



Feste Einspeisetarife waren gestern. Kommt jetzt die Post-EEG-Ära?

Wie Energieversorger ihre Tarife und Produkte mit nicht
gefördertem Solarstrom weiterentwickeln können

Thies Stillahn, co.met-Kongress 2026

09. Juni 2026

Agenda

1. **Übergang in die Post-EEG-Ära**
2. Was bedeutet das für den Vertrieb?
3. Energy Sharing: Pflicht oder Kür?
4. Prosumer-Tarife: Lohnt sich das?
5. Schlussfolgerungen und Fragen

Die Bürger:innen haben die Photovoltaik in Deutschland groß gemacht
- die Großanlagen bringen die Leistung. **Ein riesiger Erfolg!**



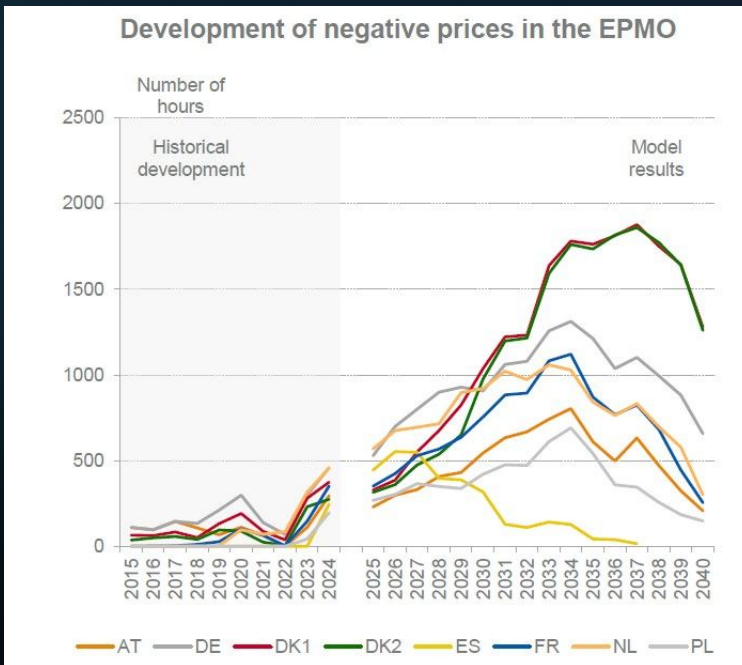
Die Kehrseite: Das starre Modell der garantierten Einspeisevergütung führt zu massiven Ineffizienzen. Der Reformbedarf des EEG ist groß!

575
Stunden

Negative Börsenstrompreise
bis Ende 2025

max. 1.300
Stunden (DE)

Erwartung bis 2032, trotz
Speicherzubau von 175 GW
in Europa



Marktwert 2025
ca. **4,5 Cent/kWh**

Durchschnittlicher reiner
Börsenwert. Der Wert
schwankt unterjährig enorm

-49,9 Cent/kWh am
01. Mai 2026

Tibber-Kunden bekamen
zeitweise bis zu 40
Cent/kWh gutgeschrieben!

Mit der EEG-Novelle könnte die Sonstige Direktvermarktung das zentrale Instrument für die Vermarktung des Solarstroms werden

	EEG-Einspeisevergütung	Marktprämienmodell	Sonstige Direktvermarktung
Vergütung	Fix	Marktwert + Prämie	Ungefördert, reiner Marktwert
Abnehmer	Netzbetreiber	Direktvermarkter	Direktvermarkter
Risiko	keines (negative Preise bei Neuanlagen)	gering, durch Marktprämie abgesichert, negative Preise	mittel, Preisschwankungen, negative Preise, Kosten
Chance	keine	höherer Erlös	höherer Erlös
Zielgruppe	Klassische Dachanlagen	Größere PV > 100 kWp	Größere PV, zukünftig auch Kleinanlagen (Prosumer)
Technik	Standard-Zähler ausreichend, neue Anlagen mit iMSys	Fernsteuerbarkeit Pflicht, proprietäre Technik	iMSys, Steuerbox (>7 kWp PV oder >4,2 kW steuerbare Last)

Ab wann lohnt sich überhaupt die Sonstige Direktvermarktung des Solarstroms bei kleinen Anlagen?

Zielkosten

(20 kWp, 60% Überschuss)

4

EUR/Monat

Agenda

1. Übergang in die Post-EEG-Ära
- 2. Was bedeutet das für den Vertrieb?**
3. Energy Sharing: Pflicht oder Kür?
4. Prosumer-Tarife: Lohnt sich das?
5. Schlussfolgerungen und Fragen

Die Post-EEG-Zielgruppe wirkt auf den ersten Blick recht klein. **Trügt der Schein?**

Altanlagen

PV-Anlagen nach Ablauf der
20 jährigen geförderten
EEG-Vergütung

500 TSD

Anlagen bis 2030

Neuanlagen

Für Kleinanlagen ab
EEG-Novelle 2027, für
mittelgroße Neuanlagen
bereits aktuell relevant

324 GW

81% des Leistungspotenzials

17,2 Mio

80% aller Dächer

Verbraucher

Kunden, die Solarstrom
konsumieren möchten, der
günstiger als ein
Festpreistarif ist

