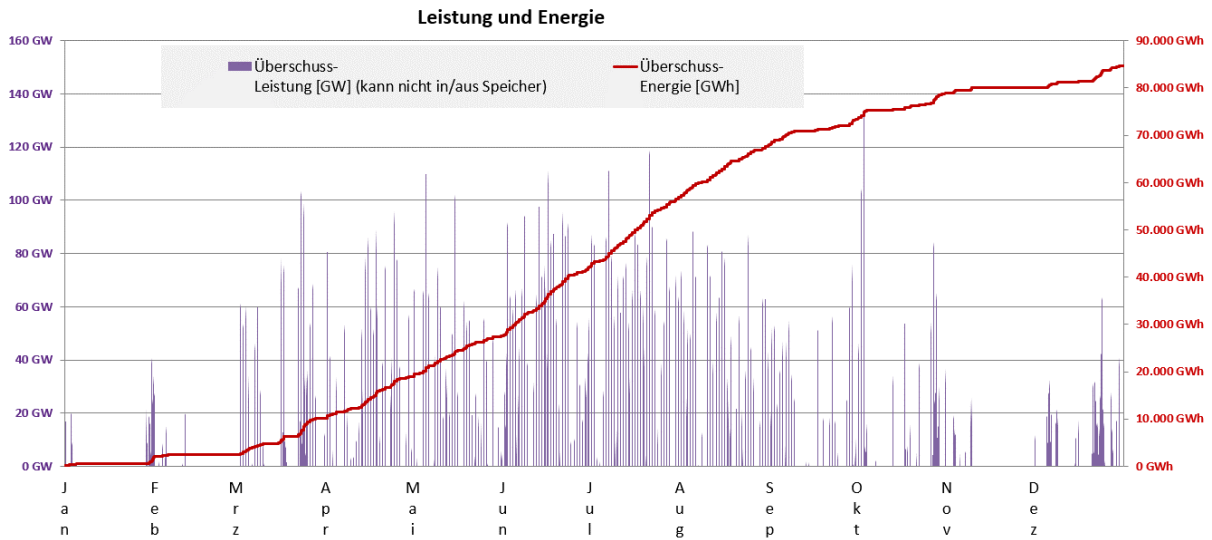


Abb. 5: Erzeugte und verbrauchte Leistung zu Ausbaufall b)

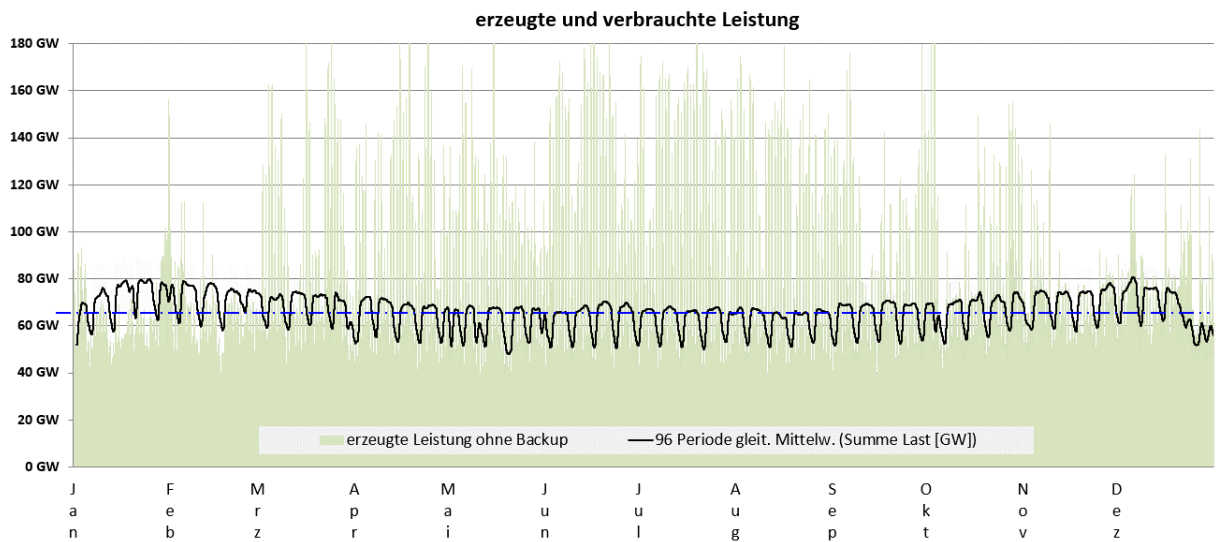


Abb. 6 Ladeverlauf der Pumpspeicher zu Ausbaufall b)

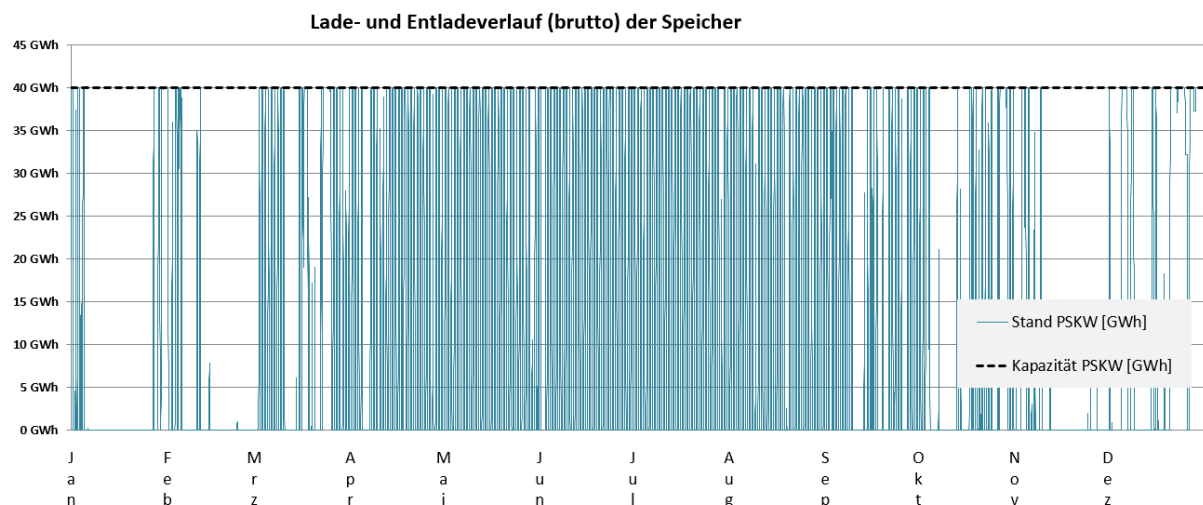


Abb. 7 Ladeverlauf der Pumpspeicher zur Vermeidung von Überschussenergie und Backup-KWs

