Fraunhofer ISE

Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Fassung vom 15.8.2017
Aktuelle Fassung abrufbar unter www.pv-fakten.de

Zusammengestellt von
Dr. Harry Wirth
Bereichsleiter Photovoltaische Module, Systeme und Zuverlässigkeit
Fraunhofer ISE

Kontakt:
Karin Schneider
Presse und Public Relations
Telefon: +49 (0) 7 61 / 45 88-51 47
Fax: +49 (0) 7 61 / 45 88-91 47
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
info@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE

Inhalt

1. Wozu dieser Leitfaden? 5

2. Erreichen wir unser jährliches Zubauziel? 5

3. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung? 6

4. Ist PV-Strom zu teuer? 6

4.1 Stromgestehungskosten 8

4.2 Einspeisevergütung 10

4.3 Vergütungssumme 12

4.4 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt 13

4.5 Ermittlung der Differenzkosten 15

4.6 Privilegierte Verbraucher 16

4.7 EEG-Umlage 16

5. Subventionen und Strompreise 19

5.1 Wird PV-Strom subventioniert? 19

5.2 Wird die fossile und nukleare Energieerzeugung subventioniert? 20

5.3 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer? 21

5.4 Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte? 21

5.5 Verteuert PV den Strom für die Industrie? 23

6. Exportieren wir massiv PV-Strom ins europäische Ausland? 24

7. Kann eine neue PV-Anlage gute Renditen bringen? 25

8. Erzeugt die PV-Branche nur Arbeitsplätze in Asien? 26

9. Zeigen die großen Kraftwerksbetreiber Interesse an PV? 28

10. Welche Fördermittel gehen in die PV-Forschung? 31

11. Überlastet PV-Strom unser heutiges Energiesystem? 32

11.1 Übertragung und Verteilung 32

11.2 Volatilität 33

11.2.1 Solarstrom-Produktion ist planbar 33

11.2.2 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung 34

11.2.3 Sonnen- und Windstrom ergänzen sich 34

11.3 Regelbarkeit 36

11.4 Konflikte mit trägen fossilen und nuklearen Kraftwerken 36
11.5 Muss der PV-Ausbau auf Speicher warten? 37
12. Verschlingt die Produktion von PV-Modulen viel Energie? 38
13. Verbrauchen PV-Kraftwerke exzessiv Flächen? 38
13.1 Wird Deutschland mit PV-Modulen zugepflastert? 38
13.2 Konkurriert der PV-Zubau mit der Nahrungsmittelproduktion? 39
14. Sind PV-Anlagen in Deutschland effizient? 40
14.1 Degradieren PV-Anlagen? 41
14.2 Verschmutzen PV-Module? 42
14.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast? 42
15. Liefert PV relevante Beiträge zum Klimaschutz? 45
15.1 Gefährdet der anthropogene CO_2-Ausstoß das globale Klima? 45
15.2 Liefert PV relevante Beiträge zur Senkung des CO_2-Ausstoßes? 46
15.3 Entstehen bei der Produktion von PV neben CO_2 weitere klimaschädliche Gase? 48
15.4 Heizen dunkle PV-Module die Erde zusätzlich auf? 49
16. Ersetzen PV-Anlagen fossile und nukleare Kraftwerke? 49
17. Können wir einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken? 50
17.1 Energieszenarien 52
17.2 Energiebedarf und Energieangebot 54
17.3 Ausgleichsmaßnahmen 60
17.3.1 Verstetigung der PV-Stromerzeugung 60
17.3.2 Komplementärbetrieb regelbarer Kraftwerke 61
17.3.3 Senkung des Stromverbrauchs 62
17.3.4 Anpassung von Verbrauchsprofilen 62
17.3.5 Ausgewogener Zubau von PV- und Windkraftkapazitäten 63
17.3.6 Netzausbau 64
17.3.7 Umstellung speicherfähiger Verbraucher auf elektrischen Betrieb 65
17.3.8 Energiespeicherung 66
18. Brauchen wir eine PV-Produktion in Deutschland? 68
19. Enthalten PV-Module giftige Substanzen? 69
19.1 Waferbasierte Module 69
19.2 Dünnschicht-Module 69
19.3 Solarglas 69
19.4 Rücknahme und Recycling 70
20. Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar? 70

20.1 Waferbasierte Module 70
20.2 Dünnschicht-Module 70
21. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko? 71
21.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen? 71
21.2 Gefährden PV-Anlagen die Feuerwehrleute? 72
21.3 Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über das Dach? 72
21.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Immissionen? 72
22. Anhang: Fachbegriffe 73
22.1 EEG-Umlage 73
22.2 Modulwirkungsgrad 74
22.3 Nennleistung eines PV-Kraftwerks 74
22.4 Spezifischer Ertrag 74
22.5 Systemwirkungsgrad 75
22.6 Performance Ratio 75
22.7 Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Netzlast und Residuallast 75
22.8 Brutto- und Netto-Stromverbrauch 76
22.9 Externe Kosten [DLR1] 76
23. Anhang: Umrechnungstabellen [EEBW] 77
24. Anhang: Abkürzungen 78
25. Anhang: Quellen 78
26. Anhang: Abbildungen 83

1. Wozu dieser Leitfaden?

Deutschland lässt das fossil-nukleare Energiezeitalter hinter sich. Photovoltaik (PV) wird in unserer nachhaltigen Energiezukunft eine bedeutende Rolle spielen. Die vorliegende Zusammenstellung aktueller Fakten, Zahlen und Erkenntnisse soll eine gesamtheitliche Bewertung des Photovoltaik-Ausbaus in Deutschland unterstützen.

2. Erreichen wir unser jährliches Zubauziel?

Nein.
Im Jahr 2016 wurden in Deutschland ca. **1,5 GW** an neuen PV-Kraftwerken errichtet [ISE4], das sind knapp 2% des weltweiten Zubaus. Die Bundesregierung hat im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014 und 2017 einen jährlichen PV-Zubau von **2,5 GW** als Ziel festgelegt [EEG]. Um unseren Energiebedarf überwiegend oder vollständig aus EE zu decken, werden ca. 150-200 GW installierte PV-Leistung benötigt, neben einer Reihe weiterer Maßnahmen [ISE5, IWES2]. Nehmen wir uns dafür Zeit bis 2050, so müssen jährlich im Mittel **4-5 GW** PV zugebaut werden. Zunehmend müssen auch Altanlagen ersetzt werden. Diese Ersatzinstallationen fallen derzeit noch nicht ins Gewicht, steigen jedoch im voll ausgebauten Zustand bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 30 Jahren auf **6-7 GW** pro Jahr.
Die komplette Energiewende im Stromsektor hat die Bundesregierung noch nicht im Blick. Bis zum Jahr 2050 peilt sie lediglich einen Mindestanteil von 80% Erneuerbare an und sieht dabei die Notwendigkeit von Obergrenzen (Abbildung 1).

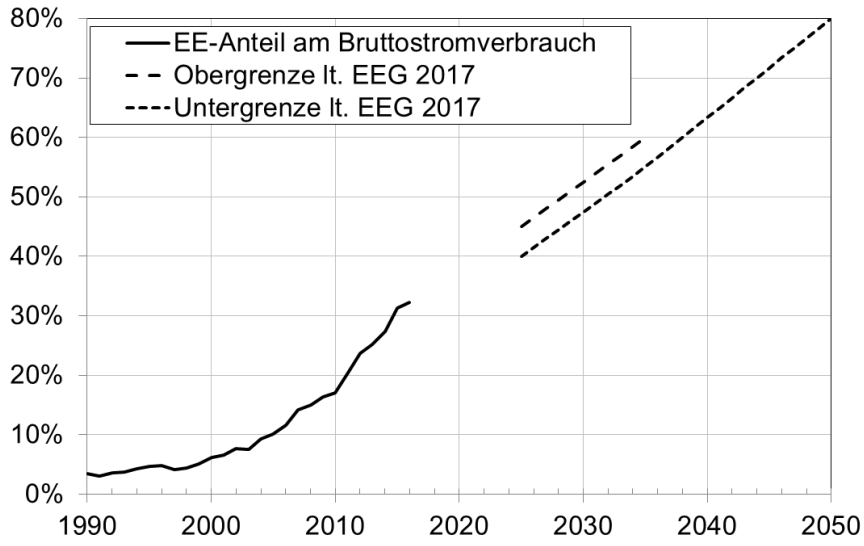


Abbildung 1: Anteil der EE am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ausbaukorridor gemäß EEG 2017 [EEG]

3. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?

Ja.
Im Jahr 2016 deckte die PV mit einer geschätzten Stromerzeugung von **38,3 TWh** [AGEB5] ca. **7,4%** des Netto-Stromverbrauchs (Endenergie, vgl. Abschnitt 22.8) in Deutschland. Alle Erneuerbaren Energien (EE) kamen zusammen auf ca. **37%**. Bezogen auf den Brutto-Stromverbrauch Deutschlands liegen die Anteile bei ca. **6,5%** für PV und ca. **32,3%** für alle EE. An sonnigen Werktagen kann PV-Strom zeitweise bis zu 35%, an Sonn- und Feiertagen bis zu 50% unseres momentanen Stromverbrauchs abdecken.
Ende 2016 waren in Deutschland PV-Module mit einer Nennleistung von **41 GW** installiert, verteilt auf **1,5 Mio.** Anlagen.

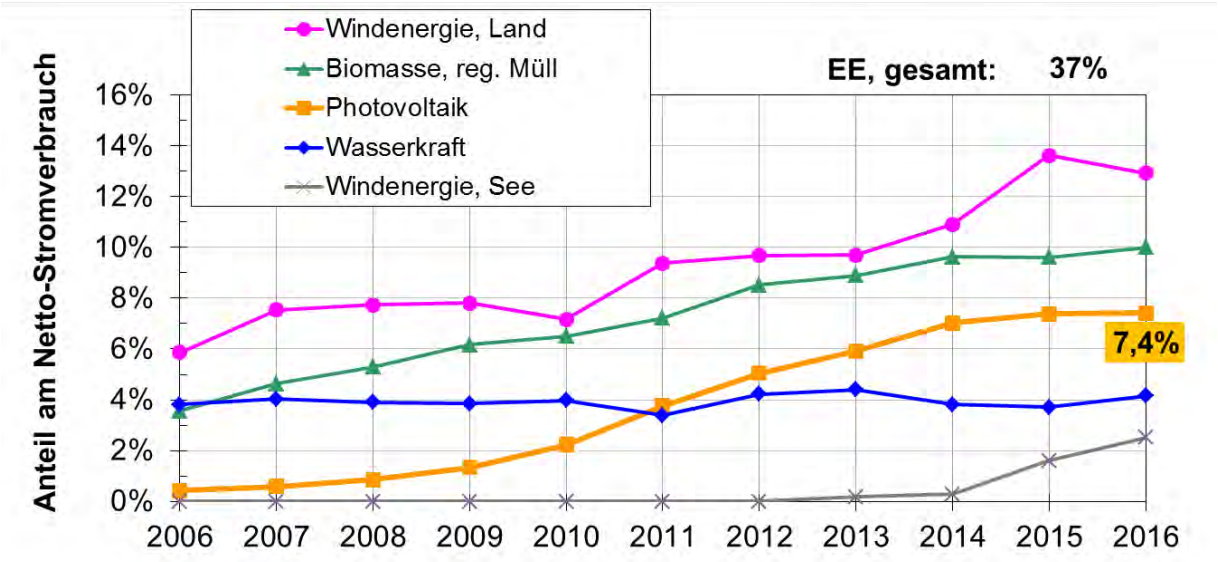


Abbildung 2: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Netto-Stromverbrauch (Endenergie) in Deutschland, Daten aus [BMWi1], [AGEB5]

4. Ist PV-Strom zu teuer?

Das hängt vom Blickwinkel ab.
Der Kostenvergleich mit fossiler und nuklearer Stromerzeugung wird dadurch erschwert, dass externe Kosten außen vor bleiben (vgl. Abschnitt 22.9, [DLR1], [FÖS1], [FÖS2]). Zwar wurde ein EU-weiter Emissionshandel eingeführt, um den CO_2-Ausstoß zu verteuern und die Kosten ansatzweise zu internalisieren, dieser Handel kam jedoch wegen eines Überangebots an bereitgestellten Zertifikaten weitgehend zum Erliegen. Die direkten und indirekten Folgekosten des globalen Klimawandels, die u.a. auf Deutschland zukommen, sind heute nicht abschätzbar. Die Rückbaukosten der Kernkraftwerke sind sehr wahrscheinlich nicht durch Rücklagen der Betreiber gedeckt, ganz zu schweigen von den nicht absehbaren Kosten der Endlagerung von radioaktiven Abfällen. Schäden im Betrieb bis 250 Mio. € sind über den Versicherungsmarkt gedeckt, bis 2,5 Mrd. €

über einen Betreiberpool, bei größeren Schäden haften die Betreiber der Kernkraftwerke nur mit ihrem Vermögen [ATW1]. Zum Vergleich: die Nuklearkatastrophe von Fukushima verursachte einen Schaden in Höhe von ca. 100 Mrd. € und liegt damit um ein Vielfaches über dem Unternehmenswert deutscher Kernkraftwerksbetreiber. Ungedeckte Risiken trägt der Steuerzahler.

Derzeit wird PV-Strom in Deutschland zu höheren (internen) Kosten erzeugt als Strom aus dem konventionellen Kraftwerkspark. Als wichtiges Standbein der Energiewende wird die PV-Stromproduktion deshalb durch das Instrument des EEG unterstützt. Damit soll der Anlagenbetreiber bei garantierter Abnahme einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen, um Investitionen in die Energiewende zu fördern. Ziel des EEG ist weiterhin, die Stromgestehungskosten aus EE durch die Schaffung eines Marktes für EE-Systeme kontinuierlich zu reduzieren (s. Abschnitt 4.1).

Der Aufbau der PV-Erzeugungskapazitäten ist nur ein Teil der Transformationskosten, die mit der Energiewende einhergehen. Lange Zeit stand dieser Teil im Vordergrund der Diskussion. In den letzten Jahren wurden PV (und Windkraft) jedoch systemrelevant, womit neue Kostenarten in das Blickfeld rücken. Neben den reinen Erzeugungskosten für Strom aus EE geht es zunehmend um Kosten für

- den Ausbau von Nord-Süd-Stromtrassen (insbesondere für Windstrom)
- den Ab- und Umbau des fossilen und nuklearen Kraftwerkparks (mit dem beschlossenen Atom- und dem unvermeidlichen Kohleausstieg verabschieden sich die – nach marktwirtschaftlicher Rechnung – preiswertesten Erzeuger aus dem Strommix; dazu verschlechtert deren langsamer Ausstieg bei gleichzeitigem Aufbau der EE-Erzeugungskapazitäten und stagnierendem Stromverbrauch die Auslastung von Gaskraftwerken und erhöht damit deren Stromgestehungskosten)
- den Aufbau effizienter, multifunktionaler, schnell regelbarer Kraftwerke, insbesondere auf KWK-Basis (deren Stromgestehungskosten oberhalb heutiger Börsenstrompreise liegen)
- den Aufbau von netzdienlichen Speicher- und Wandlerkapazitäten (stationäre Batterien und E-Mobilität, Pumpspeicher, Wärmepumpen, Wärmespeicher, Power-To-Gas)

Diese Kosten werden nicht durch den PV-Ausbau verursacht, sie gehen – ebenso wie der PV-Ausbau selbst - auf das Konto der Energiewende. Verursacher der Kosten für die Energiewende ist die Gesamtheit der Energieverbraucher, für die eine nachhaltige Energieversorgung geschaffen werden muss.

4.1 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten eines PV-Kraftwerks bezeichnen das Verhältnis aus Gesamtkosten (€) und elektrischer Energieproduktion (kWh), beides bezogen auf seine wirtschaftliche Nutzungsdauer. Die Höhe der Stromgestehungskosten für PV-Kraftwerke [ISE1] wird v.a. bestimmt durch:

1. Anschaffungsinvestitionen für Bau und Installation der Anlagen
2. Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalrendite, Zinsen, Laufzeiten)
3. Betriebskosten während der Nutzungszeit (Versicherung, Wartung, Reparatur)
4. Einstrahlungsangebot
5. Lebensdauer und jährliche Degradation der Anlage

Die jährlichen Betriebskosten eines PV-Kraftwerks liegen mit ca. 1% der Investitionskosten vergleichsweise niedrig, auch die Finanzierungskosten sind aufgrund des aktuell niedrigen Zinsniveaus günstig. Der dominierende Kostenanteil von PV-Kraftwerken, die Investitionskosten, fielen seit 2006 dank technologischen Fortschritts, Skalen- und Lerneffekten im Mittel um ca. **13%** pro Jahr, insgesamt um 75%. Abbildung 3 zeigt die Preisentwicklung für Aufdachanlagen von 10 bis 100 kW_p Nennleistung in Deutschland.

Abbildung 3: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kW_p, Daten von BSW, Darstellung PSE AG

Der Preis der PV-Module ist für knapp die Hälfte der Investitionskosten eines PV-Kraftwerks dieser Größenordnung verantwortlich, bei größeren Kraftwerken steigt dieser Anteil. Die Historie zeigt, dass die Preisentwicklung für PV-Module einer sogenann-

ten „Preis-Erfahrungskurve“ folgt, d.h. bei Verdopplung der gesamten installierten Leistung sinken die Preise um einen konstanten Prozentsatz. Abbildung 4 stellt die inflationsbereinigten Weltmarkt-Preise. Ende 2016 waren weltweit ca. **300 GW** PV-Leistung installiert. Es wird erwartet, dass die Preise auch künftig entsprechend dieser Gesetzmäßigkeit weiter sinken, sofern auch in Zukunft große Anstrengungen bei der Weiterentwicklung der Produkte und Herstellprozesse geleistet werden können.

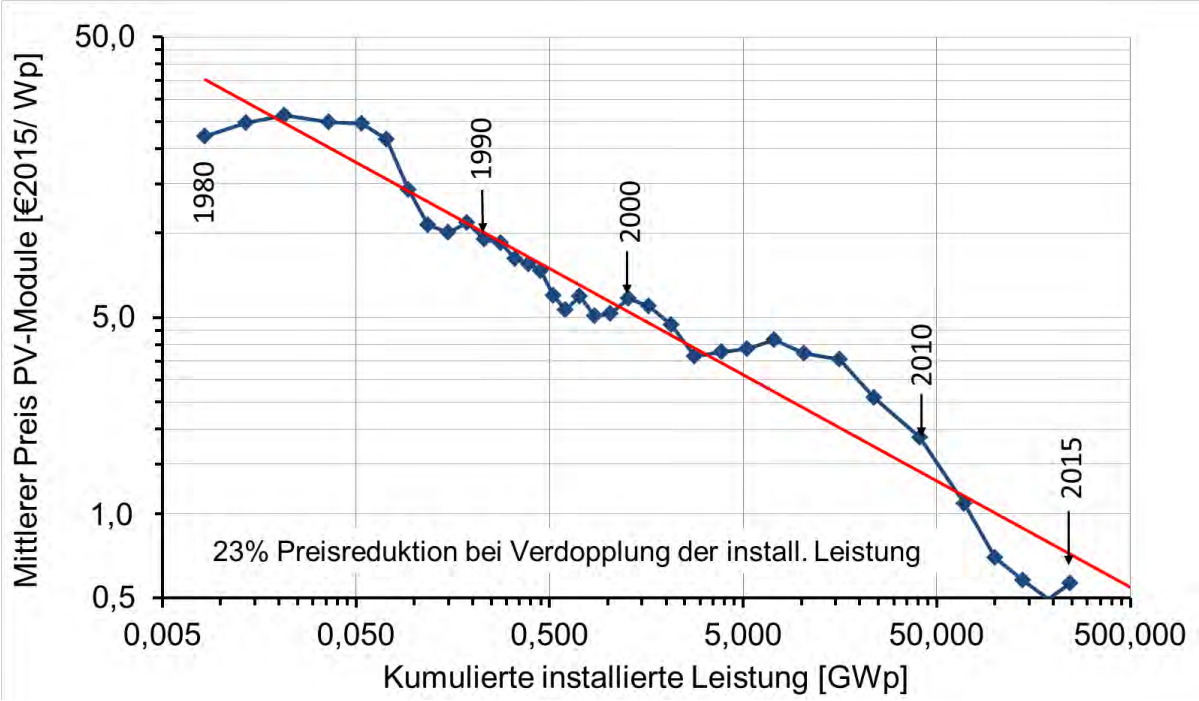


Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

Der Durchschnittspreis umfasst alle marktrelevanten Technologien, also kristallines Silizium und Dünnschicht. Der Trend deutet auf ca. 23% Preisreduktion bei einer Verdopplung der kumulierten installierten Leistung. Die Modulpreise in Deutschland liegen um 10-20% höher als auf dem Weltmarkt, gestützt durch Antidumping-Maßnahmen der EU-Kommission. Einen Orientierungswert für Stromgestehungskosten aus neuen PV-Freiflächenanlagen liefern die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur (s. folgender Abschnitt). Das EEG beschränkt die Größe neuer PV-Kraftwerke auf 10 MW, so dass in Deutschland derzeit keine großen Freiflächenanlagen mit entsprechend niedrigeren Stromgestehungskosten gebaut werden können.

4.2 Einspeisevergütung

Die Energiewende erforderte bisher und erfordert weiterhin massive Investitionen in regenerative Erzeugungskapazitäten für Sonnen- und Windstrom. Weder ein heute errichtetes Multi-Megawatt-PV-Kraftwerk, geschweige denn eine kleine PV-Dachanlage können nach heutigem, marktwirtschaftlichem Kostenverständnis (vgl. Abschnitt 5.1) mit älteren oder gar abgeschriebenen fossilen und nuklearen Kraftwerken in puncto Stromgestehungskosten konkurrieren. Ein heute errichtetes PV-Kraftwerk kann auch nicht mit einem zukünftig errichteten PV-Kraftwerk mithalten, weil dieses ebenfalls zur Tageszeit Strom liefern wird, jedoch zu geringeren spezifischen Investitionskosten (€/W_p) und damit sehr wahrscheinlich auch zu geringeren Stromgestehungskosten (€/kWh). Den Ausbau in Erwartung niedrigerer Preise zu verschieben, wäre in Anbetracht des fortschreitenden Klimawandels nicht nur zynisch, sondern würde darüber hinaus die Dynamik der Kostensenkung verlangsamen. Grundlage für den Ausbau der PV bildeten die verschiedenen Fassungen des EEG seit dem Jahr 2000.
Das EEG 2017 legt einen Ausbaukorridor für den Anteil der EE am Bruttostromverbrauch fest (Abbildung 1) und versucht, den PV-Ausbau gleichzeitig zu fördern und zu behindern:

- Eigenversorgung aus PV-Anlagen wird oberhalb einer Bagatellgrenze (ca. 10 kW Nennleistung) mit einer EEG-Umlage belegt (Abschnitt 4.7)
- neue Anlagen erhalten nur bis zu einer Nennleistung von 100 kW eine feste Einspeisevergütung
- für neue Anlagen mit einer Nennleistung von 100-750 kW besteht die Pflicht zur Direktvermarktung mit Vergütung durch gleitende Marktprämie
- neue Anlagen ab einer Nennleistung von 750 kW sind zur Teilnahme an Ausschreibungen verpflichtet; Eigenversorgung ist verboten
- neue Anlagen ab einer Nennleistung von 10 MW fallen komplett aus der Förderung
- es gibt weitere Auflagen bezüglich der Errichtungsflächen, der Fernsteuerbarkeit, Leistungsdrosselung u.a.

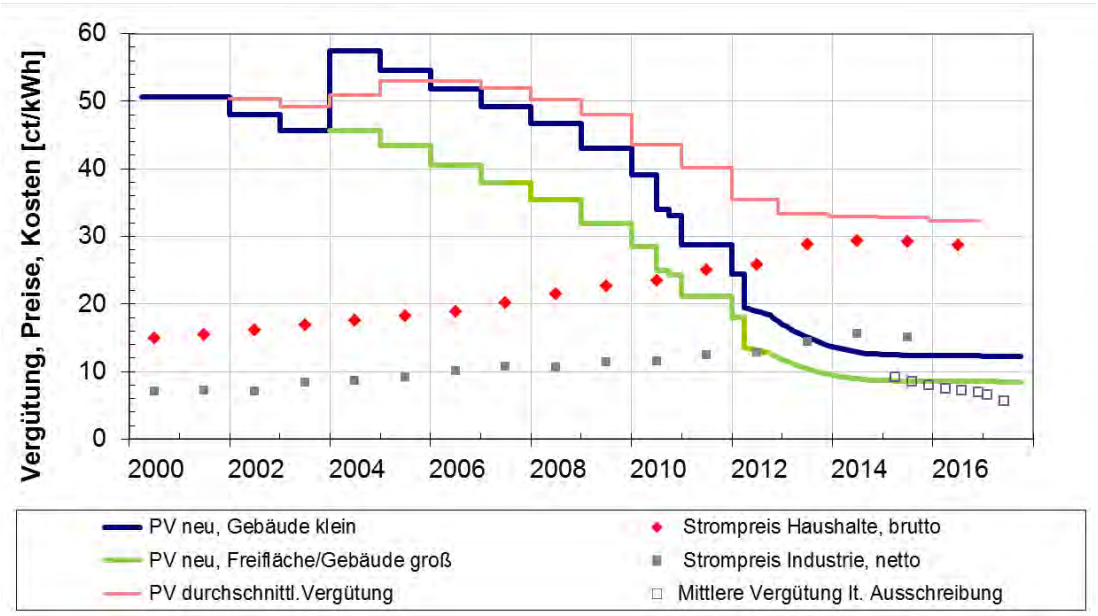


Abbildung 5: EEG-Vergütung von PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme für neue Anlagen, durchschnittliche EEG-Vergütung von PV-Strom für Anlagenbestand [BDEW2], mittlere Vergütung gemäß der Ausschreibungsrunden der Bundesnetzagentur, Strompreise aus [BMWi1], teilw. geschätzt

Die Einspeisevergütung für kleine Dachanlagen, die bis **Oktober 2017** in Betrieb gehen, beträgt abhängig von der Anlagengröße bis zu **12,20 ct/kWh** für 20 Jahre. Für Anlagen mittlerer Größe bis 10 MW wird die Einspeisevergütung über Ausschreibungen festgesetzt**.** Die Ausschreibungsrunde der Bundesnetzagentur im Juni 2017 hat einen mittleren Zuschlagswert von **5,66 ct/kWh** ermittelt.

Zum Vergleich: Strom aus offshore-Windkraftanlagen wird mit bis zu 19,4 ct/kWh (Anfangsvergütung inkl. Boni) vergütet, weitere Kosten und Risiken entstehen durch die Offshore-Haftungsregel. Strom aus onshore-Anlagen erhält eine Anfangsvergütung von 8,41 ct/kWh bei Inbetriebnahme im Jahr 2016, Geothermie-Strom 25 ct/kWh.

Für das geplante Atomkraftwerk „Hinkley C", das im Jahr 2025 in Großbritannien in Betrieb gehen soll, wurde eine Einspeisevergütung von umgerechnet 12 ct/kWh zzgl. Inflationsausgleich über die Dauer von 35 Jahren zugesagt.

Die Einspeisevergütung für PV-Strom sinkt schneller als bei jeder anderen regenerativen Stromquelle. Neu installierte, große Anlagen hatten schon 2011 die sogenannte „Grid parity" am Hausanschlusspunkt erreicht: ihre Vergütung liegt seither deutlich niedriger als der Bruttopreis von Haushaltsstrom. Anfang 2012 erreichten auch neu installierte, kleine Aufdachanlagen „Grid parity".

Diese „Grid parity" markiert ein wichtiges, in der Anfangszeit des EEG noch fast utopisch erscheinendes Etappenziel; sie soll keinen Vergleich von Stromgestehungskosten suggerieren.

Der Eigenstrom-Nutzer kann keinesfalls die volle Differenz zwischen seinem Brutto-Strompreis (für Bezug aus dem Netz) und der EEG-Vergütung (als Schätzgröße für seine Stromgestehungskosten) als „Gewinn" betrachten. Zum einen steigert der Eigenverbrauch die Fixkosten pro extern bezogener Kilowattstunde. Wenn die gleichen An-

schlusskosten auf eine geringere Strombezugsmenge verteilt werden, verteuert sich der Strombezug (ct/kWh). Auch ist zu beachten, dass bei Stromentnahme aus einer PV-Anlage für den Eigenverbrauch Steuern und Abgaben anfallen können, abhängig von der steuerlichen Einordnung der Anlage. Eigenverbrauch aus Anlagen größer 10 kWp, die ab August 2014 in Betrieb gehen, wird auch mit einem Teil der EEG-Umlage belastet.
Ein wichtiges Grid-Parity-Datum war auch der 1. Juli 2013. An diesem Tag erreicht in Deutschland die Vergütung für Strom aus neuen Freiflächenanlagen die geschätzten Vollkosten für fossilen und nuklearen Strom [IFNE].
Die durchschnittliche EEG-Vergütung für PV-Strom lag im Jahr 2015 bei ca. **33 ct/kWh** [BDEW2], hier wirkte sich der ältere Anlagenbestand mit seinen höheren Vergütungen aus. Diese durchschnittliche Vergütung gibt bestehende Zahlungsverpflichtungen wieder, sie ist jedoch irrelevant für die Beurteilung des künftigen PV-Zubaus, für den allein die jeweils aktuellen Vergütungssätze für Neuinstallation zählen. Je kleiner der jährliche Zubau von - immer preiswerteren - Anlagen, umso langsamer sinkt die durchschnittliche Vergütung für PV-Strom (Abbildung 5).
Ab dem Jahr 2020 werden die jeweils ältesten Anlagen nach und nach aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil die 20-jährige Bindungsfrist ausläuft. Sie werden aber noch weiter Strom liefern, dessen Gestehungskosten wegen niedriger Betriebskosten und fehlender Brennstoffkosten („Grenzkosten“) alle anderen fossilen oder erneuerbaren Quellen unterbietet. Der alte Anlagenbestand, der heute die durchschnittliche Vergütung anhebt, wird ab 2020 voraussichtlich kostensenkend wirken.
Durch die extreme Absenkung der Vergütung und zunehmende Einschränkungen für Zubau, Einspeisung und Eigenverbrauch kam es in den Jahren 2013-2016 zu einem Einbruch von über 80% beim jährlichen Zubau in Deutschland. Im gleichen Zeitraum hat sich der jährliche weltweite PV-Zubau mehr als verdoppelt.
Die Absenkung der Vergütung erfolgte bis April 2012 in großen, unregelmäßigen Sprüngen, was zu einem schwer prognostizierbaren Zubau führte. Dieses Problem wurde mit dem Übergang auf monatliche Anpassungen beseitigt.

4.3 Vergütungssumme

Die Gesamtkosten für die Vergütung von PV-Stromeinspeisung nach EEG werden jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt (Abbildung 6), sie beliefen sich im Jahr 2015 auf 10,6 Mrd. €. Mit der bereits erfolgten Einschnitten bei Einspeisevergütung und Anlagengröße und dem Auslaufen der EEG-Vergütung für neu installierte PV-Anlagen nach Erreichen der 52-GW-Schwelle ist sichergestellt, dass die gesamte PV-bedingte EEG-Auszahlung auf 10-11 Mrd. € pro Jahr begrenzt bleibt [ÜNB]. Der weitere PV-Ausbau im Rahmen des bestehenden EEG hebt die Vergütungssumme nur noch moderat an (Abbildung 6). Eine weitere Drosselung des PV-Zubaus kann die Vergütungssumme nicht absenken, dafür aber den Zubau von sehr preisgünstigen PV-Anlagen ausbremsen.

