



Photovoltaik

by VDE ETG

Empfohlene Zitierweise:

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Photovoltaik, VDE Hintergrundpapier, Offenbach am Main, Juni 2025

Dieses VDE Hintergrundpapier ist ein Arbeitsergebnis des ETG Fachbereichs V1 „Erzeugung, Verbrauch und Speicherung im elektrischen Energieversorgungssystem“.

Autoren:

Klaus Köln, UfE GmbH

Ulf Ahrens, sonnen GmbH

Dr. Martin Kleimaier, Leiter ETG Fachbereich V1

Dr. Niklas Rotering, NEW AG

Vorbemerkung:

VDE Hintergrundpapiere geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der jeweiligen Arbeitsgruppen wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Herausgeber:

VDE Verband der Elektrotechnik

Elektronik Informationstechnik e.V.

Energetische Gesellschaft (ETG)

Merianstraße 28

63069 Offenbach

Tel. +49 69 6308-346

etg@vde.com

www.vde.com/etg

Design: Schaper Kommunikation, Bad Nauheim

Juni 2025

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	4
1.1 Ziel des Hintergrundpapiers	4
1.2 Bedeutung der Photovoltaik für die Energiewende Photovoltaik in Deutschland	4
2. Typen von Photovoltaik-Zellen	5
2.1 Kristalline Siliziumzellen (monokristallin, polykristallin)	5
2.2 Dünnschichttechnologien (CdTe, CIGS, amorphes Silizium)	5
2.3 Perowskit- und andere innovative Zelltechnologien	5
2.4 Effizienzvergleiche und zukünftige Entwicklungen	5
3. Herstellung von Silizium-PV-Zellen	6
3.1 Gewinnung von Rohsilizium	6
3.2 Wafer-Produktion und Zellfertigung	6
3.3 Umweltauswirkungen der Produktion	6
3.4 Recycling und Kreislaufwirtschaft	6
4. Aufbau von PV-Systemen	7
4.1 Komponenten	7
4.2 PV auf Dachflächen und Fassaden	7
5. Integration ins Energiesystem	9
5.1 Eigenschaften der Photovoltaik (Variabilität und saisonale Erzeugung)	9
5.2 Speicher und Flexibilisierung (Rolle der Speichertechnologien, Sektorkopplung)	9
5.3 Fernsteuerbarkeit und Abregelung (Steuerung im Netzbetrieb)	11
6. Wirtschaftlichkeit und politische Rahmenbedingungen	13
6.1 Stromgestehungskosten und EEG-Vergütung	13
6.2 Fördermechanismen und Regulierungen (Direktvermarktung, Pflicht ab 100 kWp)	13
6.3 Technologische und ökonomische Aspekte (Vergleich, Entwicklung)	13
6.4 Lebensdauer	15
7. Überlegungen zur Lieferkette und geopolitische Aspekte	16
8. Handlungsempfehlungen und Fazit	17
Literatur	19

1. Einleitung

1.1 Ziel des Hintergrundpapiers

In dem Positionspapier der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (VDE ETG) „Kernaussagen zur Entwicklung der Erzeugung und des Speicherbedarfs elektrischer Energie unter dem Aspekt des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung“ wurden die grundsätzlichen Anforderungen an unser zukünftiges Energieversorgungssystem definiert. Als vertiefende Informationen hierzu sollten zu den einzelnen Thesen Hintergrundpapiere erstellt werden. In dieser Reihe soll nun das vorliegende Papier die Bedeutung der Photovoltaik für die zukünftige Energieversorgung in Deutschland vertiefend beschreiben. Die hier gesammelten Basisinformationen sollen dem nicht fachkundigen Leser die Möglichkeit geben, sich über diese Technologie und deren Bedeutung einen schnellen und geeigneten Überblick zu verschaffen. Das Positionspapier sowie alle anderen bislang veröffentlichten Hintergrundpapiere finden Sie auf der ETG-Homepage: <https://www.vde.com/de/etg/publikationen>

1.2 Bedeutung der Photovoltaik für die Energiewende Photovoltaik in Deutschland

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik stellt für Deutschland einen wesentlichen Faktor der künftigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dar. Im Jahr 2023 wurden in Deutschland mit Photovoltaik insgesamt 63,6 TWh Strom erzeugt [1]. Im Jahr 2024 waren es bereits 72,2 TWh [2]. Die Photovoltaik hatte im Jahr 2024 mit etwa 23 % hinter der Windkraft den zweitgrößten Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Damit konnten etwa 14 % des deutschen Bruttostromverbrauchs gedeckt werden. Nachdem der PV-Ausbau über viele Jahre stagniert hatte, hat sich dies in den letzten Jahren erfreulicherweise geändert. Aufgrund des Zubaus von neuen PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 15 GW_p im Jahr 2023 und nochmals etwa 16 GW_p im Jahr 2024 waren Ende 2024 in Deutschland etwa 5 Mio. PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von insgesamt etwa 99 GW_p installiert und Anfang 2025 wurden bereits 100 GW_p überschritten. Damit hat sich die installierte PV-Leistung seit 2016 mehr als verdoppelt. Für die kommenden Jahre werden ähnlich hohe oder sogar höhere Zuwachsraten prognostiziert. Bei günstigen Bedingungen werden Ausbauraten von 20 GW_p/a für machbar gehalten. Entsprechend EEG 2023 sollen bis zum Jahr 2040 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 400 GW_p installiert sein [2]. Zu Beginn der PV-Entwicklung galten die Potenziale hierfür in Deutschland aufgrund der hohen Kosten dieser Art der Stromerzeugung als eher gering. Aufgrund der drastisch gefallen Modulpreise hat sich das Bild in den letzten Jahren jedoch deutlich gewandelt. In Abhängigkeit von Anlagentyp, Einstrahlung, Anlagengröße und der Ausrichtung lagen die Stromgestehungskosten für Photovoltaik nach [3] im Jahr 2024 zwischen ca. 4,1 und 14,4 ct/kWh, wobei die geringeren Werte für große Freiflächenanlagen bei guten Einstrahlbedingungen gelten und die hohen Werte für kleinere Dachanlagen und eher schlechteren Einstrahlbedingungen. Das technische Potential von PV übertrifft in Deutschland den gesamten Endenergiebedarf deutlich [4], [5]. Allein die Dach- und Fassadenflächen in Deutschland bieten Raum für eine Erzeugungsleistung von ca. 1000 GW_p. Für ganz Europa werden die Potenziale noch deutlich höher eingeschätzt. Weitere Potenziale sind in Abb. 1 dargestellt:

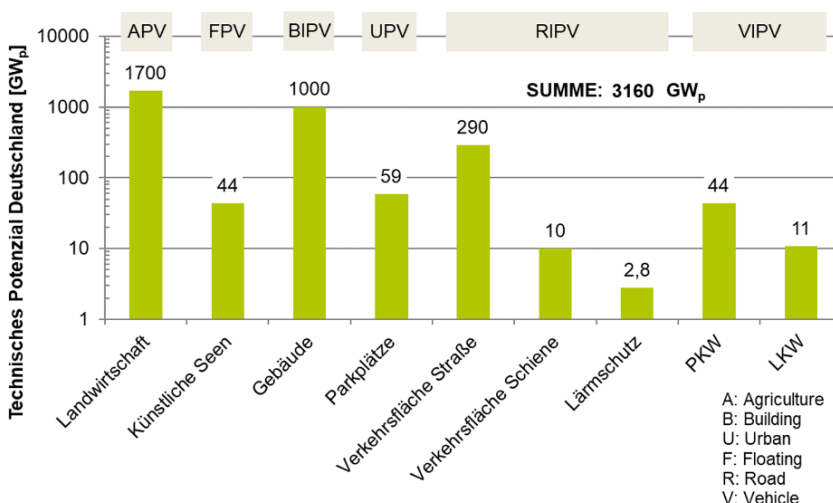


Abb. 1: Technisches Potenzial der Photovoltaik in Deutschland (Quelle: Fraunhofer ISE)

2. Typen von Photovoltaik-Zellen

2.1 Kristalline Siliziumzellen (monokristallin, polykristallin)

Kristalline Siliziumzellen gelten heute noch als die am weitesten verbreitete Technologie, da sie in puncto Wirkungsgrad und Zuverlässigkeit sehr ausgereift sind. Monokristalline Zellen entstehen, indem hochreines Silizium durch Verfahren wie das Czochralski- oder Zonenziehverfahren zu Einkristallen heranwächst. Sie liefern in der Regel höhere Wirkungsgrade, weil sie im fertigen Wafer keine oder nur minimale Korngrenzen aufweisen. Polykristalline (auch multikristalline) Zellen dagegen werden aus Siliziumblöcken gewonnen, in denen sich mehrere Kristallbereiche mit unterschiedlicher Ausrichtung bilden. Diese Variante ist meist kostengünstiger in der Herstellung, kann aber geringfügig niedrigere Wirkungsgrade aufweisen. Optisch fallen polykristalline Zellen durch ihre charakteristisch körnige Oberfläche auf, während monokristalline Zellen meist eine homogen wirkende, tiefdunkle Färbung besitzen [6]. Aufgrund des technischen Fortschritts in der Fertigung dominieren inzwischen kristalline Solarzellen den Markt und erreichen einen Marktanteil von mehr als 95 %. Hiervon entfallen wiederum über 90 % auf monokristalline.

