



INTEGRIERTE, DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Abschlussbericht für das
DBU Green Start-up Programm

Aktenzeichen	35501/82-21
Ort, Datum	Kassel, 04.04.2023
Autoren	Daniel Netter, Christopher Neumann

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	4
2	Einleitung.....	4
3	Hauptteil.....	5
3.1	Dezentrale Stromversorgung von Gewerbe-Immobilien.....	5
3.1.1	Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen	5
3.1.2	Entwicklung eines Wirtschaftlichkeitsrechners und Exposé-Formats	10
3.1.3	Abbildung komplexer gewerblicher Messkonzepte als digitaler Zwilling und Automatisierung von Lokalstromabrechnungen	16
3.1.4	Konzeptionierung einer Lösung zur spartenübergreifenden Fernauslesung und Bereitstellung von Messdaten.....	17
3.1.5	Konzeptionierung und Erprobung leistungsbezogener Tarife	18
3.1.6	Vertragsgestaltung.....	18
3.2	Einbindung von E-Ladepunkten in Mieterstromprojekte	18
3.2.1	Konzeptionierung technischer Aufbau und Geschäftsmodell	19
3.2.2	Lastmanagement, netzdienliches Laden und PV-Überschussladen	24
3.2.3	Auswahl geeigneter Hard- und Software.....	27
3.2.4	Stromrückspeisung aus mobilen Batteriespeichern (Bidirektionales Laden).....	28
4	Fazit	30
5	Quellenverzeichnis	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Börsenstrompreis in Deutschland (Day-Ahead-Auktion) 2021 gem. Energy-Charts.info....	6
Abbildung 2 Börsenstrompreis in Deutschland (Day-Ahead-Auktion) 2022 gem. Energy-Charts.info....	6
Abbildung 3 Monatsmarktwerte gem. Anlage 1 (zu § 23a EEG) Nr. 5.2, gem. netztransparenz.de (2023)	7
Abbildung 4 Tatsächlicher Jahresmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie (MWSolar(a)) gemäß § 33 EEG 2012, gem. netztransparenz.de (2023).....	7
Abbildung 5 Arten von PV-Gewerbeprojekten	11
Abbildung 6 Grafische Aufbereitung der monetären Vorteile für Anlagenbetreiber und Gebäudenutzer im Rahmen eines Direktliefer-Exposés	13
Abbildung 7 Technischer Aufbau E-Mobilitätskonzept prosumergy	21
Abbildung 8 Schnittstellen beim technischen Aufbau der E-Mobilitätsinfrastruktur.....	23
Abbildung 9 Prozess zur Wallboxbestellung	24
Abbildung 10 Funktionsweise statisches Lastmanagement	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 PV-Vergütungssätze für Voll- und Überschusseinspeisung	9
Tabelle 2 Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Direktliefer- und Mieterstromprojekten	14
Tabelle 3 Beispielhafte Darstellung eines Messkonzepts mit zwei Erzeugungsanlagen und kombinierter Eigenversorgung und Lieferung an Dritte	17
Tabelle 4 Varianten für den technischen Aufbau und die Abrechnung privater Ladepunkte	20
Tabelle 5 Anforderungen an das Lade- und Energiemanagementsystem	28

1 Zusammenfassung

Im Rahmen der Green-Startup-Förderung der DBU konnte prosumergy seinen integrierten dezentralen Energieversorgungsansatz auf die Anwendungsfelder Gewerbeimmobilien und E-Mobilität ausdehnen. Als auf die Planung und Umsetzung von Mieterstromprojekten spezialisiertes Start-Up bestand für prosumergy dank der Förderung, für die der DBU unser herzlicher Dank gilt, die Möglichkeit der systematischen und umfassenden Auseinandersetzung mit diesen beiden künftig weiter an Bedeutung gewinnenden Geschäftsfeldern. So konnten die Entwicklung der zugehörigen Geschäfts- und Erlösmodelle angestoßen, Software-Tools (weiter-)entwickelt und vertragliche Grundlagen erarbeitet werden. Der Energiemarkt war während des Förderzeitraums von erheblichen Verwerfungen geprägt, welche sich auch auf einige Arbeitspakete auswirkten. Ziel der unternehmerischen Erschließung der beiden Geschäftsfelder war neben der betriebswirtschaftlichen Erweiterung des Angebotsportfolios vor allem die Unterstützung bei der Dekarbonisierung dieser wichtigen Bereiche. Denn ohne den umfassenden Einsatz von lokal erzeugtem Solarstrom für die Versorgung von Gewerbeimmobilien und E-Ladepunkten in Mehrparteienimmobilien würde die Energiewende zwei in puncto Umweltrelevanz und gesellschaftlicher Akzeptanz maßgebliche Anwendungsfelder übergehen. Dem sollte das vorliegende Projekt entgegenwirken.

2 Einleitung

Prosumergy realisiert dezentrale Energieversorgungsprojekte als Projektentwickler und Energieversorger. Hauptgeschäftsfeld des Unternehmens ist Mieterstrom, der mittels verschiedener Produkte umgesetzt wird, um dem heterogenen Markt gerecht zu werden: Gebäude- oder Quartiersebene, Neubau oder Bestandsobjekte und verschiedenste Akteure (z.B. privat, Genossenschaft, Wohnungswirtschaft) erfordern individuelle Lösungen (z.B. Betreibermodelle). Mieterstrom dient dabei als Türöffner für eine möglichst ganzheitliche Aufwertung der Versorgungsinfrastruktur, indem technologieoffen integriert wird (z.B. PV, KWK, Wärmepumpen, E-Ladepunkte, Speichertechnologien). Um den dringend notwendigen EE-Ausbau voranzutreiben, braucht es mehr professionelle, wirtschaftlich darstellbare Lösungen, die der steigenden Komplexität solcher Projekte gerecht werden. Dafür ist Prozessdigitalisierung unumgänglich. Mit Hilfe der DBU-Förderung konnte der integrierte dezentrale Energieversorgungsansatz (idE) des Start-Ups auf die Geschäftsfelder **Gewerbeimmobilien** und **E-Mobilität** ausgedehnt werden, um das dort schlummernde ökologische und ökonomische Potenzial künftig besser heben zu können.

In Deutschland gibt es gemäß einer umfassenden Primärdatenerhebung durch Hörer et al. (2021) vom Institut Wohnen und Umwelt rund 21 Mio. Nichtwohngebäude (NWG). Von diesen sind rund 2 Mio. „thermisch relevant“, sodass hier von einer dauerhaften menschlichen Nutzung ausgegangen werden kann, wie sie wiederum für Modelle zur Solarstrom Vor-Ort-Versorgung relevant ist. Die darüber hinausgehenden NWG könnten – hier wäre eine weitere Untersuchung erforderlich – vielfach vermutlich auch für die Solarstromerzeugung genutzt werden, da auch ohne thermische Relevanz ein signifikanter Stromverbrauch gegeben sein kann und zudem auch hier bereits versiegelte Flächen für den Betrieb von PV-Anlagen genutzt werden könnten, was grundsätzlich einen Vorteil gegenüber Freiflächenanlagen darstellt. Insofern kann von einer mindestens hohen sechsstelligen Zahl grundsätzlich für PV-Vor-Ort-Versorgungsmodelle interessanter gewerblicher Dachflächen in Deutschland ausgegangen werden. Angesichts von NWG-Neubauten wird deren Menge jährlich weiter zunehmen. Dieses Flächen- und Marktpotenzial kann nur mittels standardisierter Prozesse für den PV-Ausbau effizient erschlossen werden. Das durchgeführte DBU-Projekt soll einen Beitrag hierzu leisten.

Der Anteil der Elektroautos am Pkw-Bestand in Deutschland unterliegt einem starken Wachstum. Besonders bei den Neuzulassungen ist in den letzten Jahren ein zunehmender Anteil von rein elektrisch betriebenen oder zumindest Plug-in-Hybridautos festzustellen. Gem. Statista (2022) betrug der Anteil

der Elektroautos im Jahr 2022 bei Neuzulassungen 13,60 Prozent. Plug-in-Hybridautos machten einen Anteil von 12,40 Prozent aus. Mit dem Beschluss der EU-Staaten, dass ab 2035 keine Neuwagen, die mit Benzin oder Diesel betrieben werden, zugelassen werden dürfen, ist von einer weiteren starken Zunahme von Elektrofahrzeugen auszugehen. Beschleunigt wird das Ganze durch verschiedene Förderprogramme. Für Privatpersonen sind hier der BAFA-Umweltbonus und die Ersparnis bei der KFZ-Steuer zu nennen. Unternehmen können Investitionen in die Elektromobilität z.B. über die Klimaschutzoffensive der KfW-Bank finanzieren (vgl. KfW (2023)). Voraussetzung für den Umstieg auf ein Elektroauto ist eine ausreichende Ladeinfrastruktur. Neben dem Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur spielt auch der Zuwachs bei den privaten Ladepunkten eine gewichtige Rolle. Laut BDEW (2023) finden aktuell 9 von 10 Ladevorgängen zu Hause oder am Arbeitsplatz statt. Der Zubau privater Ladepunkte wurde vom Bund bereits mit 400 Millionen Euro gefördert. Laut prognos (2020) sind rund 50 Prozent aller Pkw im Besitz von Mietern. Gerade dort mangelt es jedoch an der benötigten Elektroinfrastruktur und an Konzepten zum Anschluss mehrerer Ladepunkte an den Netzanschluss eines Mehrfamilienhauses. Im Rahmen des DBU-Projektes sollte ein standardisiertes Angebot für Mieter und Eigentümergemeinschaften erarbeitet werden, welches den skalierbaren Ausbau privater Ladepunkte am Standort einer Mehrparteienimmobilie, die höhere Ausnutzung des lokal produzierten Solarstroms und eine standardisierte Abrechnung ermöglicht.

Der folgende Hauptteil gliedert sich in die zwei Projektschwerpunkte **Gewerbeimmobilien** und **E-Mobilität**. Nach einer Darstellung der für die Wirtschaftlichkeit von PV-Gewerbeprojekten relevanten Entwicklungen der regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen werden die zentralen Ergebnisse der zugehörigen Arbeitspakete beleuchtet. Im Kapitel zur E-Mobilität werden zunächst die rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen zusammengefasst, um in Anschluss das innerhalb des Förderzeitraums erarbeitete E-Mobilitätskonzept und das darauf aufbauende Angebot für Wohnungsunternehmen, Bauträger und Privatpersonen zu erläutern.

3 Hauptteil

3.1 Dezentrale Stromversorgung von Gewerbe-Immobilien

3.1.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen

Der Förderzeitraum 01.01.2021 bis 31.12.2022 war geprägt von deutlichen Veränderungen auf den Energiemärkten und darauffolgenden politischen Reaktionen, welche sich zum Teil unmittelbar auf die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Vor-Ort-Versorgungsmodellen auswirkten und weiterhin auswirken. Die relevantesten Entwicklungen werden nachfolgend skizziert, um deren Einfluss insbesondere auf die in Kapitel 3.1.2 vorgestellte Entwicklung eines Wirtschaftlichkeitsrechners und Exposé-Formats nachvollziehbar zu machen.

Extreme Preisniveaus und Volatilität am Strom-Spotmarkt

Infolge der aus dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine resultierenden zunächst teilweisen, dann vollständigen Einstellung der Gaslieferung von Russland nach Deutschland stieg das allgemeine Preisniveau an den Kurzfristmärkten ab Sommer 2021 erheblich an. Lag der langjährige Durchschnitt in den zwei Jahrzehnten zuvor bei ca. 30-50 €/MWh, verteuerte sich der Preis 2022 auf durchschnittlich ca. 220-230 €/MWh. Zudem haben die Preisausschläge innerhalb eines Tages sowie zwischen einzelnen Tagen und Wochen erheblich zugenommen. Die nachfolgenden Abbildungen veranschaulichen diese Entwicklung für 2021 und 2022.