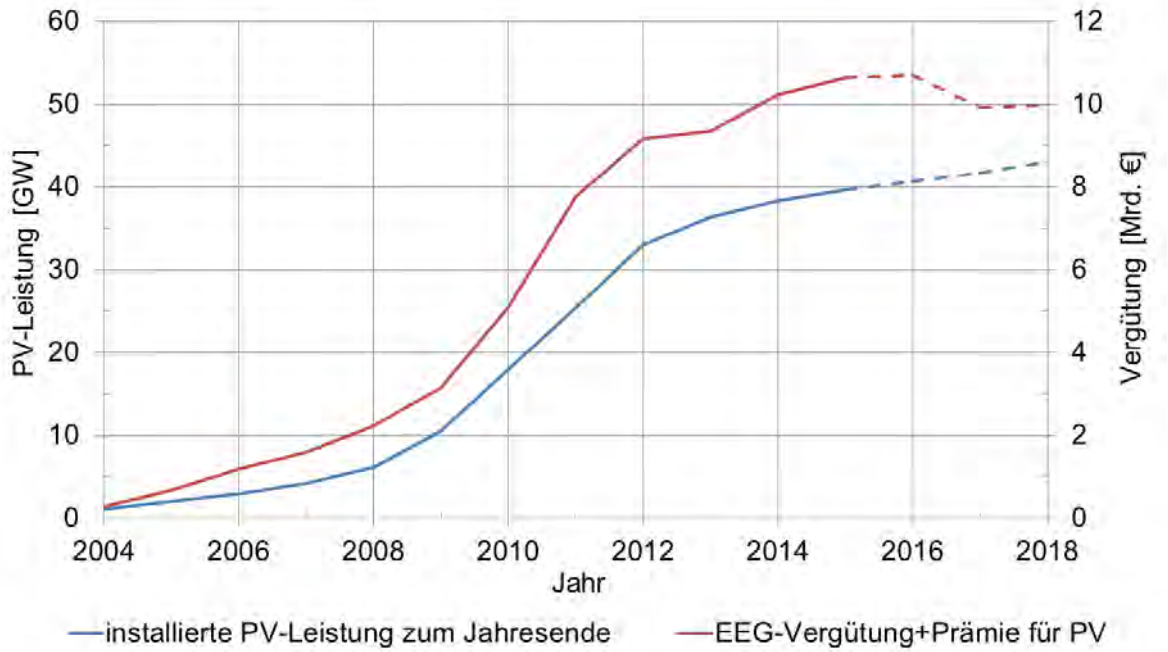


Abbildung 6: PV-Ausbau und Vergütungssumme, Zahlen aus [BMWi1], den Jahresabrechnungen und der Prognose der Netzbetreiber [ÜNB]

4.4 Preisbildung an der Strombörse und der Merit Order Effekt

Für die Abschätzung der Erlöse aus dem Verkauf von PV-Strom wird ein mittlerer Strompreis ermittelt, auf Basis der an der Leipziger Strombörse (European Energy Exchange AG, EEX) erzielten Preise. Die laufende Preisfindung an der Börse erfolgt nach dem Prinzip des „Merit Order". Die Verkaufsangebote der Stromerzeuger für bestimmte Strommengen, in der Regel durch die jeweiligen Grenzkosten definiert, werden nach Preisen aufsteigend sortiert (Abbildung 7). Die Kaufangebote der Stromabnehmer werden absteigend sortiert. Der Schnittpunkt der Kurven ergibt den Börsenpreis für die gesamte gehandelte Menge. Das teuerste Angebot, das zum Zuge kommt, bestimmt somit die Gewinnmargen der kostengünstigeren Anbieter.

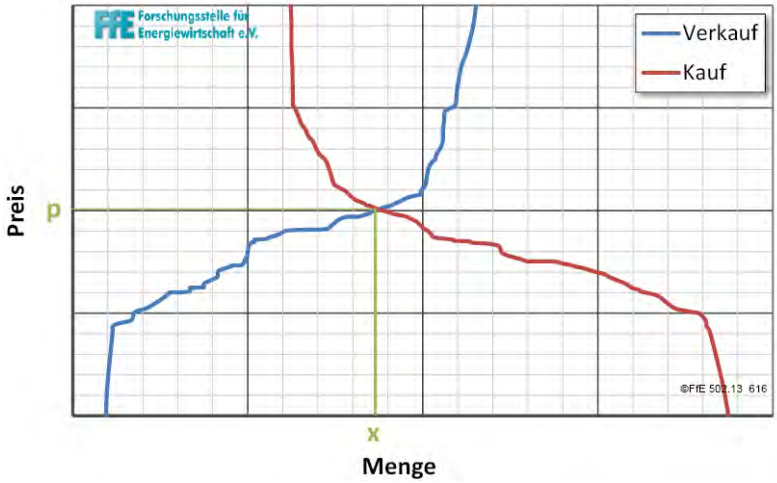


Abbildung 7: Preisbildung an der EEX [Roon]

Die Einspeisung von Solarstrom hat gesetzlichen Vorrang, somit steht sie am Anfang der Angebotspreisskala. Mit fiktiven Grenzkosten gleich 0 kommt Solarstrom immer zum Zug. Wenn aber Solarstrom kommt, kommt er massiv in der Tageskernzeit, wenn die Last – und mit ihr früher auch der Strompreis - die Mittagsspitze erreicht. Dort verdrängt er überwiegend teure Spitzenlastkraftwerke (besonders Gaskraftwerke und Pumpspeicher). Diese Verdrängung senkt den gesamten resultierenden Börsenstrompreis und führt zum Merit-Order-Effekt der PV-Einspeisung (Abbildung 8). Mit den Preisen sinken die Gewinne aller konventionellen Stromerzeuger (Kernkraft, Kohle, Gas, Wasser). Weiterhin verringert Solarstrom die Auslastung insbesondere der klassischen Spitzenlastkraftwerke (Gas, Wasser).

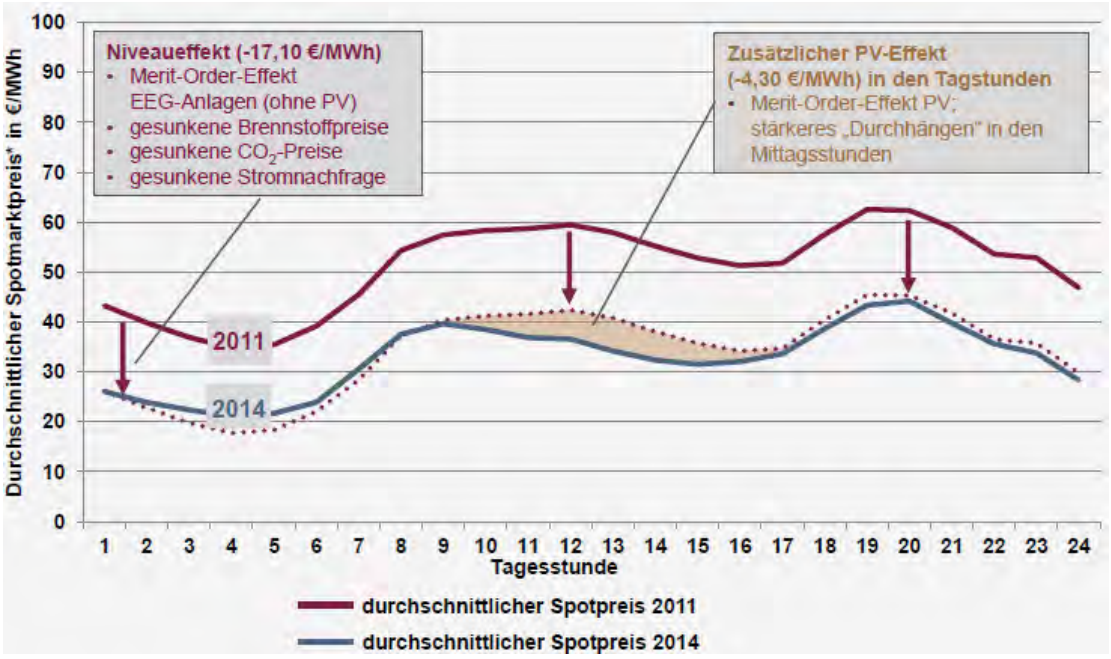


Abbildung 8: Einfluss von EE auf die durchschnittlichen Spotpreise an der Strombörse [BDEW2]

Die an der Strombörse gehandelten Strommengen entsprachen 2011 etwa einem Drittel der gesamten deutschen Stromerzeugung. Es ist davon auszugehen, dass die Preisbildung an der Börse auch außerbörsliche Preise am Terminmarkt in vergleichbarer Weise beeinflusst [IZES]. Die zunehmende Einspeisung von EE-Strom, gesunkene Kohlepreise und ein Überangebot an CO_2-Zertifikaten haben die Strompreise an der Börse massiv gesenkt (Abbildung 9).
PV-Strom erzielt an der Strombörse im Jahresmittel einen Marktwertfaktor von 1, d.h. dass die erzielten Erlöse pro kWh dem durchschnittlichen Börsenstrompreis entsprechen. Bei Windstrom liegt der Marktwertfaktor um 0,9 [ÜNB]. Mit weiterem Zubau volatiler EE wird deren Marktwert mittelfristig sinken, weil das Stromangebot zu Zeiten hoher Einspeisung wächst und die Einspeisung angebotsseitig gesteuert wird.
Mit zunehmender Einspeisung von EE-Strom wurde die Leipziger Strombörse zu einer Residualstrombörse. Sie generiert einen Preis für die Ergänzung der erneuerbaren Stromerzeugung und bildet nicht mehr den Wert des Stroms ab.

4.5 Ermittlung der Differenzkosten

Die Differenzkosten sollen die zu deckende Lücke zwischen Vergütung und Erlösen für PV-Strom erfassen. Nach einem Maximum von fast 7 ct/kWh sank der Börsenwert des Stroms zur Differenzkostenermittlung auf unter 4 ct/kWh (Abbildung 9). Die zunehmende Einspeisung von PV-Strom und Windstrom senkt die Börsenpreise über den Merit-Order-Effekt und erhöht damit paradoxerweise die rechnerischen Differenzkosten; je mehr PV installiert wird, umso teurer erscheint nach dieser Methode die kWh PV-Strom. Der Preisverfall von Kohle und von CO_2-Zertifikaten senkt ebenfalls die Börsenstrompreise und erhöht damit die rechnerischen Differenzkosten

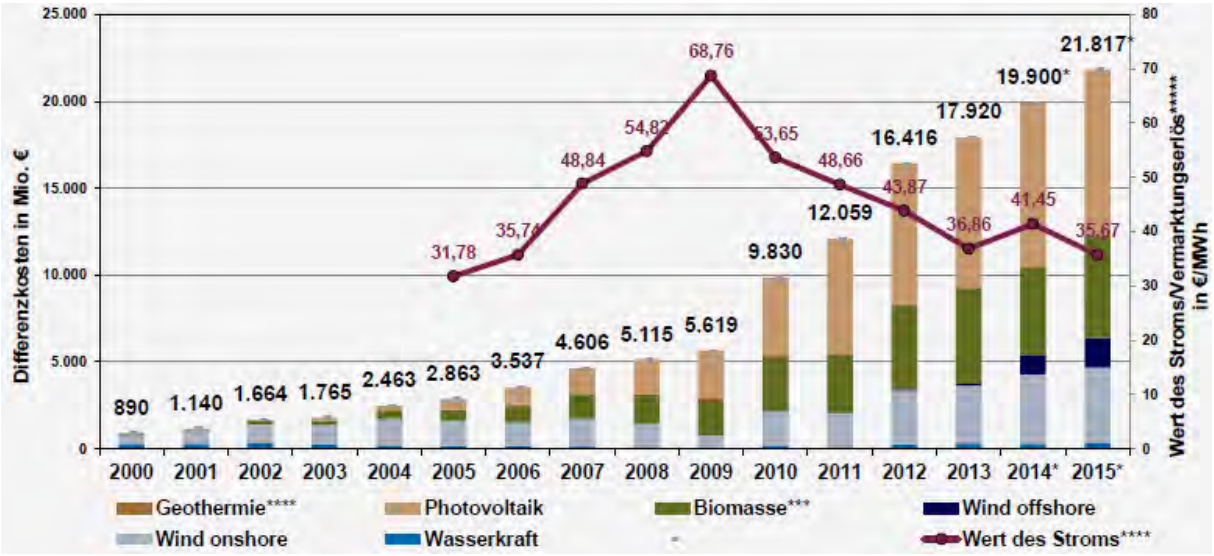


Abbildung 9: Entwicklung des für die Wertermittlung genutzten mittleren Börsenstrompreises und der daraus resultierenden Differentkosten [BDEW2]

4.6 Privilegierte Verbraucher

Die Politik definiert, wer den Umstieg auf erneuerbare Energien finanziert [BAFA]. Sie hat entschieden, energieintensive Industriebetriebe mit einem hohen Stromkostenanteil weitgehend von der EEG-Umlage zu befreien. Im Jahr 2015 wurden Unternehmen insgesamt um ca. 4,8 Milliarden Euro entlastet, die betroffene Strommenge von 107 TWh entspricht fast einem Fünftel des deutschen Verbrauchs. Abbildung 10 zeigt eine Schätzung für das Jahr 2015. Diese umfassende Befreiung erhöht die Belastung für andere Stromkunden, insbesondere für Privathaushalte, auf die knapp 30% des gesamten Stromverbrauchs entfällt.

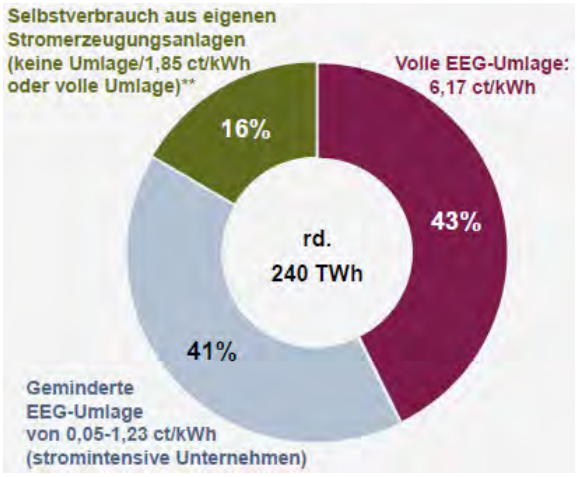


Abbildung 10: Stromverbrauch der Industrie und EEG-Umlage 2015 [BDEW2]

Die Privilegierung hat dazu beigetragen, dass der Anstieg der EEG-Umlage pro kWh verstärkt wurde (Abschnitt 5.5). Dabei profitiert die energieintensive Industrie von der preissenkenden Wirkung des PV-Stroms an der Börse zu Spitzenlastzeiten. Damit fließt ein Teil der PV-Umlage indirekt der energieintensiven Industrie zu: „Energieintensive Unternehmen, die größtenteils von der EEG-Umlage befreit sind bzw. nur einen ermäßigten Satz von 0,05 ct/kWh zahlen, profitieren vom Merit Order Effekt am stärksten. Bei ihnen überkompensiert die preissenkende Wirkung durch den Merit Order Effekt die Kosten für die EEG-Umlage bei weitem." [IZES] Die stromintensive Industrie profitiert von der Energiewende, ohne sich nennenswert an ihren Kosten zu beteiligen.

4.7 EEG-Umlage

Die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Verkaufserlösen für EE-Strom, ergänzt um weitere Positionen, werden über die EEG-Umlage ausgeglichen (Abbildung

11). Die Umlage tragen jene Stromverbraucher, die sich nicht befreien lassen können. Für das Jahr **2016** wurde die EEG-Umlage auf **6,35 ct/kWh** festgelegt. Letztverbraucher müssen auf die Umlage noch 19% Umsatzsteuer entrichten, so dass die Umlagekosten für private Haushalte auf **7,56 ct/kWh** ansteigen.

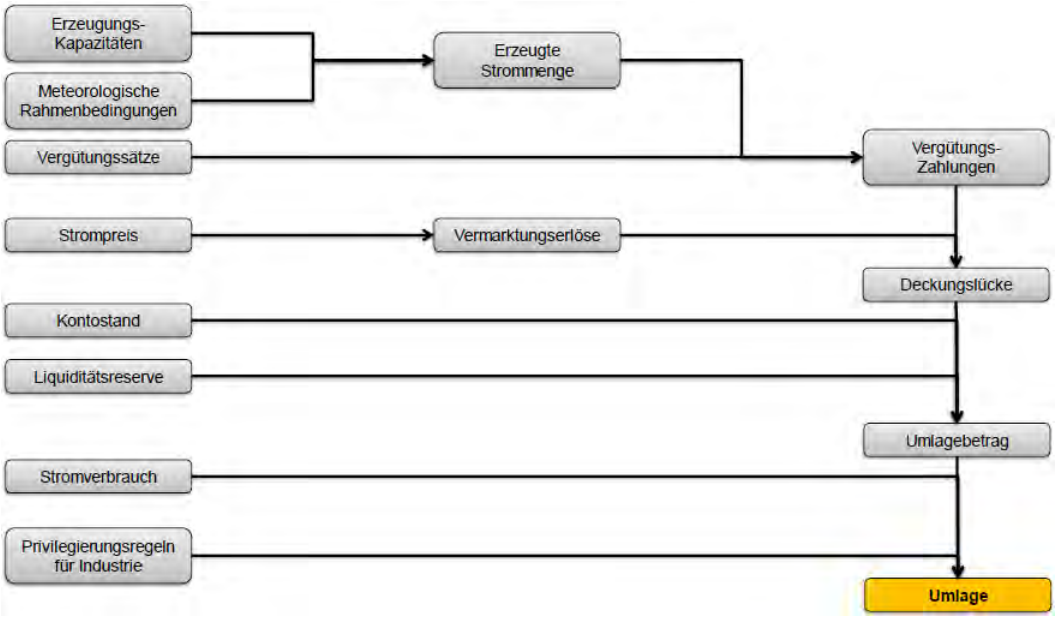


Abbildung 11: Übersicht zu Einflussfaktoren und Berechnung der EEG-Umlage [ÖKO]

Im Jahr 2014 machten die reinen Förderkosten für EE mit 2,54 ct/kWh weniger als die Hälfte der Umlage aus.
Abbildung 12 zeigt das Auseinanderdriften zwischen EEG-Umlage und EEG-Auszahlungssumme seit der Einführung des Umlagemechanismus auf Basis der Börsenstrompreise am EEX-Spotmarkt im Jahr 2010, der zunehmenden Umlagebefreiung für die energieintensive Industrie und anderen Maßnahmen. Dabei wurde der Anstieg der Differenzkosten bereits durch die börsenpreissenkende Wirkung der PV-Stromeinspeisung künstlich verstärkt.

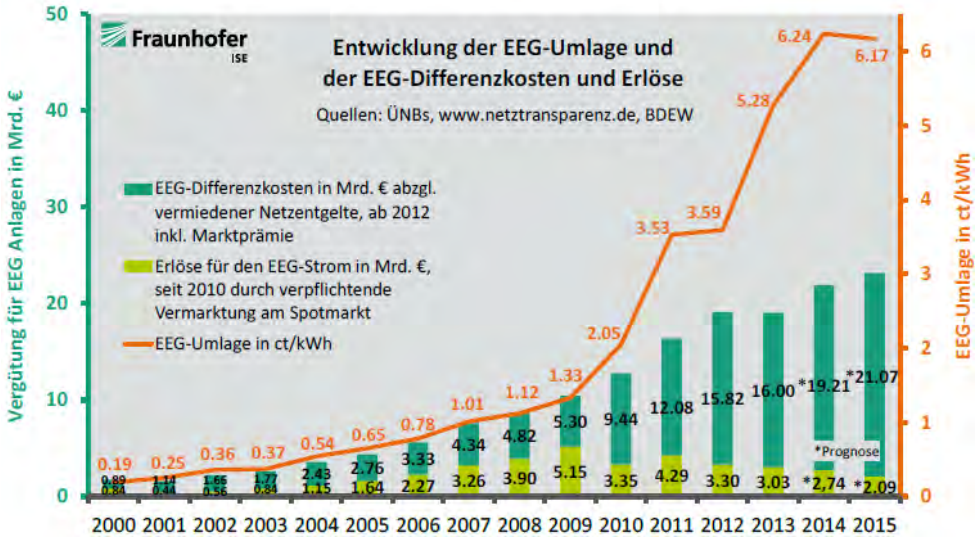


Abbildung 12: Entwicklung der EEG-Umlage und der EEG-Differenzkosten [ISE9]

Die EEG-Umlage wird aufgrund ihrer Festlegung durch folgende Faktoren erhöht:

1. steigende „privilegierte" Strommengen
   Weil die stromintensive Industrie von der Umlage praktisch befreit ist, tragen kleinere Verbraucher, also Haushalte sowie industrielle und gewerbliche Verbraucher Mehrkosten in Milliardenhöhe
2. der Merit Order Effekt und die tageszeitliche Einspeisung von PV-Strom
   Die Einspeisung von PV-Strom zu Tageszeiten mit ehemals höchsten Börsenstrompreisen senkt diese besonders wirksam (Kapitel 4.4), zum Vorteil großer Verbraucher. Sie erhöht aber gleichzeitig die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Börsenpreis, der die Grundlage für die Berechnung der Umlage darstellt, zum Nachteil kleiner, umlagepflichtiger Verbraucher.
3. der Merit Order Effekt und die Überproduktion von Strom
   Seit Jahren wird in Deutschland mehr Strom produziert als notwendig (Kapitel 6), und zwar durch fossile und nukleare Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten als teure Spitzenlastkraftwerke. Dieses Überangebot senkt den Börsenstrompreis über den Merit Order Effekt und verdrängt Spitzenlastkraftwerke aus dem Erzeugungsmix.
4. sinkender Stromverbrauch durch Effizienzmaßnahmen
   Maßnahmen zur effizienteren Nutzung von elektrischer Energie (z.B. Energiesparlampen) senken den Strombezug und erhöhen damit die Umlage pro verbrauchter kWh
5. Mehraufwand durch den Direktvermarktungszwang
   Der Zwang zur Direktvermarktung erzeugt einen administrativen Mehraufwand, der für die Stromproduzenten durch eine erhöhte Vergütung ausgeglichen werden muss
6. steigende Produktion von Strom aus EE, soweit kein Eigenverbrauch
   Der an sich erwünschte Ausbau der EE-Stromerzeugung erhöht zumindest kurzfristig die Umlage, sowohl direkt, weil mehr Einspeisevergütung ausgezahlt wird, als auch indirekt über den Preisverfall von Emissionszertifikaten, der zu einem billigeren Stromangebot fossiler Kraftwerke führt.

5. Subventionen und Strompreise

5.1 Wird PV-Strom subventioniert?

Nein, die Förderung erfolgt über eine Umlage, und die Umlage wird zum Teil auch für selbst hergestellten und verbrauchten PV-Strom erhoben.
Die Investitionsanreize für die PV-Stromerzeugung kommen nicht aus öffentlichen Mitteln. Zwar werden in verkürzten Darstellungen oft Summen über die vergangene und künftige Einspeisevergütung für PV-Strom in dreistelliger Milliardenhöhe gebildet und als „Subvention" deklariert. Eine Subvention ist aber definiert als eine Leistung aus öffentlichen Mitteln, während das EEG eine Umlage vorsieht: Energieverbraucher zahlen eine Zwangsabgabe für die - notwendige und beschlossene - Transformation unseres Energiesystems. Diese Sichtweise wurde auch von der EU-Kommission bestätigt. Die Höhe der Umlage entspricht auch nicht der gesamten Vergütung, sondern den Differenzkosten. Auf der Kostenseite beträgt die kumulierte Einspeisevergütung für PV-Strom bis einschließlich **2015** ca. **62 Mrd. €**.
Der Nutzen von PV-Strom wird - für die Berechnung der EEG-Umlage - über den Börsenstrompreis bemessen. Nach dieser Methode wird sein Nutzwert systematisch unterschätzt: zum einen beeinflusst der PV-Strom den Börsenpreis längst in die gewollte Richtung, nämlich nach unten (vgl. Kap. 4.4). Zum anderen blendet der Börsenpreis gewichtige externe Kosten der fossilen und nuklearen Stromerzeugung aus (Abschnitt 5.2). Bezogen auf die Vollkosten der fossilen und nuklearen Stromerzeugung von ca. 10 ct/kWh schrumpfen die Mehrkosten der PV-Einspeisevergütung so schnell, dass es bereits im Jahr 2013 einen ersten Schnittpunkt gab. Die Differenzkosten schrumpfen gegen Null und werden danach negativ.
Damit sichert uns der EE-Ausbau langfristig eine Energieversorgung zu vertretbaren Kosten, da abzusehen ist, dass wir uns fossile und nukleare Energie nicht mehr lange leisten können. Unsere Industrie braucht eine Versorgungsperspektive, ebenso die Privathaushalte.
Die Strompolitik kann hier aus den bitteren Erfahrungen des Wohnungsbaus lernen. Weil dort eine umfassende Sanierung des Bestandes bisher nicht angestoßen wurde, müssen heute viele einkommensschwache Haushalte Heizkostenzuschüsse aus der Sozialkasse beziehen, die dann teilweise an ausländische Öl- und Gaslieferanten abfließen.
Was sind die Kosten einer unterlassenen Energiewende? Ohne diese Zahl zu kennen, fällt es schwer, die Kosten der Wende zu bewerten.

5.2 Wird die fossile und nukleare Energieerzeugung subventioniert?

Ja.
Die Politik beeinflusst die Strompreise aus fossilen und nuklearen Kraftwerken. Politische Entscheidungen definieren den Preis von CO_2-Zertifikaten, die Auflagen zur Filterung von Rauch, ggf. Auflagen zur Endlagerung von CO_2 (CCS), die Besteuerung von Atomstrom oder die Versicherungs- und Sicherheitsauflagen für AKWs. Die Politik legt damit fest, inwieweit Stromverbraucher bereits heute die schwer fassbaren Risiken und Lasten fossiler und nuklearer Stromerzeugung tragen. Bei einer immer konsequenteren Einpreisung dieser Kosten wird es voraussichtlich dazu kommen, dass die PV-Stromerzeugung den Strommix verbilligt, bei einem spürbar höheren Gesamtstrompreis. Bis wir soweit sind, wird fossiler und nuklearer Strom zu Preisen verkauft, die seine externen Kosten (vgl. Abschnitt 22.9, [DLR1], [FÖS1]) verschleiern und in die Zukunft abschieben.
Fossile Stromgewinnung wird entgegen früherer Planung derzeit kaum durch Kosten für CO_2-Zertifikate belastet, bei Zertifikatspreisen um 5 €/t CO_2 [Abbildung 13]. Verglichen mit geschätzten, realistischen Preisen von 70 €/t [DLR1] ergibt sich rechnerisch eine Subvention von über 20 Mrd. Euro pro Jahr für fossile Kraftwerke.

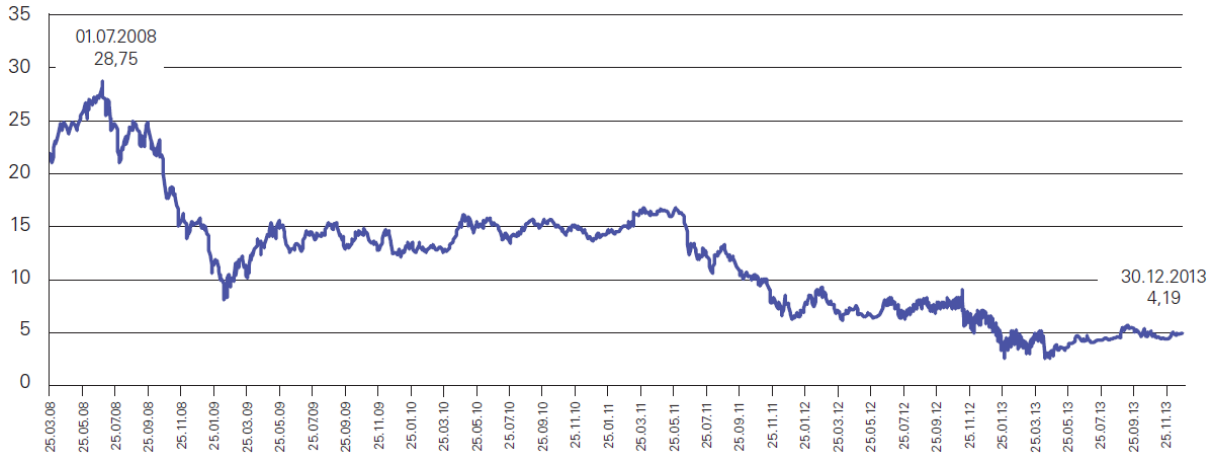


Abbildung 13: CO_2 - Zertifikatspreise 2008 bis 2013 auf dem EEX – Spotmarkt [AGEB6]

Die tatsächlichen Kosten und Risiken der fossilen und nuklearen Stromgewinnung sind derzeit nicht überschaubar. Sie entstehen größtenteils in der Zukunft (CO_2-induzierte Klimakatastrophe, Nuklearunfälle, Endlagerung von Atommüll, Nuklearterrorismus, Ewigkeitslasten), ein Vergleich ist deshalb schwierig. Die Risiken der Atomkraft werden von Fachleuten allerdings so hoch eingeschätzt, dass keine Versicherung oder Rückversicherung der Welt sich zutraut, Policen anzubieten. Eine Studie der Versicherungsforen Leipzig beziffert die Deckungssumme für das Risiko „Super-GAU“ auf 6 Billionen Euro, welche abhängig von der Aufbauperiode dieser Deckungssumme die Kilowattstunde in einer Spanne von rund 0,14 Euro bis 67,30 Euro verteuern würde [VFL]. In Folge „versi-

chert“ im Wesentlichen der Steuerzahler die Atomindustrie. Dies erfolgt zwangsweise, denn die Deutschen sind seit vielen Jahren mehrheitlich gegen die Kernenergie, und in unbestimmter Höhe, weil es keine Festlegung für eine Schadensregulierung gibt. Damit kann hier von einer Subvention gesprochen werden, deren Zukunftslast nicht abzusehen ist.
Nach einer Schätzung der IEA wurden fossile Energien im Jahr 2012 weltweit mit 544 Mrd. Dollar subventioniert [IEA4]. Eine Studie des Internationalen Währungsfonds schätzt die weltweiten Subventionen für Kohle, Erdöl und Erdgas inkl. externer Kosten im Jahr 2015 auf 5,1 Billionen US$ [IWF].

5.3 Subventionieren Mieter gut situierte Hauseigentümer?

Nein.
Diese beliebte Schlagzeile, hier zitiert aus der „Zeit“ vom 8.12.2011, ist eine verzerrte Darstellung. Die Kosten der Umstellung unseres Energiesystems auf EE werden – mit der politisch gewollten Ausnahme der stromintensiven Industrie – nach dem Verursacherprinzip auf alle Stromverbraucher umgelegt, inklusive Haushalte, und dort inklusive Eigentümer und Mieter. Diese Kosten decken neben der PV auch Windkraft und andere EE ab. Alle Stromkunden können ihren Stromverbrauch durch die Auswahl und Nutzung ihrer Geräte beeinflussen, viele Gemeinden bieten kostenlose Energiesparberatung und Zuschüsse für die Anschaffung effizienter Neugeräte. Stromtarife, die mit dem Verbrauch steigen, wären ein geeignetes Mittel, um einkommensschwache Haushalte zu entlasten und gleichzeitig Energieeffizienz zu belohnen.
Anlagen der Leistungsklasse unter 10 kWp, die häufig von Hauseigentümern erworben werden, machen in der Summe weniger als 15% der gesamten installierten Leistung aus (Abbildung 24). Sehr große Anlagen in der Leistungsklasse oberhalb 500 kWp kommen hingegen auf ca. 30%. Größere Anlagen werden häufig über Bürgerbeteiligungen oder Fonds finanziert, an denen sich natürlich auch Mieter beteiligen können.

5.4 Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?

Ja.
Privathaushalte tragen viele zusätzliche Lasten auf ihrer Stromrechnung. Der Gesetzgeber legt die Berechnungsgrundlage und den Verteiler für die EEG-Umlage sowie weitere Steuern und Abgaben fest, mit zurzeit nachteiligen Effekten für Privathaushalte.

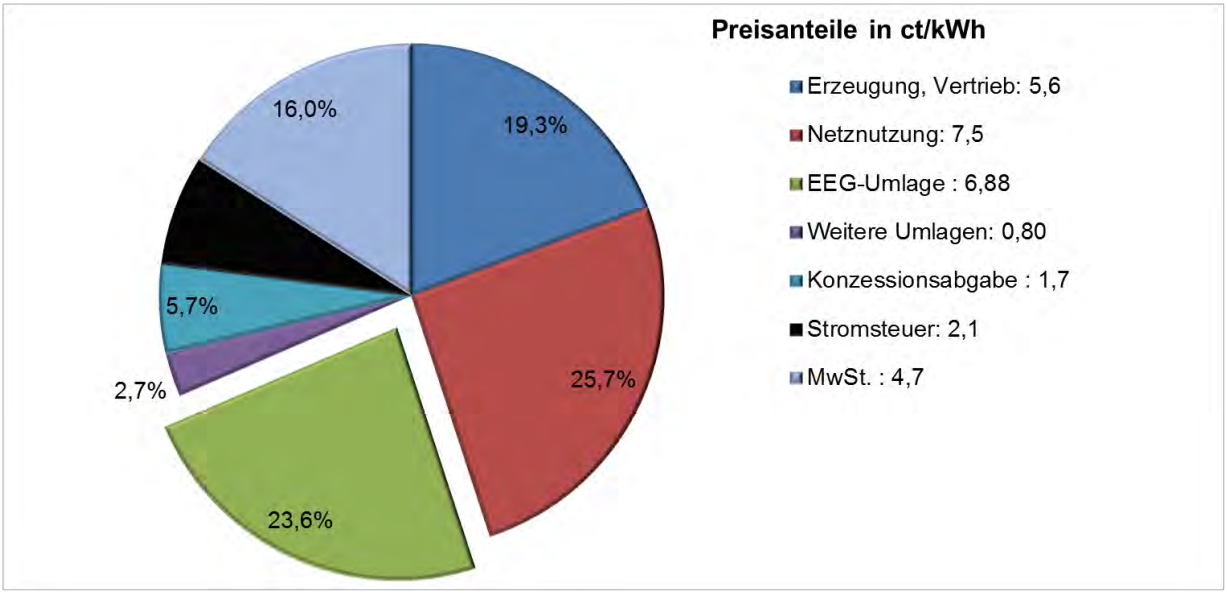


Abbildung 14: Beispielhafte Zusammensetzung eines Haushaltsstrompreises von 29,2 ct/kWh im Jahr 2017 (Weitere Umlagen: KWK: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz; Strom-NEV: Entlastung stromintensiver Industriebetriebe; Konzessionsabgabe: Entgelte für Nutzung öffentlicher Wege; Offshore-Haftungsumlage; AbLa: Umlage abschaltb. Lasten), Daten aus [BDEW3]

Ein Musterhaushalt mit drei Personen und einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden zahlt im Jahr 2017 einen Strompreis von ca. **29,2 ct/kWh**, Abbildung 14 zeigt eine beispielhafte Preisstruktur. Die Stromsteuer wurde 1999 eingeführt, um laut Gesetzesbegründung Energie durch höhere Besteuerung zu verteuern, die Einnahmen fließen überwiegend in die Rentenkasse. Auf Stromsteuer und EEG-Umlage entrichten Privathaushalte Mehrwertsteuer.

