

Technischer Planungsleitfaden gewerblicher Mieterstrom

aus dem Projekt

EMGIMO

Gefördert im Rahmen der Förderinitiative „EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben
für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050“

Stand: 30.09.2020

Autoren:

Nicolai Ferchl, Karin Kugler, Christoph Cormann
(Discovergy GmbH)
Matthias Grottke (Hammer AG)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Haftungsausschluss

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Dieser Leitaden ist nach bestem Wissen erstellt, die Autoren übernehmen jedoch keine Haftung für Folgen aus den Darstellungen rechtlicher oder technischer Beschreibungen. Bei Umsetzung eines eigenen Projekts ist technische und juristische Expertise hinzuzuziehen.

Vorbemerkungen

Dieser Leitaden ist im Forschungsprojekt „EMGIMO“ entstanden. Im Fokus stehen Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien, teils mit Großverbrauchern und im Bestand. Es sind vielfältige Erfahrungswerte aus weiteren Projekten und Veröffentlichungen eingeflossen, die von den Beteiligten zuvor bearbeitet wurden.

Der Leitaden verweist an zahlreichen Stellen für weitere Hintergrundinformationen auf den rechtlichen Leitaden, der im gleichen Projekt erstellt wurde. Der rechtliche Leitaden mit dem Titel „Rechtlicher Leitaden für gewerblichen Mieterstrom“ ist unter www.emgimo.eu abrufbar.

Da sich die Gesetzgebung fortwährend ändert, stellt dieser Leitaden eine Momentaufnahme dar.

Aus Gründen der Lesbarkeit wurde im Text die männliche Form gewählt, nichtsdestoweniger beziehen sich die Angaben auf Angehörige aller Geschlechter.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
Abbildungsverzeichnis.....	5
Begriffsdefinitionen.....	6
Abkürzungsverzeichnis	7
Zentrale Verbesserungsvorschläge zur Förderung von Direktversorgungskonzepten im Bereich Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien	8
Hintergrund und Zielgruppe.....	9
1. Der Umfang eines Direktversorgungsprojekts.....	9
1.1. Anschluss an die Netzebene der Entnahme.....	10
1.2. Rahmenbedingungen einer Kundenanlage	10
Kurz-Check Kundenanlage.....	11
2. Spezifikation der PV-Anlage und des Betreibers	11
2.1. Anlagenbetreiber.....	12
2.2. Bestimmung der Größenklassen von PV-Anlagen.....	12
2.3. Einbindung von Bestandsanlagen	12
2.4. Direktversorgung oder Eigenversorgung	12
2.5. Direktvermarktungspflicht.....	14
2.6. Förderungen und Vergütungen	14
2.7. Mehrere Erzeugungsanlagen	15
2.8. Einbindung eines Stromspeichers	15
Kurz-Check PV-Anlage	15
Prozessbeschreibung.....	15
3. Ladekonzept für Elektromobilität	16
3.1. Einbindung von Ladepunkten in eine Kundenanlage	16
3.2. Nutzung von Direktversorgung beim Laden	17
3.3. Nutzung von Eigenversorgung beim Laden	17
Kurz-Check E-Mobilität	17
4. Erstellung und Abstimmung eines Messkonzepts.....	20
4.1. Umgang iMsys in der Kundenanlage	21
4.2. Messkonzept für geteilte Anlagen	21
4.3. Messkonzept doppelte Sammelschiene	21
4.4. Messkonzept Summenzählermodell	21
4.5. Datenanbindung	24

4.6.	Bestandsgebäude und Technische Anschlussbedingungen.....	24
4.7.	Messstellenbetrieb innerhalb der Kundenanlage	25
4.8.	Kundenwechsel innerhalb einer Kundenanlage	25
5.	Anmeldungen für die Direktbelieferung.....	26
5.1.	Mieterstrombonus (optional).....	26
5.2.	Lieferantenrolle BNetzA	26
5.3.	Lieferantenrolle für EEG-Umlage beim ÜNB.....	27
6.	Lastmanagement in einer Kundenanlage.....	27
7.	Weitere Privilegien, Förderungen und Vergütungen	27
7.1.	Gewerbesteuerkürzung.....	27
7.2.	Einspeisevergütung bei Direktversorgung	28
7.3.	Konzessionsabgabe.....	28
8.	Gestaltung und Umsetzung der Direktbelieferung	28
8.1.	Abrechnungsmodelle	28
8.2.	Tarifmodelle und Preisbildung	29
8.3.	Stromliefervertrag.....	30
8.4.	Rechnungsstellung und Stromkennzeichnung.....	30
	Praxistipps	30
	Kurz-Check und Prozessbeschreibung Direktbelieferung	31
9.	Erfahrungsberichte aus dem Projekt EMGIMO	31
9.1.	Integration einer Photovoltaikanlage im Bestand	31
9.2.	Messkonzepte für Direktversorgung (im Gewerbe)	34
	Anhang: Messkonzepte	39
	Literaturverzeichnis und ergänzende Literatur	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erfassung der Bedarfe als Basis für die Erstellung eines E-Mobilitätskonzepts	18
Abbildung 2: Übersicht über Kostenpositionen - Initiale Kosten und Planungsaufwände bei der Umsetzung eines E-Mobilitätskonzepts	19
Abbildung 3: Übersicht über Kostenpositionen - Laufende Betriebskosten der E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur	20
Abbildung 4: Ertrag der EMGIMO 100kWp PV-Anlage als Funktion des im Gebäude direkt vermarkteten Stromanteils.	32
Abbildung 5: Ertrag einer 100kWp PV-Anlage als Funktion des im Gebäude direkt vermarkteten Stromanteils.	32
Abbildung 6: Standardmesskonzept für Mehr-Mieter-Gebäude	34
Abbildung 7: Räumliche Verteilung und Anbindung der Komponenten im E-Anschlussraum des Pilotgebäudes vor Projektbeginn.....	34
Abbildung 8: Messkonzept auf Basis zweier Sammelschienen für Mieterstrommodell.....	35
Abbildung 9: Integration der Kundenanlage mit Anbindung der Photovoltaik.	36
Abbildung 10: Integration eines Zählerschranks für die Kundenanlage und der damit einhergehender Ersatz der Zählerschränke im Bestand.....	36
Abbildung 11: Innovatives Messkonzept für Mieterstrommodell mit virtuellem Summenzähler	37
Abbildung 12: Summenzähler Standard mit Wärmepumpe.....	39
Abbildung 13: Doppelte Sammelschiene	40
Abbildung 14: Summenzähler mit zweiter Erzeugungsanlage.....	40
Abbildung 15: Summenzähler Standard	41
Abbildung 16: Summenzähler mit Eigenverbrauch.....	41
Abbildung 17: Summenzähler mit Wärmepumpe und Eingangskaskade	42
Abbildung 18: Summenzähler mit physikalisch sichergestelltem Vorrang	43

Begriffsdefinitionen

- **Direktstrom (Direktversorgung):** Der lokal erzeugte und an einen Dritten (Mieterstromteilnehmer) vermarktete bzw. verbrauchte Strom.
- **Eigennutzung (Eigenverbrauch):** Der lokal erzeugte und selbst verbrauchte Strom (Personenidentität).
- **Erzeugungszähler:** Messung des dezentralen Erzeugers (i.d.R. Photovoltaik oder Kraft-Wärme-Kopplung).
- **Intelligentes Messsystem (iMsys):** System, welches eine automatisierte Berechnung für den Summenzähler anhand von fernausgelesenen Messwerten und einer standardisierten Abrechnungsvorschrift in jedem Abrechnungsintervall ermöglicht.
Definition laut MsbG § 2 Nr. 7: „Eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt [...].“
- **Kundenanlage:** Sie ist die entscheidende Bezugsgröße, auf der dieses Dokument basiert. Weitere Informationen siehe Kapitel 1.2.
- **Kundenanlagenbetreiber (KAB):** betreibt die Kundenanlage und ist für die Initiierung der Wechsel zwischen Unterzähler (Marktteilnehmer) und Mieterstromzähler zuständig („Statusänderungen Kundenanlagen-Angehöriger“). Meist betreibt der KAB auch die Erzeugungsanlage; im Rahmen des sogenannten Lieferkettenmodells ist jedoch auch der Betrieb durch einen Dritten möglich.
- **Marktllokation (MaLo):** Die MaLo bezeichnet die Lieferstelle bzw. Stromentnahmestelle und wird für die Marktprozesse rund um die Belieferung verwendet. Bei Mieterstrommodellen ist die MaLo i.d.R. das gesamte Gebäude, wobei die zugehörige MeLo der Summenzähler ist.
- **Marktteilnehmer:** Wird nicht aus dem Mieterstrommodell versorgt. Hat eine direkte Lieferantenbeziehung und die freie Lieferantenwahl. Wird teils auch als Drittversorger bezeichnet.
- **Messlokation (MeLo):** Die MeLo ist der neue Begriff für die „Zählpunktbezeichnung“ und bezieht sich auf die Messstelle bzw. den Zählpunkt oder Zähler.
- **Mieterstromteilnehmer:** Wird aus vor Ort erzeugtem Strom sowie zugekauften Netzstrom direkt vom KAB beliefert.
- **Mieterstromzähler:** Messung des Mieterstromteilnehmers, hat u. U. einen eingeschränkten Marktzugang und wird vom Kundenanlagenbetreiber bereitgestellt.
- **Netzstrom:** Strom der vom KAB bei einem Energieversorger zugekauft und an den Mieterstromteilnehmer zur Vollversorgung über das öffentliche Stromnetz geliefert wird.
- **RLM-Zähler:** Ein Zähler mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM), mit dem im 15 Minuten Intervall Messdaten erfasst und gesendet werden.
- **SLP-Zähler:** Saldierende Zähler mit Zählerständen, die nach Standardlastprofil (SLP) abgerechnet und einmal jährlich abgelesen werden. Auch kürzere Intervalle sind möglich, z. B. monatlich.
- **Summenzähler:** Messung an der Übergabe zwischen dem Netz der allgemeinen Versorgung und der Kundenanlage
- **Unterzähler:** Messung des Marktteilnehmers (Anmerkung: der Begriff „Unterzähler“ für die Messungen der Marktteilnehmer ist aus dem KWKG übernommen). Die dort erfassten Strommengen werden vom Summenzähler subtrahiert.
- **Verteilnetzbetreiber (VNB):** Betreiber des Netzes der allgemeinen Versorgung, an welches die Kundenanlage angeschlossen ist.

Abkürzungsverzeichnis

• API	Application programming interface
• BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
• BNetzA	Bundesnetzagentur
• BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
• DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
• EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
• EMGIMO	Neue Energieversorgungskonzepte für Mehr-Mieter-Gewerbe-Immobilien (Forschungsprojekt)
• EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
• FRE	Funkrundsteuerempfänger
• GewStG	Gewerbesteuerengesetz
• GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
• GSM	Global System for Mobile Communications
• iMsys	intelligentes Messsystem
• JSON	JavaScript Object Notation
• KAB	Kundenanlagenbetreiber
• KAV	Konzessionsabgabenverordnung
• KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
• MaLo	Marktlotation
• MeLo	Messlotation
• MSB	Messstellenbetreiber
• MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
• NS	Niederspannungsebene
• NSHV	Niederspannungshauptversorgung
• PV	Photovoltaik
• RLM	Registrierende Leistungsmessung
• SLP	Standardlastprofil
• SWM	Stadtwerke München
• TAB	Technische Anschlussbedingungen
• Taf	Tarifanwendungsfall
• ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
• VBEW	Verbands der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
• VDI	Verein Deutscher Ingenieure
• VNB	Verteilnetzbetreiber

Zentrale Verbesserungsvorschläge zur Förderung von Direktversorgungskonzepten im Bereich Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien

Aus den Erfahrungen Rahmen des Projektes EMGIMO leiten wir die folgenden grundsätzlichen Hindernisse, bzw. Probleme zur Umsetzung von Direktversorgungsprojekten ab:

1. Die Relevanz von Direktversorgungsmodellen in Verbindung mit Elektromobilität und Laststeuerung im künftigen Energiesystem wird derzeit stark unterschätzt und zu klein gedacht. Diese Modelle können bei einer Öffnung im Sinne der Sektorkopplung wertvolle Beiträge für die erneuerbaren Energien, die Netze und die Akzeptanz der Energiewende leisten. Es braucht größere Anreize, um die Akteursdilemmata aufzulösen.
2. Die Komplexität ist zu hoch. Das schafft Exklusivität und hohe Kosten durch Bürokratie (hier gibt es bei allen Beteiligten ÜNB, VNB, Betreibern, Mietern riesige Einsparpotenziale). Beispiele sind Probleme mit Abgrenzung Eigen- und Direktversorgungsmengen, nicht vorgesehene Marktprozesse sowie viele komplizierte Sonderfälle aufgrund messtechnischer Abgrenzung von Strommengen.

Aus diesen Hindernissen leiten wir folgende Handlungsoptionen ab:

1. Befreiung des vor Ort gelieferten Stroms von der EEG-Umlagepflicht bzw. Gleichstellung mit Eigenverbrauch. Mieterstrom stärkt den sozialen Zusammenhalt und ist volkswirtschaftlich günstig. Von einer „Entsolidarisierung“ bei einer Befreiung lokal gelieferten Stroms von der EEG-Umlage kann daher nicht die Rede sein: Es wird bei der Direktversorgung volkswirtschaftlich viel Netz gespart, wenn Erzeugung direkt bei Verbrauchern stattfindet und die Nutzung von Flexibilitäten angereizt wird. Die Einspeisevergütung wird durch die Nicht-Inanspruchnahme für den direkt gelieferten Strom grundsätzlich weniger stark in Anspruch genommen. Bislang kann lediglich die Industrie den Eigenverbrauch effektiv nutzen, während gewerbliche Mieter noch nicht profitieren können. Mieterstrom ist also ein Teil einer sozialen Energiewende durch Unterstützung der Menschen vor Ort und stärkt den Mittelstand.
2. Mieterstromprojekte sind eine indirekte Förderung innovativer Sektorkopplung, Entlastung der Netze und Stärkung der E-Mobilität durch: Einbezug von Speichern, KWK, Ladepunkten und Lastmanagement. Eine noch breitere Wirkung kann durch die Aufhebung der Beschränkung vom Mieterstrom auf den Wohnsektor erreicht werden.
3. Eine einheitliche Regelung zur Auslegung des Letztverbrauchers bei der E-Mobilität wäre sehr sinnvoll. Hierbei sollte die Regelung aus dem EnWG, dass der Betreiber eines Ladepunkts auch der Letztverbraucher ist gelten. Dies würde Betreiberkonstellationen stark vereinfachen und wäre folglich auch im Sinne von Lösungen zur Sektorkopplung der richtige Ansatz.
4. Für den Wechsel in eine Direktbelieferung bzw. aus einer Direktbelieferung ist die Aktivierung / Deaktivierung von Zählpunkten mittels eines normierten WiM Prozesses durch den MSB wünschenswert. Das würde die Aufwände bei allen Marktteilnehmern stark reduzieren.

Hintergrund und Zielgruppe

Dieser Leitfaden ist ein Ergebnisdokument aus dem Forschungsprojekt EMGIMO. Er richtet sich an Betreiber und Besitzer von Gewerbeimmobilien mit mehreren Parteien, die mit vor Ort erzeugtem Strom direktversorgt werden sollen, sowie entsprechende Projektplaner. Ziel des technischen Leitfadens ist es, für die Projektplanung und Durchführung eines Direktstromprojektes in diesem Bereich Übersicht und praxisnah Orientierung zu schaffen. Dabei bildet der Leitfaden strukturell den Entwicklungsprozess wieder.

Dieser technische Leitfaden wird ergänzt durch einen rechtlichen Leitfaden, der auf der Projektwebsite¹ abrufbar ist.

Im Rahmen von EMGIMO („Neue Energieversorgungskonzepte für Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien: Integration und Management flexibler Lasten, einschließlich Elektromobilität, gepaart mit mieterfreundlichen innovativen Energievermarktungskonzepten“) wurde über die sogenannte Sektorenkopplung die Elektromobilität und CO₂ neutraler Strom in Gewerbegebäude netzverträglich integriert. Dabei standen folgende Punkte im Vordergrund:

- Ein wirtschaftlich tragfähiges und übertragbares Konzept zur Versorgung von Gewerbeimmobilien mit mehreren gewerblichen Mietern,
- eine gesteigerte und optimierte Eigenstromversorgung,
- die Schaffung eines flexiblen Lastmanagements unter Einbeziehung der E-Mobilität bei Entlastung vorgelagerter Netze, und
- die Umsetzung eines Partizipationsmodells.

Das Projekt, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, wurde im Rahmen eines Pilotvorhabens in München in Kooperation mit den Mietern praktisch demonstriert. Die Projektpartner im Konsortium waren:

- Hammer Real GmbH (Konsortialführer)
- Becker, Büttner, Held Part GmbH
- DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme e.V.
- Discovery GmbH
- eeMobility GmbH
- embeteco GmbH & Co. KG

Die Projektlaufzeit erstreckte sich vom 01.11.2017 bis 30.09.2020.

Weitere Informationen zum Projekt EMGIMO sind der Projektwebsite¹ zu entnehmen.

1. Der Umfang eines Direktversorgungsprojekts

Bevor ein Direktversorgungsprojekt in einer Gewerbeimmobilie gestartet werden kann, ist es wichtig festzulegen, auf welchen Umfang es ausgedehnt werden soll und kann. Dabei gilt es die zwei folgenden Themen zu klären:

¹ <https://www.emgimo.eu/>

1.1. Anschluss an die Netzebene der Entnahme

Neubauten müssen seitens des Netzbetreibers an jene Netzebene angeschlossen werden, die vom Anschlussnehmer gewünscht bzw. die aus technischen Gründen erforderlich ist. Gibt es seitens des Verteilernetzbetreibers einen nahegelegenen Transformator, so empfiehlt sich in der Regel der Anschluss auf Ebene der „Umspannung“ (das hat i. d. R. einen RLM als Summenzähler zur Folge). Im Unterschied zum Anschluss an die Niederspannungsebene (NS) wird beim Anschluss an die „Umspannung Mittel- auf Niederspannungsebene“ eine für einen Kunden dedizierte Stromleitung vom Transformator bis zur Kundenanlage verlegt. Dies geht mit einmaligen Mehrkosten einher. Bei Lastganggemessenem Zähler ergibt sich dann je nach Netzebene der Entnahme entsprechend den Preisblättern des Netzbetreibers sowohl ein günstigerer Leistungspreis als auch ein günstigerer Arbeitspreis². Diese Netzentgelte werden (insofern kein eigener Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber besteht) über den Sondertarif (>100.000 kWh) des Energieversorgers abgerechnet.

Ein Anschluss an die Mittelspannung kann mit einem kundeneigenen Transformator genutzt werden. Hierbei entstehen jedoch zunächst merklich höhere Investitionskosten durch den Transformator, eigene Leitungswege, Mittelspannungs- und Stromwandler je Phase sowie entsprechende Schaltschränke und weitere Installationen. Im Vergleich zur vorangegangenen Rechnung sind einerseits die Leistungs- und Arbeitspreise niedriger, andererseits müssen auch etwaige Betriebskosten eines Transformators sowie dessen Installation gegengerechnet werden. Dieser Anschluss lohnt sich insbesondere dann, wenn das Gebäude vom Eigentümer selbst genutzt wird oder die Kosten über die Investition des Gebäudes als Teil der Miete abgebildet werden können.

