

Schriftliche Stellungnahme von Prof. Dr.-Ing Harald Schwarz, BTU Cottbus-Senftenberg in der öffentlichen Anhörung zur BT-Drs. 19 / 2108 im Ausschuß Wirtschaft und Energie am 25.06.2018

Ziel der Energiewende in Deutschland ist die Senkung der CO₂-Emission. Diese Reduktionen zu erreichen ist grundsätzlich sinnvoll und notwendig. Seit ca. 20 Jahren wird über das EEG hier ein ganz besonderer Fokus auf die Reduktion der CO₂ Emission im Bereich der Stromerzeugung gelegt. Dieser Energieanteil macht allerdings nur ca. 20% des Primärenergieeinsatzes in Deutschland aus. In den letzten Jahren gibt es aber auch vermehrt Anstrengungen, die CO₂ Emissionen anderer

Energiesektoren zu reduzieren. Inzwischen konnte der Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung auf 33% (Bild 1) bzw. 218 TWh (Bild 2) gesteigert werden. Der gesamte Brutto-Stromverbrauch beträgt zwischen 600-650 TWh (Bild 3) und ist seit vielen Jahren defacto konstant. Dabei soll nicht suggeriert werden, dass 1/3 von Deutschland mit erneuerbarem Strom zuverlässig versorgt werden kann. In den Zahlen werden lediglich die über das Jahr verteilt aus Erneuerbaren erzeugten Kilowattstunden aufsummiert und mit den aufsummierten Kilowattstunden der Stromabnahme im gleichen Jahr verglichen. Die Tatsache, dass die Stromerzeugung minutenscharf dem Strombedarf folgen muß und wir aufgrund fehlender Netzkapazitäten bereits seit einigen Jahren Erneuerbare aufgrund regionaler und zeitlicher Über-

erzeugung abregeln müssen, bleiben unberücksichtigt. Um diesen EE-Anteil zu erreichen, wurde über EEG massiv gefördert und eine installierte Erzeugungskapazität an Erneuerbaren in Deutschland von 112 GW (Bild 4) aufgebaut. Grundsätzlich war diese anfangs intensive Förderung Erneuerbarer sinnvoll und notwendig, um diese neue Technologie zu etablieren.

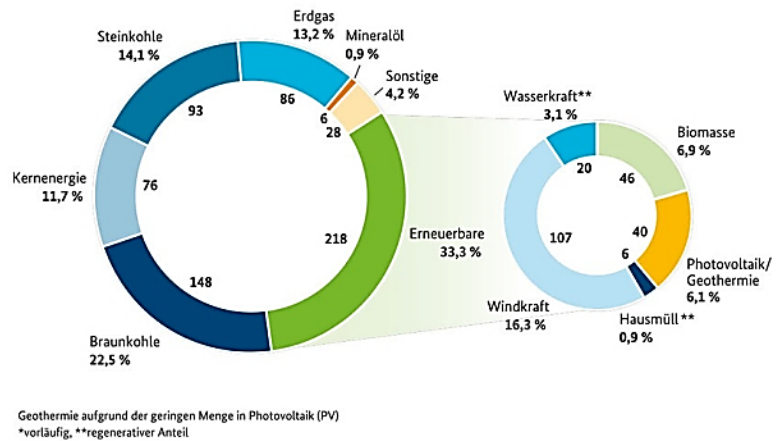
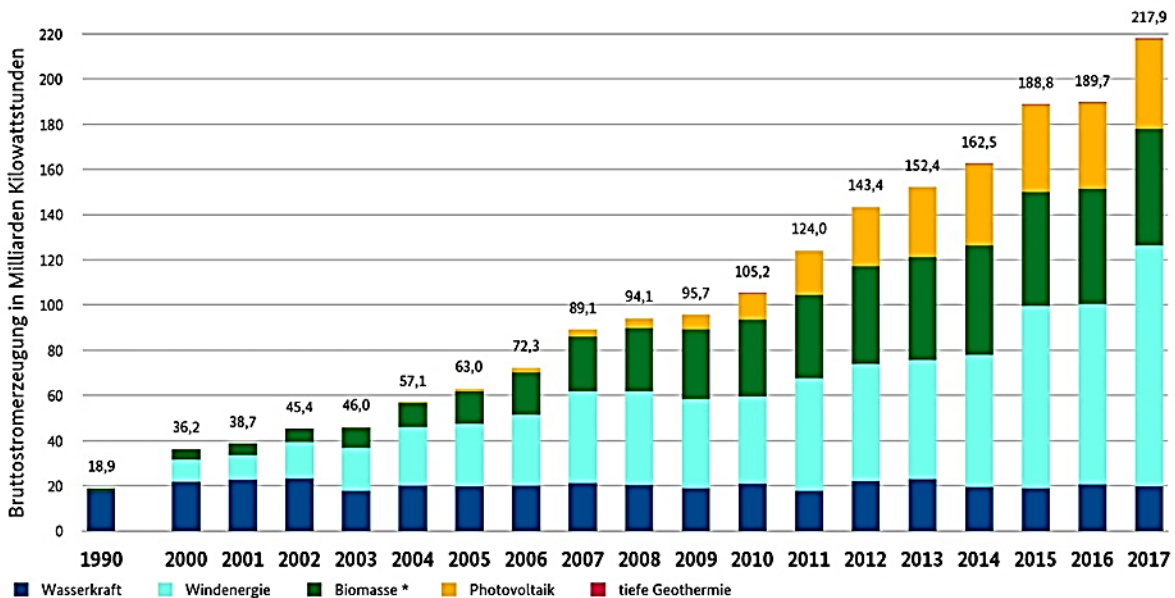


Bild 1: Anteil Erneuerbarer Energien an der deutschen Stromerzeugung 2017
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>



* inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas inkl. Biomethan, Klär- und Deponiegas und dem biogenen Anteil des Abfalls, ab 2010 inkl. Klärschlamm; BMWi auf Basis Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2018; Angaben vorläufig

Bild 2: Anstieg der Energie aus Erneuerbaren auf 218 TWh im Jahr 2017
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>

