



Kompetenzzentrum
Energieeffizienz
durch Digitalisierung

Dossier

Mehr als Strom vom Dach

Wie Unternehmen mit dem internen Energiemanagementsystem einer Photovoltaikanlage energieeffizienter werden

Ein Projekt der

dena
Deutsche Energie-Agentur

Selbst erzeugter und genutzter Strom, z. B. aus Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) auf freien Dachflächen, kann in Zeiten schwankender Energiepreise und Abhängigkeiten von fossilen Energieträgern ein Weg zur sicheren und finanzierten Energieversorgung sein. Dieses Dossier richtet sich in erster Linie an Unternehmen, die mit einer Dachflächen-PV-Anlage eine hohe, möglichst effiziente Eigenversorgung mit Solarstrom anstreben. Im ersten Teil wird aufgezeigt, wie ein PV-internes Energiemanagementsystem (EMS) dazu beitragen kann und welchen Mehrwert es bietet; im zweiten Teil liegt der Fokus auf den technischen Aspekten des PV-internen EMS.¹

Die Eigenerzeugung von PV-Strom bietet u. a. folgende Vorteile:

- **Einsparungen bei Stromkosten:** Es muss weniger Strom aus dem Netz bezogen werden, sodass weniger Kosten für den Strombezug anfallen.
- **Sicherung der eigenen Energieversorgung und Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern:** Selbst erzeugter und verbrauchter grüner Strom macht unabhängiger von der Entwicklung an den Energiemärkten und ermöglicht eine zuverlässige und bezahlbare Stromversorgung. Das führt zu höherer Resilienz gegenüber externen Einflüssen.
- **Beitrag zum Klimaschutz:** Jede produzierte und verbrauchte Kilowattstunde Solarstrom ersetzt Strom aus Kohle- und Gaskraftwerken und vermeidet entsprechende CO₂-Emissionen.
- **Nachhaltigkeit:** Die durchschnittliche Lebensdauer einer PV-Anlage beträgt ca. 25 bis 30 Jahre, d. h., so lange kann mit dieser Anlage grüner Strom produziert werden. Das hat auch positive Effekte auf das nachhaltige Unternehmensimage.

Ein möglichst effizienter Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms ist der nächste Schritt, um Energiekosten zu sparen. Mit dem im vergangenen Jahr in Kraft getretenen Energieeffizienzgesetz (EnEFG) existiert eine gesetzliche Verpflichtung für

Unternehmen, energieeffizienter zu werden. Für Unternehmen mit einem durchschnittlichen Gesamtenergieverbrauch von mehr als 7,5 GWh/a über die vergangenen drei Jahre gilt die Pflicht, ein EMS einzuführen, sofern noch keines im Unternehmen vorhanden ist.²

Für Unternehmen mit einem geringeren Gesamtenergieverbrauch gibt es keine Pflicht zur Einführung eines EMS. Dennoch ist es für Unternehmen wirtschaftlich sinnvoll, Energieflüsse und -verbräuche intensiver zu beobachten und zu verfolgen, d. h. zunächst erst einmal Energiedaten zu erfassen. Das kann im Zusammenhang mit einer PV-Anlage verhältnismäßig einfach realisiert werden.

Die meisten internen EMS von PV-Anlagen verschiedener Hersteller bieten die Möglichkeit, Anlagen und Maschinen in die Energie-datenüberwachung einzubinden. Darüber hinaus kann ein EMS über die Einbindung flexibler Energieverbraucher wie z. B. Wallboxen, Wärmeerzeuger oder Druckluftkompressoren dazu genutzt werden, den Eigenverbrauch des erzeugten Stroms zu erhöhen und diesen möglichst effizient einzusetzen.

Mit dem Begriff **Energiemanagementsystem (EMS)** ist meistens ein kontinuierliches, systematisches Energiemanagement nach der Norm ISO 50001 gemeint. Ein EMS nach dem EnEFG ist entsprechend dieser Norm einzurichten.

