

# Betrieb von hybriden Netzersatzanlagen mit der Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen und die daraus resultierenden Fragestellungen zum EEG

**Tobias Lechner<sup>1(1)</sup>, Julia Laufer<sup>(1)</sup>, Sebastian Seifried<sup>(1)</sup>, Georg Kerber<sup>(2)</sup>, Benedikt Hufnagel<sup>(3)</sup>, Johanna Timmermann<sup>(4)</sup>, Claudia Bernecker-Castro<sup>(4)</sup>, Steffen Herrmann<sup>(5)</sup>, Michael Finkel<sup>(1)</sup>, Rolf Witzmann<sup>(4)</sup>**

<sup>(1)</sup> Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, +49 821 5586 3596, [tobias.lechner@hs-augsburg.de](mailto:tobias.lechner@hs-augsburg.de), <https://www.hs-augsburg.de/>

<sup>(2)</sup> Hochschule München, Lothstraße 34, 80335 München, +49 89 1265 0, <https://www.hm.edu/>

<sup>(3)</sup> LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg, +49 821 328 2222, <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz>

<sup>(4)</sup> Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München, +49 89 28901, <https://www.tum.de/>

<sup>(5)</sup> AVS Aggregatebau GmbH, Salemstraße 43, 89584 Ehingen Stetten, +49 7393 9507-0, <https://avs-aggregatebau.de/>

## **Kurzfassung:**

Für die Ersatzversorgung betroffener Netzgebiete während Instandhaltungs- um Umbauarbeiten im Niederspannungsverteilstromnetz werden vom Verteilnetzbetreiber Dieselgeneratoren eingesetzt. Im Inselnetzbetrieb von konventionellen Netzersatzaggregaten wird die Frequenz erhöht um dezentrale Erzeugungsanlagen an der Einspeisung zu hindern, da die Gefahr besteht, dass diese das Inselnetz destabilisieren. Im Forschungsprojekt LINDA 2.0 wird ein hybrides Netzersatzaggregat entwickelt, welches die Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen zulässt. Der Betrieb der hybriden Netzersatzanlage birgt Fragen hinsichtlich der Abrechnung der Einspeisevergütung nach dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem Bilanzkreismanagement, welche in dieser Arbeit erörtert werden. Hierfür werden zunächst relevante Grundlagen erläutert und dann anschließend die Auswirkungen des Netzersatzbetriebs ermittelt.

**Keywords:** Inselnetz, hybride Netzersatzanlage, dezentrale Erzeugungsanlage, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Einspeisevergütung

---

<sup>1</sup> Jungautor

## 1 Einleitung

Bei Instandhaltungs- und Umbauarbeiten im Niederspannungsverteilstromnetz werden standardmäßig Netzersatzanlagen (NEA) mit Dieselgeneratoren zur Versorgung des betroffenen Netzgebiets eingesetzt. Technisch betrachtet handelt es sich hierbei um einen gewollten Inselnetzbetrieb. Eine Lastflussumkehr (Erzeugung übersteigt Verbrauch) kann zu einem Zusammenbruch des Inselnetzes führen. Um die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), vorwiegend PV-Anlagen, zu verhindern, wird während der Netzersatzversorgung die Inselnetzfrequenz auf 51,7 Hz erhöht. Aufgrund dessen trennen sich die Erzeugungsanlagen gemäß den technischen Anschlussregeln (z.B. [1]) vom Netz. Im Forschungsprojekt LINDA 2.0 [2] wird ein hybrides NEA entwickelt, welches auch eine Rückspeisung aus dem Netz zur Batterieladung zulässt. Das hybride NEA besteht aus einem Batteriespeicher, einem netzbildenden Wechselrichter und einem Range Extender (Dieselgenerator). Der Betrieb eines solchen Aggregates birgt Fragen hinsichtlich der Abrechnung der Einspeisevergütung nach dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie dem Bilanzkreismanagement, die im Folgenden erörtert werden.