2.2 Dünnschichttechnologien (CdTe, CIGS, amorphes Silizium)

Bei Dünnschichtsolarzellen liegt das aktive Halbleitermaterial nur in sehr dünner Form auf einem Trägersubstrat. Dadurch sinkt der Materialverbrauch erheblich, was prinzipiell zu günstigen Produktionskosten führen kann. Typische Vertreter sind Solarzellen auf Basis von Cadmiumtellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid/-sulfid (CIGS). Beide Varianten weisen inzwischen respektable Wirkungsgrade auf, gelten aber in Bezug auf Materialverfügbarkeit (etwa beim Tellur) und aufwändige Herstellungsverfahren als herausfordernd. Amorphes Silizium (a-Si) ist eine weitere Dünnschichtvariante, bei der das Silizium nicht in kristalliner, sondern in ungeordneter Form vorliegt. Dadurch lässt es sich sehr dünn aufbringen, hat jedoch häufig einen geringen Wirkungsgrad und kann unter Betriebsbedingungen eine anfängliche Degradation erfahren.

2.3 Perowskit- und andere innovative Zelltechnologien

Eine der vielversprechendsten Entwicklungen der letzten Jahre sind Perowskit-Solarzellen. Diese nutzen eine Kristallstruktur, die dem Mineral Calciumtitanat ähnelt, und punkten mit einem sehr hohen Absorptionskoeffizienten. So lassen sich bereits mit dünnen Schichten hohe Lichtausbeuten erzielen. Besonders interessant ist die Tandem-Architektur, bei der eine Perowskitschicht auf eine klassische Siliziumzelle aufgebracht wird, um die Vorteile beider Materialien zu kombinieren. Erste Laborergebnisse weisen auf Wirkungsgrade von jenseits der 30 % hin [6], jedoch stehen die langfristige Stabilität und die potenzielle Verwendung toxischer Metalle (z. B. Blei) weiterhin im Zentrum der Forschung. Daneben existieren weitere Ansätze wie organische Solarzellen oder Farbstoffsolarzellen, die sich zwar teilweise für Nischenanwendungen eignen, jedoch im Massenmarkt noch nicht denselben Reifegrad wie Siliziumvarianten oder manche Dünnschichttechnologien haben.

2.4 Effizienzvergleiche und zukünftige Entwicklungen

Insgesamt hängt die Wahl der Zelltechnologie stark vom Wirkungsgrad, den Produktionskosten und dem Anwendungsszenario ab. Kristalline Siliziumzellen liegen in der Massenfertigung bei typischen Wirkungsgraden zwischen 18 % und 22 % [6]. Dünnschichttechnologien wie CdTe oder CIGS bieten zwar einen geringeren Materialeinsatz, kommen aber meist auf etwas niedrigere Wirkungsgrade, was eine größere Modulfläche für dieselbe Leistung erfordert. Perowskite wiederum haben großes Potenzial, könnten dank hoher Absorptionsraten und niedriger Verarbeitungstemperaturen langfristig zu kostengünstigen Hochleistungszellen führen. Kostendruck, Materialverfügbarkeit, Recyclingaspekte und die kontinuierliche Verbesserung von Produktionsverfahren werden auch in Zukunft den Fortschritt in der Photovoltaik antreiben und immer höhere Wirkungsgrade sowie sinkende Preise wahrscheinlich machen.

3. Herstellung von Silizium-PV-Zellen

3.1 Gewinnung von Rohsilizium

Silizium ist nach Sauerstoff und Magnesium das dritthäufigste Element im Erdmantel [7], liegt jedoch meist als Siliziumdioxid (SiO_2) vor und muss zunächst aufwendig reduziert werden. Aus Quarzsand entsteht bei hohen Temperaturen in Kombination mit Kohlenstoff metallurgisches Silizium (MG-Si), das allerdings noch große Verunreinigungen aufweist. Für hochwertige Halbleiteranwendungen werden im nächsten Schritt Gasphasenverfahren wie der Trichlorsilan-Prozess eingesetzt, um das Silizium zu reinigen. So entsteht solar grade Silicon (SoG-Si), dessen Reinheit für die meisten PV-Zwecke ausreicht. In der Mikroelektronik genutztes electronic grade Silicon (EG-Si) erreicht sogar noch strengere Reinheitsanforderungen, gilt allerdings als teurer in der Herstellung.

3.2 Wafer-Produktion und Zellfertigung

Das hochreine Silizium wird entweder monokristallin in Stabform oder polykristallin in Blockform erstarrt. Diese sogenannten Ingots lassen sich anschließend in dünne Wafer sägen, typischerweise mit Stärken von 150 μm bis 200 μm . Beim Schneiden fällt ein beachtlicher Anteil an Siliziumschlamm (Slurry) an, der zunehmend recycelt wird. In weiteren Prozessschritten werden die Wafer gereinigt, geätzt und dotiert, um den p-n-Übergang zu schaffen. Eine Antireflexschicht senkt die Lichtreflexion an der Oberfläche, und metallische Kontaktfinger (etwa aus Silber und Aluminium) leiten die freigesetzten Ladungsträger aus der Zelle ab. Der Zellprozess ist energieintensiv, doch schreitet die Optimierung der Verfahren stetig voran, sodass weniger Material verbraucht wird und die Energierückgewinnungszeit einer Anlage heute oft nur wenige Jahre beträgt.

3.3 Umweltauswirkungen der Produktion

Die hohe Prozesswärme, die bei der Reinigung und Kristallisation des Siliziums benötigt wird, prägt den Energiebedarf der PV-Zellfertigung. Chemikalien wie Flußsäure, die beim Waferätzen zum Einsatz kommen, erfordern geschlossene Kreislaufsysteme und eine ordnungsgemäße Entsorgung. Moderne Produktionslinien sind in diesem Punkt deutlich umweltfreundlicher als frühere Anlagen, und die Photovoltaik gilt schon nach kurzer Betriebszeit als Netto-Energielieferant, da sie die für ihre Herstellung aufgewendete Energie in Deutschland in weniger als 2 Jahren wieder erwirtschaftet haben.

3.4 Recycling und Kreislaufwirtschaft

Aufgrund von Modulstandzeiten von 20 bis 30 Jahren wird das Thema Recycling immer bedeutsamer. Glas und Metallrahmen lassen sich problemlos zurückgewinnen, und auch in den Zellen selbst enthaltene Metalle wie Silber können aufbereitet werden. Bei Siliziummodulen existieren erste Verfahren, in denen die Halbleiterschicht thermisch oder chemisch abgelöst und in Teilen recycelt wird. Eine stetige Verbesserung dieser Kreislaufprozesse trägt dazu bei, dass Photovoltaik-Systeme nicht nur aus Sicht der Energieerzeugung, sondern auch hinsichtlich ihrer Materialnutzung immer nachhaltiger werden.

