Non-Paper zum Vorschlag des SolarclusterBW

Der Netzbetreiber soll nicht nachbauen, was der Markt bereits liefert. Marktintegration gehört in den Markt, nicht ins Netz

Einordnung des Modellvorschlags des Solar Cluster BW in beiden Fassungen (Juli und Oktober 2026)

Nach aktuellen Medienberichten zeichnet sich in den EEG-Verhandlungen zwischen Union und SPD ab, für neue PV-Dachanlagen unter 100 kW neben der Direktvermarktung einen weiteren Vermarktungsweg zu eröffnen. Grundlage ist der Modellvorschlag des Solar Cluster Baden-Württemberg, der in zwei Fassungen vorliegt: als „vereinfachte Direktvermarktung“ (Anlage zur EEG-Stellungnahme, 22.07.2026) und als „gebündelte Marktintegration“ (Präzisierung vom 31.10.2026). Welche Fassung den Verhandlungen zugrunde liegt, ist nicht bekannt. Dieses Papier ordnet deshalb beide ein. Die Oktober-Fassung korrigiert zentrale fachliche Fehler der Juli-Fassung (Vermarktungsrolle des Verteilnetzbetreibers, Marktprämie, simulierter Marktwert), ersetzt sie aber durch neue, ungelöste Probleme. Das zeigt: **Eine tragfähige fachliche Grundlage für eine gesetzliche Verankerung fehlt in beiden Fassungen ebenso wie ein Effizienzgewinn für das Gesamtsystem und damit die Netzkunden.**

Zusammengefasst:

- **Parallelsystem mit hohen Kosten und fraglichem Mehrwert:** In beiden Fassungen entsteht neben der etablierten Direktvermarktung ein **zusätzliches unbefristetes Vergütungssystem**, das **keinen erkennbaren wirtschaftlichen oder systemischen Mehrwert** bietet. Die vom Solar Cluster selbst genannten Pool-Erlöse (Hochrechnung 2026: 8,48 ct/kWh brutto) beruhen auf am Markt erzielbaren Erlösen unter Vermeidung der Einspeisung in Zeiten negativer Preise. Die Umsetzungskosten der Netzbetreiberseite werden ignoriert. Diese müssten sich in einem entsprechend hohen Vermarktungsentgelt widerspiegeln. Entweder trägt der Anlagenbetreiber diese Kosten, dann ist das Modell für ihn **deutlich unattraktiver** als suggeriert, oder sie werden sozialisiert, dann **belasten Doppelstrukturen die Systemkosten und die Bezahlbarkeit**. Ein struktureller **wirtschaftlicher Vorteil gegenüber der Direktvermarktung ist nicht vorhanden**: Vergleichbare, gegebenenfalls sogar höhere Markterlöse können auch in der Direktvermarktung erzielt werden**.**
- **Fachliche Grundlage fehlt**: Die Juli-Fassung setzte voraus, dass Verteilnetzbetreiber heute schon EEG-Strom vermarkten; das ist falsch. Die Oktober-Fassung verlagert die Vermarktung auf die ÜNB, lässt aber offen, aus welchem Pool sich der Erlös speist, wer den Teilpool ohne Messwerte bilanziert, wer die Abregelung kontrolliert und sanktioniert und ob das Modell beihilferechtlich genehmigungsfrei ist. Die Kernforderung des SolarclusterBW „Pflichten von Anschlussnetzbetreiber und ÜNB regeln“ benennt kein einziges Verfahren konkret.
- **Gut gemeint, aber schlecht gemacht**: Keine Einspeisung bei negativen Preisen, Preisreaktion im Energiemanagementsystem und einfache Jahresabrechnung leistet die Direktvermarktung mit Aggregatoren bereits heute. Der Solar Cluster räumt selbst ein, dass eine weitergehende Optimierung nur in der individuellen Direktvermarktung möglich ist. Richtig ist allein der Befund, dass eine starre 50-%-Begrenzung nicht gegen Negativpreise wirkt.

Kontext:

- **Status quo (Solarspitzengesetz 2025):** Bei Neuanlagen (unter 100 kW) greift die Nullvergütung.
- für Viertelstunden mit negativem Spotmarktpreis nach Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem iMSys ausgestattet wurde (§ 51 Abs. 1 u. 2, Nr. 1 EEG). Bis dahin gilt die 60-%-Leistungsbegrenzung (Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG) Keine Abregelpflicht bei negativen Preisen.
- **Rollen heute:** Der Verteilernetzbetreiber nimmt bei der Einspeisevergütung ab, zahlt den festen Satz und wälzt an den ÜNB. Die Vermarktung erfolgt ausschließlich durch die ÜNB im EEG-Bilanzkreis. Preisbasierte Anlagensteuerung erfolgt durch Direktvermarkter bzw. andere hierzu berechtigte Marktakteure (§ 10b Abs. 1 EEG).