Ist aufgrund der Anschlussleistung ein Transformator notwendig, so kann ein Anschluss in der Regel nicht als reine Kundenanlage für mehrere Parteien realisiert werden, da sonst der Anschlussnehmer den Preis für den Transformator samt Anschluss und Betrieb selbst tragen muss, aber den Mehrpreis aufgrund der Anforderung zur Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs innerhalb einer Kundenanlage nicht umlegen kann.

1.2. Rahmenbedingungen einer Kundenanlage

Die Kundenanlage ist in § 3 Nr.24a und b EnWG definiert. Bei den dort genannten Kriterien (insbesondere „räumlich zusammengehöriges Gebiet“ und „unbedeutend für den unverfälschten Wettbewerb“) handelt es sich um unbestimmte Rechtsbegriffe, weswegen es notwendig ist, diese Begriffe zu schärfen. Dies ist dem rechtlichen Leitfaden im Abschnitt A.II zu entnehmen.

Im Folgenden ist ein Kurz-Check zur Prüfung der Rahmenbedingungen einer Kundenanlage nach Definition (§ 3 Nr.24a und b EnWG) aufgeführt.

Praxiserfahrung: Umbau Elektroanlage

Innerhalb einer Gewerbeimmobilie ist es sinnvoll große und steuerbare Lasten (z. B. Klimaanlage) über ein Lastmanagement in die Kundenanlage mit Direktversorgung zu integrieren. Das birgt die Chance einer Spitzenlastreduktion. Je nach Aufbau einer bestehenden Elektroanlage kann es sinnvoll sein, bestimmte Mietparteien oder Kleinverbraucher außen vor zu lassen, um hohe Umbaukosten zu vermeiden. Ein neu zu installierender Abgrenzungszähler inklusive neuem Zählerschrank kann beispielsweise zu Kosten von etwa 4.000 € führen.

Praxiserfahrung: Klimaanlage

Klimaanlagen passen aufgrund ihres Verbrauchsprofils sehr gut zu solarer Stromerzeugung, da sie in der Regel genau dann aktiv sind, wenn es heiß ist und die Sonne scheint. Sie sind

² SWM Infrastruktur, Anlage a zu Netznutzungsvertrag Strom, Preisblätter, Preisblatt 1 (2019).

grundsätzlich für (a) die Direktversorgung oder (b) auch für die Eigenversorgung geeignet. Die Eigenversorgung ist nur möglich, wenn die Klimageräte vom Anlagenbetreiber der PV-Anlage betrieben werden. Der Betrieb der Klimaanlage durch den Eigentümer und damit die Nutzung der Eigenversorgung erfordert jedoch u. U. zusätzliche vertragliche Vereinbarungen, wie zum Beispiel einen Kältelieferungsvertrag zwischen Klimaanlagebetreiber und Mietern. Um den Verbrauch der Klimaanlage zur Abrechnung der Kälte zu erfassen, kann es u. U. erforderlich werden Kältezähler zu installieren (siehe auch Rechtlicher Leitfaden für gewerblichen Mieterstrom).

Die Einbindung von Klimaanlage in ein Lastmanagement der Kundenanlage ermöglicht es, bei drohender Netzüberlastung innerhalb der Kundenanlage die Klimaanlage für begrenzte Zeit leistungsreduziert zu betreiben oder im Notfall ganz abzuschalten.

Exkurs: Geschlossenes Verteilernetz

Eine Kundenanlage grenzt sich zu einem geschlossenen Verteilernetz wie folgt ab. In einer Kundenanlage besteht keine Betreiberpflichten gegenüber öffentlichen Registrierungs- oder Meldestellen. In geschlossenen Verteilernetzen hat man im Unterschied hierzu verminderte Netzbetreiberpflichten (Registrierung und Meldungen). Zu diesem Zwecke dürfen Netzentgelte verlangt werden. Eine Einordnung und Abgrenzung sind dem „Leitfaden geschlossene Verteilernetze“ von der BNetzA zu entnehmen³.

Kurz-Check Kundenanlage

Die folgenden Kriterien müssen für Direktversorgungsprojekte zwingend erfüllt sein:

- Die Anlage befindet sich auf einem räumlich zusammenhängenden Gebiet.
- Die Anlage ist mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden.
- Die Anlage ist für die Sicherstellung eines wirksamen und verfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend.
- Die Anlage ist für jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt.

Die folgenden Angaben (technische Voraussetzungen) sind vor Ort zu klären:

- Handelt es sich um einen Neubau oder einen Bestand? _____
- Wie viele Netzverknüpfungspunkte bzw. unterschiedliche Hausanschlüsse gibt es?
 - Das Gesamtprojekt soll in ____ (Anzahl eintragen) Kundenanlagen umgesetzt werden.
- Aktuelle Zähler-/Anschluss-Konstellation prüfen
 - Welche Zählerart ist verbaut? _____
 - Gibt es noch Platz im Zähler-Raum bzw. Zählerschrank? _____
 - Entsprechen die Zählerplätze den TAB des VNB und ist eine Modernisierung erforderlich? (ja/nein)
 - Muss die bestehende Elektroanlage aus Altersgründen erneuert werden oder ist ein Umbau notwendig? (ja/nein)
- Wie viele Kunden (Zähler) sind bzw. werden angeschlossen? _____ (Anzahl eintragen)

2. Spezifikation der PV-Anlage und des Betreibers

Die wirtschaftlich optimale Spezifikation der PV-Anlage und des Anlagenbetreibers sind ein zentraler Bestandteil bei der Umsetzung eines Direktversorgungsprojektes. Im Folgenden

³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzessionenVerteilernetze/geschlVerteilernetze/verteilernetze-node.html abgerufen am 17.11.2020.

werden wichtige Einflussfaktoren beschrieben. Der Kurz-Check sowie die Prozessbeschreibung am Ende des Kapitels geben eine Orientierung zur Planung und Installation der PV-Anlage.

2.1. Anlagenbetreiber

Wenn ein Immobilieneigentümer selbst die PV-Anlage betreibt, kann dies zu steuerrechtlichen Nachteilen führen, weshalb der Betrieb von PV-Anlagen oft in eine Tochtergesellschaft oder an einen Dienstleister ausgelagert wird (vergleiche Kapitel 7, Gewerbesteuerkürzung und rechtlicher Leitfaden).

Da der Betrieb einer PV-Anlage nicht das Kerngeschäft vieler Immobilieneigentümer darstellt und eigene Prozesse erfordert, werden häufig Gestattungsverträge mit Fremdbetreibern abgeschlossen. Im Rahmen eines solchen Gestattungsvertrags wird vom Eigentümer die Dachfläche zum Bau und Betrieb einer PV-Anlage zur Verfügung gestellt. Für den wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlage ist eine Dauer von 20 Jahren die Regel. Im Gegenzug wird vom PV-Betreiber meist eine Dachpacht und günstiger Direktstrombezug garantiert. Aufgrund der in den letzten Jahren stark gesunkenen Einspeisevergütung sind nur geringe oder keine Dachpachten bezahlbar.

2.2. Bestimmung der Größenklassen von PV-Anlagen

Die Anlagengröße sollte nicht allein durch die maximale Nutzfläche und damit Erzeugungsleistung festgelegt werden. Es gibt auch technische und gesetzliche Rahmenbedingungen, die zu beachten sind:

- Ab 7 kW_p sind intelligente Messeinrichtung verpflichtend ab Rollout (MsbG § 29) unter Berücksichtigung der Preisobergrenzen, Maximalleistungskappung bei 70 % oder Steuerung durch den Netzbetreiber (EEG 2017, § 9 Abs. 2 Nr. 2).
- Ab 30 kW_p ist die Steuerung durch den Netzbetreiber (Rundsteuerempfänger) (EEG 2017, § 9 Abs. 2 Nr. 1) zum zentralen Netz- und Anlagenschutz erforderlich.
- Ab rund 30 kW_p (genau ab 44 Ampere laut VDE-AR-N 4100:2019-04 Stichwort Dauerstromanwendung bzw. 30,36 kVA) ist i.d.R. ein Messwandlerzähler erforderlich.
- Ab 100 kW_p besteht die Verpflichtung zur Direktvermarktung (vgl. Kapitel 2.2) sowie der Einbau von RLM Zählern.
- Ab 750 kW_p besteht für die PV-Anlage die Pflicht zur Ausschreibung. Es besteht kein Anspruch auf die Marktprämie (vgl. EEG 2017 § 22 Abs. 3).

2.3. Einbindung von Bestandsanlagen

Bestandsanlagen können von einer Volleinspeisung auf eine Überschusseinspeisung mit Direktversorgung umgerüstet werden. Hierbei sind im Wesentlichen die möglichen Mehrerträge durch die Stromlieferung bzw. Einsparungen durch Eigennutzung mit Umbaukosten der Elektroanlage und Verwaltungskosten durch die Stromlieferung zu vergleichen (Anpassung des Messkonzepts).

2.4. Direktversorgung oder Eigenversorgung

Bei Direktversorgung (Direktlieferung) ist die EEG-Umlage i.d.R. immer zu entrichten (vgl. EEG 2017 § 60). Die Eigenversorgung hingegen wird derzeit gegenüber der Direktversorgung durch eine auf 40 % reduzierte EEG-Umlage privilegiert behandelt (EEG 2017, § 61b). Voraussetzung für Eigenversorgung ist die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher (rechtlicher Leitfaden Abschnitt C.I. 1) c).

Eigenversorgung mittels Pachtung und Anlagenteilung

Durch sogenannte „Scheibenpachtmodelle“ oder „GbR-Modelle“ wurde in der Vergangenheit auf juristischem Weg versucht bei einer Anlage die Personenidentität für mehrere Anlagenbetreiber und Stromnutzer herzustellen. Dies ist nach gängiger Rechtsauffassung nicht möglich. Das heißt, je Anlage kann maximal eine Partei die Eigenversorgung nutzen.

Wenn mehrere Parteien eine Eigenversorgung realisieren wollen, muss die Photovoltaikanlage technisch getrennt als mehrere Anlagen geplant und aufgebaut werden. Bei einer größeren Anlage und wenigen Nutzern kann dies sinnvoll sein. Dabei wird jedem Nutzer eine eigene (Teil-)Anlage zur Verfügung gestellt, womit der Eigenverbrauch möglich wird.

Das wird i. d. R. durch die Verpachtung der einzelnen Anlagen durch den Eigentümer an die verschiedenen Nutzer abgebildet. Diese müssen für die Eigenversorgung jeweils die Betreibereigenschaft der Photovoltaikanlage innehaben, also das wirtschaftliche Risiko tragen und über die Herrschaft sowie die Bestimmung der Arbeitsweise der Stromerzeugungsanlage verfügen (vgl. Leitfaden Eigenversorgung BNetzA⁴, S. 22). Das wirtschaftliche Risiko wird hierbei als das wichtigste Kriterium gesehen. Es ist zudem darauf zu achten, dass es sich bei der Vermietung der Photovoltaikanlagen nicht um eine Finanzdienstleistung (Finanzierungsleasing) im Rahmen des Kreditwesengesetzes handelt, wofür es einer Regelung im Pachtvertrag bedarf, nach welcher der Eigentümer das Risiko einer zufälligen Beschädigung und des Totalverlustes trägt. Zudem wird oftmals ein Dienstleistungsvertrag zwischen Pächter und Anlageneigentümer abgeschlossen, um die laufende Wartung und Kontrolle der Anlage an die fachkundige Instanz abzugeben. Diese verschiedenen vertraglichen Regelungen sind vielfach umgesetzt und möglich, sollten jedoch immer unter Zuhilfenahme eines Fachanwalts erstellt werden.

Bei einer Teilung in mehrere Anlagen sind zudem folgende Hinweise zu beachten:

- Ein NA-Schutz ist nur für Anlagen ab 30 kW erforderlich. Bei geteilten Anlagen ist jedoch ein zentraler NA-Schutz am Standort des Summenzählers notwendig, sobald die Summe der Anlagenleistung 30 kW übersteigt. Bei Anlagen unter 30 kW sind keine Wandler für die Erzeugungszähler notwendig (siehe Kapitel 2, kann je nach VNB abweichen). Insgesamt erhöht sich die Anzahl der Erzeugungszähler (vgl. Kapitel 4.2).
- Alle Einzelanlagen müssen i. d. R. zur Fernsteuerung mit einer Kommunikationsleitung verbunden und über *einen* Funkrundsteuerempfänger gesteuert werden (vgl. Kapitel 2).
- Für die Berechnung der Einspeisevergütung werden alle Anlagen als Gesamtanlage gewertet, insofern diese nicht in einem Abstand von mehr als 12 Monaten oder auf verschiedenen Flurstücken errichtet wurden (vgl. EEG 2017 § 24 Abs. 1). Liegt die Gesamtleistung bei über 100 kW_p, sind die Regelungen zur Direktvermarktung anzuwenden. Dies kann über den zentralen Zweirichtungszähler erfolgen, wobei die Vergütung entsprechend dem Verhältnis der Leistungen der Teilanlagen aufgeteilt wird (vgl. EEG 2017 § 24 Abs. 3).
- Bei Nutzung der Befreiung der EEG-Umlage für Anlagen < 10 kW_p müssen die Randbedingungen entsprechend Beschluss 2014/31 Clearingstelle⁵ berücksichtigt werden.

Für Mehr-Mieter-Gewerbeimmobilien sind technisch geteilte Anlage nur im Sonderfall sinnvoll, da sich die Anlagenkosten, die Betriebskosten und die Verwaltungsaufwände durch die Teilung erhöhen. Durch die Aufteilung der Anlagenleistung auf mehrere Anschlüsse können zudem große variable Lasten wie die E-Mobilität oder Klimaanlage nicht zentral gesteuert und prioritär mit PV Strom versorgt werden. Eine netzdienliche Integration des lokal erzeugten Stroms ist somit nicht im gleichen Umfang möglich wie bei einer zentralen Anlage.

⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEGAufsicht/Eigenversorgung/Eigenversorgung-node.html abgerufen am 17.11.2020.

⁵ <https://www.clearingstelle-ee-g-kwkg.de/empfv/2014/31> abgerufen am 17.11.2020.

Zentrale Erzeugungsanlagen

Eine zentrale, gemeinsame Erzeugungsanlage bietet den Vorteil eines schlanken technischen Aufbaus, wenige Pachtverträge bzgl. der Dachnutzung und einer größtmöglichen Nutzung des vor Ort erzeugten Stroms, da eine einzelne Partei nicht auf die ihr zugewiesene Erzeugungskapazität beschränkt ist. Auf Betreiberseite entstehen Mehraufwände, weil es sich um eine Lieferung, mit zugehörigen Meldepflichten handelt und die volle EEG-Umlage auf den direktgelieferten Strom entrichtet werden muss. Seitens der Gebäudenutzer sind lediglich Stromlieferverträge abzuschließen und es entstehen keine laufenden Aufwände, wie durch den eigenen Betrieb einer Photovoltaikanlage. Deshalb wird häufig das Modell der Direktversorgung/Direktlieferung (unter Hinzunahme eines Dienstleisters) gewählt.

Sonderfall: Wenn der Betreiber der Anlage auch Stromnutzer im Gebäude ist, kann er für den selbst verbrauchten Strom die Eigenversorgung nutzen und die anderen Nutzer des Gebäudes im Rahmen der Direktbelieferung versorgen (vgl. EEG 2017, § 62b). Der seit 01.01.2019 geltende § 62b EEG ist nur bedingt aussagekräftig - zu diesem Paragraphen gibt es einen Leitfaden der BNetzA „Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten“. Eine treffende Beschreibung ist dem rechtlichen Leitfaden zu entnehmen, Abschnitt C.I. 1) d).

Eine unabhängige messtechnische Lösung stellt die „Eigenverbrauchsschaltung“ dar. Dabei werden die Erzeugungsanlage sowie die Eigenverbrauchszähler ganz am Ende der Kundenanlage mittels einer Kaskadenmessung zugeschaltet. Damit wird physikalisch sichergestellt, dass primär Eigenverbrauch stattfindet und erst nachgelagert Strom an Dritte geliefert wird.

2.5. Direktvermarktungspflicht

Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien, die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden/werden, müssen ab einer installierten Leistung von 100 kW_p den ins Netz eingespeisten Strom direkt vermarkten (EEG 2017 § 21 Abs. 1). Die Anforderungen an Fernsteuerbarkeit sind dabei zu beachten (EEG 2017 § 20). Diese Anlagen sind nur als Direktversorgung umsetzbar, wenn messtechnisch die Direktvermarktungsmenge exakt von der Direktversorgungsmenge abgegrenzt werden kann. Dafür müssen der Summenzähler, der Erzeugungszähler sowie die Zähler der Mieterstromteilnehmer lastganggemessen sein oder über Zählerstandsgänge bilanziert werden. Ob eine Anlage über 100 kW_p realisiert wird, ist eine individuelle Kostenabwägung zwischen erhöhten Zählerkosten und Mehreinnahmen durch eine größere Anlage.

Hinweis: Im Fall der Kombination einer Direktversorgung mit Direktvermarktung entsteht ein vom Standard abweichendes und individuell zu prognostizierendes Lastprofil, was im Vorfeld mit dem Direktvermarkter abzustimmen ist. Meist kann daher nicht das gewöhnliche Angebot eines Direktvermarkters genutzt werden.

2.6. Förderungen und Vergütungen

Mieterstromzuschlag (§19 EEG 2017)

Der Mieterstromzuschlag wurde Mitte 2017 eingeführt und Ende 2017 durch die Europäische Kommission beihilferechtlich genehmigt⁶. Ein Anspruch auf einen Mieterstromzuschlag besteht für Mieterstrom der mittels einer PV-Anlage für ein Gebäude mit einer Gewerbefläche kleiner als 60 Prozent der Gesamtfläche des Gebäudes (d.h. mindestens 40 Prozent als Wohnfläche) erzeugt wurde. Der Strom muss innerhalb des Gebäudes an einen Letztverbraucher geliefert und im Gebäude verbraucht worden sein. Die installierte Leistung der Anlage darf 100 Kilowatt nicht überschreiten.

⁶ <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20171120-zypries-gruenes-licht-aus-bruessel-fuer-mieterstrom.html> abgerufen am 17.11.2020.

Einspeisevergütung bzw. Marktprämie

Für die Überschusseinspeisung, also den Stromanteil, welcher nicht direkt im Gebäude verbraucht wurde, erhält der Betreiber je nach Anlagengröße entweder die Einspeisevergütung oder die Marktprämie (Direktvermarktung).

2.7. Mehrere Erzeugungsanlagen

Verschiedene Erzeugungsanlagen innerhalb des Summenzählermodells werden i. d. R. über einen Zweirichtungszähler (Abgrenzungszähler / Kaskadenzähler) sowie jeweils einen Erzeugungszähler gemessen (insofern sie nicht nach EEG 2017 § 24 Abs. 1 als Gesamtanlage bewertet werden). In EEG 2017 § 24 Abs. 3 wird hierzu beschrieben, wie mehrere Erzeugungsanlagen einer gleichartigen erneuerbaren Energie über eine gemeinsame Messeinrichtung mittels ihrer Leistungswerte abzugrenzen sind.