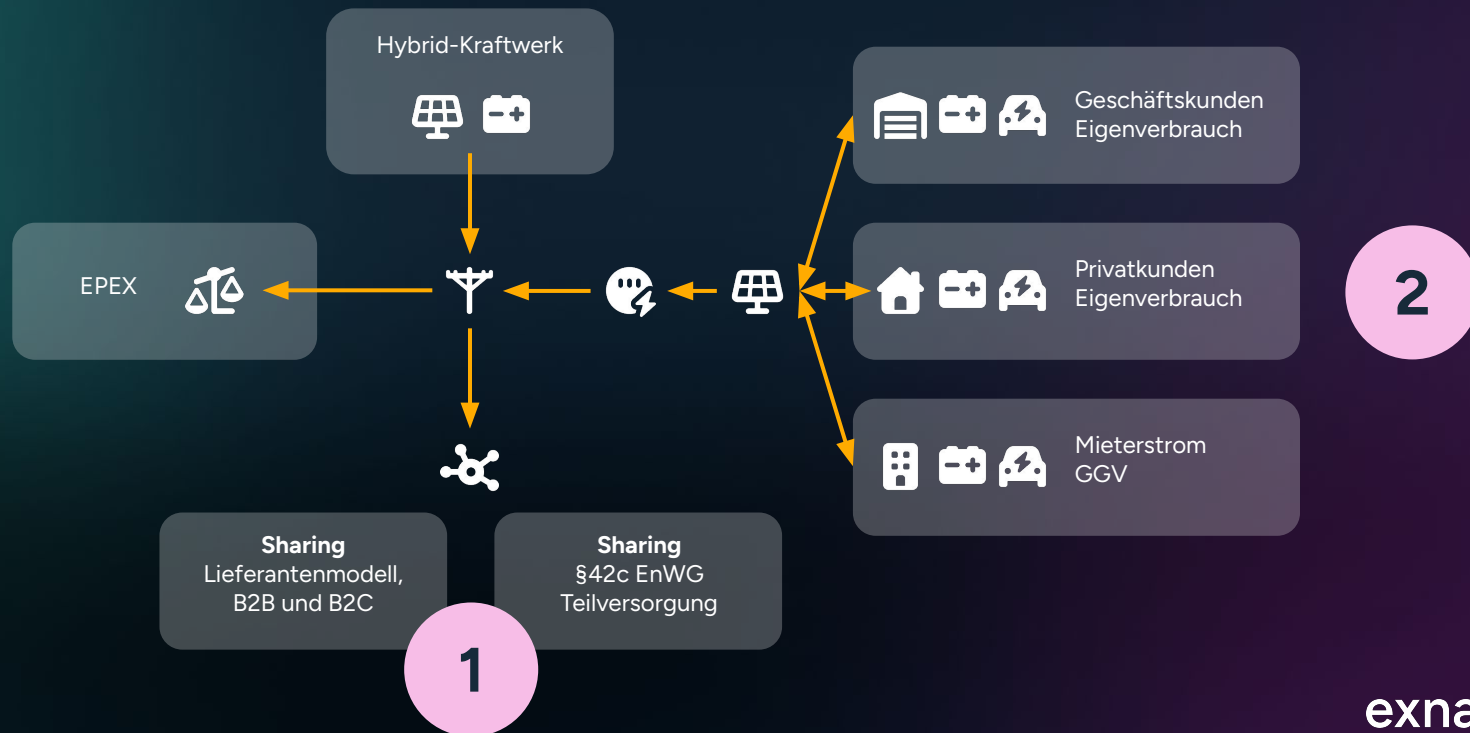
8,5%

iMSys Pflichteinbaufälle Stand 2026

40%

Pflichteinbaufälle bis 2030 durch
E-Autos, Wärmepumpen, etc.

Übersicht der verschiedenen Geschäftsmodelle für die Vermarktung des Post-EEG-Stroms



Bei den Entwicklungsstufen hin zur integrierten Bewirtschaftung des Kunden spielt Post-EEG-Strom "New Solar" eine zentrale Rolle



Smart Meter Durchdringung und Stufen hin zu einer integrierten Bewirtschaftung des Endkunden

Agenda

1. Übergang in die Post-EEG-Ära
2. Was bedeutet das für den Vertrieb?
- 3. Energy Sharing: Pflicht oder Kür?**
4. Prosumer-Tarife: Lohnt sich das?
5. Schlussfolgerungen und Fragen

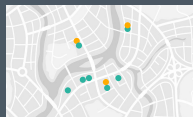
Unterschätzt nicht das Energy Sharing!

Der Erfolg der Energiewende ist vor allem auf die Bürger:innen zurückzuführen, die durch ihre Investition in eine Photovoltaikanlage zum aktiven Teilhaber im Energiesystem werden ("Energie in Bürgerhand").

Das Energy Sharing ist ein weiterer Schritt in diesem Denken, indem die Bürger:innen selbst entscheiden, wem sie ihren Strom geben und von wem sie ihren Strom beziehen.

Stadtwerke können als verlässlicher Intermediär und Partner mit ihrer lokalen starken Marke eine Plattform für die Erfüllung dieses Wunsches bieten.