## 2 Methodik

Zunächst werden der Aufbau und die Betriebsweise der hybriden NEA beschrieben. Im nächsten Schritt werden die messtechnische Erfassung der Einspeisung und Abrechnungsmethoden nach dem EEG (2021) [3] für Anlagen kleiner 100 kW (Leistungsdefinition gemäß EEG) zusammengefasst und untersucht. Die Auswirkungen des Redispatch auf die Netzersatzversorgung werden in dieser Arbeit daher nicht berücksichtigt. Der Großteil, der in der Niederspannung installierten Anlagen, liegt unterhalb dieser Nennleistung. Auswirkungen des Netzersatzbetriebs auf die Einspeisevergütung werden ermittelt. Im Folgenden werden die relevanten Grundlagen des Bilanzmanagements erörtert und die Auswirkungen des Netzersatzbetriebs untersucht.

### 2.1 Aufbau und Betrieb der hybriden Netzersatzanlage

Abbildung 1 zeigt schematisch den Inselnetzbetrieb der hybriden Netzersatzanlage im Niederspannungsnetz. Das betroffene Niederspannungsnetz wird vom Mittelspannungsnetz um vom Ortsnetztransformator (MS/NS-Transformator) unterbrechungsfrei getrennt und als Inselnetz weiter betrieben. Der netzbildende Wechselrichter gibt die Frequenz und Spannung im Inselnetz vor. Die Residuallast im Netz wird durch den Batteriespeicher ausgeglichen. Ist die Einspeisung im Niederspannungsnetz größer als die Last im, wird die Batterie geladen. Ist die Last größer als die Einspeisung im Niederspannungsnetz, wird die Batterie entladen. Der Range Extender ist ein konventioneller Dieselgenerator, der den Inselnetzbetrieb auch dann ermöglicht, wenn der Ladezustand des Batteriespeichers dies nicht mehr zulassen würde. Der Range Extender benötigt für den Hochlauf mehrere Sekunden. Da ein dauerhafter Betrieb des Range Extenders nicht vorgesehen ist, kann dieser nicht als Leistungserweiterung für eventuelle kurzzeitige Lastspitzen eingesetzt werden. Die Auslegung des netzbildenden Wechselrichters ist demnach anhand der geforderten Schein-/Wirkleistung zu treffen. Der Range Extender wird stets in seinem optimalen Betriebspunkt im Netzparallelbetrieb betrieben, um einen maximal möglichen Nutzungsgrad des Dieselgenerators zu erreichen.

Zu Beginn der Entwicklung wurde begonnen Messdaten zur Ermittlung des spannungs- und frequenzabhängigen Verhalten von Niederspannungsnetzen zu generieren [4]. Hierzu wurde eine konventionelle NEA mit einer Lastbank erweitert, um die Lastflussumkehr zu kompensieren. Ferner wurden hierbei Erfahrungen für den Netzersatzbetrieb mit der Beteiligung von DEA gesammelt und ein Regelalgorithmus für das hybride NEA abgeleitet. Es konnte bereits gezeigt werden, dass die Inselnetzstabilität durch eine Erhöhung der Inselnetzfrequenz und der daraus resultierenden Begrenzung und Reduzierung der Einspeisung der DEA (gemäß den technischen Anschlussrichtlinien, z.B. [1]) erhöht werden kann. Aus diesem Grund wird eine Frequenz-Droop-Charakteristik entwickelt, welche die Frequenz anhand der Residuallast am Netzverknüpfungspunkt einstellt und mit dem Lastbankaggregat bis zur Fertigstellung der hybriden NEA im Verteilnetz erprobt und optimiert [5].

Die Ein- und Ausschaltwelle für den Range Extender wird mittels eines Energiebilanzrechners für jeden Einsatzort individuell ermittelt. Hierbei wird mit Hilfe von frei verfügbaren Wettervorhersagen und der im Netzgebiet aggregierten PV-Anlagenleistung eine Einspeisevorhersage auf Basis des in [6] vorgestellten PV-Anlagenmodells bestimmt. Die Lastvorhersage für die Einsatzdauer wird mittels der an der zu ersatzversorgenden Station angeschlossenen Kunden mit Standard Lastprofilen (SLP) und deren durchschnittlichen jährlichen Verbräuchen ermittelt. Mit der Einspeise- und Lastvorhersage kann die über die Einsatzdauer zu erwartende Energiebilanz errechnet werden.

