



Schwerpunkt:

Energiepolitik auf Abwegen

— 10

Alles neu: EEG, GmodG, EnWG – Wohin steuert die aktuelle Energiepolitik?

Wir haben die wichtigsten Folgen der Gesetzesänderungen zusammengefasst

— 26

Warum das Ende der Einspeisevergütungen die Energiewende gefährdet

Droht ohne Einspeisevergütung der Ausbau-Knick? Wir haben nachgerechnet

— 18

Warum tut sich die Regierung beim Speicherausbau nur so schwer?

Interview mit Eberhard Waffenschmidt zu Speicherausbau und Netzengpässen

Bild — Sven Viehweger



Wir sind unermüdlich!

Eigentlich sollte es heißen: „Wir sind unermüdlich“ – aber was sollen wir sagen, nach Wochen voller Angriffe auf die Energiewende, schockierenden Gesetzesänderungen und weitgehend politisch ignorierten Demos? Wir sind müde! Aber mehr noch sind wir wütend – über eine Energiepolitik, die so offensichtlich von fossilen Lobby- und Kapitalinteressen geprägt ist und unsere Klimaschutz- und Energiewende-Ziele mutwillig vor die Wand fährt. Erneuerbare Energien sichern nicht nur die Zukunft auf diesem Planeten, sondern ergeben auch wirtschaftlich Sinn, wenn man es richtig angeht. Auf Fossile zu setzen ist klimatechnisch und wirtschaftlich risikoreich und teuer. Zumindest Letzteres wurde durch den USA-Iran-Konflikt erneut schonungslos bestätigt.

Trotz allem sehen wir auch positive Veränderungen: Unsere Protestaktionen haben viel Zuspruch erhalten, die Klimabewegung hat über 80.000 Menschen auf die Straßen gebracht, es gab neue Follower auf Social Media und neue Mitglieder, die uns und unsere Arbeit unterstützen möchten. Das hilft uns nicht nur finanziell, sondern spornt uns an! Wir können es nicht oft genug sagen: DANKE!

Der Solarbrief macht die „Energiepolitik auf Abwegen“ zum Schwerpunkt. Wir haben versucht, einen kompakten Überblick über die geplanten Gesetzesvorhaben zu schaffen: Welche Neuerungen sind wichtig? Welche Konsequenzen folgen für Betreiber und die Energiewende? Und wie können Netzengpässe und Strommarktprobleme gelöst werden, ohne die Klimaziele zu gefährden?

Die Bundesregierung steht gerade mächtig unter Druck. Während Sie diesen Solarbrief lesen, wird hinter den Kulissen weiter gestritten: Wir werden in den nächsten Wochen erleben, ob sich am Ende doch wieder fossile Interessen durchsetzen und die neuen Gesetze weiter verwässert werden. Oder nimmt Schwarz-Rot die jüngsten, wirklich alarmierenden Warnungen des Expertenrates für Klimafragen endlich ernst und wagt die dringend nötige Trendwende beim Klimaschutz? Egal, wie es ausgeht: Wir bleiben für Sie dran. Sobald es Neuigkeiten gibt, erfahren Sie es als Erste – in unserer Rundmail, auf der Website und auf Social Media.

Euer SFV-Team

Inhalt



Schwerpunkt

- 04
Absurdes aus der Energiepolitik
— Taalke Wolf
- 06
**Konzernmacht verdrängt die
Bürgerenergie?**
— Kyra Schäfer
- 10
**Alles neu: EEG, GmodG, EnWG – wohin
steuert die aktuelle Energiepolitik?**
— Susanne Jung, Tobias Otto, Kyra Schäfer
- 16
**Hätte es so schön sein können? Ein Blick
auf die Energiewende-Utopie**
— Susanne Jung, Kyra Schäfer
- 18
**Warum tut sich die Regierung beim
Speicherausbau nur so schwer?**
— Interview mit Eberhard Waffenschmidt
- 20
8 Vorurteile zur Einspeisevergütung
— Taalke Wolf, Tobias Otto
- 22
Das Klimaklagen-Update
— Susanne Jung



Beratung

- 24
Beratung kompakt: 4 Kurzbeiträge
— Taalke Wolf, Susanne Jung, Christina
Bönning-Huber
- 26
**Warum das Ende der Einspeisevergütun-
gen die Energiewende gefährdet**
— Susanne Jung
- 32
**Was die EEG-Novelle für neue
PV-Anlagen bedeuten würde**
— Frank Hergert
- 34
**5 Fragen zum Preis: Günstige Energie
günstige Strompreise**
— Oliver Kluth
- 36
**Zahlen & Fakten: Dezentrale
Energiewende**
— Stefanie Könen, Kyra Schäfer



Verein

- 38
Aktuelles / Updates / Pressespiegel
— Caroline Kray
- 39
Neues von der Geschäftsstelle
— Kyra Schäfer
- 40
Neues von den Infostellen
— Caroline Kray
- 42
Termine



Absurdes aus der Energiepolitik

Text — Taalke Wolf



Digitalisierung der Energiewende

Wie Smart ist Deutschland?

Ticket ziehen und Schlange stehen beim Netzbetreiber: Ungefähr so würde es aussehen, wenn die Ausgabe der *Smart Meter* in Deutschland in die Hände der Kund:innen gelegt würde. Nach dem – so wunderbar passend genannten – „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ im Jahr 2023 ist jedoch nicht viel passiert. Gerade einmal 23,3% der gesetzlich geregelten Pflichteinbaufälle von *Smart Metern* sind nach Angaben der Bundesnetzagentur bereits vorgenommen worden. Wer ein *Smart Meter* (z. B. für einen dynamischen Stromtarif oder die Abrechnung einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung) braucht, steht lange an. Wir haben zwar ein junges Bundesministerium für Digitales und Staatsmodernisierung sowie ein großes Wirtschaftsministerium. Aber bei der Intelligenz von Smarten Stromzählern liegt Deutschland in Europa an letzter Stelle. Übrigens: Kalifornien hat sein Ziel einer 100%-Quote bereits vor 10 Jahren erreicht. Deutschland, was ist da wieder los?

Quellen & Infos:

www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html

Bild — Adobe Stock | Proxima Studio

Kein Geld für Solar

Meyer Werft statt Meyer Burger

„Dieser Deal steht für Zukunftsfähigkeit, Innovationskraft, internationales Vertrauen und die Fortführung herausragender Ingenieurskunst in Deutschland“. Was Frau Reiche damit wohl beschreibt? Auf jeden Fall nicht die deutsche Solarindustrie. Während 2025 die letzte Solarmodulfabrik von *Meyer Burger* in Deutschland ihre Tore schließt, dürfen sich die Luxussschiffe dank großzügiger Staatszuschüsse über neue Aufträge freuen. Umweltschädliche Kreuzfahrtschiffe sind nun mal beliebter als die Energiewende. Man könnte meinen, die Politik hätte dazugelernt, nachdem Reiches Amtskollegen in den 2010er Jahren bereits durch eine radikale Kürzung der Einspeisevergütung einen Großteil der heimischen Solarindustrie zum Erliegen brachten. Also nun *Meyer Werft* statt *Meyer Burger* – vielleicht ist Frau Reiche einfach versehentlich in der Zeile verrutscht?

Quellen & Infos:

www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Meyer-Werft-Bund-und-Land-Niedersachsen-nun-Anteilseigner,meyer-werft1866.html



Bild — Clubschiff Aida: Ingenieurskunst, die Staatsgelder wert ist • Siro 24, CC BY-SA 4.0



Gewinne für Fossile

Und täglich grüßt das Murmeltier

Schon wieder ist es so weit... Durch den Krieg im Iran und die drohende Öl-Knappheit steigen die Energiepreise in Europa. Während die Verbraucher:innen zur Kasse gebeten werden, streichen die Öl- und Gaskonzerne Gewinne ein. In den ersten beiden Kriegswochen wurden im deutschen Tankstellenmarkt täglich Übergewinne von durchschnittlich 21,1 Millionen Euro erzielt, davon 85% beim Verkauf von Dieseldiesellost. Analysten schätzen, dass allein BP und Shell mehr als 5 Milliarden Dollar Krisengewinne bis Jahresende einnehmen könnten. Zuletzt wurde darüber berichtet, dass auch die ursprünglich entlastend gemeinte Zwölf-Uhr-Regel der Mineralölinindustrie massive Gewinne einbrachte... Parallel wird, wie immer in Zeiten von Öl- und Gas-Krisen, auch der Ruf nach Erneuerbaren laut. Das *BMWE* hält trotzdem am Ausbau fossiler Gaskraftwerke als Basis der Energieversorgung fest... Wurde denn gar nichts dazugelernt?

Quellen & Infos:

www.morgenpost.de/wirtschaft/article/411837744/analyse-alarmiert-oelkonzerne-verdienen-tausende-dollar-pro-sekunde.html

Bild — Tankpreisexplosion • Axel Bückert

In den eigenen Reihen

Reiche bittet Fossil-Lobby um Tipps zum Kraftwerksbau

Dass Frau Reiche aus dem Hause Gasindustrie stammt, ist nichts Neues. Dass sie sich von ihren ehemaligen Kolleg:innen beraten lässt, wie sie künftige Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie zugunsten neuer Gaskraftwerke am besten formuliert, ist dann ebenfalls kaum überraschend. Doch die Ministerin fühlt sich wohl so sicher in ihrem Kurs, dass sie noch nicht einmal so tut, als würden auch andere zu Wort kommen – sie hätte ja die Stromspeicherlobby zumindest pro forma mal fragen können. Denn es geht schließlich um nichts anderes als die unterbrechungsfreie Sicherung der Stromversorgung. Quasi prädestiniert für Stromspeicher. Und das ist der Punkt: Damit diese am Ende nicht die von ihr versprochenen Gaskraftwerke vom Markt verdrängen, kümmert sie sich lieber rechtzeitig um entsprechende Argumente für das Gesetzespaket. „Technologieoffen“ ist was anderes.

Quellen & Infos:

www.spiegel.de/wirtschaft/katherina-reiches-ministerium-bat-enbw-um-argumente-fuer-gaskraftwerke-a-1ce69ada-8eff-444b-a7f9-4eaf-4d6e5447



Bild — Pixabay | Dagoberta

Heidewitzka!
So biodivers,
wow ...



Energiewende gerettet

Flächenkonkurrenz zwischen PV, Bioenergie und Nahrungsmittelproduktion endlich gelöst:

„Golfplätze leisten einen wertvollen Beitrag zur Biodiversität und zum Landschaftsschutz.“ Was der *Deutsche Golf Verband e. V.* so blumig bewirbt, klingt fast nach einer Rettungsmission für unseren Planeten. Man könnte fast vergessen, dass es hier eigentlich um das Einlochen von Bällen auf feinstem Golfer-Rasen geht. Während händeringend nach Flächen für die Energiewende gesucht wird, beanspruchen Golfplätze stolze 48.000 Hektar für sich – das sind satte 50% mehr Fläche als alle Photovoltaik-Freiflächenanlagen der Bundesrepublik zusammen (ca. 32.000 Hektar). Man muss eben Prioritäten setzen: Energiewende ist wichtig, aber wer braucht die schon, wenn man auch das perfekte Handicap haben kann? Ob wir die Klimaziele wohl auch mit einem Hole-in-one erreichen?

Quellen & Infos:

www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf

Bild — Unsplash | Jonas from Berlin

Netzpaket regelt ab

Engpassgebiete auch für überlastete Autobahnen?

Das Netzpaket der Bundesregierung sieht die Errichtung von „Engpassgebieten“ für stark ausgelastete Netzbereiche vor. In diesen Gebieten sollen dann künftig keine EE-Anlagen mehr angeschlossen werden. Damit sollen Engpässe im Stromnetz verringert werden. Würde die Bundesregierung das Gleiche tun, wenn wir mit überlasteten Autobahnen zu kämpfen hätten? Einen Zulassungsstopp für PKW fordern? *Wohl kaum!* Im Gegenteil: Mit dem Tankrabbatt werden erneut die klimaschädlichen Vielfahrer in der Bevölkerung bevorteilt und auf den Straßen gehalten. Für das Klima wäre wohl besser: Viel Netz, viele Speicher und noch mehr Erneuerbare Energien!

Quellen & Infos:

www.sfv.de/kritik-am-netzpaket-details



Bild — Canva | ModernNomads by Getty Images Signature



Konzernmacht verdrängt die Bürgerenergie?

Jahrzehnte lang waren die energiepolitischen Lager klar getrennt – Klimaschützer gegen Kohle-Lobby, Bürgerenergie gegen Konzernmacht, Wind- und Solar gegen Atom, Kohle und Gas. In letzter Zeit zeichnet sich jedoch eine weitere Konfliktlinie ab, denn die Erneuerbaren haben sich längst als lukratives Geschäftsfeld auch für Großkonzerne erwiesen. Es geht um die politischen Weichenstellungen bei der Energiewende: Wird die Zukunft der Erneuerbaren weiterhin dezentral und partizipativ bleiben oder sich zunehmend zu einem zentralen, großindustriell und kapitalgeprägten Markt entwickeln? Erste Tendenzen lassen sich in den geplanten Gesetzesänderungen ablesen.

Text — Kyra Schäfer

Die geplanten Änderungen in den Energiesetzen u. a. im *EnWG*, *EEG 2027* und *StromVKG* stellen nicht nur eine fossile Rückwärtsrolle dar, sie deuten auch darauf hin, dass sich politische Prioritäten innerhalb der Erneuerbaren verschieben. Bisher war die Energiewende ein Mitmach-Projekt. Das „Privileg“ des Netzanschlusses und die garantierte Vergütung des eingespeisten Stroms gaben den Anreiz, dass Hunderttausende Bürger:innen und Unternehmen von passiven Stromkonsument:innen zu aktiven Produzent:innen wurden. Bis heute tragen sie einen beträchtlichen Anteil von fast 60 % der gesamtgesellschaftlichen erneuerbaren Stromproduktion.¹ Damit könnte bald Schluss sein.

Das Signal an die Bürger:innen: „Wir wollen euren Strom nicht“

Wenn die Politik die Vergütung für Strom aus kleinen *Erneuerbare Energien (EE)*-Anlagen unter 25 kWp streicht, die Einspeisung pauschal auf 50 % begrenzt, Netzanschlussgarantien einschränkt und den Volleinspeise-Bonus abschafft, sendet sie eine klare Botschaft an Hausbesitzende und Unternehmen: „Wir wollen euren Strom eigentlich nicht!“. Statt dezentrale PV-Anlagen als Systembaustein der Energiewende zu betrachten, werden sie zu einer „Individuallösung“ degradiert, die möglichst wenig Kontakt zu den überlasteten Stromnetzen bekommen soll. Dass das „Problem“ eigentlich nicht bei den Erneuerbaren, sondern an dem seit Jahrzehnten verschlafenen Speicher- und Netzausbau, der verschleppten Digitalisierung sowie der fehlenden Netzmodernisierung und -flexibilisierung liegt, wird gekonnt ignoriert.

Die Einschränkungen für kleinere PV-Anlagen sind jedoch ein Irrweg – auch ökologisch betrachtet. Dezentrale Photovoltaik auf Dächern, Fassaden oder Parkplätzen ist eine Form der integrierten Energieerzeugung², d. h. die PV-Anlagen verbrauchen keine zusätzlichen unversiegelten Flächen.

Installierte Leistung zur Stromerzeugung, Szenario Technologieoffen (ISE 2024)

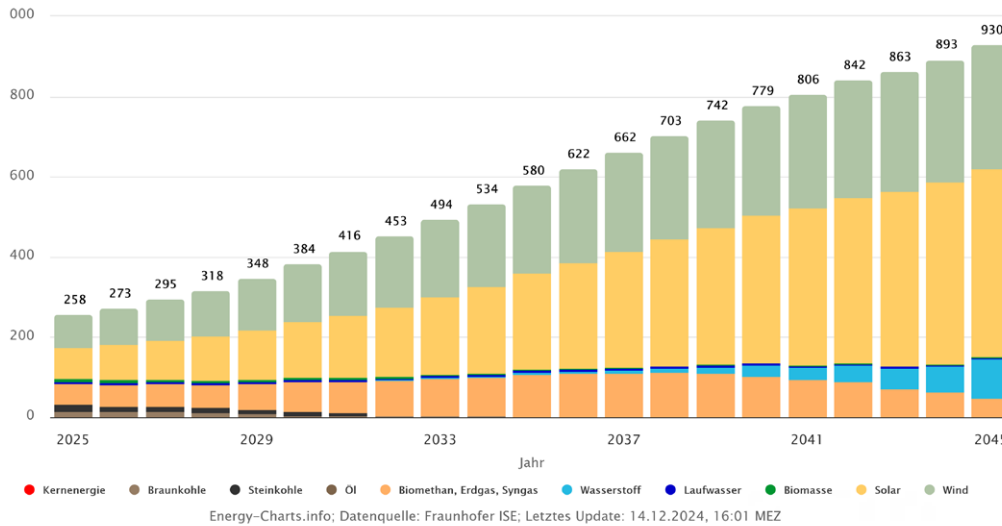


Abb 1 – Der zukünftige (erneuerbare) Strombedarf wird mit zunehmender Elektrifizierung vervielfachen • Grafik: Fraunhofer ISE

Für die Energiewende werden zwar auch die großen Solarparks benötigt, und ja, diese sind durch Skaleneffekte etwas kostengünstiger zu realisieren (siehe S. 36), aber sie nehmen freie Flächen in Anspruch, die auch anders genutzt werden könnten. In einer Studie des *Wuppertal-Instituts* wird zudem darauf hingewiesen, dass eine Steigerung von 40 GWp (2026) auf 240 GWp Leistung (2040) bei Freiflächen-PV nötig wären, um den erwartbaren Rückgang bei PV-Dachanlagen zu kompensieren.³

Der Strom von integrierten PV-Anlagen wird gleich dort erzeugt, wo er verbraucht wird – und der Verbrauch nimmt mit steigender Zahl an Elektroautos und Wärmepumpen stetig zu. Der Strom nimmt dabei nur kurze Wege im Niederspannungsnetz in Anspruch. Der größte Vorteil bei der dezentralen Energiewende ist jedoch, dass Menschen teilhaben können und mitbekommen, wie ihre Stromkosten durch PV-Strom sinken. Für viele kommt Strom einfach aus der Steckdose aber sobald es darum geht, Stromverbräuche an Sonnenzeiten anzupassen, entsteht auch ein Bewusstsein für das Energieversorgungssystem. Gerade dieser Effekt treibt die Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich an.

Kleinstanleger von Gesetzesänderungen besonders betroffen

Man könnte nun einwenden, dass die aktuellen Gesetzesänderungen gar keine gezielte Benachteiligung kleiner EE-Anlagen darstellen, sondern eher das Ende bestehender, marktverzerrender Privilegien? Warum soll der Staat (bzw. die Übertragungsnetzbetreiber) die Vermarktung des Stroms kleiner Anlagen übernehmen und feste Vergütungen garantieren, während größere Anlagen ab 100 kWp ihren Strom selbst vermarkten müssen? Das stimmt grundsätzlich, aber während Betreiber großer Freiflächen- und Windanlagen in der Regel über die Möglichkeiten verfügen, komplexe Vermarktungsstrategien umzusetzen, sehen sich Kleinstanleger:innen bei Anlagen unter 100 oder gar 25 kWp mit einem unverhältnismäßig hohen bürokratischen Aufwand für vergleichsweise geringe Einnahmen konfrontiert. Hinzu kommt, dass die neu geschaffene Option entschädigungs-

freier Abregelungen (neue *Redispatch-Vorbehalt*) durch Netzbetreiber ein schwer kalkulierbares wirtschaftliches Risiko darstellt.⁴ Diese *Redispatch*-Regeln treffen alle Erneuerbaren-Energien-Projekte, auch große Windanlagen und solare Freiflächenanlagen. Hier wird man zukünftig die Rendite der Anlagen deutlich vorsichtiger kalkulieren und um Kreditfinanzierungen ringen müssen. Besonders stark betroffen in diesem Segment sind jedoch die Bürgerenergieprojekte, deren Finanzierung oft von verlässlichen und planbaren Einnahmen abhängt.

Für Betreiber von Anlagen bis 100 kW wird die Höhe des Eigenverbrauchs das wichtigste Entscheidungskriterium für die Größe der Anlage bleiben. Wegfallende Einspeisevergütungen und ausbleibende Vergütung bei Negativstrompreisen verringern zusätzlich Anreize, die gesamte Dachfläche für Solarenergie auszunutzen. Genau so ist es gewollt. Die Bundesregierung möchte aufgrund von Netzengpassproblemen oder negativen Strompreisen zurzeit keine voll belegten Solardächer. Doch wie passt das mit den Klimazielen zusammen? Der EE-Anteil unseres gesamten (Bruttoend-)Energieverbrauchs liegt derzeit nicht mal bei 25 %.⁵ Zwar wird es durch die Elektrifizierung Effizienzgewinne geben, sodass der gesamte Energiebedarf bis 2045 leicht sinken wird, dennoch ist sehr offensichtlich: Wir brauchen nicht weniger Erneuerbare Energien, sondern weit mehr. Expert:innen des *ISE Freiburg* gehen davon aus, dass sich der Strombedarf (= Bedarf an Erneuerbaren Energien) bis 2045 verdreifachen könnte.⁶ Und warum sollte man dafür nicht dezentrale Dachflächen nutzen?

Am Eimer ansetzen, nicht am Wasserhahn

Liegt das Problem nun an den Erneuerbaren oder eher am Rahmen, um diese problemlos in unser Stromsystem zu integrieren? Wenn man bedenkt, dass die Energiewende nicht zum Spaß vorangetrieben wird, sondern einen weit größeren Zweck erfüllt, liegt die Antwort klar auf der Hand. Doch statt sich endlich den „Eimer“ vorzunehmen, setzt die Bundesregierung am „Hahn“ an. Der Netzausbau darf mit den neuen Regelungen zu „kapazitätslimitierten Gebieten“ für bis zu 10 Jahre aufgeschoben werden, Speicher ver-

lieren ihren Anschlussvorrang und diverse Investitionshemmnisse sollen den Ausbau Erneuerbarer Energien drosseln. Ökologische und ökonomische Weitsicht sieht anders aus.