4. Aufbau von PV-Systemen

4.1 Komponenten

Typische PV-Systeme umfassen, je nach Anwendungsfall, mehrere Komponenten. Da Solarzellen Gleichstrom produzieren und das öffentliche Stromnetz mit Wechselstrom betrieben wird sind zumindest das Solarmodul und Wechselrichter sowie ein Einspeisezähler (auf Wohngebäuden meist ein Zweirichtungszähler) zwecks Abrechnung erforderlich. Neu gebaute PV-Anlagen auf Wohngebäuden weisen inzwischen in Deutschland typischerweise mit einem Anteil von rund 80 % einen Speicher auf. Die wirtschaftliche Motivation der Eigentümer gründet auf der niedrigen Einspeisevergütung für PV-Strom und vergleichsweise hohen variablen Strompreisen für Letztverbraucher. Bedauerlich ist hieran, dass die dezentralen Speicher in der Praxis kaum Netzausbau verhindern und meist auch nicht zur Stabilisierung des Energiesystems, z.B. am Intra-Day Markt oder bei der Stellung von Regelreserve, eingesetzt werden. Mehr hierzu im Abschnitt 5.2.

4.2 PV auf Dachflächen und Fassaden

Ein großer Teil der installierten Leistung der PV-Anlagen in Deutschland wird auf Dächern und auf Fassaden errichtet. Dies hat mehrere Vorteile. Zunächst kann die Erzeugung so in Lastzentren also z.B. in Städten erfolgen. Weiterhin verschatten die PV-Anlagen das Gebäude zusätzlich, was in einer geringeren Erwärmung im Sommer resultiert.

Bisher wurden PV-Anlagen vorzugsweise nach Süden und mit einer Neigung von 30°–60° ausgerichtet, um mit den ursprünglich teuren Solarmodulen den höchsten Energieertrag zu erzielen. Durch die erhebliche und weiter anhaltende Kostenreduzierung bei den Modulen muss dieser Ansatz erweitert werden: In bebauten Gebieten Europas ist nutzbare Fläche oft deutlich teurer als die Solartechnik selbst. Daher sollten möglichst viele Flächen, bei denen eine Mehrfachnutzung möglich ist, zur Stromerzeugung genutzt werden. Das gilt insbesondere für Dachflächen. Es ist inzwischen sogar sinnvoll, PV unabhängig von der Himmelsrichtung der Dachausrichtung nutzbar zu machen. Damit lässt sich gleichzeitig auch eine bessere Verteilung der Stromerzeugung über den Tagesverlauf (siehe Abb. 2) erreichen und kann ggf. dazu beitragen, dass der Bedarf für Batteriespeicher reduziert werden kann.

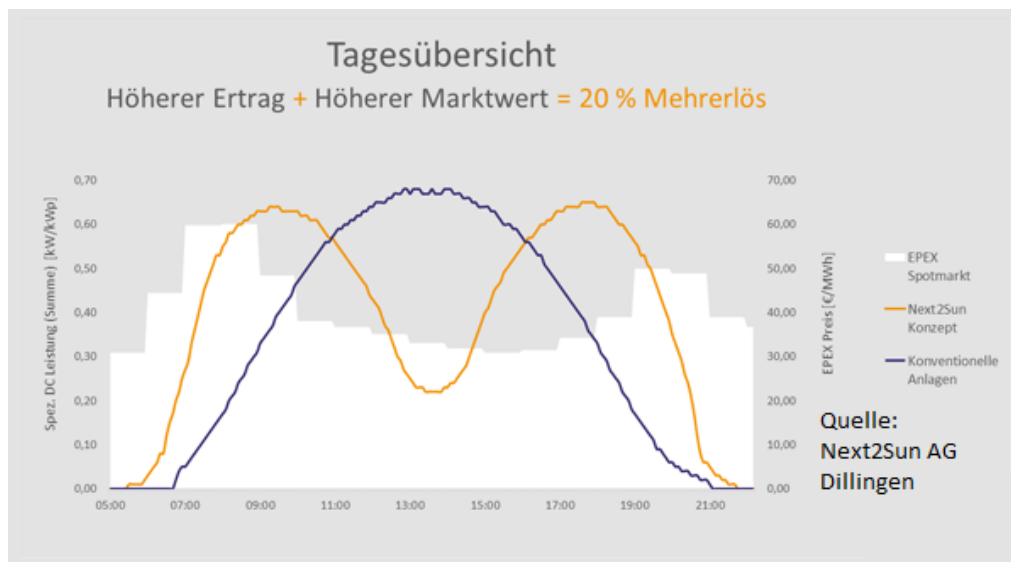


Abb. 2: Typischer Tagesverlauf der PV-Leistung in Abhängigkeit von der Ausrichtung (Quelle: Next2Sun AG)

Bei der Nutzung von Fassaden können senkrechte Flächen auch im Winter noch einen guten Energieertrag liefern, der besonders wertvoll ist, weil dann insgesamt die PV-Leistung knapp ist. Für die vertikale Montage im Freien sind Module besonders interessant, die auf beiden Seiten Sonnenenergie aufnehmen können (bifaciale Module). Diese benötigen nur wenig Grundfläche und können gleichzeitig als Zäune, Geländer, Lärmschutzwände und Windschutz auf landwirtschaftlichen Flächen dienen.

Bei einer Ausrichtung der Flächen nach Ost und West erzeugen sie morgens und abends höhere Leistung und sorgen für eine günstigere Verteilung von PV-Leistung im Netz über den Tagesverlauf. Auch wenn bei einer derartigen Nutzung von Gebäudeflächen ein geringeres Ertragsverhältnis zu erwarten ist als bei optimal nach Süden orientierten Flächen, könnte auf den Gebäudeflächen allein schon eine elektrische Energiemenge in der Größe des aktuellen Gesamtbedarfs, bezogen auf den Jahresertrag, gewonnen werden.

Weiteres Potential für integrierte PV bieten Parkplätze, Straßen, Schienenwege, Lärmschutzwände und die Oberflächen von Fahrzeugen.

Auch landwirtschaftliche Flächen können mehrfach genutzt werden (sog. Agri-PV). Bei der vertikalen Aufstellung sind, je nach Abstand und angedachter Nutzung, die Einschränkungen für die Landwirtschaftliche Nutzung teilweise gering. Auf Ackerflächen mit hohen Erträgen, die mit großen Maschinen befahren werden, ist eine doppelte Nutzung der Fläche zum heutigen Zeitpunkt in der Praxis nicht wirtschaftlich sinnvoll.

5. Integration ins Energiesystem

5.1 Eigenschaften der Photovoltaik (Variabilität und saisonale Erzeugung)

Als größte Herausforderung bei der Photovoltaik gilt die Tatsache, dass die Sonne nicht ganztägig scheint, sodass in den Nachtstunden eine direkte PV-Stromerzeugung nicht möglich ist. Abb. 3 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus PV-Anlagen in Deutschland für das Jahr 2024. Daraus wird ersichtlich, dass für etwa die Hälfte der Stunden eines Jahres keinerlei Stromerzeugung aus PV erfolgt. PV-Anlagen erreichen in Deutschland je nach Lage und Ausrichtung Volllaststunden zwischen 920 und etwa 990 h/a. Bei optimaler Lage und Ausrichtung können auch Werte von über 1000 h/a erreicht werden [2].

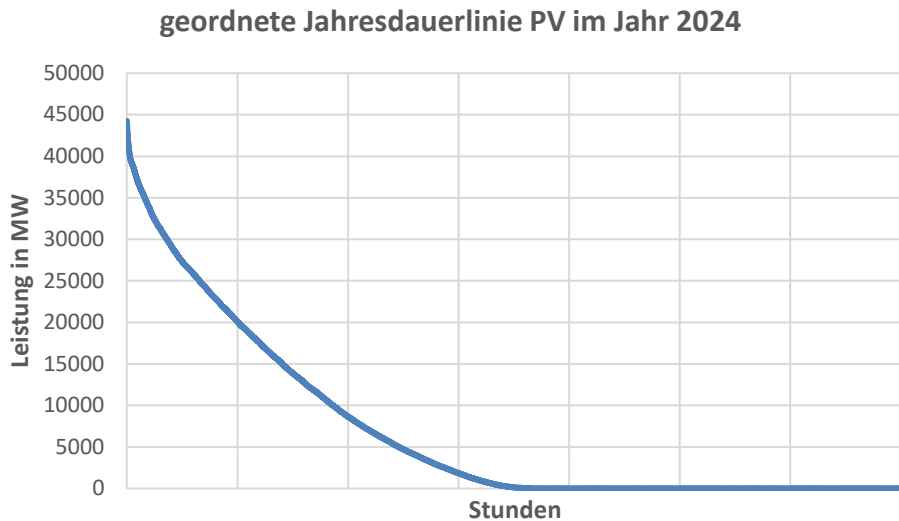


Abb. 3: Geordnete Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus PV-Anlagen in Deutschland für das Jahr 2024. Eigene Darstellung, Datenquelle www.energy-charts.info.