Jedoch gibt es keine verbindliche, einheitliche Definition des Begriffs Energiemanagementsystem. In der vorliegenden Publikation wird damit kein an die Norm ISO 50001 angelehntes organisatorisches System bezeichnet. Hier meint EMS die technische Ausrüstung für die Überwachung und die Aufzeichnung der Energieflüsse von der PV-Anlage ins Netz sowie die Erfassung von Daten zu Anlagen und Maschinen, die an das System angebunden sind. So ist es u. a. auch bei Anbietenden von PV-Systemen üblich.

1 – Das Dossier ersetzt keine Installationsanleitung; es wird in jedem Fall empfohlen, die Installation durch einen Fachbetrieb durchführen zu lassen.

2 – Nach § 8 Absatz 1 des EnEFG sind die betreffenden Unternehmen verpflichtet, ein Energie- oder ein Umweltmanagementsystem einzurichten. Siehe dazu auch das **KEDi-Dossier „Energiemanagementsysteme heben Datenpotenziale“**.

Das Energiemanagementsystem einer Photovoltaikanlage

Das EMS einer PV-Anlage dient dazu, Daten von verschiedenen Energiequellen und optional auch von Energieverbrauchern zu erfassen. Es handelt sich also um ein Bauteil mit Schnittstellen für die Datenübertragung von Leistungsmesspunkten der PV-Anlage und gegebenenfalls auch zu Energieverbrauchsmessstellen einzelner Maschinen oder Aggregate.

Abbildung 1 zeigt schematisch den Aufbau einer PV-Anlage und der mit ihr verbundenen Komponenten sowie die Strom- und

Datenleitung zwischen diesen Komponenten. Der Wechselrichter bildet das Herzstück der PV-Anlage: Er wandelt den in den Solarmodulen erzeugten Gleichstrom (DC) in Wechselstrom (AC) um. Dieser wird im lokalen Stromnetz des Unternehmens zum Betrieb von Geräten und Maschinen verwendet oder (alternativ) ins Verteilnetz eingespeist. Der Wechselrichter dient aber auch zur Überwachung und Steuerung der gesamten PV-Anlage. Ist ein Stromspeicher vorhanden, kann überschüssige Energie dort kurzfristig zwischengespeichert werden.