**Kommunale Verbraucher
Gemeinde / Stadt**



Privatkunden versorgen sich mit überschüssigem PV-Strom



Vernetzte Communities, Mehrfachteilnahmen



Basis Use Case		Mögliche Erweiterungen			
Personen listend Verbraucher nach 3-4s		Personen nach Kategorie 	Personen nach Region 	Personen nach Anzahl 	Personen nach Anzahl und Kategorie
Gemeinschaftlicher Energieverbrauch nach kWh Gemeinschaftlicher Energieverbrauch nach kWh		Gemeinschaftlicher Energieverbrauch nach kWh 	Gemeinschaftlicher Energieverbrauch nach kWh 	Gemeinschaftlicher Energieverbrauch nach kWh 	Gemeinschaftlicher Energieverbrauch nach kWh
Power to Play Im Rahmen der Energiegemeinschaft		Power to Play 	Power to Play 	Power to Play 	Power to Play
Energiegemeinschaft als lokaler Energiemarkt		Energiegemeinschaft als lokaler Energiemarkt 	Energiegemeinschaft als lokaler Energiemarkt 	Energiegemeinschaft als lokaler Energiemarkt 	Energiegemeinschaft als lokaler Energiemarkt
Lokales Stromprodukt Materialien kWh		Lokales Stromprodukt 	Lokales Stromprodukt 	Lokales Stromprodukt 	Lokales Stromprodukt
Strom Strom mit und ohne Strom		Strom 	Strom 	Strom 	Strom
Power Purchase Agreements Power Purchase Agreements		Power Purchase Agreements 	Power Purchase Agreements 	Power Purchase Agreements 	Power Purchase Agreements

In Deutschland ist eine Vielfalt an Energy-Sharing-Modellen möglich

Lieferantenmodell



Lieferant organisiert Energy Sharing
über die herkömmlichen Marktregeln

1b

Teilversorgung (§42c EnWG)



Neue Aufgaben beim
Verteilnetzbetreiber / MSB

1a

Wann ist das Teilversorgungsmodell §42c EnWG für euch eine Option?