Ein weiteres Problem der Photovoltaik stellt die Variation der möglichen Leistung und damit des Energieertrags im Jahresverlauf dar. Im Gegensatz zur Windenergie (WEA) ist das Dargebot aus PV-Anlagen in Deutschland insbesondere in den Monaten April bis Oktober deutlich höher als während der Wintermonate. Dies wird durch Abb. 4 anschaulich dargestellt. Somit können sich PV und WEA bei der Bedarfsdeckung jedoch sehr gut ergänzen.

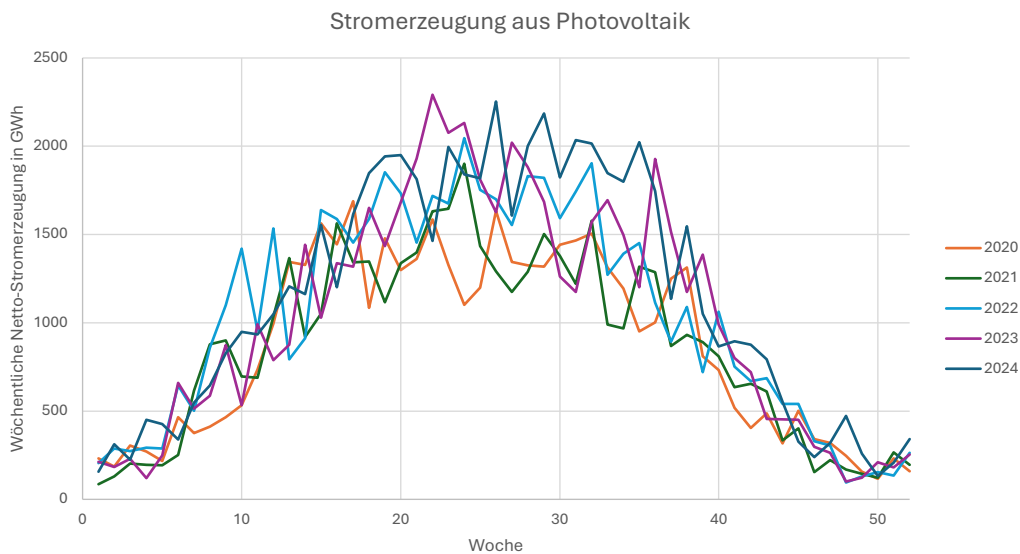


Abb. 4: Wöchentliche Stromerzeugung aus PV-Anlagen in Deutschland für die Jahre 2020–2024. Eigene Darstellung, Datenquelle www.energy-charts.info.

Im Süden Deutschlands ist die Sonneneinstrahlung geringfügig höher als im Norden – allerdings beträgt der Unterschied weniger als 10 %. Die ungleiche Verteilung führt stellenweise jedoch dazu, dass an sonnenreichen Tagen im Süden die Aufnahmefähigkeit von Netzen nicht ausreicht und eine Abregelung in geringem Ausmaß erforderlich machen kann. Der weitere Ausbau wäre daher mit Hinblick auf das Gesamtsystem möglichst nahe an an Verbrauchsschwerpunkten beziehungsweise im Norden Deutschlands wünschenswert. Um den kostentreibenden Ausbau der Netze so gering wie möglich zu halten, wäre auch ein Ausbau von PV dort erstrebenswert, wo freie Netzkapazitäten vorhanden sind.

Bei direkter Netzkopplung hätten wir bei dem langfristig geplanten PV-Ausbau von 400 GWp im Jahr 2040 mittags an sonnigen Tagen im Sommer eine PV-Leistung, die die Last im Netz um ein Vielfaches überschreiten würde und daher zum großen Teil exportiert, gespeichert oder abgeregelt werden müsste. In den Wintermonaten könnten dagegen PV-Anlagen allein – selbst bei diesem hohen PV-Ausbau –im Schnitt - also auch mit Batteriespeichern - nur zwanzig Prozent der benötigten Energie zur Verfügung stellen.

5.2 Speicher und Flexibilisierung (Rolle der Speichertechnologien, Sektorkopplung)

Der weitere PV-Ausbau erfordert mittelfristig zusätzlich eine Kombination aus dem Ausbau der Windenergie und des Übertragungsnetzes in ganz Europa, der Flexibilisierung des Verbrauchs und dem Ausbau von Speicherkapazitäten.

Wie in Abschnitt 4.1 dargelegt, werden die überwiegende Anzahl der neuen PV-Anlagen auf Wohngebäuden mit einem (Heim-)Speicher errichtet. Aktuell beträgt der Anteil bei PV-Neuanlagen bereits etwa 80 %. Hierdurch waren Ende des Jahres 2024 in Deutschland etwa 2 Mio. kleine Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von etwa 16 GWh und einer Leistung von etwa 10 GW installiert.

Dabei wird jedoch in den meisten Fällen heute leider noch kein netzorientierter Betrieb realisiert, so dass in vielen Fällen diese Batteriespeicher bereits vor Erreichen der PV-Mittagsspitze vollständig geladen sind und damit nicht zu einer Reduzierung der Netzbelastung beitragen können. Weiterhin können die Speicher nicht systemorientiert eingesetzt werden, da eine aufwendige, sehr sichere und aufgrund der jeweils kleinen Speichergröße auch teure kommunikationstechnische Anbindung erforderlich wäre. Ein flächendeckender Smart Meter Rollout und die Bündelung über Aggregatoren könnte hier Abhilfe schaffen. Leider ist die Kommunikationseinrichtung, die für die Steuerung von Verbrauchern erforderlich wäre, nach wie vor nicht flächendeckend verfügbar. Hier besteht Handlungsbedarf. Während bislang diese Kleinspeicher ausschließlich mit eigenem PV-Strom geladen werden durften - und damit in den Wintermonaten kaum nützlich waren - hat die Politik im Zusammenhang mit der Einführung von flexiblen Stromtarifen und Smart Metern jetzt erlaubt, dass diese Speicher auch aus dem Netz geladen werden können, wenn die Marktsignale einen entsprechend günstigen Stromeinkauf versprechen. Bei hohen Börsenpreisen kann dann auch die gespeicherte Energie über Aggregatoren wieder dem Strommarkt zur Verfügung gestellt werden, sofern die Energie nicht selbst benötigt wird.

Großspeicher, mit einer Leistung im zwei- bis dreistelligen Megawatt-Bereich, tragen mehr zur Stabilisierung des Energiesystems bei und sind je Leistung bzw. gespeicherte Energiemenge um ein Vielfaches günstiger als kleine Systeme. Aktuell liegt der Faktor bei ca. 3 d.h. 150€/kW für Großspeicher bei 1h Speichertiefe vs. im besten Fall ca. 450€/kW für Kleinspeicher.

Bei Großspeichern ist die Positionierung auf dem Gelände einer Freiflächen PV-Anlage oder nahe einer industriellen Aufdachanlage wirtschaftlich interessant, da der gleiche Netzanschluss genutzt werden kann. Allerdings sind auch andere Standorte denkbar. Großspeicher können nicht ausschließlich der PV zugeordnet werden können, seien hier der Vollständigkeit halber jedoch erwähnt. Batterie-Großspeicher haben bisher insbesondere die Märkte für die verschiedenen Arten von Regenergie bedient. Inzwischen ist auch die Nutzung von Differenzen des Börsenstrompreises und die bessere Auslastung von Übertragungsleitungen ein Geschäftsmodell. Zum Ende des Jahres 2024 waren in Deutschland Batterie-Großspeicher mit einer Leistung von etwa 1,5 GW und einer Kapazität von 1,8 GWh installiert. Aktuell ist hier ein hohe Marktdynamik zu beobachten, so dass in den letzten Jahren die Leistung der „Anschlussbegehren“ für Großspeicher stark angestiegen ist. Langfristig – bis zum Jahr 2045 – wird in den unterschiedlichen Szenarien von einem Bedarf an Batterie-Großspeichern mit deutlich mehr als 25 GW / 100 GWh ausgegangen. Aktuell sind bereits für die kommenden

Jahre in Deutschland Batterie-Großspeicher mit Kapazitäten von mehreren GWh und Leistungen von mehreren GW in Planung – mit weiter steigender Tendenz.