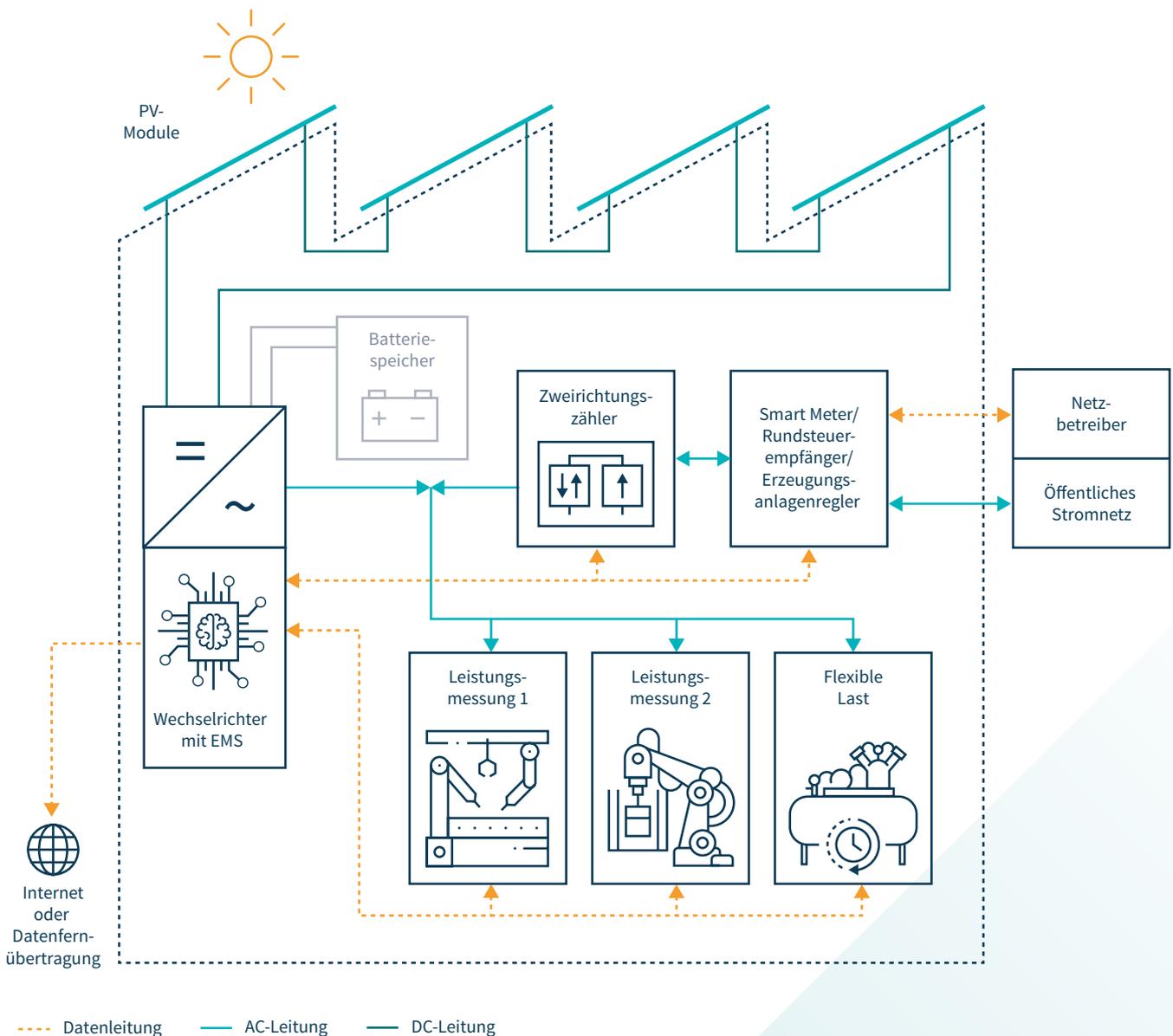


Abbildung 1: Vereinfachtes Schaltbild einer Photovoltaikanlage mit Energiemanagementsystem.

Die Komplexität und Funktionalität des EMS von PV-Anlagen ist unterschiedlich ausgeprägt. Die Basisfunktion eines EMS für PV betrifft die Erfassung der PV-Erzeugungsleistung am Wechselrichter und der Netzbezugs- und Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt. Komplexere EMS ermöglichen mithilfe von Schnittstellen, den Eigenverbrauch der erzeugten Energie zu erhöhen durch:

- Überwachung und Registrierung elektrischer Leistungen von unterschiedlichen Verbrauchern
- Intelligente Steuerung von flexiblen Energieverbrauchern (Wallboxen, Wärmepumpen etc.)
- Integration von Stromspeichern

Energieeffizienz steigern mit dem Energiemanagementsystem der Photovoltaikanlage

Leistungserfassung von Verbrauchern

Das EMS von PV-Anlagen bietet die Möglichkeit, elektrische Leistungen einzelner Aggregate und Anlagen im Verteilnetz des PV-Betreibenden zeitgenau und feingranular zu erfassen, auszuwerten und darzustellen (Monitoring). Das Monitoring schafft Transparenz über Energieflüsse im Unternehmen und stellt die Grundlage für den optimalen Energieeinsatz dar. Je nach Hersteller des EMS können bis zu 50 zusätzliche Messstellen implementiert werden. Die Speicherung der Daten erfolgt meist in einer Cloud.

Ein weiterer Mehrwert des Monitorings besteht im frühzeitigen Erkennen von Unregelmäßigkeiten. Wird beispielsweise der Stromverbrauch einer Druckluftanlage erfasst, können aufgrund signifikant erhöhter Energieverbräuche Undichtigkeiten erkannt werden. Ein weiteres Beispiel ist die Leistungserfassung von Kälteanlagen. Ist zu wenig Kältemittel im System oder sind die Wärmeübertrager verschmutzt, resultiert dies zwingend in einem höheren Strombedarf.