Energy Sharing soll im lokalen Stromnetz stattfinden



Kunden möchten Energy Sharing ohne einen Stromlieferanten organisieren



Ihre Produktionsanlagen sind <100 kWp



Die Verbraucher sind nicht größer als ein KMU

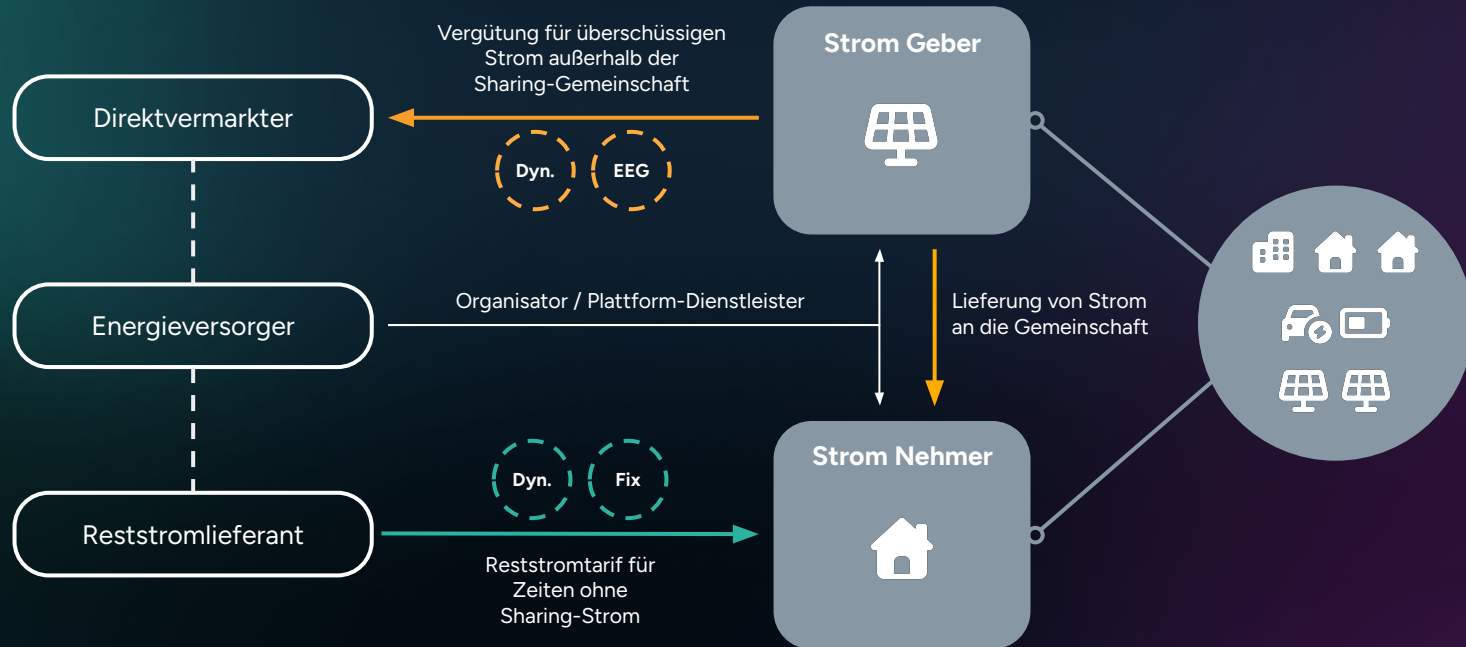


Alle Teilnehmer haben intelligente Messtechnik

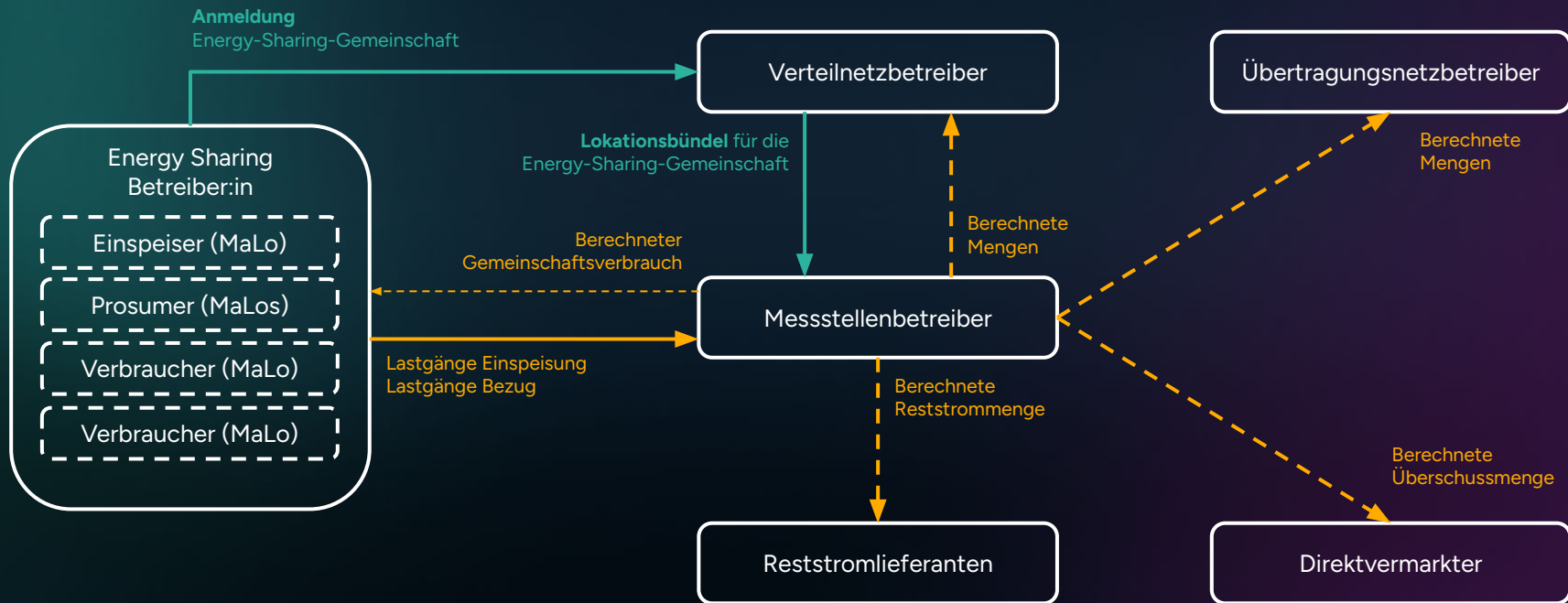


Energy Sharing ist nicht Ihre gewerbliche Haupttätigkeit

Im Teilversorgungsmodell gemäß §42c EnWG kann der Vertrieb als Enabler oder als Reststromlieferant auftreten



Die Allokation im Energy Sharing gemäß §42c EnWG ist eine Pflichtaufgabe im Verantwortungsbereich des VNB/MSB



In Deutschland ist eine Vielfalt an Energy-Sharing-Modellen möglich

Lieferantenmodell



Lieferant organisiert Energy Sharing
über die herkömmlichen Marktregeln

1b

Teilversorgung (§42c EnWG)



Neue Aufgaben beim
Verteilnetzbetreiber / MSB

Wann ist das Lieferantenmodell für euch eine Option?



Energy Sharing soll überall stattfinden können



Gemeinschaftsverbrauch und Reststromlieferung dürfen über einen Tarif organisiert werden