Im Moment wird der Batteriemarkt insbesondere noch vom Bedarf für Antriebsbatterien für Premiumfahrzeuge beherrscht, wodurch sowohl eine Erhöhung der Energie- als auch der Leistungsdichte im Fokus der Batterieentwicklung stehen. Bei PKW die besonders günstig sein sollen und bei stationären Anwendungen sind diese Parameter i. d. R. nicht so wichtig, so dass dort in Zukunft auch andere, kostengünstigere, Batterietechnologien zum Einsatz kommen können. Im stationären Bereich und bei günstigen PKW-Modellen ist aktuell die Lithium-Eisen-Phosphat-Technologie dominant. Diese Technologie hat sich durchgesetzt, da kein seltenes und kostspieliges Kobalt für die Batterien benötigt wird. Perspektivisch könnte die Natrium-Ionen-Technologie in diesen Märkten eine stärkere Rolle einnehmen.

Auch eine Flexibilisierung des Verbrauchs kann dazu beitragen, die PV-Erzeugungsspitzen aufzunehmen. Die gesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugen ist eine kostengünstige Option, die viele Verbraucher bereits nutzen. Aus Sicht des Energiesystems wäre diese Maßnahme besonders wirksam, wenn möglichst viele Fahrzeuge, insbesondere in den Mittagsstunden, an eine erzeugungsnahe Ladestation angeschlossen werden können, um die PV-Erzeugungsspitzen aufzunehmen.

Eine weitere Option zur Verbrauchsflexibilisierung sind Power-to-Heat-Anlagen (PtH). Dies sind neben elektrischen Wärmepumpen auch kostengünstige elektrische Direkt-Wärmeerzeuger (üblicherweise Widerstandsheizer), die z. B. ganzjährig für die Erwärmung von Brauchwasser im Gebäudebereich oder aber auch im industriellen Maßstab für die Bereitstellung von Prozesswärme oder in Fernwärmesystemen eingesetzt werden können – häufig in Kombination mit Wärmespeichern. In Deutschland sind dies meistens Kurzzeit- bzw. Tagesspeicher, wohingegen in Dänemark auch saisonale Wärmespeicher realisiert werden. Auch der gesteuerte Betrieb von Klimageräten kann insbesondere in den Sommermonaten einen wichtigen Beitrag zur Lastflexibilisierung leisten, da deren Betriebszeiten sehr gut zu dem zeitgleichen PV-Dargebot passen.

Prinzipiell wäre während der Zeiten mit PV-Überschuss auch die Erzeugung von Wasserstoff mit Elektrolyseuren denkbar. Damit könnte dann auch der Bereich einer saisonalen Langfristspeicherung erschlossen werden. Allerdings erfordert der Betrieb der noch sehr teuren Elektrolyseure für eine wirtschaftliche Wasserstoffproduktion möglichst hohe Volllaststunden (> 4000 h/a), wohingegen die PV-Überschüsse eher kurzfristig auftreten würden. Insbesondere in sonnenreichen Ländern kann jedoch die Photovoltaik zu einer Schlüsseltechnologie zur Erzeugung von Grünem Wasserstoff werden. Bei weiter sinkenden Kosten für die Erzeugung von PV-Strom in diesen Ländern und gleichzeitig fallenden Preisen für Elektrolyseure werden geringere Volllaststunden für deren Betrieb und die hohen Verluste bei der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff langfristig eine geringere Rolle spielen.

5.3 Fernsteuerbarkeit und Abregelung (Steuerung im Netzbetrieb)

In der Vergangenheit galt die Abregelung von PV-Einspeisung als Tabu. Inzwischen hat sich jedoch die Erkenntnis durchgesetzt, dass selbst bei einer deutlichen Leistungseinschränkung zu Spitzenzeiten nur ein vertretbar geringer Energieanteil nicht genutzt werden kann. Zusätzlich nimmt der Marktwert der eingespeisten Energie zu diesen Spitzenzeiten deutlich ab, so dass dies die finanziellen Nachteile einer Abregelung reduziert. Wirtschaftlich wäre ein Netzausbau für die selten auftretenden Leistungsspitzen nicht vertretbar und selbst wenn die Netze diese Leistungsspitzen aufnehmen könnten, muss zeitgleich auch eine Last in gleicher Höhe vorhanden sein. Auch bei einer steigenden Lastflexibilisierung und neuen zusätzlichen Lasten (s.o.) wäre dies bei dem langfristig geplanten PV-Ausbau von 400 GW und mehr nicht mehr möglich. Daher wird zunehmend eine Steuerbarkeit der Anlagen gefordert.

Entsprechend des Vorrangs von Erneuerbaren Energien war zu Beginn des Ausbaus der PV keine Fernsteuerung der Anlagen vorgesehen. Dies hat sich mit zunehmendem Ausbau geändert, da sowohl im Hinblick auf Netzengpässe eine Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber notwendig sein kann als auch im Hinblick auf den Strommarkt durch den Direktvermarkter. Bei weiter steigenden installierten Leistungen aus PV wird die Fernsteuerbarkeit auch für die Systembilanz relevant, da ggf. mehr Leistung eingespeist als verbraucht würde – was aus Gründen des einzuhaltenden Leistungsgleichgewichts nicht zulässig ist, so dass eine fehlende Fernsteuerbarkeit zu einem systemischen Risiko werden könnte.

Im Jahr 2024 haben 450 000 Solaranlagen mit einer summarischen Leistung von 67 GWp eine jeweils installierte Leistung größer als 25 kWp und müssen damit fernsteuerbar sein. Demgegenüber stehen 4,41 Mio. Solaranlagen mit einer installierten Leistung kleiner als 25 kWp. Diese sind damit nicht fernsteuerbar und entsprechen summarisch einer installierten Leistung von 34 GWp.

Die maximale nicht fernsteuerbare PV-Einspeisung lag 2024 knapp über 17 GW und ist damit immer noch deutlich kleiner als die minimale Last zur Mittagszeit. Allerdings ist in der Praxis zu beobachten, dass nicht alle PV-Anlagen, die fernsteuerbar sein müssten, tatsächlich aus der Ferne gesteuert werden können. Außerdem steigt auch die installierte Leistung nicht fernsteuerbarer Anlagen perspektivisch weiter, weshalb für die Zukunft sicherzustellen ist, dass die zugehörige Einspeisung nicht höher ist als die zeitgleich auftretende minimale Last (einschließlich der vorgenannten Optionen zur Lastflexibilisierung).