- **Kabinettsentwurf EEG 2027**: Fixe Einspeisevergütung für neue Gebäudeanlagen läuft gestaffelt aus (zunächst <50 kW, ab 2028 <25 kW, ab 2029 <7 kW). Danach Direktvermarktung mit befristetem Bonus für Anlagen bis 25 kW.
- **Parlamentarische Debatte:** Das Modell wurde zunächst als „vereinfachte Direktvermarktung“ eingebracht. Nach Kritik an der Begrifflichkeit spricht das Solar Cluster seit dem 31.10.2026 von „gebündelter Marktintegration“ und betont, es handle sich um eine zusätzliche Option neben der Direktvermarktung, nicht um deren Kopie.

Die zwei Varianten des SolarclusterBW Vorschlags, beide mit großen Lücken:

Element	Juli 2026 („vereinfachte Direktvermarktung“)	Oktober 2026 („gebündelte Marktintegration“)	Einordnung
Vermarktung	Lokaler Netzbetreiber übernimmt Abnahme, Bilanzierung, Vermarktung und Abrechnung. Falsche Prämisse: „Netzbetreiber vermarkten bereits heute Solarstrom aus ihrem Bilanzkreis“	Anschlussnetzbetreiber nimmt ab und rechnet ab; ÜNB vermarkten im „Pool“ gebündelt	Juli-Prämisse war falsch (VNB vermarkten nicht, dürfen nach §§ 6 ff. EnWG nicht handeln). Oktober korrigiert das, lässt aber offen, was der VNB konkret neu leisten soll: Kontrolle, Sanktion, neue Abrechnungskategorie
Vergütungsbasis	Jahreseinspeisung × „gewichteter Marktwert PV“, simuliert über Referenzanlagen (10 kWp, Süd/Ost-West, Leipzig/Halle) je Abregelschwelle	Jahreseinspeisung × durchschnittlicher **Pool-Erlös** des Jahres, Vorbild Marktwert Solar	Juli: simulierter Wert ohne Zuständigkeit und Methode. Oktober: **ungeklärt, welcher Pool gemeint ist** (siehe Lücke 2 - VNB)
Höhe	ca. 7,0 ct/kWh bei Abregelung <0 ct, ca. 9,7 ct/kWh bei <5 ct (Basis 2025)	6,8–7,0 ct/kWh (2025), Hochrechnung 8,48 ct/kWh (2026), jeweils brutto vor Vermarktungsentgelt	In beiden Fassungen über der EEG-Vergütung, ohne Vertrag und Messpflicht. Der Marktwert Solar aller Anlagen lag 2025 nach Medienberichten bei rund 4,5 ct/kWh
Förderung	Keine Marktprämie bei Eigenverbrauch; Marktprämie für Volleinspeiser „weiterhin erforderlich“	Keine Marktprämie, kein gesetzlicher Satz, keine Abschöpfung; Vergütung „aus Markterlösen“; beihilferechtliche Genehmigung angeblich nicht nötig („noch zu prüfen“)	Juli war offen ein Fördermodell. Oktober behauptet Beihilfefreiheit, ohne zu klären, wer Prognosefehler, Ausgleichsenergie und Vermarktungskosten des Teilpools trägt
Steuerung	**Option 1:** Wechselrichter/HEMS holt Day-Ahead-Preise aus dem Internet. **Option 2**: VNB steuert über iMSys-Steuerkanal und nutzt das Band 0–5 ct für Redispatch („Redispatch 3.0“)	Wechselrichter/HEMS erhalten Day-Ahead-Preise über eine „gesicherte Schnittstelle“, auch über Herstellerportale. Option 2 wird nicht mehr genannt	Juli: Vermischung von Markt- und Netzsignal beim VNB. Oktober: Option 2 verschwindet kommentarlos; ob sie aufgegeben ist, bleibt offen. Wer die Schnittstelle bereitstellt und verantwortet, ist ungeklärt
Nachweis	Erklärung des Installateurs, später Stichproben über iMSys-Viertelstundenwerte; kein iMSys für Abrechnung	Kontrolle über Viertelstundenwerte; iMSys „keine Startvoraussetzung“	In beiden Fassungen: Kontrolle setzt Viertelstundenwerte und damit iMSys voraus. Ohne iMSys keine Kontrolle, mit iMSys entfällt der beworbene Vorteil
Speicher	Gewichteter Marktwert gilt auch für zwischengespeicherte Mengen	Eigenverbrauch und Speicherladung „bleiben möglich“; weitergehende Optimierung nur in der individuellen DV	In beiden Fassungen keine marktliche Nutzung von Speichern, Wärmepumpen und Ladepunkten; Konflikt mit MiSpeL
Bestandsanlagen	Freiwilliger Marktdienlichkeitsbonus bei nachgewiesener Nichteinspeisung	Nicht mehr erwähnt	Offen