Die messtechnische Erfassung des Stromverbrauchs und das Tracking im EMS der PV-Anlage ermöglichen somit einen genaueren Blick auf die Energieeffizienz-Kennwerte der einzelnen Maschinen und Aggregate der Fertigung bzw. der Gebäude.

Intelligente Steuerung flexibler Lasten

Mit dem EMS der PV-Anlage können flexible Verbraucher dann angesteuert werden, wenn Strom im Überschuss vorhanden ist. Beispiele für die intelligente Ansteuerung sind Wärmepumpen und Ladepunkte für die Elektromobilität (Wallboxen). Beim Betrieb von Wärmepumpen erfolgt die Speicherung der Energie in Form von erhitztem Heiz- und/oder Brauchwasser, welches zusätzlich in Puffer- oder Schichtenspeicher eingebracht werden kann, um elektrische Energie zeitgerecht zu verbrauchen. Einen einfachen Einstieg bieten Brauchwasserwärmepumpen oder elektrische Heizstäbe, die in bestehende Heizungsanlagen nachträglich integriert werden können. Werden im Unternehmen Wallboxen betrieben, eignen sich diese Stromkonsumenten ideal dafür, um die Überschüsse an sonnenreichen Tagen zu verbrauchen.

Ob eine Lastflexibilisierung von Maschinen, Aggregaten und elektrifizierten thermischen Prozessen umsetzbar ist, kann nur individuell analysiert und entschieden werden. Beispielsweise können große Kühllhäuser aufgrund ihrer thermischen Trägheit durch eine zusätzliche Temperaturabsenkung in sonnenreichen Stunden anschließend einige Stunden Stillstand der Kältemaschine überbrücken.

Ein weiterer Vorteil der Lastflexibilisierung ist das Vermeiden von Lastspitzen im Betreibernetz des Unternehmens. Dadurch wird der Netzanschlusspunkt nicht überlastet. Auf diese Weise lässt sich eine häufig teure Netzanschlusserweiterung umgehen.

Die Möglichkeit des Einbindens von Stromspeichern

Stromspeicher dienen in erster Linie dazu, den Eigenverbrauch der Solaranlage zu erhöhen, falls der Lastgang des Unternehmens und die Erzeugung der PV-Anlage zeitlich nicht aufeinander fallen und alle anderen Möglichkeiten der Lastflexibilisierung bereits umgesetzt sind. Die Stromspeicher müssen aufgrund der Investitionskosten intensiv genutzt werden, um wirtschaftlich zu sein. Zum Laden des Stromspeichers ist ein Überschuss aus der PV-Erzeugung notwendig. Wird der Speicher im Verhältnis zur installierten PV-Leistung zu groß gewählt, kann der Betrieb aufgrund hoher Investitionskosten und geringerer Lade-Entlade-Zyklen unwirtschaftlich sein. Der Überschuss aus der PV-Erzeugung berechnet sich aus der Differenz zwischen der Leistung der PV-Anlage und dem Verbrauch des Betreibers (Lastgang) über die Zeit.

$$PV\text{-Überschuss} = PV\text{-Leistung}(t) - \text{Lastgang}(t)$$

Abbildung 2 zeigt exemplarisch den Lastgang in Abhängigkeit von der Tageszeit und die Leistung einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 60 kWp sowie einer von 120 kWp. Nur im Fall einer Anlagengröße von 120 kWp wird bei dem angenommenen Lastgang des Betreibers ein Überschuss erzielt, d. h., nur dann würde sich ein Speicher lohnen. Aus diesem könnte der in den

Mittagsstunden erzeugte Strom für die Produktion in den Abendstunden genutzt werden.