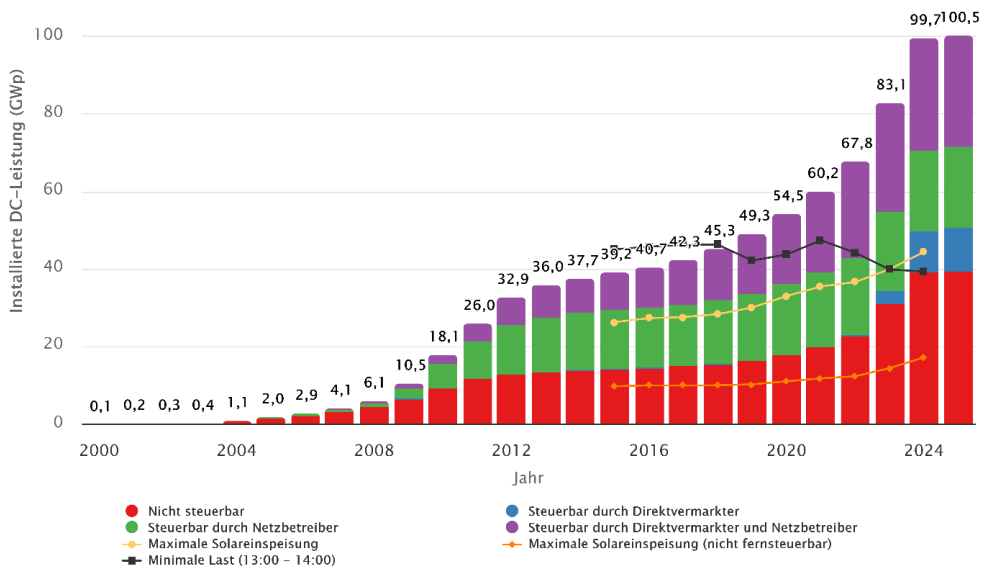


Abb. 5: Installierte Solarleistung in Deutschland nach Fernsteuerbarkeit. (Quelle: Energy-Charts)

6. Wirtschaftlichkeit und politische Rahmenbedingungen

6.1 Stromgestehungskosten und EEG-Vergütung

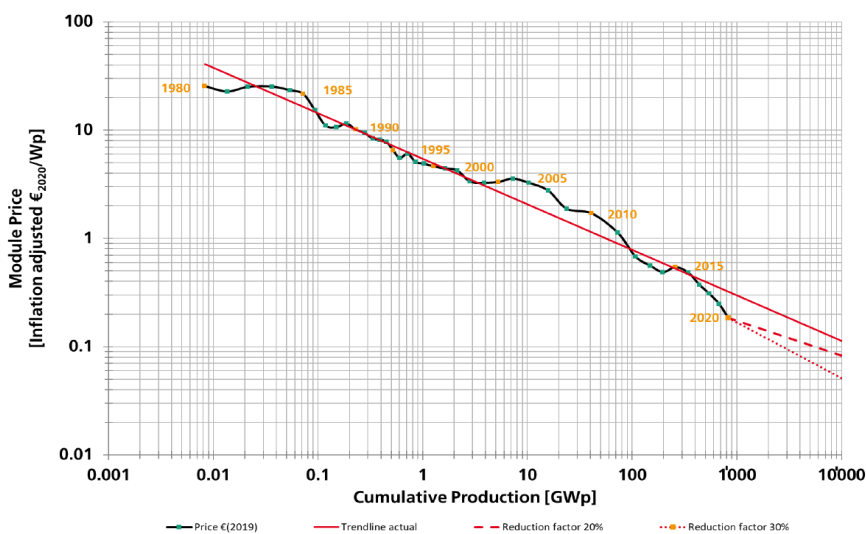
In Abhängigkeit von Anlagentyp, Einstrahlung, Anlagengröße und der Ausrichtung lagen die Stromgestehungskosten für Photovoltaik nach [3] im Jahr 2024 zwischen ca. 4,1 und 14,4 ct/kWh, wobei die geringeren Werte für große Freiflächenanlagen bei guten Einstrahlbedingungen gelten und die hohen Werte für kleinere Dachanlagen und eher schlechteren Einstrahlbedingungen. Kommt zusätzlich ein Batteriespeicher zum Einsatz, so liegen die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme deutlich höher und können bei ungünstiger Speicherdimensionierung auch das Doppelte der vorgenannten Werte erreichen [3]. Wenn die Sonne scheint, ist die Eigenerzeugung mit PV auf Dachflächen inzwischen also deutlich kostengünstiger als ein Strombezug aus dem Netz. Für Eigentümer von Wohngebäuden ist oft insbesondere ein möglichst hoher direkter Eigenverbrauch von Interesse, da für die Netzeinspeisung von überschüssigem PV-Strom bei kleinen Dachanlagen aktuell (Stand Januar 2025) entsprechend EEG nur etwa 8 ct/kWh (für eine Dauer von 20 Jahren) vergütet werden.

6.2 Fördermechanismen und Regulierungen (Direktvermarktung, Pflicht ab 100 kWp)

Inzwischen gibt es jedoch auch Direktvermarkter, die einzuspeisende PV-Strommengen aufkaufen und dann an die Börse bringen. Voraussetzung hierfür ist allerdings eine Fernsteuerbarkeit der Anlage sowie die Übertragung der aktuellen Einspeise-Leistungswerte. Für kleine Anlagen oder bei geringen Überschussmengen ist dies in der Regel nicht wirtschaftlich. Für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kWp ist die Direktvermarktung seit dem Jahr 2016 Pflicht.

6.3 Technologische und ökonomische Aspekte (Vergleich, Entwicklung)

Die PV-Technologie galt zunächst als eine der teuersten Methoden der Stromerzeugung, die anfangs nur in netzfernen Anwendungen denkbar war. Seit dem Beginn der netzgekoppelten Nutzung hat diese Technologie so große Fortschritte gemacht, dass sie heute jeder anderen Methode der Stromerzeugung auch wirtschaftlich überlegen ist. Daher ist damit zu rechnen, dass der Zubau an installierter PV-Leistung weiter anwächst und zusammen mit geeigneten Speichertechnologien langfristig andere Stromerzeugungsarten ablösen könnte. Im Frühjahr 2022 wurde weltweit die Schwelle von einem Terawatt installierter PV-Leistung überschritten.



to 2010 estimation from different sources: Strategies Unlimited, Navigant Consulting, EUPD, pvXchange; from 2011: IHS Markit; Graph: PSE 2021

Abb. 6: Entwicklung der PV-Modulpreise in Abhängigkeit der kumulierten Leistung

Der Preis für Solarmodule ist innerhalb von 40 Jahren auf ein Hundertstel gesunken (siehe Abb. 6). Insgesamt hat diese bemerkenswerte Lernkurve dazu geführt, dass Strom aus PV-Anlagen zu den günstigsten Stromerzeugungstechnologien (siehe Abb. 7) gehört. In den USA ist eine Kostensenkung von PV-Strom auf 1 Cent/kWh zu erwarten. In Südeuropa ist von ähnlichen Möglichkeiten auszugehen. Bei einem derartigen Vergleich der reinen Stromerzeugungskosten sollte jedoch immer die Verfügbarkeit und die Systemintegration mit beachtet werden. Hierzu zählen insbesondere die Kosten für ggf. erforderliche Energiespeicher für alle Zeitbereiche sowie ein geeigneter Ausbau der Stromnetze.

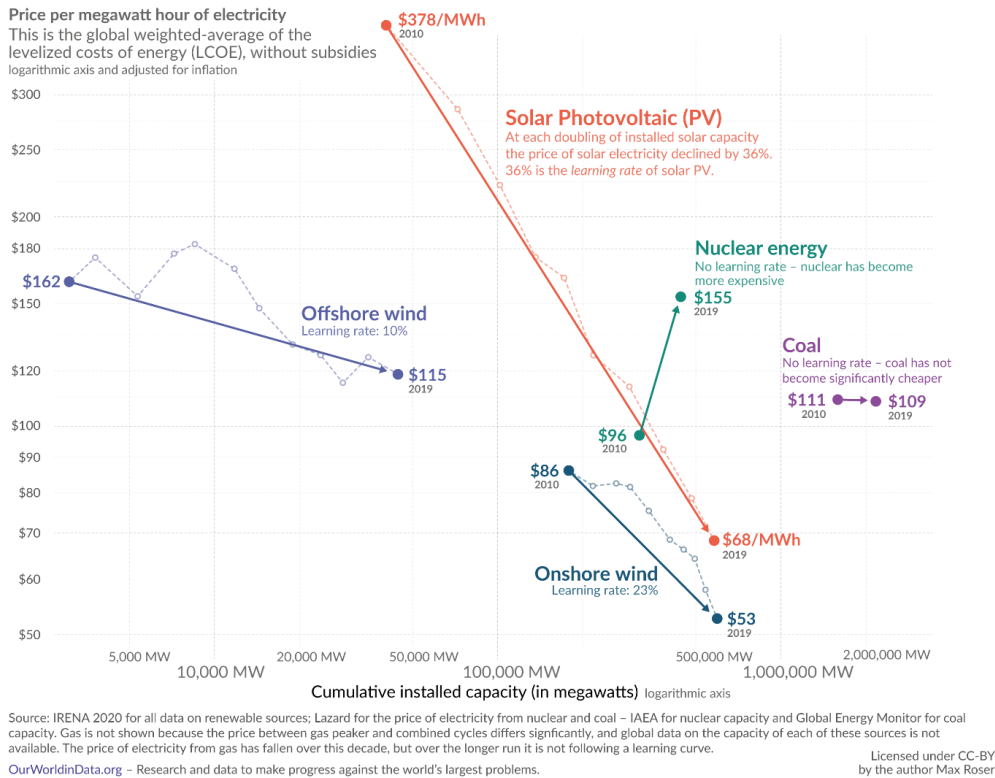


Abb. 7: Vergleich von Stromerzeugungskosten für verschiedene Technologien

Der Umwandlungswirkungsgrad konnte im Laufe dieser Zeit weiter erhöht werden, während Material- und Energieeinsatz immer weiter verringert wird. Die Zeit, die nötig ist, die bei der Produktion eingesetzte Energie wiederzugewinnen, verringert sich entsprechend (siehe Abb. 8).