Alternativ zum Abgrenzungszähler fordern manche VNBs die sogenannte „gewillkürte Vorrangregelung“. Dabei müssen alle Erzeugungsanlagen sowie der Summenzähler als RLM ausgeführt werden und es wird eine Reihenfolge der Erzeugungsanlagen zur Einspeisung ins Netz definiert (bilanzieller Einspeisevorrang /- zwang, vergleiche Anhang Messkonzept 7).

Wenn eine der Anlagen über 100.000 kWh/Jahr erzeugt oder eine Leistung größer 100 kW besitzt oder wenn zwei Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Vergütungssätzen vorliegen (EEG und KWKG), sind zur Abgrenzung Lastgangmessungen oder Zählerstandgangmessungen erforderlich.

2.8. Einbindung eines Stromspeichers

Die Einbindung eines Stromspeichers innerhalb eines Summenzählermodells erfolgt i. d. R. über einen einfachen Zähler vor dem Speicher, damit man die ausgespeicherte, direkt gelieferte Strommenge aus dem Speicher erfassen kann.

Speicher werden im EEG 2017 entsprechend § 61l bei Einspeicherung als Letztverbraucher gewertet. Bei der Ausspeicherung wird der Strom so behandelt wie erzeugter Strom. Das heißt auf vor Ort gelieferten Strom – egal ob zwischengespeichert oder direkt aus einer Erzeugungsanlage ist die jeweils geltende EEG-Umlage zu entrichten. Die Einspeicherung ist dabei neutral und wird nicht mit einer extra Abgabe belegt, auch für Speicherverluste muss keine EEG-Umlage entrichtet werden, sodass die EEG-Umlage nur einmal bei der Ausspeicherung anfällt.

Kurz-Check PV-Anlage

Die folgenden Punkte müssen für die PV-Anlage geklärt werden:

- Liegen die Voraussetzungen für den Anschluss einer PV Anlage an die NSHV vor?
- Ist eine Eigenversorgung geplant (oder Direktversorgung oder beides)?
- Entscheidung zum Betreiber: Eigenbetrieb, Gründung eigener Tochtergesellschaft oder Vergabe an einen Dritten
- Verfügt das Dach über die erforderliche Tragfähigkeit für eine PV Anlage?
- Muss das Dach innerhalb der nächsten 20 Jahre saniert oder umgebaut werden?
- Entscheidung PV-Anlage: Anlage teilen (mehrere Anlagen) oder als Gesamtanlage nutzen
- Entscheidung: Größe der Anlage
- Entscheidung: Wird ein Speicher installiert?
- Prüfung Anspruch auf Mieterstromförderung

Prozessbeschreibung

Im Folgenden wird der „ideal Prozess“ zur Planung und Installation einer PV-Anlage beschrieben. Diese ermöglicht es, alle wichtigen Klärungsbedarfe - von der

Netzverträglichkeitsprüfung bis zur Einspeisevergütung - zum Richtigen Zeitpunkt anzugehen.

1. Netzverträglichkeitsprüfung beim örtlichen Netzbetreiber mit entsprechendem Formblatt. Bei Zusage weiter mit nächstem Schritt. Andernfalls Netzverstärkung oder Bau eines Trafos mit Netzbetreiber besprechen und Kostenaufteilung klären.
2. Wahl eines geeigneten Messkonzepts für den Anschluss der PV Anlage an die NSHV und Einreichung zur Prüfung beim örtlichen Netzbetreiber mit entsprechendem Formblatt (vergleiche Kapitel 4 Messkonzept).
3. Bestellung Funkrundsteuerempfänger (FRE) (vgl. Kapitel 2).
4. Fertigstellung der PV-Anlage nach EEG 2017 § 3 Nr. 30.
5. Meldung PV-Anlage beim Marktstammdatenregister⁷.
6. Fertigstellungsmeldung der Elektroanlage (inkl. Einbau FRE) seitens des Elektrikers und Auftrag zur Zählersetzung, dann kann Termin zum Zählereinbau vereinbart werden. (Ggf. Umbau der NSHV und Installation Messwandlerschrank für PV Anlage.)
7. Zählereinbau und Beginn Einspeisung. Erstellung eines Inbetriebsetzungsprotokolls (oft gibt es ein Formblatt).
8. Inbetriebnahme-Meldung beim örtlichen Netzbetreiber mit entsprechendem Formblatt (kann in dringenden Fällen auch vor 4. erfolgen, wobei das Inbetriebsetzungsprotokoll vorläufig ausgefüllt wird).

3. Ladekonzept für Elektromobilität

Die Einbindung von Elektromobilität via Ladepunkten in ein Direktversorgungsprojekt bietet vielseitige Vorteile und Mieteranreize, so kann der lokal produzierte Strom direkt verbraucht und ideal ausgenutzt werden. In Zeiten ohne Sonnenstrom, kann die Integration von Ladepunkten jedoch zu einer signifikanten Erhöhung der Gebäudelast führen, da Ladepunkte im Verhältnis zur Gebäudeanschlussleistung hohe zusätzliche Leistungen beanspruchen. In der Regel erfordert die Integration der E-Mobilität also ein zentrales, intelligentes Lastmanagement und unter Umständen eine Leistungserhöhung.

3.1. Einbindung von Ladepunkten in eine Kundenanlage

Der von den Ladepunkten verbrauchte Strom kann im Rahmen des Summenzählermodells über eine in den Ladepunkt integrierte, geeichte Messung ermittelt werden. Darüber läuft auch die Abrechnung des Betreibers der Ladepunkte mit seinen Kunden. So kann auf eine zusätzliche Messung des Stromverbrauchs aller Ladepunkte verzichtet werden.

Je nach Anzahl der Ladepunkte und der gewünschten Häufigkeit der Stromkostenabrechnung kann dies jedoch mit einem erhöhten administrativen Aufwand verbunden sein. Bei einfachen Nutzerstrukturen, das bedeutet, dass mehrere Ladepunkte ausschließlich von einem Mieter genutzt werden, bietet sich alternativ eine Abrechnung über einen virtuellen Summenzähler an, welcher die Werte mehrerer Zähler (Ladepunkte) aggregiert.

Werden die Ladepunkte nicht vom KAB sondern von einem Dritten betrieben, müssen diese meist über eine separat gemessene Sammelschiene zwischen Hausanschluss und Summenzähler der Kundenanlage angebunden werden. Das ist regelmäßig notwendig, wenn es sich bei der Kundenanlage um eine Anlage mit kombinierter Nutzung von SLP und RLM Zählern handelt. Es ist dann eine eigene Summenmessung für die E-Mobilität notwendig.

Wird für die Anbindung eine Leistungserhöhung für den Hausanschluss erforderlich, so erlischt möglicherweise der Bestandsschutz der NSHV. In der Folge wäre mit einer

⁷ <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> abgerufen am 17.11.2020.

Leistungserhöhung die gesamte NSHV zu erneuern. Daher sollte versucht werden eine Leistungserhöhung zu vermeiden und stattdessen beispielsweise mit einer intelligenten Laststeuerung zu arbeiten (vgl. Kapitel 6).

Die benötigte Infrastruktur für die Anbindung der Ladepunkte ab dem Unterverteiler E-Mobilität ist von vielen Variablen abhängig: Die Entfernung vom Anschlusspunkt, der Verteilung der Ladepunkte, der benötigten Ladeleistung und möglicherweise dem Einsatz eines Lastmanagementsystems. Weiterhin gilt es schon vorab zu berücksichtigen, ob eine Skalierung mittelfristig erforderlich werden kann. Praktische Hilfestellung gibt hier beispielsweise die VDI Richtlinie 2166, Blatt 2.

3.2. Nutzung von Direktversorgung beim Laden

Vor Ort erzeugter Strom, der direkt in der Kundenanlage zum Laden von Fahrzeugen genutzt wird, ist von netzgebundenen Entgelten befreit (vgl. Kapitel 8.2). Neben den Erzeugungskosten sind die vollständige EEG-Umlage sowie die Umsatzsteuer als Abgaben abzuführen. Das heißt, der Strom aus einer Solaranlage vor Ort kann günstiger sein als der Netzstrom. Dies ist stark abhängig von den Stromgestehungskosten (Größe und Kosten der PV-Anlage hat hier starken Einfluss) und dem Stromtarif der Gebäudenutzer. Bei Sondervertragskunden ist u. U. ausschließlich der variable Anteil des Stromtarifs maßgebend (Strompreis exklusive Leistungspreis, Messung, Messstellenbetrieb, Abrechnung).

Wenn der Strom zum Laden eines Elektroautos an Dritte verschenkt wird, wird dennoch die EEG-Umlage fällig, da es sich nicht um eine Eigenversorgung handelt.

3.3. Nutzung von Eigenversorgung beim Laden

Beim Laden eines Elektroautos ist der Letztverbraucher nach EnWG § 3 Nr. 25 der Betreiber des Ladepunkts. Nach EEG 2017 § 3 Nr. 33 wird der Letztverbraucher enger ausgelegt und bezieht sich beim Laden eines Elektroautos auf den Betreiber eines Fahrzeugs. Für die Einordnung der EEG-Umlage ist die Beurteilung nach dem EEG maßgeblich. Da zur Nutzung der Eigenversorgung (und damit reduzierte EEG-Umlage) eine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und dem Stromnutzer (Letztverbraucher) bestehen muss, sind für die Nutzung der Eigenversorgung die eigenverbrauchten oder direktverbrauchten Strommengen genau abzugrenzen:

Wenn einem Ladepunkt ein einzelnes Fahrzeug zugeordnet werden kann, so kann die Abgrenzung eigenverbrauchter Strommengen einfach vorgenommen werden. Kompliziert wird es, wenn Eigenversorgung genutzt werden soll und ein Ladepunkt von mehreren Fahrzeugbetreibern genutzt wird. In diesem Fall ist die zum Zwecke der Eigenversorgung entnommene Strommenge von der direktverbrauchten Strommenge mess- und eichrechtskonform abzugrenzen. Das ist möglich, wenn der gesamte entnommene Strom mit einem vorgeschalteten mess- und eichrechtskonformen Zähler 15-Minuten-genau gemessen wurde und über das Abrechnungssystem die Zeiten der Eigenversorgung den Messwerten zugeordnet werden. Bei einer in den Ladepunkt integrierten Messeinrichtung, die direkt die Verknüpfung zum Abrechnungssystem herstellt, ist darauf zu achten, dass dieser Zähler mit dem Eichrecht konform ist. Eine vereinfachende Ausnahme stellt ein Ladepunkt dar, der fast ausschließlich zur Eigenversorgung genutzt wird und abweichend davon lediglich von Gelegenheitsbesuchern genutzt wird (EEG 2017, § 62a). Dieser Ladepunkt kann komplett der Eigenversorgung zugerechnet werden. Dies trifft nicht auf Ladepunkten an Supermärkten o. ä. zu.

Kurz-Check E-Mobilität

Zum Thema E-Fahrzeug-Ladeinfrastruktur wurde bereits eine Vielzahl von Leitfäden veröffentlicht. Der folgende Beitrag konzentriert sich daher auf drei Schwerpunktthemen, die bei der Planung der E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur als Teil einer Kundenanlage und ggf. mit variabler PV Strom Erzeugung von besonderer Relevanz sind:

- Die Erfassung der Bedarfe als Basis für die Erstellung eines E-Mobilitätskonzepts, siehe Abbildung 1.
- Eine Übersicht über die Kostenpositionen „Initiale Kosten und Planungsaufwände“, siehe Abbildung 2.
- Eine Übersicht über die Kostenpositionen „Laufende Betriebskosten“ der E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur, siehe Abbildung 3.

Je nach gewähltem Konzept können hier einzelne Positionen komplett entfallen oder aber die Kosten wesentlich beeinflussen. Hinweise auf weiterführende Literatur finden sich im Anhang.



Abbildung 1: Erfassung der Bedarfe als Basis für die Erstellung eines E-Mobilitätskonzepts

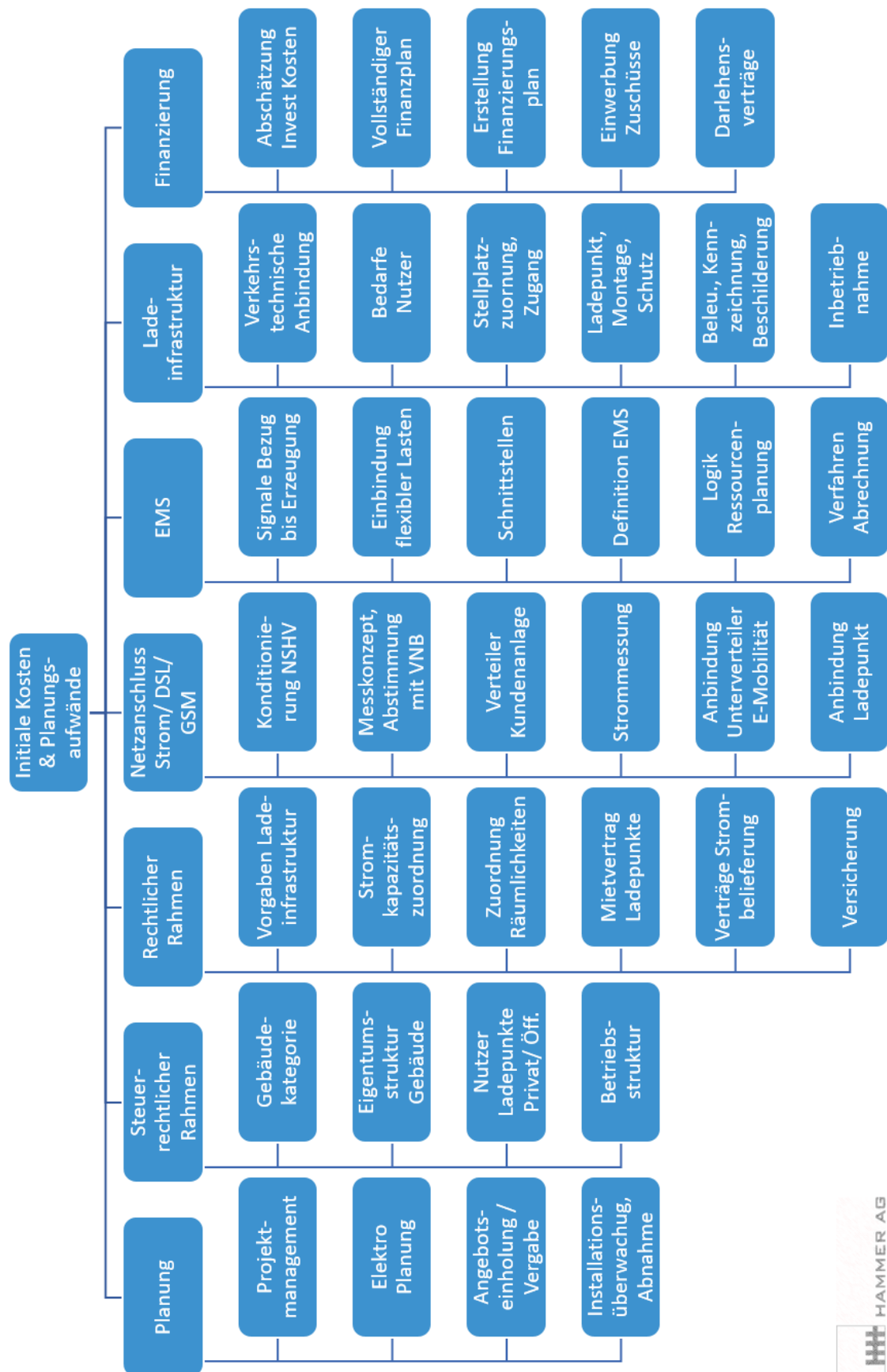


Abbildung 2: Übersicht über Kostenpositionen - Initiale Kosten und Planungsaufwände bei der Umsetzung eines E-Mobilitätskonzepts

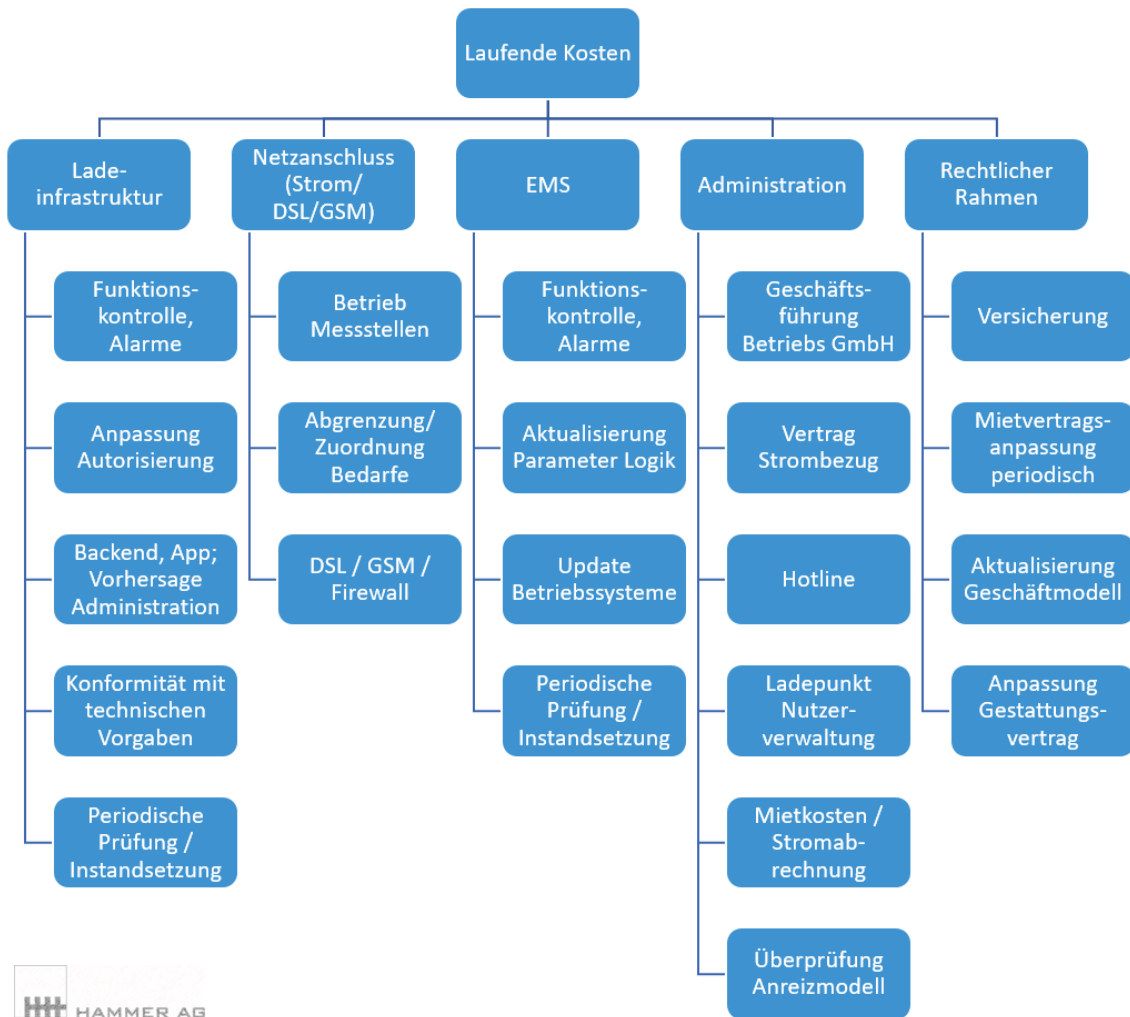


Abbildung 3: Übersicht über Kostenpositionen - Laufende Betriebskosten der E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur

4. Erstellung und Abstimmung eines Messkonzepts

Ausgehend von den Entscheidungen aus den Kapiteln 1, 2 und 3 (vgl. Kurz-Check zur Kundenanlage, PV-Anlage und E-Mobilität) muss das passende Messkonzept gewählt und erstellt werden. Es ist ein auf die geplante Betreiberkonstellation und Anlagenkonfiguration angepasstes Messkonzept gemeinsam mit dem Elektroplaner und dem Messstellenbetreiber zu erstellen. Mit dem Messkonzept müssen alle Strommengen erfasst und abgegrenzt werden können.