Bewertung aus Markt- und Vertriebsperspektive:

- **Das Modell ist deutlich weniger attraktiv, als es scheint:** Die Parallelstrukturen auf Netzbetreiberseite (Marktwertbestimmung, neue Abrechnungs- und Nachweisprozesse, Steuerinfrastruktur) verursachen erhebliche Kosten. Diese müssten sich in einem entsprechend hohen Vermarktungsentgelt widerspiegeln. Entweder trägt der Anlagenbetreiber diese Kosten, dann ist das Modell für ihn deutlich unattraktiver als suggeriert, oder sie werden sozialisiert, dann belasten Doppelstrukturen die Systemkosten und die Bezahlbarkeit.
- **Flexibilität bleibt ungenutzt, Energiewendetechnologien verfehlen Wirkung:** Nur über die Direktvermarktung kann das Flexibilitätspotenzial von Energiewendehaushalten mit Technologien wie PV und Speichern, Wärmepumpen und Ladepunkte von E-Autos marktlich gehoben werden und KundInnen und Kunden von ihren Investitionen in die Energiewende optimal profitieren. Das bestätigt der Solar Cluster selbst. Das Modell reduziert Preisreaktion auf das Abschalten der PV, das Zusammenwirken mit Heimspeichern und E-Autos wird nicht berücksichtigt. Dies steht im Konflikt mit Regelungen der Bundesnetzagentur, die die Direktvermarktung erst kürzlich als Grundvoraussetzung für den bidirektionalen Einsatz von Speichern und Ladepunkten und die systemisch erwünschte Zwischenspeicherung von Netzstrom bestätigt hat.
- **Paralleles Vergütungssystem**: Neben fester Vergütung, Direktvermarktung mit Marktprämie und Pauschaloption entsteht ein **unbefristetes, vertrags- und messfreies Modell**.
- **Unklare Pool-Erlöse:** Die Oktober-Fassung nennt den Marktwert Solar als Vorbild, lässt aber offen, worauf sich der Pool-Erlös bezieht. Ist der Pool der gesamte EEG-Solarstrom, erhalten gesteuerte Kleinanlagen den von ungesteuerten Großanlagen gedrückten Marktwert Solar (2025 rund 4,5 ct/kWh). Dann sind die beworbenen 8,48 ct/kWh nicht erreichbar. Ist der Pool nur die gesteuerten Kleinanlagen, muss der ÜNB diesen Teilpool getrennt bilanzieren und vermarkten, obwohl er ohne iMSys keine Messwerte hat. Dann braucht es wieder Referenzprofile, also den simulierten „gewichteten Marktwert“ der Juli-Fassung unter neuem Namen.
- **Der Pool-Ansatz beseitigt den individuellen Anreiz**: Jeder Betreiber erhält den Jahresdurchschnitt des Pools auf seine gesamte Jahreseinspeisung. Wer bei negativen Preisen trotzdem einspeist, hat mehr Kilowattstunden zum gleichen Preis und verdient mehr als der, der abregelt. Das Modell **belohnt Trittbrettfahren** und macht die Abregelung zur reinen Pflicht, die kontrolliert und sanktioniert werden muss. Genau dieses Problem löst die Direktvermarktung, weil dort der Vermarkter das Marktrisiko trägt und am Verhalten der Anlage verdient.
- **Verdrängung von Aggregatoren:** Direktvermarkter und Herstellerplattformen bündeln Kleinanlagen heute bereits, steuern nach Preis und tragen das Bilanzkreisrisiko. Ein vertragsloses Pauschalangebot des Monopolisten entzieht ihnen Kundenzugang und Geschäftsgrundlage.

Bewertung aus Sicht der Verteilernetzbetreiber:

Heute: Auszahler mit festem Tarif: abnehmen, zahlen, wälzen. Steuernd nur aus Netzgründen (Redispatch 2.0, § 14a EnWG, Einspeisemanagement).