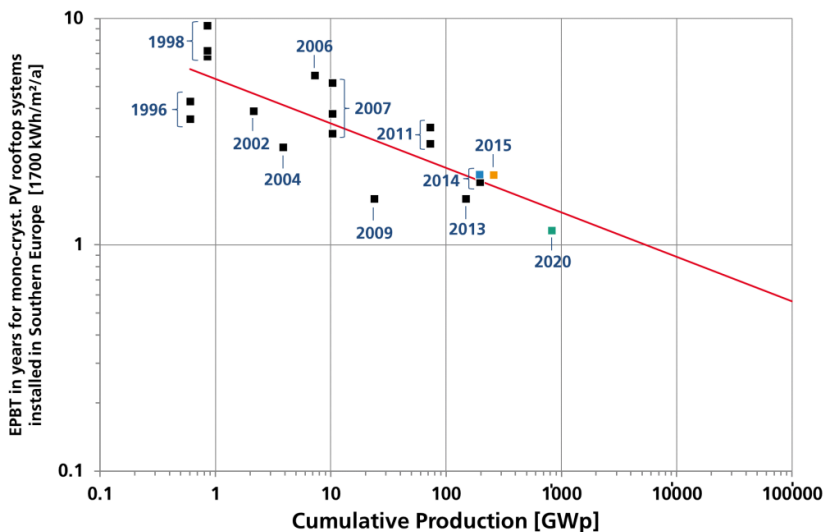


Abb. 8: Entwicklung der energetischen Payback-Zeit von PV-Dachanlagen (Quelle Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report 2021, basierend auf einer Einstrahlung von 1700 kWh/m²/a und optimiertem Neigungswinkel)

Zu Beginn der Entwicklung haben Kritiker der Technologie mit den hohen oder gar unerreichbaren energetischen Payback-Zeiten von PV-Anlagen argumentiert. Wie Abb. 8 zeigt, liegen die energetischen Payback-Zeiten von PV-Dachanlagen mit monokristallinen Silizium-Zellen inzwischen bei wenigen Jahren. Im Ergebnis sind auch die Gesamtemissionen über die gesamte Lebensdauer sehr gering. Weiterhin ist Strom aus PV-Anlagen heute die sicherste Form der Stromerzeugung mit den wenigsten Todesfällen pro erzeugter Energiemenge (siehe Abb.9).

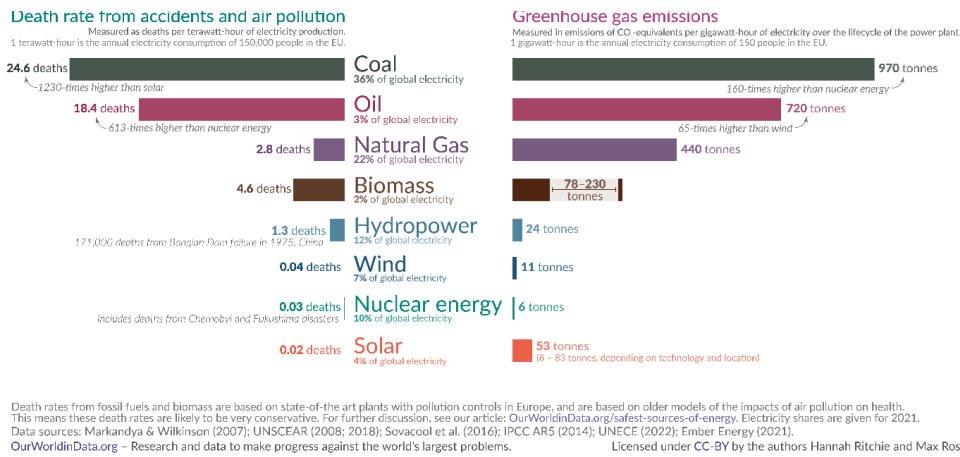


Abb.9: Vergleich von Personensicherheit und THG-Emissionen von verschiedenen Stromerzeugungstechnologien.

6.4 Lebensdauer

Die ersten größeren PV-Anlagen sind jetzt seit etwa 40 Jahren in Betrieb. Bei kristallinen Zellen ist nur eine geringe Degradation zu beobachten. Die übliche ökonomische Nutzungsdauer der PV-Module liegt heute bei über 30 Jahren, wobei andere Komponenten der PV-Anlage (z.B. Wechselrichter oder Batteriespeicher) eine kürzere Lebensdauer haben können. Wenn es bei einigen Solarmodultypen Ausfälle gab, hat das meistens mit Materialfehlern oder ungeeigneten Verfahren zu tun. So wurde in den 90er Jahren versucht, das teure Silber der gelöteten Zellverbindungen durch punktgeschweißte Aluminiumverbinder zu ersetzen. Diese Bauart von Solarmodulen ist nach wenigen Jahren fast vollständig ausgefallen. Inzwischen gibt es wesentliche Fortschritte, auch bei der Technik der Zellverbindungen.

7. Überlegungen zur Lieferkette und geopolitische Aspekte

Die Photovoltaik-Branche in Deutschland blickt auf eine wechselvolle Entwicklung zurück. Während Unternehmen wie Q-Cells um 2007 noch weltweit führend bei der Solarzellenproduktion waren, geriet die deutsche Solarindustrie durch massiv geförderte Konkurrenz in Asien und das preisbestimmte Käuferverhalten ins Hintertreffen. So werden in China z.B. aktuell 96 % der Silizium-Wafer gefertigt [9]. Strafzölle der EU auf fernöstliche Produkte setzten zu spät an, sodass zahlreiche deutsche und europäische Hersteller Insolvenz anmelden oder von internationalen Konzernen übernommen wurden. Dennoch verfügt Deutschland insbesondere im Maschinen- und Anlagenbau weiterhin über starke Kompetenzen, die für eine erneute PV-Industrialisierung von Bedeutung sein können. Firmen wie TRUMPF (Lasertechnologie), SINGULUS TECHNOLOGIES (Vakuumbeschichtung und Oberflächenbearbeitung), Wacker Chemie (Polysilizium) und Manz AG (Produktionsanlagen) sind in ihren Segmenten führend und liefern Schlüsseltechnologien für die Fertigung von Solarwafern, -zellen und -modulen. Dies unterstreicht das anhaltende Potenzial des Industriestandorts Deutschland, das jedoch auch angesichts gestiegener Energiepreise und geopolitischer Unsicherheiten politisch unterstützt werden muss, um den Wiederaufbau einer wettbewerbsfähigen PV-Produktion in Europa zu ermöglichen.

8. Handlungsempfehlungen und Fazit

Die Photovoltaik stellt in Deutschland neben der Windenergie eine wesentliche Säule für die Energiewende dar. Die Technologie punktet mit den geringsten Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugung, erfordert aber aufgrund der Volatilität des Dargebots zusätzliche Maßnahmen im Bereich der Energiespeicherung. Ihr großer Vorteil liegt insbesondere in der Dezentralität der Erzeugung, da für die Aufstellung von PV-Anlagen im Gegensatz zur Windenergie so gut wie keine Einschränkungen bestehen und dadurch eine verbrauchsnahe Erzeugung ermöglicht wird.