Alle Leistungsklassen von Produzenten können teilnehmen



Alle Verbraucherklassen können teilnehmen

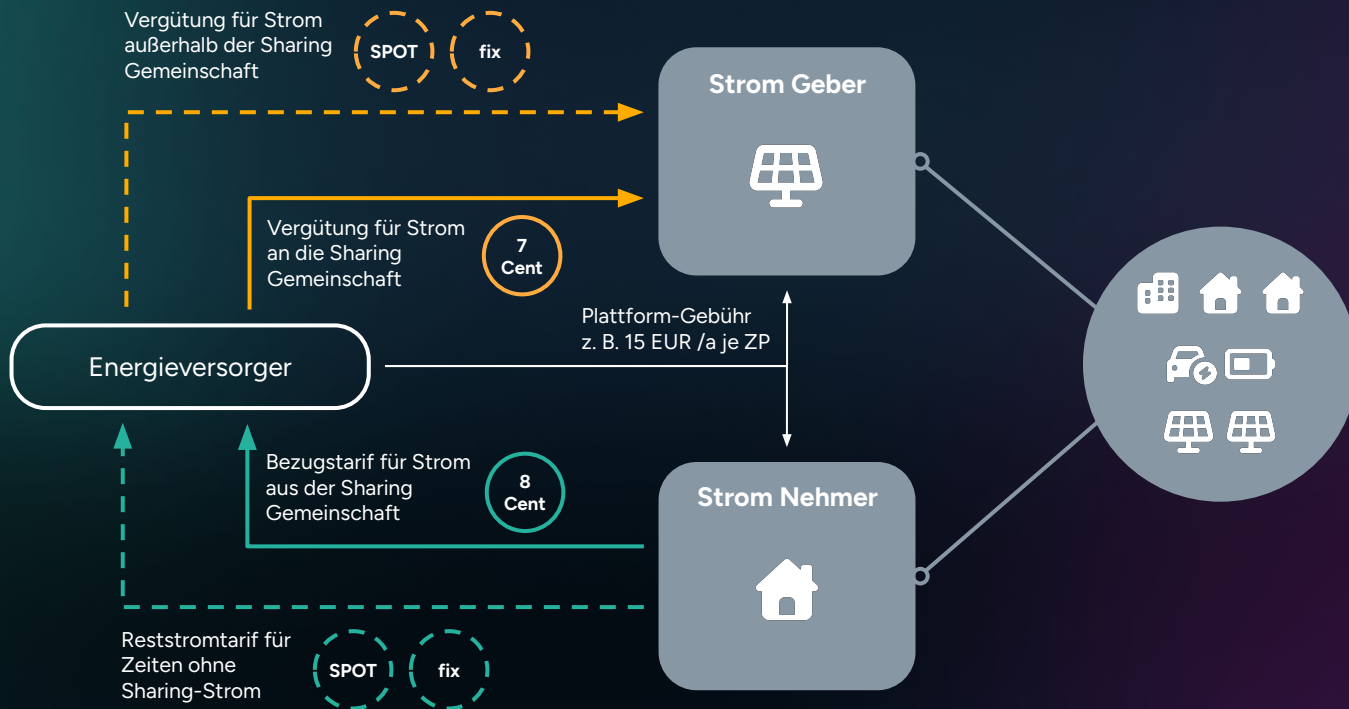


Auch SLP-Teilnehmer können mitmachen

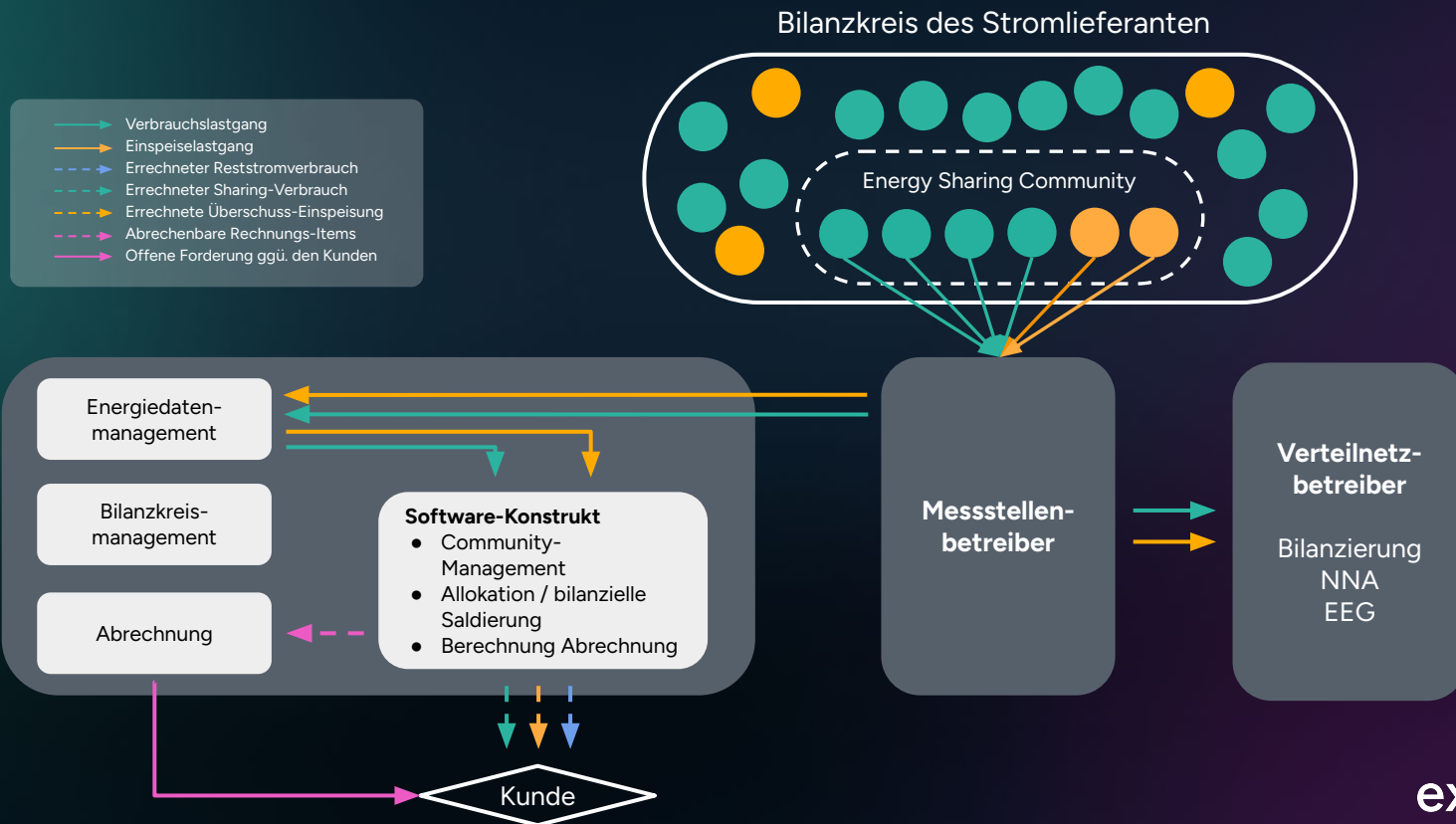


Stromlieferung darf meine gewerbliche Haupttätigkeit sein

Im Lieferantenmodell organisiert das EVU die Vergütung der Einspeisung und die Abrechnung des Bezugs aus der Gemeinschaft