Der abgestimmte, den Anforderungen und Normen entsprechende und vollständige Plan des Messkonzepts⁸ wird dann dem VNB vorgelegt. Für die Prüfung durch den VNB und die anschließende Abstimmung ist hierbei ausreichend Zeit einzuplanen (ca. vier bis sechs Wochen pro Vorgang).

Oft stellen Netzbetreiber eine Auswahl standardisierter Messkonzepte⁹ zur Verfügung, auf die sich bei der Planung bezogen werden kann. Im Folgenden werden gängige Messkonzepte

⁸ Die Planung beinhaltet u.a.: (1) Ausgefüllte Online Formulare des VNB, (2) Angaben über anzuschließende Geräte, (3) Lageplan / Grundrissplan, (4) Zusätzliche Daten zu Verbrauchsgeräten / Messkonzept, (5) Projektschaubild des Hauptstromversorgungssystems.

⁹ Beispiel: VBEW „Hinweise zu den Auswahlblättern der Messkonzepte für Erzeugungsanlagen“.

dargestellt. Teil der Abstimmung mit dem VNB ist auch die Bildung des virtuellen Zählpunkts, wobei gegebenenfalls ein Vorgehen zur Verrechnung von SLP und RLM Werten erforderlich ist (vgl. Kapitel 4.4).

Erfordert das gewählte Messkonzept eine Erweiterung oder Änderung der Bestandsanlage, dann sind die TAB des zuständigen Netzbetreibers zu beachten¹⁰ (vgl. Kapitel 4.6).

Bei der Abstimmung des Messkonzepts sollte direkt ein Vorgehen zum Kundenwechsel festgehalten werden (vgl. Kapitel 4.8).

4.1. Umgang iMsys in der Kundenanlage

Innerhalb einer Kundenanlage mit einem vorgeschalteten Summenzähler besteht für die „Mieterstromzähler“ keine Einbaupflicht von iMsys. Davon ausgenommen sind die Erzeugungszähler oder Zähler drittbelieferter Kunden.

Nach MsbG § 6 können Anschlussnehmer ab dem 01. Januar 2021 für die Anschlussnutzer einen Messstellenbetreiber auswählen, wenn alle Zählpunkte einer Liegenschaft umgerüstet werden, ein zusätzliches Medium zu Strom über das Smart-Meter-Gateway abgerechnet wird und der gesammelte Messstellenbetrieb ohne Mehrkosten im Vergleich zum getrennten Betrieb für die Anschlussnutzer ermöglicht wird.

4.2. Messkonzept für geteilte Anlagen

Wird entschieden die Photovoltaikanlage in mehrere Einzelanlagen zu teilen (vgl. Kapitel 2.42.1) ist ein Messkonzept in Anlehnung an das Messkonzept aus dem Verfahren 2014/31 der Clearingstelle zu erstellen.

4.3. Messkonzept doppelte Sammelschiene¹¹

Das Modell der doppelten Sammelschiene wird hier aufgeführt und bewertet, weil es von manchen Netzbetreibern angeführt wird. Es bringt jedoch einige Nachteile mit sich und ist daher in der Regel nicht empfehlenswert und gilt als veraltet. Das Messkonzept ist im Anhang als Messkonzept 2 dargestellt.

Vorteile

Einfache und eindeutige Messung, Abrechnung (ohne nachträgliche Korrekturen) und eindeutige Zuordnung der jeweiligen Akteure. Es gibt Netzbetreiber, die aufgrund mangelhafter Strukturen zur Datenverarbeitung auf dieses Modell bestehen.

Nachteile

Die doppelte Sammelschiene ist aufgrund wirtschaftlicher Zumutbarkeit in der Regel nur eingeschränkt nutzbar (höhere Hardwarekosten, Voraussetzung: zentraler Zählerplatz), beispielsweise in Neubauten oder bei Kompletterneuerung der Elektroanlage. Der Stromanbieterwechsel eines Kunden ist nur durch den physischen Umbau des Zählers durch einen Elektriker möglich und daher unflexibel. Insbesondere im Bestand führt das Modell der doppelten Sammelschiene zu unzumutbaren Mehrkosten, weil dadurch im Unterschied zum Summenzählermodell die Topologie der Elektroinstallation massiv verändert werden muss. Beim Summenzählermodell ist lediglich ein Zweirichtungszähler zu ergänzen.

4.4. Messkonzept Summenzählermodell¹²

Beim Summenzählermodell wird im Vergleich zum Modell „Doppelte Sammelschiene“ auf einen Summenzähler und eine zweite Sammelschiene verzichtet. Das Standard-

¹⁰ VBEW Lenkungsausschuss „Energienetze und Regulierung“: Hinweise zu den Technischen Anschlussbedingungen, Stand 11.2015, zuletzt geändert 30.06.2017.

¹¹ Quelle: Leitfaden Mieterstrom 2017, Solarcluster Baden-Württemberg. Da der Hauptautor identisch ist, wurden in diesem Kapitel wesentliche Teile übernommen und ergänzt.

¹² Quelle: Leitfaden Mieterstrom 2017, Solarcluster Baden-Württemberg. Da der Hauptautor identisch ist, wurden in diesem Kapitel wesentliche Teile übernommen und ergänzt.

Summenzählermodell ist im Anhang als Messkonzept 1 dargestellt sowie in weiteren Variationen in den Messkonzepten 3 bis 7.

Vorteile

Das Summenzählermodell ist gesetzlich im § 20 Absatz 1d EnWG 2011 und im § 14 KWKG 2016 verankert. Das Summenzählermodell ist heute im Wohnbereich und im Kleingewerbebereich i. d. R. überall hardwareseitig anwendbar und hat sich in den letzten Jahren zum Quasi-Standard entwickelt. Hier werden meist alle Teilnehmer über SLP Zähler abgerechnet. Ein Stromanbieterwechsel der Mieter ist ohne physische Umbauten möglich, insofern die Messstelle TAB-konform ist.

Nachteile

Für eine unterschiedliche Mieterstruktur aus Großverbrauchern und Kleinverbrauchern ist dieses Messkonzept heute oft nicht geeignet (vgl. Kapitel 4.4). Manche Netzbetreiber lassen das Summenzählermodell für einen gemischten Betrieb von SLP und RLM Messungen nicht zu.

Weiterhin gibt es Unsicherheit wegen Widersprüchen zwischen Eichrecht und der geltenden Energiegesetzgebung (der Kundenanlagenbetreiber kann seinen „tatsächlichen“ Zählerstand nicht am Zähler ablesen, weil dieser unter Berücksichtigung der Verbrauchswerte der Marktteilnehmer errechnet wird). Die Abrechnung seitens des VNB ist komplexer, da in einem bestimmten Fall Ersatzwerte gebildet und Zählerkorrekturen vorgenommen werden müssen. Bei einer SLP-Messung müssen alle Zähler der Marktteilnehmer zeitgleich abgelesen werden. Marktteilnehmer mit einer SLP-Messung verfälschen den Eigenverbrauch in der Kundenanlage. Dies wird jedoch in der Praxis nicht als Problem erachtet, weil alle genutzten Strommengen verrechnet werden. Die nach EEG geforderte Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch ist physikalisch sichergestellt. Mit viertelstundenscharfer Bilanzierung aller Marktteilnehmer ist eine annähernd gleich exakte Bilanzierung wie mit der doppelten Sammelschiene möglich. Das sollte zukünftig im Rahmen von iMSys mit TAF7 für eine exakte Abrechnung genutzt werden. Für eine Übergangszeit stellt die Verrechnung anhand von Standardlastprofilen eine akzeptable und in der Praxis angewandte Lösung dar.

Wenn innerhalb einer Kundenanlage fremdversorgte Kunden über die kaufmännisch bilanzielle Weitergabe versorgt werden, muss seitens des Netzbetreibers der zentrale Zweirichtungszähler (Summenzähler) korrigiert und ein virtueller Zählpunkt gebildet werden. Das ist notwendig, um die physikalischen Stromflüsse bilanziell richtig zuzuordnen. Dabei ist eine Fallunterscheidung zu beachten, die auch den Grund dafür darstellt, warum sich viele Netzbetreiber mit dem Summenzählermodell immer noch schwertun:

Fall 1: Alle direkt belieferten Teilnehmer zusammen verbrauchen mehr Strom als insgesamt im Gebäude Solarstrom verbraucht wurde. Dies stellt meist den Normalfall dar.

Der Anteil des Photovoltaik-Stroms am Strombezug der Beteiligten liegt bilanziell zwischen „dem Durchschnittswert, wenn alle mitmachen“ und 100 %.

Fall 2: Alle direkt belieferten Teilnehmer zusammen verbrauchen weniger Strom als insgesamt im Gebäude Solarstrom verbraucht wurde. Dieser Sonderfall kann eintreten, wenn verhältnismäßig sehr wenige Mieter vertraglich Direktstrom vom Dach beziehen.

Der Anteil des Solarstroms am Strombezug der Beteiligten liegt bilanziell bei 100 %. Die darüberhinausgehende, von Drittversorgten verbrauchte, Solarstrommenge ist dem Einspeisewert zuzurechnen, sodass der Einspeisewert des zentralen Zweirichtungszählers durch den Messstellenbetreiber zu korrigieren ist.

Verrechnung RLM / SLP im Summenzählermodell

Klarheit besteht in Fällen bei denen alle Messeinrichtungen (Summenzähler, Erzeugungszähler, Verbrauchszähler) entweder Lastganggemessen sind (RLM) oder über Standardlastprofile (SLP) abgerechnet werden.

Die Zeitgleichheit von selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen nach § 62b Abs. 5 EEG 2017 wird beim Summenzählermodell über die Anordnung der Zähler physikalisch sichergestellt. Weitere Informationen dazu sind dem „Hinweis Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten“ zu entnehmen.

Die Handhabung bei der Verrechnung von RLM mit SLP Zählerwerten innerhalb einer Kundenanlage wird von Netzbetreibern unterschiedlich praktiziert, da es hierbei in Bezug auf das Eichrecht und das Summenzählermodell (EnWG § 20 1d) unterschiedliche Auslegungen gibt. Das Problem ist, dass der Gesetzgeber keine wirtschaftlich und technisch zumutbare Regelung geschaffen hat. Die Forderung nur RLM Zähler einzusetzen ist nach EEG 2017 § 62b Abs. 2 Nr. 2. wirtschaftlich nicht zumutbar, da die Kosten der Messeinrichtung zur Einsparung der EEG-Umlage unverhältnismäßig hoch sind. Dies kann innerhalb einer Kundenanlage auch unbeteiligte drittversorgte Kunden betreffen, da in einer Kundenanlage mit einem RLM Summenzähler drittversorgte Kunden zur Abgrenzung ebenfalls lastganggemessen sein müssen. Deshalb haben sich in den vergangenen Jahren verschiedene Praktiken entwickelt, die jedoch nicht von allen Netzbetreibern unterstützt werden:

- Ersetzen des RLM durch einen SLP Zähler: Am Summenzähler werden aufgrund der aggregierten Verbräuche schnell Werte über 100.000 kWh p.a. erreicht, weshalb normalerweise ein RLM Zähler erforderlich ist. Da der Summenzähler nur zur Abgrenzung benötigt wird, arbeiten manche Netzbetreiber anstatt eines RLM Zählers mit einem SLP-Messwandler-Zähler. Dabei muss der Kundenanlagenbetreiber damit einverstanden sein, dass er keinen Leistungstarif beziehen kann.
- Ersetzen eines SLP durch einen RLM Zähler: Manche Netzbetreiber ersetzen alle Zähler durch RLM Zähler, wobei die Kosten der RLM Zähler dann in der Regel gegenüber dem Kunden als SLP Zähler abgerechnet, wenn diese auch zuvor durch einen SLP Zähler abgerechnet wurden.
- Verrechnung SLP und RLM Zähler: Manche Netzbetreiber verrechnen RLM mit SLP Werten (H0 Profil). Dabei wird entweder ein normales Standardlastprofil herangezogen oder es wird ein modifiziertes Standardlastprofil mit Eigenversorgung genutzt.
- Wenn geeignete SLP Messeinrichtungen vorhanden sind, können aus viertelstündlichen Daten nicht geeichte und errechnete Lastgänge erstellt werden. Diese werden manchen Netzbetreibern seitens des KAB zur Nutzung zur Verfügung gestellt (um die aus den normalen SLP Ablesungen ermittelten Werte zu validieren).
- Sofern die Messeinrichtungen technisch dazu in der Lage sind, kann die Verrechnung von SLP mit RLM Werten mit SLP Zählerstandsgängen nach Tarifierungsfall 7 (Taf7) gelöst werden, da diese mit Lastgängen verrechnet werden können (siehe folgender Abschnitt). Dies wird in Zukunft der Standardfall sein.

Durch die Umstellung auf die sternförmige Kommunikation zum 01.12.2019 kommt die Aufgabe zur Verrechnung der Zählerwerte und der Berechnung des virtuellen Zählers (am Summenzähler) nun dem Messstellenbetreiber zu. Eine durchgängige Praxis für Bestandsanlagen hat sich hier noch nicht erkennbar herausgebildet, weshalb die historischen Handhabungen dargestellt wurden.

Bilanzierung über Zählerstandsgänge

Zukünftig sind Messkonzepte mit einer Bilanzierung rein über Zählerstandsgänge ohne realen Summenzähler denkbar.

Zählerstandsgangmessungen sind dem Zähler zu jeder vollen Viertelstunde entnommene Zählerstände mit Zeitstempel, die auch als Tarifierungsfall 7 (Taf7) bezeichnet werden. Sie ermöglichen eine zeitlich aufgelöste Messung und können mit RLM Zählerwerten verrechnet werden.

Zählerstandsgangmessungen sind bei der Notwendigkeit zeitlicher Abgrenzung unterschiedlicher Zähler eine günstigere Alternative als RLM Zähler.

Wenn in einer Kundenanlage alle Messeinrichtungen iMsys sind, müsste über Zählerstandsgänge zukünftig auf den Summenzähler verzichtet werden können. Mengenzuweisungen sind dann über eine bilanzielle Zuordnung der Zählerstandsgänge möglich. Grundlage hierfür stellt EnWG § 20 1d dar. Dem Anschlussnutzer sind die Verbräuche nach MsbG § 61 Abs. 2 darzustellen. Es müsste anhand der Zählerwerte aller Anschlussnutzer in der Kundenanlage ein virtueller Summen-Zählpunkt für die Abrechnung der Einspeisevergütung (Überschusseinspeisung) gebildet werden und ein zuständiger Messstellenbetreiber festgelegt werden. Zudem ist die Zuständigkeit für die Berechnung der direkt gelieferten Mengen aus den Zählerdaten aller Zähler innerhalb der Kundenanlage zu klären.

4.5. Datenanbindung

Es ist wichtig in der Planung frühzeitig die Datenanbindung zu berücksichtigen. Sowohl für die Ladepunkte als auch für die Messeinrichtungen und ggf. für das übergreifende Lastmanagement ist für die Datenübertragung eine stabile Anbindung an das Internet erforderlich. Eine kabelgebundene Anbindung erlaubt in der Regel höhere Datenübertragungsraten und ist insbesondere dann zu empfehlen, wenn mit kurzfristig auftretenden Leistungsengpässen zu rechnen ist (Integration PV Anlage / E-Mobilität). Ansonsten kann die Anbindung entweder über GSM (wenn Empfang vorhanden ist) oder ggfs. auch in Verbindung mit Powerline erfolgen.

Zur Kommunikation zwischen Messeinrichtungen, Ladesäulen und der Steuerung ist auch eine Verbindung untereinander notwendig (vgl. Kapitel 6), wofür Kommunikationskabel verlegt werden müssen.

4.6. Bestandsgebäude und Technische Anschlussbedingungen

Der Umbau innerhalb von Bestandsgebäuden ist eine besondere Herausforderung. Es gilt zunächst die technischen Voraussetzungen vor Ort zu klären:

- Wie viele Netzverknüpfungspunkte bzw. unterschiedliche Hausanschlüsse gibt es? Oft sind einzelne Gebäudeteile separat angebunden. In einem solchen Fall gibt es zwei naheliegende Lösungen:
 - Die Photovoltaikanlage muss in mehrere Teile geteilt werden (sonst könnten nur die Mieter aus einem Gebäudeteil direkt beliefert werden). (vgl. Kapitel 2.4) Vorsicht: für die Einspeisevergütung werden die Teilanlagen ggf. trotzdem als Gesamtanlage betrachtet.
 - Die Hausanschlüsse werden zusammengelegt, wobei die Anschlussstärken der Leitungen zwischen Hausanschluss und Netzverknüpfungspunkt zu beachten sind.
- Aktuelle Zähler-/Anschluss-Konstellation prüfen: Welche Zählerart ist verbaut? Gibt es noch Platz im Zähler-Raum?
- Manchmal braucht es einen größeren Zählerschrank, weil für den Summenzähler (und ggfs. die Wandlermessung) kein Platz mehr vorhanden ist. Umbaukosten für Zählerschränke betragen i. d. R. mehrere tausend Euro.
- Hohe Kosten können auch entstehen, wenn nicht nur die Zähler getauscht werden können, sondern die Zählerplätze aufgrund der TAB modernisiert werden müssen. Bei einem reinen Zählertausch bleiben die TAB außen vor.

- Die TAB¹³ müssen berücksichtigt werden, sobald der Gesamtanschluss (z.B. zur Erhöhung der Anschlussleistung) oder im Netz gemeldete Zähler innerhalb der Kundenanlage angepasst werden und somit kein Bestandsschutz mehr geltend gemacht werden kann¹⁴. Eine Erhöhung der Anschlussleistung kann einen kompletten Umbau der Niederspannungshauptversorgung (NSHV) zur Folge haben. Deshalb ist es wichtig im Bestand zu prüfen ob durch Hinzunahme einer Erzeugungsanlage, eines Speichers, schaltbarer Lasten und ggf. einer Laststeuerung dieser Komponenten ein Ausbau der Anschlussleistung trotz Installation von Ladepunkten vermieden werden kann.
- Bei einem Umbau innerhalb einer Kundenanlage ohne Änderung der Anschlussleistung besteht größerer technischer Spielraum. Hierbei sind lediglich die gängigen technischen Normen zu berücksichtigen (nicht die TAB).
- Alle bilanzierungsrelevanten Zähler (die Teil der Marktkommunikation sind) müssen „zentral“ in Nähe der NSHV angeordnet werden (ausgenommen sind „Mieterstromzähler“). Zähler dürfen grundsätzlich nur an in den TAB definierten Standorten installiert werden und beispielsweise nicht in einer Tiefgarage mit > 100 m².
- Oftmals sind zudem Mindestbedienungs- und Mindestarbeitsflächen vor Zählerschränken und entsprechende Fluchtwege auch während der Wartung vorzusehen.