Allerdings ist zu beobachten, dass sich der PV-Ausbau in den letzten Jahren – insbesondere bei Freiflächenanlagen – immer weniger an der lokal vorhandenen Energieinfrastruktur orientiert, so dass die Stromnetze in manchen Gegenden immer häufiger an ihre Leistungsgrenze kommen und PV-Anlagen zeitweise abgeregelt werden müssen oder einen entsprechenden Netzausbau erfordern. Der weitere Ausbau der PV-Stromerzeugung muss daher möglichst intelligent erfolgen und sollte sich u.a. auch an den lokalen Netzkapazitäten orientieren. Weiterhin sollten auch lokale Maßnahmen zur Bedarfsflexibilisierung und zur Sektorkopplung – z.B. dargebotsorientiertes Laden von Elektrofahrzeugen oder elektrische Wärmeerzeugung (Power-to-Heat) – oder Energiespeicher zusammen mit dem weiteren PV-Ausbau optimiert werden, damit die lokal erzeugte elektrische Energie möglichst auch lokal genutzt werden kann.

Mit einem Anteil von bereits rund 14 % am Bruttostromverbrauch und weiter steigenden Zubauraten leistet die Photovoltaik einen entscheidenden Beitrag zum Klimaschutz und zur zukünftigen Versorgungssicherheit. Angesichts der ehrgeizigen Zielvorgaben, die im EEG 2023 eine PV-Gesamtleistung von 400 GWp bis 2040 vorsehen, gilt es nun, alle Kräfte zu bündeln, um dieses Potenzial optimal auszuschöpfen und gleichzeitig den Industriestandort Deutschland zu stärken.

Vor diesem Hintergrund ist eine Erweiterung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten auf dem Gebiet von Material- und Zelltechnologien geboten. Neben den nach wie vor dominierenden kristallinen Siliziumzellen sollten insbesondere Perowskit- und Tandemzellen in den Fokus rücken, um künftig höchste Wirkungsgrade bei stetig sinkenden Kosten realisieren zu können. Darüber hinaus erfordern die wachsenden Anforderungen an die Integration fluktuierender Erzeugung eine intensive Forschung zu effizienten und kostengünstigen Energiespeichern – seien es Batterien (z. B. Lithium-Eisen-Phosphat- und Natrium-Ionen-Technologie), Wärmespeicher (im Zusammenhang mit Power-to-Heat-Lösungen) oder andere Sektorkopplungsoptionen (z.B. auf Basis von Wasserstoff und dessen Derivaten). Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Kreislaufwirtschaft: Fortschritte im Recycling von Siliziumwafern, Metallen und anderen wertvollen Materialien, die in Modulen verwendet werden, können den Ressourcenbedarf langfristig senken und den ökologischen Fußabdruck der PV weiter verbessern.

Für die immer wichtiger werdende Versorgungssicherheit in Krisenzeiten ist die Dezentralität der Stromerzeugung ein großer Vorteil. Hierzu können zellulare Energiestrukturen einen wichtigen Beitrag leisten. Durch die großflächige Verteilung der PV und die Ergänzung durch dezentrale Energiespeicher stellen solche dezentralen Systeme kaum ein lohnendes Ziel für militärische oder terroristische Angriffe dar.

Auf politischer Ebene müssen wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen geschaffen werden, um den PV-Ausbau in Deutschland weiter voranzutreiben und Industriefertigung wieder aufzubauen. Neben verlässlichen Fördermechanismen und rechtlichen Vorgaben, die Investitionssicherheit bieten, sollten insbesondere die etablierten Kompetenzen des deutschen Maschinen- und Anlagenbaus gezielt unterstützt werden. Eine durchdachte Industrieförderung, die Maschinenbau und PV-Produktion enger verzahnt, kann Europa helfen, sich von globalen Lieferkettenrisiken unabhängiger zu machen. Ein solcher Schritt erscheint in Anbetracht der Bedeutung von PV-Anlagen für Europa und der hohen Abhängigkeit von fern-östlichen Lieferanten erstrebenswert.

Darüber hinaus sind Netzintegration und Digitalisierung von zentraler Bedeutung: Ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout und einheitliche Kommunikationsstandards würden es erlauben, sowohl kleine PV-Anlagen als auch Speicher netzorientiert zu betreiben und so Engpässe zu reduzieren.

Auch aus wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Perspektive sind gezielte Maßnahmen erforderlich, um die anhaltende Nachfrage nach PV-Anlagen zu stützen und zugleich einen nachhaltigen Nutzen für ganz Europa zu generieren. Die Erweiterung einschlägiger Studien- und Ausbildungsgänge ist dabei ebenso wichtig wie die Anreizung von Sektorkopplungslösungen. Wenn Industrie und private Haushalte mithilfe variabler Stromtarife, flexibler Ladestrategien für Elektrofahrzeuge oder Power-to-Heat-Verfahren ihren Stromverbrauch stärker an das fluktuierende PV-Angebot anpassen, können mehr Erzeugungsspitzen sinnvoll genutzt werden. Strategische Partnerschaften zwischen Hochschulen, Forschungsinstituten und Unternehmen beschleunigen zudem Innovationen und stärken den Wissenstransfer. Damit wird Deutschland nicht nur seiner Verantwortung für den Klimaschutz gerecht, sondern etabliert sich zugleich als führender Standort für zukunftsweisende Photovoltaik-Technologien.

Literatur

- [1] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt, Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2023> (Zugriff am: 10. Februar 2025).
- [2] Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland
Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 4.1.2025
- [3] C. Kost, P. Müller, J. Sepúlveda Schweiger, V. Fluri und J. Thomsen, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. [Online]. Juli 2024, Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (Zugriff am: 10. Februar 2025).
- [4] K. Fath
Technical and economic potential for photovoltaic systems on building
Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, KIT, 2018
- [5] T. Kuhn
Aktive solare Gebäudehülle zur dezentralen Energieerzeugung in Gebäuden
in 2. Kongress ENERGIEWENDEBAUEN, Januar 2019
- [6] Quaschnig, Volker, Regenerative Energiesysteme
Carl Hanser Verlag München, 12. aktualisierte Auflage 2023
- [7] Wang, Haiyang S.; Lineweaver, Charles H.; Ireland, Trevor R., "The elemental abundances (with uncertainties) of the most Earth-like planet", *Icarus*. 299: 460–474, Januar 2018
- [8] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 6. Dezember 2022, abgerufen am 6. Februar 2023 (englisch)
- [9] Fraunhofer ISE (2023): Einschätzungen zum Aufbau einer europäischen PV-Wertschöpfungskette.

Über die Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG)

Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG) bündelt mit über 9.000 Mitglieder die Fachkompetenz der Energietechnik von der Erzeugung, Übertragung, Verteilung bis hin zu den vielfältigen Anwendungsfeldern. Das umfangreiche Expert*innenwissen der rund 300 ehrenamtlichen Mitarbeiter*innen aus Industrie, Forschung, Versorgungsunternehmen, Hochschulen und Behörden, die in Fachbereichen, Fachausschüssen und Arbeitskreisen mitwirken, bildet die technisch-wissenschaftliche Basis für Veranstaltungen und Publikationen der Energietechnischen Gesellschaft im VDE.

Mehr Informationen unter <https://www.vde.com/etg>

Über den VDE

Der VDE, eine der größten Technologie-Organisationen Europas, steht seit mehr als 130 Jahren für Innovation und technologischen Fortschritt. Als einzige Organisation weltweit vereint der VDE dabei Wissenschaft, Standardisierung, Prüfung, Zertifizierung und Anwendungsberatung unter einem Dach. Das VDE Zeichen gilt seit mehr als 100 Jahren als Synonym für höchste Sicherheitsstandards und Verbraucherschutz.

Wir setzen uns ein für die Forschungs- und Nachwuchsförderung und für das lebenslange Lernen mit Weiterbildungsangeboten „on the job“. Im VDE Netzwerk engagieren sich über 2.000 Mitarbeiter*innen an über 60 Standorten weltweit, mehr als 100.000 ehrenamtliche Expert*innen und rund 1.500 Unternehmen gestalten im Netzwerk VDE eine lebenswerte Zukunft: vernetzt, digital, elektrisch.

Wir gestalten die e-diale Zukunft.

Sitz des VDE (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e.V.) ist Frankfurt am Main. Mehr Informationen unter www.vde.com

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-0
service@vde.com

VDE