Mit dem Inkrafttreten von Solarpaket 1 der Bundesregierung (April 2024) ist unter Ausnutzung dynamischer Stromtarife z. B. an Tagen mit niedrigen Strompreisen das Laden des Speichers aus dem öffentlichen Stromnetz möglich.³ Hohe Strompreisphasen können auf diese Weise zeitweise überbrückt werden.

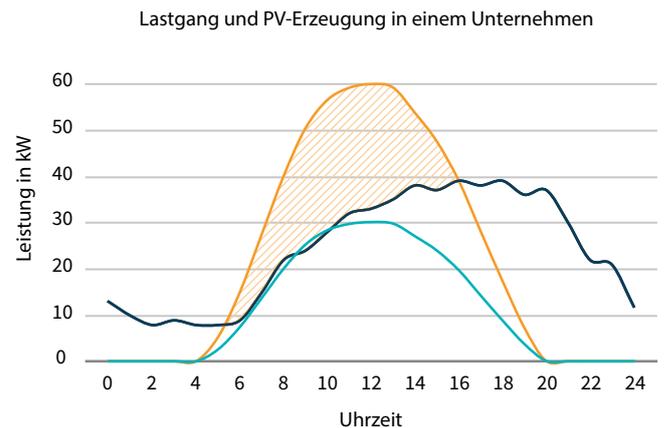


Abbildung 2: Lastgang (dunkelblau) und PV-Erzeugung einer Anlage mit 60 kWp (türkis) und mit 120 kWp (orange). Der PV-Überschuss ist schraffiert.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Meier et al. (1999)⁴ und unter Verwendung von Daten von PVGIS⁵ (durchschnittliches PV-Potenzial für Monat Juni).

3 – Die Regelungen aus dem Solarpaket 1 zu den Speichern bedürfen laut § 100 Absatz 34 konkretisierender Festlegungen der Bundesnetzagentur, bevor sie wirksam werden.

4 – Hermann Meier, Christian Fünfgeld, Thomas Adam, Bernd Schieferd (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf; abgerufen am 21.10.2024.

5 – Das PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System – ist ein kostenloses Online-Tool der EU zur Ermittlung des Potenzials von Photovoltaikanlagen auf der ganzen Welt (außer Nord- und Südpol), https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en.

Lohnt sich das interne Energiemanagementsystem einer Photovoltaikanlage? Eine Vergleichsrechnung

Ein wichtiger Faktor für den wirtschaftlichen Nutzen einer PV-Anlage in einem Unternehmen besteht darin, dessen Lastgang möglichst gut an die Erzeugungsleistung der PV-Anlage anzupassen. Dazu ist es notwendig, Lasten zu flexibilisieren, z. B. mit der oben beschriebenen Einbindung von Wärmepumpen

oder Wallboxen. Zur Veranschaulichung der Frage, ob sich das PV-EMS lohnt, zeigt Abbildung 3 eine Beispielrechnung für ein Unternehmen mit hohem Tageslastgang. Darin ist zu erkennen, dass durch das PV-interne EMS der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms deutlich gesteigert werden kann. Unter den getroffenen Annahmen liegt die jährliche Stromkostensparnis im Vergleich zu einer Anlage ohne EMS um rund 5.800 Euro höher. Das aktive Verwenden des Energiemanagements in einer PV-Anlage kann demzufolge die Amortisationszeit deutlich herabsetzen.