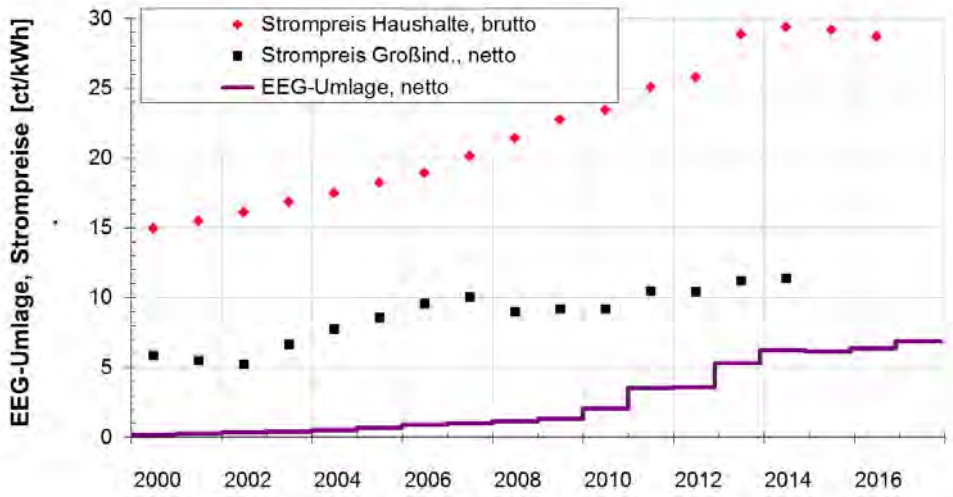


Abbildung 15: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer [BMWi1] und Entwicklung der EEG-Umlage; die Brutto-Strompreise der Haushalte bestehen heute zur Hälfte aus Steuern und Abgaben

5.5 Verteuert PV den Strom für die Industrie?

Ja und nein, es gibt klare Gewinner und Verlierer.
Nach Erhebungen des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) liegt der Strompreis für Mittelspannungskunden auf einem zehnjährigen Tiefpunkt – sofern sie sich von der EEG-Umlage befreien lassen können (VIK Basisindex, Abbildung 16). Der VIK Endpreisindex für nicht-privilegierte Unternehmen liegt, vor allem wegen der darin berücksichtigten EEG-Umlage, derzeit fast doppelt so hoch wie der Basis-Index.

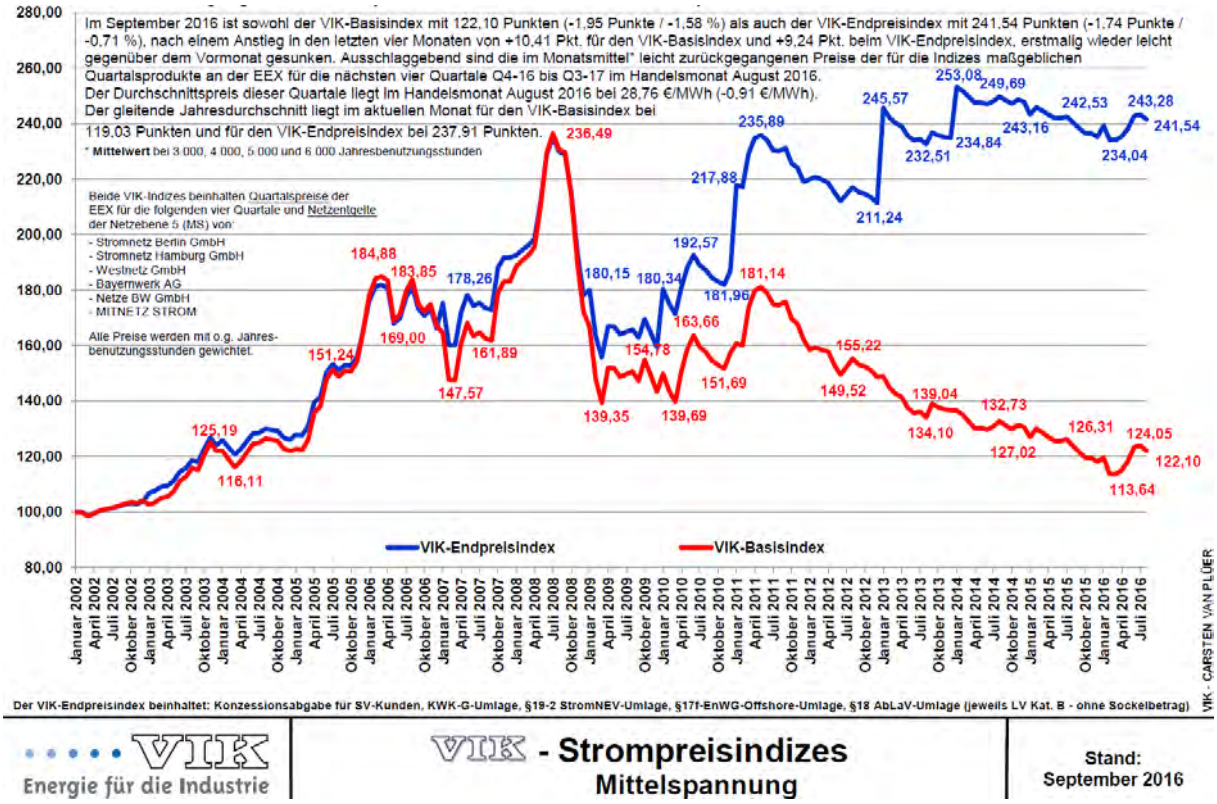


Abbildung 16: VIK Strompreisindex Mittelspannung [VIK]

6. Exportieren wir massiv PV-Strom ins europäische Ausland?

Nein, der gewachsene Exportüberschuss kommt v.a. aus neuen Kohlekraftwerken.
„Im Jahr 2016 wurde ein Exportüberschuss von ca. 50 TWh erzielt. Dieser Wert stellt nach den alten Rekordjahren 2012, 2013, 2014 und 2015 wieder einen neuen Rekord dar und liegt um ca. 2 TWh bzw. 4% über dem Niveau von 2015. Der Großteil der Exporte floss in die Niederlande, die einen Teil auch nach Belgien und Großbritannien weiterleitet." [ISE4]
Die monatlichen Werte für den Exportüberschuss (Abbildung 17) lagen ausgerechnet im Winter auffällig hoch, also in Monaten mit einer besonders niedrigen PV-Stromproduktion. Die Energy Charts (https://www.energy-charts.de/trade_de.htm) zeigen, dass der mittlere, bei der Stromausfuhr erzielte Preis pro kWh ähnlich hoch liegt wie der mittlere Einfuhrpreis.

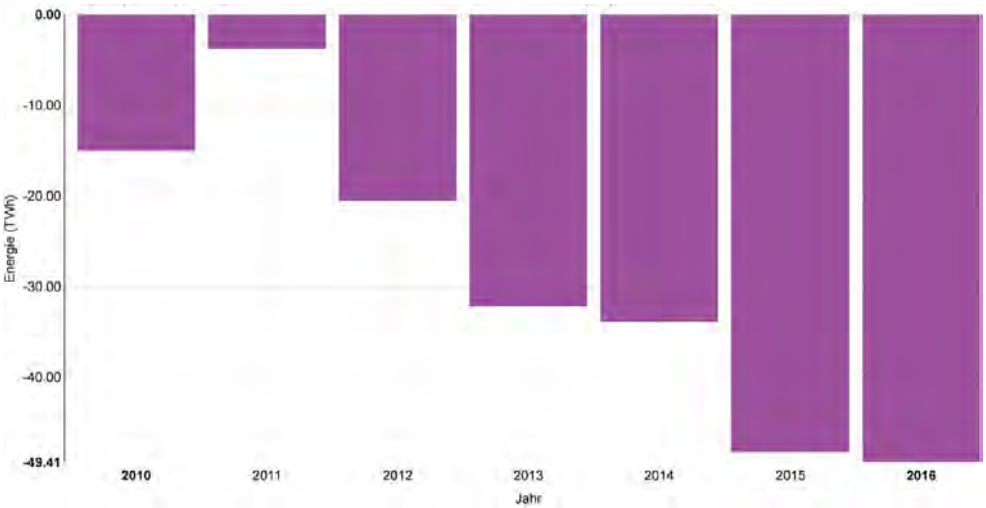


Abbildung 17: Stromexport- und Importsalden für Deutschland [ISE4]

7. Kann eine neue PV-Anlage gute Renditen bringen?

Ja, aber der massive Einbruch der jährlichen Zubauzahlen im Vorjahresvergleich (-57% in 2013, -42% in 2014, ca. -30% in 2015) belegt, dass es schwieriger geworden ist. Grundsätzlich können neue errichtete PV-Anlagen Erträge durch Einspeisung von Strom in das Netz und durch Eigenverbrauch bringen. Allerdings beschneidet der Gesetzgeber beide Geschäftsmodelle zunehmend durch ein Bündel von Maßnahmen (Abschnitt 4.7). Auf der anderen Seite sorgen Handelsbeschränkungen (Mindestpreise, Mengenbeschränkungen und Strafzölle für chinesische Module seit 2013 durch die EU-Kommission) für höhere Modulpreise in Deutschland.
Eigenverbrauch lohnt umso mehr, je größer die Differenz zwischen den Bezugskosten für Strom und den Stromgestehungskosten der PV-Anlage ausfällt. Bei Systemen ohne Speicher hängt das Eigenverbrauchspotential von der Koinzidenz zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsprofil ab, Haushalte erreichen abhängig von der Anlagengrößen 20-40% bezogen auf den erzeugten Strom [Quasch]. Größere Anlagen erhöhen den Deckungsgrad des gesamten Strombedarfs mit PV-Strom, verringern jedoch den Eigenverbrauchsanteil. Gewerbliche oder industrielle Verbraucher erreichen besonders dann hohe Eigenverbrauchswerte, wenn ihr Verbrauchsprofil am Wochenende nicht wesentlich einbricht (bspw. Kühlhäuser, Hotels und Gaststätten, Krankenhäuser, Serverzentren, Einzelhandel). Speicher- und Transformationstechnologien bieten erhebliche Potentiale zur Steigerung der Eigenverbrauchs (vgl. Kapitel 17.3).
Der Ertrag einer Anlage fällt in sonnenreichen Regionen höher aus als in Gegenden mit geringerer Einstrahlung. Tatsächlich überträgt sich der regionale Unterschied in der Einstrahlung nicht 1:1 auf den spezifischen Ertrag (kWh/kWp, Abschnitt 22.4), weil bspw. auch die Betriebstemperatur der Module oder die Dauer der Schneeauflage eine Rolle spielen.

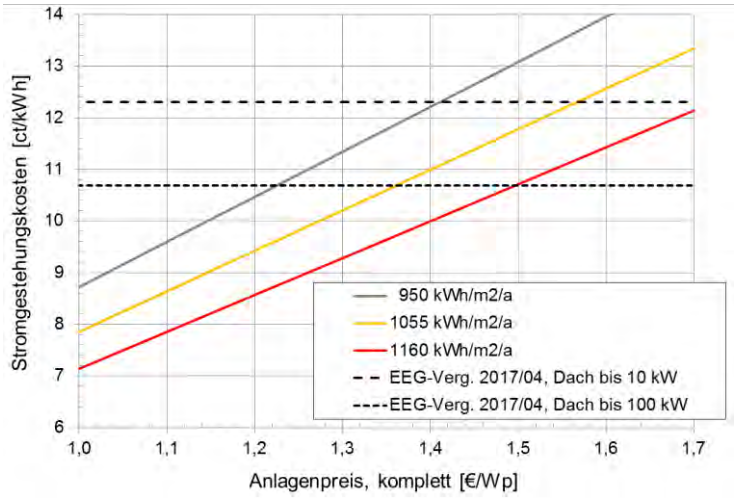


Abbildung 18: Grobe Abschätzung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen

Zur groben Abschätzung der abgezinsten (diskontierten), nicht-inflationsbereinigten Stromgestehungskosten (Abbildung 18) wurden folgende Annahmen getroffen:

- optimale Ausrichtung der Fläche (ca. Süd 30°)
- Performance Ratio (Abschnitt 22.6) 85%
- jährliche Anlagendegradation bezüglich Ertrag 0,5%
- Nutzungsdauer 20 Jahre
- lfd. jährliche Kosten 1% (des Anlagenpreises)
- Inflationsrate 0%
- nominaler kalkulatorischer Zinssatz 3% (Mittelwert aus Eigen- und Fremdkapital)

Die Jahressumme der mittleren, global-horizontalen Einstrahlung liegt in Deutschland bei 1055 kWh/m²/a [DWD]. Die Abschätzung der Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Costs of Electricity) erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode. Dabei werden die laufenden Ausgaben und die LCOE über den angegebenen Zinssatz auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abgezinst (diskontiert). Die Angabe der LCOE erfolgt nicht inflationsbereinigt, um den Vergleich mit der nominal konstanten, aber real sinkenden Einspeisevergütung zu erleichtern.
Bei vollständiger Finanzierung durch Eigenkapital entspricht der kalkulatorische Zinssatz der erzielbaren Rendite. Zum Vergleich: die Bundesnetzagentur hat die Eigenkapitalrenditen für Investitionen in die Strom- und Gasnetze für Neu- bzw. Erweiterungsinvestitionen auf 9,05 Prozent vor Körperschaftsteuer festgelegt [BNA1].
Die Verwertung des Stroms ab dem 21. Betriebsjahr ist heute nicht kalkulierbar. Voraussichtlich werden viele Anlagen noch erhebliche Strommengen bei marginalen laufenden Kosten produzieren, aber für die Kalkulation spielen die zukünftige Eigenverbrauchsfähigkeit ebenso wie die zukünftige Preis- bzw. Vergütungsgestaltung der EVUs und Eingriffe durch den Gesetzgeber eine Rolle.
Die Rendite einer PV-Anlage ist auch während der EEG-Vergütungsdauer nicht risikofrei. Weder Herstellergarantien noch Anlagen-Versicherungen senken das Investorenrisiko auf Null.

8. Erzeugt die PV-Branche nur Arbeitsplätze in Asien?

Nein, aber Deutschland hat in den letzten Jahren viele Arbeitsplätze in der PV-Branche verloren.
Die PV-Branche beschäftigte im Jahr 2015 noch ca. **30000** Menschen in Deutschland (Abbildung 19) und erreichte eine Exportquote von ca. **70%** [BSW]. Zur deutschen PV-Branche zählen Betriebe aus den Bereichen

1. Materialherstellung (Silicium, Wafer, Metallpasten, Kunststofffolien, Solarglas)
2. Herstellung von Zwischen- und Endprodukten: Zell-, Modul-, Wechselrichter-, Gestell- und Kabelhersteller, Glasbeschichtung

3. Produktionsanlagenbau
4. Installation (v. a. Handwerk)

Nennenswerte Anteile am Weltmarkt hielten im Jahr 2016 die deutschen Wechselrichterhersteller (SMA, KACO u.a. mit über 10%), poly-Siliciumhersteller (Wacker Weltmarktführer), Silberpastenhersteller (Heraeus weltweit auf Platz 2) und die Anlagenhersteller.
In den letzten Jahren sind in Deutschland viele Arbeitsplätze durch Firmenschließungen und Insolvenzen verloren gegangen, betroffen sind neben den Zell- und Modulproduzenten auch der Maschinenbau und die Installateure. Die Hoffnung, dass die Kombination aus EEG, Investitionsbeihilfen in den neuen Bundesländern und Forschungsförderung ausreichen, um Deutschland als einen weltweit führenden Produktionsstandort für PV-Zellen und Module zu etablieren, schien sich noch im Jahr 2007 zu erfüllen, als eine deutsche Firma die internationale Rangliste nach Produktionsvolumen anführte. Seither haben deutsche Hersteller dramatisch an Marktanteilen verloren, als Folge der entschiedenen Industriepolitik im asiatischen Raum und der dort generierten massiven Investitionen in Produktionskapazitäten. Die Lohnkosten spielen in dieser Entwicklung eine untergeordnete Rolle, da die PV-Produktion einen sehr hohen Automatisierungsgrad erreicht hat. Ein wichtiger Aspekt ist hingegen die geringe Komplexität der Produktion, verglichen etwa mit der Automobil- oder Mikroelektronikindustrie. Schlüsselfertige Produktionslinien, die sehr gute PV-Module liefern, kann man seit einigen Jahren „von der Stange“ kaufen, was einen schnellen Technologietransfer ermöglicht.
Effektive Gesetze zur Einspeisevergütung haben in Deutschland und Europa massive Investitionen in PV-Kraftwerke ausgelöst, allein in Deutschland bis einschließlich 2014 in der Größenordnung von 90 Mrd. Euro [DLR2]. Hier fehlte aber die wirtschaftspolitische Flankierung, um auch bei Produktionskapazitäten Investitionen in einem wettbewerbsfähigen Format (heute: GW) zu generieren. Dafür ist es China und anderen asiatischen Staaten durch Schaffung attraktiver Investitions- und Kreditbedingungen gelungen, viele Milliarden inländisches und ausländisches Kapital für den Aufbau von großskaligen Produktionslinien zu mobilisieren.
Trotz der hohen Importquote bei PV Modulen bleibt ein großer Teil der mit einem PV-Kraftwerk verbundenen Wertschöpfung im Land. Wenn man annimmt, dass 80% der hier installierten PV-Module aus Asien kommen, diese Module ca. 60% der Kosten eines PV-Kraftwerks ausmachen (Rest v.a. Wechselrichter und Installation) und die Kraftwerkskosten ca. 60% der Stromgestehungskosten ausmachen (Rest: Kapitalkosten), dann fließen über die Modulimporte knapp 30% der Einspeisevergütung nach Asien. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der asiatischen PV-Produktion Anlagen aus Deutschland nutzt.

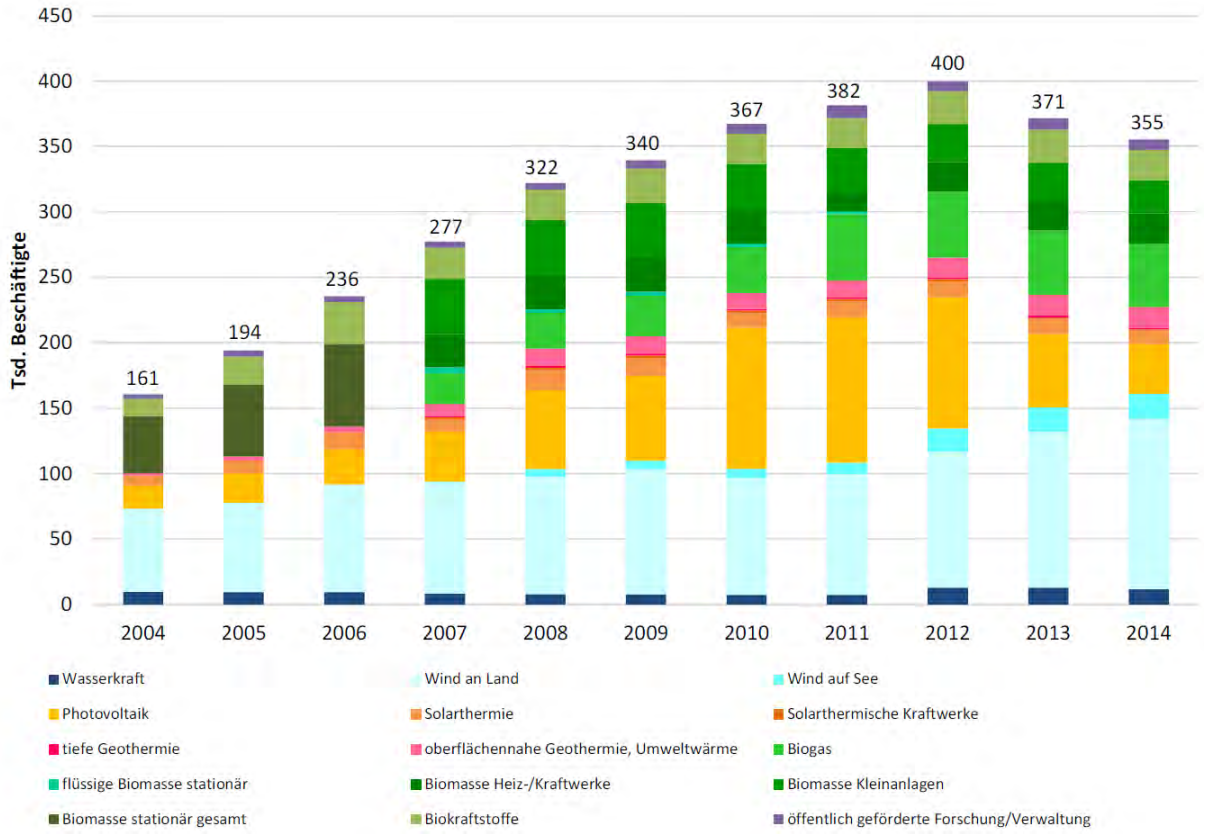


Abbildung 19: Beschäftigte in der EE-Branche in Deutschland [DLR2]

Langfristig werden sinkende Herstellkosten von PV-Modulen auf der einen, steigende Frachtkosten und lange Frachtzeiten auf der anderen Seite die Wettbewerbsposition für die Modulherstellung in Deutschland verbessern.

9. Zeigen die großen Kraftwerksbetreiber Interesse an PV?

Lange Zeit haben sie wenig Interesse an PV-Stromproduktion in Deutschland gezeigt. Die in Deutschland betriebene PV-Leistung befand sich noch 2010 überwiegend im Eigentum von Privatpersonen und Landwirten, der Rest verteilte sich auf Gewerbe, Projektierer und Fonds. Die großen Kraftwerksbetreiber EnBW, Eon, RWE und Vattenfall (die „Großen 4“ in Abbildung 20) hielten zusammen gerade einmal 0,2%. Woher kommt diese Abneigung?

1. Der Stromverbrauch in Deutschland ist seit dem Jahr 2007 tendenziell rückläufig. Der Zubau von Erzeugungskapazitäten im Bereich der EE verringert deshalb insgesamt die Auslastung des bestehenden Kraftwerkparks oder erfordert steigenden Stromexport.
2. Weil PV v.a. zu Spitzenlastzeiten Strom produziert, werden insbesondere konventionelle Spitzenlast-Kraftwerke seltener und in geringerem Umfang benötigt, ihre Auslastung und Rentabilität sinkt besonders stark. Paradoxerweise werden aber

gerade flexible Kraftwerke mit schnell steuerbarerer Leistung im Zug der Energiewende immer mehr benötigt.

3. Wenn PV-Kraftwerke Strom liefern, liefern sie tagsüber, zu Zeiten höchster Nachfrage (Abbildung 46). Das senkt den Strompreis an der Börse, der sich nach den Börsenregeln auf alle momentan produzierenden Kraftwerke überträgt (Abschnitt 4.4). Früher konnten die großen Kraftwerksbetreiber billigen Grundlaststrom zur Mittagszeit sehr lukrativ verkaufen. Seit 2011 führte aber die PV zu Preissenkungen an der Börse und damit zu massiven Gewinneinbrüchen.
4. Weil die PV-Stromproduktion fluktuiert, bereitet die Trägheit von nuklearen und älteren kohlebetriebenen Kraftwerken – bisherige Renditeträger - mit zunehmendem PV-Ausbau Schwierigkeiten. Besonders eklatante Folge sind gelegentliche negative Strompreise an der Börse: Kohle wird verbrannt, und der Erzeuger muss gleichzeitig für die Stromabnahme bezahlen. Dort, wo Regelung zwar technisch möglich, aber in der notwendigen Frequenz nicht vorgesehen ist, führt sie zu erhöhtem Anlagenverschleiß.
5. Der Übergang von zentralen Kohle- und Kernkraft-Großanlagen auf Schwarmerzeugung durch PV erfordert radikal neue Geschäftsmodelle. Im Segment der Windkraft, insbesondere Offshore, ist dies weniger der Fall.

Während große Kraftwerksbetreiber bisher wenig Interesse an PV-Installationen gezeigt haben, passen große Windprojekte, vor allem im Offshore-Bereich, viel besser in ihr Geschäftsmodell. EU-Kommissar Günther Oettinger meinte dazu in einem Interview der FAZ (2.4.2013): „Wir müssen den ausufernden Zubau von Photovoltaikanlagen in Deutschland begrenzen. Überhaupt brauchen wir eine Geschwindigkeitsbegrenzung für den Ausbau erneuerbarer Energien, bis wir ausreichende Speicherkapazitäten und Energienetze haben, die den Strom intelligent verteilen können. (…) Tatsächlich aber ist es langfristig viel sinnvoller, Windparks auf hoher See zu bauen, schon weil es dort viel mehr Windstunden im Jahr gibt. Die brauchen eine Anschubfinanzierung, die das EEG garantieren kann, weil die Einspeisevergütungen für jede Energiequelle gezielt festgelegt wird - nicht aber Quotenmodelle."
Mit der dramatischen Verschlechterung ihrer Geschäftsbilanzen kam Bewegung in die Szene der „Großen 4". RWE will 2/3 seiner Mitarbeiter in die Unternehmenstochter „innogy" transferieren, die das Geschäft mit der Energiewende bündelt, darunter auch PV-Stromerzeugung. E.On will sich mit der Ausgründung von Uniper von seinem traditionellen Gas- und Elektrizitätsgeschäft trennen und sich auf EE konzentrieren, darunter Solarstrom. Die EnBW hat sich 2013 nach eigener Darstellung neu in Richtung Energiewende ausgerichtet und betreibt 50 PV-Anlagen (Stand September 2016). Vattenfall verkauft seine deutsche Braunkohlesparte und will sich auf Strom aus EE konzentrieren, dazu gehört seit 2016 auch PV.

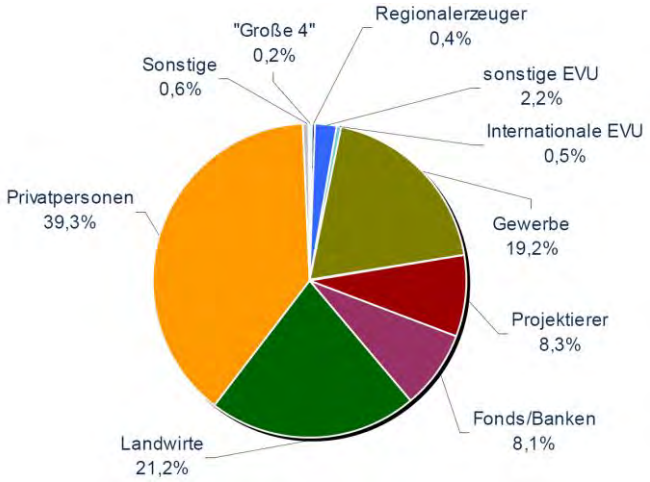


Abbildung 20: Anteile der Eigentümer an der Ende 2010 betriebenen Leistung von Photovoltaikanlagen [trend:research]

Viele der ca. 1000 kommunalen Energieversorger in Deutschland haben die Herausforderung der Energiewende frühzeitig erkannt und reagieren mit neuen Produkten und integrativen Konzepten, bspw. „virtuellen Kraftwerken" (Abbildung 21).

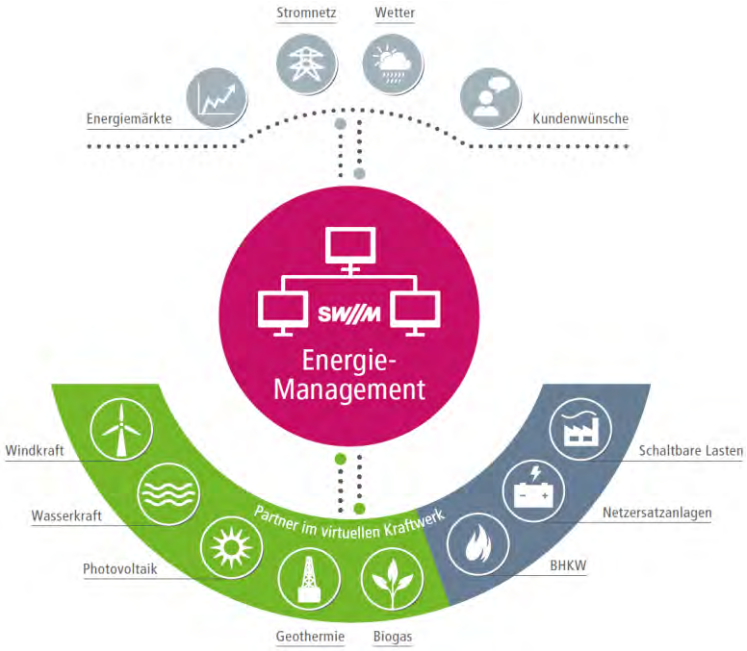


Abbildung 21: Konzept für ein virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke München [SWM]

10. Welche Fördermittel gehen in die PV-Forschung?

Ein Blick in die historischen Zahlen (Abbildung 22) zeigt, dass erneuerbare Energien und Energieeffizienz in den Fokus der Energieforschung rücken. Nachfolgende Abbildung 23 zeigt die von den zuständigen Ministerien bewilligten Fördermittel für die PV-Forschung.

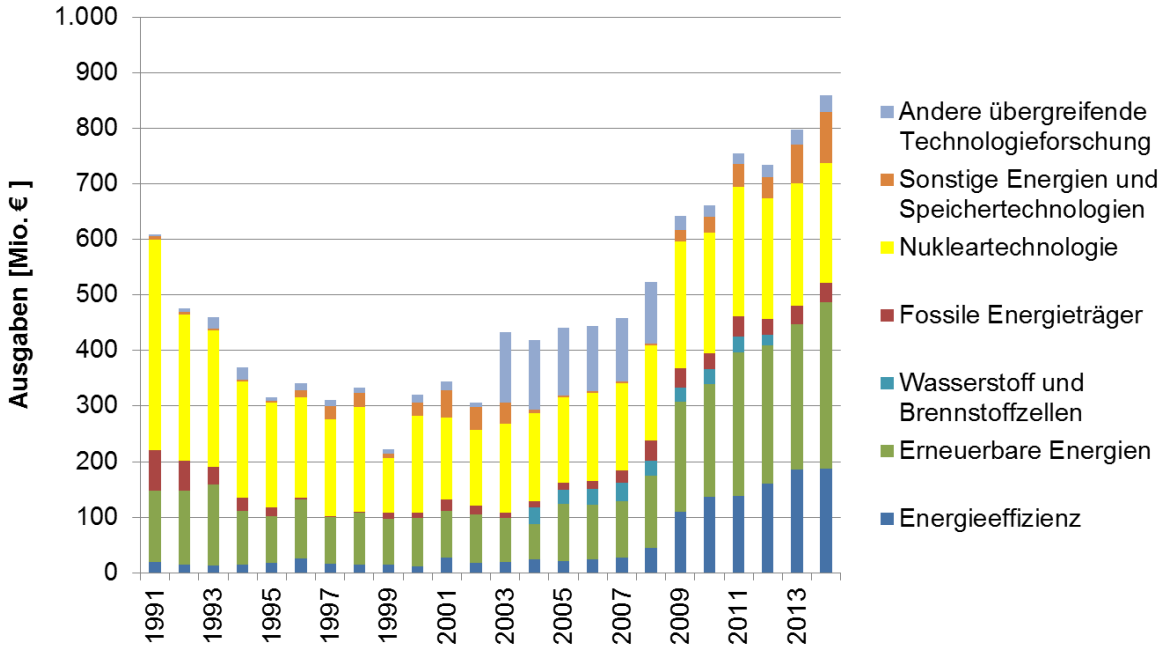


Abbildung 22: Ausgaben des Bundes für Energieforschung, Daten aus [BMWi1]

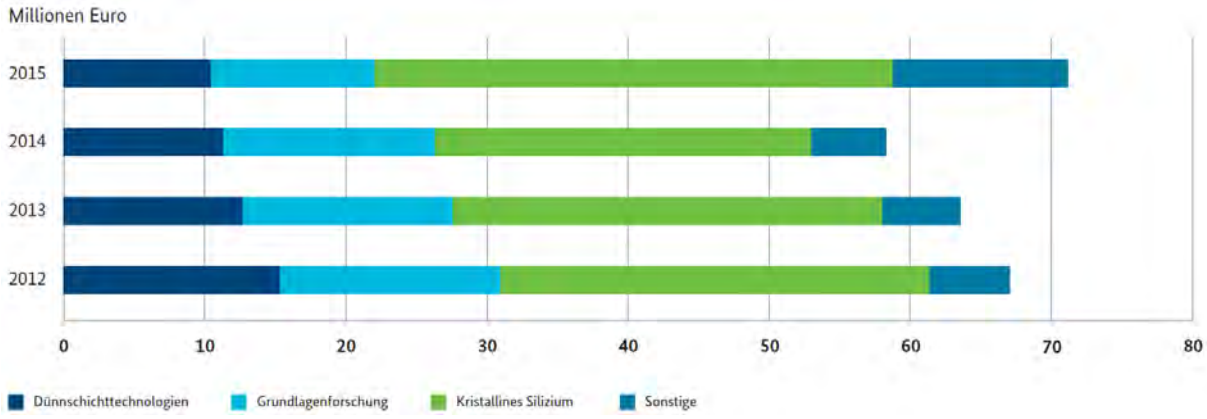


Abbildung 23: Fördermittel für PV-Forschung nach Technologien [BMWi3]

11. Überlastet PV-Strom unser heutiges Energiesystem?