Sich den Eimer vorzunehmen, würde bedeuten, beim Netzausbau aufzuholen, welche trotz vorhandener Renditen vieler Netzbetreiber verschlafen oder bewusst boykottiert wurden.⁷ Aber das Netz kann auch anders entlastet werden: Das Stichwort ist *Flexibilisierung*, also die Fähigkeit des gesamten Stromsystems, schnell auf die schwankende (volatile) Einspeisung von Wind- und Solarstrom zu reagieren. Dafür gibt es diverse Möglichkeiten: *Flexibilität im Netz*, welche nicht nur durch Netzausbau, sondern auch durch intelligente Transformatoren (RONTs) erreicht wird, die dynamisch auf unterschiedliche Lasten im Netz reagieren können. *Flexible Erzeugung*, also Strom nur dann zu erzeugen bzw. ins Netz einzuspeisen, wenn Flaute bei Erneuerbaren herrscht. *Flexibler Verbrauch* bedeutet, Strom zu nutzen, wenn er verfügbar ist. Als Anreiz können Preissignale (*dynamische Stromtarife*), ein effektives *Energy-Sharing*⁸ oder *flexible Lasten* helfen. Und natürlich muss beim dezentralen Zubau von netzdienlichen Batteriespeichern aufgeholt und Langzeitspeicher, z. B. Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion, Biogasanlagen auf Reststoffbasis oder Anlagen zur Methanolproduktion konsequent gefördert werden.

Hier bewegt sich was: Das neue *StromVKG* sieht vor, einen Kapazitätsmarkt anzulegen, der nicht die Einspeisung, sondern die Bereitstellung von Strom finanziert. Leider wurde der Entwurf bislang alles andere als „technologieoffen“ ausgestaltet, sondern behält für Langzeitspeicher-Kapazitäten ausschließlich Gaskraftwerke im Blick. Kein Wunder – hat sich Katherina Reiche doch gezielt beim Cheflobbyist des Energiekonzerns *EnBW* bei der Ausformulierung des Gesetzes Hilfe gesucht – und bekommen.⁹ Hoffen wir, dass zumindest die wettbewerbsrechtlichen Bedenken des Bundeskartellamts ihre Wirkung zeigen.¹⁰ Die Förderung einer teuren und klimaschädlichen Gas-Speicher-Monokultur, die jahrzehntelang Abhängigkeiten von fossilen Importen und wenigen, etablierten Energiekonzernen schafft – das muss nicht sein, wenn es auch anders geht.

Erneuerbare als Sündenböcke

Für die aktuellen Probleme von Netzengpässen und negativen Strompreisen gibt es bessere Lösungen, als die Energiewende auszubremsen. Das Schlimmste aber ist, dass Wind- und Solarenergie im politischen Diskurs wiederholt als Sündenböcke präsentiert werden. Mit dem „Produce-and-Forget“-Framing wird suggeriert, erneuerbare Erzeuger seien das Problem – als speisten sie nach dem Motto „Nach mir die Sintflut“ ins Netz ein. Diese Unterstellung ist nicht nur sachlich falsch, sondern auch politisch fragwürdig. Gerade Kleinanlagenbetreiber haben exakt das getan, was gesetzlich gewollt und klimapolitisch geboten war: Sie haben investiert, Risiken übernommen und die Energiewende vorangebracht. Wenn die Politik aber die Erneuerbaren zu systemischen Störfaktoren erklärt, beraubt sie der Transformation ihrer wichtigsten Stütze – die Akzeptanz der Bürger:innen. Und die dürfen wir uns gerade jetzt nicht verspielen. Die Bür-

gerenergie trägt auch hier eine entscheidende Rolle, da sie Teilhabe und Unabhängigkeit von Konzernen ermöglicht, Gewinne breit verteilt, dezentral tausende Jobs schafft, lokale Wertschöpfung garantiert und Bewusstsein für einen netzdienlichen Stromverbrauch erzeugt. Jetzt müssen endlich die günstigeren Strompreise, den die Erneuerbaren bewirken, auch in der Gesellschaft ankommen – auch dafür eignen sich oben genannte Maßnahmen.

Fazit

Haben wir es nun mit einem fossilen Rollback oder einer gezielten Verdrängung der Bürgerenergie zugunsten zentraler Akteure zu tun – oder beides? Wenn fossile Lobbyverbände spürbar Einfluss auf Gesetzestexte nehmen und milliardenschwere Gaskraftwerke wider jeder ökologischer und ökonomischer Vernunft priorisiert und subventioniert werden, dann wird deutlich, welcher Konflikt nach wie vor das energiepolitische Feld dominiert. Doch auch der Kampf um die Teilhabe an der Energiewende zeigt sich als Konfliktfeld. Die jüngsten Entwicklungen machen deutlich, dass eine demokratische, dezentrale Bürgerenergie kein Selbstläufer ist, sondern weiterhin erkämpft werden muss.

Dass wir uns einen Stillstand und das Ausbremsen der dezentralen Energiewende absolut nicht leisten können, zeigt der jüngste Prüfbericht des Expertenrats für Klimafragen: Mit einer Treibhausgas-Einsparung von gerade einmal 0,1 % 2025 hat Deutschland den effektiven Klimaschutz faktisch ausgesetzt.¹¹ Die Prognose, dass sämtliche Minderungsziele bis 2030, 2040 und 2045 verfehlt werden, ist nichts Geringeres als das Zeugnis einer verfassungswidrigen Klima- und Energiepolitik. Um das Ruder herumzureißen, braucht es nicht weniger Bürgerenergie und mehr fossile Monopolstrukturen – sondern genau das Gegenteil: Den mutigen Ausbau des „Eimers“ durch Flexibilität und Netzdienlichkeit, getragen von der breiten Akzeptanz einer aktiv beteiligten Gesellschaft.

Einen Lichtblick möchten wir am Ende noch erwähnen: Internationale Klimaforschende haben das Extremste bzw. schlechteste aller bisherigen Zukunftsszenarien für die kommenden Berechnungen aussortiert, weil globale Klimaschutzmaßnahmen inzwischen Wirkung zeigen.¹² Konkret geht es um das historische Worst-Case-Szenario namens *RCP8.5*, das in der Öffentlichkeit oft als das „Weiter-wie-bisher“- oder Katastrophenszenario bekannt war. Das ist lange kein Grund zum Aufatmen, aber es zeigt, dass unser Handeln wirksam sein kann.

Kyra Schäfer

ist Politikwissenschaftlerin (M.A.).
Beim SFV ist sie für Solarbrief und
Öffentlichkeitsarbeit zuständig.



Quellen & Infos

www.sfv.de/konzernmacht-verdraengt-buergerenergie

Alles neu: EEG, GmodG, EnWG – Wohin steuert die Energiepolitik?

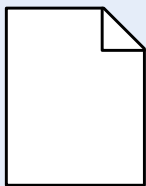
Im Bundeswirtschaftsministerium entsteht derzeit ein ganzes Bündel neuer energiepolitischer Gesetzesänderungen. *EEG*, *EnWG*, *StromVKG* und weitere Vorhaben greifen ineinander, überschneiden sich und verändern zentrale Grundprinzipien der Energiewende teils grundlegend.

Doch wer verstehen will, was tatsächlich geplant ist, stößt schnell an Grenzen: Offizielle Referentenentwürfe, geleckte Arbeitsfassungen, Verbändepapiere und politische Ankündigungen kursieren parallel. Transparenz sieht anders aus. Dabei geht es nicht um technische Detailfragen, sondern um die energiepolitische Richtung der kommenden Jahre: Welche Rolle sollen Erneuerbare künftig spielen? Wer darf künftig noch wirtschaftlich Strom erzeugen? Wird die Energiewende dezentral, bürgernah fortgeführt – oder zunehmend ausgebremst?

Wir haben versucht, die wichtigsten Änderungen und ihre Folgen für Betreiber:innen und Energiewende zusammenzufassen. Die Online-Version wird fortlaufend aktualisiert. Das vorläufige Fazit fällt ernüchternd aus: Vieles weist in dieselbe Richtung – weg von einer konsequenten, dezentralen Energiewende und hin zu mehr Zentralisierung, fossilen Übergangsstrukturen und neuen bürokratischen Hürden. Besonders kleine und mittlere Akteure geraten zunehmend unter Druck. Genau auf diese Auswirkungen konzentrieren wir uns im Folgenden.

Wie immer gilt:

Alle rechtlichen Einschätzungen erfolgen ohne Gewähr.



EEG 2027

Stand: 12. Mai 2026

Im neuen EEG wird der Fokus auf Freiflächen statt auf kleine, dezentrale Dachanlagen gesetzt. Die Streichung von Einspeisevergütung, Gewinnabschöpfung bei der Marktprämie und Risikoverlagerung bei Netzengpässen und negativen Strompreisen auf Anlagenbetreiber beeinträchtigen jedoch alle Investor:innen. Für die Energiewende lässt das nichts Gutes verhoffen.

Status — Der Referentenentwurf ist noch in der politischen Abstimmung. Er wurde bislang weder den Verbänden noch den Ländern zur Anhörung vorgelegt. Das EEG 2027 soll zum 1.1.2027 in Kraft treten.

❶ Einspeisevergütung gestrichen

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

Alle neuen PV-Gebäude-Anlagen bis 25 kW sollen künftig keine Einspeisevergütung mehr bekommen. Eine auf 30 Monate zeitlich befristete „Netzbetreiberabnahme“ zum *Jahresmarktwert* soll einen Übergang schaffen.

📄 Folgen für Betreiber:innen?

Eine Amortisation von kleinen PV-Anlagen in 20 Jahren ist ohne hohen Eigenverbrauch (>50 %) und Speicher (>1kWh/kWp) kaum mehr möglich (siehe S. 26). Der Strom kann zwar im Rahmen der *sonstigen Direktvermarktung* ohne Förderung verkauft werden. Bei Anlagen unter 25 kWp müssen die Erlöse sehr hoch sein, damit sie nicht durch die Vermarktungskosten aufgefressen werden.

☑️ Folgen für die Energiewende?

Ungenutzte Flächen, verzögerte Energiewende: Weniger Anreiz für den Solarausbau. PV-Dachflächenpotenziale werden zukünftig nicht mehr vollständig genutzt. Dabei wird jede solargeeignete Dachfläche für die Energiewende gebraucht.

❷ Zweiseitige Differenzverträge

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

Für PV-Anlagen ab 100 kW sollen künftig zweiseitig ausgestaltete Differenzverträge (*Contracts for Difference, CfD*) gelten: Übersteigt der an der Strombörse erzielte *Jahresmarktwert* den festgelegten anzulegenden Wert, sind Betreiber verpflichtet, einen sogenannten Refinanzierungsbeitrag (*Clawback*) an den Netzbetreiber abzuführen.

📄 Folgen für Betreiber:innen?

Übergewinne werden abgeschöpft: Verdient eine Anlage an der Börse mehr als den festgelegten Wert, muss der Mehrerlös an den Staat zurückgezahlt werden. Liegt der *Jahresmarktwert* unter dem anzulegenden Wert, erhält der Betreiber die Differenz vom Staat.

☑️ Folgen für die Energiewende?

Investitionshemmnis: Wenn Gewinne abgeschöpft werden, reduziert das den Investitionsanreiz für Großanlagen, innovative Konzepte und Bürgerenergiegesellschaften – die Energiewende wird verzögert. Gab es so was je für fossile Kraftwerke?

3 Höhere Wirkleistungsbegrenzung

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

Die maximale Wirkleistungseinspeisung neuer PV-Dachanlagen soll auf 50 % reduziert werden. Unklar ist noch, ab das für Anlagen bis 25 kWp oder auch bis 100 kWp gilt.

📁 Folgen für Betreiber:innen?

Bis jetzt besteht ohne *Smart Meter* bereits eine 60 % Wirkleistungsgrenze. Zukünftig dürfen maximal 50 % der möglichen Solarleistung ins Netz eingespeist werden. Das gilt für alle Neuanlagen, sowohl mit *Smart Meter* als auch ohne. Das erhöht den Anreiz, in Heimspeicher, Wärmepumpen oder E-Autos zu investieren.

📁 Folgen für die Energiewende?

Die bundesweit einheitliche Begrenzung der Einspeiseleistung – unabhängig von Netzzustand, installierter Speicherinfrastruktur oder regionaler Strombedarfen von Haushalten, Gewerbe und Co. – verlangsamt den Umstieg auf 100 % Erneuerbare.

4 Pflicht zur Direktvermarktung

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

PV-Anlagenbetreiber sind zur Direktvermarktung verpflichtet, wenn sie für den Solarstrom eine Marktprämie haben wollen. Dies gilt ab 1.1.2027 für Anlagen über 25 kW bis 1 MW.

📁 Folge: Was bedeutet das für die Energiewende?

Hoher Aufwand für eine Einspeisevergütung: Für Betreiber wird es schwer, Direktvermarkter zu finden, die Rest-Solarstrom aus Eigenverbrauchs-Anlagen vermarkten. Die mangelnde Verfügbarkeit *intelligenter Messsysteme* schränkt die Teilnahme zusätzlich ein.

📁 Folge: Was bedeutet das für die Energiewende?

Verzögerung! Anlagen werden nicht gebaut oder werden zum Investitionsrisiko. Mehr dazu im nächsten Solarbrief.

5 Ausschreibungen ab 750 kWp

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

Alle PV-Anlagen ab 750 kWp (vorher 1 MWp) müssen in die Ausschreibung.

📁 Folgen für Betreiber:innen?

Ausschreibungen benachteiligen insbesondere Bürgerenergie-Projekte, da sie aufgrund höherer Preise für Planung und Verwaltung nicht mit kommerziellen Anbietern konkurrieren können.

📁 Folgen für die Energiewende?

Bis 2030 sollen die Flächen zwar verdreifacht werden, trotzdem limitieren Ausschreibungen den jährlichen solaren Ausbau, anstelle alle EE-Investoren mitzunehmen. Der Preisdruck schränkt die Akteursvielfalt zudem ein – kostenintensivere Innovationen oder Bürgerenergieprojekte können nicht mithalten. Letztlich werden nicht alle geplanten Projekte umgesetzt.

6 Volleinspeisebonus abgeschafft

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

Der Volleinspeise-Bonus für PV-Dachanlagen soll wegfallen.

📁 Folgen für Betreiber:innen?

Eine einfache Lösung, alle solargeeigneten Dachflächen ohne Eigenbedarf zu nutzen wird abgeschafft. Damit entfällt auch eine gute Übergangsoption, insbesondere für Mehrfamilienhäuser.

📁 Folgen für die Energiewende?

PV-Dachflächenpotenziale werden zukünftig ungenügend genutzt. Solaranlagen auf MFH werden nur noch realisiert, wenn Eigenverbrauch vor Ort stattfindet.

7 Neu: Nulleinspeisung

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

Für PV-Gebäudeanlagen unter 100 kWp sollen – sofern auf Grund eines hohen Eigenverbrauchs keine *Direktvermarktung* möglich ist – sogenannte Nulleinspeiseanlagen eingerichtet werden können.

📁 Folgen für Betreiber:innen?

Die verhinderte Einspeisung reduziert die Wirtschaftlichkeit der Anlage, erspart aber organisatorischen Aufwand einer *Direktvermarktung*.

📁 Folgen für die Energiewende?

Wenn die Einspeisung pauschal verhindert wird, verliert man grundsätzlich wertvollen Erneuerbaren-Strom für die Energiewende. Zudem werden PV-Anlagen dann zu gering dimensioniert und das Dachpotenzial nicht ausgenutzt.

8 Negative Strompreise

🔍 Jetzt neu: Was bedeutet die Veränderung?

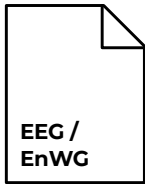
Alle neuen Anlagen, die eine Marktprämie erhalten (ab 25 kWp), bekommen zunächst keine Vergütung, wenn negative Strompreise entstehen. Die Zeiten negativer Strompreise werden nach 20 Jahren angefügt.

📁 Folgen für Betreiber:innen?

Einnahmeverluste: Die Rückvergütung negativer Strompreise gilt nur für Anlagen, die über die *Direktvermarktung* überhaupt eine Vergütung erhalten. In diesem Fall werden die jährlichen Einnahmen risikobehaftet. Die Amortisation der Anlagen sinkt bei zunehmenden negativen Strompreisen um ca. 8 %.

📁 Folgen für die Energiewende?

Hätte die Bundesregierung schon früher den Speicherausbau angestoßen, hätten auch negative Strompreise reduziert werden können. Nun sind die Anlagenbetreibenden die Leidtragenden – und es verzögert die Energiewende.



Netzpaket

Stand: 17. April 2026

Status: inoffizieller Entwurf

Erst ein Leak, dann inoffizielle Entwürfe mit weitreichenden Änderungen im EEG und EnWG. Das Netzpaket rüttelt an den zentralen Säulen der Energiewende: Statt Netze auszubauen wird der bedingungslose Netzanschluss für Erneuerbare gestrichen und verteuert. Die geplanten Maßnahmen entziehen Millionen von insbesondere kleinen Investor:innen die Planungs- und Finanzierungssicherheit. Damit droht einer tragenden Säule der deutschen Energiewende das Aus.



**Jetzt neu?!
Was ändert sich?**



**Folgen für
Betreiber:innen**



**Folgen für die
Energiewende**

Kapazitätslimitierte Netzgebiete

Statt einer Netzausbaupflicht können Netzbetreiber Gebiete für bis zu zehn Jahre als kapazitätslimitiert ausweisen, wenn im Vorjahr die technisch mögliche Einspeisung der angeschlossenen EE-Anlagen mehr als 3 % angepasst wurde. Die Pflicht zum sofortigen Netzausbau für den Anschluss neuer Anlagen erlischt.

Verlust von Planungssicherheit

Ein Rechtsanspruch auf den „unverzöglichen Anschluss“ von EE-Anlagen entfällt faktisch in vielen Regionen. Bei der Planung von Solaranlagen sind der Netzanschluss und finanzielle Ausfälle ungewiss. Wind- und Solaranlagen werden dabei zusammengerechnet, statt in ihrer Synergie betrachtet.

Keine Pflicht zum Netzausbau

Der Druck für Netzbetreiber zum Netzausbau oder zur intelligenten Netznutzung wird reduziert, das Netz wird nicht bedarfsgerecht und vorausschauend ausgebaut, was verminderten Ausbau Erneuerbarer Energien zur Folge haben kann.

Einführung eines Baukostenzuschuss (BKZ)

Betreiber sollen direkt an den Kosten für den Netzanschluss und -ausbau beteiligt werden (auch bei Hausanschlüssen). Die Höhe des Zuschusses obliegt der BNetzA. Er soll zu „einen sparsameren Umgang mit knappen Anschlusskapazitäten“ beitragen.

Höhere Investitionskosten

Bei der Bestimmung des beidseitig wirtschaftlich und technisch günstigsten Verknüpfungspunktes können die Kosten des Anlagenbetreibers nachrangig behandelt werden. Auch können Betreiber:innen an den Netzanschluss- und Ausbaucosten beteiligt werden. Die Rentabilität einiger Projekte wird geschmälert oder sogar unrentabel.

Verzögerung der Energiewende I

Höhere Investitionskosten schrecken Investor:innen ab und verlangsamen die Energiewende.

Redispatch-Vorbehalt

Neue Anlagen in Engpassgebieten können nur noch „bedingte Netzanschlüsse“ erhalten. Das bedeutet z. B.: Um überhaupt ans Netz angeschlossen zu werden, müssen sie auf Entschädigungszahlungen verzichten, wenn Anlagen zur Netzstabilität abgeregelt werden.

Neues wirtschaftliches Risiko

Ohne die *Redispatch*-Entschädigung drohen unvorhersehbare Erlösausfälle von 10–20 %. Dies verlängert die Amortisation von EE-Anlagen. Es ist zudem möglich, dass Netzbetreiber vorrangig neue Anlagen abregeln, die nicht entschädigt werden müssen. Das Risiko erschwert die Kreditvergabe für EE-Projekte.

Verzögerung der Energiewende II

Die unsichere Finanzierungsgrundlage neuer EE-Anlagen wird die Investitionsbereitschaft hemmen. Statt das Netz funktionsfähig für wachsende EE-Anschlussleistung zu machen, wird der Zubau gebremst.

Nachträgliche Leistungskürzung:

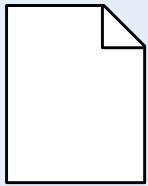
Wird die zugesagte Anschlussleistung über drei Jahre nicht voll genutzt, darf der Netzbetreiber diese dauerhaft auf den Maximalwert der Vergangenheit kürzen. Der Anlagenbetreiber muss die Kürzung dulden.

Nachteil für Bürgerenergie

Bürgerenergieprojekte werden häufig etappenweise über mehrere Jahre realisiert. Auch die stufenweise Modernisierung eines EFH/MFH (z. B. Dämmung, stufenweiser Aufbau der PV-Anlage) oder verändertes Verbrauchsverhalten, z. B. E-Mobilität könnte zum Problem werden. Das reduziert die Flexibilität bei der privaten Energiewende.

Verzögerung der Energiewende III

Wenn die zugesagte Netzanschlussleistung nicht dauerhaft verbindlich bleibt, werden insbesondere größere und längerfristige Investitionen in die Energiewende risikobelastet. Das hemmt ebenfalls den Zubau. Die Energiewende wird zunehmend von finanzstarken Akteuren geprägt.



GmodG

Stand: 12. Mai 2026

Status: beschlossen

„Die freie Heizungswahl kommt“ – so heißt es auf der Homepage des *BMWE*. Alte Öl- und Gasheizungen dürfen weiter eingebaut werden, die Wärmewende soll über Bio-Brennstoffen realisiert werden. Wie bis 2045 der Sprung zur Klimaneutralität erfolgen soll, ist unklar. Klar ist: Die vermeintliche Freiheit beim Heizen wird Einige letztlich teuer zu stehen kommen, z. B. Mieter:innen, die eine günstige Gasheizung eingebaut bekommen und dann langfristig hohe Betriebskosten tragen müssen.