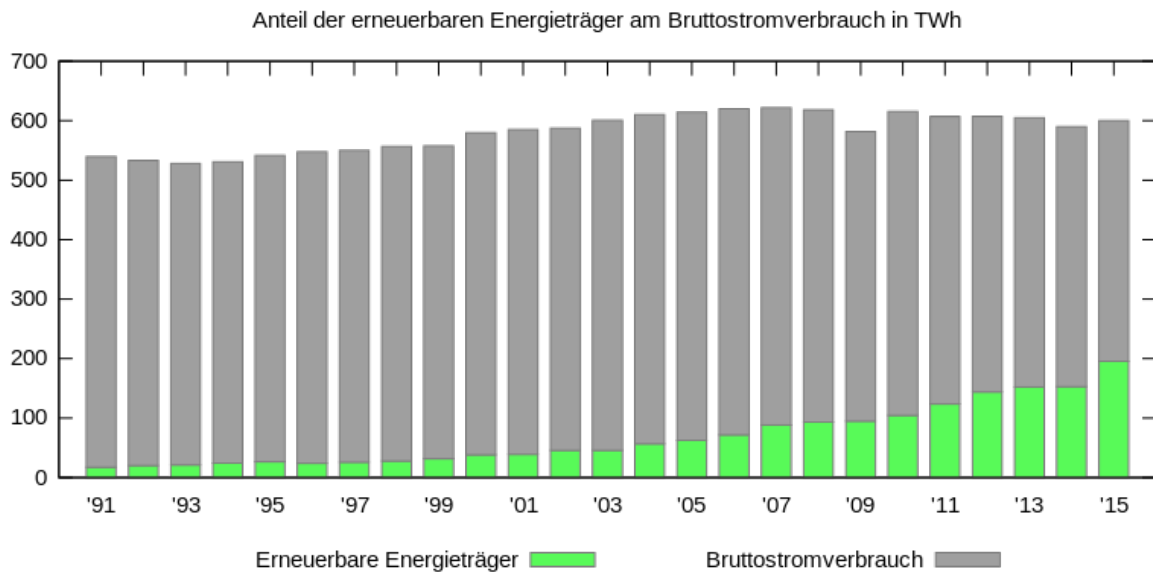


Bild 3: Stromverbrauch in Deutschland und Anteil Erneuerbarer
 (Statistisches Bundesamt <https://web.archive.org/web/20160511130148/https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/ErneuerbareEnergie.html>)

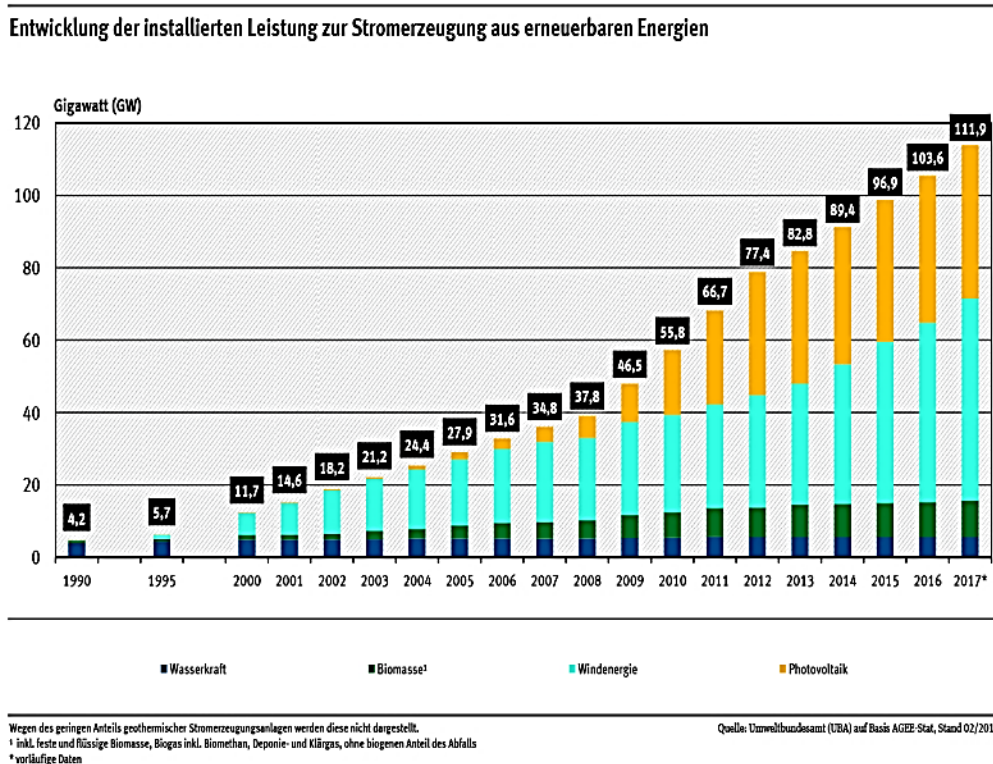


Bild 4: Anstieg der installierten Leistung von Erneuerbaren auf 112 GW im Jahr 2017
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>

Um diese installierte EE-Leistung von 112 GW besser einordnen zu können, ist zu berücksichtigen, dass neben diese EE-Leistung auch konventionelle Kraftwerke mit insgesamt 93 GW (2017) am Netz sind (Braunkohle 21,6 GW; Steinkohle 26,6 GW; Gas 27,2 GW; Öl 3,5 GW; Kernkraft 11,4 GW, sonstige 2,7 GW). Diese aktuell gesamt installierte Erzeugerleistung von 205 GW versorgt eine Stromnachfrage in Deutschland, die zwischen ca. 40 GW (Schwachlast=kleinster Bezug in Jahr) und 80 GW (Höchstlast=größter Bezug im Jahr) schwankt. In Bild 5 sieht man die Struktur des Kraftwerkeinsatzes ohne Erneuerbare, in der Laufwasser, Kernkraft und Braunkohle die Grundversorgung am Tag und in der Nacht decken, während Steinkohle und GuD-Gaskraftwerke den zusätzlichen Leistungsbedarf während des Tages sichern. Pumpspeicher und schnelle Gasturbinen gleichen minutenge-

nau die Unterschiede zwischen dem prognostizierten Stromverbrauch (= Kraftwerkseinsatzplanung) und dem realen Stromverbrauch aus. Die Bilder 6, 7, 8 zeigen die Erzeugungsstruktur bei starker Photovoltaik- bzw. Windeinspeisung sowie bei ausgeprägter „Dunkel-Flaute“ an der viele Stunden weder Strom aus Sonne noch Wind verfügbar waren. Für den Aufbau einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung ist somit die „gesicherte Leistung“ eines Erzeugers von elementarer Bedeutung. Damit ist die Leistung gemeint, die zu jedem Zeitpunkt im Jahr gesichert zur Stromversorgung eingesetzt werden kann. Inzwischen wissenschaftlich lange untersucht und anerkannt ist die gesicherte Leistung von Photovoltaik 0%, die von Wind on-shore 1% und die von Wind off-shore 2%. Konventionelle Kraftwerke sowie Erneuerbare aus Biomasse und Wasser liegen bei etwa 65-70%. Für eine zuverlässige Stromversorgung ist es unerlässlich, dass die gesicherte Leistung des Erzeugungs-Mix so groß ist, dass die Strom-Höchstlast immer abgesichert wird.