11.1 Übertragung und Verteilung

Über 98 Prozent der mehr als eine Million Solarstromanlagen in Deutschland sind an das dezentrale Niederspannungsnetz angeschlossen (Abbildung 24) und erzeugen Solarstrom verbrauchsnah [BSW]. Auf PV-Kraftwerke der Megawatt-Klasse entfallen in Deutschland nur 15% der installierten PV-Leistung.
Solarstrom wird somit überwiegend dezentral eingespeist und stellt kaum Anforderungen an einen Ausbau des innerdeutschen Übertragungsnetzes. Eine hohe PV-Anlagendichte in einem Niederspannungs-Netzabschnitt kann an sonnigen Tagen dazu führen, dass die Stromproduktion den Stromverbrauch in diesem Abschnitt übersteigt. Transformatoren speisen dann Leistung zurück in das Mittelspannungsnetz. Bei sehr hohen Anlagendichten kann die Transformatorstation dabei an ihre Leistungsgrenze stoßen. Eine gleichmäßige Verteilung der PV-Installationen über die Netzabschnitte verringert den Ausbaubedarf.

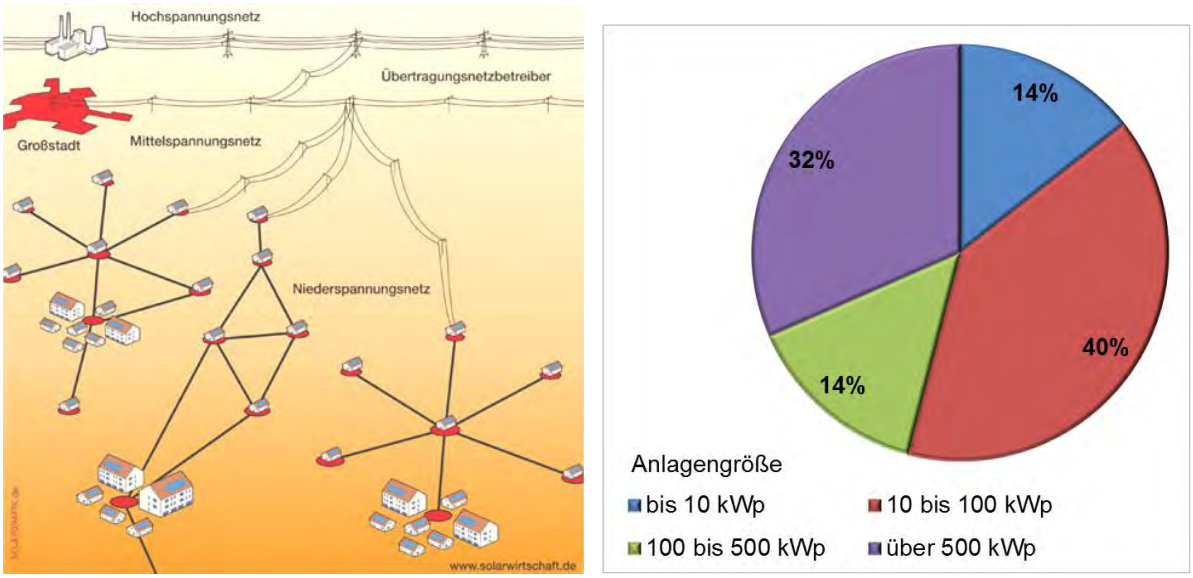


Abbildung 24: Links: Einspeisung von PV-Strom [BSW], Rechts: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße, Stand Ende 2015 (Datenquelle: bis einschließlich 2008 Übertragungsnetzbetreiber, ab 2009 Bundesnetzagentur; Aufbereitung: PSE/Fraunhofer ISE)

Der dezentrale, flächige Charakter der Stromerzeugung durch PV kommt einer Aufnahme und Verteilung durch das bestehende Stromnetz entgegen. Große PV-Kraftwerke oder lokale Häufungen kleinerer Anlagen in dünn besiedelten Gebieten erfordern stellenweise eine Verstärkung des Verteilnetzes und der Trafostationen. Der weitere PV-Ausbau sollte verbrauchsgerechter erfolgen, um die Verteilung des Solarstroms zu er-

leichtern. Pro Einwohner haben Bayern und Brandenburg die 3- bis 4-fache PV-Leistung installiert, verglichen mit dem Saarland, NRW, Sachsen oder Hessen.
Wenn von Netzengpässen die Rede ist, deren Management im Jahr 2015 insgesamt über 1 Mrd. € kostete, geht es gewöhnlich nicht um Photovoltaik. „Durch den windkraftbedingten Stromüberschuss im Norden, einem Stromdefizit durch Kraftwerksstilllegungen (u. a. AKW) im Süden und einem schleppenden Netzausbau kommt es im deutschen Übertragungsnetz häufig zu Netzengpässen. Da der zur Behebung der vorhandenen Netzengpässe notwendige Netzausbau jedoch noch eine geraume Zeit in Anspruch nehmen wird, ist der Einsatz von Redispatch-Maßnahmen auch in absehbarer Zeit und ggf. verstärkt nötig. Redispatch bezeichnet den vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angeordneten Eingriff in den marktbasierten, ursprünglich geplanten Fahrplan der Kraftwerke (Dispatch) zur Verlagerung der Einspeisung, um Leistungsüberlastungen im Stromnetz vorzubeugen (präventiver Redispatch) bzw. zu beheben (kurativer Redispatch). Dabei wird „vor" einem Engpass die Einspeisung von Elektrizität verringert (negativer Redispatch) und „hinter" einem Engpass erhöht (positiver Redispatch)."[BDEW4]

11.2 Volatilität

11.2.1 Solarstrom-Produktion ist planbar

Die Erzeugung von Solarstrom ist heute dank verlässlicher nationaler Wettervoraussagen sehr gut planbar (Abbildung 25). Aufgrund der dezentralen Erzeugung können regionale Änderungen in der Bewölkung nicht zu gravierenden Schwankungen der deutschlandweiten PV-Stromproduktion führen.

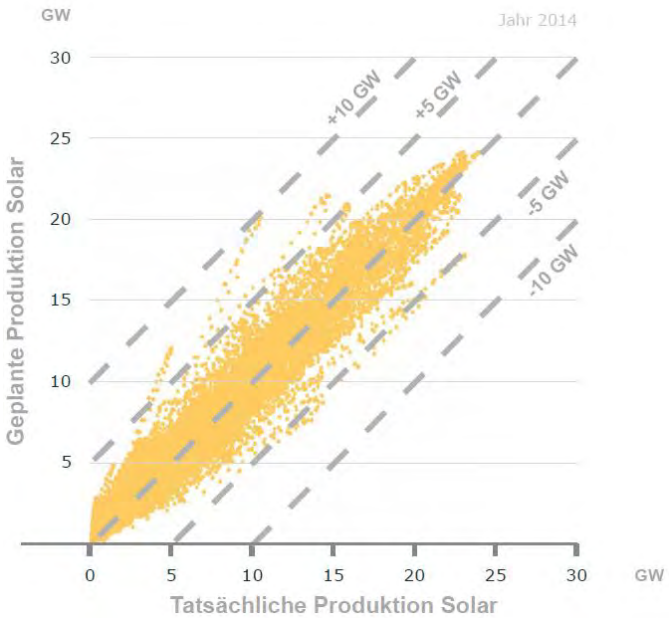


Abbildung 25: Stündliche tatsächliche und geplante Stromproduktion im Jahr 2014 [ISE4]

11.2.2 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung

Aufgrund von technisch bedingten Verlusten (Performance Ratio PR <= 90%, vgl. Abschnitt 22.6) und uneinheitlicher Wetterlage ist deutschlandweit nur an sehr wenigen Tagen im Jahr eine reale Stromgeneration oberhalb 70% der installierten Nennleistung (vgl. Kap. 3) zu erwarten.
Eine Begrenzung bzw. Abregelung („Einspeisemanagement“) auf der Ebene der einzelnen Anlagen auf 70% ihrer Nennleistung führt zu Einnahmeverlusten von geschätzt 2-5% [Photon International 2011-07, S.58]. Eine gesetzliche Regelung, die diese Abregelung für kleine Anlagen faktisch vorschreibt, trat 2012 in Kraft.

11.2.3 Sonnen- und Windstrom ergänzen sich

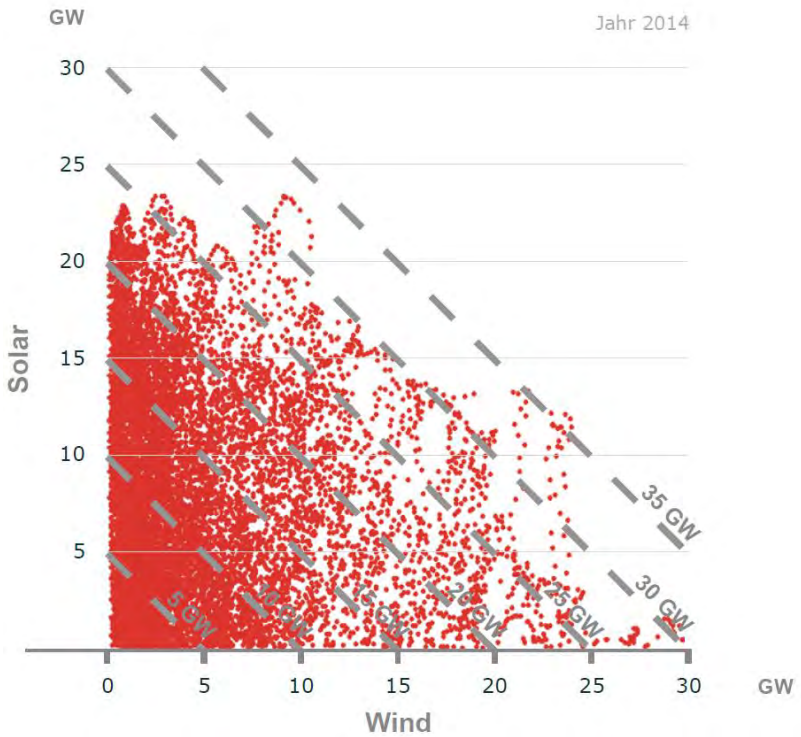


Abbildung 26: Mittlere Stundenleistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2014 [ISE4]

Abbildung 27: Monatliche PV- und Windstromproduktion der Jahre 2011-2014 [ISE4]

Klimabedingt korrelieren in Deutschland hohe Sonneneinstrahlung und hohe Windstärken negativ. Bei einer installierten Leistung von 38 GW PV und 36 GW Wind am Ende des Jahres 2014 gelangten in der Summe nur selten mehr als 30 GW in das Stromnetz

(Abbildung 26). Eine Abregelung der Leistungssumme aus Sonne und Wind bei einem Schwellwert nahe der halben Summe der Nennleistungen führt demnach nicht zu substantiellen Verlusten. Ein ausgewogener Mix von Stromerzeugungskapazitäten aus Sonne- und Wind ist dem einseitigen Ausbau, wie ihn ein kompetitives Fördermodell (bspw. das Quotenmodell) hervorbringen würde, deutlich überlegen.

11.3 Regelbarkeit

Mit steigender Leistung wird PV zunehmend als stabilisierende Regelgröße in die Pflicht genommen. Die EEG-Novellierung zum 1.1.2012 fordert auch für Anlagen am Niederspannungsnetz eine Teilnahme am Einspeisemanagement über Fernsteuerung durch den Netzbetreiber oder über automatische Abregelung bei 70% der Wirkleistung. Gemäß der Niederspannungsrichtlinie VDE AR-N-4105, seit dem 1.1.2012 in Kraft, müssen Wechselrichter netzstützende Funktionen bereitstellen.
„…eine überwiegend dezentrale und verbrauchsnahe PV-Einspeisung in die Verteilnetze reduziert Kosten für den Netzbetrieb, insbesondere im Hinblick auf das Übertragungsnetz. Ein weiterer Vorteil der PV-Einspeisung ist, dass PV-Anlagen zusätzlich zur Einspeisung von Wirkleistung prinzipiell weitere Netzdienstleistungen (z.B. lokale Spannungsregelung) kostengünstig bereitstellen können. Sie eignen sich hervorragend zur Integration in übergeordnete Netzmanagement-Systeme und können einen Beitrag zur Verbesserung der Netzstabilität und Netzqualität leisten.“ [ISET2]

11.4 Konflikte mit trägen fossilen und nuklearen Kraftwerken

Das Erzeugungsprofil von PV-Strom passt so gut zu dem Lastprofil des Stromnetzes, dass der gesamte Strombedarf im Band von 40-80 GW auch bei weiterem Ausbau der PV in den nächsten Jahren jederzeit über dem PV-Stromangebot liegen wird. Allerdings nehmen die Konflikte mit trägen Kraftwerken zu, die einer schwankenden Residuallast aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nur sehr eingeschränkt folgen können. Ältere Kohlekraftwerke, insbesondere Braunkohlekraftwerke, können keine Regelenergie in einer wirtschaftlich vertretbaren Weise beisteuern. Kernkraftwerke sind technisch in der Lage, Leistungsgradienten von bis zu 2%/min und Leistungshübe von 50 bis 100% zu fahren [ATW2], bisher werden sie aus wirtschaftlichen Gründen jedoch selten gedrosselt. Grundsätzlich müssen jedoch die volatilen Erzeuger mit ihren vernachlässigbaren Grenzkosten Vorfahrt erhalten.
Diese ungelösten Konflikte können kurzzeitig zu deutlicher Überproduktion und hohem Stromexport bei geringen bis negativen Börsenstrompreise führen, wie das Beispiel in Abbildung 28 zeigt.
Während Hitzeperioden war es in der Vergangenheit durch fossile und nukleare Kraftwerke zu einer kritischen Erwärmung der als Kühlreservoir genutzten Flüsse gekommen. Die in Deutschland installierte Photovoltaik hat dieses Problem beseitigt und kann solche Situationen auch in Nachbarländern wie Frankreich entspannen, weil sie die Auslastung

der fossilen und nuklearen Kraftwerke besonders an Sommertagen grundsätzlich reduziert.

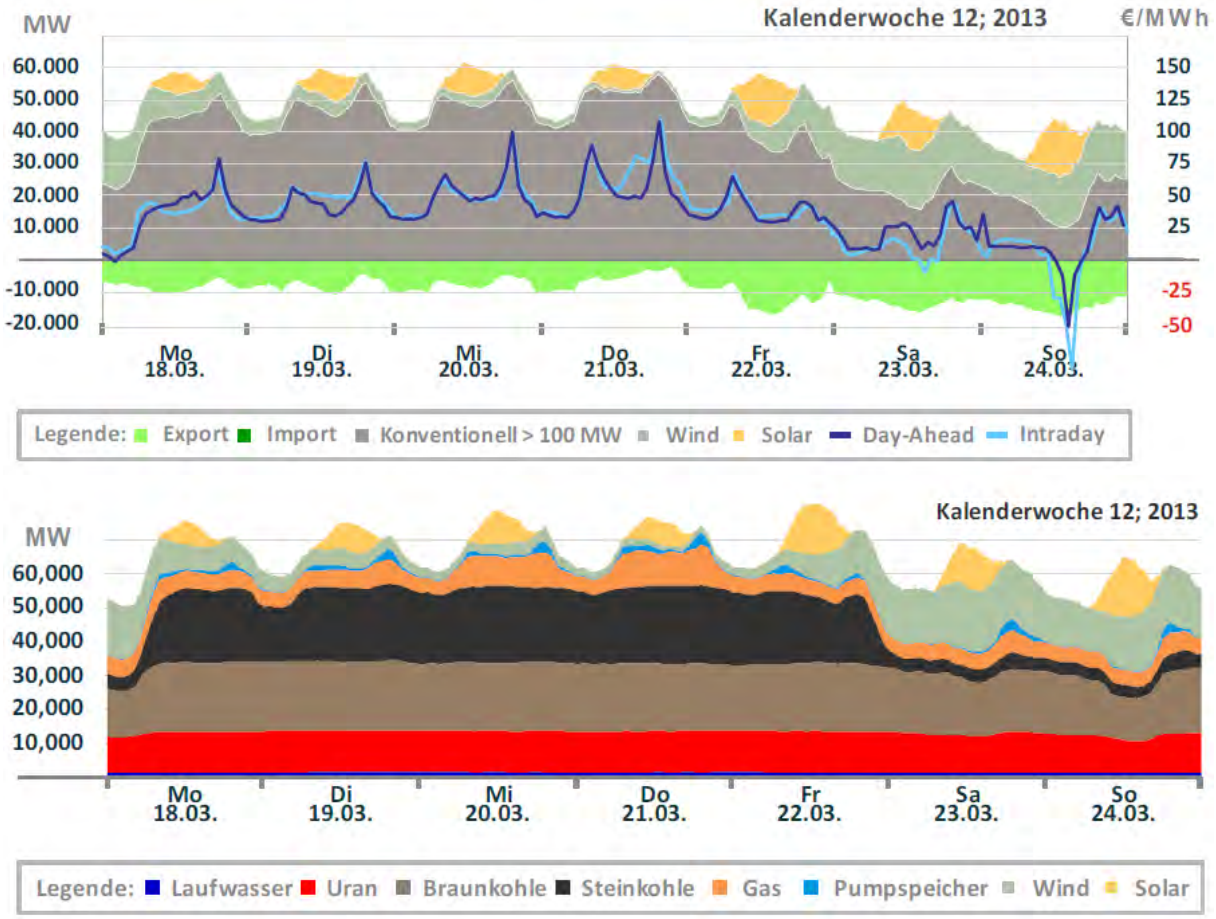


Abbildung 28: Beispiel für den Verlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung der 12. Kalenderwoche im März 2013 [ISE8]

11.5 Muss der PV-Ausbau auf Speicher warten?

Nein.
Zwar meinte EU-Kommissar Günther Oettinger in einem Interview der FAZ (2.4.2013): „Wir müssen den ausufernden Zubau von Photovoltaikanlagen in Deutschland begrenzen. Überhaupt brauchen wir eine Geschwindigkeitsbegrenzung für den Ausbau erneuerbarer Energien, bis wir ausreichende Speicherkapazitäten und Energienetze haben, die den Strom intelligent verteilen können."
Tatsächlich ist es umgekehrt: Investitionen in Speicher lohnen sich erst, wenn häufig große Preisdifferenzen für Strombezug auftreten, sei es an der Strombörse oder bei Endabnehmern. Derzeit werden Investitionen in Speicher, konkret Pumpspeicher, sogar zurückgestellt, weil kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.

Erst ein weiterer Ausbau von PV und Windkraft wird die EEX-Preise häufiger und massiver senken. Auf der anderen Seite wird eine ausstiegsbedingte Verknappung des Atomstroms und eine Verteuerung des Kohlestroms durch CO_2-Zertifikate oder -Steuern die EEX-Preise zu anderen Zeiten anheben. Diese Preisspreizung schafft die Grundlage für einen rentablen Speicherbetrieb. Wird die Spreizung über Tarifgestaltung an den Endabnehmer weitergereicht, werden Speicher auch für ihn interessant.
Eine Studie des DIW kommt zu dem Schluss, dass Überschüsse aus EE ein lösbares Problem seien [DIW]. Durch eine Flexibilisierung des Stromsystems, insbesondere durch Abschaffung des Must-Run-Sockels konventioneller Kraftwerke von derzeit ca. 20 GW und durch eine flexible Biomasseverstromung könne der Stromüberschuss aus Wind- und Solarenergie im Jahr 2032 auf unter 2% reduziert werden. Das DIW legt das Ausbauszenario des Netzentwicklungsplans 2013 zugrunde [NEP] mit einer installierten PV-Leistung von 65 GW, 66 GW onshore-Wind und 25 GW offshore-Wind.

12. Verschlingt die Produktion von PV-Modulen viel Energie?

Die Energierücklaufzeit für Solaranlagen hängt von Technologie und Anlagenstandort ab. Sie beträgt bei 1055 kWh/m² globaler horizontaler Jahreseinstrahlung (mittlerer Wert für Deutschland) ca. 2 Jahre [EPIA]. Die Lebensdauer von Solarmodulen liegt im Bereich von 20-30 Jahren. Das heißt, dass eine heute hergestellte Solaranlage während ihrer Lebensdauer mindestens 10-mal mehr Energie erzeugt als zu ihrer Herstellung benötigt wurde. Dieser Wert wird sich in der Zukunft durch energieoptimierte Herstellungsverfahren noch verbessern. Windkraftanlagen weisen noch kürzere Energierücklaufzeiten auf, sie liegen gewöhnlich bei 2-7 Monaten.

13. Verbrauchen PV-Kraftwerke exzessiv Flächen?

13.1 Wird Deutschland mit PV-Modulen zugepflastert?

Nein.
Die in Deutschland installierten PV-Module mit einer Nennleistung von insgesamt **40 GW** ergeben bei Annahme eines mittleren Wirkungsgrades von 14% im heutigen Bestand zusammen eine reine Modulfläche von knapp 300 km². Ein Teil dieser Module belegt Freiflächen, der Rest ist auf Dächern montiert.
Für die Energiewende, d.h. einen kompletten Umstieg auf eine CO_2-neutrale und nachhaltige Energieversorgung, benötigen wir in Deutschland unter anderem ca. 200 GW installierte PV-Leistung, das ist der fünffache Bestand des Jahres 2016. Dafür müssen bei Annahme eines mittleren Modulwirkungsgrades von 19% ca. 1000 km² PV-Module montiert werden. Diese Modulfläche entspricht Stand heute ca. 2% der gesamten Siedlungs- und Verkehrsfläche oder 8% der Wohngebäudefläche Deutschlands.

Bei Modulen, die auf Flachdächern und in der Freifläche eingesetzt werden, liegt der Flächenverbrauch 2- bis 2,5-mal höher als die reine Modulfläche, wegen der notwendigen Beabstandung geneigter Module auf horizontalen Flächen.

13.2 Konkurriert der PV-Zubau mit der Nahrungsmittelproduktion?

Nein.
Die großflächige PV-Installation auf Ackerflächen wird seit Juli 2010 nicht mehr über das EEG gefördert und kam damit zum Erliegen. Ein Ausbau im Freiland erfolgt derzeit nur noch auf bestimmten Konversionsflächen, minderwertigen Flächen oder in unmittelbarer Nähe zu Autobahnen und Schienenwegen. Es gibt kein Ausbauszenario, das eine nennenswerte Belegung von Ackerflächen durch PV vorsieht. Unter dem Stichwort „Agro-PV" werden verschiedene Ansätze untersucht, um die landwirtschaftliche und photovoltaische Nutzung von Flächen zu kombinieren [Beck]. Eine Reihe von Nutzpflanzen zeigen keine Ertragseinbußen unter reduzierter Einstrahlung, andere profitieren sogar.

14. Sind PV-Anlagen in Deutschland effizient?

Der nominelle Wirkungsgrad (s. Abschnitt 22.2) von kommerziellen waferbasierten PV-Modulen (d.h. Module mit Solarzellen auf Basis von Siliciumscheiben) aus neuer Produktion stieg in den letzten Jahren um ca. 0,3%-Punkte pro Jahr auf Mittelwerte von knapp **17%** und Spitzenwerte von über **20%**. Pro Quadratmeter Modul erbringen sie damit eine Nennleistung von 170 W, Spitzenmodule bis über 200 W. Der nominelle Wirkungsgrad von Dünnschicht-Modulen liegt um **12-14%**, mit Spitzenwerten von 16**%**.
PV-Anlagen arbeiten nicht mit dem nominellen Modulwirkungsgrad, weil im Betrieb zusätzliche Verluste auftreten. Diese Effekte werden in der sog. Performance Ratio (PR) zusammengefasst. Eine heute installierte PV-Anlage erreicht über das Jahr PR-Werte von 80-90%, inkl. aller Verluste durch die tatsächliche Betriebstemperatur, die variablen Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung und Leitungswiderständen sowie Wandlungsverlusten des Wechselrichters. Der von den Modulen gelieferte Gleichstrom wird von Wechselrichtern für die Netzeinspeisung angepasst. Der Wirkungsgrad neuer PV-Wechselrichter liegt aktuell um 98%.
In Deutschland werden je nach Einstrahlung und PR spezifische Erträge um 900-950, in sonnigen Gegenden über 1000 kWh/kWp erzielt. Pro Quadratmeter Modul entspricht dies ca. 150 kWh, bei Spitzenmodulen ca. 180 kWh. Ein durchschnittlicher 4-Personen-Haushalt verbraucht pro Jahr ca. 4400 kWh Strom, dies entspricht dem Jahresertrag von 30 m^2 neuen Modulen mittleren Wirkungsgrades. Die ungefähr nach Süden orientierte und mäßig geneigte Dachfläche eines Einfamilien-Hauses reicht somit rechnerisch aus, um den Jahresstrombedarf einer Familie in Summe über eine PV-Anlage mit ca. 20 Modulen zu erzeugen. Auf flachen Dächern und im Freiland werden Module aufgeständert, um ihren Ertrag zu erhöhen. Wegen der dafür notwendigen Beabstandung belegen sie ungefähr das 2- bis 2,5-fache ihrer eigenen Fläche.
Zum Vergleich: Bei Verstromung von Energiepflanzen liegt der auf die Einstrahlung bezogene Wirkungsgrad deutlich unter 1%. Dieser Wert sinkt weiter, wenn fossile organische Materie als Kohle, Öl oder Erdgas verstromt wird. Entsprechende Verbrennungs-Kraftwerke beziehen ihre Wirkungsgradangabe aber normalerweise auf die Konversion der bereits vorhandenen chemischen Energie im fossilen Energieträger. Für Kohlekraftwerke in Deutschland wird dann bspw. ein mittlerer Wirkungsgrad um 38% angegeben. Bei der Verbrennung von Biokraftstoffen in Fahrzeugen erreicht man auch nur bescheidene Effizienzen bezogen auf die eingestrahlte Energie und die Flächennutzung. Abbildung 29 vergleicht die Gesamtreichweiten von Fahrzeugen, die verschiedene Biokraftstoffe verbrennen, mit der Gesamtreichweite eines Elektrofahrzeugs (Plug-In-Hybridantrieb), dessen elektrische Antriebsenergie durch ein PV-Feld gleicher Größe bereitgestellt wird.

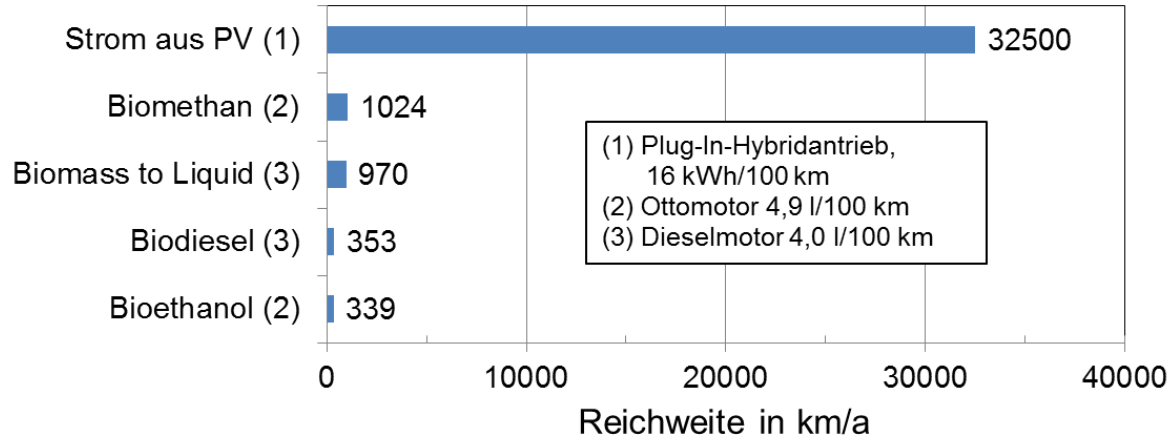


Abbildung 29: Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m² Energiepflanzenanbau (2,3) und von 40 m² PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m² ebener Grundfläche, Quellen: Photon, April 2007 (1) und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2), (3)

In Südspanien oder Nordafrika lassen sich spezifische Erträge bis 1600 kWh/kWp erzielen, allerdings würden lange Leitungswege nach Deutschland zu Energieverlusten und Kostenaufschlägen führen. Abhängig von der Spannungsebene liegen die Leitungsverluste zwischen 0,5 - 5% pro 100 km. Über Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) lassen sich die Transportverluste auf knapp 0,3% pro 100 km reduzieren, dazu kommen Konversionsverluste. Eine 5000 km lange HGÜ-Leitung würde somit ca. 14% reine Leitungsverluste aufweisen.

14.1 Degradieren PV-Anlagen?

Ja, aber sehr langsam.
Waferbasierte PV-Module altern so langsam, dass es eine Herausforderung für die Wissenschaftler darstellt, Leistungsverluste überhaupt nachzuweisen.
Eine Studie an 14 Anlagen in Deutschland mit poly- und monokristallinen Modulen hat eine durchschnittliche Degradation von 0,1% relative Abnahme der Wirkungsgrades pro Jahr für die gesamte Anlage inklusiv der Module gezeigt [ISE2]. Die häufig getroffene Annahme von 0,5% Leistungsverlusten pro Jahr erscheint in diesem Kontext sehr konservativ. Üblich sind Leistungsgarantien der Hersteller von 20-25 Jahren, vereinzelt auch bis 30 Jahre.
Die genannten Werte beziehen keine Ausfälle aufgrund von Produktionsmängeln mit ein. Abhängig vom Material der Solarzellen kommt eine lichtinduzierte Degradation von 1-2% in den ersten Betriebstagen dazu, wie umfangreiche Messungen am Fraunhofer ISE ergeben haben. Die deklarierte Nennleistung von Modulen bezieht sich meistens auf den Betrieb nach der Anfangsdegradation.

Für viele Dünnschicht-Module liegen noch keine langjährigen Daten vor. Je nach Typ werden nennenswerte Anfangsdegradationen in den ersten Betriebsmonaten und saisonale Schwankungen der Leistung beobachtet.

14.2 Verschmutzen PV-Module?

Ja, aber die allermeisten Anlagen in Deutschland reinigt der nächste Regen wieder, so dass Schmutz praktisch keine Ertragseinbußen bewirkt. Problematisch sind Module mit sehr flachem Aufstellwinkel, naher Laubabwurf oder nahe Staubquellen.

14.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast?

Ja. Die Kennzahl „Volllaststunden" wird als Quotient aus der im Lauf eines Jahres tatsächlich erzeugten Energie und der Nennleistung des Kraftwerks (siehe Abschnitt 22.3) ermittelt. Aufgrund der Einstrahlungsbedingungen arbeiten PV-Anlagen nur etwas weniger als die Hälfte der insgesamt 8760 Jahresstunden, und dann auch meistens in Teillast. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrem Trendszenario im Mittel von ca. 980 Vollbenutzungsstunden für PV-Freiflächen-Anlagen in Deutschland aus, bei Dachanlagen von 892 Stunden [ÜNB]. Die komplette Übersicht der Prognosen zu EE zeigt Abbildung 30.

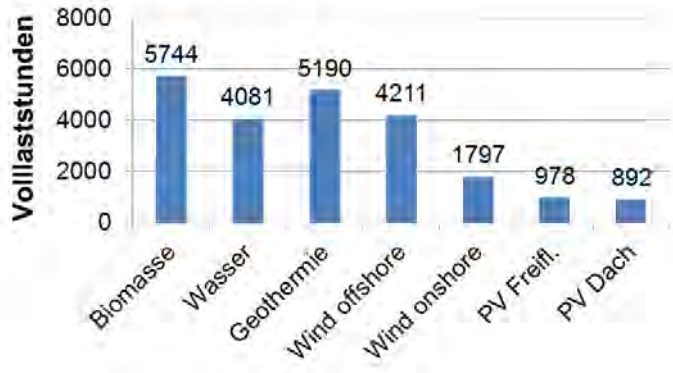


Abbildung 30: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Anlagen, gemittelte Werte für die Jahre 2012 bis 2016, Daten aus [ÜNB]

Die horizontale Einstrahlungssumme gemittelt Deutschland für die Jahre 1981-2010 liegt bei 1055 kWh/m²/a und schwankt je nach Standort zwischen ca. 950-1260 kWh/m²/a [DWD]. Abbildung 31 zeigt die landesweite Verteilung. PV-Module werden zur Ertragsmaximierung mit einer Neigung von ca. 30-40° zur Horizontalen montiert und nach Süden ausgerichtet. Damit erhöht sich die Einstrahlungssumme bezogen auf die Modulebene um ca. 15%, bezogen auf die horizontale Einstrahlungssumme und ergibt im geografischen Mittel für Deutschland ca. 1200 kWh/m²/a.