Jetzt neu?! Was ändert sich?



Folgen für Betreiber:innen



Folgen für die Energiewende

Ausstiegsdatum gestrichen

Das Ausstiegsdatum für die Nutzung fossiler Heizungen wurde gestrichen. (vorher: Enddatum 31.12.2044)

Technologieoffenheit langfristig

Weniger Planbarkeit und Orientierung für Heizungshersteller und Eigentümer:innen.

Klimaziele gefährdet

Ausstieg aus der fossilen Wärmeversorgung nicht garantiert.

Alle Heizungen dürfen laufen

Kein verpflichtender Einbau einer neuen Heizung, die mindestens 65 % erneuerbare Energien verwendet. Das Betriebsverbot für 30 Jahre alte Gas- und Ölheizungen, die nicht auf Niedertemperatur- oder Brennwerttechnik basieren, entfällt.

Weniger Druck zum Heizungstausch aber Gefahr einer Kostenfalle:

Wer heute eine neue, günstigere Gas- oder Ölheizung einbaut, geht ein erhebliches Risiko ein, da die laufenden Kosten in Zukunft drastisch steigen werden (CO₂-Preis, Netzkosten, Krisen oder Schocks). Mieter:innen werden besonders betroffen sein.

Mehr CO₂-Emissionen

Werden 2026 neue Gas- und Ölheizungen verbaut, laufen diese auch in 20–30 Jahren noch. Dazu kommt: Je später fossile Heizungen ausgetauscht werden, desto größer ist die gesamte Menge CO₂, die über Jahre im Gebäudesektor entsteht und den Klimawandel vorantreibt.

Pflicht zur „Biotreppe“

Bestehende Öl- und Gasheizungen sollen stattdessen zunehmend mit klimaneutralen Bio-Brennstoffen betrieben werden. Ab 2029 müssen 10 % Bio-Brennstoffen verwendet werden, ab 2035 mindestens 30 % und ab 2040 mindestens 60 %. Zu Brennstoffen zählt Biomethan, biogenes Flüssiggas, HVO-Diesel, Wasserstoff oder synthetische Energieträger. Was ab 2040 geschehen soll, lässt der Gesetzesentwurf offen.

Hohe Heizkosten

Auch mit der *Bio-Treppe* wird Heizen teurer. Zwar entfällt der CO₂-Preis auf den Anteil CO₂-neutraler Brennstoffe, jedoch sind Bio-Brennstoffe deutlich teurer als fossile Varianten. Auch sind die notwendigen Mengen nicht verfügbar, was den Preis zusätzlich in die Höhe treibt. Hohe Herstellungskosten und geringe Verfügbarkeit gibt es auch bei synthetischen Energieträgern. Zwar müssen Vermieter:innen 50 % der Mehrkosten der Biotreppe übernehmen, teurer wird Heizen dennoch.

Wärmewende-Erfolg ungewiss

Die Regierung will spätestens 2045 klimaneutral sein. Wenn bis 2040 nur 60 % CO₂-neutral geheizt wird, muss in 5 Jahren die restliche 40 %-Steigerung erfolgen. Außerdem sind Bio-Brennstoffe gar nicht CO₂-neutral: Beim Anbau wird Lachgas (N₂O) freigesetzt, das bis 300-mal klimaschädlicher ist als CO₂. Bei der Produktion entstehen Methanlecks, Methan ist kurzfristig 80 mal schädlicher ist als CO₂. Die Flächennutzung konkurriert zudem mit dem Nahrungsmittelanbau.

Solarthermie

Neben der Nutzung von Bioenergie kann eine Gas- oder Ölheizung auch bis zu 15 % durch Solarthermie ersetzt werden, um die *Biotreppen*-Vorgaben zu erfüllen. Die Wirkleistung der Solarthermischen Anlage wird nach der Kollektorfläche auf dem Dach bemessen (anstelle z. B. des Bruttowärmeertrags der Anlage).

Günstigere Alternative

Für Betreiber:innen bietet die Solarthermie eine günstigere Alternative zu Bio-Brennstoffen. Allerdings benachteiligt die Flächenbemessung teurere, hocheffiziente Solarthermieanlagen. Die Deckelung auf 15 % verhindert zudem, dass höhere Wärmeversorgungsanteile mittels Solarthermie realisiert werden.

Ressourcenschonung

Wenn Eigentümer:innen die *Bio-Treppe* mittels Solarthermie erfüllen, werden weniger Bio-Brennstoffe benötigt. Allerdings wird gerade in kalten Wintermonaten vermehrt auf fossile Kraftstoffe zurückgegriffen werden müssen.



Speicher

Stand: 12. Mai 2026

Status: StromVKG offizieller Entwurf

Eine der Lösungen für die Netz- und Marktintegration von Erneuerbaren Energien sind große Stromspeicher. Überschüssige Energie aufzunehmen und in Zeiten von Energiemangel einzuspeisen – das kann Netze und Börsenstrompreise stabilisieren. Der neue Entwurf des StromVKG sieht vor, einen Markt zur Bereitstellung wetterunabhängiger Stromerzeugungskapazitäten zu etablieren. Welche Änderungen sind für Kurz- und Langzeitspeicher in den diskutierten Gesetzesentwürfen zudem vorgesehen?



**Jetzt neu?!
Was ändert sich?**



**Folgen für
Betreiber:innen**



**Folgen für die
Energiewende**

Netzpaket: Kein Speicher-Vorrang

Der Ausbau von Speichern soll mit dem Netzausbau synchronisiert – also verlangsamt – werden. Der Ausbau von Speichern wird bei Netzengpässen daher nicht priorisiert. Seit dem EEG 2023 gibt es alternativ die Möglichkeit, durch flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) mit dem Netzbetreiber die Einbindung von Speichern vertraglich zu fixieren – z. B. mit der Bedingung, die Einspeiseleistung bei Engpässen kurzzeitig zu drosseln.

Hoffnung: flexible Netzanschlüsse

Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) mit netzdienlich agierenden Batteriespeichern sollen es möglich machen, trotz knapper Netzkapazitäten EE-Anlagen anschließen zu können. Das Problem: FCAs sind noch nicht in der Praxis angekommen. Nur manche Netzbetreiber lassen sich auf solche Vereinbarungen ein und die Bedingungen für den Netzanschluss werden willkürlich und teils sehr restriktiv getroffen. So bleibt der Netzanschluss trotz Speicher eine Glückssache.

Ohne Speicher, keine Energiewende

Für die Vermeidung von Netzengpässen sind Speicher essenziell, insbesondere, wenn sie direkt bei einer Erzeugungsanlage angeschlossen sind. Flexible Anschlussvereinbarungen sind ein erster Schritt, die Netzdienlichkeit der Speicher anzuregen und trotz Netzengpässen den Ausbau von Erneuerbaren Energien aufrecht zu halten.

StromVKG: Fokus auf Gaskraftwerke

Im Rahmen des StromVKG werden Anlagen mit Emissionsgrenzwert von max. 550g CO₂/kWh aus fossilen Brennstoffen gefördert, die mindestens zehn aufeinanderfolgende Stunden Strom in Höhe der installierten Leistung einspeisen können. Diese Anforderungen müssen jederzeit spätestens nach einer Stunde erfüllt werden können.

Nachteil für die große Batteriespeicher-Investor:innen

Die Förderbedingungen schließen Batteriespeicher faktisch aus. Investor:innen von Batteriespeichern sind gegenüber Gaskraftwerksbetreibern benachteiligt.

Energiespeicherung nur fossil

Technologien für klimaneutrale Dunkelflaute-Energien werden ausschließlich mit fossilen Verbrennungsanlagen gleichgesetzt. Der hohe Emissionsgrenzwert stimuliert keinen Umstieg auf erneuerbar betriebene Langzeitspeicher. Angesichts der fortschreitenden Klimakatastrophe und dem Bundesverfassungsgerichtsurteil zum Klimaschutz sollten klimaneutralen Anlagen Vorrang erhalten.

StromVKG: Gaskraftwerke sollen 20 Jahre fossil laufen

Speicher in Gaskraftwerken müssen erst 2046 auf Wasserstoff umgerüstet werden.

Freude für die Fossil-Lobby

Mit Erdgas und LNG können weiterhin zuverlässige Gewinne gemacht werden. Großkonzerne wie RWE, Uniper und EnBW können staatliche Subventionen in Milliardenhöhe einstreichen. Kleinere und dezentrale Betreiber:innen von Batteriespeichern ziehen den Kürzeren.

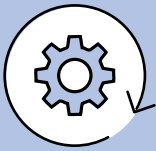
Emissionen und fossile Abhängigkeit

Anstatt eine dezentrale, krisenfeste und partizipative Erneuerbare Energien- und Speicherinfrastruktur aufzubauen, verfestigt das Gesetz die Abhängigkeit von fossiler Großindustrie und europäischem Importstrom. Über Jahrzehnte werden Emissionen entstehen, statt frühzeitig EE-Überschüsse mittels Wasserstoff in modernen Gaskraftwerken zu nutzen. Das bremst den Umbau auch im Energiespeicher-Bereich aktiv aus.

[...] mehr Info

Der SFV hat eine Stellungnahme zum Entwurf des StromVKG eingereicht:

<https://www.sfv.de/sfv-stellungnahme-entwurf-stromvkg>



Verbesserungsvorschläge

Dass Netzengpässe und Preisprobleme gelöst werden müssen, bestreitet niemand. Gleichzeitig droht zurzeit das eigentliche Kernproblem aus dem Blick zu geraten: die Klimakrise. Statt die Energiewende auszubremsen, ohne die Infrastrukturprobleme in dieser Zeit tatsächlich zu lösen, sollten wir auf Alternativen setzen, mit denen sowohl Klimaschutz als auch Netzengpassprobleme angegangen werden.

Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung garantiert die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen und setzt wichtige Investitionsanreize, damit 100 % Erneuerbare erreicht werden und die Energiewende dezentral und partizipativ bleibt. Ein Kompromiss wäre, zumindest den *Jahresmarktwert Solar* an die Betreibenden – ohne Dienstleister – durchzureichen.

Nulleinspeisung

In Zukunft brauchen wir noch mindestens 650 GWP installierte PV-Leistung. Dafür wird jede geeignete Fläche benötigt. Die Idee der Nulleinspeisung führt zu ungenutzten Dachflächen und eine verlangsamte Energiewende.

Wirkleistungsreduktion

Statt die Einspeiseleistung auf 50 – 60 % zu reduzieren, sollte 100 % Einspeisung zugelassen werden – jede erneuerbare Kilowattstunde nutzen! Dazu muss die Netzdienlichkeit gefördert werden.

Netzdienlichkeit

Um Netzengpässe und negative Strompreise zu verhindern muss parallel netzdienliches Verhalten gefördert werden: durch *Energy-Sharing*, Speicher, kostenlosen Strom in Peak-Zeiten, Ausbau von Ladesäulen usw.

Auch fordern wir die Pflicht einer intelligenten Abregelmöglichkeit, die nur bei nachgewiesener Überlastung des Stromnetzes aktiviert wird.

Direktvermarktung

Es sollte weiterhin ein Angebot, aber keine Pflicht geben, Anlagen bis 100 kWp in die *Direktvermarktung* zu bringen.

Netzausbau

Die zugesagte Netzanschlussleistung für genehmigte EE-Projekte muss dauerhaft verbindlich bleiben. Nur so können langfristige Projekte realisiert werden. Stattdessen sollte der Ausbau des Netzes konsequent und vorausschauend durchgeführt werden.

Batteriespeicher

Netzbetreiber werden verpflichtet, bei Netzengpässen **Großspeicher** auszuschreiben, die primär zur Netzentlastung betrieben werden dürfen. **Quartierspeicher** werden von Übertragungskosten vom Speicher zu den Teilnehmenden befreit. Bei Stecker-solargeräten sollten alle Speicher zugelassen werden, auch **AC-Only Geräte**.

Digitalisierung

PV-Ausbau, *dynamische Stromtarife*, *Energy-Sharing* und Mieterstromkonzepte funktionieren nur mit einem zügigen Rollout von *intelligenten Messsystemen*. Mit einer 5,5% *Smart Meter-Quote* in Haushalten innerhalb seit 2008 wird das nix! Andere Länder liegen längst bei 90 – 100 % ...

Contracts of Difference

Große EE-Anlagen beschleunigen die Energiewende enorm. Wenn Gewinne abgeschöpft werden, reduziert das die Wirtschaftlichkeit und der Anreiz, solche Projekte zu realisieren, sinkt. Gegenvorschlag: Gewinnabschöpfung bei fossilen Erzeugern!

Ausschreibungen

Limitierende Ausschreibungen werden der drängenden Energiewende nicht mehr gerecht. Durch die Deckelung werden potenzielle Anlagen nicht gebaut. Die letzte PV-Freiflächen-Ausschreibung 03/26 war um das Doppelte überzeichnet. 2300 MW haben keinen Zuschlag erhalten und wurden entsprechend nicht gebaut. Wir fordern daher die Abschaffung von Ausschreibungen.

Up to Date bleiben!

Viele der Gesetzesänderungen sind lediglich Entwürfe und können noch geändert werden. Wir halten Sie über unsere Medien: Rundmail, Website und Social Media, auf dem Laufenden!

Jetzt für die Rundmail anmelden:

 www.sfv.de/medien/rundmail

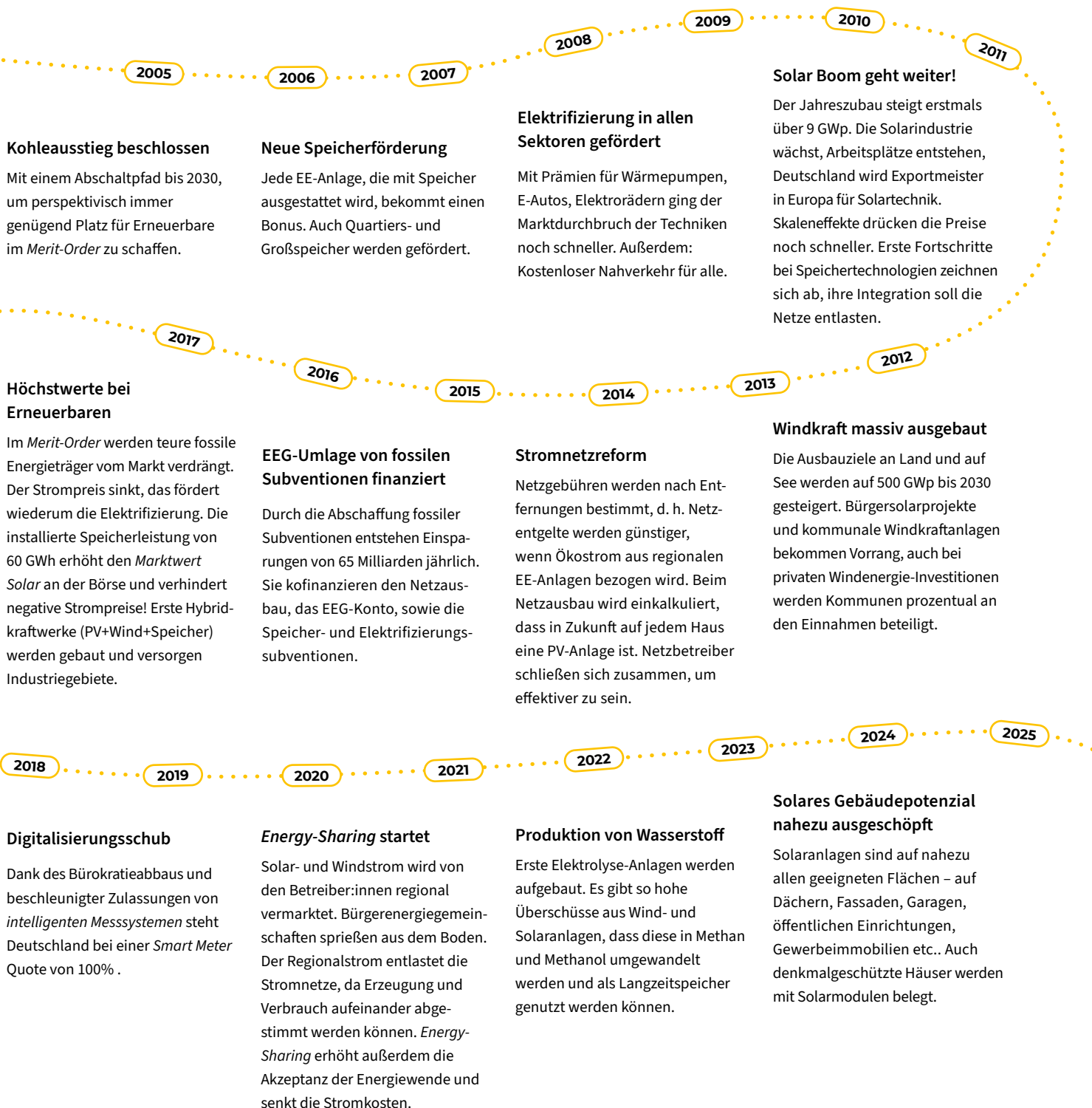
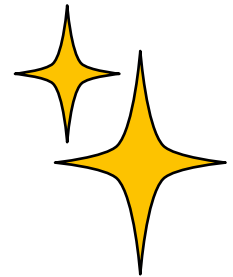


Hier alle Quellen:

www.sfv.de/wohin-steuert-die-energiepolitik

Hätte es so schön sein können?

Dies ist ein Versuch, noch einmal von vorn zu denken. Wie wäre es gewesen, wenn der Energiewende keine Steine in den Weg gelegt worden wären? Wir haben unsere Fiktion bewusst zugespitzt und vereinfacht. Für einen Moment haben wir all das ausgeblendet, was sonst jede strategische Diskussion sofort begrenzt: internationale Märkte, geopolitische Spannungen, politische Konstellationen in Berlin, Haushaltszwänge, Kostenentwicklungen und die vielen Sachzwänge des Alltags. Manchmal wird etwas erst sichtbar, wenn man den Mut hat, etwas ohne Einschränkungen zu denken.



+ Guten Morgen KI – Sag mal, wie hätte unsere Energiezukunft 2030 aussehen können?



2030

**Ziel erreicht!
100% Erneuerbare
Energien**

650 Gwp Solar- und 500 GWp Windleistung sind vollbracht – 250 GWh Speicher sichern die Stromversorgung über die gesamte Bandbreite – Tag, Nacht, Sommer, Winter. Der durchschnittliche Strompreis an der Börse liegt bei 6 Cent pro kWh.



Quellen & Infos
[www.sfv.de/
energiewende-
so-schoen](http://www.sfv.de/energiewende-so-schoen)

Warum tut sich die Regierung beim Speicherausbau nur so schwer?

Prof. Eberhard Waffenschmidt

Interview — Stefanie Könen



Prof. Eberhard Waffenschmidt ist Ingenieur der Elektrotechnik und seit 2011 an der TH Köln, Fakultät für Informations-, Medien- und Elektrotechnik am Institut für Elektrische Energietechnik (IET). Dezentrale Speicher und Netzregelung mit Erneuerbaren sind seine Forschungsschwerpunkte. Als erster Vorsitzender des SFV ist er immer bereit, für den Solarbrief ein paar Fragen zu beantworten – vor allem wenn es sein Steckenpferd betrifft. Eberhard, sag mal: ...

1. Was steckt dahinter, wenn Netzbetreiber heute sagen, dass Netzgebiete keine Kapazität für erneuerbaren Strom haben? Könnte der Ausbau von Speichern diese Netzengpässe lösen?

Das bedeutet, dass in einer Region ein Überschuss an erneuerbarer Energie existiert und dass die Energie dann aus dieser Region in andere transportiert werden muss. Die Leitungen dazu sind möglicherweise immer häufiger ausgelastet. Speicher können das Problem verringern, insbesondere wenn sie direkt an den jeweiligen Anlagen gebaut werden. Allerdings prüfen manche Netzbetreiber den Anschluss von Speichern sehr konservativ: Der Anschluss wird nur erlaubt, wenn die Stromleitung stark genug ist, die Spitzenleistung von einem Speicher und der Spitzenleistung der dazugehörigen PV-Anlage zusammen aufzunehmen.

Der Netzbetreiber nimmt also an, dass hier das Risiko einer nicht netzdienlichen Nutzung des Speichers folgen könnte. Dabei ist die Lösung eigentlich schon längst da: Bereits seit 2023 erlaubt das EEG sogenannte *flexible Netzanschlussvereinbarungen* zwischen Anlagenbetreiber:innen und den Netzbetreibern. Die Idee dahinter ist simpel: Man schließt einen Vertrag, der regelt, dass die Anlage bei einer drohenden Netzüberlastung kurzzeitig gedrosselt werden darf. Der riesige Vorteil? Neue Wind- und Solaranlagen oder Speicher (oder sogar beides zusammen!) könnten sofort ans Netz gehen, selbst wenn der eigentlich zuständige Verknüpfungspunkt schon am Limit läuft. Sobald es eng wird, regelt die Anlage einfach temporär ab. Klingt nach einer *Win-win-Situation*. Leider sieht die Realität anders aus: In der Praxis können die Netzbetreiber noch nicht auf den tatsächlichen Netzzustand reagieren und geben stattdessen, wenn überhaupt, feste Zeiten für eine Abregelung vor. Das ist für den Speicherbetreiber dann aber unrentabel.

2. Woran liegt es, dass der Speicherausbau nicht vorankommt, obwohl es Netzanschlussbegehren en masse gibt?

Jeder einzelne Großspeicher (und davon reden wir hier) muss vom Netzbetreiber aufwendig geprüft werden. Das kostet Zeit und vor allem genug eingearbeitete Mitarbeiter, und die haben viele Netzbetreiber nicht in ausreichender Zahl. Diskutiert wird politisch gerade das Gegenteil. Die Bundesregierung will Speichern keine Priorität erteilen, denn das würde die Netzanschlussbegehren anderer Industrien und Gewerbe in den Hintergrund drängen.