Nach der Juli-Fassung: Händler, Preisrechner, Dispatcher und Kontrolleur in einem.

Nach der Oktober-Fassung: Abrechner einer neuen Vergütungskategorie mit Kontroll- und Sanktionspflicht, deren Verfahren nicht definiert sind. In beiden Fassungen fehlen Rechtsgrundlage, Systeme und Marktprozesse.

Konkret acht Lücken:

1. **Rolle des Netzbetreibers in beiden Fassungen ungeklärt**: Die Juli-Fassung ging davon aus, dass Verteilnetzbetreiber bereits heute EEG-Strom vermarkten. Das trifft nicht zu: Für die Vermarktung des EEG-Stroms sind allein die ÜNB zuständig (§ 57 EEG); Verteilernetzbetreiber nehmen den Strom ab und leiten ihn an die ÜNB weiter (§§ 11, 56 EEG). Die Oktober-Fassung korrigiert das, benennt aber nur „Abnahme und Abrechnung“.

Offen bleibt, wer die Einhaltung der Abregelpflicht prüft, wer bei Verstößen sanktioniert, wer die Preis-Schnittstelle bereitstellt und wer die Kosten dieser Aufgaben trägt. Die Forderung, „die Pflichten von Anschlussnetzbetreiber und ÜNB zu regeln“, verschiebt die ungelösten Fragen in das Gesetzgebungsverfahren, statt sie zu beantworten.

2. **Teilpool ohne Messwerte**: Die Juli-Fassung brauchte einen simulierten „gewichteten Marktwert“, für den weder Zuständigkeit noch Methode existieren. Die Oktober-Fassung ersetzt ihn durch den „durchschnittlichen Pool-Erlös“, ohne zu klären, wie der ÜNB einen Pool gesteuerter Kleinanlagen ohne Viertelstundenwerte von den übrigen EEG-Mengen trennen, prognostizieren und bilanzieren soll. Entweder entsteht wieder ein Referenzprofil-Verfahren, oder die Mengen gehen im allgemeinen Solarpool auf, und der beworbene Erlösvorteil verschwindet. Für monatliche Abschläge ist der Wert in beiden Fassungen unterjährig unbekannt.
3. **Neue Stammdaten, vierter Abrechnungsweg**: Eigenverbrauch/Volleinspeisung, Schwelle, Speicher, Option, Wechseltermine – in MaStR, Marktkommunikation und Abrechnungssystemen nicht vorhanden. Neue Tarifarten, Datenformate (BDEW/BNetzA-Festlegung, 1–2 Jahre Vorlauf) und EEG-Ausgleichsmeldungen für hunderttausende Anlagen pro Jahr.
4. **Keine Messung, kein Nachweis:** Jahresabrechnung ohne iMSys heißt, Abregelung ist unsichtbar. Der höhere Marktwert würde auf Vertrauen gezahlt werden. Stichproben brauchen iMSys, damit entfällt der „Vorteil“ von „kein iMSys“. Sanktion bei Nichtabregelung, Rückforderung, Kostentragung sind ungeregelt.
5. **Installateurserklärung statt Konformität:** Eine P(€)-Funktion ist in VDE-AR-N 4105 und TAB nicht normiert. Der VNB kann Preisquelle, Schwelle und Funktion nicht prüfen. Normierung, Zertifizierung, Übergangsfristen und Erkennungsprozess fehlen.
6. **Steuerung ohne wirtschaftlichen Akteur**: Beide Fassungen setzen voraus, dass jemand die Preisreaktion im Energiemanagementsystem oder Wechselrichter einrichtet, pflegt und verantwortet. Die Oktober-Fassung nennt Herstellerportale als möglichen Weg, aber kein Hersteller trägt Marktrisiko oder haftet für die Abregelung. Der Kunde wird das in der Breite nicht leisten, der Netzbetreiber hat keinen Zugriff auf das System, und ein Vermarkter, der über EMS oder Cloud-to-Cloud steuert, ist im Modell nicht vorgesehen. Mit dem Pool-Durchschnitt fehlt zudem jeder wirtschaftliche Grund abzuregeln. In der Direktvermarktung übernimmt der Vermarkter diese Funktion, weil er am Ergebnis verdient.
7. **Option 2 (Netzbetreiber steuert) verschwindet ohne Erklärung**: Die Juli-Fassung sah vor, dass der VNB über iMSys-Steuerkanal abregelt, bei jeder Neuanlage ab 2 kW, und das Preisband 0–5 ct zusätzlich für Redispatch nutzt („Redispatch 3.0“). Das hätte einen täglichen Massen-Dispatch für hunderttausende Anlagen über die Gateway-Administration erfordert, für den die Infrastruktur auf Jahre fehlt, und Markt- und Netzsignal in der Hand des Netzbetreibers vermischt, entgegen der Systematik der §§ 13a, 14a EnWG. Die Oktober-Fassung erwähnt Option 2 nicht mehr.
8. **Beihilfe- und Kostenfrage ungeklärt:** Die Oktober-Fassung behauptet, das Modell komme ohne EEG-Marktprämie aus und sei beihilferechtlich genehmigungsfrei, räumt aber ein, dass dies „noch zu prüfen“ sei. Tatsächlich bleiben Abnahmepflicht des Netzbetreibers, gebündelte Vermarktung durch den ÜNB und **Ausgleich über den EEG-Mechanismus bestehen**. Prognosefehler, Ausgleichsenergie und Vermarktungskosten des Teilpools müssen irgendwo landen: entweder im Vermarktungsentgelt (dann liegt der Nettoerlös deutlich unter 8,48 ct/kWh) oder im EEG-Mechanismus (dann ist die beihilferechtliche Einordnung jedenfalls offen). Beides relativiert die Aussagen des Solar Clusters zu Wirtschaftlichkeit und Beihilfefreiheit.