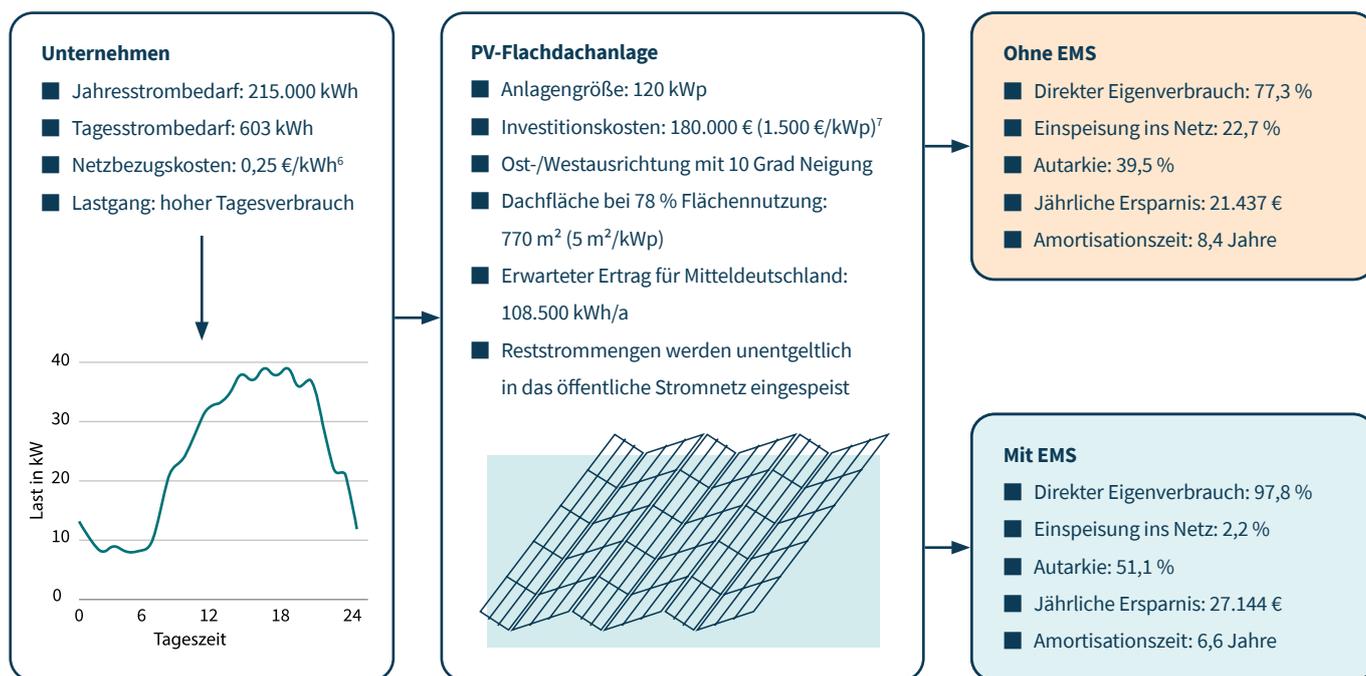


Abbildung 3: Vereinfachte Amortisationsrechnung einer PV-Anlage mit und ohne EMS in einem Unternehmen. Die Berechnung für den erzeugten Solarstrom basiert auf den Globalstrahlungsdaten der PVGIS-SARAH2 Datenbank für Mitteldeutschland, unter Berücksichtigung des Gesamtwirkungsgrads der PV-Anlage. Die Abhängigkeit der Strahlung vom Tages- und Jahresverlauf wird dabei berücksichtigt und im Fall ohne Verwendung des EMS mit einer gleichbleibenden Lastkurve berechnet. Bei Verwendung des EMS werden die Lasten entsprechend der Erzeugung der PV-Anlage optimiert und angepasst. Das Beispiel geht vom Vorhandensein flexibler Energieverbraucher aus, sodass keine zusätzlichen Investitionskosten z. B. für die Einrichtung von Wallboxen anfallen. Kapital- und Betriebskosten sind ebenfalls nicht berücksichtigt.

6 – Statistisches Bundesamt (2024): Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – Juni 2024 (Tabelle 61241-16; Verbrauch 20 bis unter 500 MWh, 2. Halbjahr 2023, ohne USt.).

7 – Christoph Kost, Paul Müller, Jael Sepúlveda Schweiger, Verena Fluri, Jessica Thomsen (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, S. 12. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>; abgerufen am 21.10.2024.

Was passiert mit den Reststrommengen?