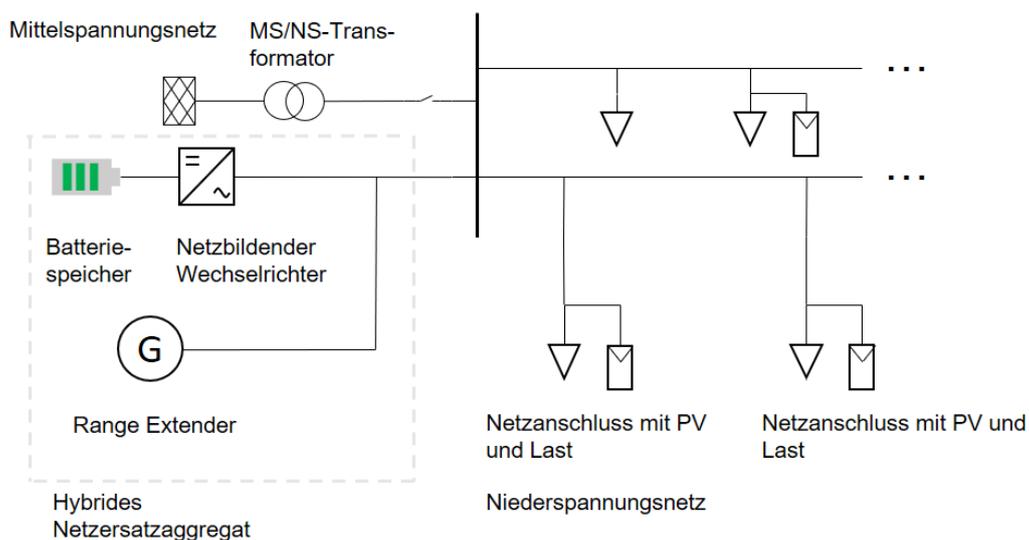


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung des Betriebs der hybriden Netzersatzanlage im deutschen Niederspannungsnetz (im Inselnetzbetrieb)

## 2.2 Messtechnische Erfassung und Abrechnungsmethoden der Einspeisevergütung

Abbildung 2 zeigt die vereinfachte messtechnische Erfassung des Energieverbrauchs von SLP-Kunden (Kunden kleiner 100.000 kWh pro Jahr und kleiner 100 kW) und der Einspeisung in Niederspannungsnetzen in Deutschland. Die messtechnische Erfassung für Netzanschlüsse mit PV-Anlagen kann in drei Fälle eingeteilt werden [1]:

1. Netzanschluss mit PV und Volleinspeisung
2. Netzanschluss mit PV und Überschusseinspeisung (> 10/30 kWp (seit 2021 30 kWp; vorher 10 kWp))
3. Netzanschluss mit PV und Überschusseinspeisung und Erzeugungsmessung

Im ersten Fall, der Volleinspeisung, wird die eingespeiste und verbrauchte Energie über jeweils einen Zähler erfasst.

Im zweiten Fall, der Überschusseinspeisung bei nicht umlagepflichtigen PV-Anlagen bis zu 30 kWp (seit 2021; vorher 10 kWp), wird der Energieverbrauch und die ins Netz eingespeiste Überschusserzeugung von einem Zweirichtungszähler erfasst.

Im dritten Fall, der Überschusseinspeisung bei umlagepflichtigen PV-Anlagen mit Erzeugungsmessung, wird die Einspeisung der PV Anlage mittels einer Erzeugungszählers und der Energiebezug aus dem Netz mit einem übergelagerten Zweirichtungszähler erfasst. Aus der Differenz der beiden Zähler kann der Eigenverbrauch errechnet werden. Auf den Eigenverbrauch ist eine EEG-Umlage von 40 % zu entrichten (EEG 2021). Diese EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch ist mit der EEG-Novelle 2023 seit dem 01.01.2023 entfallen.