3. Was sagst du als Experte zu dieser Idee: Verteilnetzbetreiber, die Netzgebiete abregeln wollen, weil es „wiederholt“ zu Netzengpässen durch überschüssigen EE-Strom gekommen ist, sollten mit sofortiger Wirkung dazu verpflichtet werden, Speicher-Container aufzustellen, welche die Lastspitzen abfangen, speichern und später wieder sinnvoll bereitstellen. In Chile, China, USA, Saudi-Arabien, Großbritannien ist das längst üblich, nur in Deutschland funktioniert das nicht. Woran liegt es? Das wäre eine mögliche sinnvolle Lösung. Es bleibt dabei zu klären, wer das bezahlt, wem die Speicher gehören und ob man noch mehr als „nur“ Netzentlastung damit betreiben kann. Das *Unbundling*, also die Trennung von Netzbetreiber und Energieversorger, sorgt dafür, dass die Speicher von den Netzbetreibern „nur“ zur Netzentlastung betrieben werden dürfen. Das wird schnell unwirtschaftlich. Man müsste da die starre Trennung aufheben. Eine Lösung könnte sein, dass ein Netzbetreiber die Dienstleistung „Netzentlastung“ bei einem Speicherbetreiber in Auftrag gibt. Gleichzeitig kann der Speicherbetreiber den Speicher noch für weitere Zwecke nutzen, sofern seine Hauptaufgabe Netzentlastung darunter nicht leidet.

4. Durch die Leistungsbegrenzung auf 60 % oder den angekündigten Wegfall der Einspeisevergütung werden Solaranlagenbetreiber zunehmend dazu bewegt, in Batteriespeicher zu investieren. Welche Rolle spielen private Heimspeicher für den gesamtgesellschaftlichen Erfolg der Energiewende?

Ich denke, Heimspeicher werden in ähnlichem Maße zur Energiewende beitragen können, wie private PV-Anlagen auf den Hausdächern zur Gesamterzeugung von PV beitragen. Und das ist durchaus ein relevanter Anteil. 2025 waren 2,4 Millionen Heimspeicher mit einer Gesamtkapazität von 25 GWh installiert – das ist weit mehr, als die verfügbare Batterie-Großspeicherleistung.

5. Wären dezentrale Quartierspeicher die bessere Lösung und warum werden nicht überall solche Speicher gebaut?

Unser Forschungsprojekt zu Quartierspeichern zeigt: Für dieselbe Funktionalität in einem Quartier ist für einen gemeinsamen Quartierspeicher weniger Speicherkapazität notwendig, als wenn man die auf mehrere Heimspeicher verteilt. Allerdings ist die Nutzung von Heimspeichern im Keller ohne Zusatzkosten, während bei einem Quartierspeicher Übertragungskosten vom Speicher zu den Teilnehmern anfallen, auch wenn das Stromnetz im Quartier privat ist. Das macht das Geschäftsmodell kaputt. Der Gesetzgeber steht hier dringend in der Pflicht, die regulatorischen Probleme bei privaten netztechnischen „Kundenanlagen“ zu lösen. Solange das nicht passiert, bleiben Quartierspeicher-Ideen in der Schublade.

6. Welche Formen von Langzeitspeicherung siehst du für die Zukunft, um die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten, insbesondere als Backup bei sogenannten *Dunkelflauten* (wenig Wind und Sonne). Könnten Biogaskraftwerke statt neuer Erdgaskraftwerke eingesetzt werden, um die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten, Netzengpässe zu reduzieren und die Grundlast zu sichern?

Ja, wie die *Energy Watchgroup* mit Hans Josef Fell zeigt, können flexible Biogasanlagen bis zur Hälfte der notwendigen Leistung erbringen. Dazu müssten alle derzeit noch konstant fahrenden Biogasanlagen flexibilisiert werden. Die Technik ist bekannt, bewährt und schon immer öfter im Einsatz. Doch zu einem großflächigen Umbau reichen die aktuellen Anreize nicht. Wasserstoff aus überschüssiger Erneuerbare-Energien-Produktion kann einen weiteren signifikanten Beitrag leisten. Da ist die Technik zwar auch schon weit, aber der Ausbau hinkt den Zielen deutlich hinterher. Weitere Batterietechnologien wie *Redox-Flow-Batterien* mit organischen Speicherflüssigkeiten oder Natrium-Ionen-Batterien können in Zukunft eine große Rolle spielen, da für beide die Rohstoffe kaum limitiert sind. Insgesamt sind mehrere Technologien schon heute einsetzbar, aber es fehlen die Anreize aus der Politik für eine schnelle Umsetzung und Ausbreitung.



Quellen & Infos
[www.sfv.de/
 schwierigkeiten-
 speicherausbau](http://www.sfv.de/schwierigkeiten-speicherausbau)



8 Vorurteile zur Einspeisevergütung

Text — Taalke Wolf, Tobias Otto

Solaranlagen auf Hausdächern sind das Symbol für eine erfolgreiche Energiewende? Absolut! Und trotzdem sorgen Solaranlagen bei Einigen für Missmut – z. B. wegen hohen Kosten durch die Einspeisevergütung. Wir antworten auf acht häufige Kritikpunkte.

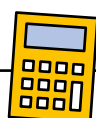


PV-Strom ist wettbewerbsfähig – keine Förderung mehr nötig!

PV ist inzwischen tatsächlich weltweit die günstigste Energiequelle, doch auch wenn Materialkosten drastisch gesunken sind, ist damit noch lange keine PV-Anlage auf dem Dach montiert und angeschlossen – die Installationskosten bleiben. Das erhöht die Preise. Zudem müssen die Erneuerbaren mit jahrzehntelang subventionierten fossilen Kraftwerken konkurrieren, die zu jeder Tages- und Nachtzeit Stromliefern können. Um im Wettbewerb mithalten zu können, muss Wind- und Solarstrom daher immer gemeinsam mit Speichern gerechnet werden, was den Preis nochmals in die Höhe treibt – auch wenn das Kombisystem ebenfalls immer wirtschaftlicher wird! In jedem Fall: Günstige Hardware allein garantiert keine Wirtschaftlichkeit, wenn die Erlöse (z. B. am Markt) nicht gesichert sind. Planungssicherheit ist insbesondere für Bürger:innen, Genossenschaften und kleinere Unternehmen eine Entscheidungsgrundlage, um in PV-Anlagen zu investieren. Hier ist die Vergütung kein „Gewinnmaximierer“, sondern eine existenzielle Absicherung, ohne die auch Banken keine Kredite vergeben.

Solaranlagenbetreiber sind eigennützige Subventionsabgreifer!

Einer der häufigsten Gründe, in Solaranlagen zu investieren, ist, aktiv zum Klimaschutz beizutragen. Die Vergütung deckt oft nur die Gestehungskosten und eine kleine Risikoprämie. Ohne diese Sicherheit bleibt die Energiewende ein Hobby für Idealisten statt eine Massenbewegung. Was wir brauchen, ist eine schnelle Energiewende, und keine Verzögerungstaktik.

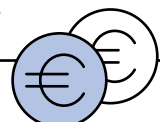


Die Einspeisevergütung kostet den Steuerzahler Milliarden!

Seit der Abschaffung der EEG-Umlage wird die Einspeisevergütung in der Tat aus dem Bundeshaushalt – also aus Steuergeldern – finanziert. Die feste Einspeisevergütung gilt dabei nur für kleinere PV-Anlagen bis 100 kW (wobei auch die Förderung für größere Anlagen, die Marktprämie, aus dem EEG-Konto finanziert wird). Die aktuell hohen Ausgaben werden insbesondere durch die hohen Fördersätze der Altanlagen definiert – denn in den ersten 10 Jahren des EEG war Solartechnik noch richtig teuer und brauchte entsprechend hohe Vergütungen als Investitionsanreiz.¹ Es sind jedoch gerade diese alten Anlagen, die die Solartechnik so erschwinglich gemacht haben.

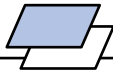
Heute sind die Installationspreise sowie die Vergütung extrem gesunken, allerdings ist die Zahl der geförderten PV-Anlagen gestiegen.² Künftig wird erwartet, dass immer mehr Anlagen an der Börse *direkt vermarktet* und nur mit einer geringeren Marktprämie finanziell unterstützt werden. Gleichzeitig könnte die gezielte Förderung von mehr Flexibilität (z. B. durch Speicher) die Zahl der negativen Stunden an der Börse und damit auch die Kosten der Energiewende reduzieren.

In jedem Fall: Vergleicht man jedoch diese Kosten mit denen fossiler Energieträger, wenn man Subventionen, Lager- und Rückbaukosten und Umweltschäden addiert, müsste die Kilowattstunde aus Atom, Gas und Kohle eigentlich 2 bis 3-fach teurer sein.³ Am Ende sind das auch Milliarden für die Steuerzahler:innen ...



Solaranlagen verursachen nur negative Strompreise ...

Ja, wie toll! Überlegt mal: Es gibt Zeiten, in denen wir so viel erneuerbaren Strom im Netz haben, dass die Strompreise nicht nur niedrig, sondern sogar negativ werden. Während niedrige Strompreise eigentlich fantastisch sind, gerät hier der Fördermechanismus an seine Grenzen – denn die Differenz zur Einspeisevergütung wird aktuell aus dem Bundeshaushalt beglichen. Für neue PV-Anlagen wird deshalb seit 2025 bei negativen Strompreisen die Vergütung ausgesetzt. Das Problem entsteht jedoch nicht allein durch die Solaranlagen, sondern auch durch träge Kohle- und Kernkraftwerke im In- und Ausland, die nicht schnell genug auf den Bedarf reagieren können, oder eine technische Mindesterzeugungsleistung haben. Grundsätzlich haben wir bei weitem noch nicht zu viel erneuerbaren Strom – sondern nur zu viel zur falschen Zeit. Wichtig ist deshalb Netz-Flexibilisierung und der Ausbau von Speichern – denn diese können die Preisdifferenz nutzen und gleichzeitig das Stromnetz stabilisieren.



Die Solarbranche ist stabil genug für den freien Markt!

Wir erleben gerade eine gefährliche Parallele zu den politischen Entscheidungen von CDU/CSU und FDP der 2010er Jahre, als nach der massiven Kürzung der Einspeisevergütung ein Großteil der Solarindustrie abwanderte oder pleite ging. Schon jetzt zeichnen sich Insolvenzen und massive Umsatzrückgänge ab. Damals gingen über 100.000 Arbeitsplätze in der deutschen Solarbranche verloren. Diesen Fehler dürfen wir nicht wiederholen, wenn wir unsere Klimaziele erreichen und in der Stromproduktion unabhängig werden wollen.



Die Streichung der Vergütung ab 2027 ist alternativlos für die Netzstabilität!

Die Netzstabilität scheitert nicht an der Solarenergie, sondern an einem starren Marktdesign, das fossile Großkraftwerke bevorzugt und den notwendigen Ausbau von Speichern vernachlässigt. Eine Streichung der Vergütung entzieht privaten Investoren die Planungssicherheit und ist ein Frontalangriff auf die dezentrale Bürgerenergie. Statt den PV-Ausbau auszubremsen, müssen wir endlich fossile Überkapazitäten abbauen, dezentrale Netze ausbauen und die Nutzung, Verteilung und Speicherung vor Ort verbessern.



Die Haushalte können ihren Solarstrom doch einfach selbst vermarkten!

Bei der *Direktvermarktung* wird der Solarstrom an der Börse gehandelt und mit Hilfe der Marktprämie aus dem Bundeshaushalt abgesichert. Für alle PV-Anlagen ab 100 kWp ist dies heute bereits verpflichtend.⁴ Für Privatpersonen mit kleineren Anlagen ist der Aufwand jedoch enorm. IT-Schnittstellen, *Smart Meter*-Gebühren und Provisionen für Direktvermarkter und andere Unternehmen/Dienstleistungen fressen bei kleinen Anlagen die Rendite komplett auf. Die Einspeisevergütung ist deshalb so erfolgreich, weil sie einfach ist. Sie ermöglicht es Laien, Teil der Energiewende zu sein, ohne am komplexen Strommarktgeschehen teilnehmen zu müssen. Übrigens: Ohne Verfügbarkeiten von *Smart Metern* bleibt die *Direktvermarktung* für kleine Haushalte eh nur Theorie.

Die Einspeisevergütung nützt nur Wohlhabenden!

Es stimmt, dass vor allem Eigentümer:innen von Häusern bzw. Dachflächen die Möglichkeit haben, in PV zu investieren und eine Vergütung zu erhalten. Der SFV arbeitet deshalb seit Jahren dafür, den Zugang zu Solarstrom zu erleichtern, z. B. durch PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern, Steckersolaranlagen oder *Energy-Sharing*. Es stimmt auch, dass dezentrale PV-Anlagen durch die Einspeisevergütung attraktiver werden.⁵ Das Endergebnis nützt aber uns allen: Denn mit mehr Erneuerbaren im Netz sinkt nicht nur der Strompreis, sondern wir müssen auch für weniger Klimafolgeschäden aufkommen. Eine hohe Nachfrage nach PV-Anlagen senkt die Materialkosten, während eine größere Verfügbarkeit von Solarstrom unsere Abhängigkeit von Energieimporten reduziert. Zum Vergleich: Allein der Import fossiler Energieträger kostet Deutschland bereits heute jährlich rund 80 bis 81 Milliarden Euro.⁶ Gleichzeitig profitieren Energiekonzerne weiterhin von staatlichen Subventionen in Milliardenhöhe und erzielen besonders in Krisenzeiten massive Gewinne, von denen letztlich nur wenige Akteure profitieren.⁷ Die langfristigen Folgekosten für Umwelt und Klima sowie für Atom Müll oder den Rückbau von Förderanlagen werden dagegen überwiegend von der Gesellschaft getragen.



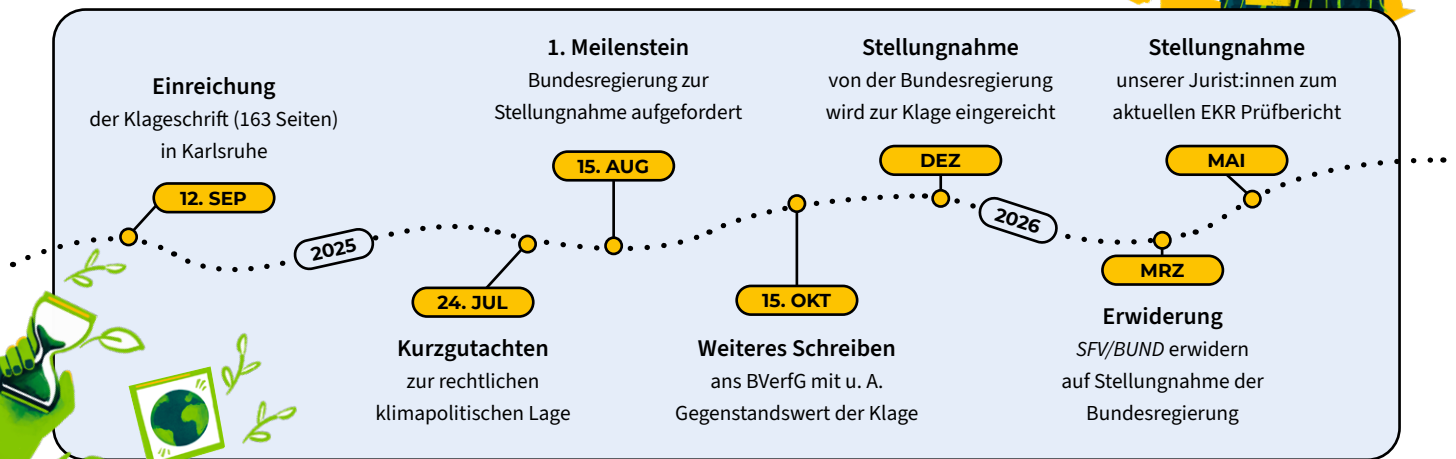
Quellen & Infos

www.sfv.de/vorurteile-einspeiseverguetung

Das Klimaklage Update

In den vergangenen Monaten haben unsere Jurist:innen Felix Ekaradt und Franziska Heß in einer umfangreichen Stellungnahme (nachzulesen auf unserer Homepage) die Abwehrversuche der Bundesregierung auf die Klimaklage entkräftet. Hier gibt es ein Kompakt-Update, wo wir stehen und wie es weitergehen muss.

Text — Susanne Jung



Wie gehts weiter

Wir rechnen damit, dass wir innerhalb der nächsten Monate ein Urteil vom Bundesverfassungsgericht bekommen. Nach Einschätzung unserer Juristen stehen die Chancen gut, dass das *BVerfG* unserer Argumentation folgt. Doch Recht bekommen und die Klimapolitik verändern sind zwei verschiedene Dinge. Der Blick auf die aktuellen Konstellationen in der Bundespolitik verheißt nichts Gutes. Was wir gerade bei den Energiegesetzen erleben, ist kein Fortschritt, sondern ein historischer Rückschlag.

Wir müssen uns deshalb der bitteren Frage stellen: Was passiert, wenn selbst die zweite Klimaklage am Ende an der Ignoranz der Politik abprallt? Was geschieht, wenn die *AfD*, die die Erkenntnisse der Klimawissenschaft schlichtweg leugnet und Anstrengungen zur Eindämmung der Klimakrise unmissverständlich ablehnt, immer mehr Oberhand gewinnt?

Ein Blick auf unsere Staatsorgane jedenfalls zeigt in Sachen Klimaschutz weiterhin ein eklatantes Versagen. Der Bundestag mit seinen über 600 Abgeordneten, den Ministerien, den Ausschüssen, den Landesregierungen und nicht zuletzt der Bundespräsident haben das erste Klimaurteil weitestgehend ignoriert, Zielvorgaben heruntergestuft und ein bereits unzureichendes Klimaschutzgesetz noch weiter verwässert. Auch der *Expertenrat für Klimafragen (EKR)* als Kontroll- und Beratungsgremium hat keine direkte Handhabe, in diese Entscheidungen einzugreifen. Gerade jüngst stellte der *EKR* der Bundesregierung wiederholt ein miserables Zeugnis aus. Unsere Juristen *Prof. Dr. Felix Ekaradt* und *Dr. Franziska Heß* haben diese Ergebnisse in einer weiteren Stellungnahme an das *BVerfG* aufgearbeitet.

Weil das Parlament sich bislang keine Schranken setzen lässt, bleibt es dabei: Wir selbst müssen den Druck von außen aufrecht erhalten, juristisch und auf der Straße. Jeder Rückschritt bei der Energiewende ist ein klarer Bruch des Grundgesetzes. Und wir weigern uns, tatenlos zuzusehen, wie unsere Freiheitsrechte ignoriert und der Erhalt unserer Lebensgrundlagen mit Füßen getreten wird. Wenn wir in Berlin auf taube Ohren stoßen, gehen wir den nächsten Schritt und ziehen bis vor den Europäischen Gerichtshof für Menschenrechte! Diesen langen und harten Weg können wir nur gemeinsam gehen. Und wir müssen noch lauter werden. Dazu haben wir uns in den letzten Monaten mit den Klimaklägern von *Greenpeace*, *Germanwatch*, *Deutsche Umwelthilfe* und *BUND* ausgetauscht, um eine breitere Öffentlichkeit für unsere Forderungen und unsere Pressearbeit zu bekommen.

Um diese Arbeit fortzusetzen und juristisch weiter auf Augenhöhe zu kämpfen, brauchen wir allerdings auch eure Unterstützung. Jede Spende stärkt unseren langen Atem. Ein riesiges Dankeschön an alle, die bereits an unserer Seite stehen oder uns jetzt den Rücken stärken!

Mehr Infos zur Spendenmöglichkeit gibt es hier:

www.sfv.de/mitmachen-2/spende



Zur Klimaklage

www.sfv.de/energiepolitik/klimaklage-2-0

b

beratung



Beratung kompakt

Kurzbeitrag • Taalke Wolf

Brandschutz bei PV-Anlagen

Oftmals stehen PV-Anlagen in Verdacht, das Risiko für Brände am Haus zu erhöhen. Bei sachgemäßer Montage ist dies jedoch nicht der Fall. Eine Studie des *Fraunhofer ISE* beispielsweise zeigt, dass die Wahrscheinlichkeit eines Brandes, der von einer fachgerecht installierten PV-Anlage ausgeht, mit nur 0,006 % äußerst gering ist. Auch Heimspeicher, die häufig im Verdacht zur Brandverursachung genannt werden, haben mit 0,0049 % eine äußerst geringe Brandwahrscheinlichkeit, wie eine aktuelle Studie der *RWTH Aachen* zeigt.

Gesetzliche Brandschutzvorgaben sollen die Entwicklung und Ausbreitung von Bränden minimieren. In Deutschland sind jedoch keine gesonderten, über die allgemeinen Bauordnungen und Elektroinstallationsvorschriften hinausgehenden Brandschutzvorschriften für PV-Anlagen vorgeschrieben. Die Einhaltung der *VDE-Normen* und der Herstellerangaben ist jedoch essenziell:

- Baurecht: Landesbauordnungen regeln allgemeine Abstandsflächen zu Brandwänden oder Dachfenstern, um die Übertragung von Bränden auf andere Gebäude zu verhindern.
- Elektrische Sicherheit: Die VDE-Normen legen Details zu Leitungsverlegung (z. B. brandschutzgerechte Durchführung von Kabeln durch Brandabschnitte), Erdung und den Überspannungsschutz fest.

Wenn es doch zu einem PV-verursachten Brand kommt, sind die Ursachen meistens eine fehlerhafte Installation (lose Steckverbindungen (Lichtbogenbildung), falsch verlegte Kabel, mangelhafte Erdung), minderwertige Komponenten, äußere Einflüsse (Blitzschlag) und selten fehlerhafte Wechselrichter. Warum ein Brandfall mit PV-Anlage dennoch eine Herausforderung für die Feuerwehr darstellt und wie man die Löscharbeiten erleichtern kann, lesen Sie in der ausführlichen Online-Version des Artikels.