Reststrommengen können sich ergeben, weil der erzeugte Strom nicht immer vollständig selbst verbraucht oder gespeichert werden kann. Für die Einspeisung ins Netz kommen in Abhängigkeit von der installierten PV-Erzeugungsleistung verschiedene Veräußerungsformen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Frage (Einspeisevergütung für Anlagen bis 100 kWp, Pflicht zur Direktvermarktung für Anlagen größer als 100 kWp).

Für Betreiber von Anlagen, die unter die Direktvermarktungspflicht fallen und ihren PV-Strom überwiegend selbst verbrauchen, kann für die Reststrommengen die unentgeltliche Abnahme sinnvoll sein. Dies ist eine spezielle Variante der EEG-Veräußerungsform der Einspeisevergütung (Einspeisevergütung von null, aber auch keine Entgeltzahlungen für Bilanzierung und Vermarktung), die mit dem Solarpaket 1 eingeführt wurde.

Die unentgeltliche Abnahme ist für Bestands- und Neuanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 kW möglich. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, können diese Option sogar bis zu einer installierten Leistung von unter 400 kW nutzen.⁸

Bei geringen Reststrommengen aus größeren Anlagen kann es sinnvoll sein, die unentgeltliche Abnahme vorzuziehen, wenn der Aufwand der Direktvermarktung den Erlös aus dieser übersteigen würde. Eine individuelle Prüfung der Veräußerungsform der Reststrommengen ist deshalb empfehlenswert.

Anlagengröße	Einspeisevergütung	unentgeltliche Abnahme möglich
bis 100 kWp	ja	ja
> 100 bis < 200 kWp	nein	für Bestands- und Neuanlagen
> 200 bis < 400 kWp	nein	für Anlagen, die vor dem 01.01.2026 in Betrieb genommen werden

Tabelle 1: Veräußerungsformen für nicht selbst verbrauchte Reststrommengen aus PV-Anlagen in Abhängigkeit von der installierten Leistung. Quelle: eigene Darstellung nach EEG 2023/Solarpaket 1.

Technische Randbedingungen für den Einsatz von Energiemanagementsystemen in Photovoltaikanlagen

Je nach Hersteller kann das EMS im Wechselrichter integriert sein oder als separate Hardwarekomponente mit der dazugehörigen Software und entsprechenden Schnittstellen erworben werden. Das EMS kann auch von einem Drittanbieter zusätzlich zu den eigentlichen PV-Komponenten bezogen werden. In diesem Fall ist die Kompatibilität zwischen den Anlagenkomponenten zu berücksichtigen. Für die Implementierung werden meist die speziell für die Hard- und Software von PV-Anlagen konzipierten offenen Datenprotokolle **Sunspec** oder **EEBUS** verwendet.

Mindestanforderungen für die Datenkommunikation

Die Mindestanforderungen, die PV-Anlagen hinsichtlich der Datenkommunikation zum Energienetzbetreiber erfüllen müssen, sind von der installierten PV-Leistung abhängig:

Ab 7 kWp muss die Kommunikation zwischen PV-Anlage und Netzbetreiber über ein Smart Meter möglich sein. Ein Smart Meter ist zudem die Voraussetzung, um von flexiblen Stromtarifen und zukünftig von flexiblen Netzentgelten profitieren zu können.

Ab 25 kWp ist der Datenaustausch zwischen Erzeugungsanlage und Netzbetreiber mit einem Rundsteuerempfänger erforderlich. Die Datenübertragung zum EMS erfolgt über potenzialfreie Schaltkontakte. Der Rundsteuerempfänger entfällt nach der vollständigen Verbreitung des Smart Meters. Das Stichdatum hierfür ist noch nicht bekannt.

Ab 135 kWp muss die PV-Anlage über einen zertifizierten Erzeugungsanlagenregler verfügen. Die Daten werden über das Leitprotokoll nach IEC 60870 via Ethernet zum Netzbetreiber übermittelt.