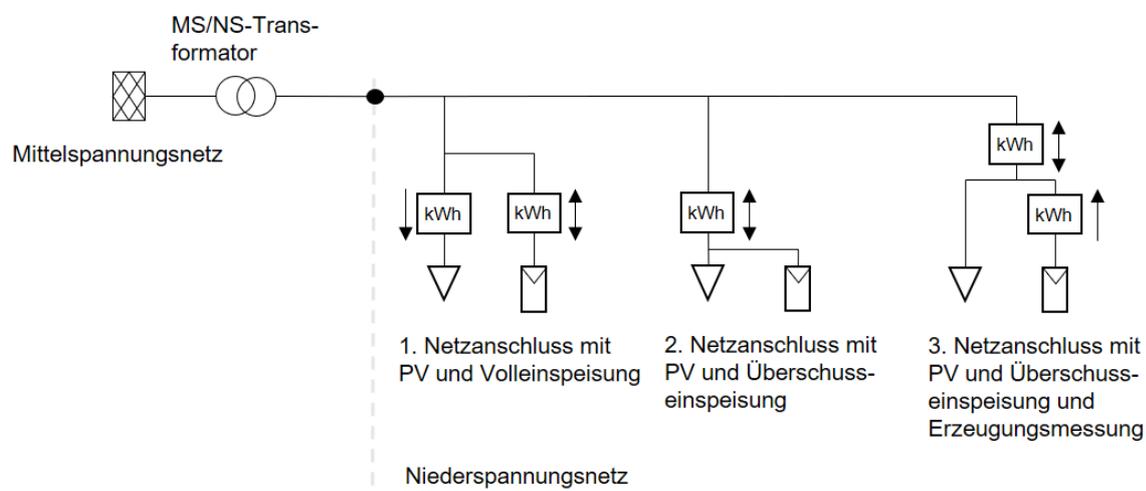


Abbildung 2: Vereinfachte Darstellung der messtechnischen Erfassung des Energieverbrauchs und der Erzeugung im Deutschen Niederspannungsnetz (im Verbundnetzbetrieb)

Für EEG-Anlagen bis zu einer Nennleistung von 100 kWp gibt es zwei Abrechnungsmethoden:

- Direktvermarktung
- Feste Einspeisevergütung

Bei beiden Abrechnungsmethoden wird die eingespeiste Strommenge, je nach messtechnischer Erfassung über einen Zähler, wie in Abbildung 2 dargestellt, erfasst und entsprechend der Abrechnungsmethode vergütet.

Bei der Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung wird die eingespeiste Energie physikalisch vom Anlagenbetreiber an den Verteilnetzbetreiber (VNB) weitergegeben. Anlagenbetreiber mit fester Einspeisevergütung werden vom VNB entlohnt. Der VNB gibt die Einspeisung bilanziell an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weiter, welcher die Einspeisung am Spotmarkt vermarktet. Bei der Direktvermarktung wird die Einspeisung vom Direktvermarktungsunternehmen und die Marktprämie vom VNB vergütet. Der vereinfachte Vergütungsprozess nach dem EEG 2021 ist in Abbildung 3 dargestellt.