Bei einer Performance Ratio (PR, siehe Abschnitt 22.6) von 85% und idealer Ausrichtung wären damit im geografischen Mittel über Deutschland 1030 Volllaststunden zu erreichen. Weil nicht alle Dachanlagen ideal ausgerichtet sind und noch viele Anlagen mit kleineren PR arbeiten, liegt die tatsächliche mittlere Volllaststundenzahl etwas niedriger. Technische Verbesserungen der Module und der Installation können die nutzbare Einstrahlung, die PR, den Ertrag und damit die Zahl der Volllaststunden einer PV-Anlage anheben. Dazu zählen

- Nachführung (Abschnitt 17.3.1)
- bifaziale PV-Technologie
- die Verringerung von Verlusten durch Verschattung
- die Verringerung des Temperaturkoeffizienten der Solarzellen
- die Verringerung der Betriebstemperatur der Module durch gute Hinterlüftung
- die Verbesserung des Schwachlicht- und des Schräglichtverhaltens der Module
- die Verringerung von Verlusten durch Schneeabdeckung und Verschmutzung
- die frühzeitige Erkennung und Behebung von Minderleistung
- die Verringerung von Degradation über die Lebensdauer

Bei Windkraftwerken steigt die Anzahl der Volllaststunden mit der Nabenhöhe. Nuklear-, Kohle- und Gaskraftwerke können im Bedarfsfall fast durchgängig (1 Jahr = 8760 h) mit ihrer Nennleistung produzieren. Tatsächlich erreichten lt. [BDEW1] bspw. Braunkohlekraftwerke 6640 und Steinkohle-KW 3550 Volllaststunden im Jahr 2007.

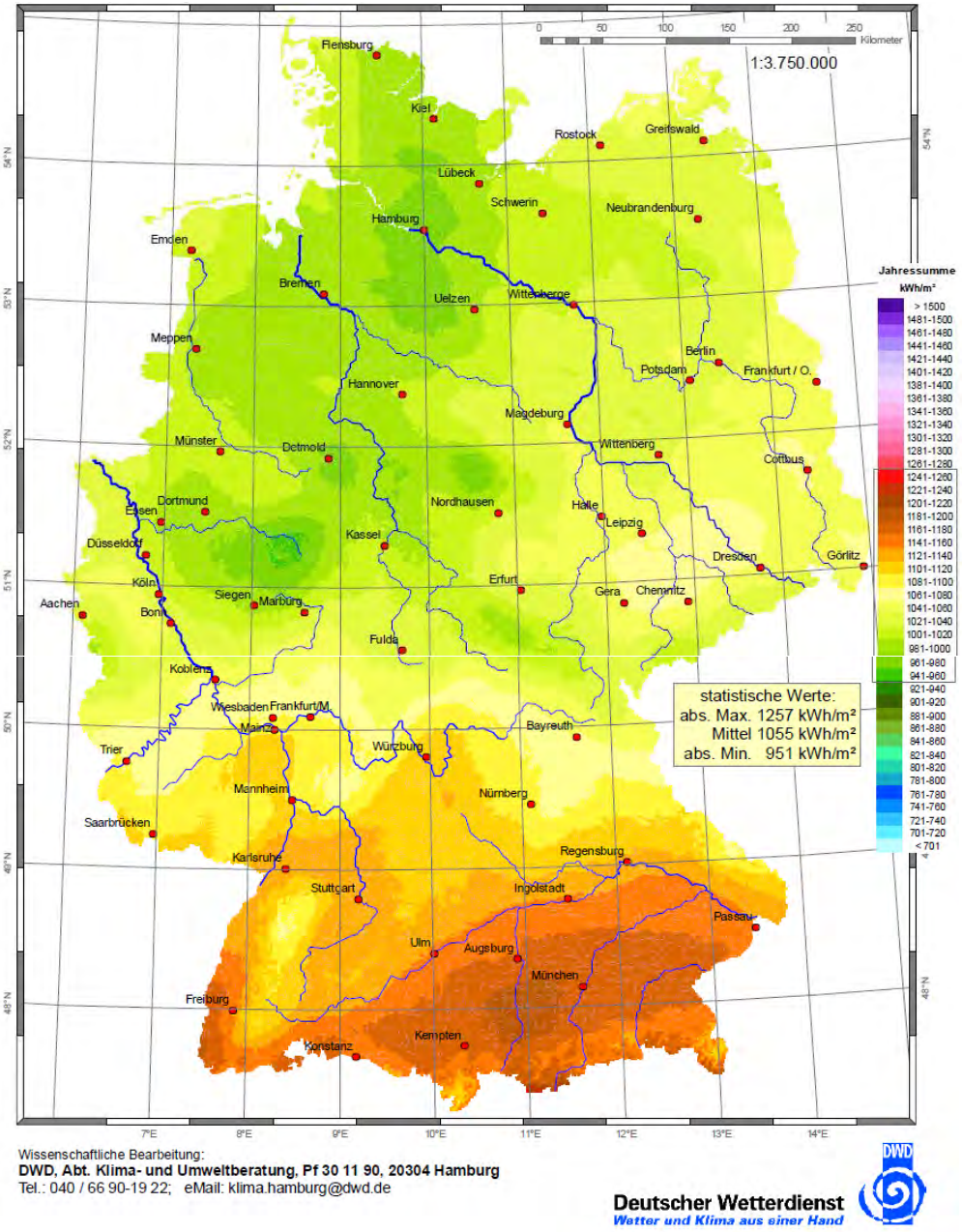


Abbildung 31: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD]

15. Liefert PV relevante Beiträge zum Klimaschutz?

15.1 Gefährdet der anthropogene CO_2-Ausstoß das globale Klima?

Ja. Die große Mehrheit der Fachleute sieht ein erhebliches Risiko.
Die zunehmende globale Erwärmung ist zweifelsfrei erwiesen [IPCC]. Im Vergleich zum präindustriellen Zeitalter ist die mittlere globale Temperatur um 0,8 °C angestiegen [IEA2]. Die große Mehrheit der Wissenschaftsgemeinde geht davon aus, dass anthropogene Emissionen von CO_2 und anderen Treibhausgasen den Anstieg der atmosphärischen Treibhausgas-Konzentration und darüber den mittleren globalen Temperaturanstieg mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit („extremely likely") wesentlich verursachen. Im Mai 2013 hat die atmosphärische CO_2-Konzentration erstmals seit mindestens 800.000 Jahren den Wert von 400 ppm erreicht. Abbildung 32 und Abbildung 33 zeigen die bisherige Entwicklung der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der globalen bzw. antarktischen Temperatur.

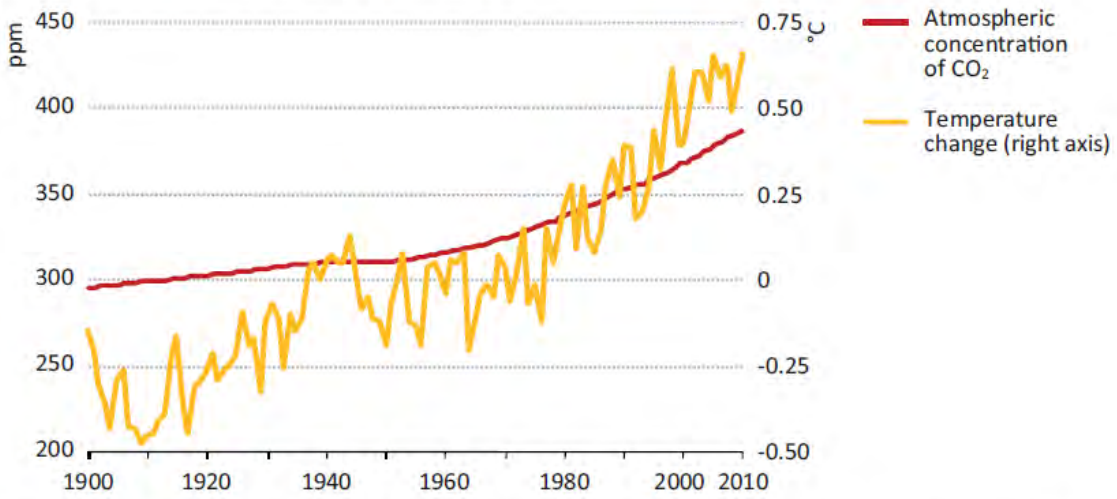


Abbildung 32: Entwicklung der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der mittleren globalen Temperaturveränderung nach dem NASA Global Land-Ocean Temperature Index [IEA2].

Ein schneller globaler Temperaturanstieg gefährdet in einem noch wenig verstandenen Ausmaß die Stabilität des globalen Klimasystems, die Ernährungsgrundlage der Weltbevölkerung, küstennahe Siedlungsgebiete sowie die ohnehin unter hohem Druck stehende Diversität an Arten und Biotopen.

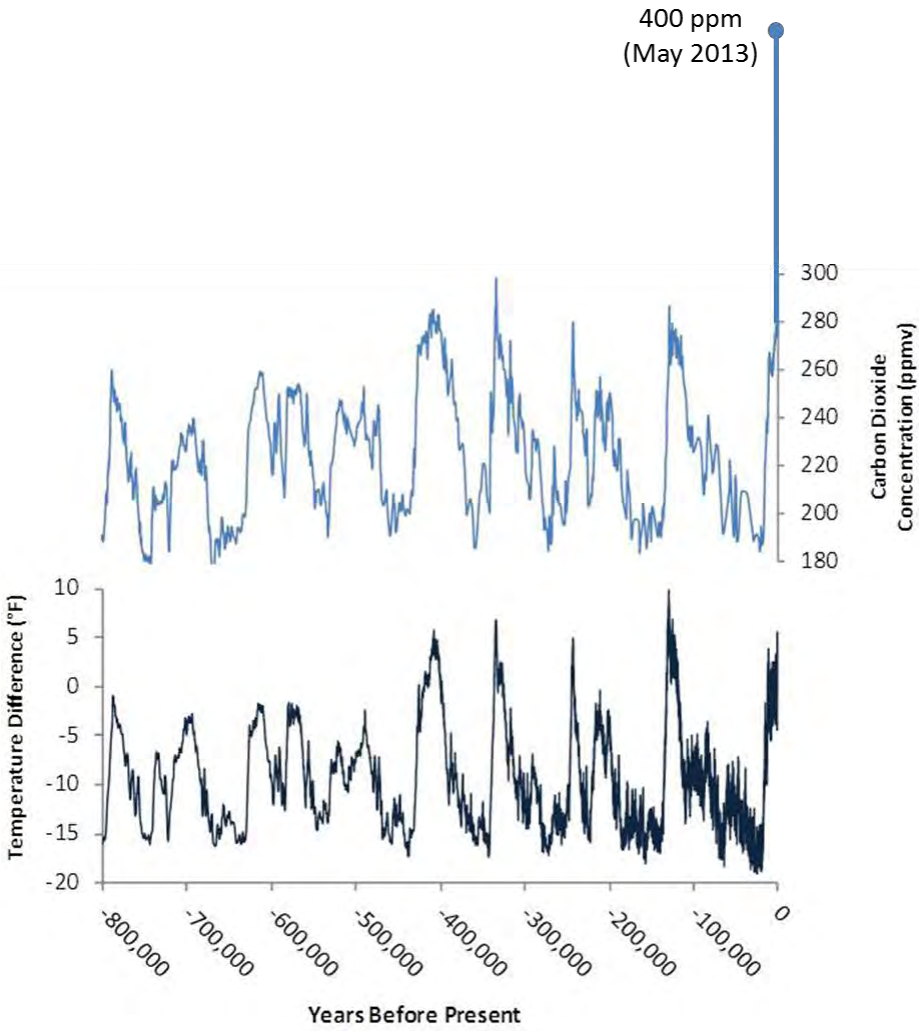


Abbildung 33: Schätzungen der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der Temperatur in der Antarktis auf Basis von Eisbohrkernen [EPA], CO_2-Konzentration für 2013 wurde hinzugefügt

15.2 Liefert PV relevante Beiträge zur Senkung des CO_2-Ausstoßes?

Ja.
Derzeit verdrängt PV-Strom vor allem Strom aus Erdgas und Steinkohle. Auf Basis der mit den Stromerzeugungsanteilen des Jahres 2013 [ISE4] gewichteten Primärenergiefaktoren (Abbildung 34) sparte jede kWh PV-Strom näherungsweise 2,2 kWh an Primärenergie. Im Jahr 2013 wurden somit ca. 65 TWh Primärenenergie eingespart. Es ist allerdings schwierig abzuschätzen, welchen tatsächlichen Einfluss der PV-Strom auf den Kraftwerksbetrieb hatte.

Strom	kWh_{prim}/kWh_{el}
Braunkohle	2,68
Steinkohle	2,64
Erdgas	2,04
Mineralöl	2,48
Wasserkraft	0,01
Windenergie	0,04
Photovoltaik	0,31
Feste Biomasse (HKW)	0,06
Flüssige Biomasse (BHKW)	0,26
Biogas (BHKW)	0,37
Klär-/Deponiegas (BHKW)	0,00
Biogener Anteil des Abfalls	0,03
Geothermie	0,47

Abbildung 34: Primärenergieaufwand zur Stromerzeugung für verschiedene Energieträger [EEBW]

Hochgerechnet für das Jahr 2016 entstehen bei der Produktion einer kWh Strom im Schnitt („deutscher Strommix") 527 Gramm CO_2 als direkte Emissionen [UBA2], während die Produktion von Solarstrom keine direkten CO_2-Emissionen verursacht. Diese Zahl berücksichtigt keine weiteren, direkten klimaschädlichen Emissionen und sinkt mit dem Ausbau der EE. Ein Steinkohle-Kraftwerk emittiert ca. 949 g CO_2/kWh elektrisch, ein Braunkohle-Kraftwerk ca. 1153 g CO_2/kWh elektrisch.
Neue, größere PV-Kraftwerke weisen in Deutschland Stromgestehungskosten um **5-6 ct/kWh** aus, für sie liegen die Vermeidungskosten damit bei ca. 10-12 ct/kg CO_2.
Die deutsche Energiepolitik hat zudem eine hohe internationale Relevanz. Zwar entfielen im Jahr 2008 nur ca. 3% des weltweiten Stromverbrauchs auf Deutschland, bei sinkender Tendenz. Die deutsche Politik hat jedoch eine Vorreiterrolle bei der Entwicklung von Instrumenten zur Förderung von EE gespielt, allen voran dem EEG. Das EEG-Instrumentarium wurde und wird international stark beachtet und diente zahlreichen Ländern (aktuell ca. 30 Länder) als Vorlage für ähnliche Regelungen. China ist mittlerweile zum Vorreiter in Sachen PV-Ausbau geworden und hat Deutschland bei der jährlich installierten Leistung um ein Vielfaches überholt. Die Internationale Energieagentur (IEA) lobte in ihrem Länderbericht „Deutschland 2013" das EEG als ein sehr effektives Ausbauinstrument, das die Kosten für die Gewinnung regenerativer Energien in den letzten Jahren erheblich gesenkt habe [IEA3]. Auch die Abkehr der Deutschen von der Atomenergie hat international aufhorchen lassen. Fünf weitere europäische Länder haben den Ausstieg beschlossen (Belgien, Schweiz, Spanien) oder sind bereits aus der Kernkraft ausgestiegen (Italien, Litauen).
Die höchste Durchschlagskraft bezüglich CO_2-Vermeidung erzielt das EEG jedoch über eine „Nebenwirkung": durch Schaffung des international größten und sichersten Absatzmarktes für PV über mehrere Jahre hat es die globale Skalierung, Technologieentwicklung und Preissenkung wesentlich beschleunigt (Abbildung 35). PV senkt weltweit den Verbrauch fossiler Rohstoffe für die Stromerzeugung.

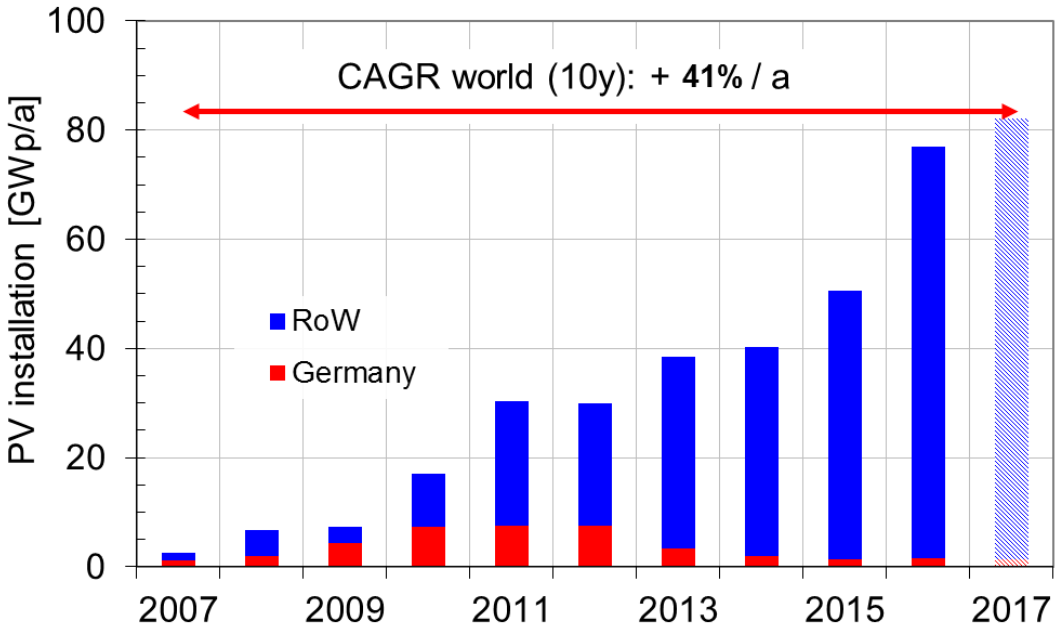


Abbildung 35: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus für Deutschland und die restliche Welt („RoW"), letztes Jahr geschätzt; „CAGR" steht für die mittlere jährliche Wachstumsrate.

Das deutsche EEG hat damit PV-Strom für viele Menschen in Entwicklungsländern schneller erschwinglich gemacht. Aus dieser Perspektive ist das EEG nebenbei „das vermutlich erfolgreichste Entwicklungshilfeprogramm aller Zeiten in diesem Bereich" (Bodo Hombach im Handelsblatt 11.1.2013), das auch in den Entwicklungsländern erhebliche Mengen an CO_2 einspart.

15.3 Entstehen bei der Produktion von PV neben CO_2 weitere klimaschädliche Gase?

Ja, bei manchen Dünnschicht-Technologien.
Bei der Produktion von Dünnschicht-PV und Flachbildschirmen wird teilweise noch Stickstofftrifluorid (NF_3) zur Reinigung von Beschichtungsanlagen eingesetzt. Restmengen dieses Gases können dabei in die Atmosphäre entweichen. NF_3 ist über 17.000 mal klimaschädlicher als Kohlendioxid. Aktuelle Emissionsmengen sind nicht bekannt, der NF_3-Ausstoß wird jedoch ab 2013 in 37 Staaten gemäß des ergänzten Kyoto-Protokolls ermittelt.

15.4 Heizen dunkle PV-Module die Erde zusätzlich auf?

Nein.
Wenn PV-Module mit eine Wirkungsgrad um 20% Sonnenenergie in elektrische Energie verwandeln und zusätzlich einen kleinen Teil der Einstrahlung über Reflexion verlieren, ist ihre Wärmeabgabe analog zu einer Oberfläche mit Albedo von mindestens 20%. Asphalt weist zum Vergleich ein Albedo von nur 9-18% auf, grünes Gras hat 25%.

16. Ersetzen PV-Anlagen fossile und nukleare Kraftwerke?

Nein, zumindest nicht in den nächsten Jahren.
Solange keine nennenswerten Strom-zu-Strom Speicherkapazitäten oder Speicherwasserkraftwerke im Netz zugänglich sind, reduzieren PV- und Windstrom zwar den Verbrauch an fossilen Brennstoffen, die Energieimporte und – falls die ineffizienten Kraftwerke abregeln - den CO_2-Ausstoß, sie ersetzen aber keine fossilen oder nuklearen Leistungskapazitäten. Die Nagelprobe sind windstille, trübe Wintertage, an denen der Stromverbrauch Maximalwerte erreicht, ohne dass Sonne- oder Windstrom bereitstehen. Auf der anderen Seite kollidieren PV- und Windstrom zunehmend mit trägen konventionellen Kraftwerken (Kernkraft, alte Braunkohle). Diese – fast ausschließlich grundlastfähigen - Kraftwerke müssen deshalb möglichst schnell durch flexible Kraftwerke ersetzt werden, bevorzugt in multifunktionaler, stromgeführter KWK-Technologie mit thermischem Speicher (Abschnitt 17.3.2).

17. Können wir einen wesentlichen Teil unseres Energiebedarfs durch PV-Strom decken?

Ja, in dem Maße, wie wir unser Energiesystem und die energiewirtschaftlichen Strukturen an die neuen Anforderungen anpassen [FVEE2]. Eine erste, kurze Zusammenfassung nennt notwendige Schritte aus heutiger Sicht, zugehörige Erläuterungen folgen in den weiteren Abschnitten:

Zeithorizont bis 2020: Schwerpunkt „**Flexibilisierung**"

1. Die installierte PV-Leistung wird auf mind. 52 GW ausgebaut, verbrauchsnah, zur Verstetigung der Produktion auch in Ost/West-Ausrichtung oder mit Nachführung, mit netzstützenden Wechselrichterfunktionen, für eine Produktion von ca. 50 TWh/a Solarstrom im Jahr 2020 bei Spitzenleistungen bis 36 GW.
2. Die Energieeffizienz von Stromverbrauchern in Haushalten und in der Industrie wird gesteigert, mit besonderem Fokus auf den nächtlichen Verbrauch.
3. Teile des Stromverbrauchs werden durch Nachfragesteuerung (Steuersignale von lokalen PV-Anlagen oder aus dem Netz, Tarifgestaltung, schaltbare Lasten in der Industrie) an die Verfügbarkeit von PV-Strom (und Windstrom) angepasst; in der Kälteversorgung werden Speicher ausgebaut.
4. Kraftwerke mit speicherbaren erneuerbaren Energieträgern (Laufwasser, Biomasse) werden für den komplementären Betrieb optimiert (Rückhaltebecken, Speicher); die verfügbare Pumpspeicherleistung und -kapazität werden gemäß aktueller Planung um 30-40% ausgebaut.
5. Multifunktionale Kraftwerke zur flexiblen Stromproduktion werden errichtet, mit KWK und substantiellem Wärmespeicher, der auch elektrisch über Wärmepumpe und Heizstab geladen werden kann; die Skala solcher Kraftwerke reicht vom Großkraftwerk zur Fernwärmeversorgung bis hinunter zum Mikro-BHKW im Einfamilienhaus.
6. PV-Anlagen werden mit netzdienlichen Batteriespeichern versehen.
7. Vorhandene Kohlekraftwerke werden nach Möglichkeit für flexiblen Komplementärbetrieb optimiert, Kern- und alte Braunkohlekraftwerke zunehmend stillgelegt.
8. Die Stromnetzverbindungen zu unseren Nachbarländern werden verstärkt.

Um teure Fehlentwicklungen zu vermeiden und um die genannten Schritte nicht in Zeitlupe zu gehen, sind Anreize notwendig, ein stabiles EEG, Investitionsanreize für Energieeffizienzmaßnahmen, für multifunktionale Kraftwerke und Pumpspeicher, Preis- und Investitionsanreize für angebotsorientierten Stromverbrauch, Vergütungsanreize für nachfrageorientierte Stromeinspeisung und die Kürzung der impliziten Subvention für Kohlekraftwerke durch eine Verknappung der CO_2-Zertifikate oder– national umsetzbar - durch eine CO_2-Steuer.

Zeithorizont bis 2040-2050: Schwerpunkt „**Speicherung**“

1. die installierte PV-Leistung wird schrittweise auf ca. 200 GW ausgebaut, für eine Solarstrom-Produktion von ca. 190 TWh/a
2. die Wärmeversorgung wird vollständig auf EE umgestellt, der bauliche Wärmeschutz optimiert
3. der Verkehr wird vollständig auf Strom/EE-Gas aus erneuerbaren Quellen umgestellt
4. die Wandlung und Speicherung von EE (insbesondere Strom-zu-Strom) über EE-Gas und Batterien wird massiv ausgebaut
5. der Verbrauch an fossilen Brennstoffen wird vollständig eingestellt

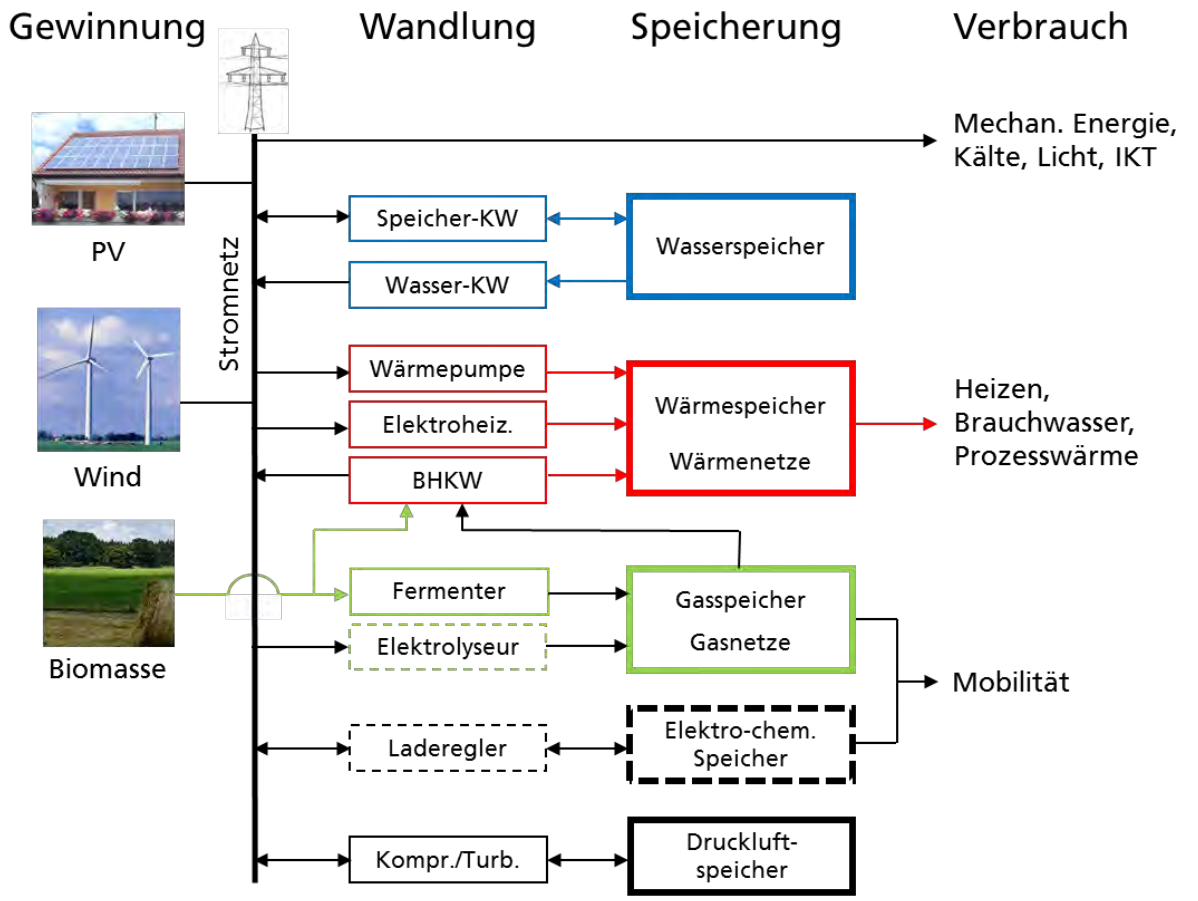


Abbildung 36: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Kategorien Gewinnung, Wandlung, Speicherung und Verbrauch; IKT: Informations- und Kommunikationstechnik; gestrichelte Kästen: zur Zeit noch sehr geringe Leistungen/Kapazitäten verfügbar

Aus heutiger Sicht ist ein Energiesystem auf Basis von 100% EE technisch und wirtschaftlich darstellbar. Abbildung 36 zeigt die wichtigsten, mit dem Stromnetz verbundenen Elemente von der Gewinnung bis zum Verbrauch. Der Stromverbrauch für mechanische Energie und für Kälteerzeugung orientiert sich teilweise am momentanen Stromangebot, um den Speicherbedarf zu reduzieren.

17.1 Energieszenarien

Energieszenarien sind weder Fakten noch Prognosen. Einige Szenarien werden hier herangezogen, um einen Kontext für die Beurteilung von technisch-wirtschaftlichen Potentialen zu schaffen.
Unser heutiges, auf fossiler und nuklearer Erzeugung basierendes Energiesystem ist ein Auslaufmodell. Es gibt eine Fülle von Energieszenarien für die kommenden Jahrzehnte, und sie rechnen zunehmend mit EE. Der schnelle Ausbau und die schnelle Kostendegression der PV in Deutschland haben viele dieser Studien bereits überholt.
Eine Studie des Umweltbundesamtes kommt zu dem Schluss, dass im Jahr 2050 eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung technisch und auf ökologisch verträgliche Weise möglich sei [UBA]. In dieser Studie wird eine installierte PV-Leistung von insgesamt 120 GW im Jahr 2050 angenommen, wobei das technisch-ökologische Potential nach konservativer Abschätzung bei einer installierten Leistung von 275 GW gesehen wird. Abbildung 37 skizziert ein Wandlungs- und Speicherkonzept unter Berücksichtigung des Strom- und Wärmesektors.

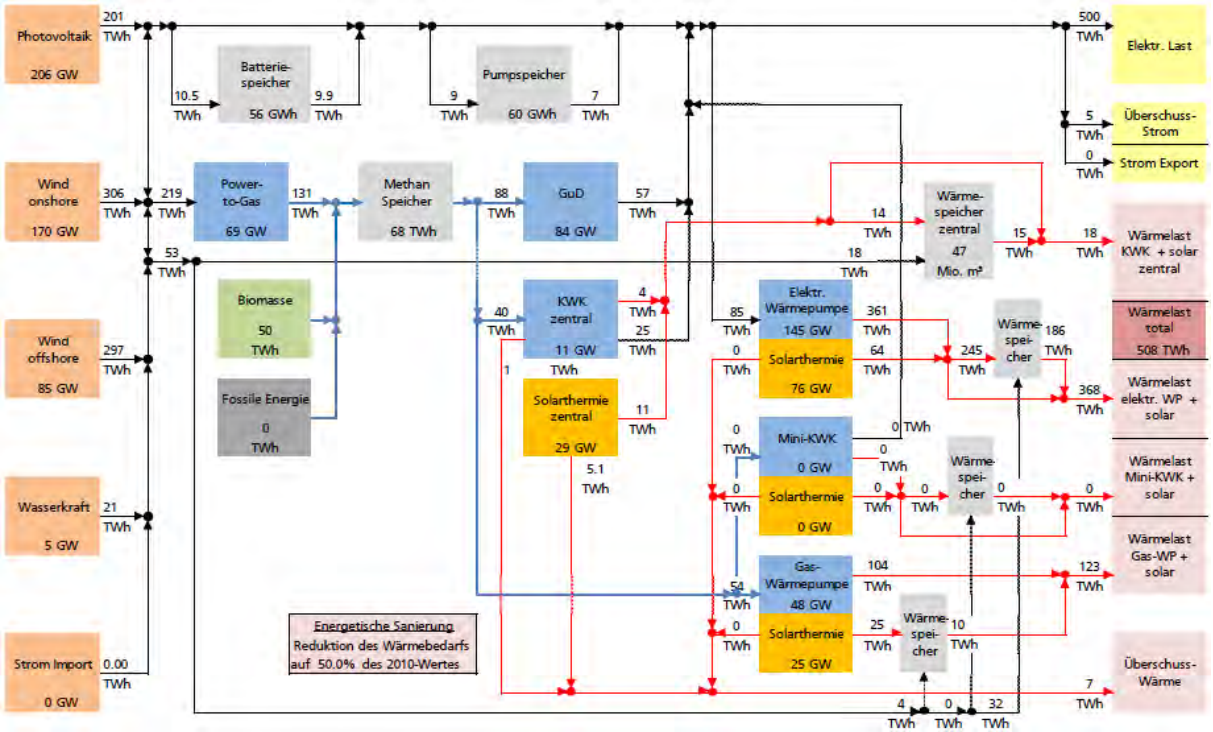


Abbildung 37: Szenario eines deutschen Energiesystems, schematische Darstellung der Systemzusammensetzung. [ISE5]

Das Fraunhofer ISE hat auf Basis des FVEE-Energiekonzepts [FVEE1] ein Szenario erstellt, das im Jahr 2050 einen Anteil von 30% PV-Strom vorsieht. Abbildung 38 zeigt aus die-

ser Studie mehrere Szenarien für die Stromversorgung in den Jahren 2020 und 2050 im Vergleich.
Eine Studie der Zeitschrift Photon sieht das wirtschaftliche Optimum für den Erzeugungsmix um 170 GW installierter Photovoltaikleistung [PHOTON], in einem Ausbauszenario von 100% Stromproduktion aus Wind und Sonne bis 2030.
Forscher des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE haben in einer Simulation auf Basis von Stundenzeitreihen ein denkbares deutsches Energiesystem untersucht. Es basiert gänzlich auf erneuerbaren Energien und schließt den Wärmesektor mit seinem Potential an Speicherung und energetischer Gebäudesanierung ein. In einem wirtschaftlich optimierten Erzeugungsmix trägt die PV mit einer installierten Leistung von 200 GW bei [ISE5].