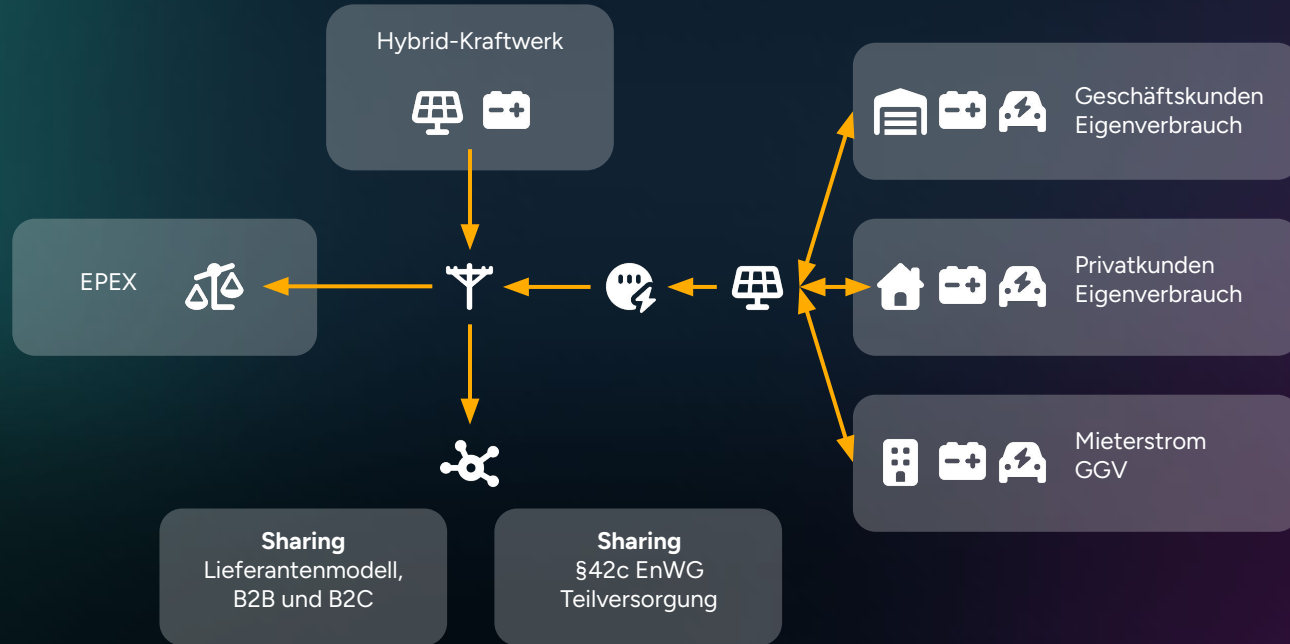
Die Allokation erfolgt über den Bilanzkreis des Lieferanten



Agenda

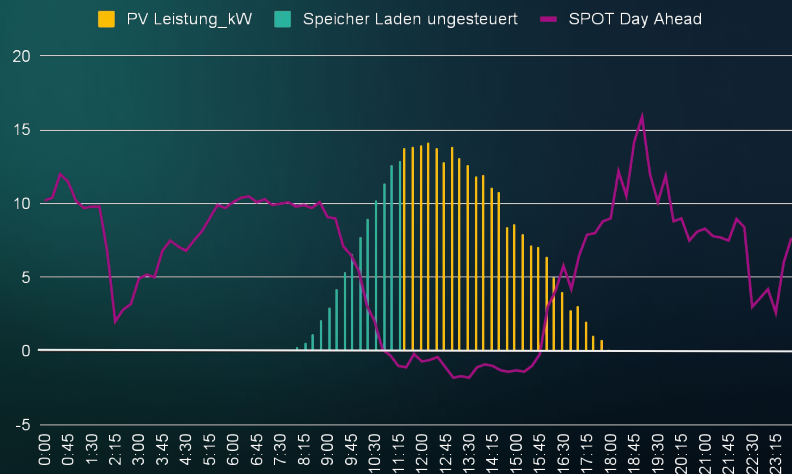
1. Übergang in die Post-EEG-Ära
2. Was bedeutet das für den Vertrieb?
3. Energy Sharing: Pflicht oder Kür?
- 4. Prosumer-Tarife: Lohnt sich das?**
5. Schlussfolgerungen und Fragen