4.7. Messstellenbetrieb innerhalb der Kundenanlage

Beim Summenzählermodell sind i. d. R. lediglich der Summenzähler, der Erzeugungszähler sowie Zähler drittversorgter Parteien in der Marktkommunikation gemeldet. Innerhalb einer Kundenanlage ist es beim Summenzählermodell gängig, dass die Zähler direktbelieieferter Kunden nicht Teil der Marktkommunikation sind (nicht als Messstellen angemeldet sind) und lediglich der internen Abrechnung dienen. Das spart die Kosten des normalen Messstellenbetriebs. Ersatzweise muss sich der KAB um die Ablesung und Abrechnung dieser Messstellen kümmern.

Manche VNBs fordern mittlerweile, dass Mieterstromzähler durch einen gemeldeten Messstellenbetreiber betrieben werden müssen, jedoch außerhalb der Marktkommunikation.

Für angemeldete Zähler innerhalb einer Kundenanlage z. B. drittversorgte Kunden, die vom KAB mit einem iMsys ausgestattet wurden und mit diesem ein Vertragsverhältnis haben, kann der Messstellenbetrieb vertraglich vom KAB an einen Messstellenbetreiber übertragen werden. Der Messstellenbetreiber kümmert sich dann um die Abrechnung und Marktkommunikation. Vom Kunden ist dazu eine Erlaubnis einzuholen bzw. diese vertraglich zuzusichern. Für solche Konstellationen bestehen gängige Vertragsvorlagen.

4.8. Kundenwechsel innerhalb einer Kundenanlage

Kundenwechsel innerhalb einer Kundenanlage bilden Sonderfälle ab, da die Messstellen direktbelieieferter Kunden in der Regel nicht Teil der Marktkommunikation sind. Daher hat beispielsweise der BDEW eine Anwendungshilfe hierzu verfasst¹⁵, „Lieferantenwechsel in der Kundenanlage“.

Es ist jedoch zu konstatieren, dass Kundenwechsel in einer Kundenanlage derzeit nicht reibungslos funktionieren, da es keine eindeutige Regelung der Marktkommunikation gibt.

¹³ Beispiel: SWM „Hinweise zu den Technischen Anschlussbedingungen, Basierend auf dem Bundesmusterwortlaut der TAB 2007, Ausgabe 2011 des BDEW, Stand 11.2015, zuletzt geändert 30.06.2017“.

¹⁴ VBEW Lenkungsausschuss „Energienetze und Regulierung“: Hinweise zu den Technischen Anschlussbedingungen, Stand 11.2015, zuletzt geändert 30.06.2017.

¹⁵ <http://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/bdew-anwendungshilfe-lieferantenwechsel-kundenanlagen/> unter <https://www.bdew.de/service/marktprozesse-im-ueberblick/> abgerufen am 17.11.2020.

Daher wird das im Folgenden dargestellte Vorgehen als zielsicherster Vorschlag formuliert, welcher eine Aktivierung und Deaktivierung anstatt einer teilweise praktizierten Stilllegung von Messstellen vorsieht, sofern keine physikalische Änderung des Anschlusses erforderlich ist:

- a) Wechsel eines direktbelieferten Kunden in eine Drittbeflieferung, wenn die Messstelle nicht in der Marktkommunikation gemeldet ist:
 - Der Kunde teilt dem KAB seinen Wechselwunsch mit.
 - Der KAB informiert den Kunden, dass er seine Messstelle bei einem Messstellenbetreiber anmelden muss.
 - Sobald dies erfolgt ist, kann der KAB oder der Kunde sich beim VNB anmelden, beispielsweise mit der Vorlage des BDEW zur Anmeldung einer Marktlotation in einer Kundenanlage.
 - Nach der Anmeldung kann innerhalb von 6 Wochen ein Lieferant gewählt werden, bevor die Messstelle in die Grundversorgung fällt.
- b) Wechsel eines direktbelieferten Kunden in eine Drittbeflieferung, wenn die Messstelle in der Marktkommunikation gemeldet ist:
 - Der Kunde teilt dem neuen Lieferanten den Wechselwunsch mit.
 - Ein normaler Lieferantenwechsel nach GPKE durch den neuen Lieferanten ist möglich. Der KAB bekommt über die Marktkommunikation den Wechsel und das entsprechende Datum mitgeteilt.
- c) Wechsel eines drittbefierten Kunden in eine Direktbeflieferung mit Deaktivierung der Messstelle:
 - Der Kunde teilt dem KAB seinen Wechselwunsch mit.
 - Der KAB teilt dem Messstellenbetreiber mit, dass dieser die Messstelle aus der Marktkommunikation nimmt. Hierbei ist eine Deaktivierung einer Abmeldung/Stilllegung vorzuziehen. Vergleiche Leitfaden Mieterstrom BW16
 - Sobald die Deaktivierung erfolgt ist endet das Vertragsverhältnis mit dem MSB und dem Lieferanten und der KAB kann die Direktbeflieferung beginnen.
- d) Wechsel eines drittbefierten Kunden in eine Direktbeflieferung ohne Deaktivierung der Messstelle:
 - Der Kunde teilt dem KAB seinen Wechselwunsch mit.
 - Mittels der GPKE oder einer Einzelmitteilung an den VNB und den bisherigen Lieferanten wird die Messstelle über den Messstellenbetreiber/GWA der Direktbeflieferung zugeordnet.

5. Anmeldungen für die Direktbeflieferung

5.1. Mieterstrombonus (optional)

Hinweis: Seit März 2020 gibt es für Photovoltaik-Mieterstromprojekte mit 40 bis 100 Kilowatt Leistung aufgrund der Degression der Vergütungssätze keine Förderung mehr. Im Rahmen der angekündigten EEG-Novelle soll dies behoben werden.

5.2. Lieferantenrolle BNetzA

Zur Registrierung für die Direktversorgung muss bei der BNetzA eine Stammdatenerfassung mit einem kurzen Erhebungsbogen ausgefüllt werden (Hinweis: Nicht mit der Anmeldung nach § 5 EnWG verwechseln). Nach Registrierung erhält man eine Betriebsnummer. Die

¹⁶ https://solarcluster-bw.de/fileadmin/user_upload/Stellungnahmen/Web_SC_Leitfaden_Mieterstrom_2017-05.pdf abgerufen am 17.11.2020.

Registrierung bei der BNetzA ist bei der ausschließlichen Belieferung von Gewerbekunden nicht zwangsläufig notwendig.

5.3. Lieferantenrolle für EEG-Umlage beim ÜNB

Mit der Betriebsnummer des BNetzA ist eine Anmeldung beim ÜNB für die Zahlung der EEG-Umlage möglich. Dafür ist erneut eine kurze Registrierung mit einem Anmeldeformular aus dem EEG/KWKG-Portal für EVU notwendig. Im Portal müssen dann in der Folge Prognosen und gemessene Werte für die Direktverbrauchten Strommengen angegeben werden. Zudem gibt es periodische Meldepflichten (siehe „Rechtlicher Leitfaden“ Abschnitt C.I. 2)).

6. Lastmanagement in einer Kundenanlage

Das Ziel Ladepunkte für E-Mobilität mit möglichst wenig zusätzlicher Anschlussleistung zu installieren, kann durch die Kombination mit einer Erzeugungsanlage, eines Speichers, schaltbarer Lasten sowie intelligenter Steuerung erreicht werden. Bevor ein Netzanschluss durch die zusätzliche Installation von Ladepunkten zu stark beansprucht und daher ausgebaut wird, kann alternativ eine Abregelung steuerbarer Lasten vorgenommen werden.

Für die Steuerung kann entweder eine Maximalleistung auf Kundenanlagenebene¹⁷, auf Anschlussebene der E-Mobilität und/oder auf Ladepunktebene definiert werden. Eine Regelung der Ladeleistung in Abhängigkeit des Strombezugs am Hausanschluss ist häufig nicht möglich, da eine Messung im sogenannten „ungezählten Bereich“ nur unter Zustimmung des VNB möglich ist. Durch die Steuerung auf Ebene der Kundenanlage können die Ladepunkte in Zeiten geringen Verbrauchs im Gebäude, bei hoher Solarenergieerzeugung sowie bei Ausspeicherung verstärkt genutzt werden (es ist zu berücksichtigen, dass der Hauptanschluss nicht auf einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 ausgelegt ist und somit die einzelnen Anschlüsse der Mieter in Summe höher abgesichert sind als der Gesamtanschluss). Daher empfiehlt es sich für die Steuerung aller Verbraucher und des Speichers die aktuell verfügbare Leistung auf Kundenanlagenebene als Signalgeber zu nutzen (ein sogenanntes dynamisches Lastmanagement). Bei der dynamischen Steuerung wird entsprechend des Verbrauchsprofils des Gebäudes laufend ein in Summe maximaler Ladestrom an den „Master“ übermittelt. Wird auf Anschlussebene der E-Mobilität ein festes Leistungsband vorgegeben, dann handelt es sich um ein sogenanntes statisches Lastmanagement. Dabei wird allen Elektroladepunkten über den „Master“ ein in Summe maximaler gleichbleibender Ladestrom zugewiesen.

Diese Steuerung muss in der Regel auf einer lokalen Datenverbindung basieren, weil im Sekundenbereich zuverlässig gesteuert werden muss. Es bedarf hierfür eines Datentransfers der Leistungen an den Zählern zu einem Lastmanagement, welches die aktuell verfügbare maximale Leistung auf Ladepunktebene vorgibt.

Hierfür können die Zählerwerte der SLP und RLM Zähler von einer Steuereinheit lokal aus dem Discovery-Gateway über eine JSON API ausgelesen werden. Dafür steht am Gateway eine Ethernet-Schnittstelle zur Verfügung. Um mehrere Gateways über eine Steuereinheit anzusprechen, kann ein Switch zwischengeschaltet werden.

7. Weitere Privilegien, Förderungen und Vergütungen

7.1. Gewerbesteuerkürzung

Nach GewStG § 9 Abs. 1 Satz 2 haben Gesellschaften, die ausschließlich eigenen Grundbesitz verwalten (z.B. Firmen zum Besitz und Verwaltung von Gewerbeimmobilien) oder Wohnungsbauten betreuen, die Möglichkeit auf Antrag die Gewerbesteuer zu kürzen.

¹⁷ Zusätzlich ist i. d. R. auch die Last auf Gebäudeebene zu berücksichtigen, wenn der Strombedarf der E-Mobilität signifikant ist.

Hierbei ist zu beachten, dass die Gesellschaft keine anderen Geschäfte durchführt, wie beispielsweise den Verkauf von Strom an Mieter. Der Betrieb einer Photovoltaikanlage und der Stromverkauf daraus wären schädliche Geschäfte im Sinne der Gewerbesteuerkürzung, welche die gesamte Gesellschaft „infizieren“. Das heißt die Gewerbesteuer wäre dann auf die gesamten Erträge der Gesellschaft abzuführen. Die einzige Ausnahme besteht für Wohnungsbaugenossenschaften, welche im Rahmen des Körperschaftsteuergesetzes § 5 Abs. 1 Nr. 10 (mit Verweis auf GewStG § 3 Nr. 15) einen Freibetrag für „sonstige Einnahmen“ von 20 Prozent haben, wenn die Einnahmen aus der Lieferung von Mieterstrom stammen.

Durch Mieterstrom wird also i. d. R. das Privileg auf die Kürzung der Gewerbesteuer für die oben genannten Gesellschaften versagt. Die Gesellschaft kann weiterhin von der Kürzung profitieren, wenn das Mieterstromprojekt mit einem Partnerunternehmen durchgeführt wird, an welches die Dachflächen mit einem Gestattungsvertrag überlassen werden. Dieses Partnerunternehmen hat dann auch die energiewirtschaftlichen Pflichten inne (vgl. Kapitel 5 und 8.4).

7.2. Einspeisevergütung bei Direktversorgung

Bei der Überschusseinspeisung wird nur der als Überschuss ins Stromnetz eingespeiste Teil des erzeugten Stroms mit der Einspeisevergütung abgerechnet. Die Höhe der Vergütung berechnet sich nach dem EEG.

7.3. Konzessionsabgabe

Sondervertragskunden können von einer niedrigeren Konzessionsabgabe Gebrauch machen. Als Sondervertragskunden gelten Verbraucher die (a) einem Jahresverbrauch > 30.000 kWh haben und bei denen (b) die gemessene Leistung in mindestens zwei Monaten des Jahres 30 kW übersteigt. Entsprechend der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) reduziert sich die Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden auf 0,11 ct/kWh. Sondervertragskunden zahlen im Unterschied zu Tarifkunden bei denen je Gemeindegröße die Konzessionsabgabe zwischen 1,32 und 2,39 ct/kWh beträgt also nur etwa 1/10 bis 1/20 der normalen Konzessionsabgabe.

Die beschriebene Reduzierung der Konzessionsabgabe ist nur für Letztverbraucher möglich. Wiederverkäufer können diese Reduzierung durch einen gesammelten Einkauf für eine Kundenanlage nicht nutzen.

8. Gestaltung und Umsetzung der Direktbelieferung

Mit den Kunden, welche sich innerhalb einer Kundenanlage an der Direktbelieferung beteiligen wollen, schließt der KAB einen Stromliefervertrag ab. In diesem Vertrag sind Regelungen zum Messtellenbetrieb und der Festlegungen zur Berechnung und Höhe des Arbeitspreises und Grundpreises enthalten.

8.1. Abrechnungsmodelle

Eine Abrechnung von direktgelieferten Mengen ist im Rahmen der normalen Marktprozesse nicht möglich, weshalb direktbelieferte Kunden vom KAB ein Stromprodukt aus Direkt- und Netzstrom erhalten. Das heißt der Direktstromkunde schließt einen Stromliefervertrag mit dem KAB ab. Dieser Vertrag umfasst die Direktbelieferung sowie den restlichen Netzstrom für Zeiten in denen die Direktbelieferung nicht ausreicht. Um den Netzstromanteil abdecken zu können schließt der KAB wiederum einen Vertrag zur Netzstromlieferung an den Summenzähler mit einem Stromanbieter ab. Daraus ergibt sich für alle Kunden innerhalb der Kundenanlage der gleiche vorgeschaltete Netzstromlieferant. Der KAB muss sich um die Abrechnung sowie das Forderungsmanagement kümmern.

Innerhalb der Kundenanlage müssen beim Summenzählermodell zunächst drittbefieferte Kunden herausgerechnet werden. Das kann mit oder ohne Berücksichtigung der zeitlich aufgelösten Verbrauchsprofile erfolgen (vgl. Kapitel 4.4). Im zweiten Schritt müssen die

direktverbrauchten Mengen der Teilnehmer der Vorortversorgung zugewiesen und abgerechnet werden. Diese Abrechnung kann unterschiedlich erfolgen: Erstens kann die direktverbrauchte Menge unter den beteiligten Kunden in absolut gleichen Teilen verteilt werden. Zweitens kann prozentual anteilig verteilt werden, wobei sich die direktverbrauchte Menge eines Kunden aus dem durchschnittlichen prozentualen Direktverbrauchswert multipliziert mit der jeweils verbrauchten Strommenge über die gesamte Abrechnungszeit ermittelt. Drittens kann mit Hilfe der zeitlich höher aufgelösten Messungen eines darauf spezialisierten Messdienstleisters (z. B. Discovergy) der Abrechnungszeitraum in viele kurze Zeitintervalle unterteilt werden (z. B. 15 Minuten), sodass sich ein genauerer, individueller Direktverbrauchsanteil ergibt.

Derzeit werden Regelungen diskutiert, die es im Rahmen des sogenannten Lieferkettenmodells ermöglichen, dass der Stromliefervertrag (und die zugehörige Abrechnung sowie Forderungsmanagement) über einen Dritten Dienstleister anstatt über den KAB angeboten wird.

8.2. Tarifmodelle und Preisbildung

Der Direktstrom setzt sich aus den Stromgestehungskosten (zumeist wird hier der Wert der Einspeisevergütung angesetzt) zuzüglich EEG-Umlage, Marge und Mehrwertsteuer zusammen. Für den vor Ort gelieferten Strom erhält der Anlagenbetreiber keine Einspeisevergütung. Da Direktstrom innerhalb eines Gebäudes an einen Letztverbraucher ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung geliefert wird, entfallen netzgebundene Entgelte wie Netzaufgabe und Konzessionsabgabe. Auch die Stromsteuer entfällt, da es sich um erneuerbaren Strom handelt der direkt vor Ort verbraucht wird. Randbedingungen hierzu sind im rechtlichen Leitfaden Abschnitt C.I. 3) c) zu entnehmen.

Auf den Netzstromanteil müssen hingegen alle Abgaben/Umlagen entrichtet werden. Die gängige und akzeptierte Praxis ist es, dass die Abgaben/Umlagen für den Netzstrom alle vom Vorlieferanten abgeführt werden. Dies ist jedoch ein Graubereich, da teils formal der KAB diese Abgaben abführen muss. Die Zahlung durch den Vorlieferanten wird jedoch akzeptiert, da es einfacher ist und es letztlich nicht wichtig ist wer die Umlagen/Abgaben bezahlt, sondern dass sie bezahlt werden.

Die erste Möglichkeit ist ein gemischter Arbeitspreis für Direkt- und Netzstrom. Hierbei nimmt der KAB einen Direktverbrauchsanteil an und kalkuliert damit aus dem Preis des Netzstroms sowie des Direktstroms einen Mischpreis, den er dem Kunden mitteilt. Die Chancen und Risiken einer Abweichung des Direktverbrauchsanteils liegen beim KAB. Vorteil für den Kunden ist die einfach verständliche Tarifstruktur, die wie gewohnt aus einem Arbeitspreis und einem Grundpreis besteht.

Die zweite Möglichkeit ist die Mitteilung zweier Arbeitspreise – einen für den Direktstrom und einen für den Netzstrom. Dieses Verfahren ist in der Abrechnung komplizierter, bietet dem Kunden jedoch den Vorteil und Anreiz, dass er seine Stromrechnung direkt durch den Verbrauch in Zeiten der solaren Stromproduktion senken kann.

Eine dritte Möglichkeit ist ein Arbeitspreis, der identisch ist mit dem Tarif für den Netzstrom. Damit wird die Abrechnung signifikant vereinfacht.

Das Forschungsprojekt EMGIMO hat gezeigt, dass im gewerblichen Bereich auch Hoch- und Niedertarife berücksichtigt werden sollten, da nahezu alle Sondertarifkunden solche Tarifstrukturen haben. Dies birgt jedoch eine deutlich erhöhte Komplexität, da hierbei Prozesse der Marktkommunikation zu berücksichtigen sind und Prognosen, sowie die entsprechende Kommunikationsstruktur an den Nutzer erforderlich werden.