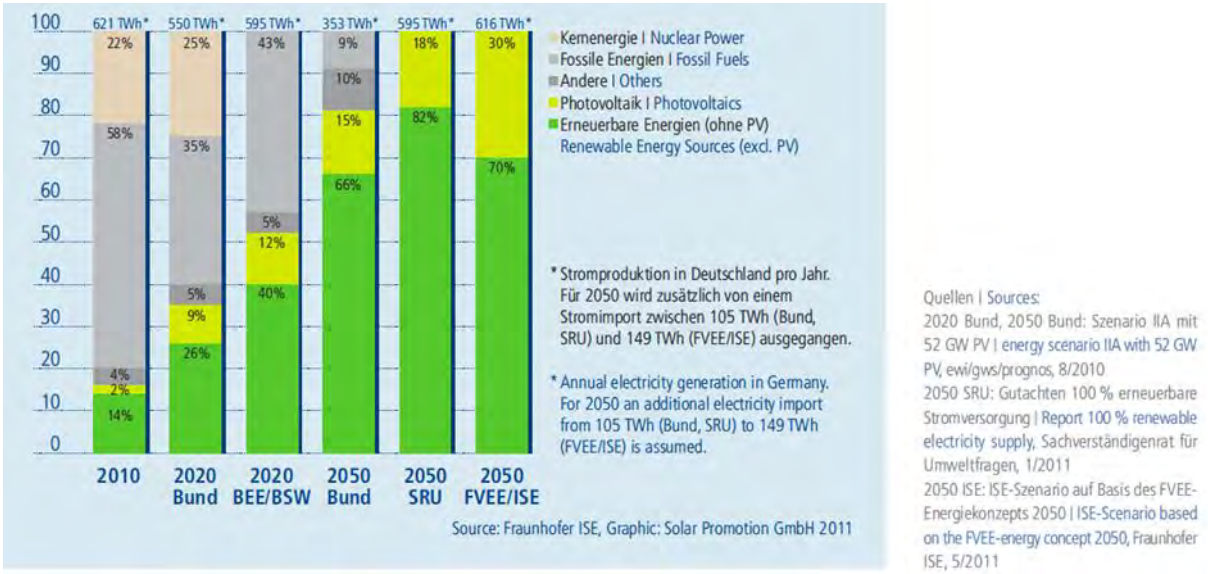


Abbildung 38: Szenarien für die Anteile der Energiequellen an der deutschen Stromproduktion [ISE3]

Ein Seitenblick auf globale Energieszenarien: Die Studie „New Lens Scenarios“ [Shell] von Royal Dutch Shell geht in ihrem dynamischen Szenario „Oceans“ von einer weltweit installierten Leistung von 500 GW noch vor dem Jahr 2020 aus und sieht die PV bis zum Jahr 2060 zur wichtigsten Primärenergiequelle heranwachsen (Abbildung 39). Die International Energy Agency (IEA) prognostiziert für das Jahr 2016, dass EE weltweit die Energiegewinnung aus Erdgas übertreffen und doppelt so viel Energie wie die nukleare Energiegewinnung bereitstellen werden [IEA1].

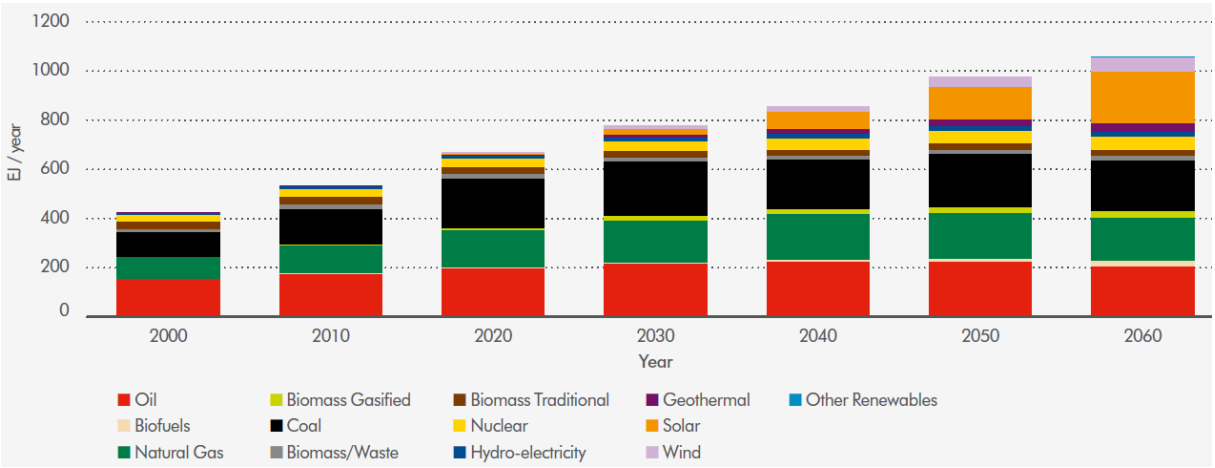


Abbildung 39: Primärenergieverbrauch nach Quellen [Shell]

17.2 Energiebedarf und Energieangebot

Die traditionelle Energiewirtschaft fördert fossile und nukleare Energieträger (Primärenergie), wandelt sie und bereitet sie für die Endverbraucher auf. Das Energieflussbild aus Abbildung 40 zeigt, wie stark Deutschland von Energieimporten abhängt.

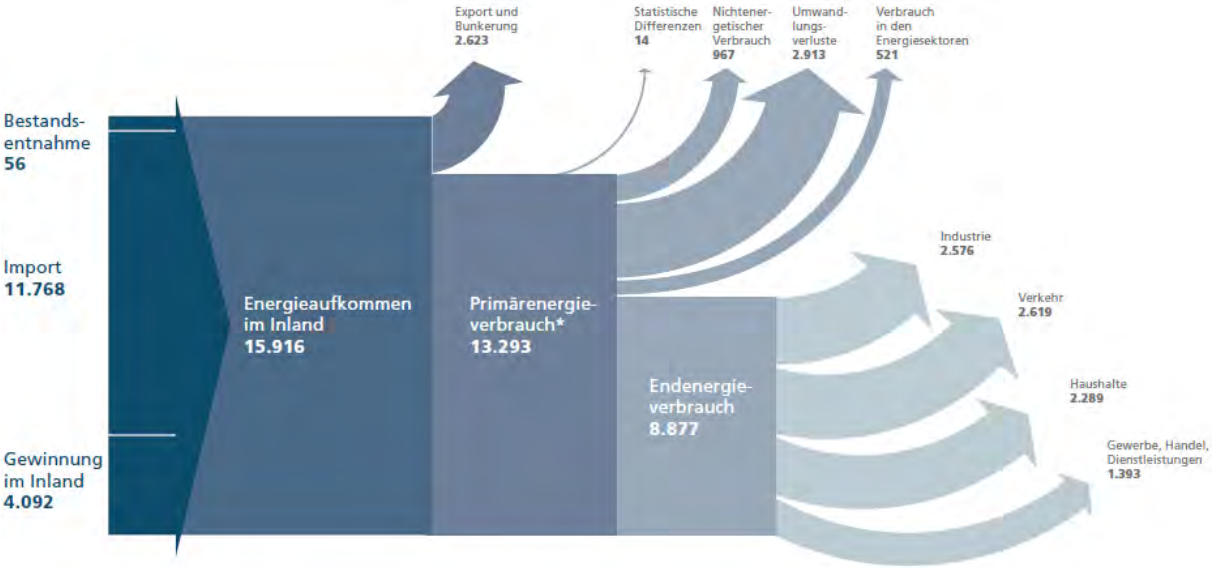


Abbildung 40: Energieflussbild 2015 für Deutschland, Angaben in Petajoule, Zahlen vorläufig/geschätzt [AGEB2]

In der Wandlung und im Verbrauch herrschen dramatische Effizienzdefizite. So wird bspw. die im Verkehr verbrauchte Endenergie über Verbrennungsmotoren überwiegend in Abwärme umgesetzt, und selbst von der Antriebsenergie wird noch ein guter Teil beim Bremsen irreversibel verheizt. Die Privathaushalte, die ca. 75% der verbrauchten

Endenergie für Heizung einsetzen, könnten diesen Verbrauch durch einfache Wärmeschutzmaßnahmen halbieren. Aus diesen Beispielen wird deutlich, dass der zukünftige Energiebedarf keinesfalls mit dem heutigen Bedarf gleichzusetzen ist, weder nach Mengen, noch nach Energieträgern.
Abbildung 42 zeigt die steigenden Kosten der Energieimporte, die im Jahr 2012 Schätzungen zufolge 100 Mrd. Euro erreicht haben.

Abbildung 41: Abhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffimporten 2011

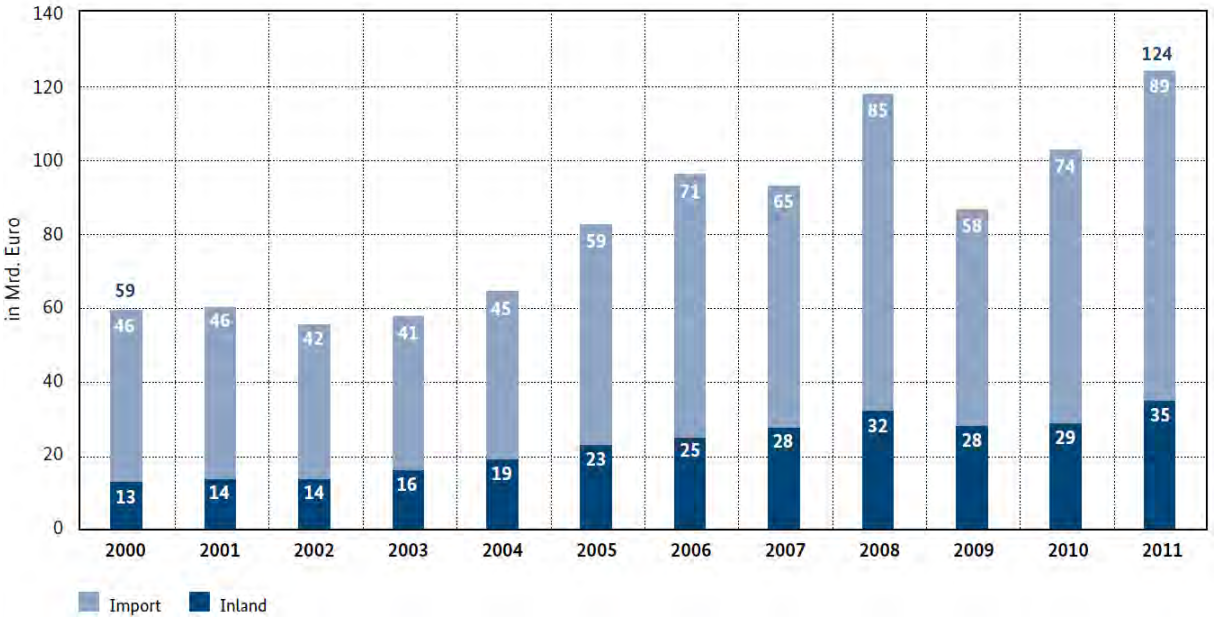


Abbildung 42: Entwicklung der Kosten für die Bereitstellung der Primärenergie in Deutschland [BMWi2]

Abbildung 43 zeigt die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern. Dramatische Effizienzdefizite in allen fossil-nuklearen Energiepfaden - 50% bis 75% der eingesetzten Primärenergie gehen verloren - sind mitverantwortlich für deren hohes Gewicht im Primärenergiemix. Kernkraftwerke arbeiten bspw. mit Wirkungsgraden um 33% [EEBW], fossil befeuerte Kraftwerke, meistens mit Kohle betrieben, um 40%. Mit

Mineralölprodukten werden viele schlecht gedämmte Gebäude beheizt oder ineffiziente Fahrzeugantriebe befeuert.
Die meiste Endenergie (36%) dient der Gewinnung mechanischer Energie („Kraft“) für den Verkehr und in stationären Motoren (Abbildung 44). Beim Straßenverkehr kommt es durch Verbrennungsmotoren zu erheblichen Wandlungsverluste.

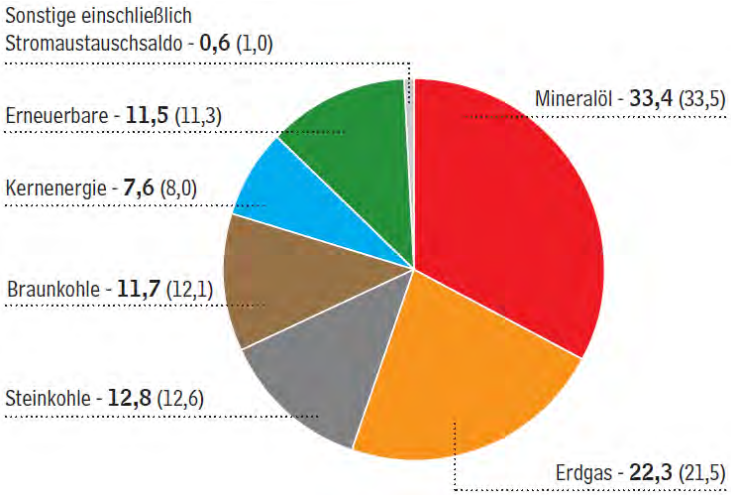


Abbildung 43: Struktur des Primärenergieverbrauchs 2013 in Deutschland, Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern), vorläufige Schätzung, gesamt 13.908 PJ [AGEB7]

Der zweitgrößte Anteil (31%) geht in Raumwärme, hier mit erheblichen Wärmeverlusten durch schwachen Wärmeschutz. Kälte wird ebenfalls über den Umweg der mechanischen Energie erzeugt. Für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme werden zunehmend elektrisch betriebene Wärmepumpen eingesetzt.

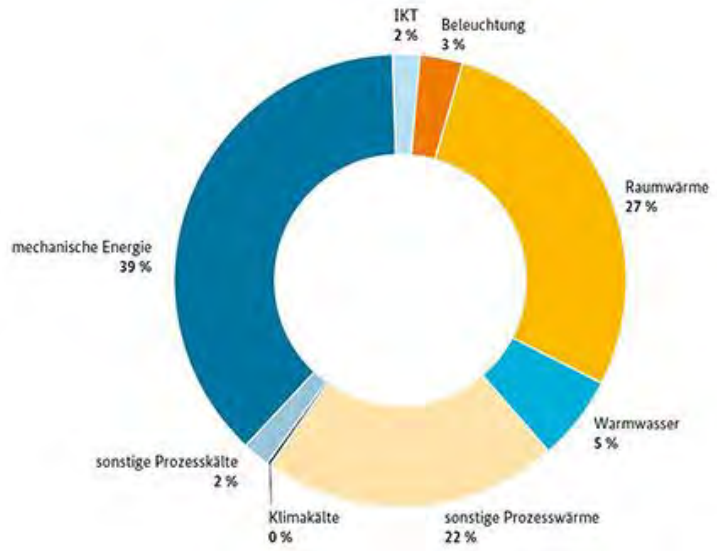


Abbildung 44: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsbereichen für Deutschland im Jahr 2014 [BMWi4]

Fehlen allerdings großzügig dimensionierte thermische Speicher, dann steigt die Thermosensibilität der Stromlast und es müssen mangels nennenswerter Strom-Strom-Speicherkapazitäten im Netz größere Leistungsreserven an fossilen und nuklearen Kraftwerken vorgehalten werden.
Abbildung 45 zeigt beispielhafte Verteilungen der Energienachfrage über den Jahreslauf. Der Energieverbrauch im Straßenverkehr ist durch Grundlast geprägt. Der gesamte Strombedarf und der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung sinken im Sommer nur leicht. Der Heizwärmebedarf korreliert negativ mit der Globalstrahlung, bei höchster Koinzidenz im Frühjahr.
Dargestellt ist auch die monatliche Verteilung der Solar- und Windstromerzeugung. Demnach werden über das Jahr ca. 69% des PV-Stroms im Frühjahr und Sommer produziert (Monate April-September), während die Windstromerzeugung zu 62% in Herbst und Winter stattfindet.
Abbildung 45 macht deutlich, dass Solarstrom das Potential hat, auch ohne saisonale Speicherung substantielle Deckungsgrade für den Strombedarf, den Verkehrssektor und den Warmwasserbedarf zu erreichen – wenn komplementäre Energiequellen im Herbst und Winter einspringen. Beim Heizbedarf ist dieses Potential deutlich geringer, mit Schwerpunkt im Frühjahr. Weiterhin kann eine Kombination von Solar- und Windstrom die Bereitstellung von Strom aus EE über das Jahr verstetigen, weil das Windstromaufkommen gerade im Frühjahr und Sommer deutlich nachlässt.
Neben der weitgehend regelmäßigen saisonalen Fluktuation des PV-Stromaufkommens zeigt die Einstrahlung eine hohe Volatilität auf der Zeitskala von Wochen bis Stunden. Lokal gibt es auch hohe Dynamik bis hinunter in die Minuten- und Sekundenskala, aber diese spielen in einem deutschlandweiten Stromnetz keine Rolle.

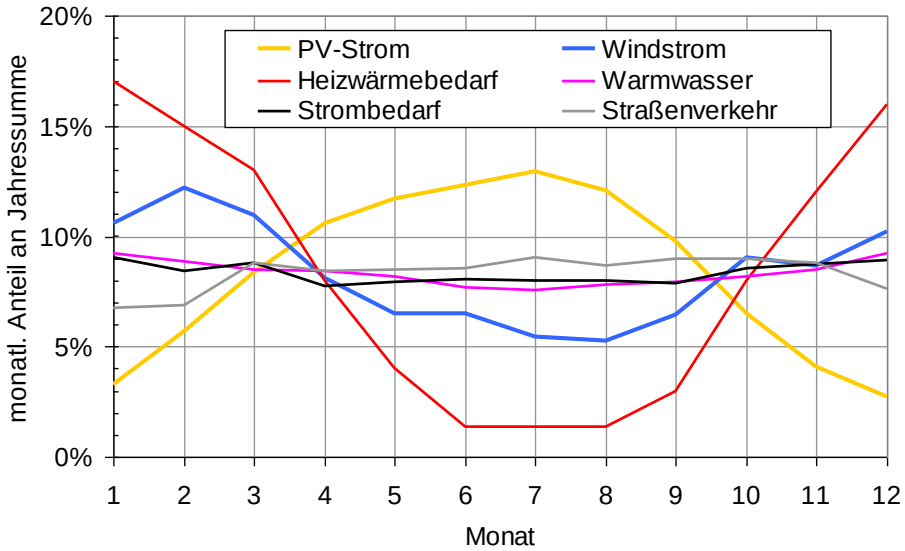
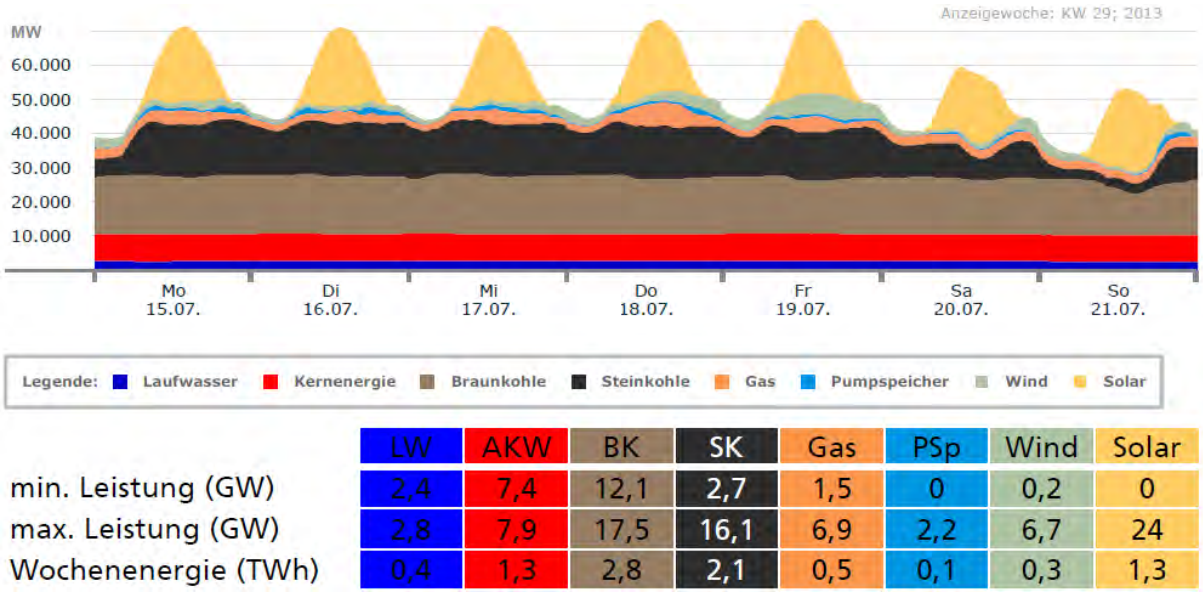


Abbildung 45: Grobe Abschätzung der monatlichen Verteilung (Jahressumme = 100%) des Sonnenstroms, berechnet für den Standort Freiburg aus [PVGIS], des Windstroms [DEWI], des Heizwärmebedarfs nach Gradtagszahlen (VDI 2067 bzw. DIN 4713), des Energiebedarfs für die Warmwasserbereitung der Haushalte, des Strombedarfs [AGEB1] und des Kraftstoffabsatzes [MWV]

Auf der anderen Seite fluktuiert auch die heutige Stromlast. Tagsüber wird mehr Strom benötigt als nachts, und werktags mehr als am Wochenende oder an Feiertagen. Stromversorger unterscheiden im Lastprofil zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast, vgl. Abschnitt 22.7. Die Grundlast ist der Lastanteil um 30-40 GW, der sich über 24 h kaum ändert. Die Mittellast schwankt langsam und überwiegend periodisch, die Spitzenlast umfasst den schnell veränderlichen Lastanteil oberhalb der Grund- und Mittellast.
PV-Strom deckt an sonnigen Tagen heute schon zu einem großen Teil Mittagsspitzenlast. Das Erzeugungsprofil von PV-Anlagen korreliert im Frühjahr und Sommer gut mit dem Anstieg des Stromverbrauchs über den Tag. Die derzeit installierte Leistung reicht dann an sonnigen Tagen bereits aus, die Spitzenlast zu einem erheblichen Teil abzudecken (Abbildung 47). Der weitere Ausbau führt dazu, dass die Mittagsspitzenlast auch an weniger sonnigen Tagen zunehmend gedeckt wird, während die Stromproduktion an sonnigen Mittagen, insbesondere an Wochenenden, in die Grundlast eintaucht.



	LW	AKW	BK	SK	Gas	PSp	Wind	Solar
min. Leistung (GW)	2,4	7,4	12,1	2,7	1,5	0	0,2	0
max. Leistung (GW)	2,8	7,9	17,5	16,1	6,9	2,2	6,7	24
Wochenenergie (TWh)	0,4	1,3	2,8	2,1	0,5	0,1	0,3	1,3

Abbildung 46: Stromproduktion in der Kalenderwoche 29 des Jahres 2013, mit dem bisherigen Rekordwert von 24 GW PV-Leistung bei einer installierten Nennleistung von ca. 34,5 GW am Sonntag, den 21.7. (Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Daten: Leipziger Strombörse EEX)

Wenn Solarstrom zur Verfügung steht, ist gleichzeitig der Bedarf groß und war der Börsenstrompreis früher auf dem Höchststand. Aus Sicht der PV allein würde auch bei einem fortgesetzten Ausbau in den nächsten Jahren zu keiner Zeit ein PV-Stromüberschuss entstehen.
Abbildung 48 zeigt, wie ein solches Erzeugungsprofil bei einem Ausbau auf 50 GW PV aussehen kann. Durch die Auswahl der Jahreswoche mit der höchsten Solarstromproduktion wird hier die stärkste mögliche Einwirkung von PV-Strom sichtbar. Bei 50 GW installierter Leistung beträgt die max. Erzeugungsleistung ca. 35 GW. Die residuale Mittellast (vgl. Abschnitt 22.7) setzt erst am Nachmittag ein, die Spitzenlast am Abend. Mit zunehmendem Ausbau der EE verschwindet die residuale Grundlast als Sockel.

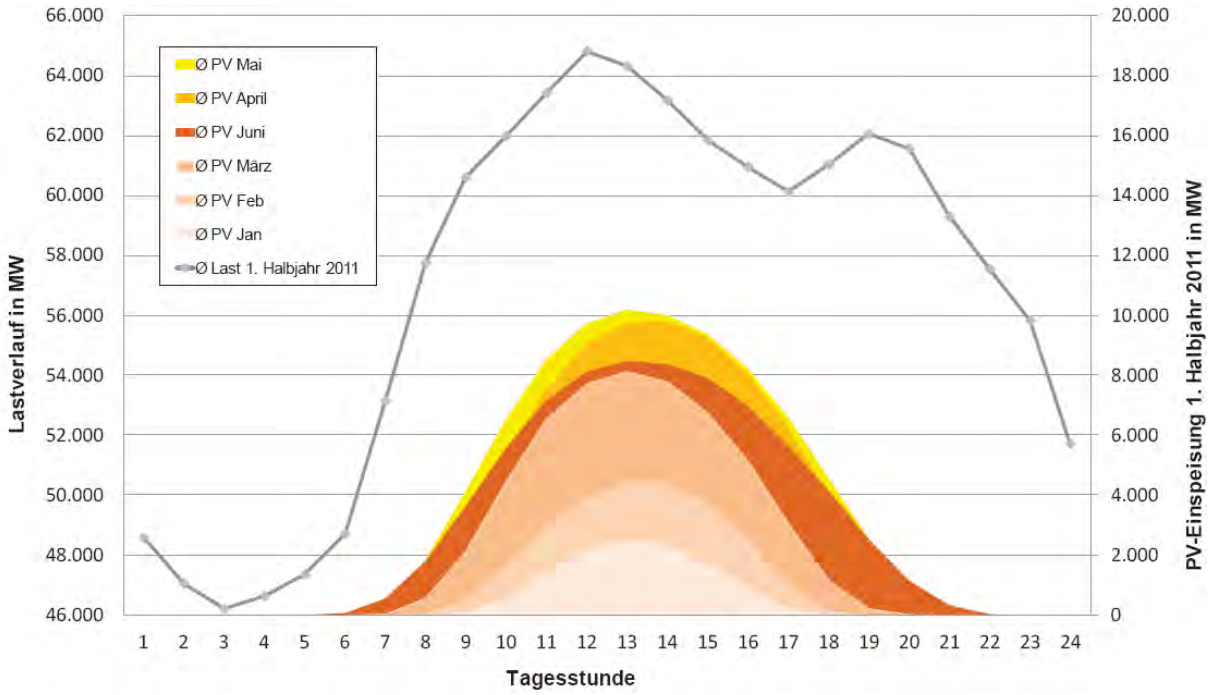


Abbildung 47: Durchschnittliches Lastprofil und durchschnittliche monatliche PV-Einspeiseprofile im ersten Halbjahr 2011 [IZES]

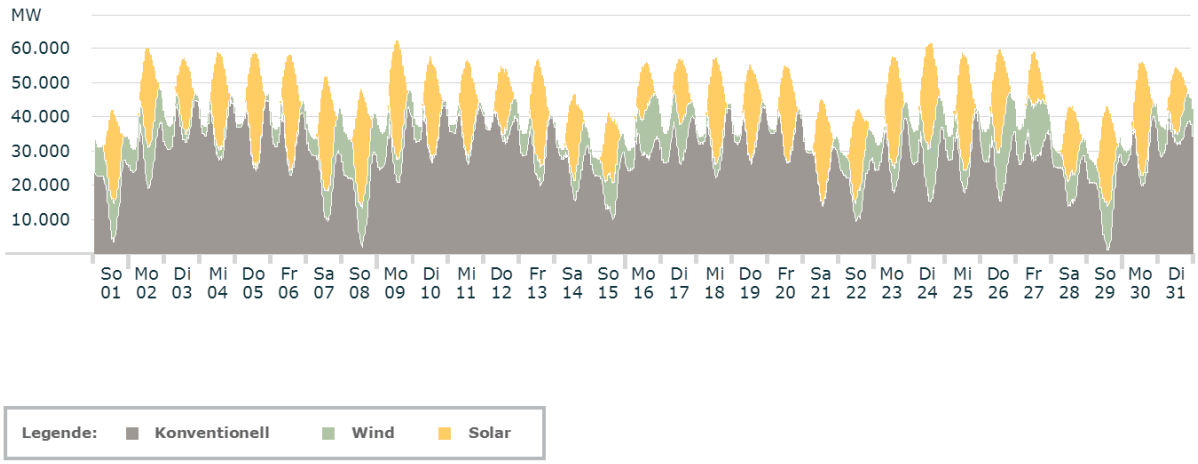


Abbildung 48: Simuliertes Last- und Stromerzeugungsprofil auf Basis beispielhafter Wetterdaten für eine sonnige Maiwoche bei installierten Leistungen von 50 GW PV und 40 GW Wind, die Spitzenleistungen von 35 GW PV und 21 GW Wind liefern (B. Burger, Fraunhofer ISE)

17.3 Ausgleichsmaßnahmen

Für eine massive, technologisch und ökonomisch beherrschbare Integration von volatilem PV-Strom in unser Energiesystem gibt es keine singuläre Patentlösung, dafür aber eine Vielzahl von sich ergänzenden Maßnahmen. In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Schritte angesprochen.

17.3.1 Verstetigung der PV-Stromerzeugung

Wie kann das PV-Stromangebot im Netz verstetigt werden? Zu den einfachsten Maßnahmen zählt die verstärkte Installation von PV-Modulen mit Ost/West-Ausrichtung, sei es auf Dächern oder auf Freiflächen. Zwar sinkt der Jahresertrag pro Modulfläche, verglichen mit der Südausrichtung, aber die Verfügbarkeit der deutschlandweiten PV-Einspeisung lässt sich damit erweitern und die komplementären Kraftwerke müssen bspw. erst am späteren Nachmittag einsetzen (vgl. Abbildung 48). Noch effektiver sind in dieser Hinsicht 1- oder 2-achsig nachgeführte Anlagen, die nicht nur die Stromproduktion über den Tageslauf verstetigen (Abbildung 49), sondern auch den Jahresertrag um ca. 15-35% anheben können. Im Vergleich zur stationären Montage können sie Verluste mindern, die durch Schneeabdeckung oder durch erhöhte Betriebstemperaturen entstehen.

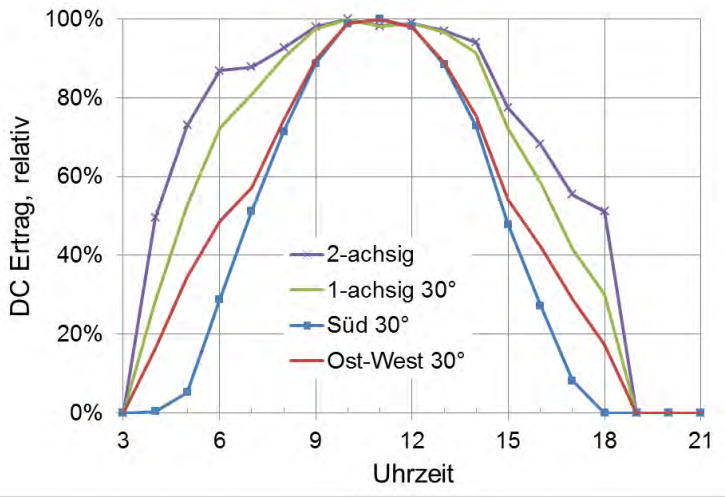


Abbildung 49: Stromertragsprofile von PV-Anlagen in verschiedenen Montagevarianten, berechnet mit der Software PVsol für einen überwiegend klaren Julitag am Standort Freiburg

Die etwas höheren Stromgestehungskosten bei den genannten alternativen Montagevarianten können sich im Kontext eines erhöhten Eigenverbrauchs und der damit verbundenen Einsparungen beim Strombezug gerade für gewerbliche Kunden schon heute

amortisieren. Auch die in Abschnitt 14.3 genannten Maßnahmen zur Erhöhung der Volllaststundenzahl tragen zur Verstetigung der PV-Stromerzeugung bei.

17.3.2 Komplementärbetrieb regelbarer Kraftwerke

Es ist technisch möglich, viele fossile Kraftwerke so zu betreiben, auszulegen oder nachzurüsten, dass sie neben Grundlast auch Mittellast bedienen können, vgl. Abbildung 50. Der Teillastbetrieb an sich und die ggf. erforderliche Nachrüstung erhöhen die Produktionskosten für Strom. Speziell Gaskraftwerke eignen sich sehr gut zur Bedienung fluktuierender Last. In Kombination mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzielen Gaskraftwerke sehr hohe Gesamtwirkungsgrade von 80-90%. Gaskraftwerke auf Basis von Gasmotoren liegen mit ihren Investitionskosten (€/kW) bei einem Bruchteil der Kosten für Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD).
Weil aber der PV-Strom den Strombedarf und die mittäglichen Preisspitzen an der Strombörse bereits spürbar reduziert, sind Gaskraftwerke zurzeit keine lohnende Investition. Erdgas muss überwiegend importiert werden. Im Jahr 2013 lag die Importquote bei 90%, aus Russland kamen ca. 38% [AGEB6].