Folgewirkung:

ÜNB bilanzieren Anlagen ohne iMSys über Standardprofile. Schalten unbekannt viele Anlagen preisabhängig ab, stimmen die Profile nicht mehr. Prognosefehler werden Ausgleichsenergie im EEG-Konto, zulasten des Bundeshaushalts, den das Modell entlasten soll.

Warum heute nicht umsetzbar

Ebene	Befund
Rechtlich	**Juli-Fassung**: VNB dürfen die EEG-Strommengen nicht selbst vermarkten (§ 57 EEG); eine neue Vermarktungsrolle müsste gesetzlich geschaffen werden. . **Oktober-Fassung:** Pflichten von VNB und ÜNB, Kontroll- und Sanktionsverfahren, Verhältnis zu § 51 EEG und Beihilfefreiheit ungeklärt
Technisch	Ohne iMSys keine Viertelstundenwerte, ohne Steuerbox kein Steuerkanal; bei der Masse der Kleinanlagen auf Jahre nicht vorhanden
Prozessual	Marktwert, Stammdaten, Abrechnung, Marktkommunikation, Nachweis, Sanktion nicht definiert; je 1–2 Jahre Vorlauf
Organisatorisch	Kontrolle und Sanktion der Abregelung, Bereitstellung der Preis-Schnittstelle, Teilpool-Bilanzierung beim ÜNB: keine dieser Funktionen existiert, keine ist zugeordnet
Systemisch	Pool-Durchschnitt ohne individuellen Anreiz; Vorrangregel Markt vs. Netz fehlt, falls Option 2 weiterverfolgt wird

Empfehlung:

- **Direktvermarktung als Regelfall beibehalten**. Kein Vermarktungssystem über Netzbetreiber, weder als „vereinfachte Direktvermarktung“ noch als „gebündelte Marktintegration“; kein simulierter Marktwert, kein Pool-Durchschnitt ohne individuelle Messung.
- **Sicherheit für Erzeuger innerhalb der Direktvermarktung:** Direktvermarktung plus gleitende Marktprämie als Kompromiss. Kleinanlagen gehen in die Direktvermarktung und erhalten eine Marktprämie nach § 20 EEG mit festem anzulegendem Wert. Vorteile: Die Prozesse sind bereits etabliert, Betreiber erhalten Planungssicherheit, die Förderkosten sind gegenüber der festen Vergütung sehr gering, und der Marktanreiz bleibt in jeder Viertelstunde erhalten.
- **Direktvermarktung massentauglich machen**: standardisierte digitale Prozesse; technologieoffene Steuerung unter 25 kW über Energiemanagementsysteme und Aggregatorplattformen nach dem Vorbild des § 10b EEG.
- **§ 9 EEG vereinheitlichen und an die Direktvermarktung koppeln:** Anlagen in der Direktvermarktung werden von pauschalen Wirkleistungsbegrenzungen ausgenommen, für alle Anlagen außerhalb der Direktvermarktung gilt einheitlich die im Solarspitzengesetz angelegte 60-%-Begrenzung. Die zusätzliche dauerhafte 50-%-Grenze entfällt.