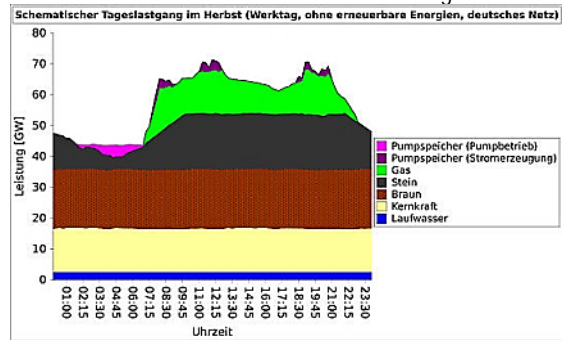
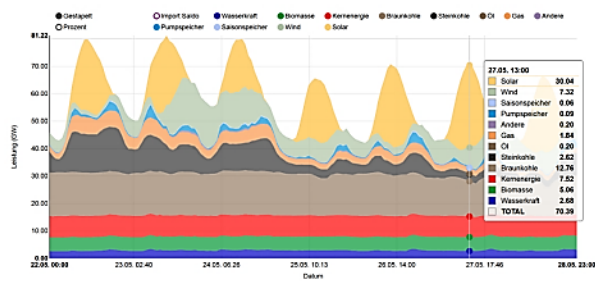


Bild 5: Struktur des Kraftwerkseinsatzes ohne Erneuerbare

Höchste Stromerzeugung aus Solarenergie Woche 21 2017



Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Quelle: https://www.energy-charts.de/power_de.htm?source=all-sources

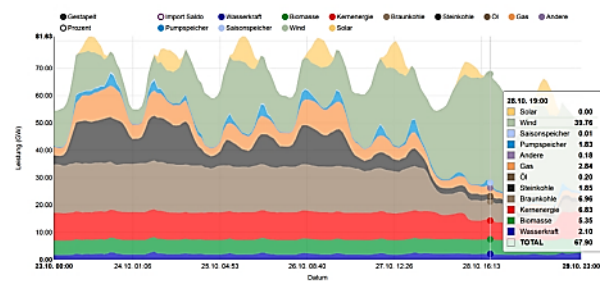
17

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer ISE

Bild 6: Struktur des Kraftwerkseinsatzes an einem sonnenreichen Tag

Höchste Stromerzeugung aus Windenergie Woche 43 2017



Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Quelle: https://www.energy-charts.de/power_de.htm?source=all-sources

18

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer ISE

Bild 7: Struktur des Kraftwerkseinsatzes an einem windreichen Tag

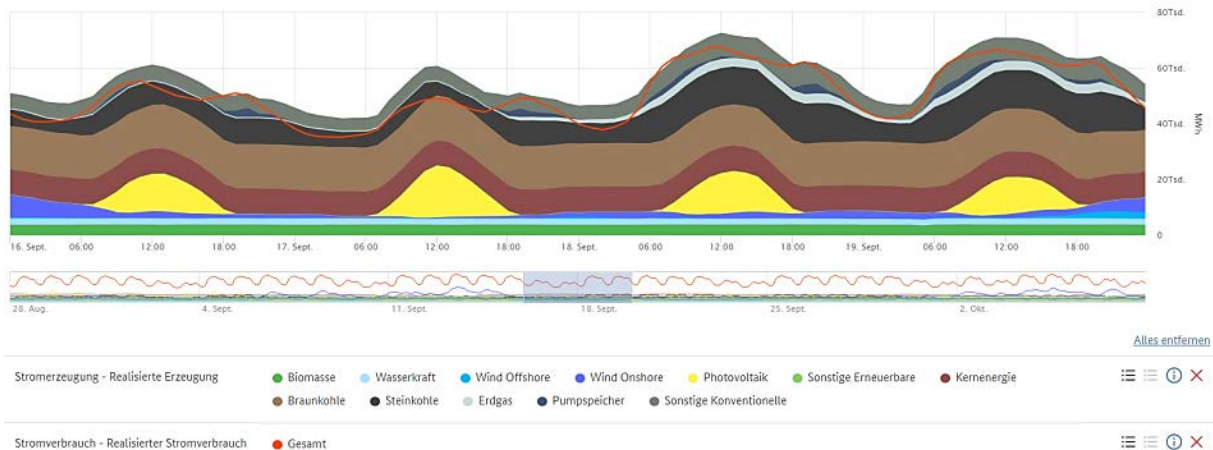


Bild 8: Struktur des Kraftwerkseinsatzes in Phasen mit ausgeprägten „Dunkel-Flauten“ In den Wochen 37/38 in 2017

Damit wird aber auch zweifelsfrei offensichtlich, dass eine regenerative Vollversorgung der Stromnachfrage, ausschließlich abgestützt auf Photovoltaik und Windenergie niemals eine zuverlässige Stromversorgung ermöglichen wird. Es werden immer entweder in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerke benötigt, oder Stromspeicher, die um Größenordnungen über dessen liegen, die heute im deutschen Stromnetz verfügbar ist. Entwickelt man Zukunftsszenarien, die sich auf eine ergänzende konventionelle Erzeugung abstützen, werden allgemein künftig Kraftwerkskapazitäten im Bereich Kohle, Kernkraft und/oder Gas von 70-80 GW erforderlich sein, die in der Größenordnung der Höchstlast liegen. On Top käme dann die regenerative Einspeisung immer dann, wenn das entsprechende Energiedargebot verfügbar ist. Es ist dabei zu entscheiden, wie sich dieser defacto heute schon um den Faktor 2 über der Höchstlast liegende Erzeugungspark über den Strompreis refinanziert. Temporäre und regionale Überzeugungen aus Erneuerbaren müssen entweder in neu zu errichtende Batteriespeicher, Druckgas-Speicher oder Pumpspeicher aus dem Netz genommen werden oder über Anlagen der Sektor-Kopplung

in Wärme, Gas oder Elektromobilität gewandelt werden. Auch diese Anlagen müssen vermutlich über den Strompreis refinanziert werden. Eine gesicherte Stromversorgung auf Basis von Photovoltaik und Windenergie und zusätzlichen Großspeichern ohne ergänzende konventionelle Erzeugung wird in den nächsten 50 Jahren als unwahrscheinlich eingestuft, da bereits heute die Einspeisung von tage-/wochenweisen regenerativen Überschußproduktionen zu notwendigen Speicherkapazitäten führen würden, die um den Faktor 10-20 über der verfügbaren Speicherkapazität liegt. Deren Errichtung wird mit mindestens 20-30 Jahren abgeschätzt und berücksichtigt noch nicht den Bedarf an saisonalen Speicher, mit denen dann Erzeugungs-/Nachfrage-Unterschiede über Monatszeiträume ausgeglichen werden können.