Abbildung 50: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB]

Die vorhandenen Wasserkraftwerke (zu Pumpspeicher s. Abschnitt 17.3.8) können Regelbeiträge im Komplementärbetrieb leisten, sie müssen dabei den Belangen der Schifffahrt und des Umweltschutzes Rechnung tragen. Ihr Beitrag von ca. 4,5 GW Nennleistung und ca. 20 GWh Erzeugung im Jahr 2011 [BMWi1] ist nur wenig ausbaufähig.
Biomasse-Kraftwerke mit 5,9 GW installierter Leistung zum Ende des Jahres 2013 [BMWi1] bieten ebenfalls Potential für den Komplementärbetrieb, wenn die Betreiber Speicher vorsehen und eine geringere Auslastung hinnehmen.
BHKWs von der Miniaturausführung für das Einfamilienhaus (Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung) bis hin zu Großanlagen für Fernwärmenetze eignen sich hervorragend für den komplementären Betrieb mit PV, wenn die Führung dieser BHKWs neben dem Wärmebedarf auch den Strombedarf berücksichtigt. In Deutschland waren 2010 ca. 20 GW an elektrischer KWK-Leistung am Netz [Gores]. Selbst Mikro-BHKWs können elektri-

sche Wirkungsgrade bis 25% und Gesamtwirkungsgrade bis 90% erreichen [LICHTBLICK]. Sie nutzen Verbrennungs- oder Stirlingmotoren zur Erzeugung mechanischer Leistung.
Entscheidend für die Möglichkeiten der „Stromführung" von BHKW sind großzügig dimensionierte thermische Speicher, die derzeit noch häufig fehlen. Zusätzlich lassen sich solche Speicher zu Zeiten hohen Stromaufkommens aus EE prinzipiell über elektrische Wärmepumpen laden, bei seltenen Stromspitzen auch über weniger effiziente Heizstäbe. Schließlich ist es technisch möglich, gasbetriebene BHKWs mit Gas aus EE zu betreiben. Damit fällt Speicher-BHKWs eine Schlüsselrolle bei der Umstellung unseres Energiesystems auf EE zu.

17.3.3 Senkung des Stromverbrauchs

Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz in Haushalten und in der Industrie gehören zu den kostengünstigsten Möglichkeiten, die Residuallast zu senken. Die Stiftung Warentest hat bspw. ermittelt, dass ein komplett mit Altgeräten ausgestatteter Haushalt doppelt so viel Strom verbraucht wie einer, der nur auf Spargeräte setzt [TEST]. Besonders effektiv sind Maßnahmen, die den nächtlichen Stromverbrauch senken, wenn Solarstrom nur über vergleichsweise aufwändige und verlustbehaftete Speicherung verfügbar gemacht werden kann.

17.3.4 Anpassung von Verbrauchsprofilen

Der private Stromverbrauch geeigneter Haushaltsgeräte lässt sich durch sensibilisierte Nutzer, durch Zeitschalter und angebotsorientierte Steuersignale aus der Leitung oder vom eigenen Dach so verschieben, dass er besser mit der Verfügbarkeit von Sonnenstrom (und ggf. Windstrom) korreliert. Waschmaschine, Wäschetrockner und speicherfähige Kühlgeräte können in gewissen Grenzen netzdienlich und – bei eigener PV-Anlage – eigenverbrauchsoptimiert betrieben werden. Ein Teil der „weißen Ware" (Abbildung 51) muss dazu mit der PV-Anlage auf dem Dach oder dem Energieversorger kommunizieren können.
Viele gewerbliche Nutzer können an Werktagen einen erheblichen Eigenverbrauchsanteil realisieren, der sich mit nachgeführten PV-Modulen noch steigern lässt.
Unabhängig davon, ob Solarstrom auf dem eigenen Dach entsteht, würde ein „Sonnentarif" um die Tagesmitte Verbraucher sensibilisieren, Stromverbrauch in die Tagesmitte zu verschieben. In Folge würden Gerätehersteller reagieren und entsprechende Programmoptionen bereitstellen.

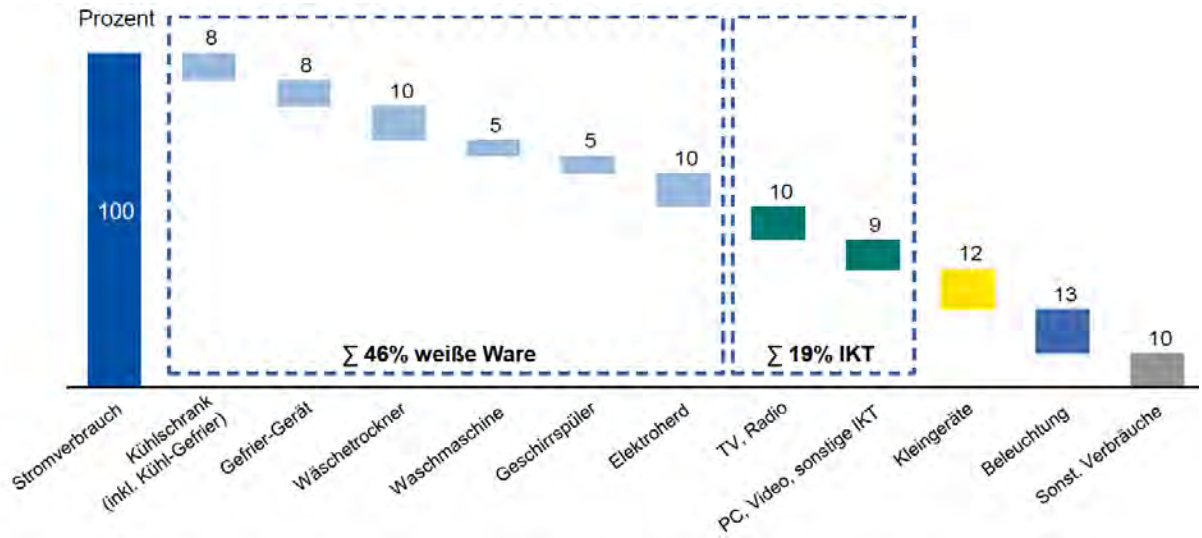


Abbildung 51: Stromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts ohne Warmwasseraufbereitung, aus [RWE]

Auch in der stromintensiven Industrie gibt es Potentiale zur Anpassung von Verbrauchsprofilen. Sie werden allerdings erst aktiviert, wenn sehr preiswerter Tagesstrom häufiger zur Verfügung steht, wenn also die installierte PV-Leistung weiter zunimmt. Oft sind Investitionen notwendig, um die Kapazität energieintensiver Prozessschritte auszubauen, bei sinkender Auslastung, und um Lagerkapazitäten auszubauen.
Gleiches gilt bspw. für Kühlhäuser, Lebensmittelmärkte oder Klimaanlagen, die bereits eine gewisse thermische Speicherkapazität im System haben und für die ein Ausbau des Speichers vergleichsweise günstig erfolgen kann.
Eigenverbrauch ist sinnvoll, weil er das Stromnetz bezüglich Transport- und ggf. Ausgleichsbedarf entlastet. Da der selbstproduzierte PV-Strom für private und viele gewerbliche Verbraucher mittlerweile deutlich weniger kostet als der Netzstrom, ist ein Anreiz zur Anpassung des Verbrauchsprofils gegeben.

17.3.5 Ausgewogener Zubau von PV- und Windkraftkapazitäten

Witterungsbedingt zeigt sich in Deutschland eine negative Korrelation zwischen stündlichen bis hin zu monatlichen Erzeugungsmengen von PV- und Landwindstrom (Abbildung 26, Abbildung 27). Auf Stundenbasis überschreitet die Summe der tatsächlichen Stromproduktion aus PV und Landwind nur sehr selten 50% der summierten Nennleistungen. Auf Monatsbasis verläuft die Summe der Stromproduktion aus PV und Landwind gleichmäßiger als die Produktion der beiden Sparten für sich allein.
Wenn es weiterhin gelingt, die installierten Leistungen für PV und Landwind in einer ähnlichen Größenordnung zu halten, reduziert diese Kombination den Speicherbedarf.

17.3.6 Netzausbau

17.3.6.1 Nationaler Netzausbau

Studien von Fraunhofer IWES und ECOFYS im Auftrag des BSW haben ergeben, dass ein Ausbau der installierten PV-Leistung auf 70 GW bis zum Jahr 2020 Netzausbaukosten von ca. 1,1 Mrd. Euro verursacht [IWES1], [ECOFYS]. Die entsprechenden jährlichen Kosten liegen bei ca. 10% der routinemäßigen jährlichen Ausgaben für die Netzertüchtigung. Betrachtet wurde ein Ausbau im Niederspannungsnetz mit PV-Anlagen, die Systemdienstleistungen bereitstellen (z.B. Spannungshaltung durch Blindleistungskompensation) und eine teilweise Ausrüstung von Ortsnetztrafos mit Regeleinrichtungen.

17.3.6.2 Stärkung des europäischen Verbundnetzes

Das deutsche Stromnetz ist Teil des europäischen Verbundnetzes. Alle Nachbarländer betreiben in ihrem fossilen Kraftwerkspark auch regelbare Typen und haben eine hohe Stromnachfrage über die Kernzeit des Tages. Eine Verstärkung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität von derzeit ca. 20 GW ermöglicht über den europäischen Stromhandel einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der PV-Volatilität.
Die Schweiz verfügt über eine Wasserkraftleistung von ca. 2 GW, Österreich über ca. 4 GW und Frankreich über ca. 25 GW. „Mit Stand 27. Juni 2012 sind mit dem deutschen Stromnetz insgesamt 9.229 MW Pumpspeicherleistung (Netto-Nennleistung im Generatorenbetrieb) verbunden. Hiervon befinden sich 6.352 MW in Deutschland, 1.781 MW in Österreich und 1.096 MW in Luxemburg. Die Kapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke beträgt derzeit 37.713 MWh." [Bundesreg]
Norwegen verfügt über ca. 30 GW an Wasserkraftwerken [Prognos] mit weiterem Ausbaupotential. Bis zum Jahr 2018 wird ein Unterseekabel von 600 km Länge mit einer Übertragungsleistung von 1,4 GW verlegt, das eine direkte Verbindung zum deutschen Stromnetz herstellt. Die Schweiz und Österreich verfügen über ca. 12 bzw. 9 GW Wasserkraftwerken.

	AT	CH	DE	NO	SE
Kapazität von Wasserkraftwerken [MW]	**12.919**	**13.728**	**9.790**	**31.004**	**16.735**
- Speicherwasserkraftwerke	3.744	8.078	335	23.405	10.802
- Pumpspeicherkraftwerke	3.781	1.839	6.521	1.344	108
- Laufwasserkraftwerke	5.395	3.810	2.934	6.255	5.825

Abbildung 52: Gesamtleistung von Wasserkraftwerken in ausgesuchten Ländern, Stand 2010 [Prognos]; die Zuordnung der Kapazitäten zu den einzelnen Kraftwerkstypen unterscheidet sich je nach Datenquelle.

17.3.7 Umstellung speicherfähiger Verbraucher auf elektrischen Betrieb

Durch Umstellung von Antriebssystemen lassen sich wichtige Verbrauchssegmente elektrisch versorgen. Sind diese Verbraucher speicherfähig, eignen sie sich für eine angebotsorientierte Aufnahme von volatilem Strom aus PV und Wind. Sie ermöglichen die Nutzung von temporären Erzeugungsspitzen, die über dem aktuellen Strombedarf im Netz liegen. Damit können PV-Anlagen und Windräder weiter ausgebaut und die Deckungsrate im Stromverbrauch erhöht werden.

17.3.7.1 Wärmesektor

Raumheizung und Brauchwassererwärmung werden heute noch überwiegend durch die Verbrennung fossiler Ressourcen gewährleistet, es können aber auch elektrisch betriebene Wärmepumpen mit Wärmespeicher zum Einsatz kommen. Die Effizienz einer Wärmepumpe (Strom zu Wärme) wird als Jahresarbeitszahl (JAZ) angegeben und liegt abhängig von Technologie und Last um 300%. Einmal in Wärme umgewandelt, lässt sich die vormals elektrische Energie effizient und preiswert speichern.
Die Warmwasserversorgung über Wärmepumpen, thermische Speicher und Photovoltaik-Anlagen kann attraktive Nutzungsgrade für den PV-Strom erreichen, insbesondere, wenn die PV-Module auf steilen Süddächern oder an Südfassaden montiert sind. Raumheizung mit PV ist aufgrund der schwachen Korrelation des jährlichen Angebots- und Bedarfsprofils schwieriger, es werden große, saisonale thermische Speicher benötigt, um einen wesentlichen Teil des Solarstroms nutzen zu können. Aufgrund der saisonalen Verfügbarkeit ist es naheliegender, den Heizbedarf über Windstrom und entsprechende thermische Speicher zu decken. Latentwärme-Speicher bieten im Vergleich zu sensiblen Wärmespeichern deutlich höhere Speicherdichten.
Bei volatilen Energiequellen ohne nennenswerte Grenzkosten wie Wind und Sonne ist es nicht wirtschaftlich, das gesamte Energiesystem auf 100%ige Nutzung bei höchster Effizienz auszulegen. Gelegentliche, extreme Erzeugungsspitzen müssen deshalb mit einfachen Mitteln zu beherrschen sein, etwa durch (ineffiziente) direkte Wandlung in Wärme über Heizstäbe oder in letzter Instanz durch Abschalten der Erzeugungsanlagen. Diese Kappung reduziert die jährliche Stromproduktion um wenige Prozent und ist somit nicht systemrelevant.

17.3.7.2 Mobilität

Der motorisierte Straßenverkehr verbrennt fossile Treibstoffe mit einem äußerst geringen Wirkungsgrad, bezogen auf die Transportleistung, die meiste Energie verpufft als Abwärme im Motor und im Bremssystem. Elektrische Fahrzeugantriebe nutzen hocheffizi-

ente Motoren (Wirkungsgrad > 90%), und Bremsenergie kann zu einem großen Teil zurückgewonnen werden (Rekuperationsbremse).
Insbesondere können Fahrzeugbatterien zur Stabilisierung des Stromnetzes durch steuerbares Ladeverhalten beitragen. Wenn Arbeitgeber für ihre Beschäftigten netzdienliche E-Tankstellen bereitstellen, können die Batterien der Pendler-Elektrofahrzeuge helfen, die mittägliche PV-Erzeugungsspitze zu nutzen.
Plug-In-Hybrid Elektrofahrzeuge können rein elektrisch mit einer Akkuladung bis ca. 80 km zurücklegen (bspw. Opel Ampera). Viele KFZ-Hersteller bieten bereits reine Elektrofahrzeuge an mit Normreichweiten bis ca. 300 km (bspw. BMW i3), eine Option für Pendler und Kurzstreckenlogistik. Im Jahr 2020 sollen nach Plänen der Bundesregierung in Deutschland eine Million elektrisch angetriebene Fahrzeuge zugelassen sein. Bei einer Ladeleistung von ca. 40 kW pro Fahrzeug (entsprechende Ladegeräte sind derzeit in Entwicklung) würden 25000 Fahrzeuge am Stromnetz bereits ein Gigawatt an steuerbarem Verbrauch bedeuten. Die Energiewende beginnt im Individualverkehr allerdings auf 2 Rädern: weit mehr als 2,5 Mio. verkauften E-Fahrräder in Deutschland bis Ende 2015 stehen Mitte 2016 lediglich ca. 60000 Plug-In-Hybrid- und reine Elektro-Autos gegenüber.

17.3.8 Energiespeicherung

17.3.8.1 Dezentrale Speicherung

Mit kleinen, stationären Akkus im Haus lässt sich der Eigenverbrauch von PV-Strom in die Abendstunden ausdehnen und damit massiv erhöhen (Abbildung 53).

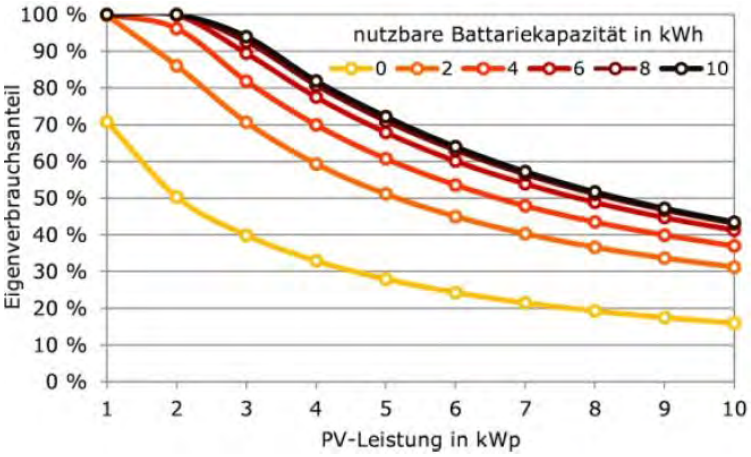


Abbildung 53: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des Solargenerators für einen Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 4.700 kWh. [Quasch]

Eine Studie des Fraunhofer ISE hat zudem gezeigt, dass bei netzdienlicher Systemführung eine Netzentlastung durch Reduktion der Einspeisespitze und des Abendbezugs möglich ist (Abbildung 54). Speicher ermöglichen dann eine erhöhten PV-Zubau: „Last-

flussrechnungen haben gezeigt, dass ein netzdienlicher Photovoltaik-Batteriebetrieb die Einspeisespitze aller Systeme um ca. 40% reduziert. Hieraus ergibt sich, dass 66% mehr Photovoltaik-Batterieanlagen installiert werden könnten, sofern bei diesen ebenfalls ein netzdienliches Einspeisemanagement stattfindet." [ISE7]

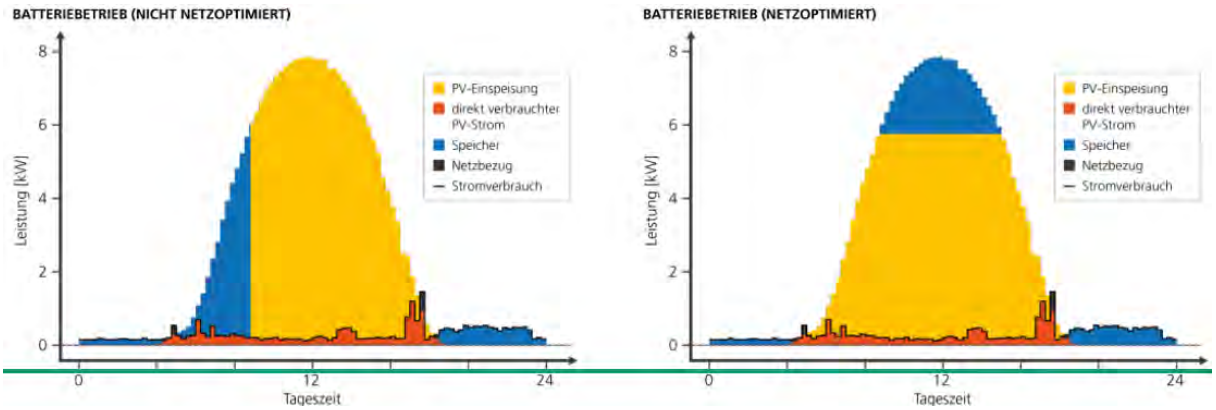


Abbildung 54: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7]

Elektro-Autos, die am Netz hängen und nicht kurzfristig fahrbereit sein müssen, können ebenfalls als Strom-Strom-Speicher betrieben werden. Die Wärmepumpe mit Wärmespeicher wurde bereits erwähnt [17.3.7.1].

17.3.8.2 Zentrale Speicherung

Zentrale Speicher gibt es derzeit nur als Pumpspeicher. Die aktuell installierte Pumpspeicher-Kapazität im deutschen Stromnetz liegt bei knapp 38 GWh, die Nennleistung bei ca. 6,4 GW, der durchschnittliche Wirkungsgrad um 70%, ohne elektrische Zu-und Ableitungsverluste. Zum Größenvergleich: die genannte Speicherkapazität entspricht rechnerisch dem Ertrag von weniger als 2 Volllaststunden der deutschen PV-Kraftwerke. Wenn ein Teil der aktuell in Planung befindlichen Projekte realisiert werden, werden im Jahr 2019 ca. 10 GW Leistung zur Verfügung stehen.
Die Speicherung von elektrischer Energie in Druckluft-Speichern (adiabatic compressed air energy storage, CAES) wird derzeit untersucht. Die vielversprechende Umwandlung und Speicherung von Sonnen- und Windstrom über Wasserstoff und ggf. Methan befindet sich derzeit in der Skalierung und Erprobung, es gibt noch keine nennenswerten Kapazitäten. Die Wandlung von EE-Strom zu Gas erschließt riesige, bereits vorhandene Speichermöglichkeiten. Über 200 TWh Energie (entspricht 720 Petajoule) lassen sich im Gasnetz selbst sowie in unter- und oberirdischen Speichern unterbringen.
Die Umwandlung in EE-Gas eröffnet auch Potentiale, fossile Kraftstoffe im Verkehr zu ersetzen, wenn auch nur mit geringem Wirkungsgrad. Abbildung 55 zeigt eine Übersicht möglicher Pfade für die Wandlung und Speicherung von PV-Strom.

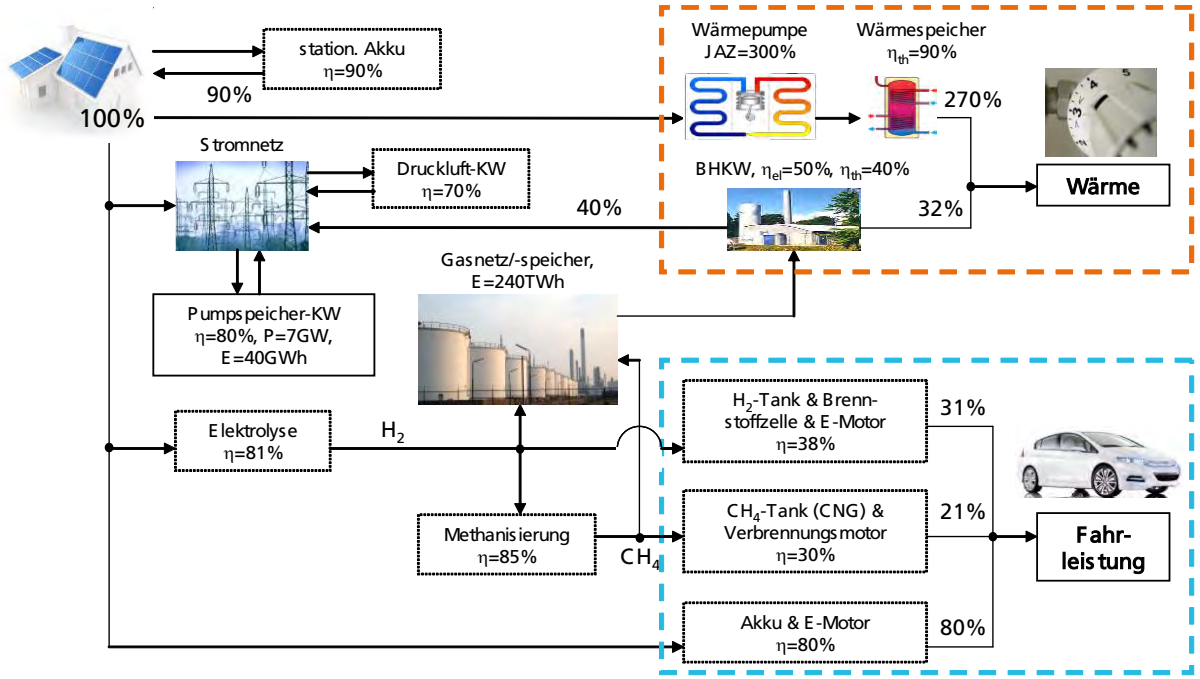


Abbildung 55: Mögliche Pfade zur Wandlung und Speicherung von PV-Strom mit orientierenden Angaben zu Wirkungsgraden

18. Brauchen wir eine PV-Produktion in Deutschland?

Ja, wenn wir neue Abhängigkeit in der Energieversorgung vermeiden wollen.
Mit fortschreitender Energiewende wird Deutschland das „fossile" Jahrhundert hinter sich lassen, ein Jahrhundert, in dem wir jährlich bis zu 90 Mrd. Euro für Öl- und Gasimporte ausgeben, deren Preise von Kartellen beeinflusst werden und deren Erträge zu einem großen Teil autoritäre Regimes finanzieren.
Die Energiewende bietet eine historische Chance, aus dieser ökonomischen und politischen Abhängigkeit auszusteigen: die Sonne scheint auch in Deutschland, Rohstoffe für die PV-Produktion sind verfügbar und Technologien zur solaren Stromerzeugung wurden in Deutschland maßgeblich mitentwickelt. Der deutsche PV-Sektor mit seinen Materialherstellern, dem Maschinenbau, den PV-Produzenten, den F&E-Einrichtungen und der Lehre nimmt trotz des dramatischen Markteinbruchs weltweit immer noch eine Spitzenposition ein. Ein auf Erneuerbare umgestelltes Energiesystem basiert u.a. auf ca. 200 GW installierte PV-Leistung. Für den Aufbau und zunehmend für die laufende Erneuerung dieses Anlagenparks sind jährliche Installationen von 6-8 GW erforderlich, entsprechend ca. 20 Mio. PV-Module zu Kosten von mehreren Mrd. Euro. Eine PV-Produktion in Deutschland bietet langfristige Versorgungssicherheit bei hohen Öko- und Qualitätsstandards.

19. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?

Das hängt von Technologie und Materialwahl ab.

19.1 Waferbasierte Module

Module auf Basis von Siliciumwafern (ca. 90% Marktanteil) vieler Hersteller enthalten häufig noch Blei in der Zellmetallisierung (ca. 2 g Blei pro 60-Zellen-Modul) und in den eingesetzten Loten (ca. 10 g Blei pro 60-Zellen-Modul). Das Blei, ein giftiges Schwermetall, lässt sich durch unbedenkliche Materialien bei geringen Mehrkosten vollständig substituieren. Darüber hinaus enthalten waferbasierte Module gewöhnlich keine giftigen Substanzen.

19.2 Dünnschicht-Module

Dünnschicht-Module auf CdTe-Basis (ca. 5% Marktanteil) enthalten Cadmium in Salzform, es lässt sich bei dieser Technologie nicht substituieren. Das metallische Cadmium sowie Cadmiumoxid werden als sehr giftig eingestuft, CdTe als gesundheitsschädlich. Es gibt alternative Dünnschicht-Technologien auf Basis von amorphem Silicium oder Kupfer-Indium-Selenid (CIS), die kein oder sehr wenig Cd enthalten.
CIS-Solarzellen enthalten Selen, welches v.a. als Oxid (z.B. nach Bränden) toxisch wirken kann, abhängig von der aufgenommenen Menge. Manche Hersteller erklären die Konformität ihrer CIS-Solarmodule mit der RoHS-Richtlinie (Restriction of certain Hazardous Substances) sowie der EU-Chemikalienverordnung REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals). Für eine differenzierte Bewertung wird auf unabhängige Untersuchungen des jeweiligen Modultyps verwiesen.

19.3 Solarglas

Alle gängigen Solarmodule benötigen ein Glas als Frontscheibe, das im relevanten Spektralbereich zwischen 380 – 1100 nm eine sehr geringe Absorption aufweist (Solarglasqualität). Manche Glashersteller erhöhen die Transmission durch Beigabe von Antimon (Sb) zur Glasschmelze. Wenn dieses Glas auf Deponien entsorgt wird, kann Antimon ins Grundwasser gelangen. Studien deuten darauf hin, dass Antimonverbindungen ähnlich wirken wie entsprechende Arsenverbindungen.

19.4 Rücknahme und Recycling

PV-Produzenten haben im Juni 2010 ein herstellerübergreifendes Recyclingsystem in Betrieb genommen (PV Cycle), mit derzeit über 300 Mitgliedern. Die am 13. August 2012 in Kraft getretene Fassung der europäischen WEEE-Richtlinie (Waste Electrical and Electronic Equipment Directive) musste bis Ende Februar 2014 in allen EU-Staaten umgesetzt sein. Sie verpflichtet Produzenten, mindestens 85% der PV Module kostenlos zurückzunehmen und zu recyceln. Im Oktober 2015 trat in Deutschland das Elektro- und Elektronikgerätegesetz in Kraft. Es klassifiziert PV-Module als Haushaltsgerät und regelt Rücknahmepflichten sowie Finanzierung.

20. Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?

20.1 Waferbasierte Module

Waferbasierte Module benötigen keine Rohstoffe, für die eine Beschränkung absehbar wäre. Die aktive Zelle besteht i.W. aus Silicium, Aluminium und Silber. Silicium hat einen Masseanteil von 26% an der Erdhülle, ist also praktisch unbegrenzt verfügbar. Der Aluminium-Verbrauch fällt ebenfalls nicht ins Gewicht. Am kritischsten ist der Silberverbrauch zu sehen. Die PV-Industrie verbraucht weltweit ca. **1400 t** Silber pro Jahr, das entspricht knapp **5%** der Fördermenge in 2015. In Zukunft soll Silber auf der Solarzelle weitestgehend durch Kupfer substituiert werden.

20.2 Dünnschicht-Module

Die Verfügbarkeit von Rohstoffen hängt von der Technologie ab.
Über die breite Verfügbarkeit von Tellur und Indium für CdTe- bzw. CIS-Module gibt es widersprüchliche Aussagen. Für Dünnschicht-Module auf Silicium-Basis sind keine Rohstoffengpässe absehbar.

21. Erhöhen PV-Anlagen das Brandrisiko?

21.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?

Ja, das können sie wie alle elektrischen Anlagen.
Bestimmte Defekte in stromleitenden Komponenten einer PV-Anlage können zur Ausbildung von Lichtbögen führen. Befindet sich brennbares Material in unmittelbarer Nähe, beispielsweise Dachpappe oder Holz, kann es dann je nach seiner Entzündlichkeit zu einem Brand kommen. Die Stromquellencharakteristik der Solarzellen kann einen Fehlerstrom im Vergleich zu Wechselstrom-Installationen sogar stabilisieren. Der Strom kann nur durch eine Unterbrechung des Stromkreises oder der Bestrahlung aller Module gestoppt werden. Deswegen müssen PV-Anlagen mit besonderer Sorgfalt errichtet werden.
In einigen Fällen – bei derzeit ca. 1,4 Mio. PV-Anlagen in Deutschland - hat das Zusammentreffen dieser Faktoren nachweislich zu einem Brand geführt. Ausgangspunkt der Brände waren meistens Fehler bei Verkabelung und Anschlüssen.
„Die Einhaltung der bestehenden Regeln durch qualifizierte Fachkräfte ist der beste Brandschutz. 0,006 Prozent der Photovoltaikanlagen verursachten bisher einen Brand mit größerem Schaden. In den letzten 20 Jahren gab es 350 Brände, an denen die Solaranlage beteiligt war, bei 120 war sie Auslöser des Brandes. In 75 Fällen war der Schaden größer, in 10 dieser Fälle brannte ein Gebäude ab.
Die wichtigsten Besonderheiten von Photovoltaikanlagen: Sie arbeiten mit Gleichstrom und man kann sie nicht einfach abschalten, denn solange Licht auf die Module fällt, produzieren sie Strom. Wenn sich zum Beispiel eine minderwertige oder schlecht installierte Steckverbindung löst, dann unterbricht das den Stromfluss nicht immer. Es kann ein Lichtbogen entstehen, der im schlimmsten Fall direkt brandauslösend sein kann. Entsprechend wird untersucht, wie man die Entstehung von Lichtbögen vermeiden kann. Zusätzlich wird an Detektoren gearbeitet, die frühzeitig Alarm geben, wenn auch nur ein kleiner Lichtbogen entsteht.
Photovoltaikanlagen stellen im Vergleich mit anderen technischen Anlagen kein besonders erhöhtes Brandrisiko dar. Auch für die elektrische Sicherheit gibt es ausreichend vorhandene Regeln – wichtig ist, dass sie auch eingehalten werden. Brände entstanden oft dann, wenn unerfahrene Installationstrupps im Akkord Anlagen installieren. Werden die Solarstecker mit der Kombizange statt mit Spezialwerkzeug angebracht oder nicht kompatible Stecker verwendet, dann ist die Schwachstelle vorprogrammiert. Hier dürfen Anlagenbetreiber nicht an der falschen Stelle sparen.
Neben technischen Verbesserungen sind deshalb auch Vorschriften zur Kontrolle wichtig. So kann derzeit der Installateur einer Anlage sich selbst die ordnungsgemäße Ausführung bestätigen. Eine Empfehlung der Experten ist daher, die Abnahme durch einen unabhängigen Dritten vorzuschreiben. In der Diskussion ist auch, für private Photovoltaikanlagen eine wiederkehrende Sicherheitsprüfung vorzuschreiben, wie sie für gewerbliche Anlagen alle vier Jahre Pflicht ist.“ [ISE6]

21.2 Gefährden PV-Anlagen die Feuerwehrleute?

Ja, aber das trifft für viele spannungsführende Leitungen zu.
Bei Brandbekämpfung von außen schützt ein Mindestabstand von wenigen Metern die Feuerwehrleute vor Stromschlägen; dieser Sicherheitsabstand ist bei Dachanlagen i.A. gegeben. Das größte Risiko für Löschkräfte entsteht bei Brandbekämpfung von innen, wenn sie Räume betreten, wo spannungsführende, angeschmorte Kabel der PV-Anlage mit Wasser bzw. der Löschkraft selbst in Kontakt kommen. Um dieses Risiko zu reduzieren, arbeitet die Industrie an Notschaltern, die die Module noch in Dachnähe von der herabführenden DC-Leitung über Sicherheitsrelais trennen.
Bisher ist in Deutschland noch kein Feuerwehrmann bei der Brandbekämpfung durch PV-Strom verletzt worden. Ein Fallbericht, der durch die Presse ging, hatte Solarthermie-Kollektoren mit PV-Modulen verwechselt. Auf dem entsprechenden Haus war gar keine PV-Anlage installiert.
„Durch flächendeckende Schulungsmaßnahmen bei den Feuerwehren konnten anfängliche Unsicherheiten behoben werden. Wie bei jeder Elektroinstallation kann man je nach Strahlart auch bei Photovoltaikanlagen mit Wasser aus ein bis fünf Meter Abstand sicher löschen. Alle Behauptungen, die Feuerwehr habe ein brennendes Wohnhaus wegen der Photovoltaik nicht gelöscht, stellten sich bei bisherigen Recherchen als falsch heraus." [ISE6]

21.3 Behindern PV-Module den direkten Löschangriff über das Dach?

Ja.
Die durch die PV-Module hergestellte zweite „Dachhaut" behindert den Löscherfolg, weil das Wasser schlicht abläuft. Aus Feuerwehrsicht ist ein derartig durch Feuer beaufschlagtes Objekt jedoch meistens nicht mehr zu retten, d.h. der Schaden ist bereits weitgehend vorhanden und irreversibel, noch bevor die PV-Anlage die Löschtätigkeit behindert.