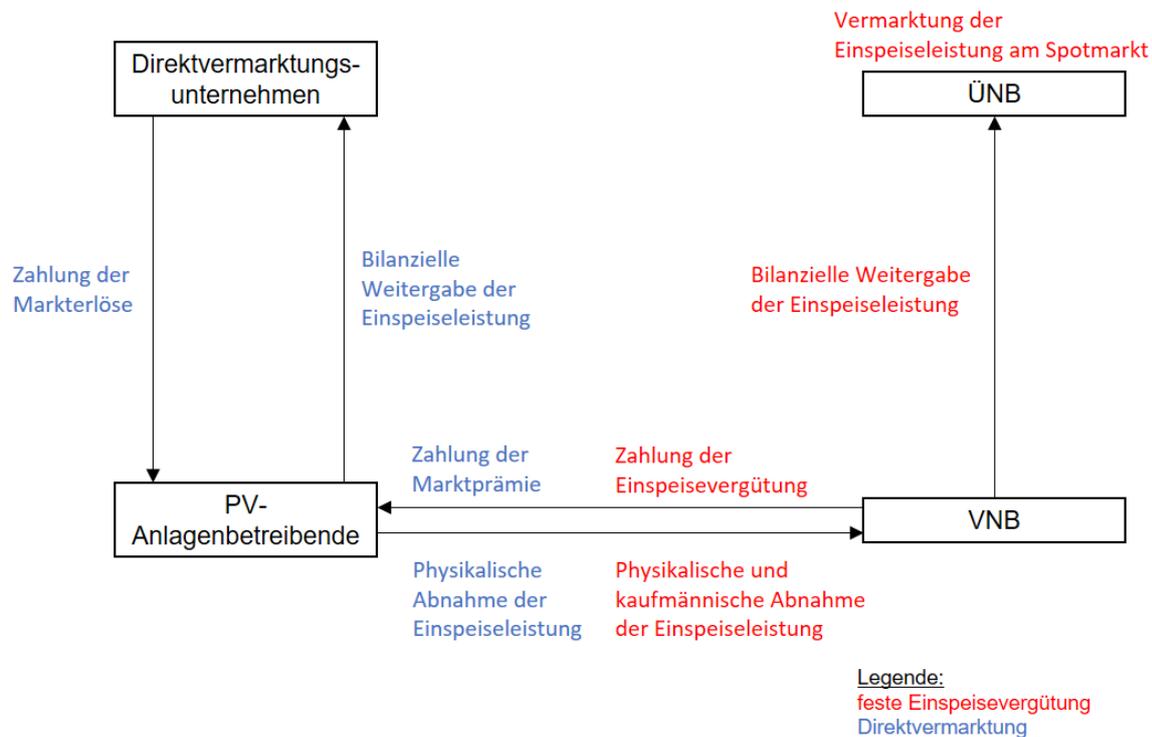


Abbildung 3: Vereinfachter Vergütungsprozess der Einspeisung nach dem EEG 2021

### 2.2.1 Auswirkung des Netzersatzbetriebs auf die Abrechnung der Einspeisevergütung

Während des konventionellen Netzersatzbetriebs wird die Inselnetzfrequenz auf 51.7 Hz erhöht, damit sich alle DEA gemäß den technischen Anschlussregeln (z.B. [1]) vom Netz trennen. Da sich alle DEA vom Netz getrennt haben wird keine Einspeiseleistung mehr erzeugt, welche messtechnisch erfasst und vergütet werden könnte. In allen Fällen können die messtechnischen Erfassungseinrichtungen den Inselnetzbetrieb vom Verbundnetzbetrieb nicht unterscheiden.

Während des Inselnetzbetriebs mit der hybriden NEA wird die Frequenz anhand der Residuallast am Anschlusspunkt der hybriden NEA geregelt. Lässt es die Netzsituation und der Ladezustand der Batterie zu, ist die Inselnetzfrequenz 50 Hz und die DEA speisen wie im Verbundnetzbetrieb ein. Bei erhöhter Inselnetzfrequenz wird die Einspeisung aus DEA gedrosselt. Da die Messeinrichtungen den Inselnetzbetrieb nicht vom Verbundnetzbetrieb unterscheiden können wird die Einspeisung erfasst und je nach Abrechnungsmethode vergütet.

## 2.3 Bilanzkreismanagement

In diesem Abschnitt werden die für diese Arbeit relevanten Grundlagen des Bilanzkreismanagements an Hand von [7] kurz erläutert. Im Anschluss werden die Auswirkungen auf den Bilanzkreis mit der konventionellen Netzersatzversorgung mit der Netzersatzversorgung mit der hybriden NEA ermittelt. Für detailliertere Informationen zum Bilanzkreismanagement wird auf [7] verwiesen.