Als Zwischenfazit wird hier somit angeregt, den Schwerpunkt der Förderung in den kommenden 10 Jahren erst einmal von der Erzeugungsseite auf die Seite der Systemintegration von Speichern und steuerbaren Lasten incl. großtechnischer Sektorkopplung im Bereich Power-to-Heat und Power-to Gas zu verlagern. Allerdings muß klar sein, dass die Technologien zwar vom Grundsatz her bekannt sind und es zahlreiche Pilotanlage kleiner Leistung gibt, das Hochskalierung auf eine Größenordnung, die im deutschen Stromnetz benötigt wird, aber einen ähnlich langen Zeitraum erfordert, wie der Aufwuchs der regenerative Erzeugung auf o.g. 112 GW, d.h. ca. 20 Jahre.

In dieser Zeit bis zum Aufbau ausreichender Speicherkapazität bzw. steuerbarer Lasten kann eine mehr und mehr wachsende Zwangsabschaltung regionaler und zeitlich befristeter regenerativer Übererzeugungen nur reduziert werden, wenn die Stromnetze von ihrer Übertragungsfähigkeit so ausgebaut werden, dass eine Umverteilung dieser Überschüsse in Deutschland möglich wird. Aus den Bildern 9 und 10 sieht man die regionale Verteilung von Photovoltaik und Windenergie. Windenergie weist eine besondere Häufung im nördlichen Niedersachsen, Schleswig-Holstein und vor allem in Ostdeutschland auf, während Photovoltaik mit einer hohen Dichte an Kleinanlagen auf Dächern in Süddeutschland auftritt, aber auch viele PV- Großanlagen auf Freiflächen in Ostdeutschland installiert wurden (Nutzung ehemaliger militärischer Konversionsflächen).

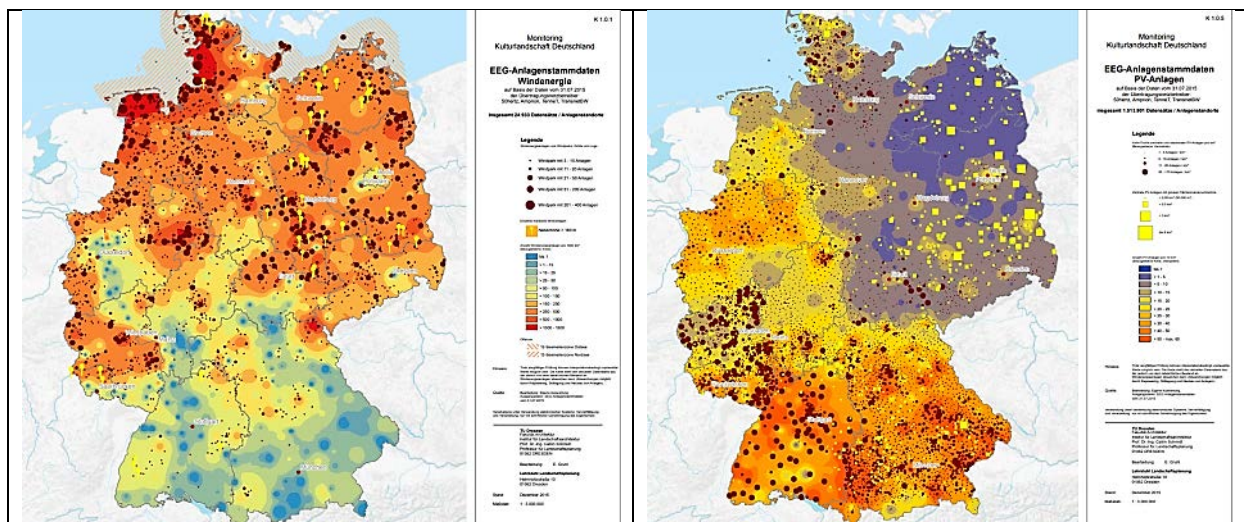


Bild 9: Verteilung der Windenergieanlagen in Deutschland 2017 mit einer besonderen Häufung im nördlichen Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Ostdeutschland.

Bild 10: Verteilung der Photovoltaikanlagen in Deutschland 2017 mit einer hohen Dichte an Kleinanlagen auf Dächern in Süddeutschland und Großanlagen auf Freiflächen in Ostdeutschland

Bundesamt für Naturschutz <https://www.bfn.de/infothek/daten-fakten/nutzung-der-natur/erneuerbare-energien/ii-43-21-deutschlandweite-verteilung-elektrizitaetsgewinnung-wind-solar-biomasse.html>

Während in Süddeutschland mit etwa 28% der Bevölkerung und einer hohen industriellen Stromnachfrage die Aufnahme der überwiegend Photovoltaik-dominierten Einspeisung aus Erneuerbaren nur bedingt zu Kapazitätsproblemen im Netz führt, ist die Einspeisung von ca. 55% der deutschen Windenergieleistung in die Netze im Nord-Westen von Deutschland schon wesentlich schwieriger. Auch hier hilft natürlich eine hohe Stromnachfrage durch etwa 50% der Gesamtbevölkerung und industriestarken Regionen, wie dem Ruhr- oder Rhein-Main Gebiet. Besonders schwierig ist die Lage in den Stromnetzen im Nordosten Deutschlands. Neben den PV-Großanlagen von 100 MW und mehr speisen dort auch etwa 45% der deutschen Windanlagen in die Netze ein. Dem gegenüber steht ein ausgesprochen geringer Verbrauch von etwa 22% der Gesamtbevölkerung und eine sehr geringen industriellen Stromnachfrage. Während der Anteil der EE-Erzeugung in Gesamt-Nordost-Deutschland (= Regelzone von 50 Hertz Transmission) noch bei etwas über 50% des Strombedarfes dieser Regelzone liegt, betragen diese Werte in den Netzen der E.DIS, MitNetz, Wemag, Avacon bereits heute 100% und mehr. Massive Überinstallationen im Bereich der Erneuerbaren im Vergleich zur Netzlast und massive Rückspeisungen ins überlagerte Netz der 50Hertz sind die Folge, wie aus den nachfolgenden Bildern 11-14 zu sehen ist. Derartige Rückspeisungen treten inzwischen an sehr vielen Tagen im Monat auf (Bild 13) und können auch über mehrere Tage erfolgen, was sehr groß dimensionierte Speicher erfordert, sofern keine großtechnische Nutzung dieser Überschüsse in anderen Energiesektoren eingeführt wird.