21.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Immissionen?

In Bezug auf CdTe-Module stellt eine Ausbreitungsberechnung des Bayerischen Landesamtes für Umwelt fest, dass bei einem Brand eine ernste Gefahr für die umliegende Nachbarschaft und Allgemeinheit sicher ausgeschlossen werden kann [LFU1]. Für CIS Module wird auf unabhängige Untersuchungen des jeweiligen Produkts verwiesen.
Bei waferbasierten Modulen können die Rückseitenfolien Fluorpolymere enthalten, die selbst nicht giftig sind, sich jedoch im Brandfall bei hohen Temperaturen zersetzen können. Das Bayerische Landesamt für Umwelt kommt in einer Ausarbeitung zu dem Schluss, dass beim Abbrand fluorhaltiger Kunststoffe das Gefahrenpotenzial nicht maß-

geblich von Fluorwasserstoff, sondern von den anderen Brandgasen bestimmt wird [LFU2].

22. Anhang: Fachbegriffe

22.1 EEG-Umlage

„Die EEG-Umlage ist der Teil des Strompreises, der vom Endverbraucher für die Förderung Erneuerbarer Energien zu entrichten ist. Sie resultiert aus dem so genannten Ausgleichsmechanismus, der durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) beschrieben wird. Das EEG dient der Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, die auf Grund der Marktsituation ansonsten nicht in Betrieb genommen werden könnten. Gefördert werden Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solare Strahlungsenergie.
Die Umlage der Förderungskosten von Strom aus Erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher vollzieht sich in mehreren Stufen. In der **ersten Stufe** wird den Besitzern von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die vollständige Abnahme ihres Stromes zu einem festen Vergütungssatz zugesichert“ [Bundestag]
Der Satz orientiert sich an den Stromgestehungskosten für die zu diesem Zeitpunkt installierte PV-Anlage und wird für 20 Jahre festgelegt.

„Die Betreiber der Stromnetze, die die Anlagen entsprechend an ihr Netz anzuschließen und die Einspeisung zu vergüten haben, leiten den Strom an ihre zuständigen Übertragungsnetzbetreiber weiter und erhalten im Gegenzug von diesen die gezahlte Vergütung erstattet (**zweite Stufe**). Die Erneuerbare Energie wird zwischen den in Deutschland agierenden vier großen Übertragungsnetzbetreibern in der **dritten Stufe** anteilig ausgeglichen, so dass regionale Unterschiede in der Erzeugung von Erneuerbarer Energie kompensiert werden.
Durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 wurde die **vierte Stufe** der Vergütung bzw. Erstattung des Stroms aus Erneuerbaren Energien verändert. Bis dahin wurde der Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Übertragungsnetzbetreiber schlicht an die Strom vertreibenden Energieversorgungsunternehmen zum Preis der jeweiligen Vergütung durchgeleitet. Nun sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu angehalten, Strom aus Erneuerbarer Energie an der Strombörse (Spotmarkt) zu vermarkten. Dies führt dazu, dass die Energieversorgungsunternehmen, die den Strom letztendlich an die Kunden weitergeben, ihren Strom unabhängig von der anfallenden Erneuerbaren Energie mit größerer Planungssicherheit am Markt besorgen können. Dadurch können Einsparungen erzielt werden. Die Kosten der EEG-Förderung verbleiben somit zunächst bei den Übertragungsnetzbetreibern.
Diese Kosten berechnen sich durch die Differenz zwischen dem Ertrag, den der Strom aus Erneuerbaren Energien am Markt (Strombörse) einbringt, und den Vergütungssätzen, die anfänglich den Anlagenbetreibern gezahlt wurden. (...)“ [Bundestag]

Die Differenz zwischen Vergütung und dem jeweiligen Preis an der Strombörse entspricht der EEG-Förderung. Die Förderung wird auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt – die so genannte EEG-Umlage. Die Energieversorgungsunternehmen reichen die EEG-Umlage damit an die Stromverbraucher weiter. „Durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, diese EEG-Umlage zum 15. Oktober für das jeweilige Folgejahr festzulegen. Die Berechnung unterliegt der Überwachung durch die Bundesnetzagentur. (...) Für energieintensive Unternehmen ist die EEG-Umlage auf 0,05 Ct/kWh begrenzt." [Bundestag].
Energieintensive Industriebetriebe mit einem hohen Stromkostenanteil sind damit weitgehend von der EEG-Umlage befreit.

22.2 Modulwirkungsgrad

Wenn nicht anders angegeben, bezeichnet der Modulwirkungsgrad einen Nennwirkungsgrad. Er wird unter genormten Bedingungen („STC", standard test conditions) bestimmt als Verhältnis von abgegebener elektrischer Leistung zur eingestrahlten Leistung auf die Modulgesamtfläche. Die Normbedingungen sehen insbesondere eine Modultemperatur von 25° C, senkrechte Einstrahlung mit 1000 W/m^2 und ein bestimmtes Einstrahlungsspektrum vor. Im realen Betrieb weichen die Bedingungen davon meistens deutlich ab, so dass der Wirkungsgrad variiert.

22.3 Nennleistung eines PV-Kraftwerks

Die Nennleistung eines Kraftwerks ist die idealisierte DC-Leistung des Modulfeldes unter STC-Bedingungen, d.h. das Produkt aus Generatorfläche, Normeinstrahlung (1000 W/m^2) und Nennwirkungsgrad der Module.

22.4 Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag [kWh/kWp] einer PV-Anlage bezeichnet das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) über einen bestimmten Zeitraum, häufig ein Jahr, und installierter (STC) Modulleistung. Der Nutzertrag wird von realen Betriebsbedingungen beeinflusst, dazu zählen Modultemperatur, Bestrahlungsstärken, Lichteinfallswinkel, spektrale Abweichungen vom Normspektrum, Verschattung, Schneeauflage, Leitungsverluste, Wandlungsverluste im Wechselrichter und ggf. im Trafo, Betriebsausfälle.
Herstellerangaben zur STC-Modulleistung können vom tatsächlichen Wert abweichen, hier sind Angaben zu Toleranzen zu beachten.
Der spezifische Ertrag fällt an sonnigen Standorten gewöhnlich höher aus, er hängt aber nicht vom nominellen Modulwirkungsgrad ab.

22.5 Systemwirkungsgrad

Der Systemwirkungsgrad einer PV-Anlage ist das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche. Der nominelle Modulwirkungsgrad geht in den Systemwirkungsgrad ein.

22.6 Performance Ratio

Zum Effizienzvergleich netzgekoppelter PV-Anlagen an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Modultypen wird häufig der Performance Ratio verwendet.
Unter "Performance Ratio" versteht man das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und idealisiertem Ertrag (Produkt aus Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche und nominellem Modulwirkungsgrad) einer Anlage.
Neue, sorgfältig geplante Anlagen erreichen PR-Jahreswerte zwischen 80 und 90%.

22.7 Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Netzlast und Residuallast

„Der Leistungsbedarf schwankt je nach Tageszeit. In der Regel treten Maxima am Tage auf und das Minimum nachts zwischen 0 und 6 Uhr. Der Verlauf des Leistungsbedarfes wird als Lastkurve bzw. Lastverlauf beschrieben. In der klassischen Energietechnik wird die Lastkurve in drei Bereiche unterteilt:

(i) die Grundlast
(ii) die Mittellast
(iii) die Spitzenlast

Die Grundlast beschreibt das Lastband, das über 24 Stunden nahezu konstant ist. Sie wird von sog. Grundlastkraftwerke wie Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und z.Zt. auch Laufwasserkraftwerke abgedeckt.
Die Mittellast beschreibt prognostizierbare, geschlossene Leistungsblöcke, die den größten Teil des zur Grundlast zusätzlichen Tagesbedarfs abdecken. Die Mittellast wird von sog. Mittellastkraftwerken wie Steinkohlekraftwerken und mit Methan betriebenen Gas- und Dampf (GuD) Kraftwerken abgedeckt. Selten kommen auch Ölkraftwerke zum Einsatz. Die Spitzenlast deckt den verbleibenden Leistungsbedarf ab, wobei es sich in der Regel um die Tagesmaxima handelt. Die Spitzenlast wird von sog. Spitzenlastkraftwerken wie Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke abgedeckt. Diese können innerhalb kürzester Zeit auf Nennleistung gefahren werden und so Lastschwankungen ausgleichen und Lastspitzen abdecken.
(…) Die Netzlast (ist) der Leistungswert des Strombedarfs, der aus dem Netz entnommen wird. Die residuale Last ergibt sich aus der Netzlast abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien“ [ISET1]

22.8 Brutto- und Netto-Stromverbrauch

Der Brutto-Stromverbrauch wird berechnet als Summe der inländischen Stromerzeugung und dem Saldo des Stromaustausches über die Landesgrenzen. Er enthält den Eigenverbrauch von Kraftwerken, Speicherverluste, Netzverluste und Nichterfasstes. Im Jahr 2013 summierten sich diese Verluste auf 12% des Brutto-Stromverbrauchs (AGEB6), wobei nur die Speicherverluste 1,3% betrugen.
Der Netto-Stromverbrauch ist die vom Endverbraucher abgenommene elektrische Energie (Endenergie). PV-Anlagen erzeugen Strom überwiegend dezentral, zur Tageszeit des höchsten Strombedarfs, und ihr Eigenbedarf schmälert den PV-Ertrag nicht nennenswert. Deshalb ist es plausibel, die PV-Stromproduktion mit dem Netto-Stromverbrauch zu vergleichen, an Stelle des sonst üblichen Brutto-Stromverbrauchs.

22.9 Externe Kosten [DLR1]

„Externe Kosten in der engeren Definition der technologischen externen Effekte treten vor allem im Zusammenhang mit den durch wirtschaftliche Aktivitäten verursachten Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden als Folge von Schadstoff- und Lärmemissionen auf. Dazu gehören

- durch Luftverschmutzung bedingte Schädigungen an der Pflanzen- und Tierwelt, an Materialien und Gesundheitsschäden bei Menschen; dabei ist der größte Teil der luftverschmutzungsbedingten Schäden der Energieumwandlung und –nutzung (einschl. Verkehr) anzulasten.
- die sich abzeichnenden Klimaveränderungen und deren Folgewirkungen durch die zunehmende Anreicherung der Atmosphäre mit CO_2 und weiteren Treibhausgasen, die in Deutschland zu rund 85 % vom Energiebereich verursacht werden.
- Schäden durch Gewässerverschmutzung, Bodenbelastung, Abfall sowie Lärmbelästigung, die jedoch in dieser Untersuchung, die sich auf die im Zusammenhang mit der Energieumwandlung entstehenden klassischen Luftschadstoffe und Treibhausgasen konzentriert, nicht weiter betrachtet werden.“

23. Anhang: Umrechnungstabellen [EEBW]

Vorsätze und Vorzeichen

k	Kilo	10^3	Tausend
M	Mega	10^6	Million (Mio.)
G	Giga	10^9	Milliarde (Mrd.)
T	Tera	10^{12}	Billion (Bill.)
P	Peta	10^{15}	Billiarde (Brd.)

Umrechnungen

		PJ	GWh	Mio. t SKE	Mio. t RÖE
1 PJ	Petajoule	1	277,78	0,034	0,024
1 GWh	Gigawattstunde	0,0036	1	0,00012	0,000086
1 Mio. t SKE	Mio. Tonnen Steinkohleeinheit	29,31	8.141	1	0,70
1 Mio. t RÖE	Mio. Tonnen Rohöleinheit	41,87	11.630	1,43	1

Typische Eigenschaften von Kraftstoffen

	Dichte [kg/l]	Heizwert [kWh/kg]	Heizwert [kWh/l]	Heizwert [MJ/kg]	Heizwert [MJ/l]
Biodiesel	0,88	10,3	9,1	37,1	32,6
Bioethanol	0,79	7,4	5,9	26,7	21,1
Rapsöl	0,92	10,4	9,6	37,6	34,6
Diesel	0,84	12,0	10,0	43,1	35,9
Benzin	0,76	12,2	9,0	43,9	32,5

Typische Eigenschaften von festen und gasförmigen Energieträgern

	Dichte [kg/l] bzw. [kg/m³]	Heizwert [kWh/kg]	Heizwert [kWh/l] bzw. [kWh/m³]	Heizwert [MJ/kg]	Heizwert [MJ/l] bzw. [MJ/m³]
Steinkohle	-	8,3 - 10,6	-	30,0 - 38,1	-
Braunkohle	-	2,6 - 6,2	-	9,2 - 22,2	-
Erdgas H (in m³)	0,76	11,6	8,8	41,7	31,7
Heizöl EL	0,86	11,9	10,2	42,8	36,8
Biogas (in m³)	1,20	4,2 - 6,3	5,0 - 7,5	15,0 - 22, 5	18,0 - 27,0
Holzpellets	0,65	4,9 - 5,4	3,2 - 3,5	17,5 - 19,5	11,4 - 12,7

24. Anhang: Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk, Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme über Verbrennungsmotor oder Gasturbine
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage, Abscheidung von CO_2 aus Kraftwerksemissionen und anschließende Speicherung in geologischen Strukturen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
IEA	Internationale Energie Agentur
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung, das Prinzip der simultanen Gewinnung von mechanischer Energie (schlussendlich als elektrische Energie) und nutzbare Wärme
PV	Photovoltaik
W_p	Watt „peak“, Nennleistung eines PV-Moduls oder eines Modulfeldes

25. Anhang: Quellen

AGEB1	Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1.-3. Quartal 2011, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., November 2011
AGEB2	Energieflussbild 2015 für die Bundesrepublik Deutschland in Petajoule, AGEB, Stand Juli 2016
AGEB5	Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2015 nach Energieträgern, AGEB, http://www.ag-energiebilanzen.de/, 28.1.2016
AGEB6	Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013, AGEB, März 2014
AGEB7	Witterung treibt Energieverbrauch, AGEB, Pressedienst 3/20114
ATW1	Michael Weis, Katrin van Bevern, Thomas Linnemann; Forschungsförderung Kernenergie 1956 bis 2010: Anschubfinanzierung oder Subvention?, ATW 56. Jg. (2011) Heft 8/9
ATW2	Holger Ludwig, Tatiana Salnikova, Ulrich Waas; Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW, ATW 55. Jg (2010), Heft 8/9
BAFA	Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung, Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014, Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 15. Oktober 2013
BDEW1	Durchschnittliche Ausnutzungsdauer der Kraftwerke im Jahr 2007 in Stunden, Stand September 2010
BDEW2	Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015); BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 11. Mai 2015

BDEW3	BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017, Haushalte und Industrie, Berlin, 16. Februar 2017
BDEW4	Redispatch in Deutschland - Auswertung der Transparenzdaten, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 9. August 2016
Beck	M. Beck, G. Bopp, A. Goetzberger, T. Obergfell, C. Reise, S. Schindele, Combining PV and Food Crops to Agrophotovoltaic – Optimization of Orientation and Harvest, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, 24-28 September 2012
BEE1	Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 15. Oktober 2013
BMU1	Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juli 2012
BMU3	Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2011, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juli 2012
BMU4	Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Grafiken und Tabellen, Februar 2013
BMWi1	Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, Stand 12.1.2016
BMWi2	Die Energiewende in Deutschland - Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050, BMWi, Februar 2012
BMWi3	Forschungsförderung für die Energiewende, Bundesbericht Energieforschung 2016, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
BMWi4	Energiegewinnung und Energieverbrauch, BMWi, Download am 28.8.2016 von https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiegewinnung-energieverbrauch.html
BNA1	Bundesnetzagentur legt Eigenkapitalrenditen für Investitionen in die Strom- und Gasnetze fest, Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 2. November 2011
BSW	Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Dezember 2016
Bundestag	EEG-Umlage 2010, Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 21/10, 25.03.2010
Bundesreg	Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/10018 –
DEWI	Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Februar 2005
DIW	Erneuerbare Energien: Überschüsse sind ein lösbares Problem, DIW Wochenbericht Nr. 34/2013
DIW2	Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten, DIW Wochenbericht Nr. 47.2014

DLR1	Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Mai 2007
DLR2	M. O'Sullivan (DLR), U. Lehr (GWS), D. Edler (DIW), Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Zulieferung für den Monitoringbericht 2015, Stand: September 2015
DOE	Electric Power Monthly, U.S. Department of Energy, October 2013
DWD	Wolfgang Riecke, Bereitstellung von historischen Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik, 2. Fachtagung Energiemeteorologie, April 2011
ECOFYS	Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotenzialen, ECOFYS, März 2012
EEBW	Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2011, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, November 2012
EEG	Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (EEG 2017), Bundesrat Drucksache 355/16, 08.07.16
EEX	Positionspapier der European Energy Exchange und EPEX SPOT, Februar 2014
EPA	United States Environmental Protection Agency, heruntergeladen am 9.7.2013 von http://www.epa.gov/climatechange/science/causes.html#GreenhouseRole
EPIA	EPIA Sustainability Working Group Fact Sheet, 13.Mai 2011
FÖS1	Externe Kosten der Atomenergie und Reformvorschläge zum Atomhaftungsrecht, Hintergrundpapier zur Dokumentation von Annahmen, Methoden und Ergebnissen, Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., September 2012
FÖS2	Was Strom wirklich kostet - Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG und dem Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS), August 2012,
FÖS3	Strompreise in Europa und Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie, Kurzanalyse im Auftrag der Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT e.V., Januar 2013
FVEE1	Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien", Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE), Juni 2010, Grafik von B. Burger mit Update vom 28.11.2011

FVEE2	Ökonomische Aspekte eines neuen Stromsystemdesigns, FVEE-Positionspapier, Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE), Juni 2013
Gores	Sabine Gores, Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Entwicklung im Zeitraum 2003-2010 und mögliche Ausbaupfade 2020/2030, KWK-Workshop, 16. November 2011
IEA1	Medium-Term Renewable Energy Market Report 2013 - Market trends and projections to 2018, International Energy Agency (IEA), Juli 2013
IEA2	Redrawing the Energy-Climate Map, World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency (IEA), Juni 2013
IEA3	Energiepolitik der IEA-Länder, Prüfung 2013, Deutschland, Zusammenfassung, International Energy Agency (IEA), April 2013
IEA4	World Energy Outlook 2013, International Energy Agency (IEA), November 2013
IFNE	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des BMU, Stand März 2012
IPCC	Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report, Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Summary for Policymakers, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), WGI AR5, Sept. 2013
ISE1	Christoph Kost, Dr. Thomas Schlegl; Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Dezember 2010
ISE2	Kiefer K, Dirnberger D, Müller B, Heydenreich W, Kröger-Vodde A. A Degradation Analysis of PV Power Plants. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, 2010.
ISE3	Broschüre zur Sonderschau PV ENERGY WORLD auf der Intersolar Europe 2011, Solar Promotion GmbH (Hrsg), München, Juni 2011, http://www.intersolar.de/fileadmin/Intersolar_Europe/Besucher_Service/ISE2011_PV_Energy_World.pdf
ISE4	Bruno Burger, Stromerzeugung Stromerzeugung in Deutschland, Jahre 2011 – 2016, http://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien, Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE
ISE5	Hans-Martin Henning, Andreas Palzer; 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland; Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, November 2012
ISE6	Photovoltaik-Brandschutz – Fakten statt Phantome, Presseinformation des Fraunhofer ISE, 7. Februar 2013; Näheres zum Brandschutz unter www.pv-brandsicherheit.de
ISE7	Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern, Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, Januar 2013
ISE8	Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, Kurzstudie des

	Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, August 2013
ISE9	Kurzstudie zur EEG-Umlage, Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE, April 2015
ISET1	Yves-Marie Saint-Drenan et al. „Summenganglinien für Energie 2.0“, Studie des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V., April 2009
ISET2	Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom?, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Mai 2008
IWES1	Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), November 2011
IWES2	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Projektleitung Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), September 2015
IWF	How Large Are Global Energy Subsidies? IMF Working Paper by David Coady, Ian Parry, Louis Sears and Baoping Shang, 2015
IZES	Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis, Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES, 31.01.2012
LFU1	Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 11-2011
LFU2	Beurteilung von Kunststoffbränden, Az: 1/7-1515-21294, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 1995
LICHT-BLICK	Analyse des Beitrags von Mini-BHKW zur Senkung von CO_2-Emissionen und zum Ausgleich von Windenergie, Gutachten zum geplanten »Zuhause-Kraftwerk« im Auftrag der LichtBlick AG, LBD-Beratungsgesellschaft mbH, 2009
MWV	Homepage des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V., Stand 10.12.2011
NEP	Netzentwicklungsplan Strom 2013, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 17.07.2013
ÖKO	EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 - Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace, Juni 2013
Photon	„Herr Altmaier, so geht’s!“, Studie zur Vollversorgung mit Sonne und Wind bis 2030, Photon, Oktober 2012
Prognos	Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende, Studie der Prognos AG im Auftrag des Weltenergierats -Deutschland e.V., 9. Oktober 2012
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php
Quasch	V. Quaschning, Solare Unabhängigkeitserklärung, Photovoltaik, Oktober 2012
Roon	S. von Roon, M. Huck, Merit Order des Kraftwerksparks, Forschungsstelle

	für Energiewirtschaft e.V., Juni 2010
RWE	Die Energiewende, Daten und Fakten von RWE Deutschland, 6.10.2012
Shell	„New Lens Scenarios - A Shift in Perspective for a World in Transition", Studie im Auftrag der Royal Dutch Shell, März 2013
SWM	M-Partnerkraft - Das virtuelle Kraftwerk der SWM, Flyer der Stadtwerke München, Januar 2013
TEST	„Immer sparsamer", test 1/2012, Stiftung Warentest
Trend research	Marktakteure Erneuerbare – Energien – Anlagen in der Stromerzeugung, trend:research Institut für Trend- und Marktforschung, August 2011
UBA	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Juli 2010
UBA2	„Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016", Umweltbundesamtes, Mai 2017
ÜNB	Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021, Leipziger Institut für Energie GmbH, Oktober 2016
VDMA	„PV-Maschinenbau erreicht 2011 Rekordumsatz, Auftragseingang eingebrochen", Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Presseinformation 26.04.2012
VFL	Berechnung einer risikoadäquaten Versicherungsprämie zur Deckung der Haftpflichtrisiken, die aus dem Betrieb von Kernkraftwerken resultieren, Studie der Versicherungsforen Leipzig im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE), 1. April 2011
VGB	Kraftwerke 2020+, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats der VGB PowerTech e.V., 2010
VIK	VIK Strompreisindex Mittelspannung, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., September 2016

26. Anhang: Abbildungen

Abbildung 1: Anteil der EE am Brutto-Inlandsstromverbrauch und Ausbaukorridor gemäß EEG 2017 [EEG]..... 5
Abbildung 2: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Netto-Stromverbrauch (Endenergie) in Deutschland, Daten aus [BMWi1], [AGEB5] 6
Abbildung 3: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kW_p, Daten von BSW, Darstellung PSE AG .. 8
Abbildung 4: Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung. 9
Abbildung 5: EEG-Vergütung von PV-Strom nach dem Datum der Inbetriebnahme für neue Anlagen, durchschnittliche EEG-Vergütung von PV-Strom für Anlagenbestand

[BDEW2], mittlere Vergütung gemäß der Ausschreibungsrunden der Bundesnetzagentur, Strompreise aus [BMWi1], teilw. geschätzt 11
Abbildung 6: PV-Ausbau und Vergütungssumme, Zahlen aus [BMWi1], den Jahresabrechnungen und der Prognose der Netzbetreiber [ÜNB]..... 13
Abbildung 7: Preisbildung an der EEX [Roon]..... 14
Abbildung 8: Einfluss von EE auf die durchschnittlichen Spotpreise an der Strombörse [BDEW2]..... 14
Abbildung 9: Entwicklung des für die Wertermittlung genutzten mittleren Börsenstrompreises und der daraus resultierenden Differentkosten [BDEW2] 16
Abbildung 10: Stromverbrauch der Industrie und EEG-Umlage 2015 [BDEW2]..... 16
Abbildung 11: Übersicht zu Einflussfaktoren und Berechnung der EEG-Umlage [ÖKO] 17
Abbildung 12: Entwicklung der EEG-Umlage und der EEG-Differenzkosten [ISE9] 18
Abbildung 13: CO_2 - Zertifikatspreise 2008 bis 2013 auf dem EEX – Spotmarkt [AGEB6] 20
Abbildung 14: Beispielhafte Zusammensetzung eines Haushaltsstrompreises von 29,2 ct/kWh im Jahr 2017 (Weitere Umlagen: KWK: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz; Strom-NEV: Entlastung stromintensiver Industriebetriebe; Konzessionsabgabe: Entgelte für Nutzung öffentlicher Wege; Offshore-Haftungsumlage; AbLa: Umlage abschaltb. Lasten), Daten aus [BDEW3] 22
Abbildung 15: Entwicklung von Brutto-Strompreisen für Haushalte, von Netto-Strompreisen für industrielle Großabnehmer [BMWi1] und Entwicklung der EEG-Umlage; die Brutto-Strompreise der Haushalte bestehen heute zur Hälfte aus Steuern und Abgaben 22
Abbildung 16: VIK Strompreisindex Mittelspannung [VIK]..... 23
Abbildung 17: Stromexport- und Importsalden für Deutschland [ISE4] 24
Abbildung 18: Grobe Abschätzung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen 25
Abbildung 19: Beschäftigte in der EE-Branche in Deutschland [DLR2]..... 28
Abbildung 20: Anteile der Eigentümer an der Ende 2010 betriebenen Leistung von Photovoltaikanlagen [trend:research] 30
Abbildung 21: Konzept für ein virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke München [SWM].. 30
Abbildung 22: Ausgaben des Bundes für Energieforschung, Daten aus [BMWi1]..... 31
Abbildung 23: Fördermittel für PV-Forschung nach Technologien [BMWi3] 31
Abbildung 24: Links: Einspeisung von PV-Strom [BSW], Rechts: Verteilung der installierten PV-Leistung nach Anlagengröße, Stand Ende 2015 (Datenquelle: bis einschließlich 2008 Übertragungsnetzbetreiber, ab 2009 Bundesnetzagentur; Aufbereitung: PSE/Fraunhofer ISE)..... 32
Abbildung 25: Stündliche tatsächliche und geplante Stromproduktion im Jahr 2014 [ISE4]..... 33
Abbildung 26: Mittlere Stundenleistung für die Einspeisung von Sonnen- und Windstrom im Jahr 2014 [ISE4] 34
Abbildung 27: Monatliche PV- und Windstromproduktion der Jahre 2011-2014 [ISE4] 35
Abbildung 28: Beispiel für den Verlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung der 12. Kalenderwoche im März 2013 [ISE8]..... 37

Abbildung 29: Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m^2 Energiepflanzenanbau (2,3) und von 40 m^2 PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m^2 ebener Grundfläche, Quellen: Photon, April 2007 (1) und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2), (3) 41
Abbildung 30: Prognostizierte Vollbenutzungsstunden für ganzjährig betriebene Anlagen, gemittelte Werte für die Jahre 2012 bis 2016, Daten aus [ÜNB] 42
Abbildung 31: Horizontale jährliche Globalstrahlungssumme in Deutschland, gemittelt über den Zeitraum 1981-2010 [DWD] 44
Abbildung 32: Entwicklung der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der mittleren globalen Temperaturveränderung nach dem NASA Global Land-Ocean Temperature Index [IEA2]. 45
Abbildung 33: Schätzungen der atmosphärischen CO_2-Konzentration und der Temperatur in der Antarktis auf Basis von Eisbohrkernen [EPA], CO_2-Konzentration für 2013 wurde hinzugefügt 46
Abbildung 34: Primärenergieaufwand zur Stromerzeugung für verschiedene Energieträger [EEBW] 47
Abbildung 35: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus für Deutschland und die restliche Welt („RoW"), letztes Jahr geschätzt; „CAGR" steht für die mittlere jährliche Wachstumsrate. 48
Abbildung 36: Vereinfachte schematische Darstellung eines Erneuerbaren Energiesystems mit den wichtigsten stromnetzgebundenen Bausteinen der Kategorien Gewinnung, Wandlung, Speicherung und Verbrauch; IKT: Informations- und Kommunikationstechnik; gestrichelte Kästen: zur Zeit noch sehr geringe Leistungen/Kapazitäten verfügbar 51
Abbildung 37: Szenario eines deutschen Energiesystems, schematische Darstellung der Systemzusammensetzung. [ISE5] 52
Abbildung 38: Szenarien für die Anteile der Energiequellen an der deutschen Stromproduktion [ISE3] 53
Abbildung 39: Primärenergieverbrauch nach Quellen [Shell] 54
Abbildung 40: Energieflussbild 2015 für Deutschland, Angaben in Petajoule, Zahlen vorläufig/geschätzt [AGEB2] 54
Abbildung 41: Abhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffimporten 2011 55
Abbildung 42: Entwicklung der Kosten für die Bereitstellung der Primärenergie in Deutschland [BMWi2] 55
Abbildung 43: Struktur des Primärenergieverbrauchs 2013 in Deutschland, Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern), vorläufige Schätzung, gesamt 13.908 PJ [AGEB7] ... 56
Abbildung 44: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsbereichen für Deutschland im Jahr 2014 [BMWi4] 56
Abbildung 45: Grobe Abschätzung der monatlichen Verteilung (Jahressumme = 100%) des Sonnenstroms, berechnet für den Standort Freiburg aus [PVGIS], des Windstroms [DEWI], des Heizwärmebedarfs nach Gradtagszahlen (VDI 2067 bzw. DIN 4713), des Energiebedarfs für die Warmwasserbereitung der Haushalte, des Strombedarfs [AGEB1] und des Kraftstoffabsatzes [MWV] 57

Abbildung 46: Stromproduktion in der Kalenderwoche 29 des Jahres 2013, mit dem bisherigen Rekordwert von 24 GW PV-Leistung bei einer installierten Nennleistung von ca. 34,5 GW am Sonntag, den 21.7. (Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Daten: Leipziger Strombörse EEX)..... 58
Abbildung 47: Durchschnittliches Lastprofil und durchschnittliche monatliche PV-Einspeiseprofile im ersten Halbjahr 2011 [IZES]..... 59
Abbildung 48: Simuliertes Last- und Stromerzeugungsprofil auf Basis beispielhafter Wetterdaten für eine sonnige Maiwoche bei installierten Leistungen von 50 GW PV und 40 GW Wind, die Spitzenleistungen von 35 GW PV und 21 GW Wind liefern (B. Burger, Fraunhofer ISE)..... 59
Abbildung 49: Stromertragsprofile von PV-Anlagen in verschiedenen Montagevarianten, berechnet mit der Software PVsol für einen überwiegend klaren Julitag am Standort Freiburg..... 60
Abbildung 50: Verfügbarkeit von Kraftwerken [VGB]..... 61
Abbildung 51: Stromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts ohne Warmwasseraufbereitung, aus [RWE]..... 63
Abbildung 52: Gesamtleistung von Wasserkraftwerken in ausgesuchten Ländern, Stand 2010 [Prognos]; die Zuordnung der Kapazitäten zu den einzelnen Kraftwerkstypen unterscheidet sich je nach Datenquelle..... 64
Abbildung 53: Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit von Batteriekapazität und Leistung des..... 66
Abbildung 54: Gegenüberstellung der konventionellen und der netzdienlichen Betriebsführung [ISE7]..... 67
Abbildung 55: Mögliche Pfade zur Wandlung und Speicherung von PV-Strom mit orientierenden Angaben zu Wirkungsgraden..... 68