8 – https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/faq_Nutzung.html#FAQ899958; abgerufen am 22.10.2024 sowie <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Solarpaket/faq-solarpaket.html>, Nr. 4.4; abgerufen am 22.10.2024.

Hinweise zur Leistungserfassung

Für die Leistungserfassung benötigt das EMS entsprechende Datenschnittstellen. Zum Messen der Leistung sind Stromzähler mit digitalen Ausgängen für das Auslesen der Daten notwendig. In der Regel wird der Datentransfer kabelgebunden realisiert. Über vorkonfigurierte Datenprotokolle erfolgt die Kommunikation zum EMS der PV-Anlage. Zur einfachen Inbetriebnahme veröffentlichen die Hersteller Freigabelisten aller kompatiblen Stromzähler. Die Leistungserfassung bis 100 A (70 kW) erfolgt durch direktes Messen mithilfe von Hutschienenzählern; größere Ströme können nur indirekt über Stromwandler indirekt erfasst werden.

Hinweise zur Integration von Stromspeichern

Aus technischer Sicht wird die Integration des Stromspeichers in AC- und DC-gekoppelte Systeme unterschieden:

DC-gekoppelte Stromspeicher werden direkt mit dem PV-Wechselrichter gekoppelt. Um dies zu ermöglichen, muss der Wechselrichter dafür vorgesehen sein. Im Allgemeinen werden die entsprechenden Geräte als Hybridwechselrichter bezeichnet. Der Vorteil ist ein hoher Systemwirkungsgrad; die Umwandlungsverluste sind im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen geringer.

AC-gekoppelte Stromspeicher können nachträglich in das bestehende Stromnetz integriert werden. Dazu wird ein Batterie-wechselrichter an das Wechselstromnetz des Betreibers angeschlossen. Durch das notwendige Gleich- und Wechselrichten des Stromes zur Be- und Entladung des Speichers ist der Systemwirkungsgrad etwas geringer als bei DC-gekoppelten Systemen.

Fazit und Ausblick

PV-Anlagen erzeugen nicht nur Strom für den Eigenbedarf, sondern ermöglichen mithilfe des internen EMS auch die Erfassung und Steuerung von Energieflüssen. Durch die Auswertung der Daten kann ineffizienter Energieeinsatz aufgedeckt und behoben werden. Ein weiterer Mehrwert des PV-EMS besteht in der Steuerung flexibler Verbraucher wie Wärmepumpen und Wallboxen und/oder der Integration von Stromspeichern, was zur Lastspitzenreduzierung beiträgt. Wie in der obigen Beispielrechnung gezeigt, lassen sich durch die Nutzung des internen EMS einer PV-Anlage die Energiekosten in Unternehmen nachhaltig senken und die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage weiter erhöhen.

Darüber hinaus ist die Optimierung der Gesamtanlage (Erzeugung und Verbrauch) durch die Einbeziehung prognosebasierter Wetterdaten und selbstlernender Algorithmen zum Nutzungsverhalten möglich. Prinzipiell kann die PV-Anlage beziehungsweise deren internes EMS auch in ein bestehendes EMS oder Prozessleitsystem eingebunden werden. Zudem ist es möglich, die PV-Anlage beziehungsweise deren internes EMS in ein bestehendes EMS oder Prozessleitsystem einzubinden.

Bildnachweis: shutterstock/Mai.Chayakorn



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

**Kompetenzzentrum
Energieeffizienz durch
Digitalisierung (KEDI)**
Leipziger Str. 85 a
06108 Halle (Saale)
www.kedi-dena.de

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
www.dena.de

Das Kompetenzzentrum Energieeffizienz durch Digitalisierung (KEDI) ist ein Projekt der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) Berlin mit Sitz in Halle (Saale).

Stand 11/2024

Kontakt
Katharina Staffa
Senioexpertin Industrie
katharina.staffa@dena.de

Martin Meilick
Experte Industrie
martin.meilick@dena.de

Alle Rechte sind vorbehalten.
Die Nutzung steht unter dem
Zustimmungsvorbehalt der
dena.