Solarwiki-Beitrag
in voller Länge
[www.sfv.de/
brandschutz](http://www.sfv.de/brandschutz)



Kurzbeitrag • Susanne Jung

Verbraucherschutz: „Angebotsvorschlag“ bei PV-Verträgen

Bei Verträgen großer PV-Anbieter begegnen Kund:innen häufig dem Begriff *Angebotsvorschlag*. Rechtlich bedeutet dies eine Umkehr der üblichen Rollen: Nicht das Unternehmen macht Ihnen ein bindendes Angebot, sondern es lädt Sie dazu ein, selbst ein rechtlich bindendes Kaufangebot abzugeben. Mit Ihrer Unterschrift binden Sie sich einseitig an den Vertrag, während sich der Anbieter eine Prüfungsfrist vorbehält. Dies geschieht oft, bevor Fachkräfte die Situation auf dem Dach genau geprüft haben. Der Vorteil für das Unternehmen: Es kann flexibel reagieren, falls beispielsweise Produktpreise steigen oder die Installation technisch aufwendiger wird als gedacht. Unsere Juristin *Christina Bönning-Huber* erklärte uns auf Nachfrage, dass dieses Vorgehen nicht ungewöhnlich sei. Nach dem aktuellen AGB-Recht ist es zulässig, solange die Bindungsfrist für die Kund:innen nicht unangemessen lang ist. Ein Zeitraum von bis zu sechs Wochen gilt hierbei als akzeptabel, um die Kalkulation der Verträge stabil zu halten. Dennoch sollte man prüfen, wie lange sie an ihre Unterschrift gebunden sind, bevor der Vertrag durch die Annahme des Unternehmens final zustande kommt.



Solarwiki-Beitrag
in voller Länge
[www.sfv.de/
verbraucherrecht](http://www.sfv.de/verbraucherrecht)

Kurzbeitrag • Dr. Christina Bönning-Huber

Neues Urteil des Bundesgerichtshofes zur Einspeisevergütung

Der *Bundesgerichtshof* (BGH) hat am 10. Februar 2026 zur Fälligkeit der Einspeisevergütung entschieden. Auch wenn die Endabrechnung laut Urteil erst nach Ablauf des Kalenderjahres fällig wird, bedeutet das für Anlagenbetreibende keineswegs den Verlust ihrer monatlichen Liquidität.

Der BGH stellte fest, dass die endgültige Fälligkeit des Vergütungsanspruchs erst nach Ablauf des Kalenderjahres eintritt. Begründet wird dies mit der Systematik des EEG: Da Anlagenbetreibende erst bis zum 28. Februar des Folgejahres alle erforderlichen Daten für die Endabrechnung übermitteln müssen (§ 71 Abs. 1 EEG), wird der Gesamtanspruch erst dann abschließend fällig. Eine automatische monatliche Fälligkeit der exakten Vergütungssumme zum 15. des Folgemonats besteht laut BGH nicht.

Trotz der späten Fälligkeit der Endabrechnung müssen Anlagenbetreibende nicht bis zum Jahresende auf ihr Geld warten. Der BGH betont, dass der Anspruch auf angemessene Abschlagszahlungen weiterhin besteht. Diese Abschläge werden jeweils zum 15. des Folgemonats fällig. Bleiben diese Zahlungen aus, gerät der Netzbetreiber in Verzug und muss für Verzugsschäden (z. B. Zinsen oder Anwaltskosten) aufkommen.

Ein Abschlag ist laut Urteil angemessen, wenn er der zu erwartenden Vergütung möglichst nahekommt. In der Praxis bedeutet dies im Regelfall, dass der Netzbetreiber die Vorjahresmenge linear auf das neue Jahr verteilen kann. Auf Prognosebasis ist aber auch eine jahreszeitliche Staffelung (höhere Zahlungen im Sommer bei PV-Anlagen) zulässig. Bei Neuanlagen oder Erweiterungen, für die keine Vorjahresdaten vorliegen, müssen die Abschläge individuell angepasst werden, um dem Liquiditätsinteresse des Betreibers gerecht zu werden.

Das Urteil bestätigt weitgehend die gängige Praxis, dämpft jedoch Versuche, monatlich exakte Abrechnungen auf Basis der Vormonatswerte gerichtlich zu erzwingen. Da die Regelungen im EEG „dispositiv“ sind, haben vertragliche Vereinbarungen (z. B. bei fernauslesbaren Zählern) Vorrang. Besteht ein solcher Vertrag mit individuellen Fälligkeiten, bleibt dieser unberührt.

Fazit: Anlagenbetreibende behalten ihren Anspruch auf monatliche Zahlungen. Das Urteil schützt Netzbetreiber vor dem massiven Verwaltungsaufwand monatlicher Endabrechnungen, sichert den Einspeisern aber die notwendige monatliche Liquidität durch rechtzeitige Abschlagszahlungen zu.



Hier der Artikel in voller Länge
www.sfv.de/bgh-urteil-zur-einspeiseverguetung

Kurzbeitrag • Susanne Jung

Update Verschattung: Wenn Bäume der Energiewende im Weg stehen

Mit dem schnellen Ausbau von PV-Anlagen melden sich immer mehr Eigentümer bei ihren Kommunen mit der Frage: „Muss der Straßenbaum oder die mächtige Esche des Nachbarn weichen, damit die Module auf dem eigenen Dach volle Leistung bringen?“ Viele glauben, dass Erneuerbare Energien automatisch Vorrang haben. Doch rechtlich ist die Lage komplizierter.

Damit ein Baum weichen darf, muss in der Regel eine sogenannte *unzumutbare Härte* vorliegen – ein Nachteil, der unter keinem vernünftigen Gesichtspunkt mehr tragbar ist. Bloße Ertragsminderungen aufgrund von Verschattung reichen hierfür meist nicht aus. Eigentümer müssen belegbar machen, dass durch den Erhalt des Baumes der Betrieb der PV-Anlage praktisch unmöglich oder wirtschaftlich völlig sinnlos würde. In Einzelfällen bekamen die Solaranlagenbetreiber vor Gericht Recht. Z. B. wurde der regelmäßige Schnitt eines schnell wachsenden Ahorns als unzumutbare Härte eingestuft. Die Bäume sollen nun entgegen der örtlichen Baumschutzsatzung gefällt werden.

Da es kein ausdrücklich gesetzlich verankertes Recht auf unbehinderte Solarstrahlung gibt, können Anlagenbetreiber in der Regel keine Entschädigung vom Nachbarn verlangen, wenn dieser Bäume pflanzt oder bestehende wachsen lässt. Wer eine PV-Anlage plant, sollte deshalb frühzeitig das Umfeld prüfen und technische Maßnahmen wie die Aufteilung der Anlage in mehrere Strings, der Einsatz von modulspezifischen Komponenten (Stringwechselrichter, Solaroptimierer und die Wahl eines Wechselrichters mit Verschattungsmanagement) können Ertragsverluste durch Schatten verringern.



Hier der Artikel in voller Länge
www.sfv.de/verschattung-durch-baum



Unser Kompaktwissen im Solarwiki-Format ist jetzt bei Social Media!

Warum das Ende der Einspeisevergütungen die Energiewende gefährdet

Die EEG-Vergütung war stets ein Garant für Wirtschaftlichkeit. Nun will das Wirtschaftsministerium diese Sicherheit kippen und gefährdet den Ausbau von Hausdachanlagen. Fallbeispiele zeigen die Folgen.

Text — Susanne Jung

1 Katalysator für den wirtschaftlichen Betrieb

In diesen Tagen wird in Berlin eine Gesetzesänderung vorbereitet, die sowohl jene betrifft, die schon eine Solaranlage auf dem Dach haben, als auch die, die noch darüber nachdenken. Es dreht sich um die Frage, wie es mit der staatlichen Unterstützung für Photovoltaik weitergeht. Eigentlich geht es aber um viel mehr: Endet nun die Ära, die Deutschland zum Solar-Land gemacht hat? Man vergisst es leicht, aber vor gar nicht allzu langer Zeit galt Solarstrom als teure Spielerei für Überzeugungstäter. Dass die Sonne heute unsere günstigste und wichtigste Energiequelle ist, verdanken wir einer gezielten Förderung, die als echter Turbo für den Markt fungiert hat. Sie hat dafür gesorgt, dass Fabriken gebaut, das Handwerk geschult und die Preise für Module so massiv gedrückt wurden, dass sich heute fast jeder sein eigenes Kraftwerk leisten kann.

Alles begann in den späten 1980er-Jahren als eine visionäre Idee in Städten wie Aachen und Hammelburg: Bürger:innen sollten für jede Kilowattstunde Solarstrom, die ins Netz eingespeist wird, eine Vergütung erhalten. Der *Solarenergie-Förderverein (SFV)* setzte sich dafür ein, dass die sogenannte *kostendeckende Vergütung (kV)* bundesweit umgesetzt wird und war damit erfolgreich. In rund 40 Kommunen, Gemeinden und Landkreisen wurde das Konzept eingeführt und ab 2000 mit dem *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)* bundesweit auf den Weg gebracht. Damit wurde möglich, was in den Anfängen der Photovoltaik aufgrund der sehr hohen Anlagenpreise von 7000 €/kW_p (*Kilowatt-Peak*) noch als unmöglich galt: Solaranlagen konnten mit einer Einspeisevergütung von damals 50,62 Ct/kWh wirtschaftlich betrieben werden. Die Energiewende nahm Fahrt auf und die wachsende Nachfrage schlug sich in zunehmend sinkenden Preisen nieder. Heute kann man – abhängig von der Gesamtgröße der Anlage, den Bedingungen vor Ort und den verwendeten Komponenten – eine Solaranlage zu einem Fünftel des Preises käuflich erwerben.

Die im EEG festgelegten Einspeisevergütungen sind und waren im Grundsatz immer ein Garant, die Anlagen wirtschaftlich zu betreiben, auch wenn es in den letzten Jahren immer wieder Rückschläge gab. In Erinnerung geblieben ist der sogenannte *Altmaier-Knick* im Jahr 2012. Der damalige Umweltminister Peter Altmaier (CDU) sorgte für einen beispiellosen Einschnitt im EEG. Durch das Zusammenspiel aus gekürzten Vergütungen, strengen Deckeln und bürokratischem Mehraufwand wurde der Ausbau von Wind- und Solarenergie enorm ausgebremst. Von ehemals knapp 8 GWp pro Jahr dümpelte der jährliche Zubau neuer PV-Anlagen bis 2017 bei unter 2 GWp pro Jahr dahin. Bei Windenergie sah es ähnlich aus.

Solche enormen Einschnitte können wir uns kein weiteres Mal leisten. Gebetsmühlenartig wiederholt die Klimawissenschaft, dass die Klimakrise keinen Aufschub mehr duldet. Wir haben einfach kein CO₂-Budget mehr, das uns die Chance bietet, eine langsame Gangart zu fahren. Es gibt knallharte physikalische Grenzen. Es braucht eine schnellere Transformation unserer fossilen Lebensweise und mehr Menschen denn je, die in Solar und Wind investieren. Die aktuellen Bestrebungen der Bundesregierung sind mehr als ein *Knick* in der Zubau-Statistik. Überall wird günstiger erneuerbarer Strom gebraucht – für den Wirtschaftsstandort Deutschland, die Wärmewende, die Verkehrswende, die Versorgungssicherheit der Menschen. Die Elektrifizierung der Sektoren wird den Strombedarf deutlich erhöhen.

Die Investitionen der Bürgerinnen und Bürger in den Regionen sind und bleiben der wichtigste Katalysator für den Umstieg. Die politische Debatte zur Streichung der Einspeisevergütung und dem Zwang zur Direktvermarktung für kleine Solaranlagen fügt der Energiewende einen enormen Schaden zu.

2 Lobbyismus

Der Erfolg der Photovoltaik-Anlagen als private Investitionen auf dem eigenen Hausdach wirft eine Grundsatzfrage auf: Ist die aktuelle Einspeisevergütung womöglich zu großzügig bemessen? Brauchen wir für Solarstrom weiterhin eine dauerhaft feste Einspeisevergütung? Immerhin wird diese seit 2024 aus einem überaus strapazierten Bundeshaushalt finanziert. Dort fehlen Mittel an anderer Stelle, etwa beim Ausbau des ÖPNV, moderner Wärmenetze, Langzeitspeicher und für den Wärmepumpen-Hochlauf.

In der Debatte um die Lastenverteilung fordern Kritiker vermehrt Einschnitte bei der Förderung oder zusätzliche Pflichten der Anlagenbetreibende. Die radikalste Forderung – das vollständige Ende der Einspeisevergütung – stammt aus einem gemeinsamen Positionspapier von *E.ON* und *RWE* vom März letzten Jahres. Darin formulieren die Konzerne klare Leitplanken für die zukünftige PV-Politik der Bundesregierung. Wortwörtlich heißt es dort: „Kleinere Erzeuger sollen mithilfe von Dienstleistern, den sogenannten Aggregatoren, am Markt teilnehmen und keine fixe Einspeisevergütung mehr erhalten (insbesondere auch Aufdach-PV).“

Es ist ein Lehrstück des Lobbyismus: Während die Bürgerinnen und der Mittelstand die Energiewende vorantreiben, haben Großkonzerne direkten Einfluss auf die Politik genommen, denn

bei Bundeswirtschaftsministerin Reiche, zuvor selbst Managerin der *E.ON*-Tochter *Westenergie*, fallen ihre Ideen auf fruchtbaren Boden. Mitte April wurde von ihrem Ministerium ein Referentenentwurf zur Änderung des EEG vorgelegt, in dem dieser von den Stromriesen sarkastisch formulierte „Neustart der Energiewende“ nahezu eins zu eins übernommen wurde.

3 Reiches Pläne in Kürze

Die Botschaft aus Berlin ist unmissverständlich, denn geplant sind folgende Änderungen: Wer ab Januar 2027 eine neue Solaranlage bis 25 kWp in Betrieb nimmt, wird beim Einspeisen des Stroms leer ausgehen. Der gewohnte Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung wird ersatzlos gestrichen – ohne Zeitpuffer, ohne sanfte Übergangsphase. Was als „kleines Entgegenkommen“ bleibt, ist lediglich eine auf 30 Monate befristete „Netzbetreiberabnahme“ zum aktuellen Marktwert. Außerdem bleibt die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung von 60 % erhalten, um die Netzbelastung im Einspeiseverteilnetz zu reduzieren. Mit dieser Regelung werden weiterhin Eigenversorgungsprojekte massiv fokussiert, unabhängig davon, ob es wirklich einen Kapazitätsmangel im Netz gibt oder nicht.

Damit ist die politische Richtung vorgegeben. Die Anlagen der Zukunft sollen schrumpfen. Anstatt das volle Potenzial einer Dachfläche zu nutzen, um die Energiewende für alle voranzutreiben und die dazu notwendigen PV-Ausbauziele zu erreichen, werden Systeme nun zwangsläufig auf den reinen privaten Eigenverbrauch zugeschnitten. Das Ziel ist nicht mehr das *Kraftwerk Hausdach*, sondern die solare Selbstversorgung im kleinen Stil.

Diese Strategie hat einen hohen Preis. Das Ziel, jede verfügbare Dachfläche für den Klimaschutz zu mobilisieren und bereits versiegelte Flächen bestmöglich zu nutzen, gerät ins Hintertreffen. Da auch die Volleinspeisevergütung vollständig wegfällt, wird es künftig zur Norm, Gebäudeanlagen unter 100 kWp als reine Nulleinspeise-Systeme zu planen. Wer dann noch geringe Mengen Strom ins öffentliche Netz fließen lässt, schenkt diesen dem Netzbetreiber. Das ist eine Entwicklung, die den Pioniergeist der letzten Jahrzehnte eher bremst als befeuert.

Alternativ zur privaten Ausjustierung der Solaranlagengröße können Kleinanlagenbetreibende ihren eingespeisten Strom zukünftig in die sogenannte *sonstige Direktvermarktung* (z. B. *Energy-Sharing*) zu führen – mit allen Risiken. Ein vergiftetes Angebot, denn nur bei wenigen wird der Einbau des notwendigen *intelligenten Messsystem* mit Steuerbox rechtzeitig stattfinden. Die Digitalisierung in Deutschland hinkt meilenweit hinterher. Ist es verbaut, sollen nach neuen Planungen der Regierung auch noch entschädigungsfreie Abschaltungen drohen (*Redispatch*), sofern ein Netzbereich teilweise überlastet ist. Werden künftig auch Kleinanlagen davon betroffen sein? Eine PV-Kleinanlage, für die auf *Energy-Sharing* gesetzt wird, sehen wir künftig eher als Ausnahme. Auch die Wirtschaftlichkeit für Anlagen ab 25 kWp, die in das Marktprämienmodell der Direktvermarktung wechseln können, ist zu komplex. Verschiedene Kostenfaktoren und die Ungewissheit, wie sich die Marktwerte künftig entwickeln, machen eine verlässliche Prognose fast unmöglich.

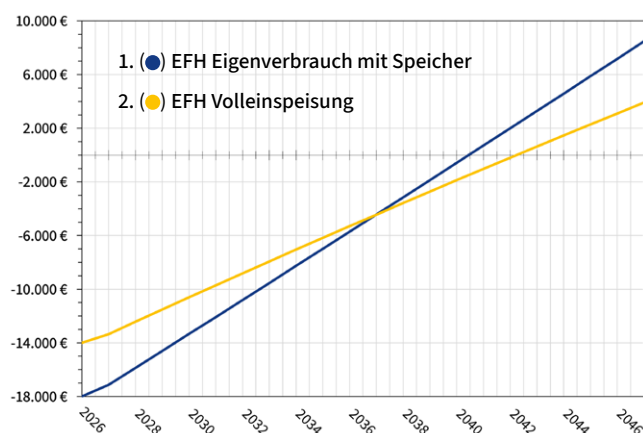
Ergebnisse	1. EFH Eigenverbrauch + Speicher	2. EFH Volleinspeisung
PV-Stromaufteilung (Summen über Betrachtungsdauer)		
EEG-vergütete Netz-Einspeisung	121.337 kWh (64,83 %)	
Eigenverbrauch von Bewohnende	61.052 kWh (32,62 %)	
Speicherverluste	4.773 kWh (2,55 %)	
Freier Vergütungssatz		187.162 kWh (100,00 %)
Summe	187.162 kWh (100,00 %)	187.162 kWh (100,00 %)
Akteur: Bewohnende		
Rendite (IRR) bei 100 % Eigenkapital	4,02 %	2,56 %
statische Amortisationszeit	15 Jahre	16 Jahre
Liquiditätsüberschuss	8.474 €	3.910 €
PV-Stromgestehungskosten (KZS = 0 %)	13,18 ct/kWh	10,25 ct/kWh
EEG-Einspeisevergütung	7,78 ct/kWh	12,34 ct/kWh
Freier Vergütungssatz		
Vorteil (+) / Nachteil (-) durch PV am Ende der Betrachtungsdauer	+ 8.474 €	
PV-Stromnutzung	33%	
Solare Deckung (Autarkie)	73%	

Tabelle 1 — Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung aus Szenarien 1 – 2 unter dem EEG 2023 • Beispielrechnung: SFV

Gerade für Privathaushalte bedeutet das ein unkalkulierbares Risiko. Außerdem können Privatpersonen nicht an der Strombörse in den Handel einsteigen. Sie benötigen Dienstleistungsunternehmen für die Direktvermarktung, die zusätzliche Kosten verursachen. Ganz abgesehen davon könnten Banken eher weniger interessiert sein, wirtschaftlich unsichere Solarprojekte zu finanzieren. Immerhin soll es für Anlagen zwischen 25 kWp und 1 MWp künftig eine einheitliche Marktprämie geben. Ein kleiner Fortschritt beim Bürokratieabbau.

Aktuell wird auch viel darüber diskutiert, wie eine bessere Finanzierung von Solaranlagen – weg von Steuergeldern – erreicht werden könnte: Eine flexible, am Jahresmarktwert Solar orientierte Einspeisevergütung (in unserem Rechenbeispiel z. B. 3,5 Ct/kWh für jede eingespeiste Kilowattstunde) könnte ein erster Schritt sein, die Einspeisevergütung an die Marktentwicklungen zu koppeln. Damit würden marktunabhängige Solarstromvergütungen für Neuanlagen der Vergangenheit angehören. Mit zunehmender Digitalisierung könnten auch flexible Stromtarife die Nachfrage steuern, so dass der Eigenverbrauch intelligent auf die Preisentwicklungen der Börse abgestimmt werden.

Wirtschaftlichkeit Einspeisevergütung nach EEG 2023



Grafik 1 — Vergleich der Szenarien 1 – 2:
 (●) EFH 10 kWp-Anlage mit 10 kWh Speicher, Inbetriebnahme 4/26 (●) EFH 10 kWp-Anlage, Volleinspeisung, Inbetriebnahme 4/26 • SFV

4 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf EFH: aktuell (EEG 2023)

Wir betrachten zunächst eine typische PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus eines Vierpersonen-Haushaltes (Tabelle 1). Die Solaranlage hat eine Leistung von 10 kWp, ist auf einem Süd / West-Dach installiert und erntet 9500 kWh Solarstrom im Jahr.