Übersicht der verschiedenen Geschäftsmodelle für die Vermarktung des Post-EEG-Stroms

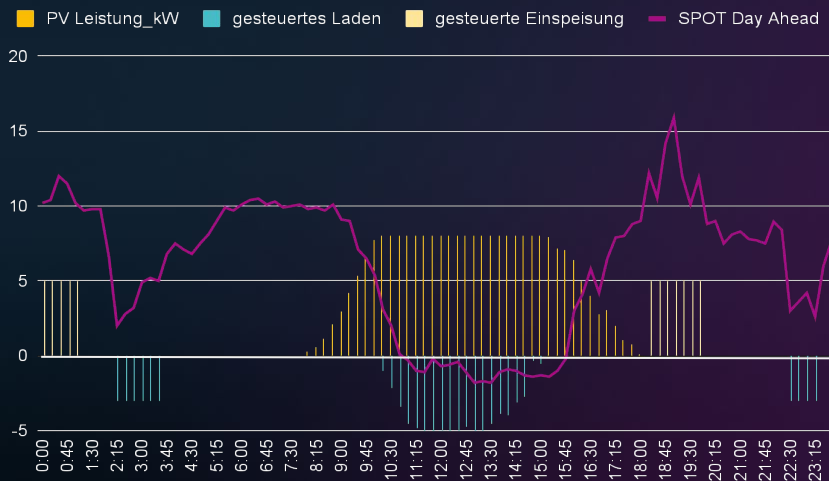


2

Die Vermarktung des Solarstroms zu attraktiven Strompreisen erhöht die Wirtschaftlichkeit



ungesteuertes Einspeisen



gesteuertes Einspeisen

Basis für Vergleich: Haushalt in Deutschland, 2025

PV, Wärmepumpe, E-Auto (und ggf. Heimspeicher)

Geräteparameter

	kWh pa	kW	kWh
HH	3.000	-	-
PV	10.000	10	-
WP	4.000	-	-
EV	2.300	7	70
BAT	-	5	10

Referenz-Szenario

Kategorie	Name	Referenz-Szenario
Last	HH	Unoptimiert
Erzeugung	PV	Unoptimiert
Last	WP	Unoptimiert
Last	EV	Unoptimiert
Speicher	BAT	Keine
Energiepreis	Bezug	Spotpreis DE 2025
Energiepreis	Einspeisung	"Fixer" Arbeitspreis (MW Solar DE)
Netzentgelt	Bezug	Fixer Arbeitspreis (9 ct/kWh)
Netzentgelt	Einspeisung	-
Steuern etc.	Bezug	Fixer Arbeitspreis (3 ct/kWh)
Steuern etc.	Einspeisung	-

Preise und Kosten exkl. MWSt.

Use case 1: "Dimmen" bei negativen Preisen

Kategorie	Name	Referenz-Szenario	Use case 1
Last	HH	Unoptimiert	Unoptimiert
Erzeugung	PV	Unoptimiert	Optimiert (Dimmen)
Last	WP	Unoptimiert	Unoptimiert
Last	EV	Unoptimiert	Unoptimiert
Speicher	BAT	-	-
Energiepreis	Bezug	Spotpreis DE 2025	Spotpreis DE 2025
Energiepreis	Einspeisung	"Fixer" Arbeitspreis (MW Solar DE) 3,97 ct/kWh	Spotpreis DE 2025 5,44 ct/kWh

Durchschnittlicher
Einspeisepreis

Stromrechnung pa →

1.350 €

1.342 €

Einsparung pa →

-8 € (-0.6%)

Use case 2: B2G und V2G mit Rückeinspeisung

Kategorie	Name	Referenz-Szenario mit Batterie & EV	Use case 2a	Use case 2b
Last	HH	Unoptimiert	Unoptimiert	Unoptimiert
Erzeugung	PV	Unoptimiert	Optimiert (Dimmen)	Optimiert (Dimmen)
Last	WP	Unoptimiert	Unoptimiert	Unoptimiert
Last	EV	Optimiert	Optimiert	Optimiert V2G
Speicher	BAT	Optimiert	Optimiert	Optimiert B2G
Energiepreis	Bezug	Spotpreis DE 2025	Spotpreis DE 2025	Spotpreis DE 2025
Energiepreis	Einspeisung	"Fixer" Arbeitspreis (MW Solar DE) 3,62 ct/kWh	Spotpreis DE 2025 6,27 ct/kWh	Spotpreis DE 2025 11,92 ct/kWh
Netzentgelt	Einspeisung	-	-	Saldierung (MiSpeL)
Steuern etc.	Einspeisung	-	-	Saldierung (MiSpeL)

Durchschnittlicher
Einspeisepreis

Stromrechnung pa →

845 €

723 €

470 €

Einsparung pa →

-122 € (-14%)

-375 € (-44%)

Agenda

1. Übergang in die Post-EEG-Ära
2. Was bedeutet das für den Vertrieb?
3. Energy Sharing: Pflicht oder Kür?
4. Prosumer-Tarife: Lohnt sich das?
5. **Schlussfolgerungen und Fragen**