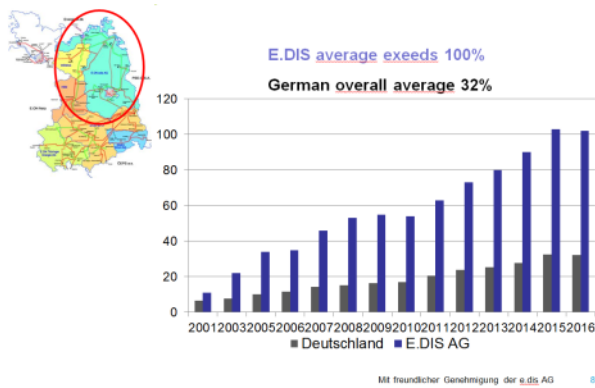


Bild 11: EE-Quote bei E.DIS übersteigt die 100% (blau), während der deutsche Durchschnitt bei 33 % (schwarz) liegt

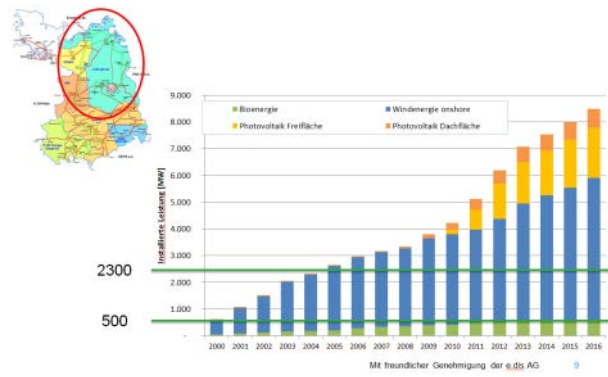


Bild 12: Die installierte EE-Leistung bei E.DIS übersteigt die Höchstlast um Faktor 4 und die Schwachlast um Faktor 17

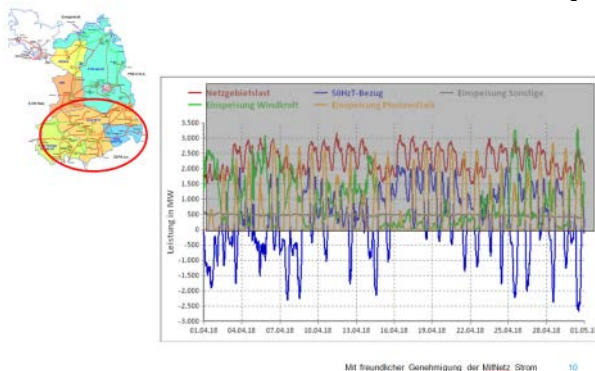


Bild 13: Rückspeisungen bei MitNetz im April 2018 (blaue Linie unterhalb der grauen Abdeckung)

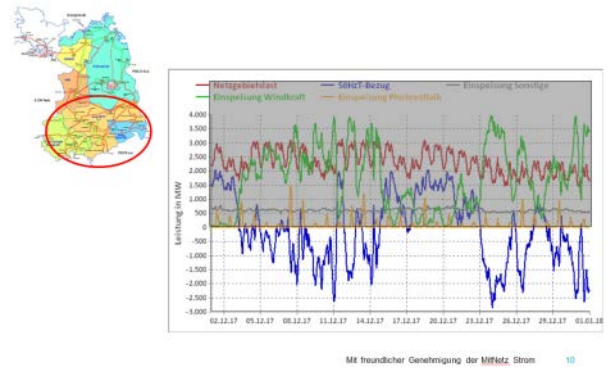


Bild 14: Rückspeisungen bei MitNetz im Dezember 2017 (blaue Linie unterhalb der grauen Abdeckung)

Sowohl der Abtransport dieser regenerativen Überschüsse in der Regionen über die 20kV oder 110 kV-Verteilnetze zu den Verknüpfungspunkten mit den 400 kV-Übertragungsnetzen, als auch der Abtransport über die Übertragungsnetze in die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands erfordern einen massiven Ausbau der Stromnetze. Bereits 2004 wurde in der ersten DENA-Studie zum Netzausbau ein Bedarf von 900 km zusätzlicher oder ertüchtigter 400 kV Leitungen ermittelt. In 2007 zeigte eine regionale Studie der BTU im Auftrag des brandenburgischen Wirtschaftsministeriums einen Bedarf von 600 km an 400 kV Leitungen und einen Bedarf von 1200 km an 110 kV Leitungen nur für das Land Brandenburg. In der zweiten DENA Studie wurde in 2010 für Gesamtdeutschland der Bedarf an 400 kV Leitungen von ursprünglich 900 km auf 4.500 km korrigiert. Auch die BTU Studie für Brandenburg wurde in 2011 durch den massiven und unerwarteten Ausbau von Photovoltaik nach oben korrigiert und zeigte dann einen Bedarf von 600 km an 400 kV Leitungen und 2.100 km an 110 kV Leitungen (jeweils Neubau oder Ertüchtigung). In 2012 wurde dann noch eine DENA-Verteilnetzstudie veröffentlicht, die einen Ausbaubedarf bei 110 kV von 10.000-20.000 km für ganz Deutschland auswies. Viele andere regionale Studien wiesen in diesem Zeitraum auch auf einen massiven Netzausbau hin. In Folge dessen wurde die BNetzA mit der Koordination dieses extrem umfangreichen und vor allem auch lang anhaltenden Netzausbaus beauftragt. Seither werden planerisch unterschiedlichste Netzausbaupläne für unterschiedlichste zukünftige Erzeugungs- und Lastszenarien jährlich fortgeschrieben. Alle Netzausbaumaßnahmen sind bei der BNetzA zu beantragen und von dieser zu genehmigen. Die Bilder 15 und 16 zeigten beispielhaft eine Gesamtübersicht des Netzentwicklungsplanes für Deutschland, aus der jeweils die aktuellen Bauvorhaben für den Ausbau oder die Verstärkung der Drehstromnetze bzw. den Aufbau ergänzender Gleichstromnetze zu erkennen ist. Daneben ist für das Projekt P39 eine Detailplanung für die Leitungsführung des 400 kV Leitung Röhrdorf-Remptendorf zu sehen, wie sie im Rahmen von Bürgerbeteiligungen verwendet wird.