Szenario 1: Es wird ein 10 kWh Speicher installiert, der den solaren Eigenverbrauch erhöht. Die gesetzlichen Vorgaben zur Einspeisebegrenzung werden durch den Einbau eines *intelligenten Messsystems* realisiert. Die PV-Anlage für das Einfamilienhaus wird im April 2026 in Betrieb gesetzt und amortisiert sich nach ca. 15 Jahren. Die kumulierten Stromkosten der Familie entwickeln sich durch die PV-Anlage und den Speicher vorteilhaft: 8474€ können durch den Einsatz der Technik eingespart werden. Auch größere Anlagen ergeben Sinn, weil der Reststrom, der in das öffentliche Netz gespeist wird, weitere Einnahmen generiert. Der Musterhaushalt hat einen Gesamtstrombedarf von 4.000 kWh. Die 10kWp Anlage inkl. Speicher kann laut unserer Berechnung ca. drei Viertel des Bedarfs abdecken. Mit 3099 kWh eigenverbrauchten PV-Strom werden Stromkosten von 31 Ct/kWh eingespart (angenommene Strompreissteigerung: 0,5 Prozent/Jahr). Ein Viertel des erzeugten Stroms wird in das Netz eingespeist. Die Einspeisevergütung bei der Inbetriebsetzung im April 2026 beträgt 7,78 Ct/kWh und ist bis zum 31. Dezember 2046 gesetzlich fixiert.

Szenario 2: Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Aufdachanlage ohne Speicher bei Volleinspeisung mit aktuell 12,34 Ct/kWh Vergütung wird simuliert. Trotz wegfallender Stromersparnis durch Eigenverbrauch amortisiert sich die Anlage nach 16 Jahren und hat am Ende der 20 Jährigen Vergütung einen Überschuss von 3910€ erwirtschaftet. Volleinspeise-Anlagen sind heute eine sinnvolle Option, das solare Dachpotenzial vollständig auszunutzen.

In beiden Szenarien (Grafik 1) betragen die Investitionskosten für die Solaranlage 14.000 € und den Speicher 4.000 €. Dies entspricht dem derzeitigen Preis-Durchschnitt. Wir gehen in allen Szenarien davon aus, dass die Anlage ohne Fremdkapital errichtet

Ergebnisse	3. EFH+Speicher Nullvrg.	4. EFH+Speicher EinspV.	5. EFH+MWS
PV-Stromaufteilung (Summen über Betrachtungsdauer)			
EEG-vergütete Netz-Einspeisung		123.069 kWh (64,83 %)	
Eigenverbrauch von Bewohnende	61.924 kWh (32,62 %)	61.924 kWh (32,62 %)	61.924 kWh (32,62 %)
Speicherverluste	4.841 kWh (2,55 %)	4.841 kWh (2,55 %)	4.841 kWh (2,55 %)
Freier Vergütungssatz	123.069 kWh (64,83 %)		123.069 kWh (64,83 %)
Summe	189.834 kWh (100,00 %)	189.834 kWh (100,00 %)	189.834 kWh (100,00 %)
Akteur: Bewohnende			
Rendite (IRR) bei 100 % Eigenkapital	-0,09 %	4,10 %	1,77 %
statische Amortisationszeit		15 Jahre	18 Jahre
Liquiditätsüberschuss	-167 €	8.751 €	3.582 €
PV-Stromgestehungskosten (KZS = 0 %)	13,04 ct/kWh	13,04 ct/kWh	13,04 ct/kWh
EEG-Einspeisevergütung		7,70 ct/kWh	
Freier Vergütungssatz	0,45 ct/kWh		3,50 ct/kWh
Vorteil (+) / Nachteil (-) durch PV am Ende der Betrachtungsdauer	-167 €	+8.751 €	+3.582 €
PV-Stromnutzung	33 %	33 %	33 %
Solare Deckung (Autarkie)	74 %	74 %	74 %

Tabelle 2 – Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung aus Szenarien 3–5 unter dem EEG 2027 • Beispielrechnung: SFV

wurde. Dies ist jedoch nicht der häufigste Fall. Finanzierungsanfragen für Solaranlagen nahmen in den letzten Jahren zu. Auch Mietangebote für Solaranlagen, meist von Energieversorgern oder überregionalen Anbietern, zogen immer mehr an. In unseren Berechnungen gehen wir darüber hinaus von Rücklagen für Betriebskosten in einer Höhe von 1,5 % des Gesamtinvests pro Jahr aus. Sie soll die Wartungs-, Reparatur- und Versicherungskosten über volle 20 Jahre abdecken. Der Verteilnetzbetreiber erhebt außerdem 50 € Mess- und Abrechnungskosten pro Jahr.

5 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auf EFH: ab 1. Januar 2027

Wir möchten nun wissen, wie wirtschaftlich dieselbe PV-Anlage mit einem 10 kWh-Speicher ist, wenn sie erst zum 1. Januar 2027 in Betrieb gesetzt wird. Dazu haben wir drei weitere Rechnungen (Tabelle 2) unter den oben beschriebenen identischen Grundbedingungen erstellt (Anlagen- und Speichergröße, Betriebskosten, Standort, Ertrag, Strombedarf des Haushaltes, Finanzierung).

Szenario 3: Hier haben wir berechnet, ob sich unsere Musteranlage von 10 kWp mit 10 kWh Speicher ab 1. Januar 2027 auch dann noch wirtschaftlich lohnt, falls künftig keine Einspeisevergütung mehr gezahlt wird. In dieser Simulation wurden 30 Monate lang 3,5 Ct/kWh als „Netzbetreiberabnahme“. Eine mögliche Vermarktungspauschale ist hier bereits abgezogen. Die niedrigen Marktpreise basieren auf den jüngsten Annahmen von *Enervis*.

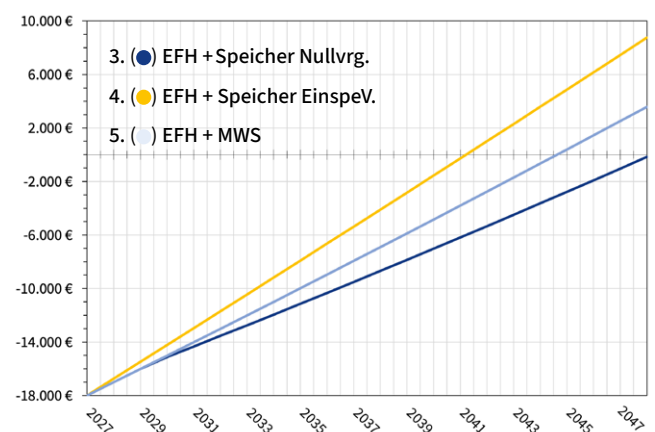
Szenario 4: Wir haben gegenübergestellt, wie sich die Wirtschaftlichkeit darstellt, falls die Einspeisevergütung – anders als von Ministerin Reiche beabsichtigt – im Jahr 2027 nicht abgeschafft wird. Die PV-Anlage und der Speicher amortisieren sich weiterhin nach 15 Jahren.

Szenario 5: Hier nehmen wir für unsere PV-Anlage mit Speicher eine marktnahe Vergütung an – eine einfach planbare und preiswertere Alternative zur Direktvermarktung. Für jede eingespeiste Kilowattstunde wird über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren der *Marktwert Solar* abzgl. der Vermarktungspauschale

angesetzt – analog zu den Regelungen für *Ü20-Anlagen*. Hintergrund dieses Modells ist unsere Überlegung, Betreiber:innen von Kleinanlagen (unter 25 bzw. bis 100 kWp) auch künftig nicht zur aktiven *Direktvermarktung* zu zwingen, sondern den erzielten Marktwert unkompliziert durch den Netzbetreiber durchzureichen. Wir veranschlagen 3,5 Ct/kWh Vergütung für den eingespeisten Strom. In der Gesamtbetrachtung der kumulierten Stromkosten besteht nach 20 Jahren ein Vorteil von 3.582 € durch die PV-Anlage. Die Anlage amortisiert sich nach 18 Jahren – also drei Jahre später als mit Fortführung der Einspeisevergütung.

Ein Blick (Grafik 2) zeigt das ernüchternde Ergebnis: Sollte im kommenden Jahr die Einspeisevergütung für Kleinanlagen auf Null herabgesenkt und die ersten 30 Monate die sogenannte Netzbetreiberabnahme gewährt werden, kann eine Standardanlage mit 10 kWp Leistung und einem 10 kWh-Speicher nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Die Anlage führt in der Gesamtrechnung zu einer finanziellen Mehrbelastung und hat sich selbst nach 20 Jahren noch nicht vollständig amortisiert.

Wirtschaftlichkeit Einspeisevergütung nach EEG 2027



Grafik 2 – Vergleich der Szenarien 3–5: Inbetriebnahme 1/27: (●) Nullvergütung, 30 Mon. Netzbetreiberabnahme (●) Fortführung der Vergütung (●) und Vergütung mit Jahresmarktwert Solar über 20 Jahre • SFV

Ergebnisse	MFH + Speicher 25 kWh	MFH ohne Speicher
PV-Stromaufteilung (Summen über Betrachtungsdauer)		
PV-Stromlieferung an Wohnungen	397.512 kWh (83,76 %)	312.561 kWh (65,86 %)
Speicherverluste	9.444 kWh (1,99 %)	
Freier Vergütungssatz	67.628 kWh (14,25 %)	162.023 kWh (34,14 %)
Summe	474.585 kWh (100,00 %)	474.585 kWh (100,00 %)
Akteur: Gut!Zusammen		
Rendite (IRR) bei 100 % Eigenkapital	4,86 %	5,20 %
statische Amortisationszeit	14 Jahre	13 Jahre
Liquiditätsüberschuss	24.249 €	19.811 €
PV-Stromgestehungskosten (KZS = 0 %)	11,72 ct/kWh	9,17 ct/kWh
Freier Vergütungssatz	0,57 ct/kWh	0,52 ct/kWh
Akteur: Wohnungen		
Vorteil (+) / Nachteil (-) durch PV am Ende der Betrachtungsdauer	+ 59.546 €	+ 46.837 €
PV-Stromnutzung	84 %	66 %
Solare Deckung (Autarkie)	30 %	24 %
PV-Stromlieferpreis (Ø, netto)	20,00 ct/kWh	20,00 ct/kWh

Tabelle 3 — Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung einer 25 kWp-Anlage auf einem MFH (Einzählermodell), mit und ohne Speicher, Inbetriebnahme 1.1.2027 • Beispielrechnung: SFV

Anstatt eine Nullvergütung festzuschreiben, wäre es nur fair, den Anlagenbetreibenden zumindest den tatsächlichen Jahresmarktwert für Solarstrom auszuzahlen. Schließlich hat dieser Strom einen realen Marktwert im Netz. Eine solche Regelung würde die Wirtschaftlichkeit zwar leicht verbessern, bliebe jedoch hinter den Erträgen einer festen Einspeisevergütung zurück. Um den dringend notwendigen Solarausbau nicht zu gefährden, halten wir den Erhalt der klassischen Förderung weiterhin für unverzichtbar.

6 Wirtschaftlichkeit von PV-Anlage auf MFH: ab 1. Januar 2027

In einem letzten Szenario möchten wir abbilden, wie sich die Reiche-Politik auf die Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen auf *Mehrfamilienhäusern (MFH)* mit 20 Wohneinheiten auswirkt (Tabelle 3). Die fiktive Solaranlage von 25 kWp soll unter dem Betriebskonzept *Einzählermodell* betrieben werden. Wir haben in unserer Beispielrechnung ein Betriebsmodell gewählt, das einfach und kostengünstig umgesetzt werden kann. Andere Betriebskonzepte wie das klassische *Mieterstromkonzept* oder die *gemeinschaftliche Gebäudeversorgung* sollte unbedingt gesondert betrachtet werden. In einem Gutachten von *GreenPlanetEnergy* wird vorgerechnet, dass die Renditen der *Nullvergütungs-Strategie* im geplanten EEG 2027 deutlich sinken und dringende Investitionen im *MFH* behindern.

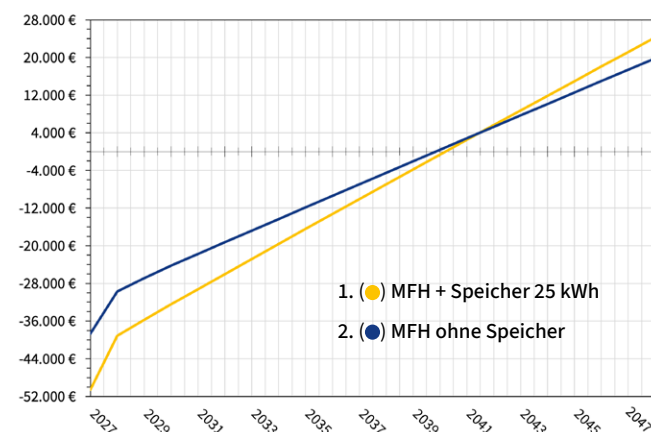
Beim Einzählermodell unter der Annahme eines hohen Eigenverbrauchs sind die negativen Auswirkungen weniger markant, da in aller Regel alle Wohneinheiten beteiligt werden können und die Betriebskosten eher gering sind. Neben den 1,5 % des Gesamtinvest pro Jahr für Wartung und Versicherung gibt es nur jeweils jährlich wiederkehrende Zählergebühren von 150 €, Einmal-Kosten zur Einrichtung einer zentralen Wandlerrmessung und Einmalkosten für die privaten Zähler in den Haushalten. Nähere Infos zum *Einzählerkonzept* findet man in unserem *Solar-Wiki*.

Das Haus ist mit einer Wärmepumpe ausgestattet. Da es sich um einen Neubau mit *KfW40-Standard (Effizienzhaus 40)* handelt, gehen wir von einem relativ geringen Strombedarf für die Wärmepumpe, insgesamt aber von einem höheren Strombedarf vor Ort aus. Jede Wohneinheit benötigt ca. 2000 kWh. Außerdem wird der Allgemeinstrombedarf des Hauses für Fahrstuhl, Elektrik und Haustechnik mit 11.000 kWh veranschlagt.

In Grafik 3 haben wir die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage mit und ohne einen 25 kWh-Speicher gerechnet. In beiden Fällen wird der netzeingespeiste Solarstrom nicht vergütet. Allerdings wird für die ersten 30 Monate die angedachte Netzbetreiberabgabe in Höhe von fiktiv 3,5 Ct/kWh gewährt.

Die Berechnung zeigt ein klares Bild: Wer den Großteil seines Solarstroms selbst nutzt, ist von den geplanten Kürzungen kaum betroffen. Da der Eigenverbrauch vor Ort relativ hoch ist, erzielt unsere Musteranlage durchweg gute wirtschaftliche Ergebnisse, und das relativ unabhängig davon, ob ein Stromspeicher installiert ist oder nicht.

Wirtschaftlichkeit MFH Einzählermodell



Grafik 3 — Wirtschaftlichkeit von 25 kWp-PV-Anlage in einem MFH, Inbetriebnahme 1/27 mit 25 kWh-Speicher (●) und ohne Speicher (●) • SFV

Obwohl die neuen gesetzlichen Regelungen die Rahmenbedingungen für die regionale Energiewende insgesamt verschlechtern, bleibt dieses spezifische Anlagensegment stabil. Die Wirtschaftlichkeit stützt sich hier primär auf die Ersparnis beim Stromeinkauf. Damit zeigt sich eine deutliche Zweiteilung: Während Projekte auf Einfamilienhäusern, die auf die Netzeinspeisung angewiesen sind, vor massiven Hürden stehen, rechnet sich die Investition für mittelgroße Mehrparteienhäuser mit passendem Lastprofil weiterhin. Die Neuregelung verschiebt den Fokus somit weg von der maximalen Energieerzeugung hin zur individuellen Selbstversorgung.

7 Wirtschaftlichkeit und negative Strompreise

Wenn an der Strombörse negative Strompreise auftreten, wird der Verkauf des erzeugten elektrischen Stroms an das Stromnetz zum Minusgeschäft. Die Anzahl der Zeiten, in denen der Börsenstrompreis negativ ist, hat in den Jahren seit seiner Einführung 2008 zugenommen. Zukunftsweisende Ansätze wie *Energy Sharing* oder *dynamische Stromtarife* könnten hier zwar gegensteuern, indem sie die Nachfrage an das Angebot anpassen. Doch hinkt die digitale Infrastruktur dafür noch weit hinterher.

Eine belastbare Prognose zu den Auswirkungen negativer Strompreise setzt voraus, dass der Eigenverbrauch im Gebäude unter Berücksichtigung der Betriebsführung der Speicher (prognosebasiert versus ungeplanter Betrieb) hochgerechnet wird. Um die Komplexität dieser Frage richtig darstellen zu können, planen wir hierzu in Kooperation mit Partner:innen aus der Wissenschaft eine eigenständige und vertiefende Betrachtung. In unserem anschließenden Artikel ([siehe S. 32](#)) formuliert Prof. Dr. Frank Hergert einen Einstieg in das Thema.

8 Unser Fazit: Sorglos-Lösung für Kleinanlagen zwingend

Ohne die bewährte EEG-Vergütung wird es zu einem weiteren Ausbau-Knick kommen. Die aktuelle Hektik auf dem Markt, Solaranlagen noch 2026 auf den Weg zu bringen, setzt Handwerksbetriebe, Banken und Solar-Investor:innen unter Stress. Unsicherheiten, wie es weiter geht, schmälern das Vertrauen in die Technik. Die aktuellen Bilanzzahlen für das erste Quartal 2026 belegen einen deutlichen Aufwärtstrend bei den Erneuerbaren Energien in Deutschland. Trotz eines massiven Ausbaus der Erzeugungskapazitäten sinkt gleichzeitig die Belastung durch Fördergelder.

	Q1 2025	Q1 2026	Veränderung
Stromerzeugung (Wind, Solar, Biomasse)	58,6 TWh	68,7 TWh	+ 17 %
EEG-Förderzuschüsse	1,94 Mrd. €	1,75 Mrd. €	- 10 %

Dieser positive Trend – mehr Ökostrom bei geringeren Kosten – ist vor allem auf zwei Faktoren zurückzuführen:

- Der verstärkte Einsatz von modernen Stromspeichern.
- Effiziente Prozessumstellungen in der Industrie, die den Verbrauch flexibler gestalten.

Diese Entwicklung zeigt, dass die Energiewende zunehmend marktfähig wird. Ziel müsste es sein, diese Dynamik weiter zu verstärken, um die Wirtschaftlichkeit und Klimaanstrengungen in Deutschland auch zukünftig zu stärken. Deutschland hinkt beim Klimaschutz enorm hinterher. Für Experimente, die absehbar auf Abwege führen, ist keine Zeit mehr. Wir können es uns schlichtweg nicht mehr leisten, den Erneuerbaren den Wind aus den Segeln zu nehmen. Für jede solar nutzbare Dachfläche muss weiterhin ein deutlicher finanzieller Investitionsanreiz gesetzt werden. Energiewende ist keine Privatsache und nicht zu investieren bedeutet, in den nächsten Jahren die externen Kosten einer verschleppten Energiewende zu finanzieren. Investitionen brauchen Planungssicherheit. Wenn neue Vermarktungsmodelle die Amortisationszeit faktisch verdoppeln, ziehen sich Investor:innen zurück. Die pauschale Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung bringt enorme Einnahmeverluste.

Die Einspeisevergütung hat über Jahre stabile Rahmenbedingungen garantiert, ein plötzlicher Systemwechsel zerstört Vertrauen. Die Einspeisevergütung ist kein Almosen, sondern ein hochwirksames Risikomanagement-Tool, das Projekte initiiert und für Banken finanzierbar macht.

Wir fragen uns deshalb: Wie kann es sein, dass die Bundesregierung über verminderte Steuerlasten für gestiegene fossile Spritpreise an der Tankstelle oder die *1000-Euro-Steuerfrei-Zuwendungen* diskutiert und zur Finanzierung tief in die Taschen des Finanzhaushaltes greifen möchte. Viel schlauer wäre es, Erneuerbare Energien schnellstmöglich auszubauen. Aber wir wiederholen uns und mit uns tausende Bürger:innen und Bürger, die um ihre Zukunft bangen. Wie nachhaltiger wäre es, diese Ressourcen umfassend in den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu investieren.



Susanne Jung
Susanne setzt sich seit über 25 Jahren beim SFV für die Energiewende ein. Seit 2019 ist sie Geschäftsführerin der Bundesgeschäftsstelle.



Quellen & Infos
www.sfv.de/wirtschaftlichkeit-ee2027

Was die EEG-Novelle für neue PV-Anlagen bedeuten würde

Negative Strompreise treten seit einigen Jahren häufiger auf und können die Einspeisung für Neuanlagen wirtschaftlich unattraktiv machen. Sowohl seit dem sogenannten Solar-spitzengesetz ab Februar 2025 als auch nach den geplanten EEG-Regelungen entfällt die Vergütung vollständig, wenn Börsenstrompreise unter Null fallen: Die ausgefallene Vergütung wird in Form von sogenannten „Volllastviertelstunden“ an den 20 jährigen Förderzeitraum angehängt. Wir zeigen, welche Ertragseinbußen entstehen, welche Bedeutung Speicher, Smart Meter und neue Marktmechanismen künftig gewinnen und was das für die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen bedeutet.

Text — Prof. Dr. Frank Hergert

Wirtschaftlichkeit und negative Strompreise

Wenn an der Strombörse negative Strompreise auftreten, wird der Verkauf des erzeugten elektrischen Stroms an das Stromnetz zum Minusgeschäft. Anlagenbetreiber:innen sollen laut der geplanten Gesetzgebung weiterhin keine Entschädigung mehr für alle Zeiträume (gemessen in Viertelstunden) erhalten, an denen die Strompreise an der Strombörse unter Null rutschen; stattdessen werden die Erträge solcher Zeiten erst nach dem zwanzig-jährigen Zeitraum der regulären Einspeisevergütung ausbezahlt. Aufgrund einer pauschalen Umrechnung der Stunden mit negativem Börsenstrompreis in sogenannte *Volllastviertelstunden* mit dem Faktor 1/2, dürfte hierbei ein Teil der EEG-Förderung stillschweigend verloren gehen. Der Grund hierfür ist, dass PV-Anlagen zu den Jahres- und Tageszeiten, zu denen in den letzten 15 Jahren negative Strompreise auftraten, mehr als 50 % ihrer Peakleistung hatten.