Der Grundpreis besteht gewöhnlich aus den anfallenden Fixkosten für die Abrechnung, den Messstellenbetrieb und den Stromzähler sowie Gebühren im Rahmen der Netznutzung.

Außer letzterer Abgabe fallen diese Gebühren auch für Messungen innerhalb einer Kundenanlage an (vergleiche Kapitel 4.9).

8.3. Stromliefervertrag

Bei einem Stromliefervertrag für eine Direktversorgung innerhalb einer Kundenanlage ist es wichtig, dass nicht nur die Themen rund um die Stromlieferung enthalten sind, sondern dass auch der Messstellenbetrieb enthalten ist. Um Komplikationen mit der Abmeldung beim vorigen Lieferanten zu vermeiden, empfiehlt sich auch eine Vollmacht zur Kündigung des bestehenden Stromliefervertrags zu erstellen. Da der Anbieterwechsel nicht als Teil der klassischen Marktprozesse läuft, hat sich dieses Vorgehen in der Praxis bewährt. Wichtig sind zudem Klauseln zur Anpassung des Strompreises bei Änderung der gesetzlichen Abgaben oder Umlagen. Weitere Hinweise sind dem rechtlichen Leitfaden aus dem EMGIMO Projekt zu entnehmen. Bei der Erstellung eines Stromliefervertrags empfiehlt es sich entweder rechtliche Expertise hinzuzuziehen oder auf entsprechende Standardverträge zurückzugreifen (z. B. der DGS Franken¹⁸).

In dem Vertrag über die Netzstromlieferung für das Objekt ist dem Vorlieferanten mitzuteilen, dass es sich um einen ergänzenden Vertrag zu einer Direktversorgung handelt. Dies ist wichtig, damit der Vorlieferant nicht von einem Standardlastprofil ausgeht und seine Beschaffung entsprechend anpassen kann.

Die Hinzunahme einer Solaranlage und insbesondere einer Leistungssteuerung kann dazu führen, dass Lastspitzen reduziert werden. Daraus kann sich ein niedrigerer Leistungspreis ergeben. Gleichzeitig ist zu beachten, dass vor Ort produzierte Mengen den Netzstrombedarf senken, was u. U. dazu führen kann, dass der Netzstrom zu schlechteren Konditionen erworben werden kann (Kunde verliert beispielsweise den Status „Sondervertragskunde“, wenn die Bezugsmenge dadurch unter 100.000 kWh pro Jahr sinkt).

8.4. Rechnungsstellung und Stromkennzeichnung

Rechnungsstellung Pflichten nach § 40 EnWG

Hier ist es insbesondere wichtig, dass die gesetzlich vorgeschriebenen Angaben zur Schlichtungsstelle, Bundesnetzagentur sowie zum Stromtarif in der Stromrechnung zu machen.

Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG

Hierbei ist zu beachten, dass der vor Ort produzierte Solarstrom nur als Ökostrom gekennzeichnet werden darf, wenn Herkunftsnachweise dafür vorliegen. Davon wird jedoch abgeraten, da sich die Kosten und Aufwände für die Beantragung von Herkunftsnachweisen für Kleinanlagen nicht lohnen. Formal korrekt muss der Solarstrom in der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG somit anteilig als Graustrommix nach ENTSO-E-Energieträgermix dargestellt werden (vgl. Leitfaden zur Stromkennzeichnung des BDEW¹⁹).

Bei der Belieferung von Ladepunkten innerhalb einer Kundenanlage ist das nicht notwendig.

Praxistipps

- Es ist empfehlenswert den Prozess zur Aktivierung/Deaktivierung (vgl. Kapitel 4.8) im Vorfeld mit dem VNB durchzusprechen. Für den Fall, dass der Wechsel dennoch nicht reibungslos funktioniert hilft eine vertragliche Vollmacht zum Anbieterwechsel des Kunden.
- Es empfiehlt sich die beteiligten Mietparteien frühzeitig einzubeziehen, um Bedürfnisse, Ängste und Wünsche zu berücksichtigen.

¹⁸ <https://www.dgs-franken.de/service/pv-mieten-plus/> abgerufen am 17.11.2020.

¹⁹ <https://www.bdew.de/service/datenplattform-stromkennzeichnung/> abgerufen am 17.11.2020.

Kurz-Check und Prozessbeschreibung Direktbelieferung

Die folgenden Punkte müssen für die Gestaltung und Umsetzung der Direktbelieferung geklärt werden bzw. erfolgt sein:

- Festlegung der Berechnungsvariante zur Verteilung des Direktversorgungsanteil unter den Direktversorgerkunden.
- Festlegung der Preisgestaltung (ein oder zwei Arbeitspreise).
- Gestaltung des Stromlieferungsvertrags, der Stromrechnung und Stromkennzeichnung.
- Abschluss eines Vertrags zur Netzstromlieferung.
- Anmeldung bei Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber.

9. Erfahrungsberichte aus dem Projekt EMGIMO

In diesem Kapitel werden die Erfahrungen mit der Integration einer Photovoltaikanlage sowie der Umsetzung des Messkonzepts im Bestand dargestellt.

9.1. Integration einer Photovoltaikanlage im Bestand

Mit der kontinuierlich fallenden Einspeisevergütung für den ins öffentliche Netz eingespeisten PV Strom nimmt die Bedeutung des selbstgenutzten und / oder im Gebäude selbstvermarkteten Stroms zu. Schon heute ist der Anteil der Stromdirektbelieferung innerhalb einer Kundenanlage eine wesentliche Säule für die Rentabilität. Mittelfristig wird ein hoher Anteil der Stromdirektbelieferung für die Wirtschaftlichkeit von PV Anlagen unabdingbar. Insbesondere mit der zunehmenden Einführung der Solarpflicht ist die Direktbelieferung und Kopplung mit flexiblen Lasten sinnvoll.

Unsere Beispielrechnung zeigt, dass sich künftig im Pilotgebäude mit einer volleinspeisenden Photovoltaikanlage in München mit einer Leistung von 100 kW_p nur 4.860 € im Jahr generieren lassen. Demgegenüber ließe sich der Ertrag bei einem 95 % Anteil der Direktbelieferung im Gewerbebereich auf bis zu 18.610 € pro Jahr steigern.

Der entsprechende Hebel für eine Ertragssteigerung war zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der EMGIMO Pilotanlage mit 100 kW_p noch vergleichsweise gering, weil die Einspeisevergütung Ende 2018 mit 10,7 ct/kWh höher lag und sich näher am Wert des Strompreises für den Netzbezug bewegte. Je günstiger der PV Strom produziert wird, desto größer wird das Ertragspotenzial des PV Stromverkaufs direkt vor Ort. Gleichzeitig lassen sich aber Photovoltaikanlagen aufgrund der immer weiter sinkenden garantierten Einspeisevergütung mittelfristig nur noch durch den Stromverkauf vor Ort refinanzieren. Dadurch ergibt sich eine Notwendigkeit des Verkaufs vor Ort.

Wir rechnen anhand der Rahmendaten von EMGIMO vor, wie sich die Situation im Vergleich zu 2018 darstellen könnte. Im Folgenden werden vier reale Szenarien aus EMGIMO auf Basis von zwei unterschiedlichen Einspeisevergütungshöhen dargestellt. Als Basis für die Gegenüberstellung von erzielbaren Erträgen dienen hier:

- (I) Die EMGIMO Szenarien, Status 11/2018. Die Einspeisevergütung beträgt 10,7 ct/kWh (siehe Abbildung 4).
- (II) Die mittelfristig erwarteten Szenarien mit einer weiter reduzierten Einspeisevergütung in Höhe von 4,5 ct/kWh (siehe Abbildung 5).

Die Kalkulation basiert auf folgenden realen Eckdaten der Mehr-Mieter-Gewerbe-Immobilie:

- | | |
|--|-------------|
| • Strombedarf auf Gebäudeebene (Exklusive E-Mobilität) | 550 [MWh/a] |
| • Strombedarf auf Haustechnikenebene | 68 [MWh/a] |
| • Erzeugung PV | 108 [MWh/a] |

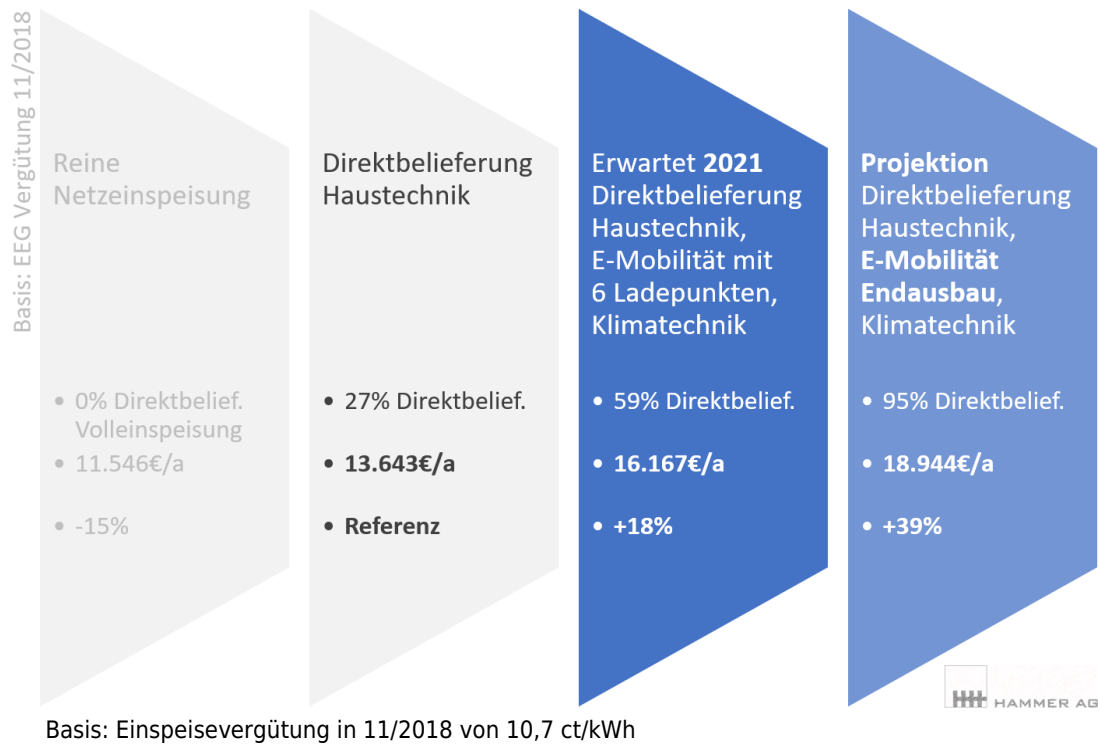


Abbildung 4: Ertrag der EMGIMO 100kWp PV-Anlage als Funktion des im Gebäude direkt vermarkteten Stromanteils.

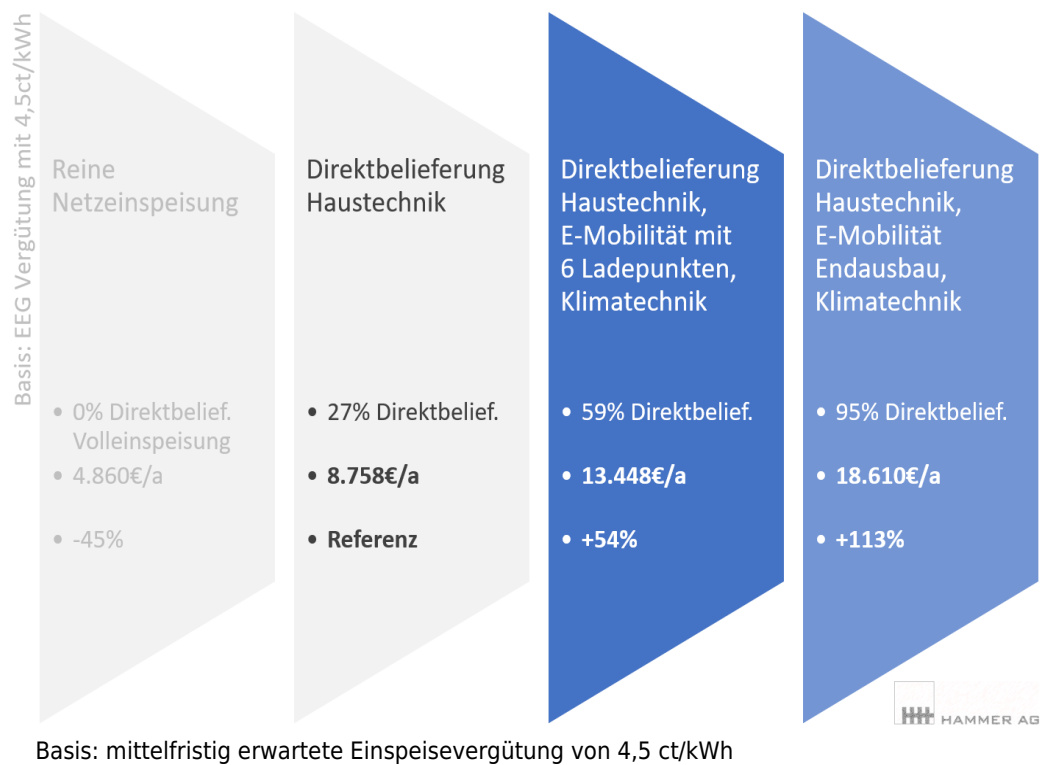


Abbildung 5: Ertrag einer 100kWp PV-Anlage als Funktion des im Gebäude direkt vermarkteten Stromanteils.

In keinem der oben dargestellten Szenarien kommt die Eigenversorgung zur Anwendung. Die dargestellten Szenarien beziehen sich auf die Direktbelieferung von Nutzern im Gebäude, bei Abführung der vollen EEG-Umlage auf den gelieferten PV-Strom. Konzepte, welche die sehr restriktiv definierte Eigenversorgung in Mehr-Mieter Gewerbeimmobilien ermöglichen würden, erfordern hier vergleichsweise hohe Investitionen, welche im Bestand finanziell nicht tragfähig sind. Ließe sich ein Konzept mit Eigenversorgung umsetzen, so erhöht sich der Ertrag für den Anteil des Eigenverbrauchs um 60% der EEG Umlage (Status 09/2020).

In den Szenarien in (I) von 11/2018 generiert die Direktbelieferung der Haustechnik gegenüber einer Volleinspeisung des PV Stroms ins öffentliche Netz im günstigsten Fall moderate Mehreinnahmen von 2.097 € (Abbildung 4). Die zusätzliche Direktbelieferung der E-Mobilität, im Anfangsausbau mit sechs Ladepunkten und der über die Kundenanlage angebunden Klimatisierung, führt zu weiteren erwarteten Mehreinnahmen von 2.524 € in 2021²⁰, respektive 5.301 € im Endausbau.

Ein wesentlich verändertes Bild ergibt sich mit den Szenarien in (II), Abbildung 5. Hier generiert bereits die Direktbelieferung der Haustechnik gegenüber einer reinen Einspeisung des PV Stroms ins öffentliche Netz im günstigsten Fall signifikante Mehreinnahmen von 3.898 €. Die zusätzliche Direktbelieferung der E-Mobilität, im Anfangsausbau mit sechs Ladepunkten und der Klimatisierung führt zu weiteren erwarteten Mehreinnahmen von 4.690 €, respektive 9.858 € im Endausbau (bzw. 13.750 € gegenüber der Volleinspeisung).

Die Direktbelieferung der Bereiche Haustechnik und von relevanten variablen Lasten wie der E-Mobilität und der Klimatechnik erfordert jedoch heute teils hohe Investitionen, die gegengerechnet werden müssen, siehe auch folgende Abschnitte. Hinzu kommen laufende Kosten. Wird der Stromanschluss bereits von Anfang an bei einer Gebäuderenovierung oder bei einem Neubau entsprechend geplant, so lassen sich die Kosten dafür deutlich senken.

Worauf ist im Vorfeld einer Gebäuderenovierung oder der Planung neuer Gebäude im Hinblick auf die Integration einer PV Anlage zu achten?

- Bei der Planung von Kabelkanälen oder Kabelschächten die aufs Dach führen, sollten diese Strukturen ausreichend für die künftige Integration der Photovoltaikanlage bemessen werden (zusätzliche Kapazität für Aufnahme von Stromkabeln / Netzwerk Leitungen).
- Im Elektro-Anschlussraum ist ausreichend Platz für die Unterbringung zusätzlicher Zähler vorzuhalten (ein Wandlerzähler für PV Anlage²¹; ggf. ein Wandlerzähler für Kundenanlage). Auch sind genügend Abgänge am NH Verteiler einer Kundenanlage für die Versorgung variabler und steuerbarer Lasten vorzusehen (E-Mobilität, Anbindung Zählerkasten für direktmessende Zähler).
- Die NSHV ist bzgl. Anschlussleistung so auszulegen, dass über den Abgang der Kundenanlage ausreichend Kapazität für die Aufnahme der obigen Lasten zur Verfügung steht.

Kann die Versorgung relevanter steuerbarer Lasten wie z.B. die Versorgung der E-Mobilität oder der Klimaanlage nicht über eine Kundenanlage realisiert werden, weil diese beispielsweise an einen externen Contractor ausgegliedert wurde, dann ist die Direktbelieferung aus der PV-Anlage nicht möglich. Eine größere PV-Anlage (>30kW_p), wie diejenige in EMGIMO, würde sich nach heutiger Rechtslage nur von diesem Contractor wirtschaftlich betreiben lassen.

²⁰ Aufgrund der Corona Pandemie waren die Büros in 2020 nur minimal besetzt und demzufolge war der Strombedarf für die E-Mobilität und für Klimatisierung vergleichsweise gering.

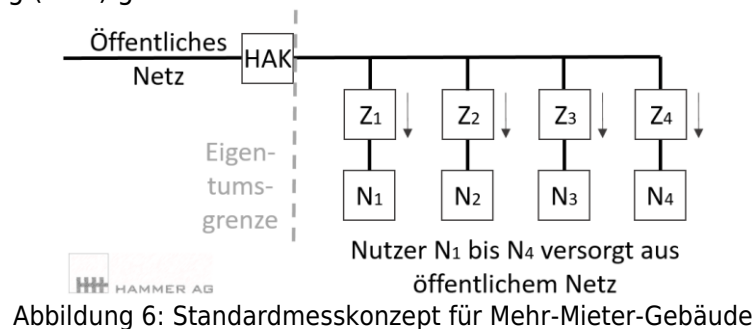
²¹ Falls die Anlagenleistung 30kW_p übersteigt.