### 2.3.1 Grundlagen des Bilanzkreismanagements

Nach der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sind die VNB dazu verpflichtet einen Bilanzkreis zu bilden. In diesem Bilanzkreis werden die Ein- und Auspeisungen der Kunden und Anlagenbetreiber bilanziert. Kunden mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh und EEG-Anlagenbetreiber mit einer angemeldeten Leistung von über 100 kWp werden nach dem StromNZV mit einer Registrierenden Leistungsmessung (RLM-Zähler) viertelstündlich erfasst und bilanziert. Die jährlichen Verbräuche von SLP-Kunden werden mit Hilfe von SLP vom VNB prognostiziert. Die durch Prognosefehler im SLP-Verfahren entstandenen Energiedifferenzen werden im Differenzbilanzkreis bilanziert. Die Differenz von Prognose dem tatsächlichen Verbrauch erstattet der VNB jedes Jahr über eine Mehr- und Mindermengen (MuM)-Abrechnung an den Lieferanten. Das finanzielle Risiko der Energieprognose mit dem SLP-Verfahren liegt somit beim VNB. Dieser hat hingegen die Möglichkeit im laufenden Jahr mit den Energiemengen im Differenzbilanzkreis zu wirtschaften und die darin enthaltenen Energiemengen zu reduzieren.

Die für diese Arbeit relevanten energiewirtschaftlichen Abläufe der elektrischen Energiebelieferung eines SLP-Kunden sind in Abbildung 4 vereinfacht dargestellt.

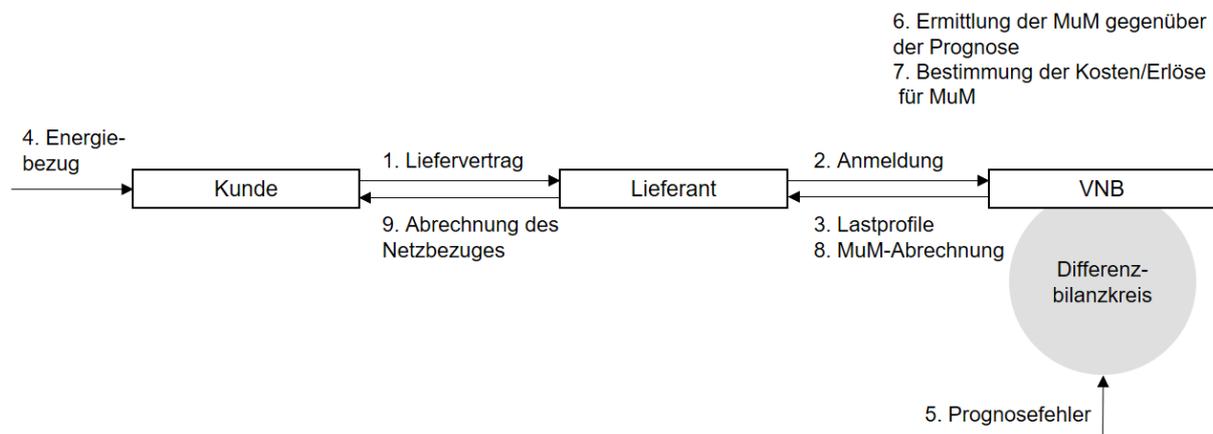


Abbildung 4: Vereinfachte und reduzierte Abläufe der elektrischen Energiebelieferung eines SLP-Kunden (nach [7])

Die Energiebelieferung eines SLP-Kunden lässt sich wie folgt zusammenfassen: Der Kunde schließt einen Liefervertrag (1.) mit dem Lieferanten ab, dieser meldet das Vertragsverhältnis dem zuständigen VNB (2.). Der VNB ist dazu verpflichtet für jeden SLP-Kunden eine Prognose des jährlichen elektrischen Energieverbrauchs zu erstellen und an die jeweiligen Lieferanten zu übermitteln (3.). Anhand dessen kann der Lieferant die notwendige elektrische Energie für den Kunden beschaffen. Die Differenz aus dem tatsächlichen jährlichen Energiebezugs des Kunden (4.) und dem prognostizierten Verbrauch (Prognosefehler (5.)) wird am Ende des

Jahres vom VNB ermittelt (6.). Es werden die Kosten/Erlöse der MuM bestimmt (7.). Die Erlöse/Kosten der MuM-Abrechnung werden dann an den Lieferanten weitergegeben (8.).