Der Vertrieb kann Post-EEG-Tarife als hochwertige Stromprodukte mit hoher Kundenbindung aktiv mitgestalten und Erlöse sichern

Chancen für den Energieversorger



Post-EEG Produkte für Alt- und Neuanlagen nach EEG-Novelle

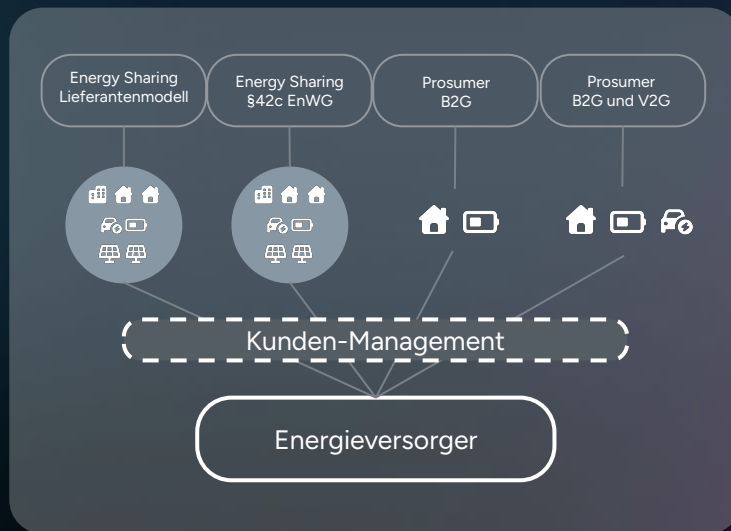


Margen in Bezug und Einspeisung stabilisieren oder erhöhen



Kundenbezug und Schnittstelle zum Kunden orchestrieren

Gelingt die Skalierung mit wettbewerbsfähigen Preisen sind Energy Sharing und Prosumer-Tarife ideale Modelle, um Kundenabwanderung zu stoppen und Kundengewinnung (vor allem regional) erzielen zu können.



Rollen für den Energieversorger



Reststrom-Lieferant



Bilanzkreismanager und MSB



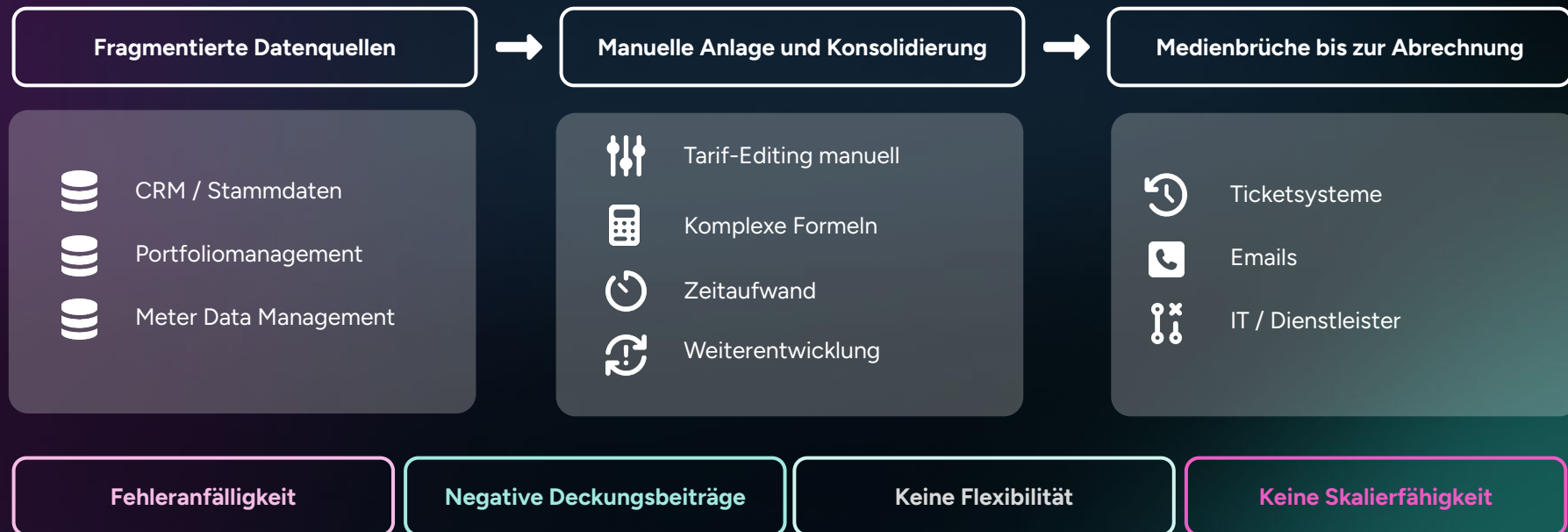
Enabler und Architekt



Direktvermarkter

Bei der Rolle des Architekten ist die Tiefe der Wertschöpfung zu klären - Outsourcing oder über eigenen Software-Bestand?

Die Allokation und Vorabrechnung in Kernsystemen bei VNBs und Lieferanten muss automatisierbar sein





Q&A



Let's bring energy communities to life.



Thies Stillahn

Head of Sales DACH

thies@exnaton.com | +41 44 797 54 43

www.exnaton.ai