9.2. Messkonzepte für Direktversorgung (im Gewerbe)

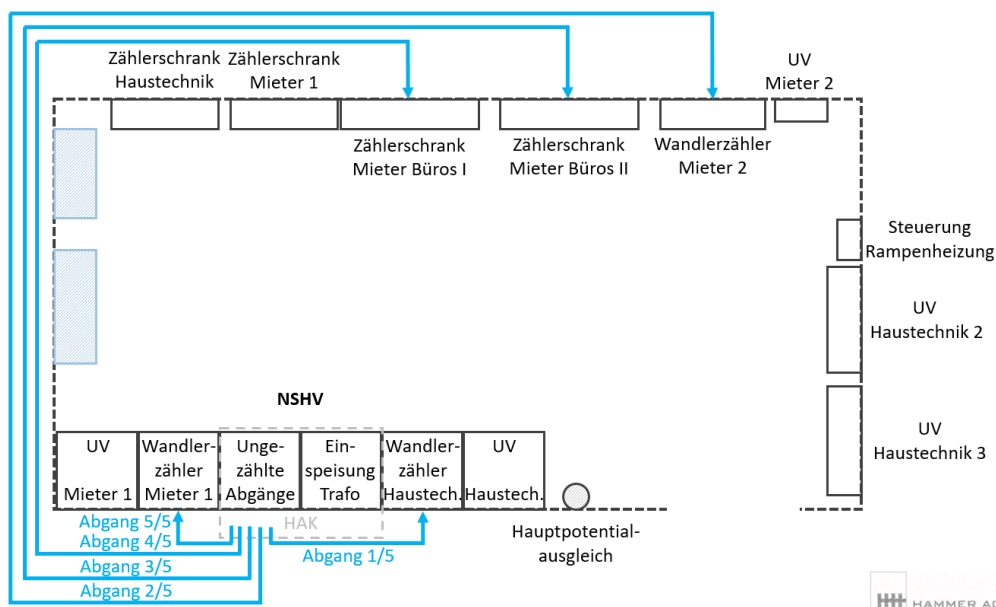
Soll die Stromversorgung in einem Gebäude umgestellt werden von einer reinen Versorgung aus dem öffentlichen Netz zu einer (Teil-)Versorgung direkt aus der PV Anlage, ohne Durchleitung durch das öffentliche Netz, dann ist hierfür ein entsprechendes Messkonzept erforderlich. Die Kosten für die Umsetzung können erheblich sein. Im Folgenden wird der schrittweise Umbau des Messkonzepts im Bestand des EMGIMO Pilotgebäudes dargestellt. Weiterhin wird erläutert welche Optionen moderne, intelligente Messsysteme eröffnen und welche Erwartungen seitens der Mieterstrommodellbetreiber an künftige Messkonzepte gestellt werden.

Messkonzept im Bestand vor der Integration der Photovoltaik Anlage

Vor Projektbeginn war jeder Verbraucher / Mieter im Mehr-Mieter-Gewerbegebäude über einen eigenen Zähler an den ungezählten Bereich des öffentlichen Netzes angeschlossen. Dabei wurde der Stromverbrauch der Nutzer teils über direktmessende Standardlastprofil (SLP) Zähler – bis dahin Ferrariszähler – und teils über Wandlerzähler mit registrierender Leistungsmessung (RLM) gemessen.



Die Räumliche Verteilung der Komponenten im E-Anschlussraum des Pilotgebäudes war einfach strukturiert (siehe Abbildung 7).



Welches Messkonzept musste in EMGIMO realisiert werden und warum?

Mit der Installation einer PV Anlage im Rahmen von EMGIMO sollten ausgewählte Anschlüsse teils direkt mit Solarstrom versorgt werden. Dafür war nach Abstimmung mit dem VNB ein

Umbau des Anschlusses zu einem für „Mieterstrom“ geeigneten Messkonzept mit Kundenanlage auf Basis zweier Sammelschienen erforderlich, insbesondere aufgrund des kombinierten Einsatzes von SLP und RLM Zählern (sowohl im Bereich der direktversorgten Kunden als auch drittversorgter Kunden).

Dieses Konzept mit einer doppelten Sammelschiene für die Umsetzung von Mieterstrommodellen ist unflexibler, weil es eine physische Aufteilung der Elektroanlage bedingt. Bei diesem Messkonzept werden alle an dem Mieterstrommodell teilnehmenden Parteien (in EMGIMO die PV Erzeugung; Allgemeinstrom Haustechnik; relevante Verbraucher) über einen zusätzlichen Zweirichtungszähler und eine daran angeschlossene Sammelschiene versorgt. Alle Mieter/Nutzer, die vom öffentlichen Netz versorgt werden wollen, bleiben über die erste Sammelschiene angeschlossen.

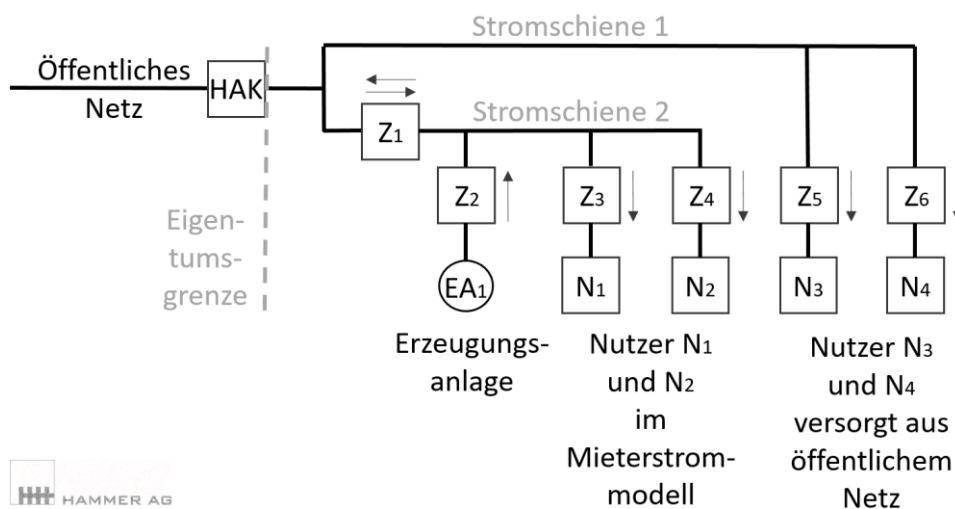


Abbildung 8: Messkonzept auf Basis zweier Sammelschienen für Mieterstrommodell

Dieses Zwei-Stromschienen-Messkonzept birgt ein Risiko für den Mieterstrombetreiber: Nimmt ein Mieter sein Recht wahr, von einem „sonstigen Lieferanten“ aus dem öffentlichen Netz mit Strom versorgt zu werden, muss der entsprechende Zähler physikalisch von der Sammelschiene der „Selbstversorgergemeinschaft“ abgeklemmt und an das „ungezählte“ öffentliche Netz angeschlossen werden (Beispiel Mieterwechsel).

Das vom örtlichen Netzbetreiber vorgegebene Messkonzept basiert auf einer Vorlage des Verbands der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. - VBEW Arbeitsgruppe „Messkonzepte“. Die Umsetzung im Bestand kann erhebliche Kosten verursachen und der Kundenwechsel ist unflexibel, weshalb dies nach Möglichkeit gemieden werden sollte.

So war auch die räumliche Umsetzung und Verteilung der Komponenten im Elektroanschlussraum des Pilotgebäudes aufwändig und kostenintensiv, nachdem die beengten Platzverhältnisse im Bestand zusätzliche Kabelwege und teils spezielle, schlankere Bauweisen von Komponenten erforderten. In einem ersten Schritt erfolgte die Integration der Kundenanlage mit Anbindung der Photovoltaik (Abbildung 9 - Die erforderlichen Umbauten und Anschlüsse im E-Anschlussraum des Pilotgebäudes sind in blau dargestellt). Die Versorgung weiterer steuerbarer Lasten über die Kundenanlage und deren Einbindung in das Lastmanagement erforderte in einem zweiten Schritt den Ersatz der zwei vorhandenen Zäblerschränke für die Mieterbereiche, samt Ersatz der Anbindung und deren Ergänzung mit einem weiteren dritten Zäblerschrank. Dieser dritte Zäblerschrank ist direkt angebunden an die Kundenanlage (Abbildung 10 - Die erforderlichen Umbauten und Anschlüsse im E-Anschlussraum des Pilotgebäudes sind in blau dargestellt).

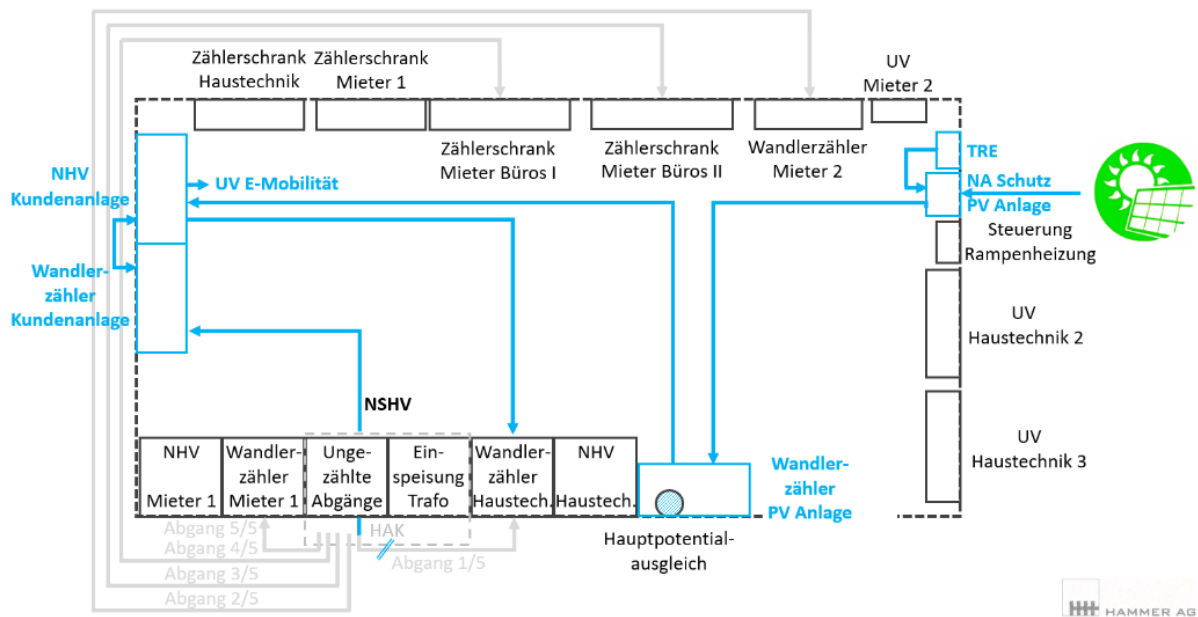


Abbildung 9: Integration der Kundenanlage mit Anbindung der Photovoltaik.

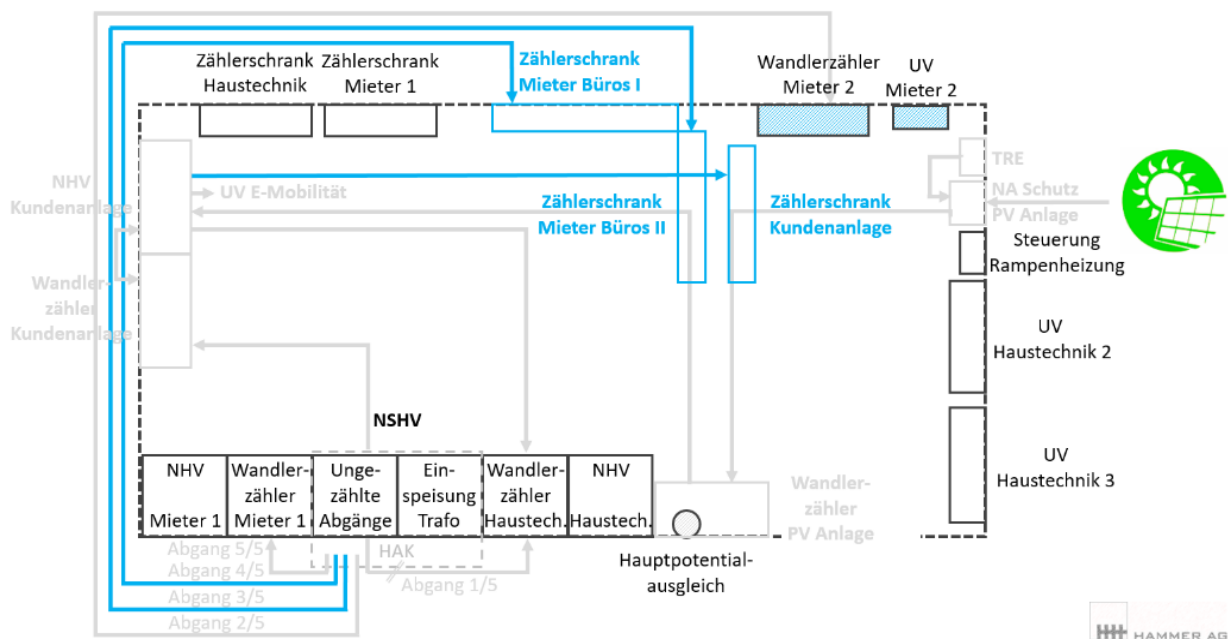


Abbildung 10: Integration eines Zählerschranks für die Kundenanlage und der damit einhergehender Ersatz der Zählerschränke im Bestand.

Flexible Lösung für kosteneffiziente Mieterstrommodelle

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat am 31.01.2020 die „technische Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme (iMSys) nach § 30 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)“ festgestellt, auch Markterklärung genannt. Damit begann die gesetzliche Verpflichtung zum Rollout intelligenter Messsysteme zum 24.02.2020 durch die zuständigen Messstellenbetreiber²². Mit der Einführung von geeichten

²² <https://www.bdew.de/energie/digitalisierung/welche-rolle-spielen-smart-meter-fuer-die-digitalisierung-der-energiegewende/> abgerufen am 17.11.2020.

intelligenten Messsystemen wird auch die Umsetzung neuer, kostengünstigerer Messkonzepte möglich.

So gestatten heute nur ausgewählte Netzbetreiber die Umsetzung fortschrittlicher Messkonzepte auf Basis eines sogenannten virtuellen Summenzählers. Und die Umsetzung solcher Messkonzepte kann auf Basis neuer iMSys weiterhin vereinfacht werden, insbesondere im Gewerbe.

Im Gegensatz zu dem Messkonzept, welches in EMGIMO realisiert werden musste, kann ein solches Messkonzept zu deutlichen Kosteneinsparungen und zu einer Begrenzung des Risikos für Betreiber von Mieterstrommodellen führen. Es würde daher einen maßgeblichen Beitrag für die Energiewende leisten. Der Mieterstrombetreiber kann hier das physikalische Umklemmen von Zählern wechselnder Mieter vermeiden.

So bietet ein deutsches VNB in seinem Netzgebiet alternativ zu dem Messkonzept in (2) die Umsetzung eines fortschrittlichen Messkonzepts auf Basis eines sogenannten virtuellen Summenzählers an. Hier wird auf einen Summenzähler und eine zweite Sammelschiene samt zugehöriger Zählerkästen verzichtet. Bisher sind für die Verbrauchsabrechnung ausschließlich Zähler mit Zählerstandgang- bzw. Lastgangmessung vorgeschrieben. Allerdings sollte in naher Zukunft dieses Modell auch mit iMSys auf Basis von SLP Zählern mit TAF7²³ (Zählerstandgangmessung) umsetzbar sein. Mit dem gesetzlich vorgeschriebenen Rollout von iMSys verfügen nun auch die Messreihen von SLP Zählern über einen „geeichten Zeitstempel“ und könnten demzufolge auch in Kombination mit RLM Zählern eingesetzt werden.

Dabei ist zu beachten, dass in diesem Modell der Messstellenbetreiber (MSB) die Anlage nach der durch den VNB vorgegebenen Berechnungsformel bilanziert. Der MSB meldet dann die Lastgänge „sternförmig“ an den Lieferanten (Bezug virtueller Summenzähler) und ggf. dem VNB per standardisierter Marktkommunikation. Das Verursacht einen kostenpflichtigen Mehraufwand für den Abrechnungsprozess. Die Abrechnung kann nämlich nicht mehr auf Basis der abgelesenen Werte erfolgen.

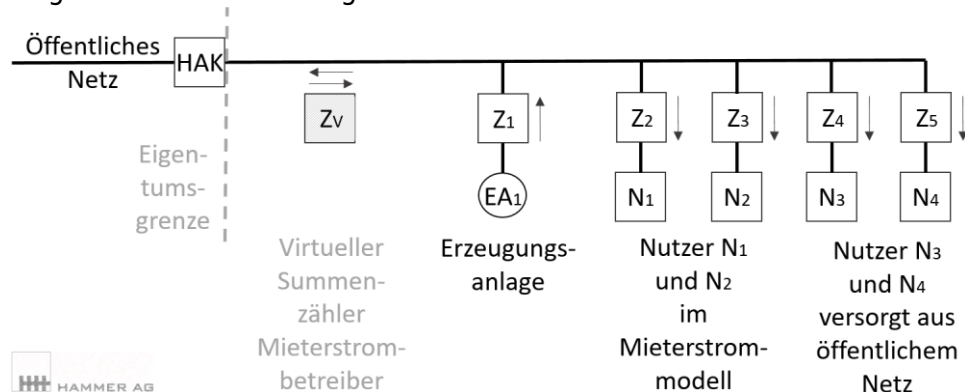


Abbildung 11: Innovatives Messkonzept für Mieterstrommodell mit virtuellem Summenzähler

Hinweise an den Gesetzgeber

Das in Abbildung 11 dargestellte Messkonzept sollte bundesweit für Mieterstrom-Kundenanlagen durch eine behördliche Instanz freigegeben werden. Die Freigabe muss in

²³ Siehe auch Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI).

einer Art erfolgen, die dem VNB keine Möglichkeit lässt, das Messkonzept in seinem Netzgebiet zu blockieren.

Weiterhin sollte die Nutzung dieses Konzepts nicht beschränkt werden auf konventionelle Zähler mit Lastgangmessung. Mit dem gesetzlich vorgeschriebenen Rollout von Intelligenten Messsystemen verfügen nun auch die Messreihen von iMSys SLP Zählern mit TAF7 über einen „geeichten Zeitstempel“ und könnten demzufolge problemlos in Kombination mit RLM Zählern in einem Messsystem eingesetzt werden.

Neue Optionen, die intelligente Messsysteme bieten, sollten genutzt werden können.

Anhang: Messkonzepte

In diesem Anhang sind einige standardisierte Summenzähler-Messkonzepte dargestellt. Die Größen der Erzeugungsanlagen (EZA) sind als Beispiele zu verstehen.

Im Folgenden sind einige Hinweise zu den Messkonzepten 1 bis 7 aufgeführt. Messkonzept 1 bis 6 basieren auf saldierenden Zählern, die nach Standardlastprofil (SLP) abgerechnet und einmal jährlich abgelesen werden.