Die Anzahl der Zeiten, in denen der Börsenstrompreis negativ ist, hat in den Jahren nach seiner Einführung 2008 zugenommen: 2024 waren es 457 Stunden – 2025 bereits 576 Stunden (Abb. 1). Dieser Trend wird sich noch so lange fortsetzen, bis genügend Stromspeicher (*Batteriespeicher*) im Stromnetz eingebaut sind und ausgleichend auf die elektrische Leistung im Netz wirken. Daneben hilft die gezielte Steuerung von Verbrauchern, die Lastspitzen im Netz effektiv zu brechen.

Zukunftsweisende Ansätze wie *Energy-Sharing* oder *dynamische Stromtarife* könnten hier zwar gegensteuern, indem sie die Nachfrage an das Angebot anpassen. Doch für dieses sogenannte *Demand-Side-Management* gibt es eine technische Grundvoraussetzung: Wir brauchen eine deutliche Beschleunigung der Digitalisierung. Ohne den flächendeckenden Einbau *intelligenter Messsysteme (Smart Meter)* – auch bei kleineren Anlagen – lassen sich diese Steuerungspotenziale nicht nutzen. Letztlich zeigt sich hier eine technologische Lücke. Solange der Ausbau der digitalen Infrastruktur nicht mit dem Tempo des Solarausbaus Schritt hält, bleiben wertvolle Möglichkeiten zur Netzstabilisierung ungenutzt.

Im vorangehenden Artikel „Warum das Ende der Einspeisevergütungen die Energiewende gefährdet“ (siehe S. 26) haben wir berechnet, wie viel Prozent des Ertrags einer nach dem 25. Februar 2025 in Betrieb genommenen und nach Süden orientierten PV-Anlage mit intelligentem Messsystem, ohne Batteriespeicher und ohne jeglichen Eigenverbrauch verloren gehen. Als Faustformel für eine solche Volleinspeise-Anlage gilt für ein Jahr:

Prognosen für den negativen Börsen-Strompreis

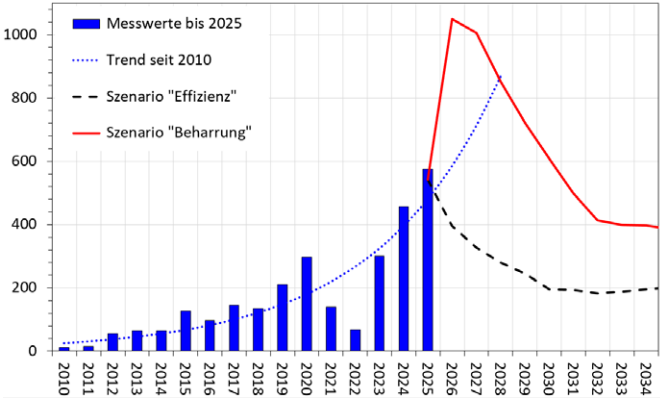


Abb 1 — Anzahl der Stunden mit negativem Börsen-Strompreis (ab 2026 Prognosen) • Prof. Dr. Frank Hergert

$$\text{jährliche Ertragseinbu\ss e (in Prozent)} = \frac{\text{Stunden mit negativem Strompreis}}{8760 \text{ Stunden}} \times 1,3 \%$$



Warum der Faktor 1,3?

Der Faktor 1,3 berücksichtigt, dass negative Strompreise häufiger in den Nachmittagsstunden auftreten, also dann, wenn eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage noch stark ins Stromnetz einspeist.

Anmerkungen

Angenommen, eine Vollspeise-Anlage mit *intelligentem Messsystem* ging im Januar 2026 in Betrieb und im Lauf des Jahres (von 8760 h Dauer) werden 600 h mit negativem Börsen-Strompreis auftreten, was in der Konsequenz bedeutet, dass rund 9 % der jährlichen eingespeisten Stromerträge nicht vergütet werden. In §51a EEG wurde ein Kompensationsmechanismus eingeführt, sodass diese entgangenen Viertelstunden in sogenannte „Volllastviertelstunden“ umgerechnet an den Vergütungszeitraum von 20 Jahren angehängt werden und diesen Zeitraum verlängern.

Die Anzahl der Stunden mit negativem Strompreis wird in diesem und den kommenden beiden Jahren vermutlich über dem Wert des Jahres 2025 liegen (Abb. 1).

Für PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch und ohne Batteriespeicher ist es daher aus finanzieller Sicht entscheidend, wie viele Stunden mit negativem Börsen-Strompreis in den kommenden Jahren auftreten. Eine Studie des *Fraunhofer-Instituts ISE* in Freiburg aus dem Jahr 2024² prognostiziert die Stromgewinnung und Stromverbrauch in Deutschland bis ins Jahr 2045 in Abhängigkeit unterschiedlicher politisch vorgegebener Randbedingungen. Beispielsweise bedeutet das Szenario „Beharrung“, möglichst lange am alten Energiesystem festzuhalten (d.h. Verbrauch fossiler Energieträger für Heizung und Kraftwerke, Ausbau von Photovoltaik wie bisher, kein Einbau von Batterie-Speichern im Stromnetz). Im Gegensatz dazu steht „Effizienz“ für den möglichst raschen Umstieg auf erneuerbare Energien, während Gebäude thermisch gedämmt, mit Wärmepumpen beheizt und Emissionen im Verkehr durch Elektrofahrzeuge eingespart werden. Die *Fraunhofer*-Studie enthält allerdings keine Prognose für die Anzahl der Stunden mit negativem Börsen-Strompreis. Bildet man jedoch das Verhältnis aus Angebot und Nachfrage elektrischer Energie im deutschen Stromnetz und vergleicht es mit dem Börsen-Strompreis der letzten Jahre, so ergibt sich eine Korrelation, mit deren Hilfe sich abschätzen lässt, wie wahrscheinlich negative Börsen-Strompreise in den kommenden Jahren pro Szenario auftreten. Hätte die Bundesregierung die erneuerbaren Energien mitsamt dem Stromnetz-Ausbau, den Batteriespeichern, intelligenten Messsystemen sowie flexibler Verbrauchersteuerung konsequent vorangetrieben, würden negative Börsen-Strompreise bereits in diesem Jahr wieder seltener werden als letztes Jahr. Dagegen treten im Szenario „Beharrung“ bis 2029 häufiger negative Strompreise als 2025 auf (mit maximal 1049 Stunden dieses Jahr). Danach verringern sich diese Zeiten und erreichen 2045 durchschnittlich 134 Stunden. Der Vergleich der beiden Szenarien (Abb. 1) verdeutlicht, welche drastischen Konsequenzen bei politischer Verzögerung von Bausteinen der Energiewende auftreten.

Betrieb von PV-Anlagen mit Leistungsbegrenzung am Einspeisepunkt

PV-Anlagen, die nach dem 25. Februar 2025 in Betrieb gingen und (noch) kein *intelligentes Messsystem* besitzen, unterliegen einer 60%-igen Leistungsbegrenzung am Einspeisepunkt. Der neueste Entwurf zur Novelle des *EEG 2027* sieht vor, dass mit Ausnahme von Stecker-Solargeräten alle ab 2027 neu in Betrieb genommenen PV-Anlagen bis 25 kWp (noch in Diskussion – evtl. auch bis 100 kWp) sogar auf 50 % ihrer Leistung am Einspeisepunkt dauerhaft begrenzt sein müssen. Beispielsweise darf eine 10 kWp-Anlage selbst bei optimaler Einstrahlung dann nur noch maximal 5 kW elektrische Leistung ins Stromnetz einspeisen. Bei Südausrichtung und Betrieb ohne Eigenverbrauch und ohne Speicher werden innerhalb eines Jahres 14,8 % der elektrischen Energie dadurch nicht ins Stromnetz eingespeist – zum Vergleich: bei 60 % als Grenze sind es nur 8,3 %. Daher sollten PV-Anlagen bis 25 kWp künftig immer mit einem Batterie-Speicher betrieben werden. Idealerweise wird die in der Batterie zwischengespeicherte Energie komplett selbst verbraucht. Will man zudem auch ins Stromnetz einspeisen, sollte ein *Energie-Management-System* zum Einsatz kommen, das den aktuellen Strompreis kennt und die Einspeisung strompreisabhängig optimiert, wobei zu keinem Zeitpunkt mehr als 50 % der Peak-Leistung ins Stromnetz abgegeben werden dürfen. Da die Einspeisevergütung laut der Novelle abgeschafft wird, muss die finanzielle Abrechnung durch einen Vermarkter erfolgen. Dies wird sich allerdings nur bei größeren PV-Anlagen finanziell lohnen, da bei Anlagen bis 25 kWp die Vermarktungsgebühren im Verhältnis zu den Einnahmen jedoch recht hoch sind und die Wirtschaftlichkeit stark beeinflussen. Beispiele für die derzeit anfallenden Gebühren sind im Solarbrief 03/2025³ zu finden.

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass die geplante *EEG-Novelle 2027* auch den Fall der unentgeltlichen Abnahme vorsieht, bei dem die PV-Anlagenbetreibenden die ins Netz eingespeiste elektrische Energie vollständig verschenkt. Eine belastbare Prognose für dieses Szenario setzt voraus, dass wir den Eigenverbrauch unter Berücksichtigung der Betriebsführung der Speicher (prognosebasiert vs. ungeplanter Betrieb) hochrechnen. Wir bleiben an dem Thema dran!



Frank Hergert

ist Physiker und Teil des SFV-Vorstands. Seit Februar 2018 an der Hochschule Koblenz im Fachbereich Ingenieurwesen.

Herzlichen Dank:
Rehman Munir für
Recherche, Zusammen-
stellung und Auswer-
tung der Daten.



Quellen & Infos

www.sfv.de/hier-link-zum-Artikel-einfuegen-moeglichst-knapp

5 Fragen zum Preis: Günstige Energie \neq günstige Strompreise

Das Rätsel der Stromrechnung: Vielleicht kennst Du das – In den Nachrichten heißt es, wir produzieren so viel Wind- und Sonnenstrom wie nie zuvor. Doch beim Blick auf die Stromrechnung fragt man sich: „Wo genau ist dieser günstige Strom eigentlich gelandet?“ Um das zu verstehen, müssen wir einen Blick hinter die Kulissen des deutschen Strommarktes werfen.

Text – Oliver Kluth

❶ Die Stromrechnung: Was du eigentlich bezahlst

Stelle Dir Deinen Strompreis wie einen Kuchen vor, der 2026 in drei ungleich große Stücke geteilt ist (Abb.1). Das bedeutet: Rund 60 % deines Preises sind staatlich reguliert und fest vorgegeben. Damit finanzierst Du die Energiewende heute vor allem über die Netzinfrastruktur. Die direkte Förderung für Wind- und Solaranlagen ist seit Wegfall der EEG-Umlage im Juli 2022 (die zeitweise über 6 Cent/kWh betrug) in den Bundeshaushalt gewandert. Du bezahlst den Ausbau der Erneuerbaren also nicht mehr „pro verbrauchter Kilowattstunde“, sondern indirekt über Steuern und CO₂-Abgaben. Die restlichen 40 % deines Preises unterliegen dem Markt. Doch hier gibt es einen Haken: Wegen des *Merit-Order-Effekts* bestimmt aktuell meist der teure Gaspreis das Niveau an der Börse – und nicht die eigentlich günstigen Grenzkosten von Wind- und Sonnenstrom.^{1,2}

❷ „Merit-Order“: Warum das teuerste Kraftwerk den Strompreis diktiert

Das *Merit-Order-Prinzip* ist das Herzstück der Strombörse. Man kann es sich wie eine Warteschlange vorstellen: Kraftwerke werden nach ihren Grenzkosten (den Kosten für die Produktion der nächsten Megawattstunde) sortiert.

Die Günstigen zuerst: Erneuerbare Energien stehen mit Grenzkosten von nahezu 0 Euro ganz vorne. Danach folgen nach dem Ausscheiden der Kernkraft, Kohle und schließlich Gaskraftwerke als „Lückenfüller“. Das entscheidende Detail ist, dass nicht jedes Kraftwerk seinen eigenen Preis bekommt. Stattdessen bestimmt das teuerste Kraftwerk, das gerade noch benötigt wird, um den Bedarf zu decken, den Preis für alle Marktteilnehmer. So kommt es, dass Gas- und Kohlekraftwerke mit ihren hohen Brennstoff- und CO₂-Kosten den Preis diktieren – selbst wenn der Großteil des Stroms günstig aus Wind und Sonne stammt. Mit dem Kohleausstieg wird diese Abhängigkeit vom Gaspreis sogar noch deutlicher.

Das System hat jedoch „blinde Flecken“. Es bildet lediglich den kurzfristigen Markt ab, nicht aber die langfristigen Vollkosten für den Anlagenbau oder Umweltfolgen. Zudem gibt es *Must-Run-Kraftwerke*: Kraftwerke für Fernwärme oder Netzstabilität speisen auch bei Preisen unter ihren Grenzkosten ein, da Abschalten nicht möglich oder teurer wäre. Dies drückt die Preise insbesondere dann ins Negative, wenn genügend erneuerbare Energien erzeugt werden.

Grafik: Zusammensetzung Strompreis

● Stomerzeugung • () Netzentgelte •
○ sonstige Abgaben • ● Steuern & Abgaben

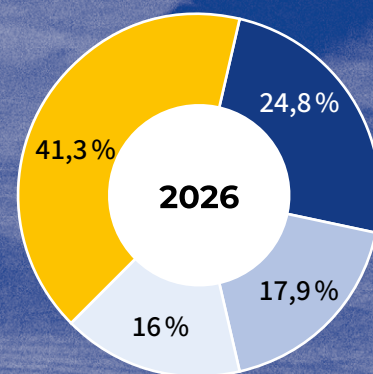


Abb 1 – Der Strompreis 2026 besteht aus Steuern und Abgaben, Netzentgelten und Erzeugungskosten. Nur Letztere kann der Anbieter über den Einkauf an der Börse direkt beeinflussen.^{1,2}



Merit-Order-Prinzip

Warum führt das zu hohen Preisen?

- ✓ Günstiger Wind- und PV Strom allein reicht noch nicht aus, um Deutschland komplett zu versorgen.
- ✓ Sobald auch nur 1 % Gaskraft zugeschaltet werden muss, springt der Preis für den gesamten Markt auf das Niveau der teuren Gasverbrennung.
- ✓ Die Folge: Die niedrigen Kosten der Erneuerbaren kommen beim Endkunden erst an, wenn fossile Kraftwerke komplett aus der Warteschlange verdrängt werden.

Fazit: Die *Merit-Order* sorgt für einen effizienten Kraftwerkseinsatz, steht aber zunehmend in der Kritik. Experten diskutieren bereits neue Preismodelle, die der modernen Welt aus volatilen Erneuerbaren und Speichern besser gerecht werden.³

3 Die Preisentwicklung: Eine Achterbahnfahrt am Strommarkt

Seit 2015 hat sich das Preisgefüge massiv verschoben. Zahlten Haushalte damals noch rund 29 Cent/kWh, liegt der Preis im April 2026 bei 32-37 Cent/kWh. Während die Kurve bis 2021 moderat verlief, katapultierte die Energiekrise infolge des Ukraine-Kriegs die Kosten 2022 auf Rekordwerte von über 40 Cent/kWh. Erst staatliche Interventionen und die Entspannung an den Rohstoffmärkten brachten eine schrittweise Entlastung. Auch die Industrie blickt auf turbulente Jahre zurück: Nach einem Anstieg von 15 Cent/kWh (2015) hat sich das Niveau nun bei etwa 18 Cent/kWh eingependelt. Dass die Preise trotz der abgeschafften EEG-Umlage nicht weiter sinken, liegt vor allem an den historisch hohen Netzentgelten und gestiegenen Beschaffungskosten.¹

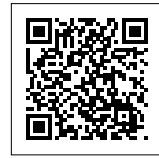
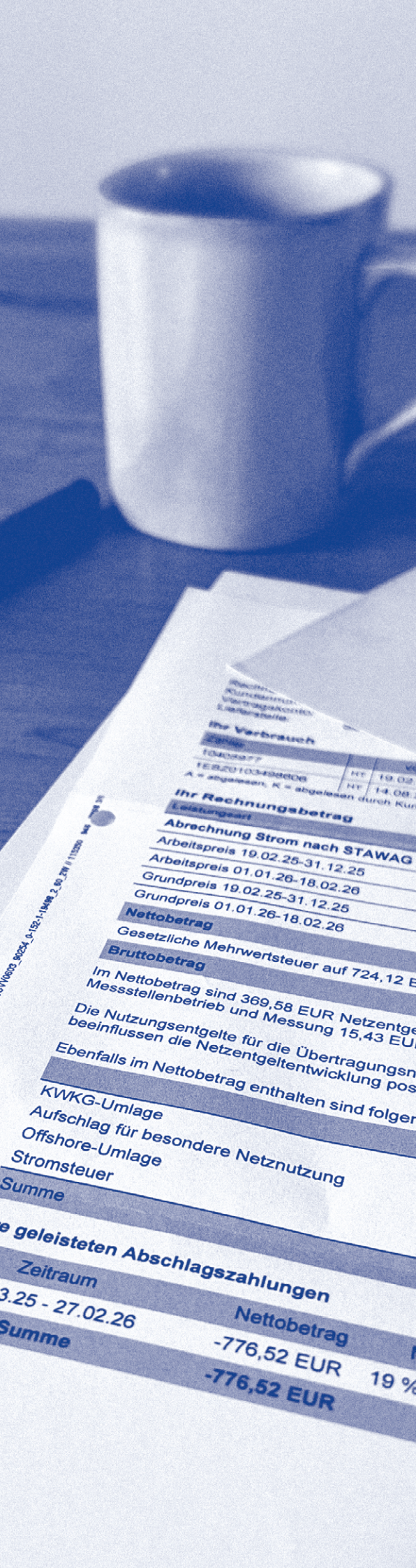
4 Preis-Puzzle Deutschland: Warum nicht jeder das Gleiche zahlt

Der Strompreis in Deutschland ist kein Fixwert, sondern ein komplexes Geflecht aus regionalen und strukturellen Faktoren. Besonders die Netzentgelte sorgen für ein massives Gefälle zwischen Stadt und Land. Während die Industrie durch Sonderregelungen und Entlastungen oft wettbewerbsfähige Preise genießt, tragen Privatkunden die Hauptlast der Steuern und Umlagen. Auch das Vertragsmodell spielt eine entscheidende Rolle: Der Wechsel von der meist teuren Grundversorgung hin zu dynamischen oder festen Sondertarifen spart oft bares Geld.²

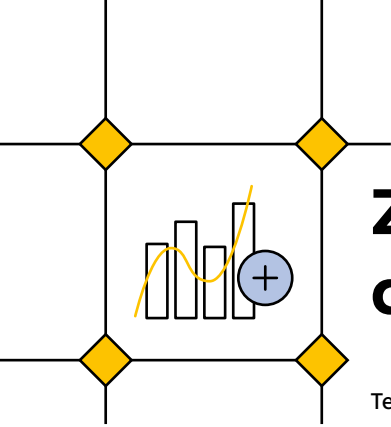
5 Strompreiswende: Der Weg zum günstigen Strom

Obwohl Wind und Sonne fast kostenlos Energie liefern, verhindert das aktuelle Markt-system (*Merit-Order*), dass diese Ersparnis voll beim Endkunden ankommt. Solange fossile Kraftwerke die Preise diktieren und der Netzausbau sowie CO₂-Abgaben die Kosten treiben, bleibt das Preisniveau hoch. Damit der Strompreis nachhaltig sinkt, sind drei Hebel entscheidend: 1. Das Tempo bei der Energiewende: Erst wenn Erneuerbare Energien und günstige Großspeicher fossile Kraftwerke komplett aus dem Markt verdrängen, fällt der Börsenpreis dauerhaft. 2. Netzdienliches Verhalten: Durch dynamische Stromtarife und intelligente Speicher können Netze entlastet und die Versorgung sichergestellt werden. Das spart Milliarden beim Netzausbau und reduziert die Notwendigkeit teurer Reservekraftwerke. 3. Zudem muss ein modernisiertes Marktdesign sicherstellen, dass die niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren auch im Portemonnaie der Verbraucher ankommen.

Bis diese systemweiten Reformen greifen, bleibt die eigene Photovoltaik-Anlage die einzige echte Versicherung gegen unberechenbare Preissprünge.



Quellen & Infos
www.sfv.de/fuenf-fragen-zu-strompreisen



Zahlen & Fakten der dezentralen Energiewende

Text — Stefanie Könen, Kyra Schäfer

5,96 Mio. PV-Anlagen

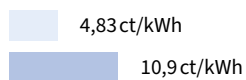
sind nach aktuellen Daten des *Marktstammdatenregisters (MaStR)* der Bundesnetzagentur in Deutschland derzeit gemeldet (Mai 2026), davon 5,1 Mio. Kleinanlagen mit Leistungen unterhalb 10 kWp.

✓ | Kosten Erneuerbare Energieträger vs. Gas

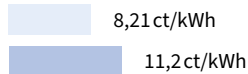
PV auf dem Dach



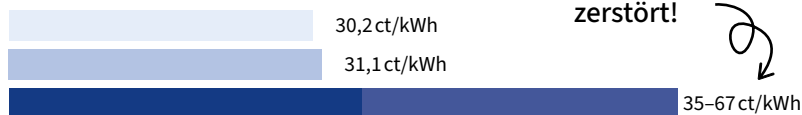
PV auf der Freifläche



Windenergieanlagen an Land (Onshore)



Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)



So viel, dass es unser Layout zerstört!



✓ | Zubau Erneuerbare: Ist-Zustand 2025

Zwar sind wir im Stromsektor schon weit gekommen, doch stehen wir beim gesamten Energieverbrauch erst bei knapp 24 % Erneuerbaren.

55,1%

Anteil Erneuerbare Energien beim Bruttostromverbrauch

23,8%

Anteil Erneuerbare Energien beim Bruttostromverbrauch

✓ | Zubau PV: Ist- und Soll-Zustand 2025

Seit 2021 boomt der PV-Ausbau endlich wieder. Aber wir sind noch lange nicht bei den Zubau-Mengen, die für die Pariser Klimaziele reichen würden: Laut *HTW Berlin* müssten wir dafür bereits 2035 klimaneutral sein.

16,6 GWp

erreichter Zubau PV-Leistung 2025

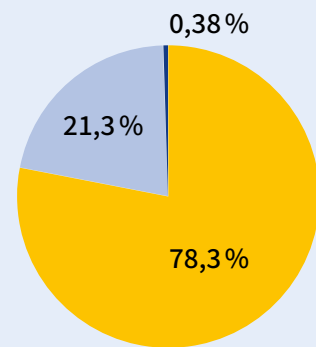
22 GWp

benötigter Zubau bis 2030, um das (unzureichende) EEG-Zwischenziel zu erreichen

47 GWp

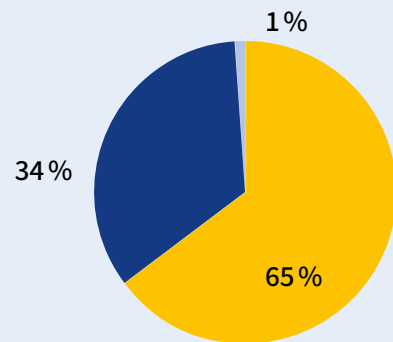
benötigter Zubau, um die Pariser Klimaziele 2035 zu erreichen

✓ | Art der 2026 installierten PV-Anlagen (Stückzahl) in Deutschland, insgesamt



(●) Gebäude 4.474.362 Anlagen • (●) Freiflächen 21.717 Anlagen • (●) Steckersolar 1.216.128 Anlagen

✓ | Art der 2026 installierten PV-Anlagen (Leistung) in Deutschland, insgesamt

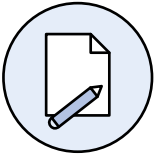


(●) Gebäude 76 GWp • (●) Freiflächen 39,8 GWp • (●) Steckersolar 1,2 GWp



Quellen & Infos
www.sfv.de/zahlen-fakten-dezentrale-energiewende

V
verein



Aktuelles / Updates Pressespiegel

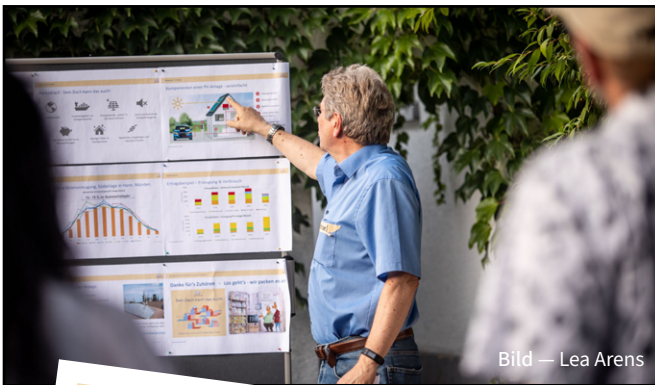


Bild – Lea Arens

Klimaklage: Replik beim BVerfG eingereicht

Mitte März haben *Dr. Franziska Heß* und *Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt* in unserem Auftrag eine Erwiderung auf die Stellungnahme der Bundesregierung zur *Klimaklage 2.0* eingereicht. Darin argumentieren sie, dass sowohl die Reform des Klimaschutzgesetzes 2024, die völlig unzureichenden Klimaziele und die selbst dafür unzureichenden Klimaschutzmaßnahmen gegen die Verfassung verstoßen. Zur Begründung verweisen sie auf aktuelle Stellungnahmen staatlicher Expertengremien und Entscheidungen internationaler Gerichte. Ende Mai wurde eine weitere Stellungnahme zum Prüfbericht des Expertenrats für Klimafragen an das *BVerfG* geschickt.

Update Ertragsdatenbank

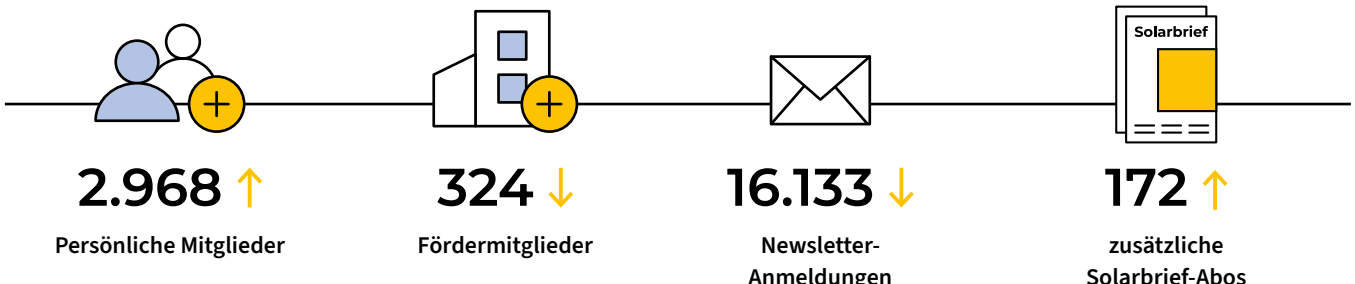
Die *SFV*-Ertragsdatenbank hat ein Update erhalten. Technisch versierte Betreiber:innen können ihre Ertragsdaten nun per API melden. Der API-Token wird unten auf der Benutzer-Startseite angezeigt. Eine Erklärung ist auf der Seite der Ertragsdatenbank unter „Fragen und Antworten“ ganz unten zu finden. Weitere Updates, z. B. die Meldung als CSV-Datei, folgen.

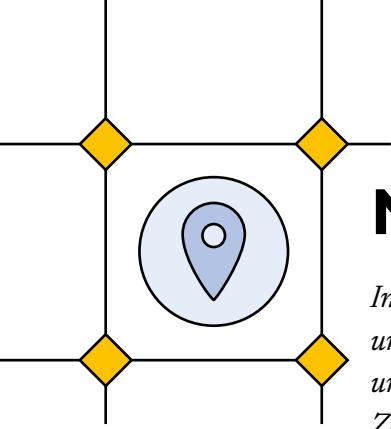
Quartierspeicher: Forschungsprojekt abgeschlossen

Die *TH Köln* hat ihr Projekt „Quartierspeicher für eine Klimaschutzsiedlung“ abgeschlossen. Der *SFV* war als Partner beteiligt, um die Erkenntnisse für Bürgerinnen und Bürger zugänglich zu machen. Ziel des Projektes war es, zu prüfen, wie Solarstrom im Quartier durch gemeinschaftliche Speicher optimal genutzt werden kann. Das Ergebnis: Technisch und wirtschaftlich sind Quartierspeicher klar vorteilhaft. Sie erhöhen den Eigenverbrauch von PV-Strom, senken Kosten und schonen Ressourcen. Praktisch scheitert die Umsetzung derzeit an rechtlichen Hürden, den Verbund mehrerer Gebäude als reguliertes Netz einzustufen. Das führt zu unklarer Wirtschaftlichkeit und hohem Planungsaufwand. Für eine realistische Umsetzung müssen die Rahmenbedingungen angepasst werden.

»packsdrauf« für Bundespreis Verbraucherschutz 2026 nominiert

Unsere »packsdrauf«-Solarpartys wurden für den *Bundespreis Verbraucherschutz 2026* nominiert. Mit dem Preis würdigt die *Deutsche Stiftung Verbraucherschutz Initiativen*, die sich für die Rechte und Interessen von Verbraucher:innen einsetzen. Wir freuen uns sehr über die Nominierung, denn sie würdigt bereits das Engagement aller Ehrenamtlichen, die bundesweit Solarpartys organisieren.





Neues von den Infostellen

In unseren bundesweiten Infostellen setzen sich engagierte Mitglieder selbstorganisiert und ehrenamtlich für die Energiewende vor Ort ein. Infostände, Vorträge, Bildungsurlaube, Ausflüge, Demos – sie leisten, wofür in der Geschäftsstelle leider oft zu wenig Zeit bleibt!

Nordbayern

SFV-Infostelle Nordbayern erhält „Sonnenstrahl 2026“

Im Rahmen der Jahrestagung der *Arbeitsgemeinschaft Bayerischer Solar-Initiativen (ABSİ)* wurde die SFV-Infostelle Nordbayern mit dem *Sonnenstrahl 2026* ausgezeichnet. Die ABSİ würdigt damit jedes Jahr besonderes Engagement für die Energiewende. Die Auszeichnung hebt die langjährige, ehrenamtliche Arbeit der Infostelle hervor, die mit großem Einsatz und viel Leidenschaft die Energiewende vor Ort voranbringt. Wir gratulieren herzlich und danken für dieses beeindruckende Engagement.



Bild – Die Infostelle Nordbayern bei der Würdigung des ABSİ • Fabian Flade



Bild – Die Teilnehmenden besichtigten eine Biogasanlage mit angeschlossener Nahwärmanlage eines regionalen Landwirts. • Karin Ziája

Ost-Münsterland

Bildungsurlaub in Freckenhorst gut besucht

25 Teilnehmende, 13 Vorträge und 2 Exkursionen: Beim Bildungsurlaub zur Energiewende wurde intensiv diskutiert, gelernt und vernetzt. Gemeinsam mit der LVHS und dem SFV entstand ein dichtes Programm zu technischen, politischen und gesellschaftlichen Fragen rund um Klimaschutz und Energieversorgung. Auch Vorstände und Teammitglieder des SFV brachten ihre Expertise ein. Exkursionen und Fachvorträge boten praxisnahe Einblicke. Wir danken Anne Bussmann der Infostelle Ostmünsterland für die Organisation dieser Veranstaltung. Jetzt schon vormerken: Der nächste Bildungsurlaub findet vom 08. bis 12. März 2027 statt.

Amberg

Zweite Ansprechperson gesucht!

Für das neue Vereinsjahr ab Oktober 2026 sucht die Infostelle Amberg eine zweite Ansprechperson, die die Energiewende vor Ort aktiv mitgestalten möchte. Gemeinsam mit Corinna Loewert, die sich bereits seit einigen Jahren engagiert, organisiert die Infostelle ehrenamtlich Veranstaltungen und verschiedene Formate der Bildungsarbeit. Wenn Ihr Herz für die Energiewende schlägt und Sie sich einbringen möchten, freuen wir uns über Ihre Unterstützung. Melden Sie sich gerne direkt bei Corinna via E-Mail an: [→ info@solarverein-amberg.de](mailto:info@solarverein-amberg.de)



Köln

Solarpartys stark nachgefragt!

Die jüngste »packsdrauf«-Party zum Thema Wärmepumpe der Infostelle Köln war mit rund 100 Teilnehmenden stark besucht. Das Interesse an unabhängigen Solarinfos ist groß und wird durch die aktuelle fossile Energiepolitik sowie geopolitische Entwicklungen weiter verstärkt. Damit sind die *Solar- und Wärmepumpen-Partys* unserer Infostellen und ehrenamtlichen »packsdrauf«-Botschafter:innen weiterhin ein wichtiges Format, um konkrete Wege in die Erneuerbaren aufzuzeigen. Mit einem klaren Plus: Sie verfolgen keine kommerziellen Interessen. Stattdessen informieren sie unabhängig, verständlich und mit viel Erfahrung aus der Praxis.



Bild — Volle Hütte: Solar- & Wärmepumpenparty in Köln • Ronald Biallas



Bild — Der SFV vertreten auf der Großdemo in Hamburg • Sven Viehweger

Lüneburg

Aus Lüneburg nach Hamburg: Erneuerbare Energien verteidigen

Am 18. April nahm ein Teil der Infostelle Lüneburg an der Energiewende-Demonstration in Hamburg teil. Insgesamt gingen rund 80.000 Menschen in vier Städten auf die Straße, 15.000 davon in Hamburg. Die Demonstration machte deutlich, wie groß der Wunsch nach einer konsequenten Energiewende ist. Um aus diesem politischen Ziel eine praktische Möglichkeit zu schaffen, braucht es konkrete Beispiele vor Ort: Denn die großen energiepolitischen Fragen werden nicht nur in Berlin entschieden, sondern auch in den Nachbarschaften konkret. Wenn Menschen ihre Erfahrungen mit Photovoltaik, Speicherlösungen oder Wärmepumpen teilen, wird die Energiewende im Alltag greifbar.

Infostellen des SFV

Infos zu unseren Infostellen findet ihr unter den jeweiligen Internetseiten und unter www.sfv.de/verein/infostellen



Amberg / Amberg-Sulzbach

Kontakt: Corinna Löwert & Arno Diener, Reichstr. 11, 92224 Amberg • Tel.: 09621 320057, Fax.: 09621 33193, @: info@solarverein-amberg.de • www.solarverein-amberg.de



Köln

Kontakt: Ronald Biallas & Jörg Stremeln, im Fotostudio Ronald Biallas, Wartburgstraße 11, 50733 Köln • @: ronald@solar11.de • www.sfv.de/verein/infostellen/koeln



Koblenz

Kontakt: Thomas Bernhard & Joachim Deboeser, SFV-Infostelle im BUND-Büro, Dreikönigenhaus, Kornfortstr. 15, 56068 Koblenz • Tel.: 0261 9734539, @: info@sfv-infostelle-koblenz.de • www.sfv-infostelle-koblenz.de



Lüneburg

Kontakt: Karsten Riggert & Norbert Krause, Im Häcklinger Dorfe 1c, 21335 Lüneburg • Tel.: 04131 48272 oder 04131 62330, @: infostelle-lueneburg@sfv.de



Ost-Münsterland

Kontakt: Anne Bussmann & Heinz-Jürgen Goldkuhle, Elisabeth-Wibbelt-Str. 1, 59269 Beckum • Tel.: 02521 826397, @: annegret_bussmann@web.de

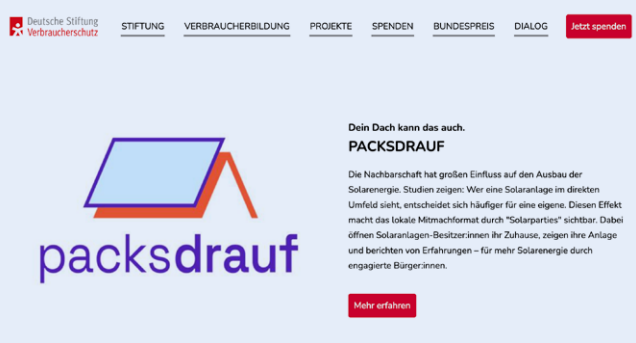


Nordbayern

Kontakt: Herwig Hufnagel & Manfred Burzler, Am Steinbruch 2, 86697 Unterhausen • Tel.: 08431 45990, @: info@sfv-nordbayern.de • www.sfv-nordbayern.de

Termine

Wie steht es ums globale Klima? Was ist neu im EEG? Wie funktioniert PV auf dem Mehrfamilienhaus? Wir halten Sie mit unseren Vorträgen auf dem Laufenden. Meistens kostenfrei, online und teilweise auch auf Youtube verfügbar.



Abstimmung ist bis zum 11. Juni möglich:

Unsere »packsdrauf«-Solarpartys sind für den *Bundespreis Verbraucherschutz 2026* nominiert. Jetzt zählt Ihre Stimme – und zwar doppelt: Im Online-Voting werden die zehn Finalisten bestimmt und das Ergebnis fließt anschließend als zusätzliche Jury-Stimme in die Entscheidung ein. Unterstützen Sie unsere ehrenamtliche Solarberatung und stimmen Sie für uns ab!

www.verbraucherstiftung.de/bundespreis/2026/nominiertenliste

Vorträge

- 02. JUN** Online
Speicher und Notstrom
17.00 • Zoom
Tobias Otto (SFV-Team)
- 08. JUN** Online
Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen
18.00 • Zoom
Dr. Oliver Kluth (SFV-Team)
- 15. JUN** Online
Wie erkenne ich ein gutes Angebot?
18.00 • Zoom
Stefanie Könen (SFV-Team)
- 17. JUN** Herzogenrath
Aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen für Photovoltaik
18.00 • Nell-Breuning-Haus, Wiesenstr. 17
Taalke Wolf (SFV-Team)
- 15. JUL** Herzogenrath
Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen
18.00 • Nell-Breuning-Haus, Wiesenstr. 17
Dr. Oliver Kluth (SFV-Team)
- 21. JUL** Online
Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen
18.00 • Zoom
Dr. Oliver Kluth (SFV-Team)

- 28. JUL** Online
Energy-Sharing – Strom in der Nachbarschaft
18.00 • Zoom
Tobias Otto (SFV-Team)
- 25. AUG** Hybrid
PV auf Bestandsgebäuden
18.00 • Aachen + Zoom
Taalke Wolf (SFV-Team)

Gruppenberatungen

- 25. JUN** Online
Schwerpunkt: Ü-20 Anlagen
13.30 • Zoom
Dr. Oliver Kluth (SFV-Team)
- 30. JUL** Online
Schwerpunkt: Mehrfamilienhaus
13.30 • Zoom
Tobias Otto (SFV-Team)
- 27. AUG** Online
Schwerpunkt: Einfamilienhaus
13.30 • Zoom
Taalke Wolf (SFV-Team)

»packsdrauf«

- 16. JUN** Online
Fortbildung: Wärmepumpen-Botschafter:innen
18.30 • Zoom
Dr. Peter Klafka
- 09. JUL** Online
Fortbildung: Solar-Botschafter:innen
18.00 • Zoom
packsdrauf-Team
- 28. JUL** Online
Fortbildung: Solar-Botschafter:innen
18.00 • Zoom
packsdrauf-Team



Zu den Terminen
www.sfv.de/aktuelles/termine

Wir beraten persönlich und unabhängig*

Gruppen-Beratung

In unserer Gruppenberatung ist Raum für Ihre individuellen Fragen zur eigenen Solaranlage. Die Termine monatlichen Termine setzen Schwerpunkte zu Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern und Ü20-Anlagen. Gleichzeitig profitieren Sie von den Fragen der anderen Teilnehmenden. Für Mitglieder und Nicht-Mitglieder kostenfrei.



Kurz-Beratung

Wir helfen unabhängig und fachkundig bei Ihrem Solarprojekt. Unsere Beratung steht Mitgliedern und Nicht-Mitgliedern kostenfrei offen – von der ersten Planung bis zum laufenden Betrieb Ihrer Solaranlage. [Für Mitglieder können wir uns darüber hinaus mehr Zeit nehmen.](#) Sie erreichen uns montags bis freitags von 9 – 13 Uhr telefonisch oder jederzeit per Mail.



Angebots-Prüfung

Wir prüfen zwei Ihrer PV-Angebote und geben eine fundierte Einschätzung zu Technik, Wirtschaftlichkeit und Preis-Leistung. Der Pauschalpreis beträgt 240 Euro. [Mitglieder können ihren Mitgliedsbeitrag einmalig als Bonus anrechnen lassen.](#)



MFH-Projektberatung

In unserer kostenpflichtigen 90-minütigen Projektberatung gehen wir individuell auf Ihr Projekt ein und klären Ihre Fragen, z. B. zu Technik, Betriebsmodellen und WEG-Abstimmung. Sie dient als Vorbereitung für Solarinvestitionen auf dem MFH. Der Pauschalpreis beträgt 240 Euro. [Mitglieder können ihren Mitgliedsbeitrag einmalig als Bonus verbuchen lassen.](#)



Beratung Kommunen

Auch Kommunen und Landkreise begleiten wir dabei, unabhängige Solarberatung für ihre Bürger:innen anzubieten. Unsere Unterstützung reicht von Fachvorträgen und Beratungen zu Mehrfamilienhäusern bis hin zur Fortbildung ehrenamtlicher Solar-Botschafter:innen.



*Der SFV ist finanziert über Mitgliedschaften und Fördergelder und dadurch losgelöst von jeglichen wirtschaftlichen Interessen.

Impressum

Solarenergie-Förderverein Deutschland e. V.

Bundesgeschäftsstelle: Frère-Roger-Str. 8–10, 52062 Aachen
Tel: 0241/511616 | Fax: -535786 | zentrale@sfv.de | www.sfv.de
Telefonberatung: Mo–Fr 9:00–13:00 Uhr

Solarbrief: Jahresabo 24 €, Preis pro Einzelheft 8 €

Für Mitglieder ist der Bezug des Solarbriefes im Mitgliedsbeitrag enthalten. Seit 2022 müssen Druckversionen des Solarbriefes explizit angefordert werden. Die PDF-Datei steht auf unserer Homepage kostenfrei zum Download zur Verfügung.

Bankverbindung:

Pax-Bank e. G. | IBAN: DE16 3706 0193 1005 4150 19, BIC: GENODED1PAX

SFV-Beiträge von:

Susanne Jung, Tobias Otto, Taalke Wolf, Kyra Schäfer,
Caroline Kray, Oliver Kluth, Christina Bönning-Huber, Frank Hergert,
Eberhard Waffenschmidt

Verantwortlich:

Susanne Jung (V.i.S.d.P.)

Layout:

Leslie David, Kyra Schäfer

Titelbild:

Frau tritt auf Solarmodul, KI-generiert mit Gemini

Auflage:

Online-Verbreitung als pdf-Datei, Druck: 1.100 Exemplare

Erscheinungsdatum:

Mai 2026, Redaktionsschluss: 15.05.2025

Druckerei:

TheissenKopp GmbH, gedruckt auf 100 % Recyclingpapier (Euroblume),
ISSN 0946-8684



Sneak Peak: Nächster Solarbrief

Was wäre, wenn Sie Ihren selbst erzeugten Solarstrom nicht nur selbst nutzen, sondern auch in der Nachbarschaft teilen könnten? Ab dem 1. Juni 2026 wird dies gesetzlich möglich. Im nächsten Solarbrief zeigen wir, was *Energy-Sharing* bedeutet und welche Optionen es für Bürger:innen, Unternehmen und die Energiewende bietet. Wir sprechen über die Chancen und Grenzen der *Direktvermarktung*. Und welche Hürden bis zur flächendeckenden Umsetzung noch überwunden werden müssen.

Energy- Sharing

Solarbrief

02/
2026