### **2.3.2 Auswirkungen des Netzersatzbetriebs auf das Bilanzkreismanagement**

Beim konventionellen Netzersatzbetrieb fehlt jegliche Einspeisung im Bilanzkreis. Auch der Netzbezug fehlt im Bilanzkreis, da dieser für die Dauer der Ersatzversorgung vom NEA bereitgestellt wird.

Zur Verdeutlichung der Leistungen und der umgesetzten Energiemengen beim Netzersatzbetrieb: Das beim VNB am häufigsten eingesetzte konventionelle Netzersatzaggregat hat eine Nennscheinleistung von 275 kVA. Die im Verteilnetz installierte Leistung an MS/NS-Transformatoren beträgt 3.097.205 kVA (Stand 31.12.2021 [8]). Um dieses konventionelle Aggregat durch die hybride NEA ersetzen zu können wurden Messungen beim konventionellen Netzersatzbetrieb in Niederspannungsnetzen mit Transformatoren kleiner gleich 400 kVA durchgeführt. Bei insgesamt 18 Einsätzen betrug die durchschnittliche Dauer der Ersatzversorgung 4,9 Stunden und in dieser Zeit wurden durchschnittlich 276 kWh verbraucht. Bei maximal 365 möglichen Einsätzen pro Jahr entspricht dies einem Verbrauch von ca. 0,1 GWh. Im Jahr 2021 wurde an der MS/NS-Schnittstelle eine Energie von 1.996 GWh entnommen [8]. Es ist anzunehmen, dass durch die verhältnismäßig geringe Leistung der NEA zum Gesamtnetz der Netzersatzbetrieb im Bilanzkreis vom Lastrauschen nicht zu unterscheiden ist. Auch die im Vergleich zur Jahresentnahme marginale Energiemenge der Ersatzversorgung, selbst bei 365 Einsätzen pro Jahr, kann somit vernachlässigt werden.

Auch beim Betrieb der hybriden NEA fehlt die Einspeisung und der Netzbezug für die Dauer der Ersatzversorgung im Bilanzkreis.

### **2.3.3 Auswirkungen auf die MuM-Abrechnungen**

Bei SLP-Kunden ohne PV-Anlagen oder mit Volleinspeisung hat der Netzersatzbetrieb keine Auswirkung auf den jährlichen Energiebezug und somit auf die MuM-Abrechnungen. In den Fällen Überschusseinspeisung und Überschusseinspeisung mit Erzeugungsmessung wird die Eigenversorgung durch PV-Anlage unterbunden. Daraus folgt ein größerer über den Zähler erfasster Energiebezug aus dem Netz und das führt zu einem Prognosefehler im jährlichen Verbrauch.

Beim Betrieb der hybriden NEA wird eine Einspeisung der DEA zugelassen, wenngleich nur reduziert durch eine erhöhte Inselnetzfrequenz. Dadurch wird der jährliche Fehler im Differenzbilanzkreis verringert.

Eine Aussage über resultierende MuM-Abrechnungen und deren Kosten kann aufgrund der geringen Energiemengen und der Möglichkeit des VNB den Differenzbilanzkreis zu bewirtschaften, nicht getroffen werden.

## **2.4 Rechtliche Aspekte**

Bei dem Einsatz einer konventionellen NEA ist es dezentralen Erzeugungsanlagen nicht möglich netzparallel betrieben zu werden. In der Realität handelt es sich hierbei um Maßnahmen die nach § 13 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) der Wartung, der Optimierung, der Verstärkung und dem Ausbau des Verteilnetzes dienen und somit entschädigungslos im

Sinne der Regelungen des EEG und EnWG sind. Gleiches gilt auch für den Einsatz von hybriden NEA. Jedoch ist die Frage der Entschädigung für nicht erzeugte bzw. eingespeiste Mengen seit dem Urteil des Bundesgerichtshofs (BGH) vom 11.02.2020 (XIII ZR 27/19) und des Oberlandesgerichts (OLG) Naumburgs vom 25.09.2020 verändert. Die hybride NEA wird einen eigenen Netzbereich bilden, in dem die Einspeisung von Teilleistungen möglich sein wird. Dadurch können die abgeregelten Mengen entschädigungspflichtig werden.