Messkonzept 1: Summenzähler Standard (mit Wärmepumpe)

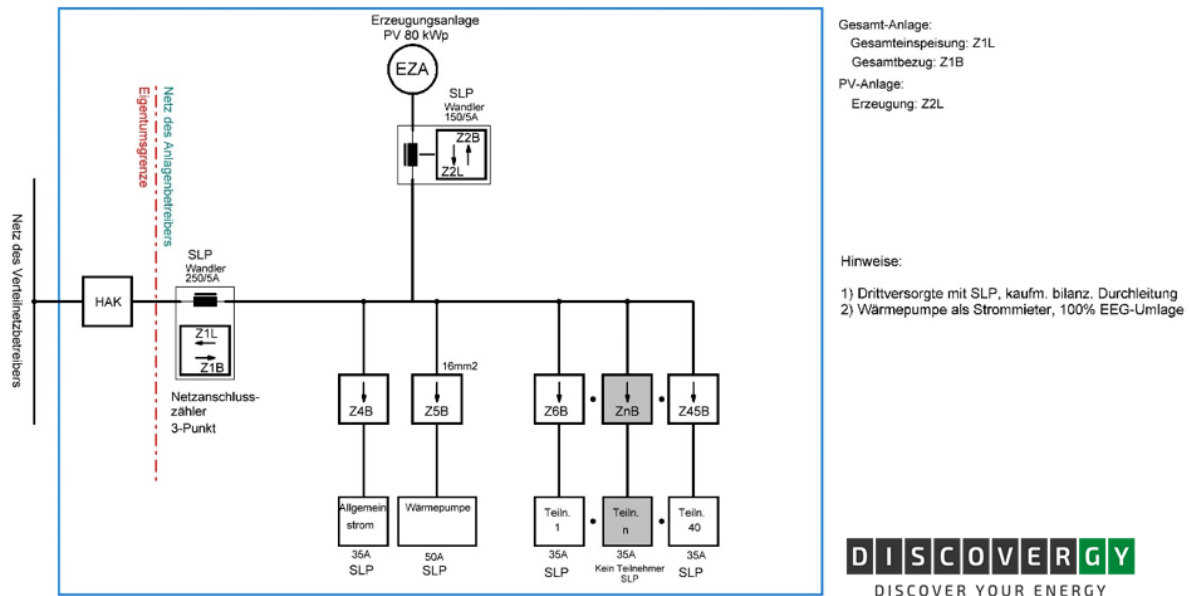


Abbildung 12: Summenzähler Standard mit Wärmepumpe

Hinweise:

- In diesem klassischen Summenzähler-Messkonzept wurde eine separat gezählte Wärmepumpe mitberücksichtigt, da das in der Praxis oft der Fall ist.
- Die Position des Erzeugungszählers ist „hinter“ dem Summenzähler flexibel verschiebbar.
- Der Erzeugungszähler wird mit digitalen Stromzählern standardmäßig als Zweirichtungszähler ausgeführt, damit die Zählwerke richtig angeschlossen werden (früher wurden meist Ferrariszähler mit nur einem Zählwerk genutzt).

Messkonzept 2: Doppelte Sammelschiene

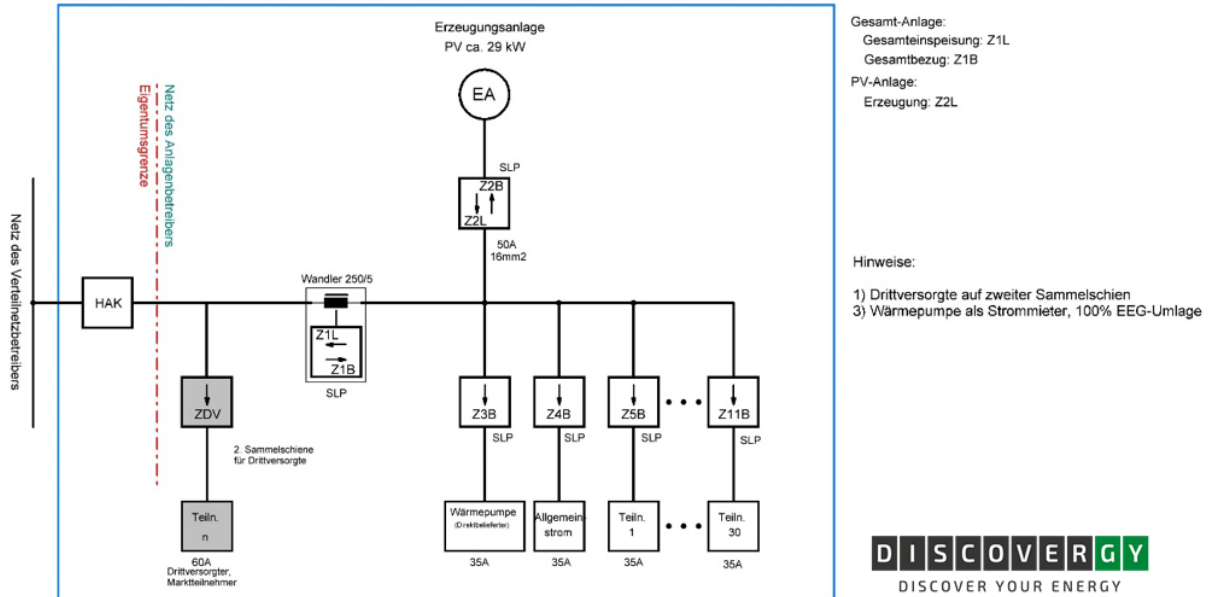


Abbildung 13: Doppelte Sammelschiene

Hinweis:

Von der Umsetzung eines solchen Messkonzepts wird abgeraten, da ein folgender Kundenwechsel nur mit physischem Eingriff in die Elektroanlage möglich ist.

Messkonzept 3: Summenzähler mit zweiter Erzeugungsanlage

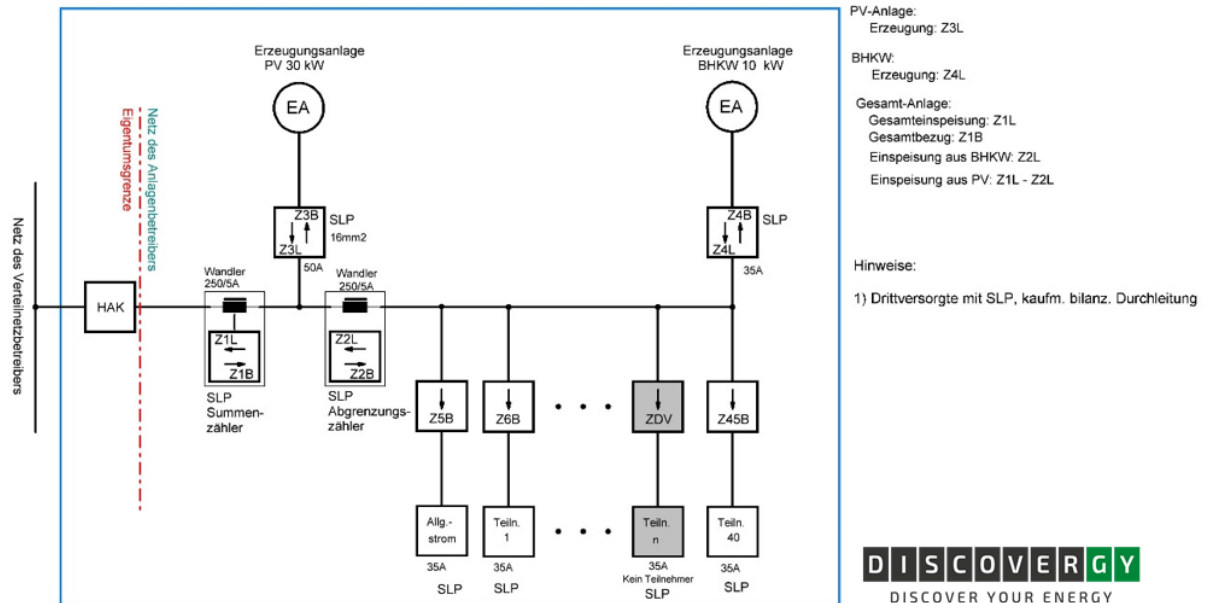


Abbildung 14: Summenzähler mit zweiter Erzeugungsanlage

Hinweis:

- Die Position des zweiten Erzeugungszählers (in diesem Beispiel BHKW) ist „hinter“ dem Summenzähler flexibel verschiebbar.

Messkonzept 4: Summenzähler Standard mit Batterie

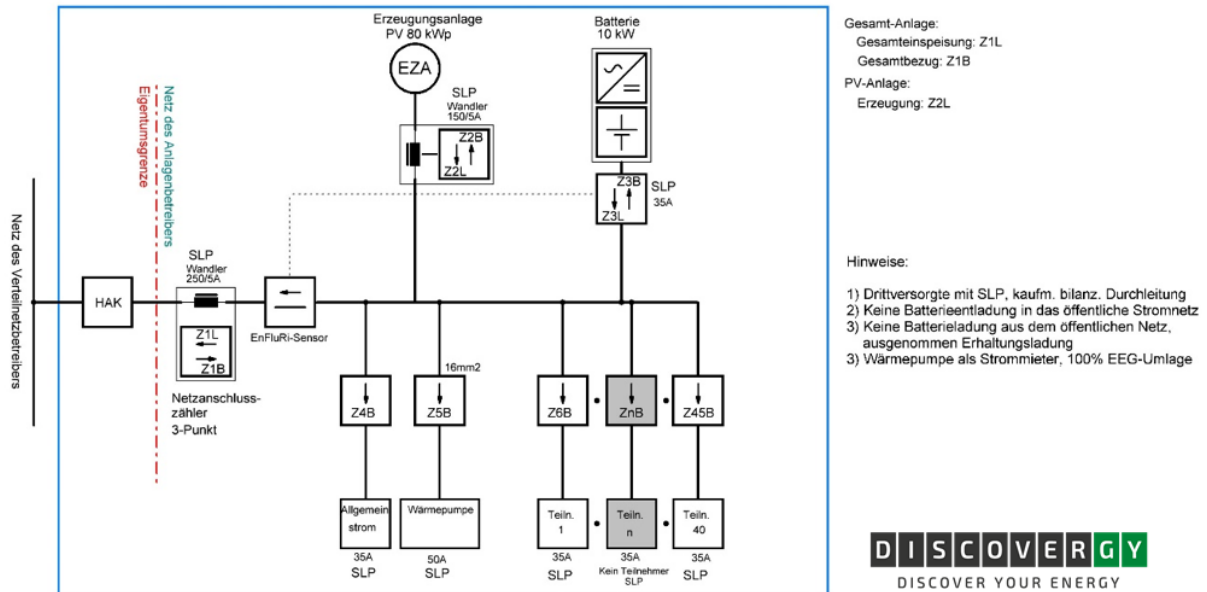


Abbildung 15: Summenzähler Standard .

Hinweise:

- Dieses Messkonzept baut auf dem Messkonzept 1 auf.
- Es ist eine Batterie ergänzt, die der Erhöhung des Direktverbrauchs dient.

Messkonzept 5: Summenzähler mit Eigenverbrauch

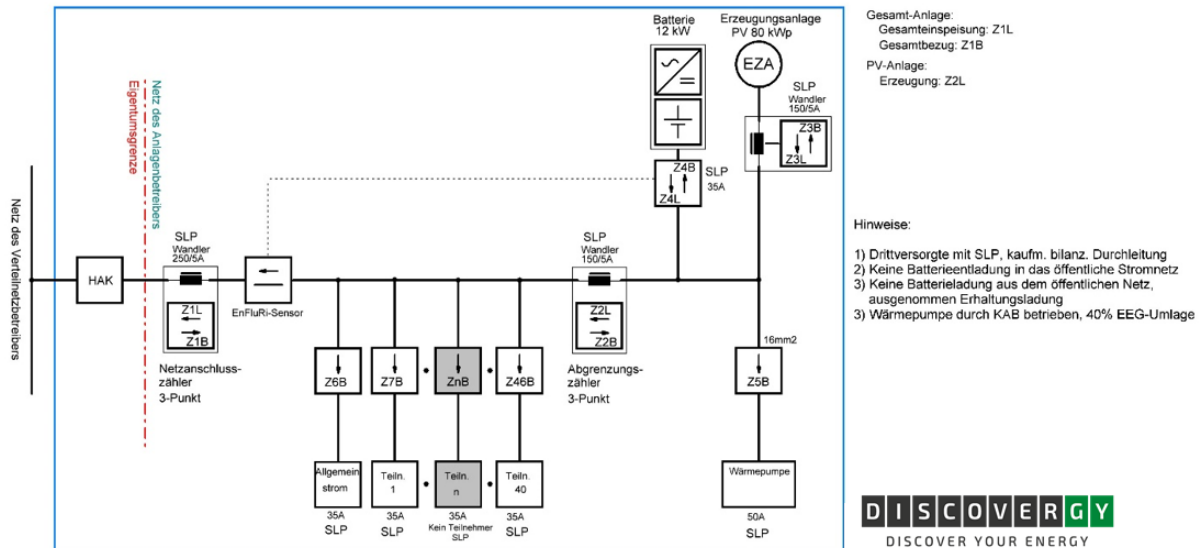


Abbildung 16: Summenzähler mit Eigenverbrauch

Hinweise:

- Dieses Messkonzept baut auf dem Messkonzept 4 auf.
- Es behandelt den Fall, wenn der Kundenanlagenbetreiber auch die Wärme an die Mieter liefert und für die Erzeugung der Wärme der Eigenverbrauch genutzt werden soll.
- (Der Allgemeinstrom ist in diesem Beispiel nicht dem Eigenverbrauchsteil zugeordnet, da er oft vom Gebäudeeigentümer betrieben wird).

Messkonzept 7: Summenzähler mit physikalisch sichergestellt Vorrang

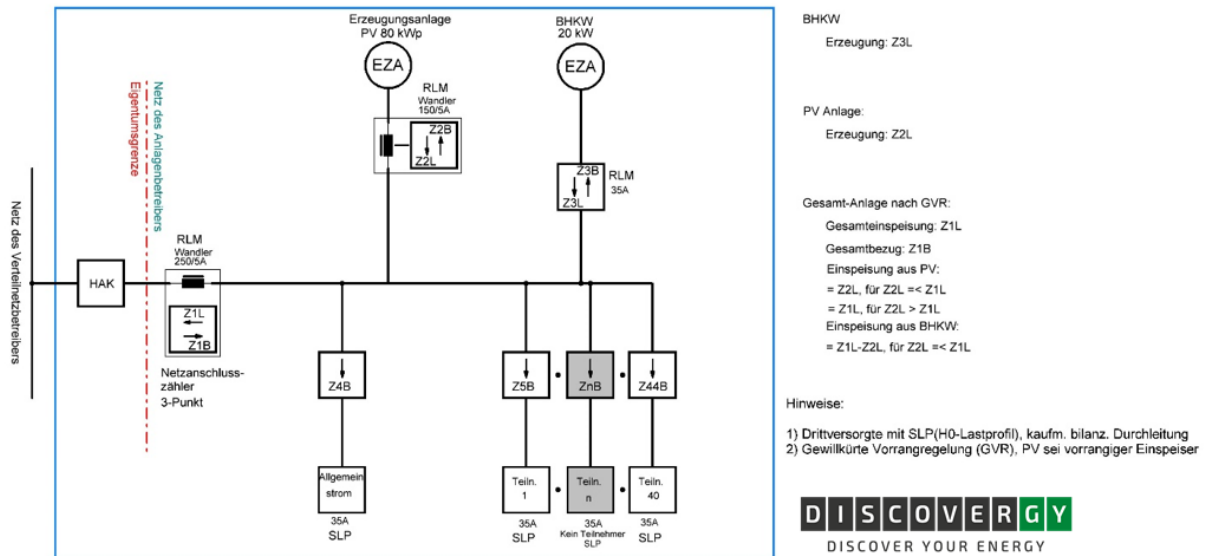


Abbildung 18: Summenzähler mit physikalisch sichergestellt Vorrang

Hinweis:

- Die Reihenfolge der Einspeisung der zwei Erzeugungsanlagen wird hier physikalisch durch RLM-Erzeugungszähler (und einen RLM Summenzähler) sichergestellt. Das Messkonzept kann als physikalisch umgesetzte gewillkürte Vorrangregelung verstanden werden (vgl. Kapitel 2.7). Ob mit einem solchen Messkonzept oder mit der gewillkürte Vorrangregelung gearbeitet wird, hängt von der Abstimmung mit dem örtlichen Verteilnetzbetreiber ab.

Literaturverzeichnis und ergänzende Literatur

BDEW Anwendungshilfe: „Lieferantenwechsel in Kundenanlagen“ (Version 1.0). Siehe <http://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/bdew-anwendungshilfe-lieferantenwechsel-kundenanlagen/> unter <https://www.bdew.de/service/marktprozesse-im-ueberblick/>.

BDEW, Smart Metering: Was Sie über intelligente Messsysteme wissen sollten. Siehe <https://www.bdew.de/energie/digitalisierung/welche-rolle-spielen-smart-meter-fuer-die-digitalisierung-der-energiehende/>.

BDEW, Datenplattform Stromkennzeichnung. Siehe <https://www.bdew.de/service/datenplattform-stromkennzeichnung/>.

BMWi, Pressemitteilung, Zypries: Grünes Licht aus Brüssel für Mieterstrom. Siehe <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20171120-zypries-gruenes-licht-aus-bruessel-fuer-mieterstrom.html>.

Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): Technischen Richtlinie BSI TR-03109-1.

BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e. V. PV Financing: Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom, Anwenderleitfaden. Siehe https://www.pv-mieterstrom.de/wp-content/uploads/2016/11/PV_Financing_Mieterstrom.pdf.

Bundesnetzagentur: Leitfaden geschlossene Verteilernetze. Siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzessionenVerteilernetze/geschlVerteilernetze/verteilernetze-node.html.

Bundesnetzagentur: Leitfaden Eigenversorgung. Siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEGAufsicht/Eigenversorgung/Eigenversorgung-node.html.

Clearingstelle EEG|KWKG: Empfehlung 2014/31 - Einzelfragen zur Anwendung des § 61 EEG 2014 bei EE-Anlagen. Siehe <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/empfv/2014/31>.

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Franken e.V.: PV-Mieten Plus. Siehe <https://www.dgs-franken.de/service/pv-mieten-plus/>.

Gleiss Lutz Hootz Hirsch Partnerschafts-gesellschaft von Rechtsanwälten, Steuerberatern: Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaik-anlagen“. Siehe https://www.erneuerbareenergien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/pv_anlagen_bf_langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

Marktstammdatenregister. Siehe <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>.

Prognos, im Auftrag des BMWi: Mieterstrom Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Siehe <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.html>.

Solarcluster Baden-Württemberg: Leitfaden Mieterstrom 2017. Siehe https://solarcluster-bw.de/fileadmin/user_upload/Stellungnahmen/Web_SC_Leitfaden_Mieterstrom_2017-05.pdf unter <https://solarcluster-bw.de/de/downloads/>.

SWM: Infrastruktur Anlage a zu Netznutzungsvertrag Strom, Preisblätter, Preisblatt 1 (2019).

SWM: Hinweise zu den Technischen Anschlussbedingungen, basierend auf dem Bundesmusterwortlaut der TAB 2007, Ausgabe 2011 des BDEW, Stand 11.2015.

VBEW Lenkungsausschuss „Energienetze und Regulierung“: Hinweise zu den Technischen Anschlussbedingungen, Stand 11.2015.

Rechtlicher Leitfaden und Projektwebsite

Dieser Leitfaden wird ergänzt durch den rechtlichen Leitfaden aus dem Projekt EMGIMO. Beide sind auf der Website des Forschungsprojekts abrufbar, siehe:

<https://www.emgimo.eu/>