Durch Genehmigungsverfahren, Bürgerbeteiligungen und Klageverfahren läuft der Netzausbau in Deutschland nur sehr schleppend. Von den erforderlichen mehreren tausend Kilometer wurden bislang nur wenige hundert Kilometer fertig gestellt. Schon in der Vergangenheit dauert die Errichtung neuer Leitungen oft 5 -10 Jahre, in Einzelfällen bis zu 20 Jahren. Heutige Schätzungen gehen davon aus, dass der Netzum- und -ausbau entsprechend der Erfordernisse der Energiewende noch mindestens 10 Jahre, vermutlich auch bis zu 20 Jahre dauern wird.

Solange die Netze nicht ausreichend ausgebaut sind, werden Netzeingriffe der Netzbetreiber unvermeidbar sein. Die gesetzlichen Grundlagen finden sich u.a. im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Die Anzahl der notwendigen Netzeingriffe pro Jahr ist ein guter Indikator dafür, ob die Netze für einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren besser gerüstet sind.

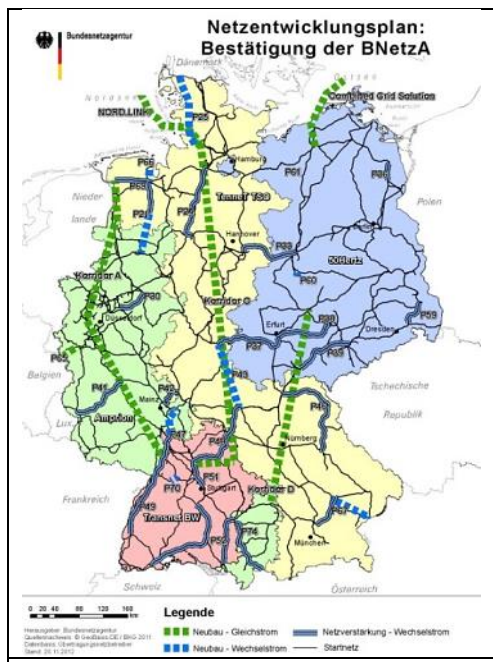


Bild 15: Beispielhafter Netzentwicklungsplan der BNetzA für Gesamt-Deutschland

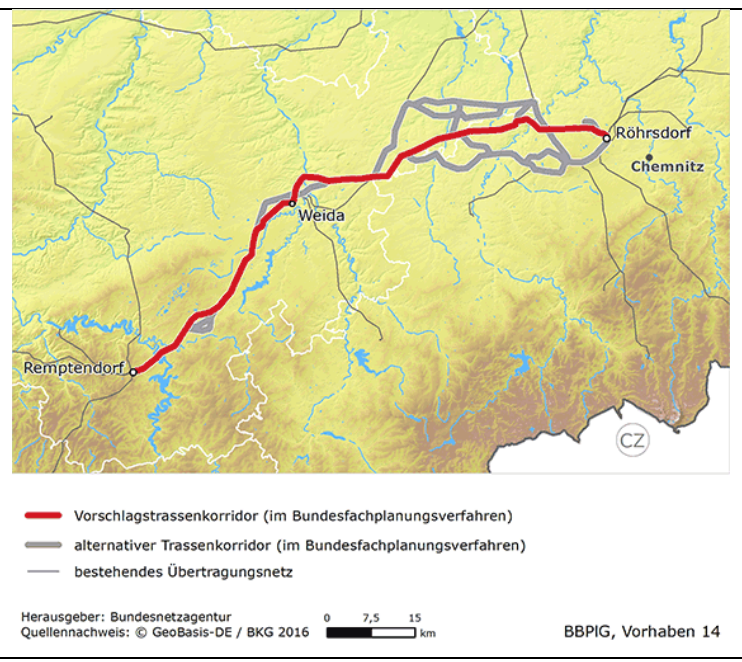


Bild 16: Detail aus dem Netzentwicklungsplan der BNetzA am Beispiel der Trasse Röhrsdorf - Remptendorf

Im EnWG sind für die unterschiedlichen Netzbetreiber folgende Eingriffsmaßnahmen vorgesehen, die dann aktiviert werden dürfen, wenn eine Gefahr für den sicheren Betrieb der Stromversorgung besteht:

EnWG §13 (Abs. 1) ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern Maßnahmen zum „Re-Dispatch“ zu erzwingen. Besteht z.B. die Gefahr, dass Kuppel-Leitungen von Nordost-Deutschland nach Süddeutschland wegen Überlastung ausfallen können, ist es möglich, konventionelle Kraftwerke (die vertraglich einen Kunden im Süden beliefern) in der Regelzone von 50Hertz einzusenken und gleichzeitig eine freie Kraftwerkskapazität im Süden hochzufahren, um so den Leistungstransport über die Kuppelleitung zu reduzieren. Nach BNetzA Bericht vom 18.6.18 (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?sessionid=2708C7509BAA0A4DA9E20149BCB264A1?__blob=publicationFile&v=2) umfasste der Re-Dispatch in 2017 ein Volumen von ca. 20 TWh und verursachte Kosten von 837 M€.

Nach EnWG §13 (Abs. 2) dürfen zusätzlich zum Re-Dispatch auch regenerative Erzeugungen abgeschaltet werden, wenn die Re-Dispatch Maßnahmen alleine nicht ausreichen würden, eine Gefährdung der Stromversorgung abzuwenden. Entgangene Erlöse aus nicht eingespeister EE-Energie werden in diesem Fall nicht vergütet.

Nach EnWG § 14 und entsprechenden Regelungen im EEG dürfen Verteilnetzbetreiber Übereinspeisungen aus regenerativen und konventionellen (z.B. lokaler Strom-Wärme Kopplung) Quellen abschalten, wenn diese sonst zu einer Überlastung der jeweiligen Leitungen führen würden. Die nicht eingespeiste Energie ist zu ermitteln und zu vergüten. Nach o.g. Bericht der BNetzA wurden auf diese Weise in 2017 insgesamt etwa 5,5 TWh abgeregelt. Diese waren mit 610 M€ zu vergüten.

In 2017 fielen somit insgesamt Kosten von ca. 1,4 Mrd. € an, die auf nicht ausreichende Übertragungsfähigkeit der Netze zurückzuführen waren. Ergänzend zu diesen Summen, sollen noch zwei Beispiele zur Häufigkeit der Eingriffsmaßnahmen gezeigt werden, um die Sinnhaftigkeit dieser Größen als Indikator für die Leistungsfähigkeit der Netze zu zeigen.

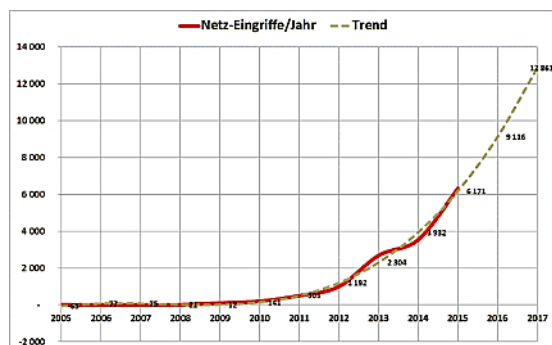


Bild 17: Anzahl der Netzeingriffe in Deutschland

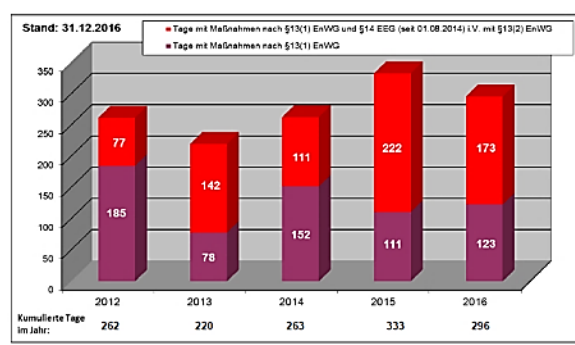


Bild 18: Netzeingriffe pro Jahr gem. § 13 Abs1/2 bei 50Hertz

Daraus wird klar offensichtlich, dass die Netze noch weit davon entfernt sind, zusätzliche Einspeisungen aus Erneuerbaren aufzunehmen. Da auch Speicher und Anlagen zur Sektorkopplung entweder in zu geringem Umfang oder nur als Pilotanlagen in unterem MW Bereich vorhanden sind, kommt es inzwischen regelmäßig zu Situationen, in denen der gesamte Strommarkt in Deutschland überspeist wird und die Strompreise an der Strombörse in Leipzig negativ werden.

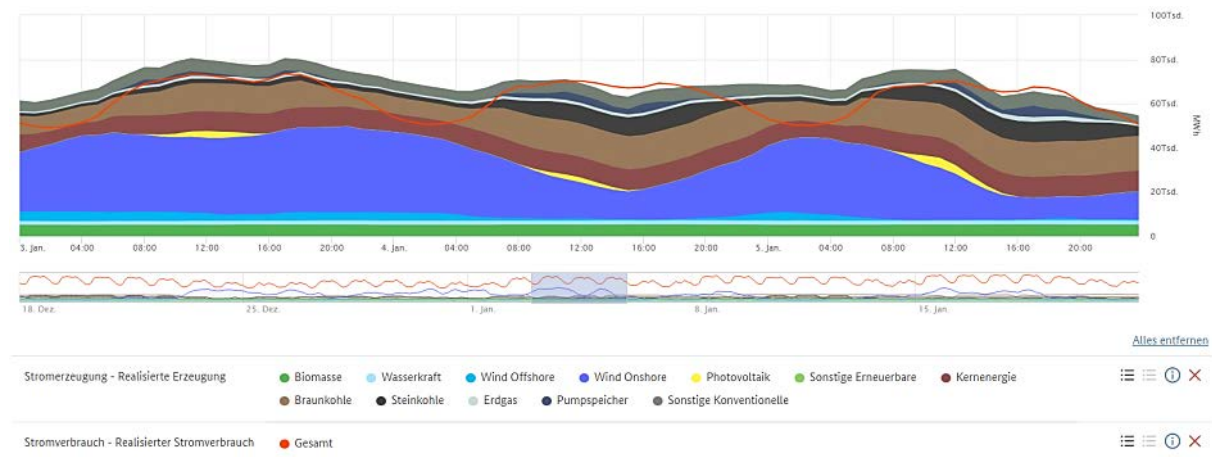


Bild 19: Überspeisung des deutschen Stromnetzes in den Nächten des 3./4./5.1.2018 (rote Linie = Stromverbrauch)
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>

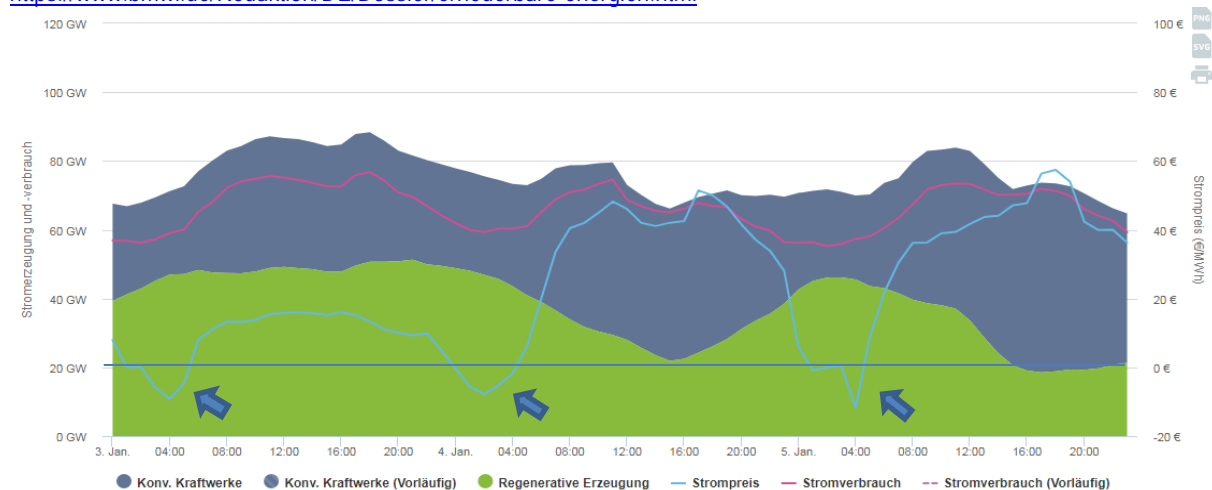


Bild 20: Vergleichbare Darstellung zu Bild 19, in der man auch in blau die negativen Strompreise am 3./4./5.1.18 erkennt
https://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdatenagorameter/chart/power_generation_price/03.01.2018/05.01.2018/

In diesen Phasen kommt es zu einem massiven Stromexport, vor allem in Richtung der Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz und Österreich, allerdings ohne Erlöse aus diesem Handelsgeschäft. Selbstverständlich gibt es auch außerhalb dieser Zeiten mit negativen Strompreisen einen Energieaustausch mit dem angrenzenden Ausland. Es muß aber auch erwähnt werden, dass inzwischen sehr viele Nachbarstaaten von Deutschland an den Kuppelleitungen über die Grenze sogenannten Schrägregel-Transformatoren installiert haben. Damit ist es möglich, den Leistungsfluß über die Grenze bis auf Null herunter zu regeln. Diese Maßnahmen werden dann aktiviert, wenn z.B. eine hohe regenerative Überspeisung im Norden Deutschlands nach Süden geleitet werden muß. Nach den Regeln der Physik würde dies über die inländischen, aber auch über die angrenzenden ausländischen Leitungen erfolgen. Würden diese regenerativen Transsitflüsse von Deutschland über das Ausland nach Deutschland zu kritischen Situationen in diesen ausländischen Netzen führen, würden die Schrägregler den grenzüberschreitenden Leistungsfluß unterbinden, was natürlich zu einer noch schnelleren Überlastung der innerdeutschen Leitungen führt. Insofern sind „europäische Lösungen“ durchaus sinnvoll und wünschenswert, aber eben erst, wenn die eigenen Hausaufgaben gemacht sind.

Wie schon vorstehend an diversen Stellen erläutert, haben EEG-Umlagen, Netznutzungsentgelt und viele andere Umlagen zu einem massiven Anstieg des Strompreises für Haushaltskunden geführt. Das nachfolgende Bild 21 zeigt den Anstieg von

ehemals 14 ct/kWh auf heute knapp unter 30 ct/kWh, wobei dies der deutsche Durchschnittswert ist. In Regionen mit hoher EE-Erzeugung und dadurch bedingt hohem Netzausbau, liegen die Werte inzwischen auch schon deutlich über 30 ct/kWh.

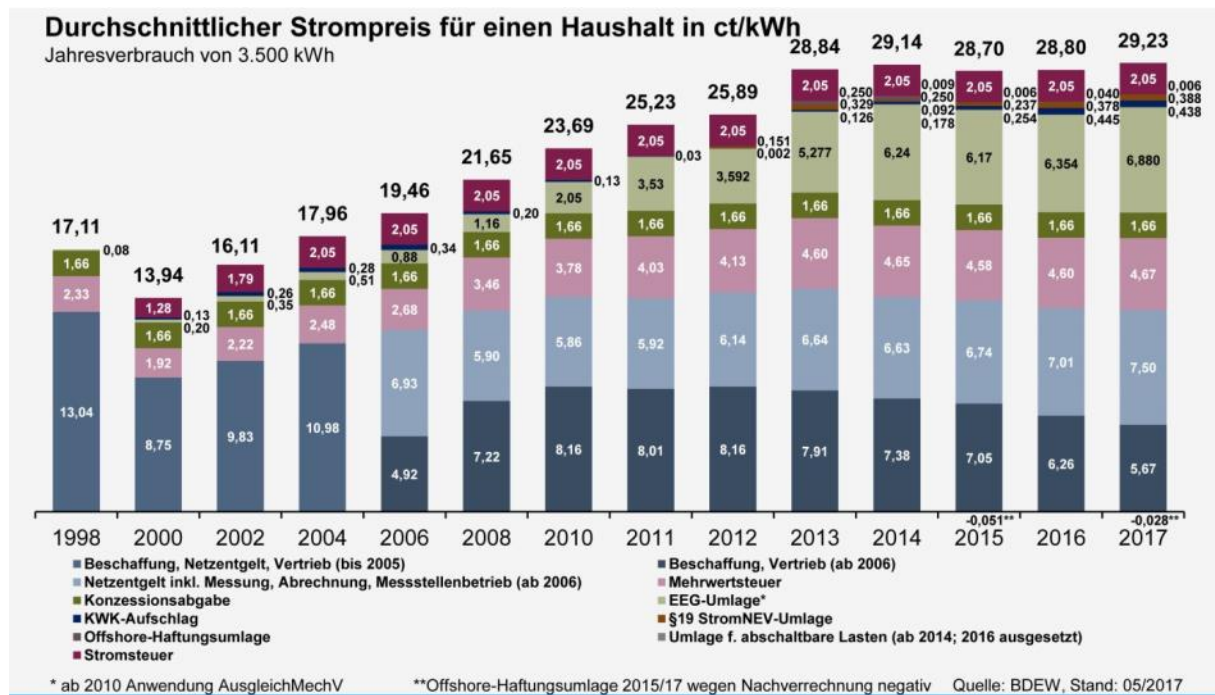


Bild 21: Entwicklung und Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises in Deutschland

Zu den bisherigen Gesamtkosten der Energiewende gibt es keine verlässlichen Zahlen. Man findet aber Angaben von bislang verausgabten 400 Mrd. € und weiteren 400 Mrd. €, die über die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung für die Zukunft bereits festgelegt sind.

Berücksichtigt man die künftig erforderlichen erheblichen Investitionen in Speichertechnik, steuerbare Lasten, Sektorkopplung und Netzausbau, die erforderlich werden, um die bisher installierte Anzahl an Erneuerbarer „systemverträglich“ in die Stromversorgung zu integrieren und dann wieder weitere EE-Erzeuger aufzunehmen, wird dringend dafür plädiert, den Fokus der Förderung in den kommenden 10 Jahren auf die bislang sträflich vernachlässigten Aspekte der Systemintegration zu legen und alle freiwerdenden Spielräume im Strompreis zu nutzen, um regenerative Überschuerzeugungen entweder speichern zu können oder über Power-to-Heat bzw. -to-Gas bzw. -to-Vehicle in anderen Energiesektoren zu nutzen.

Cottbus, den 20.06.2018

Harald Schwarz

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

BTU-Cottbus Senftenberg

Leiter Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik
 Komm. Leiter Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme
 Honorable Professor Shanghai Electric Power University
 Guest Professor University of Shanghai for Science and Technology
 Professor "Peter the Great" St. Petersburg Polytechnic and Russian National Research University