### 3 Fazit

EEG-Anlagen bleiben, wenn auch reduziert, während der Ersatzversorgung mit der hybriden NEA weiter in Betrieb und die Einspeiseleistung wird vergütet, da die Messeinrichtung nicht zwischen dem Netzersatzbetrieb und dem Verbundnetzbetrieb unterscheiden kann. Die festvergütete sowie direktvermarktete Einspeisung werden, wie im regulären Betrieb, an den Verteilnetzbetreiber übergeben und dann über den Verteilnetzbetreiber oder ein Direktvermarktungsunternehmen vergütet.

Aufgrund der geringen Energiemengen sind die Auswirkungen der Netzersatzversorgung mit der konventionellen und hybriden NEA auf den Bilanzkreis als gering einzustufen. Der Betrieb der hybriden NEA kann den dabei entstehenden jährlichen Prognosefehler und somit MuM-Abrechnungen verringern.

Der Einsatz der konventionellen NEA ist nach § 13 EnWG geregelt. Laut den Urteilen des BGH und OLG könnten die beim Betrieb der hybriden NEA abgeregelten Mengen entschädigungspflichtig werden. Ob die Hürden im Bereich des Einspeisemanagements dem Einsatz einer hybriden NEA im Wege stehen soll ist durch die Politik und Regulierungsbehörden zu bewerten.

Zwar ist die hybride NEA in der Anschaffung teurer, dafür ist aber der Unterhalt durch den eingesparten Kraftstoff günstiger. Zusätzlich kann CO<sub>2</sub> eingespart werden. Bei ausgeschaltetem Range Extender ist der Betrieb der hybriden NEA emissionsfrei (Lärm und Abgase), das erhöht die Akzeptanz für den Netzersatzbetrieb bei der Bevölkerung neben der Möglichkeit zur Vergütung der Einspeiseleistung.

### 4 Ausblick

Der am 01.10.2021 eingeführte Redispatch 2.0 [9] erlaubt auch fernsteuerbare Erzeugungsanlagen kleiner 100 kW abzuregeln. Die Auswirkungen auf den Netzersatzbetrieb sollen untersucht werden.

Nach § 7 Abs. 1 EnWG ist es VNB nicht erlaubt, Energiespeicheranlagen zu besitzen, zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Grund hierfür ist die Entflechtungsregelung (auch: Unbundling) gemäß § 6 EnWG, nach der die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung zu gewährleisten ist. Die rechtlichen Aspekte bezüglich des Besitzes und der Nutzung eines Speichers für Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sind noch zu untersuchen.

## 5 Literatur

- [1] VDE-AR-N 4105:2018-11, VDE - Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Nov. 2018.
- [2] T. Lechner et al., „Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen (LINDA 2.0): Posterbeitrag“ in ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, München, 2021.
- [3] Bundesministerium der Justiz und das Bundesamt für Justiz, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2021): EEG 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2021.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf) (Zugriff am: 13. November 2022).
- [4] S. Seifried et al., „Determination of the Voltage and Frequency Dependent Behaviour of Low Voltage Grids – Test Procedure for a Modified Mobile Generator“ in 11th Solar & Storage Integration Workshop, Berlin, 2021.
- [5] T. Lechner et al., „Island Grid Operation of a Modified Mobile Generator – Test and Optimization in a Living Lab with High PV Penetration“ in 21st Wind & Solar Integration Workshop, Den Haag, 2022.
- [6] G. Kerber, Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. Dissertation, Technische Universität München, 2011.
- [7] A. Gerblinger, Zukunftsfähige Marktmodelle der elektrischen Energiewirtschaft. Dissertation, Technische Universität München, 2015.
- [8] LEW Verteilnetz GmbH, Recht: Veröffentlichungspflichten der LEW Verteilnetz | LVN: Netzdaten der LEW Verteilnetz GmbH. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lew-verteilstnetz.de/lew-verteilstnetz/ueber-lew-verteilstnetz/gesetzliche-veroeffentlichungspflichten> (Zugriff am: 10. Februar 2023).
- [9] BdeW, Redispatch 2.0. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdeW.de/energie/redispatch-20/> (Zugriff am: 10. Februar 2023).



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages