zvei
electrifying ideas

## ZVEI-Seiter

# Kleine PV in den Markt integrieren – Flexibilität ermöglichen, Investitionen sichern

Der ZVEI unterstützt die im aktuellen EEG Entwurf (EEG 2027) angelegte stärkere Marktintegration kleiner PV-Anlagen über einen Einstieg in die verpflichtende Direktvermarktung. Der Übergang muss jedoch technisch umsetzbar, wirtschaftlich tragfähig und mit dem Hochlauf der notwendigen Infrastruktur synchronisiert sein. Gleichzeitig gilt es, das wachsende Flexibilitätspotenzial von Prosumern für Markt und Netz zu erschließen. Dafür braucht es einen konsistenten Rahmen, der EEG-Vorgaben, Netzentgeltsystematik und die weitere Digitalisierung der Stromnetze zusammendenkt.

## Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen

**Das EEG 2027 verändert das Marktmodell für kleine PV grundlegend:** Die feste Einspeisevergütung für Neuanlagen soll entfallen und die Direktvermarktung schrittweise zum Regelfall werden. Die vorgesehene Übergangszahlung ist im EEG-Entwurf auf 36 Monate begrenzt.

**Der Übergang in die Direktvermarktung ist im Massengeschäft noch nicht durchgängig etabliert:** Wettbewerbliche Angebote, standardisierte Prozesse, Marktkommunikation sowie Messung und Steuerung müssen in der Praxis zusammenspielen. Der hierfür notwendige iMSys-Rollout muss beschleunigt und flächendeckend erfolgen. Funktioniert diese Kette nicht zuverlässig oder ist die Direktvermarktung wirtschaftlich nicht attraktiv, besteht das Risiko rückläufiger Investitionen oder einer stärkeren Ausrichtung auf Eigenverbrauch – und damit ungenutzter Flexibilität für Markt und Netz.

**5,5 % / 77 Messstellenbetreiber – Smart-Meter-Rollout muss weiter beschleunigt werden:** Ende 2025 waren 5,5 % aller Messlokationen und damit 20% der Gebäude mit iMSys ausgestattet; bei den quotenrelevanten Pflichteinbaufällen lag ihr Anteil bei 23,3 %. Gegen 77 Messstellenbetreiber, die mit dem verpflichtenden Rollout noch gar nicht begonnen hatten, leitete die BNetzA 2026 Verfahren ein.

**Referenzfall § 14a EnWG – Anspruch allein garantiert keinen funktionierenden Prozess:** Für das zeitvariable Netzentgelt nach § 14a (Modul 3) wurden 16 Monate Umsetzungszeit eingeräumt. Dennoch leitete die BNetzA ein weiteres Jahr später, im Mai 2026 wegen fortbestehender Umsetzungsdefizite Vollstreckungsmaßnahmen ein. Der Referenzfall zeigt, dass neben rechtlichen Ansprüchen auch die dahinterliegenden technischen und prozessualen Abläufe gewährleistet werden müssen.[1]

**~140 → <50 €/Jahr – Direktvermarktung muss wirtschaftlich massentauglich werden:** Heutige Direktvermarktungsangebote verursachen bei kleinen PV-Anlagen etwa 140 €/Jahr Fixkosten. Für eine breite Wirtschaftlichkeit müssten diese nach Agora/Fraunhofer ISE auf unter 50 €/Jahr sinken.[2]

### ZVEI-POSITIONEN

**Direktvermarktung an tatsächliche Marktreife koppeln.** Der ZVEI unterstützt die stärkere Marktintegration kleiner PV-Anlagen. Für den notwendigen Umstieg in eine verpflichtende Direktvermarktung muss jetzt schnell die Grundlage mittels wettbewerblicher Angebote, standardisierter Prozesse, funktionierender Marktkommunikation sowie der notwendigen Mess- und Steuerbarkeit über iMSys in der Breite gelegt werden.

**Übergang verlässlich absichern.** Die reguläre Übergangszahlung sollte von 36 auf 48 Monate verlängert und degressiv ausgestaltet werden. Hat der Anlagenbetreiber die notwendigen Schritte veranlasst, darf ihm aus Verzögerungen bei technischen oder prozessualen Voraussetzungen außerhalb seines Verantwortungsbereichs kein wirtschaftlicher Nachteil entstehen.

## Dezentrale Flexibilität nutzen

**Gleichzeitig wächst die Bedeutung dezentraler Flexibilität massiv:** Speicher, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen können Erzeugung und Verbrauch zeitlich verschieben, Markt und Netze entlasten und Systemkosten reduzieren. Mit zunehmender Elektrifizierung wächst damit auch das Potenzial, dezentrale Anlagen stärker auf Markt- und Netzsignale reagieren zu lassen.

---

[1] Bundesnetzagentur – Verfahren wegen mangelnder Umsetzung der Netzentgeltreduzierungen nach § 14a EnWG
[2] PV-Dachanlagen als wichtiger Baustein des Energiesystems | Vom Hausdach in den Strommarkt

**>200 GW – dezentrale Flexibilität wächst rasant:** Die Anschlussleistung von Wärmepumpen, E-Autos und Heimspeichern in Haushalten könnte von rund 20 GW 2020 auf über 200 GW im Jahr 2030 steigen.[3]

**6,6 – intelligente Speicher schaffen Systemnutzen:** Eine intelligent betriebene Solarbatterie erzielt im untersuchten Anwendungsfall einen 6,6-mal höheren Systemnutzen als ein ausschließlich auf Eigenverbrauch optimierter Speicher. Gerade deshalb sollte vorhandene Flexibilität für Markt und Netz nutzbar gemacht werden.[4]

**ZVEI-POSITION**

**Flexibilität ermöglichen, statt pauschal zu kappen.** Die im EEG-Entwurf vorgesehene dauerhafte 50-%-Begrenzung am Netzverknüpfungspunkt sollte bei Mess- und Steuerbarkeit über ein iMSys mit entsprechender Steuerungseinrichtung bzw. über die vorgesehenen Steuerungslösungen nach § 14a EnWG entfallen und durch dynamische, netzdienliche Steuerung ersetzt werden. Andernfalls wird auch die Rückspeisung aus Speichern und perspektivisch bidirektionalen E-Fahrzeugen begrenzt – und damit wertvolle Flexibilität dem Energiesystem entzogen.

## Interoperabilität dezentraler Anlagen

**Die Nutzung dezentraler Flexibilität setzt ein intelligentes Zusammenspiel der Komponenten voraus:** PV-Anlage, Speicher, Wärmepumpe, Wallbox und HEMS müssen ihre Flexibilität gemeinsam für Markt und Netz bereitstellen können. Dafür sind interoperable und sichere Lösungen auf Basis bestehender europäischer Vorgaben und Standards erforderlich.

**ZVEI-POSITION**

**Interoperabilität dezentraler Anlagen ermöglichen.** PV-Anlage, Wechselrichter, Speicher, Wärmepumpe, Wallbox und HEMS müssen herstellerübergreifend zuverlässig kommunizieren und gesteuert werden können, damit ihre Flexibilität für Markt und Netz nutzbar wird. Bestehende Standards und Schnittstellen müssen dafür konsequent interoperabel umgesetzt werden. Dabei sind europäische Vorgaben zu Cybersecurity und Produktsicherheit mit international anerkannten Verfahren nach Common Criteria und EUCC zu nutzen.

## Wirtschaftlichkeit und kumulative Belastungen

**38 GWp / 32 % – kleine Dach-PV ist systemrelevant:** PV-Dachanlagen bis 25 kWp verfügen über rund 38 GWp installierte Leistung und stehen für etwa 32 % der deutschen PV-Leistung.[5]

**Die Wirtschaftlichkeit kleiner PV-Systeme verändert sich:** Direktvermarktung sowie Anforderungen an Messung und Steuerung bringen zusätzliche Kosten mit sich. Gerade bei kleinen Anlagen können fixe Kosten überproportional ins Gewicht fallen und Investitionsentscheidungen beeinflussen.

**Parallel erhöht AgNes den wirtschaftlichen Druck:** Der vorgesehene Prosumer-Aufschlag schafft zusätzliche fixe Kosten. EEG und Netzentgeltregulierung wirken damit auf dieselbe Investitionsentscheidung und können Anreize für eine stärkere Eigenverbrauchsoptimierung statt der eigentlich notwendigen Marktintegration setzen.

**70-90 % – zusätzlicher Prosumer-Aufschlag nach AgNes:** AgNes sieht für Prosumer einen zusätzlichen Aufschlag von 70-90 % des regulären Grundpreises vor. Die wirtschaftlichen Auswirkungen von EEG und Netzentgeltreform müssen deshalb gemeinsam betrachtet werden.[6]

**ZVEI-POSITION**

**Kumulative Belastungen für Prosumer begrenzen.** EEG, MsbG und AgNes wirken beim Anlagenbetreiber zusammen: Direktvermarktung, Mess- und Steuerungstechnik sowie neue Netzentgelte können zusätzliche fixe Kosten verursachen. Diese Gesamtwirkung muss bei der Ausgestaltung ineinandergreifender oder sich überschneidender Regelungen berücksichtigt werden. Investitionen in PV und flexible Technologien sowie deren systemdienlicher Betrieb müssen wirtschaftlich attraktiv bleiben, um in Breite Anwendung zu finden.

25. September 2026


## Kontakt

**Jonas Rex-Quincke** • Senior Manager • Elektrifizierung & Klima
Mobil: +49 162 2664935 • E-Mail: jonas.rex-quincke@zvei.org

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstr. 35/36 • 10117 Berlin
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org