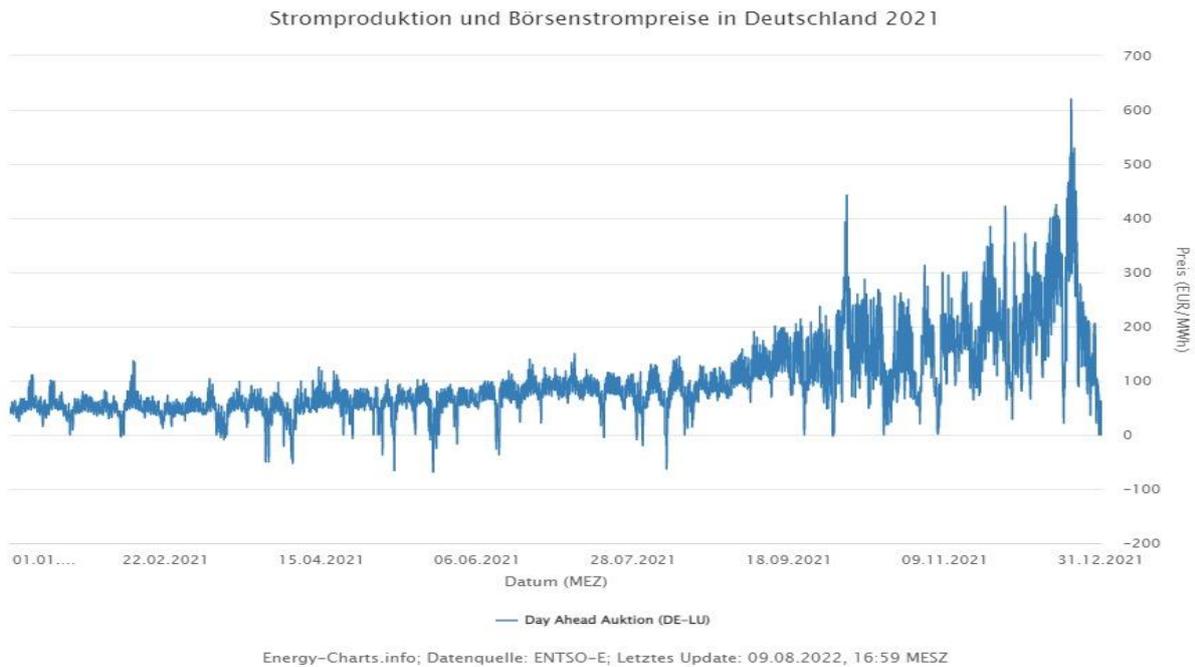


Abbildung 1 Börsenstrompreis in Deutschland (Day-Ahead-Auktion) 2021 gem. Energy-Charts.info

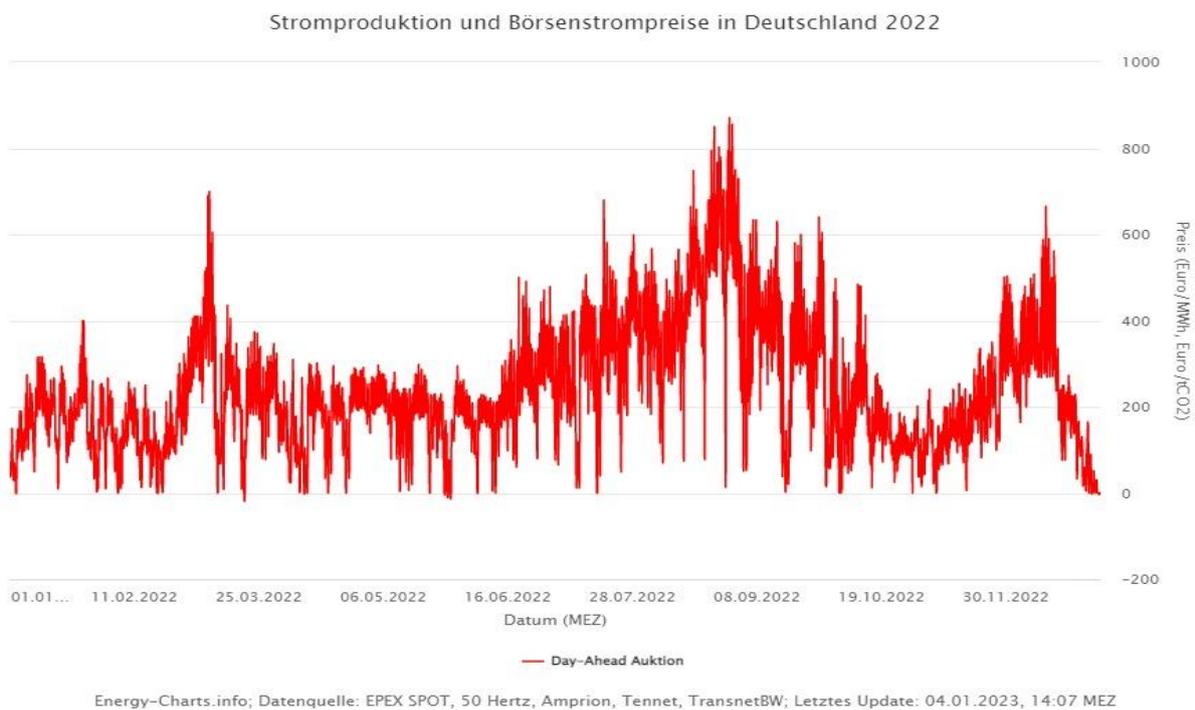


Abbildung 2 Börsenstrompreis in Deutschland (Day-Ahead-Auktion) 2022 gem. Energy-Charts.info

Auswirkungen der Spotmarktentwicklung auf den Marktwert-Solar in der Direktvermarktung

Strom aus PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kWp muss seit einigen Jahren gemäß den Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) über ein Direktvermarktungsunternehmen an der Börse vermarktet werden und erhält keine feste Einspeisevergütung. Während sich der daraus resultierende Marktwert-Solar (MW_{Solar}) über viele Jahre zwischen ca. 3-6 Cent/kWh bewegte, nahmen die Vermarktungserlöse als Resultat der allgemeinen Börsenpreise in den Jahren 2021-2022 erheblich zu und weisen seitdem ebenfalls eine hohe Volatilität auf. Diese Preisentwicklung führte aufgrund der

deutlich gestiegenen Vermarktungserlöse zwar zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen in der Direktvermarktung. Gleichzeitig reduziert sich der Anreiz, Strom vor Ort zu verbrauchen bzw. zu vermarkten. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen (1) die Monatsmarktwerte für Solarstrom innerhalb des Förderzeitraums sowie (2) den gemittelten Jahresmarktwert für Solarstrom für den Zeitraum 2012-2022.

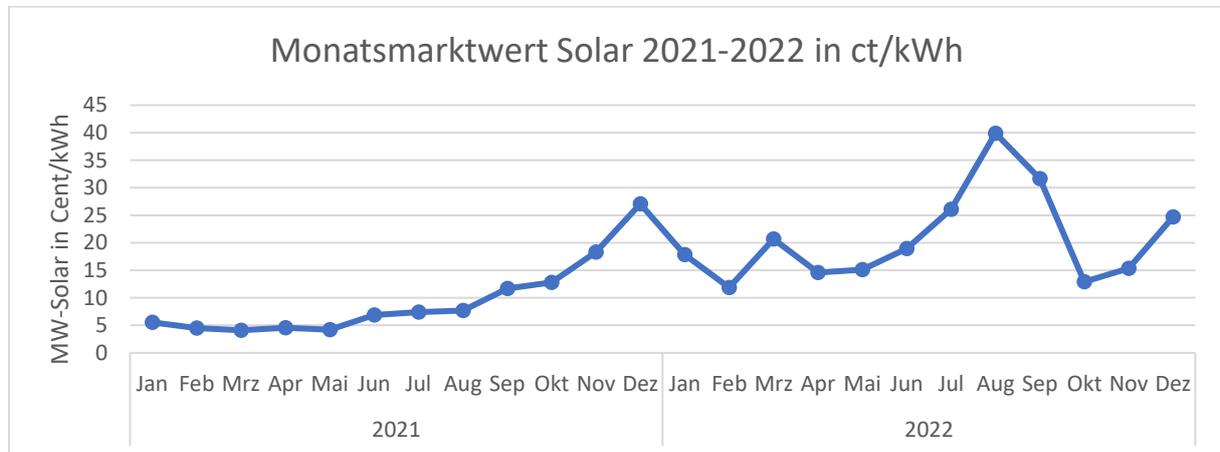


Abbildung 3 Monatsmarktwerte gem. Anlage 1 (zu § 23a EEG) Nr. 5.2, gem. netztransparenz.de (2023)

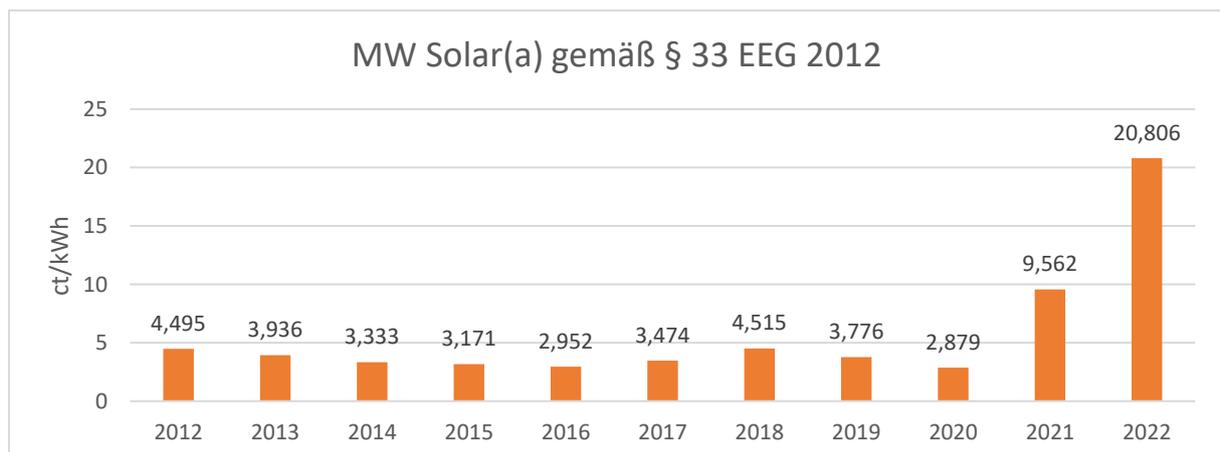


Abbildung 4 Tatsächlicher Jahresmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie (MWSolar(a)) gemäß § 33 EEG 2012, gem. netztransparenz.de (2023)

Abschaffung der EEG-Umlage

War im Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung eigentlich vorgesehen gewesen, die EEG-Umlage, die sich zum 01.01.2022 noch auf 3,732 Cent/kWh belief, ab dem 01.01.2023 auf 0,0 Cent/kWh abzusenken, beschloss der Bundestag angesichts der deutlich gestiegenen Stromgroßhandelspreise Ende April 2022 die vorzeitige Absenkung der EEG-Umlage auf 0,0 Cent/kWh zum 01.07.2022. Im Rahmen des *Gesetzes zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher* wurden sämtliche Stromlieferanten verpflichtet, den durch den Wegfall der EEG-Umlage entstandenen Kostenvorteil in vollem Umfang an ihre Kunden weiterzugeben. Da bis zum Wegfall der EEG-Umlage auch Solarstrom-Lieferungen innerhalb von Kundenanlagen mit der vollen und PV-Eigenversorgungsmodelle aus Anlagen mit einer installierten Leistung von über 30 kWp mit der 40%igen EEG-Umlage behaftet waren, wirkte sich dies auch unmittelbar auf diese Art von gewerblichen PV-Projekten kostensenkend aus. Zudem entfallen durch die Abschaffung der EEG-Umlage künftig auch die bislang erforderlichen einmaligen und jährlich wiederkehrenden Reportingpflichten

ggü. dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, was administrative Erleichterungen für dezentrale Versorgungsprojekte mit sich bringt.

Einführung einer Strompreisbremse und Abschöpfung von Überschusserlösen

Am 15.12.2022 beschloss der Bundestag das Strompreisbremsegesetz (StromPBG). Das Gesetz verfolgt im Wesentlichen zwei Ziele: Zum einen soll der Strompreis für private und gewerbliche Letztverbraucher vom 01.01.2023 bis zum 30.04.2024 für 70-80% des Vorjahresverbrauchs gedeckelt und gleichzeitig ein Anreiz zum Stromsparen geschaffen werden. Zum anderen sollen Betreiber von Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von über einem Megawatt Mehreinnahmen, die aufgrund der oben beschriebenen beispiellosen Marktwerte (für andere Energieträger als PV verlief die Preisentwicklung ähnlich) erzielt werden, als sog. „Überschusserlöse“ an den Staat abführen, um die Kosten für die Strompreisdeckelung für Letztverbraucher teilzufinanzieren. Diese Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ erfolgt zunächst befristet für Strommengen, die zwischen dem 01.12.2022 und 30.06.2023 erzeugt werden. Während die kontrovers diskutierte Abschöpfung von Überschusserlösen für einen Großteil der hier relevanten Vor-Ort-Versorgungsmodelle keine Relevanz hat, da die hier installierten Anlagen die gesetzlich definierte Leistungsgrenze von 1 MW nur selten überschreiten, spielt der Strompreisdeckel für Letztverbraucher eine wesentliche Rolle. Hier unterscheidet das StromPBG zwei Arten von Letztverbrauchern:

1. Verbraucher mit einem Jahresstrombezug von bis zu 30 MWh
2. Verbraucher mit einem Jahresstrombezug von über 30 MWh

Für die erste Gruppe, zu der sämtliche Haushaltskunden sowie Kleingewerbe gezählt werden können, werden 80% des Vorjahresverbrauchs auf 40 Cent/kWh (brutto) gedeckelt. Der darüberhinausgehende Strombezug ist zum regulären vom Stromversorger aufgerufenen Arbeitspreis zu bezahlen. Für die zweite Gruppe, zu der von kleineren Gewerben bis zur stromintensiven Industrie sämtliche andere Letztverbraucher zu zählen sind, wird der den Arbeitspreis in die Höhe treibende reine Energiepreis für 70% des Vorjahresverbrauchs auf 13 Cent/kWh (netto) gedeckelt. Je nach Netzgebiet und den dort geltenden Netzentgelten ergibt sich daraus ein Netto-Arbeitspreis von ca. 20-30 Cent/kWh. Auch diese Gruppe muss für den darüberhinausgehenden Strombezug den regulären vom Stromversorger aufgerufenen Arbeitspreis bezahlen. In Vor-Ort-Versorgungsmodellen gilt die Strompreisbremse ausweislich der Gesetzesbegründung ausschließlich am Netzverknüpfungspunkt, also hinsichtlich der Reststrombeschaffung, während sie auf Lieferverhältnisse „hinter“ dem Netzanschluss, wie sie hier relevant sind, explizit keine Anwendung findet. Nichtsdestoweniger erwarten Letztverbraucher „hinter“ dem Netzanschluss jedoch zurecht eine Weitergabe der durch die Preisdeckelung generierten Preisvorteile an sie.

„Osterpaket“: Einführung eines problematischen Vergütungssplits und unvollständige Umlage-Neuregelung

Im Rahmen des am 07.07.2022 vom Deutschen Bundestag beschlossenen sog. „Osterpakets“ – ein energiepolitisches Gesetzespaket, welches diverse bestehende Gesetze novellierte und andere neu einführt – wurde auch die Novelle des EEG – das EEG 2023 – verabschiedet. Teile der Neuregelungen traten bereits 2022 in Kraft, andere erst ab dem 01.01.2023. Für die hier relevanten PV-basierten Vor-Ort-Versorgungsmodelle sind insbesondere die folgenden fünf Neuregelungen relevant:

1. **Anhebung der Vergütungssätze und Abschaffung der monatlichen Vergütungsdegression:** Bis Juli 2022 sank der sog. „anzulegende Wert“, aus dem sich die Vergütungshöhe für die Netzeinspeisung von neu installierten Anlagen ableitet, jeden Monat in Abhängigkeit des annualisierten PV-Zubaus um einen gesetzlich definierten Prozentsatz. Zuletzt lag diese Vergütungsdegression bei 1,4% pro Monat. Im Rahmen des Osterpakets wurden die anzulegenden Werte

einmalig angehoben, was die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen verbessert, und der als „atmende Deckel“ bekannte monatliche Degressionsmechanismus abgeschafft. Stattdessen sind die seit August 2022 geltenden Vergütungssätze nun bis einschließlich Dezember 2023 eingefroren und werden dann – gemäß der aktuellen gesetzlichen Regelung – ab 2024 halbjährlich um 1,0% sinken.

2. **Einführung eines Vergütungssplits:** Erstmals seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 wird für PV-Dachanlagen eine Vergütungs differenzierung vorgenommen. Anlagen, die den gesamten erzeugten Strom physikalisch oder kaufmännisch-bilanziell ins öffentliche Netz einspeisen (**Volleinspeisung**), erhalten einen deutlich höheren Vergütungssatz als Anlagen, die einen Teil ihres Stroms unmittelbar vor Ort verbrauchen (**Überschussvergütung**). Ziel der Regelung ist, dass auch an Standorten ohne Vor-Ort-Versorgungsmöglichkeit ein wirtschaftlich attraktiver Anlagenbetrieb möglich ist, sodass auch dort (wieder) vermehrt PV-Anlagen errichtet und betrieben werden. Diese Argumentation greift jedoch zu kurz und behindert den netzdienlichen und akzeptanzfördernden PV-Ausbau an Verbrauchsstandorten. Denn durch den Vergütungssplit wird es unattraktiver, Dachflächen vollständig für Überschusseinspeiseanlagen auszunutzen, da mit steigender Anlagenleistung größere Solarstrommengen eingespeist werden müssen (was im Sinne der Energiewende und der Flächeneffizienz wünschenswert ist). Diese Überschussmengen erhalten nun eine geringere Vergütung, welche angesichts der erheblich gestiegenen Anlagenkosten die Wirtschaftlichkeit der Projekte gefährdet. So wird stattdessen angereizt, PV-Anlagen eigenverbrauchsoptimiert auszulegen, um einen möglichst großen Anteil des erzeugten Stroms unmittelbar vor Ort zu nutzen, was den übergeordneten Energiewende- und Flächeneffizienzzielen zuwiderläuft. Auch die Alternative einer vollständigen Dachausnutzung durch die Wahl der Volleinspeiseoption dient im Gegensatz zu Vor-Ort-Versorgungsmodellen nicht den übergeordneten Energiewendezielen, da hier lediglich der PV-Investor profitiert, vor Ort aber kein kostengünstiger Solarstrom akzeptanzfördernd genutzt werden kann und auch jeglicher Anreiz zur Lastverschiebung und Sektorenkopplung, wie sie in Kapitel 3.2 für die E-Mobilität dargestellt wird, verloren geht. Insofern hat die Einführung des Vergütungssplits auch zur Folge, dass im Sinne der übergeordneten Energiewendeziele weniger nützliche Volleinspeiseanlagen auch an Standorten mit relevanter Vor-Ort-Nutzungsmöglichkeit zu höheren gesamtgesellschaftlichen Kosten errichtet und betrieben werden, welche nützlichere Überschusseinspeiseanlagen verdrängen. Durch eine technisch unflexible und gesamtwirtschaftlich unsinnige und ressourcenaufwendige Aufspaltung einer PV-Gesamtanlage in zwei Teilanlagen – eine für die Voll-, die andere für die Überschusseinspeisung – kann diese Problematik jedoch (theoretisch) teilweise entschärft werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Vergütungssätze für Volleinspeise- und Überschusseinspeiseanlagen.

	Überschusseinspeisung	Volleinspeisung	Differenz
bis 10 kWp	8,2 ct/kWh	13,0 ct/kWh	4,8 ct/kWh
bis 40 kWp	7,1 ct/kWh	10,9 ct/kWh	3,8 ct/kWh
bis 100 kWp	5,8 ct/kWh	10,9 ct/kWh	5,1 ct/kWh
bis 400 kWp		9,0 ct/kWh	3,2 ct/kWh
bis 1.000 kWp		7,7 ct/kWh	1,9 ct/kWh

Tabelle 1 PV-Vergütungssätze für Voll- und Überschusseinspeisung

3. **Erhöhung des Schwellenwerts zur verpflichtenden Ausschreibungsteilnahme auf 1 MW und Abschaffung des Eigenversorgungsverbots:** Bisher mussten alle PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von über 750 kWp, für die ein gesetzlicher Vergütungsanspruch erlangt werden sollte, an einer Ausschreibung teilnehmen und dort einen Zuschlag erhalten. Diese Grenze

wurde auf 1 MW angehoben. Zugleich wurde das in § 27a EEG 2021 verankerte Eigenversorgungsverbot für alle Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2023 gestrichen, sodass sich seitdem Ausschreibungsanlagen auch mit Eigenversorgungskonzepten kombinieren lassen. Für große Gewerbe-Anlagen stellen diese Maßnahmen eine Verbesserung der Planbarkeit und Wirtschaftlichkeit dar.

4. **Abschaffung der 50%-Regel für Anlagen > 300 kWp:** Nach dem EEG 2021 bestand für PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von über 300 kWp im sog. Marktprämienmodell ein Förderanspruch nur für 50% des in einem Kalenderjahr erzeugten Stroms. Die restlichen 50% mussten im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung zu nicht verlässlich vorhersehbaren Konditionen vermarktet werden (sofern bei hohen Eigenverbrauchsquoten und daraus resultierenden geringen Überschusseinspeisemengen überhaupt ein Direktvermarkter gefunden werden konnte) und/oder vor Ort vermarktet werden. Diese Regelung belastete das Anlagensegment 300-750 kWp aufgrund der schwer planbaren Einnahmenkalkulation für 50% der Stromerzeugung. Vor Inkrafttreten des EEG 2023 wurde die förderfähige Strommenge ab dem 01.08.2022 zunächst auf 80% erhöht, bevor die Regelung zum 01.01.2023 ersatzlos gestrichen wurde, was die Umsetzbarkeit von gewerblichen Projekten dieser Größenordnung nun wieder spürbar erleichtert (vgl. vBVH (2023)).
5. **Umlagezahlungen nur noch für Netzentnahmen:** Neu eingeführt wurde das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG), welches als Bezugspunkt für die Erhebung der verbleibenden Umlagen (KWKG-Umlage, StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage) die Entnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz definiert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hatte in seinen Kerninhalten zum Osterpaket vom 28.02.2022 angekündigt: „Infolge dessen fallen künftig keine Umlagen mehr auf Eigenverbräuche und Direktbelieferungen hinter dem Netzverknüpfungspunkt an.“ Hiermit sollte ein Bürokratieabbau erreicht werden, indem bislang erforderliche Stromzähler und Prozesse zur Strommengenabgrenzung und Inanspruchnahme von Privilegierungen entfallen. Da diese Umlageerhebungslogik mit Ausnahme der EEG-Umlage, deren Abschaffung in demselben BMWK-Dokument bereits angekündigt wurde, bereits vorher gegolten hatte, handelt es sich hierbei allerdings um keine echte Neuregelung und damit auch keine spürbare Verbesserung. Vielmehr bleibt zu betonen, dass der einzige Preisbestandteil, der Vor-Ort-Versorgungskonzepte in Abhängigkeit des gewählten Betreibermodells weiterhin monetär mit 2,05 Cent je kWh sowie mit erheblichem administrativem Aufwand (umfangreiche einmalige und wiederkehrende Registrierungs- und Meldeprozesse) belastet, die **Stromsteuer**, von dieser Regelung nicht erfasst wird, sodass sich hierfür faktisch keinerlei Verbesserungen ergeben haben.

Ausblick 2023

Für das Jahr 2023 hat das BMWK bereits zwei „Solar-Pakete“ angekündigt, welche die gesetzliche Grundlage für die erheblich nach oben korrigierten PV-Zubauzahlen schaffen sollen. Am 10.03.2023 hat das BMWK dafür seine „Photovoltaik-Strategie“ vorgestellt, welche elf Handlungsfelder benennt. Auch hier sind wieder relevante Veränderungen für gewerbliche PV-Anlagen und Vor-Ort-Versorgungsmodelle zu erwarten.

3.1.2 Entwicklung eines Wirtschaftlichkeitsrechners und Exposé-Formats

Um gewerbliche Projekt-Leads effizient bearbeiten zu können, wurde zunächst eine Systematisierung der möglichen Arten von PV-Gewerbeprojekten vorgenommen. Ziel dieser Erst-Einordnung ist es, schnell zu identifizieren, ob und, falls ja, welche Art von Umsetzungsunterstützung prosumergy anbieten kann. Die Einordnung erfolgt idealerweise auf Basis der Angaben einer von uns erarbeiteten Checkliste für Gewerbeprojekte. Sollten die dortigen Kundenangaben nicht ausreichen, werden sie durch einen telefonischen Erstkontakt in Erfahrung gebracht.

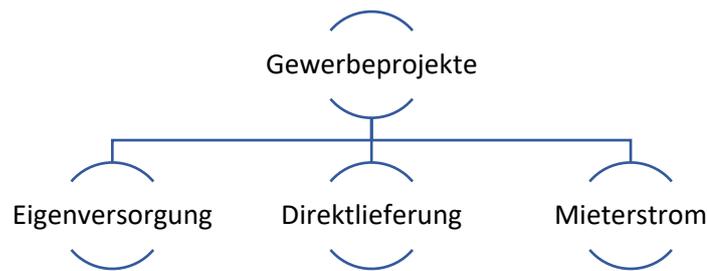


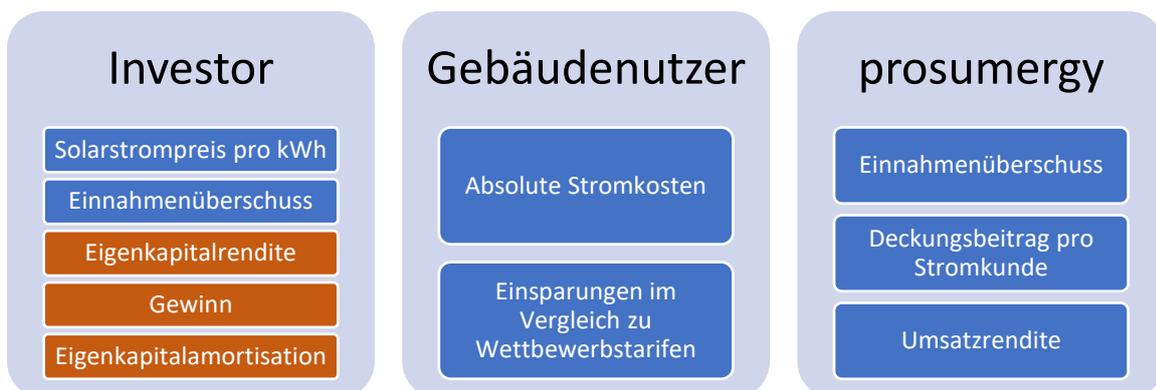
Abbildung 5 Arten von PV-Gewerbeprojekten

Demnach kann zwischen folgenden Gewerbeprojekten unterschieden werden, wobei auch Mischformen denkbar sind:

- Eigenversorgung:** Hierbei handelt es sich i.d.R. um Ein-Parteien-Konstellationen, in denen der Gebäudenutzer (oftmals der Eigentümer) als Investor und Betreiber der PV-Anlage auftritt. Der erzeugte Solarstrom wird vorrangig selbst verbraucht, Überschüsse ins öffentliche Netz eingespeist. Zentral für dieses Modell ist die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher. Bis zum Wegfall der EEG-Umlage musste auf den selbstverbrauchten Solarstrom im relevanten Anlagensegment über 30 kWp eine anteilige EEG-Umlage von 40% an den Verteilnetzbetreiber (VNB) entrichtet werden. Aufgrund der vergleichsweise simplen Umsetzungsanforderungen für dieses Modell ist hier regelmäßig keine Beratung durch einen Dienstleister wie prosumergy erforderlich. Obgleich manche Investoren sich hier eine Vorfeldberatung (z.B. Anlagenplanung, Eigenverbrauchssimulation, Wirtschaftlichkeitsprognose) wünschen, bedient prosumergy dieses Modell bewusst nicht, da wir uns nicht in erster Linie als Berater, sondern als Umsetzungspartner für komplexe dezentrale Energieversorgungsprojekte verstehen. Dementsprechend werden Projekt-Leads aus diesem Bereich nicht verfolgt bzw., sofern möglich, an geeignete Kooperationspartner vermittelt.
- Direktlieferung:** Hierbei handelt es sich i.d.R. ebenfalls um Ein-Parteien-Konstellationen. Anders als bei der Eigenversorgung besteht hier jedoch keine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher. Stattdessen handelt es sich um unterschiedliche natürliche oder juristische Personen, wobei i.d.R. der Vermieter oder ein externer Pächter der Dachfläche in die PV-Anlage investiert und diese betreibt, während der Mieter als Gebäudenutzer den Solarstrom nutzt. In den meisten Fällen liefert der Anlagenbetreiber hierbei lediglich den Solarstrom, während der Reststrom weiterhin direkt durch den Gebäudenutzer von einem Lieferanten seiner Wahl bezogen wird. Das betriebswirtschaftliche Ziel dieses Modells besteht darin, dass der Anlagenbetreiber Verkaufserlöse oberhalb der gesetzlich garantierten Vergütung (Einspeisevergütung oder Direktvermarktung) erzielt, während der Gebäudenutzer einen geringeren Preis pro Kilowattstunde als für seinen Reststrombezug bezahlt und somit relevante Einsparungen erzielen kann. Obwohl dieses Modell unter regulatorischen und administrativen Gesichtspunkten aufwändiger als die Eigenversorgung ist, lässt es sich im Vergleich zu einem Mieterstrommodell schlanker umsetzen, da die reine Solarstromlieferung lediglich einige einmalige und wiederkehrende Lieferantenpflichten mit sich bringt. Handelt es sich um einen Projekt-Lead dieser Art, kann prosumergy bei der Wahrnehmung der vorgenannten Pflichten (initiale, einmalige Registrierungen und jährlich wiederkehrende Strommengenmeldungen ggü. Behörden) unterstützen, im Vorfeld einen die Interessen beider Parteien berücksichtigenden Solarstrompreis empfehlen und bei der Auswahl eines geeigneten Vertragsmusters helfen.
- Mieterstrom:** Hierbei handelt es sich anders als bei den beiden zuvor genannten Modellen immer um eine Mehr-Parteien-Konstellation analog zu einem Mehrfamilienhaus. Aufgrund der verschiedenen Parteien liegt grundsätzlich nie eine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber – dies kann der Gebäudeeigentümer, ein externer Dritter oder auch ein Zusammenschluss

der Gebäudenutzer sein – und den einzelnen Gebäudenutzern vor, wodurch es immer zu einer Stromliefersituation kommt, die mit einer höheren energiewirtschaftlichen Komplexität einhergeht. Da Netzbetreiber aktuell in diesem Modell keine abrechnungstechnisch aufwändige reine Solarstromlieferung zulassen (hierfür müssten alle Messstellen als Lastgangzähler oder intelligente Messsysteme (iMSys) ausgeführt sein und eine 15-Minuten-scharfe Verrechnung von Solarstromerzeugung und Verbrauch mit entsprechender Netznutzungsabrechnung durch den VNB bzw. Messstellenbetreiber stattfinden), muss hier stets eine Vollversorgung durch den Mieterstromanbieter erfolgen, d.h., eine kombinierte Solar- und Reststromlieferung. Für dieses Mieterstromprojekt kann prosumergy von der Projektierung bis hin zur Stromlieferung und -abrechnung das volle Leistungsspektrum anbieten. Für den Einstieg in dieses Marktsegment während des Förderzeitraums wurde die unternehmerische Entscheidung getroffen, dass die Abwicklung gewerblicher Mieterstromprojekte ausschließlich im Lieferkettenmodell angeboten werden soll und alternative Modelle – wie bspw. das Finanzierungscontracting durch prosumergy – erst in Zukunft in Erwägung gezogen werden. D.h., wir investieren weder selbst in die PV-Anlagen, noch pachten wir diese, sondern kaufen dem Anlagenbetreiber im Rahmen eines Onsite-Power-Purchase-Agreements (Onsite-PPA) den erzeugten und innerhalb der Kundenanlage verbrauchten Solarstrom ab und liefern diesen zusammen mit dem erforderlichen Reststrom an die ansässigen Gewerbetreibenden.

Voraussetzung für die Umsetzbarkeit von Direktliefer- und Mieterstromprojekten ist, dass die beteiligten Akteure – Anlageninvestor, Gebäudenutzer und prosumergy – allesamt einen wirtschaftlichen Vorteil aus der Umsetzung ziehen. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit lässt sich anhand verschiedener Kennzahlen ausdrücken. Für unseren Wirtschaftlichkeitsrechner und das darauf aufbauende Angebots-Exposé handelt es sich dabei im Falle von potenziellen **Mieterstromprojekten** um die in der nachfolgenden Grafik genannten Kennzahlen. Ob für den Investor die drei farblich hervorgehobenen Kennzahlen Eigenkapitalrendite, Gewinn und Eigenkapitalamortisation mittels des im Rahmen der Förderung entwickelten Tools berechnet und im Exposé ausgewiesen werden können, hängt davon ab, ob uns das Investitionsvolumen des Projekts (schlüsselfertig montierte PV-Anlage inkl. der erforderlichen Mess- und Zählertechnik) bekannt ist. Nur in diesem Fall lassen sich die Kennzahlen ausweisen. Falls dies nicht der Fall ist – weil der Investor dies bspw. nicht preisgeben möchte – wird der zu erwartende Einnahmenschuss ausgewiesen, sodass der potenzielle Investor diesen selbst ins Verhältnis zu seiner geplanten Investition setzen kann.



Im Falle von **Direktlieferprojekten** hat sich im Projektverlauf ein deutlich reduziertes Exposé-Design herauskristallisiert, welches lediglich eine Empfehlung für die Ober- und Untergrenze des Solarstrompreises ausweist. Für den Investor wird ein im Mittelfeld dieser Preisspanne liegender Preis ins Verhältnis gesetzt zur alternativ verfügbaren Vergütung für die Netzeinspeisung (Einspeisevergütung oder Direktvermarktungserlös). Für den Gebäudenutzer wird hingegen der Preisvorteil gegenüber dem Netzbezug dargestellt, wie exemplarisch in der nachfolgenden Grafik erkennbar ist.

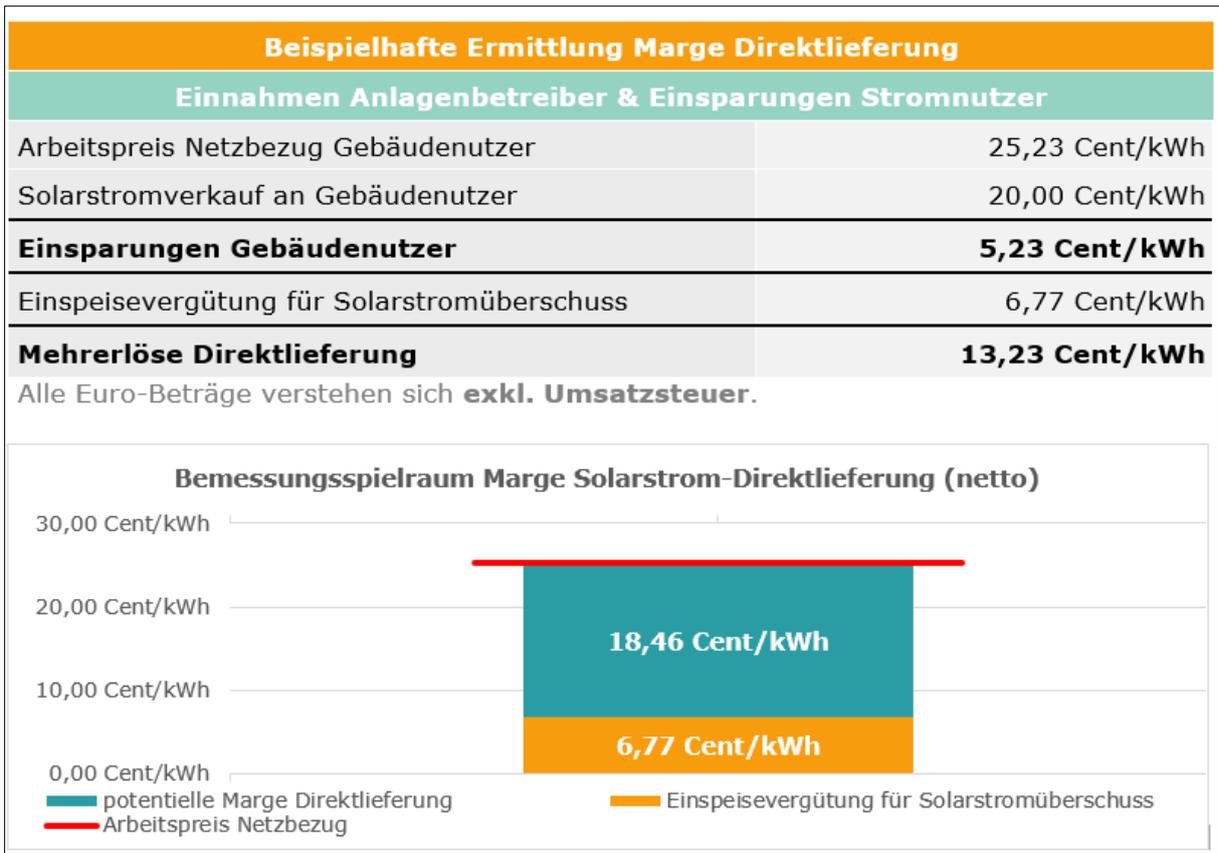


Abbildung 6 Grafische Aufbereitung der monetären Vorteile für Anlagenbetreiber und Gebäudenutzer im Rahmen eines Direktliefer-Exposés

Als Eingangsparameter für den entwickelten Wirtschaftlichkeitsrechner werden je nach Modell unterschiedlich umfangreiche Daten berücksichtigt. Aufgrund des oben erwähnten „schlankeren“ Ergebnis-Outputs für Direktlieferprojekte sind auch deutlich weniger Input-Parameter für die Wirtschaftlichkeitsprognose zu berücksichtigen, wie der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen ist:

Direktlieferung	Mieterstrom
<p><u>Gebäudenutzer</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • SLP-Verbraucher: <ul style="list-style-type: none"> ○ Stromverbrauch (möglichst der letzten zwei Jahre) • RLM-Verbraucher: <ul style="list-style-type: none"> ○ Gemessenes Lastprofil (möglichst der letzten zwei Jahre) ○ Jahreshöchstlast ○ Jahresbenutzungsdauer • Energiepreis • Konzessionsabgabe • Netzanschlussebene/Netzentgelte • Allgemeine Preisbestandteile • Messstellenbetrieb <p><u>Erzeugungsanlage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Zeitpunkt der Inbetriebnahme • Installierte Leistung • Messkonzept 	<p><u>Kundenanlage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Netzanschlusspunkte und Netzanschlussebene • Anzahl Letztverbraucher • Verbrauch je Letztverbraucher • Anzahl Allgemeinstromzähler • Verbrauch je Allgemeinstromzähler • Anzahl und Verbrauch etwaiger Sonderverbraucher (Wärmepumpe(n), Ladepunkte) • Zuschnitt der Grundstücke zur Bemessung der Einspeisevergütung und ggf. des Mieterstromzuschlags <p><u>Erzeugungsanlage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Zeitpunkt der Inbetriebnahme • Installierte Leistung • Spezifischer Ertrag • Ggf. Batteriespeicherkapazität • Eigenverbrauchsquote • Spezifische Kosten • Zusatzkosten für Messtechnik • Ggf. Kosten des Batteriespeichers • Sonstige Zusatzkosten <p><u>Mess- und Zählertechnik</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Messstellenbetrieb der Unterzähler • Messstellenbetrieb etwaiger weiterer Zähler <p><u>Reststrom</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Energiepreis • Konzessionsabgabe • Netzentgelte (SLP/RLM) • Ggf. Jahreshöchstlast • Allgemeine Preisbestandteile • Messstellenbetrieb Hauptmessung <p><u>Endkudentarifung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Grundversorgungstarif • Günstigster Sondertarif des Grundversorgers • Günstigster Tarif Online-Vergleichsportal • Mieterstromtarif

Tabelle 2 Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Direktliefer- und Mieterstromprojekten

Die in Kapitel 3.1.1 skizzierten veränderten Rahmenbedingungen fanden bei der Entwicklung des Wirtschaftlichkeitsrechners natürlich Berücksichtigung:

- Die **extremen Preisniveaus und Volatilität am Spotmarkt** beeinflusst die Planungssicherheit gewerblicher Mieterstromprojekte erheblich. So sind viele potenzielle Gewerbeprojekte gekennzeichnet durch ein Messkonzept (siehe dazu auch Kapitel 3.1.3), in dem an der Hauptmessung vom Mieterstromanbieter im RLM-Bereich Reststrom beschafft werden muss, da der kumulierte Reststrombedarf bei über 100.000 kWh pro Jahr liegt, während die an die Kundenanlage angeschlossenen gewerblichen Letztverbraucher überwiegend oder sogar ausschließlich im SLP-Bereich beliefert werden, da ihre Einzelverbräuche den RLM-Schwellenwert nicht überschreiten. Vor Einsetzen der skizzierten Preisentwicklungen hatte diese RLM-SLP-Diskrepanz lediglich zur Folge, dass der Mieterstromanbieter an der Hauptmessung einen von der Jahreshöchstlast abhängigen Leistungspreis entrichten musste, den er nur über einen – nicht leistungsabhängigen – Grundpreis an die gewerblichen Letztverbraucher weitergeben konnte. Neben einem gewissen Mengenrisiko (Über- oder Unterschätzung des Reststrombedarfs) bestand das Risiko für die Projektkalkulation des Mieterstromanbieters daher also in der Unterschätzung der Jahreshöchstlast, die gerade bei Neuprojekten ohne historische Lastgänge schwer zu antizipieren ist und nur durch die maximale Anschlussleistung der Kundenanlage (die oftmals an einer großzügig dimensionierten Mittelspannungs-Trafostation angeschlossen ist) begrenzt wird. Aufgrund der Strompreisentwicklungen waren Vorlieferanten jedoch ab Mitte/Ende 2021 nicht mehr in der Lage, preislich konkurrenzfähige Festpreisangebote für RLM-Lieferstellen abzugeben, sodass für uns als Mieterstromanbieter im Einkauf lediglich die mit extremen Preisrisiken behaftete Spotmarkt-Beschaffung als Reststromoption übrigblieb. Durch die i.d.R. fehlende Möglichkeit, Spotmarkt-Preise an SLP-Kunden weiterzugeben und stattdessen im Verkauf den gewerblichen Letztverbrauchern einen Festpreis anzubieten, steigt das Beschaffungsrisiko erheblich an. Dementsprechend wurde die Wirtschaftlichkeitsberechnung so konzipiert, dass sie uns eine Sensitivitätsanalyse der Projektwirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Jahreshöchstlast sowie des durch den Spotmarktentwicklung geprägten Energiepreises ausgibt, um das Beschaffungsrisiko in der Endkundertarifierung besser abbilden zu können. Für Anlagenbetreiber in Direktlieferprojekten haben das gestiegene Preisniveau und die Volatilität hingegen uneingeschränkt positive Folgen, da der Solarstrom zu einem z.T. erheblich höheren Fixpreis angeboten werden kann und dem gewerblichen Abnehmer dadurch immer noch zum Preisvorteil gereicht.
- Der **erheblich gestiegene Marktwert-Solar in der Direktvermarktung** hat zur Folge, dass die Direktvermarktung im Vergleich zur Vor-Ort-Versorgung temporär erheblich an Attraktivität gewinnt. Da die durchschnittlichen Einnahmen aus der Direktvermarktung über die nächsten 20 Jahre allerdings kaum auf dem Niveau des Jahres 2022 verbleiben werden, wurde als Benchmark der bereits deutlich über dem Durchschnitt der Vorjahre liegende Jahresmarktwert-Solar 2021 herangezogen. Damit wird einerseits der gesteigerten Attraktivität der Direktvermarktung Rechnung getragen, andererseits die Vorteilhaftigkeit der Vor-Ort-Versorgung für Mieterstrom- und Direktlieferprojekte angemessen betont. Für die Zukunft muss sich erst noch zeigen, welcher Wert für die voraussichtlichen Direktvermarktungserlöse eine sinnvolle Referenz darstellt.
- Die **Abschaffung der EEG-Umlage** wurde hinterlegt. Zudem wurde die Einbindung etwaiger hinzukommender oder entfallender Strompreisbestandteile flexibel gestaltet, sodass hierauf künftig schnell reagiert werden kann.
- Obwohl die **Strompreisbremse** erst zum Ende des DBU-Förderzeitraums am 01.01.2023 in Kraft trat, spielte seine für unser Vorhaben bereits eine Rolle: Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, die im Jahr 2022 für das Folgejahr angestellt wurden, war der Preismechanismus bereits zu

berücksichtigen. Dementsprechend sind beide Varianten für einen Verbrauch von bis zu und über 30 MWh/Jahr implementiert worden.

- Die **veränderten Vergütungssätze sowie der neue Degressionsmechanismus** wurden ebenfalls berücksichtigt, um ein korrektes Bild der Überschusserlöse darzustellen. Zudem erfolgt ein interner Vergleich mit den Vergütungssätzen aus der Volleinspeisung, um bei der Projektplanung unmittelbar die für den Investor relevanten Opportunitäts Erlöse erkennen zu können, wobei es oftmals über die reinen Verkaufserlöse hinausgehende Argumente sind, die auch für den Investor eine Vor-Ort-Vermarktung interessanter als eine Volleinspeisung machen (hauptsächlich die Attraktivitätssteigerung der Immobilie für den Gebäudenutzer).

3.1.3 Abbildung komplexer gewerblicher Messkonzepte als digitaler Zwilling und Automatisierung von Lokalstromabrechnungen

Die im vorangegangenen Kapitel dargestellten Arten von PV-Gewerbeprojekten sowie zahlreiche der aufgeführten Inputparameter determinieren das anzuwendende Messkonzept. Dieses kann von einfach (klassisches Summenzählermodell) bis zu sehr komplex (z.B. Kombination von Eigenversorgung und Direktlieferung unter Berücksichtigung zwei verschieden betriebener Erzeugungsanlagen, wie in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft dargestellt) unterschiedliche Ausprägungen annehmen. Um dieser Komplexität Rechnung zu tragen, wurde eine Logik entwickelt, um unterschiedliche Messkonzepte in unserer Abrechnungssoftware hinterlegen und die daraus resultierenden abzurechnenden Strommengen berechnen zu können. Hierbei werden die Zähler gemäß ihrer Positionierung im Messkonzept in einem hierarchischen System zueinander in Beziehung gesetzt. Aufgrund der strategischen Entscheidung, gewerbliche Mieterstromprojekte während der DBU-Projektlaufzeit ausschließlich im Lieferkettenmodell umzusetzen, wurde zudem die Abrechnung der dem Anlagenbetreiber abzukaufenden Strommenge (Lokalstromabrechnung) implementiert und getestet, sodass hier deutliche Effizienzvorteile gegenüber einer manuellen Abrechnung erzielt werden können. So können nun die folgenden abrechnungsrelevanten Kennzahlen für verschiedene Messkonzepte berechnet werden:

- Stromerzeugung
- Einspeisung
- Reststrombezug physikalisch
- Reststrombezug bilanziell (abrechnungsrelevant)
- Strombezug Kunden
- Strombezug Fremdversorgte
- Kraftwerkseigenverbrauch
- Eigenverbrauch gemessen
- Eigenverbrauch bilanziell (=abrechnungsrelevant)
- Autarkiegrad gemessen
- Autarkiegrad Kunden
- Kundenanlagenverluste (Leistungsverluste innerhalb der Kundenanlage)

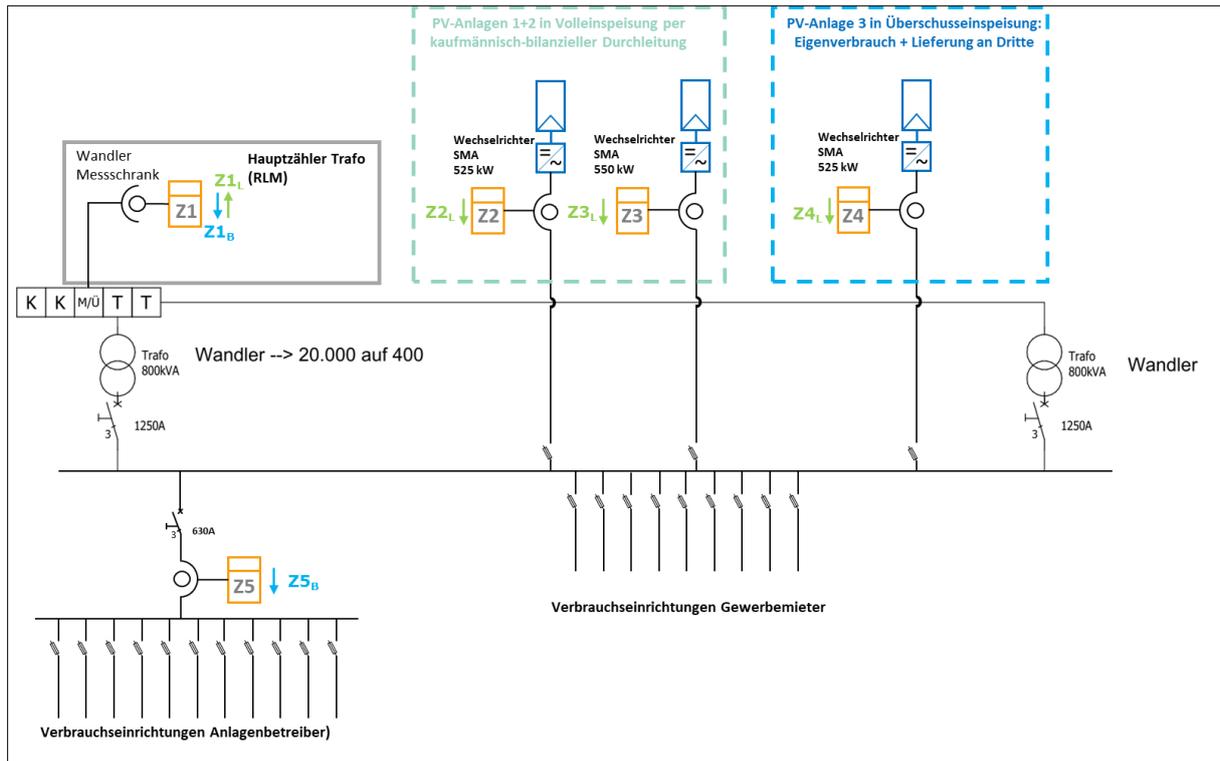


Tabelle 3 Beispielhafte Darstellung eines Messkonzepts mit zwei Erzeugungsanlagen und kombinierter Eigenversorgung und Lieferung an Dritte

3.1.4 Konzeptionierung einer Lösung zur spartenübergreifenden Fernauslesung und Bereitstellung von Messdaten

Gegenstand dieses Arbeitspakets war die Erweiterung der Fernauslesung von Stromzählern um eine weitere Sparte. Im Rahmen der DBU-Förderung konnte die Einbindung von LoRaWAN-basierten Wärmemengenzählern, die sich im operativen Betrieb befinden, in unsere IoT-Plattform erfolgreich realisiert werden. Damit besteht nun die Möglichkeit, auch Verbrauchsdaten von Wärmemengen- und ggf. anderen Zählern auszulesen, bei Bedarf grafisch aufzubereiten und Dritten einen Zugriff hierauf zu gewähren. Insgesamt hat sich die Nachfrage nach der gebündelten, also über die reine Fernauslesung von Stromzählern hinausgehende Fernauslesung, jedoch deutlich unterhalb unserer anfänglichen Erwartungshaltung entwickelt, sodass abzuwarten bleibt, wie sich dieses Anwendungs- und Geschäftsfeld in Zukunft weiterentwickeln wird. Das für 2023 erwartete Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) könnte hier ggf. neuen Schub bringen. Denn anders als in unserer Bewerbung vermutet, hat das in § 6 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) verankerte und bereits zum 01.01.2021 in Kraft getretene „Liegenschaftsmodell“ in unserer Wahrnehmung keine verbreitete Anwendung gefunden. Das Liegenschaftsmodell erlaubt es dem Anschlussnehmer – i.d.R. der Vermieter/Eigentümer einer Immobilie –, gem. Absatz 1 den Messstellenbetreiber (MSB) für alle Messeinrichtungen auszuwählen, sofern folgende Voraussetzungen durch den erfüllt sind:

1. Alle Zählpunkte für Strom werden mit intelligenten Messsystemen (iMSys) ausgestattet.
2. Neben der Sparte Strom wird mindestens eine weitere Sparte (Gas, Fernwärme oder Heizwärme) an das Smart Meter Gateway angebunden.
3. Der gebündelte Messstellenbetrieb ist für die Anschlussnutzer nicht teurer als der bisherige getrennte Messstellenbetrieb.

Im Hinblick auf das Erlösmodell ist für den Fall, dass diese Lösung künftig an Relevanz gewinnt, davon auszugehen, dass prosumergy dem Anschlussnehmer eine einmalige Setup-Gebühr sowie einen

laufenden Preis je integriertem Sensor und Jahr in Rechnung stellt. Die datenschutzrechtlichen Grundlagen wurden mit Hilfe des vom Digitalverband bitkom herausgegebenen *Praxisleitfadens zur Auftragsverarbeitung* erarbeitet, welcher im Januar 2023 erneut aktualisiert wurde. An diese Aktualisierung werden wir im Bedarfsfalls nach Abschluss der Förderzeiträume anknüpfen, um die vertraglichen Grundlagen datenschutzrechtlich auf den neuesten Stand zu bringen.

3.1.5 Konzeptionierung und Erprobung leistungsbezogener Tarife

Ziel dieses Arbeitspakets war die Konzeptionierung und Erprobung leistungsbezogener Tarife innerhalb gewerblicher Mieterstromprojekte. Wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, verfügen gewerbliche Letztverbraucher innerhalb von Kundenanlagen zwar oft über SLP-Zähler, die technisch gar nicht in der Lage sind, Lastgänge zu erfassen und damit einen Leistungspreis abzurechnen (dies wird sich künftig, sofern iMSys mit Zählerstandsgangmessung als Unterzähler auch in Mieterstromprojekten Verbreitung finden ändern), aber es gibt natürlich Ausnahmen. Sobald aufgrund der Anschlussleistung eines Letztverbrauchers eine Wandlermessung erforderlich ist, besteht oftmals die wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit, eine registrierende Leistungsmessung (RLM) zu verbauen (anstatt einer SLP-Wandlermessung). Die RLM erlaubt dann eine Erfassung und Abrechnung der Jahreshöchstlast.

Für das Arbeitspaket wurde nach Gesprächen mit verschiedenen Zählerherstellern ein Hardware-Modul identifiziert und getestet, mit dem RLM-Zähler unterschiedlicher Hersteller fernausgelesen werden können. Unsere Abrechnungssoftware wurde so angepasst, dass nun auch die Weitergabe eines Leistungspreises (€/kW und Jahr anstatt der regulären Grundpreissystematik €/Jahr) an Letztverbraucher mit entsprechender Zählertechnik möglich ist. Entsprechende Abrechnungen wurden erfolgreich getestet. Im Echtbetrieb läuft ein Pilotprojekt, in dem Leistungswerte erfasst und von uns ausgewertet werden. Hier werden wir prüfen, ob künftig die Umstellung vom jetzigen Grundpreis- auf ein Leistungspreissystem sinnvoll ist. Relevant sind in diesem Zuge insbesondere die in den letzten Jahren von verschiedener Stelle geforderte Novellierung des Netzentgeltsystems sowie der iMSys-Rollout auch in gewerblichen Kundenanlagen. Denn beide Entwicklungen könnten a) die flächendeckende und betriebswirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit der Erfassung von Lastgängen und b) deren Bepreisung auch ggü. Letztverbrauchern, die bislang im SLP-System abgerechnet werden, entscheidend beschleunigen. Erst dann wird es eine substanzielle Datenbasis geben, die eine Aussage darüber erlaubt, inwiefern die damit einhergehenden Anreize zur Lastverschiebung in Zeiten mit niedrigem Leistungspreis und/oder die Vermeidung von Lastspitzen im Allgemeinen von gewerblichen Letztverbrauchern in Mieterstromprojekten genutzt werden.

3.1.6 Vertragsgestaltung

Für einige Arbeitspakete war die Erarbeitung vertraglicher Grundlagen erforderlich. Hierfür wurde für den jeweiligen Vertragsgegenstand, z.B. die Belieferung gewerblicher Letztverbraucher mit Strom, wo möglich, eine ausführliche Wettbewerbsanalyse frei zugänglicher Unterlagen durchgeführt. Im Falle von Stromliefer-AGB sind diese stets auf den Websites anderer Anbieter zu finden. Vor dem Hintergrund relevanter gesetzlicher Änderungen innerhalb des Förderzeiträume – hier sind z.B. die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), die Abschaffung der EEG-Umlage sowie das Gesetz für Faire Verbraucherverträge zu nennen – wurden die zu erstellenden bzw. zu ändernden Vertragsinhalte systematisch aufbereitet. Die so vorbereiteten Vertragsunterlagen wurden dann an eine auf Energie-recht spezialisierte Anwaltskanzlei übermittelt und in mehreren Iterationen überarbeitet, um sie operativ nutzen zu können.

3.2 Einbindung von E-Ladepunkten in Mieterstromprojekte

Die gestiegene Nachfrage für Elektrofahrzeuge und Gesetzesänderungen beschleunigen den Ausbau der Ladeinfrastruktur in Mehrparteienimmobilien. Insbesondere das Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetz (WEMoG) und das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) liefern Vorgaben

für die E-Mobilität in Mehrparteienimmobilien. Das WEMoG besagt, dass Wohnungseigentümer und Mieter einen Anspruch auf die Installation einer Lademöglichkeit haben und für die Installation eines Ladepunktes keine Zustimmung aller Eigentümer erforderlich ist, solange der begünstigte Eigentümer oder Mieter die Kosten selbst trägt. Das GEIG macht hingegen klare Vorgaben, welche Infrastruktur zur Umsetzung von E-Mobilitätskonzepten durch den Eigentümer im Voraus bereitzustellen ist. Der Umfang hängt dabei von der Anzahl der Stellplätze und davon, ob es sich um einen Neubau, ein Bestandsgebäude oder um eine Renovierung handelt, ab. Die Einbindung von E-Ladepunkten in Mieterstromprojekte stellt sich anders als im öffentlichen Stromnetz dar. Die E-Ladepunkte sind in diesem Fall nur mittelbar über die Kundenanlage, mit welcher sie verbunden sind, an das öffentliche Netz angeschlossen. Die Nutzung der Ladepunkte variiert in Abhängigkeit des Gebäudes. Es kann zwischen folgenden Ladepunkten unterschieden werden:

- Öffentlich: z.B. öffentlich nutzbarer Parkplatz mit eichrechtskonformer Ladesäule
- Halb-öffentlich: eingeschränkter Nutzerkreis, z.B. Firmenmitarbeiter oder Mietergemeinschaft und
- Privat: 1:1-Zuordnung von Ladepunkt zu Stellplatznutzer, z.B. Stellplatzmieter.

3.2.1 Konzeptionierung technischer Aufbau und Geschäftsmodell

Der aktuelle Rechtsrahmen bietet Bewohnern von Mehrparteienimmobilien zwar einen Anspruch auf die Nutzung von E-Ladepunkten, macht jedoch keine eindeutigen Vorgaben im Hinblick auf den technischen Aufbau bzw. die Verkabelung der Ladepunkte. In den Mieterstromprojekten von prosumergy gibt es bislang nahezu ausschließlich private Ladepunkte, für deren Abrechnung zwei Möglichkeiten bestehen:

- **Variante 1:** Ladepunkt wird an Stromzähler der jeweiligen Wohnung angeschlossen
- **Variante 2:** Gesamte Ladeinfrastruktur wird von den Wohnungen abgekoppelt und über einen eigenen E-Mobilitätsabgang hinter dem öffentlichen Netzanschluss versorgt:

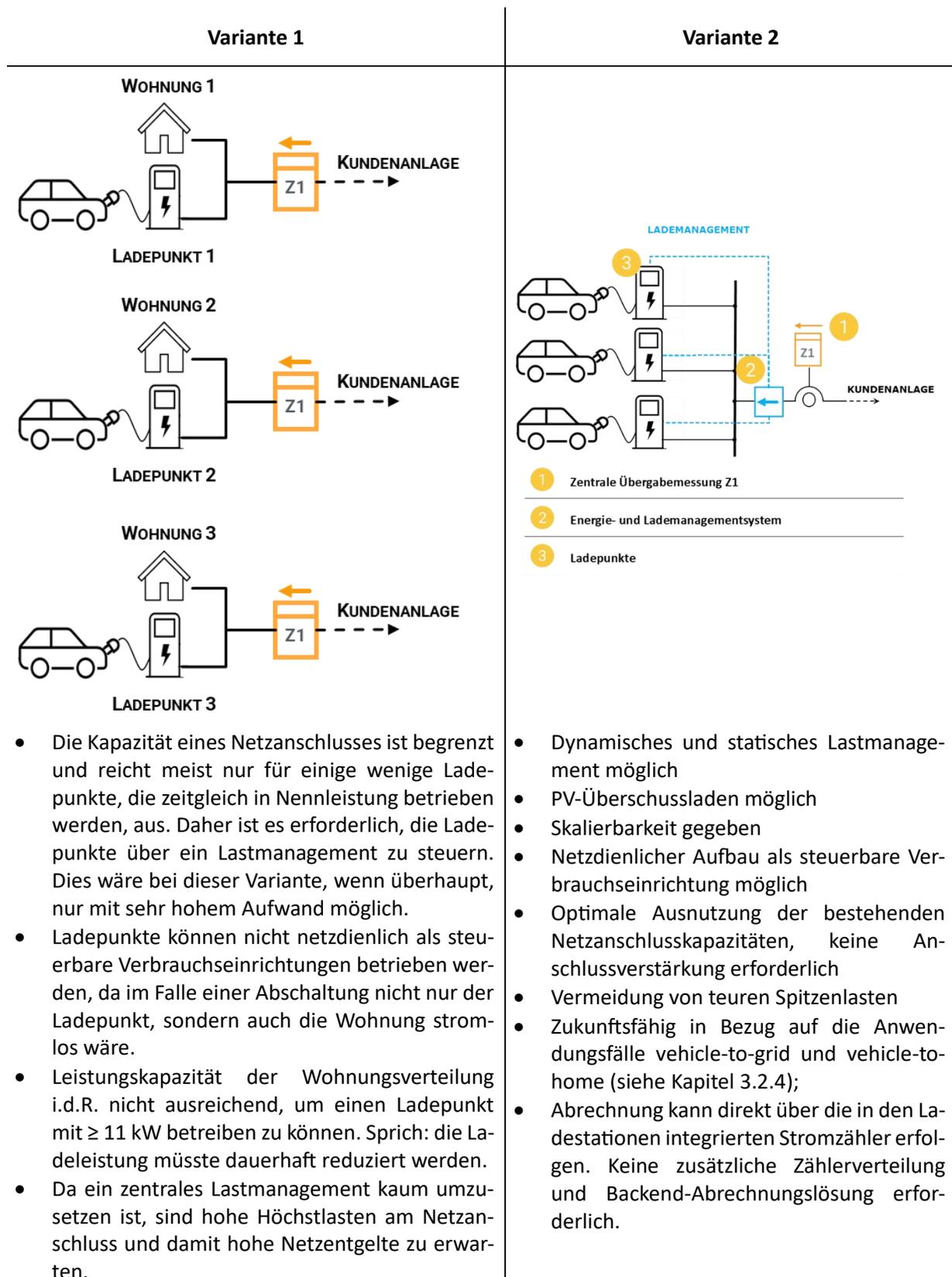


Tabelle 4 Varianten für den technischen Aufbau und die Abrechnung privater Ladepunkte

In Variante 2 lassen sich auch halb-öffentliche und öffentliche Ladepunkte integrieren. In diesem Fall kann der Kunde ein Registrier- (z.B. RFID) und Backend-Abrechnungssystem über unseren E-Mobilitäts-partner beziehen, sodass die Nutzung und Abrechnung dieser Ladepunkte automatisiert erfolgen kann. Auch die Einbindung von Carsharing-Angeboten wickeln wir bereits über Variante 2 ab. Dabei bezieht

der Carsharing-Anbieter den für seine Ladepunkte benötigten Strom über die zentrale Übergabemessung. Die Kosten für den Strombezug preist der Carsharing-Anbieter in der Nutzungsgebühr für seine Fahrzeugflotte ein. Es zeigt sich, dass Carsharing-Autos eine höhere Auslastung im Vergleich zu privaten E-Autos aufweisen und somit zu einem höheren Stromabsatz führen. Ob die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage durch ein Carsharing-Angebot höher als bei privaten Ladepunkten ausfällt, lässt sich aufgrund der geringen Projektanzahl mit Carsharing-Angeboten derzeit nicht bewerten.

Technischer Aufbau und Schnittstellen

In den Bestandmieterstromprojekten von prosumergy finden sich beide vorab beschriebenen Varianten. Letzten Endes entscheiden die Immobilieneigentümer bzw. im Neubau die Bauträger in unseren Mieterstromprojekten über die Ausgestaltung des E-Mobilitätskonzeptes. Sofern Variante 1 umgesetzt wird, rechnen wir die Verbräuche der Ladepunkte zusammen mit dem Haushaltsstrombedarf über die jährliche Mieterstromrechnung ab. Vertrieb und Aufbau der Ladeinfrastruktur erfolgen in diesen Fällen unabhängig von prosumergy. Wird der technische Aufbau jedoch gemäß Variante 2 umgesetzt, kann der Kunde prosumergy oder einen Dritten mit der Umsetzung des E-Mobilitätskonzeptes beauftragen. Im Falle eines Dritten kann dieser den Strombedarf über die zentrale Übergabemessung bei prosumergy als Mieterstromkunde oder über den freien Markt bei einem anderen Lieferanten beziehen. Der E-Mobilitätsanbieter muss lediglich die Anforderungen von prosumergy an den vorab vereinbarten maximalen Leistungsbedarf sowie an die Ausführung der Übergabemessung (SLP/RLM) erfüllen. Auf Grundlage der gesammelten Erfahrungen im Projektgeschäft sowie im Austausch mit verschiedenen E-Mobilitätsdienstleistern und der genannten Vorteile für Variante 2 konnte das im Folgenden beschriebene Angebot von prosumergy ausgearbeitet werden.

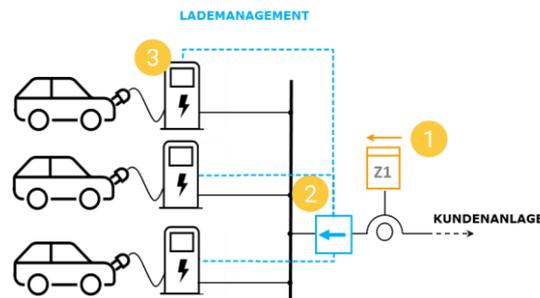


Abbildung 7 Technischer Aufbau E-Mobilitätskonzept prosumergy

1

Zentrale Übergabemessung Z1:

- Anschluss aller Ladepunkte erfolgt „hinter“ der zentralen Übergabemessung für die E-Ladepunkte
- Messung des Gesamtverbrauchs aller Ladepunkte

2

Lademanagementsystem:

- Monitoring und Verwaltung der Ladepunkte
- Umsetzung Lastmanagement: Die an Übergabemessung Z1 verfügbare Leistung wird dynamisch auf die aktiven Ladepunkte verteilt. Damit wird der Netzanschluss optimal ausgenutzt, sodass eine höhere Anzahl an Ladepunkten betrieben werden kann. Alternativ wird das Lastmanagement am Netzanschluss der Kundenanlage installiert, um ein dynamisches Lastmanagement mit Überwachung des gesamten Leistungsbedarfes der Liegenschaft umsetzen zu können.
- Abruf der Stromverbräuche der Ladepunkte durch prosumergy über das Lademanagementsystem

3

Wallboxen:

- Anbindung an das Lademanagement per Kommunikationsleitung
- Herstellerunabhängiges Gesamtsystem: es kann aus einer Vielzahl von Wallboxen ausgewählt werden
- Anforderung: Damit die Stromverbräuche von prosumergy abgerechnet werden können, sind Wallboxen mit integrierten MID-zertifizierte Zählern einzusetzen. Zudem müssen die Wallboxen kompatibel mit dem Lademanagementsystem sein (Anwendung des Open Charge Point Protocol (OCPP)).

Der Gebäudeeigentümer oder im Neubau der Bauträger kümmert sich um den Aufbau der Infrastruktur. Diese umfasst eine zentrale Übergabemessung für alle Ladepunkte sowie die Elektroverteilung von der Übergabemessung zu den Stellplätzen, welche elektrifiziert werden sollen. Der Aufbau der Elektroverteilung erfolgt entweder in Form eines Stromschienensystems mit Abzweigdosen zu den Ladepunkten oder mittels Anschluss der Wallboxen mit separaten Stromkabeln, die in Kabeltrassen geführt werden. Darüber hinaus können Vorkehrungen getroffen werden, um künftig weitere Stellplätze zu elektrifizieren, indem weitere Stromschienen oder Kabeltrassen zur nachträglichen Elektroverkabelung installiert werden. Neben der Elektroverkabelung gehört auch der Aufbau der Netzwerkverteilung, um die Ladepunkte an das Lade- und Energiemanagementsystem anzubinden, zur Grundinfrastruktur. Das Lade- und Energiemanagementsystem stellt prosumergy im Rahmen der DBU-Förderung in Pilotprojekten auf eigene Kosten bereit und übernimmt dessen Betrieb. Der Einbau hat bauseits zu erfolgen. Sofern ein Stellplatznutzer nun einen Ladepunkt wünscht, kann er über den Eigentümer oder die Hausverwaltung eine entsprechende Anfrage stellen. Prosumergy lässt dem Eigentümer oder Verwalter eine aktuelle Übersicht inkl. Preisliste der mit dem Lademanagementsystem kompatiblen Wallboxen zukommen, sodass dieser ein System seiner Wahl auswählen kann. Dieses lässt der Stellplatzeigentümer i. d. R. von dem für das Gebäude zuständigen Elektriker montieren. Prosumergy übernimmt im Anschluss die softwareseitige Einbindung des Ladepunktes an das Lade- und Energiemanagementsystems. Zudem werden die Elektriker vorab von uns geschult, um den Anschluss und die Anbindung an das Lade- und Energiemanagement richtig ausführen zu können. Die Schnittstellen in Bezug auf den technischen Aufbau lassen sich wie folgt zusammenfassen:

E-Mobilität		
Leistung	Verantwortlichkeit	
Installation Elektro- und EDV-Verteilung: <ul style="list-style-type: none"> • Wandlermessung als zentrale Übergabemessung der Ladepunkte inkl. Wandler • Stromschienensystem oder Verlegung der AC-Leitungen auf Kabeltrassen innerhalb der Tiefgarage • EDV-Verteilung in Tiefgarage für künftigen Anschluss der Wallboxen an das Lademanagementsystem: <ul style="list-style-type: none"> ○ Platzierung von EDV-Schränken in der Tiefgarage ○ Verlegung Datenleitungen 		bauseits
Lieferung Lade- und Energiemanagementsystem für Lastmanagement (statisch/dynamisch)	prosumergy	
Einbau Lade- und Energiemanagementsystem inkl. dazugehöriger Messwandler in den Messwandlerschrank für die zentrale Übergabemessung der Ladepunkte und Anschluss an bauseitige Internetverbindung		bauseits
Konfiguration Lade- und Energiemanagementsystem in Abstimmung mit der vom Stellplatzeigentümer beauftragten Elektrofachkraft	prosumergy	
Montage Wallbox inkl. Elektroanschluss und Anschluss an EDV		bauseits
Softwareseitige Integration des Ladepunktes in Lastmanagement	prosumergy	

Abbildung 8 Schnittstellen beim technischen Aufbau der E-Mobilitätsinfrastruktur

Geschäftsmodell

Die Finanzierung der Infrastruktur erfolgt durch den Gebäudeeigentümer oder den Bauträger. Die Anschaffung der Wallbox übernimmt entweder der Gebäudeeigentümer oder im Falle von Wohnungseigentümergeinschaften der Stellplatzeigentümer. Sofern es sich um vermietete Stellplätze handelt, refinanziert der Stellplatzeigentümer die Wallbox über eine erhöhte Stellplatzmiete. Bauträger bieten den Wohnungskäufern die Montage einer Wallbox häufig als Sonderwunschbestellung an. Die Bereitstellung und den Betrieb des Lade- und Energiemanagements übernimmt prosumergy. Der Betrieb des Lade- und Energiemanagementsystems in den Räumlichkeiten der Gebäudeeigentümer wird über einen Gestattungsvertrag und i.d.R. über entsprechende Dienstbarkeiten geregelt. Über den Gestattungsvertrag erklären sich die Eigentümer einverstanden, dass sämtliche Ladepunkte an das Lade- und Energiemanagementsystem von prosumergy angeschlossen und über einen gemeinsamen Stromzähler betrieben werden, womit eine freie Wahl des Stromanbieters an den Ladepunkten nicht möglich ist. Sollte ein Stellplatznutzer den Strom für seinen Ladepunkt von einem anderen Lieferanten beziehen wollen, muss er diesen an den Stromzähler seiner Wohnung anschließen oder auf eigenen Kosten einen separaten Zählpunkt hierfür installieren lassen. Die Nutzer der Ladepunkte schließen einen Stromvertrag mit prosumergy ab und zahlen neben einem Arbeitspreis je Kilowattstunde auch eine jährliche Grundgebühr, welche u.a. die Kosten für das Lastmanagement abdeckt.

Prozessualer Ablauf Wallbox-Bestellung

1	Prosumergy stellt dem Gebäude- oder Stellplatzeigentümer eine Liste der mit dem Lade- und Energiemanagementsystem kompatiblen Wallboxen inkl. Preisen zukommen
2	Gebäude- oder Stellplatzeigentümer legt sich auf einen Wallboxtypen fest, der zur Anwendung kommen soll.
3	Das für das Gebäude verantwortliche Elektrofachunternehmen montiert die Wallbox im Auftrag des Gebäude- oder Stellplatzeigentümers. Die Wallbox bezieht der Elektriker über prosumergy bzw. unseren E-Mobilitätsdienstleister.
4	Stellplatznutzer schließt einen Stromvertrag für die Versorgung des Ladepunkts bei prosumergy ab.
5	Prosumergy bindet den Ladepunkt in das Lade- und Energiemanagementsystem ein und übernimmt die Belieferung und Abrechnung des Ladepunktes.

Abbildung 9 Prozess zur Wallboxbestellung

3.2.2 Lastmanagement, netzdienliches Laden und PV-Überschussladen

Neben dem Monitoring und der Erfassung der abrechnungsrelevanten Zählerstände übernimmt das Lade- und Energiemanagementsystem in unseren Mieterstromprojekten das Lastmanagement zur Regulierung der Ladeleistung je Ladepunkt. Ein Lastmanagement in Mehrparteienimmobilien und damit auch in unseren Mieterstromprojekten ist unabhängig vom Betreiberkonzept grundsätzlich erforderlich. Die Gründe hierfür sind vielfältig:

- **Vermeidung von Lastspitzen:**
Als Mieterstromlieferant beziehen wir den Residualstrom für die gesamte Liegenschaft (Mehrfamilienhaus oder Quartier) über eine zentrale Messung. Diese muss häufig aufgrund des Leistungsbedarfes als RLM aufgebaut werden. Somit zahlen wir als Netzkunde nicht nur einen Arbeitspreis je Kilowattstunde, sondern auch einen Leistungspreis. Dieser wird für die Jahreshöchstlast (höchster Viertelstundenwert der gemessenen Leistung in Kilowatt eines Jahres) fällig. Sobald mehrere Ladepunkte in einer Kundenanlage in Betrieb sind, besteht die Gefahr, die Jahreshöchstlast und damit den Leistungspreis durch gleichzeitige Ladevorgänge in die Höhe zu treiben. Durch den Einsatz des Lastmanagementsystems wird eine Obergrenze für die maximal gleichzeitig verfügbare Ladeleistung festgelegt. Die verfügbare Leistung wird gleichmäßig auf die aktiven Ladepunkte verteilt.
- **Effiziente Auslastung bestehender Netzanschlüsse:**
Gerade bestehende Netzanschlüsse verfügen häufig nicht über eine ausreichende Kapazität, um mehr als drei E-Fahrzeuge gleichzeitig mit voller Leistung zu laden. Um einen kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden und die bestehende Infrastruktur bestmöglich zu nutzen, verteilt das Lastmanagement die verfügbare Leistung auf alle aktiven Ladepunkte und ermöglicht so, den Anschluss mehrerer Ladepunkte, auch wenn die Summe der Leistung aller Ladepunkte die Anschlusskapazität des Netzanschlusses überschreitet. Dadurch können wir unser E-Mobilitätsangebot auch in Bestandsgebäuden umsetzen, ohne dass unsere Kunden in eine Verstärkung des bestehenden Netzanschlusses investieren müssen.

- **Geringere Anschlussleistung im Neubau:**
 Durch den Einsatz des Lastmanagementsystems reduziert sich der Gleichzeitigkeitsfaktor und damit die benötigte Leistung am Netzanschluss unserer Projekte. Dies führt zu geringeren Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses. Häufig kann dadurch z.B. auf die Installation einer kundeneigenen Trafostation verzichtet werden.
- **Vermeidung einer Überlast am Netzanschluss:**
 Das Lastmanagement stellt sicher, dass die verfügbare Leistung am Netzanschluss nicht überschritten wird und die Hauptsicherung der Kundenanlage (Gebäude oder Quartier) nicht auslöst und zu einem Stromausfall der gesamten Kundenanlage führt.
- **Umsetzung netzdienlicher Laden gem. § 14a EnWG:**
 Nach den Regelungen von § 14a EnWG können Ladepunkte, die über einen separaten Zählpunkt gemessen werden, als sog. steuerbare Verbrauchseinrichtung betrieben werden. Dies ermöglicht dem Verteilnetzbetreiber den Ladepunkt über einen Funkrundsteuerempfänger anzusteuern und dessen Leistung zu reduzieren oder den Ladepunkt vollständig vom Netz zu trennen. Dadurch kann der Verteilnetzbetreiber eine Überlastung des Verteilnetzes verhindern. Als Gegenleistung für die Ermöglichung der netzdienlichen Steuerung berechnet der Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt für den gesamten Strombedarf der Ladepunkte. Um nicht für jeden Ladepunkt eine separate Messung und einen eigenen Funkrundsteuerempfänger verbauen zu müssen, darf mit Hilfe eines Lademanagementsystems netzdienlich gesteuert werden. Die Voraussetzung hierfür erfüllt unser Konzept, indem die gesamte Ladeinfrastruktur an einer gemeinsamen Messung angeschlossen und das Signal des Netzbetreibers zentral an das Lastmanagementsystem gegeben wird und von dort die Steuerung der einzelnen Ladepunkte erfolgt. Die separate Anbindung eines jeden Ladepunktes an ein Steuergerät des Netzbetreibers ist somit nicht erforderlich. Dies reduziert den Umsetzungsaufwand erheblich. Leider erlauben die regulären Mieterstrom-Messkonzepte der Verteilnetzbetreiber aktuell keine Belieferung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit Solarstrom. Im Zuge des Förderzeitraums wurden bereits erste von uns entwickelte Messkonzepte zur Versorgung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit Solarstrom mit verschiedenen Verteilnetzbetreibern abgestimmt und in einem Pilotprojekt umgesetzt. Gerade hinsichtlich der anstehenden Änderungen in der Regulatorik erhoffen wir uns weitere Verbesserungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Derzeit arbeitet die Bundesnetzagentur gemeinsam mit Verbänden an der Novellierung des § 14a EnWG. Zunächst sollen konkrete Regelungen zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG definiert und in einem Konsultationsverfahren überarbeitet werden. Insbesondere die wirtschaftlichen Anreize zur Anwendung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sollen verbessert werden (vgl. Bundesnetzagentur (2023)).

In unseren Mieterstromprojekten können zwei Formen des Lastmanagements zum Einsatz kommen:

- **Statisches Lastmanagement:**

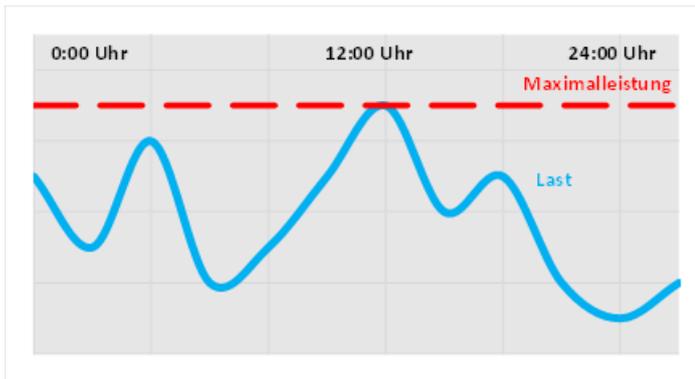
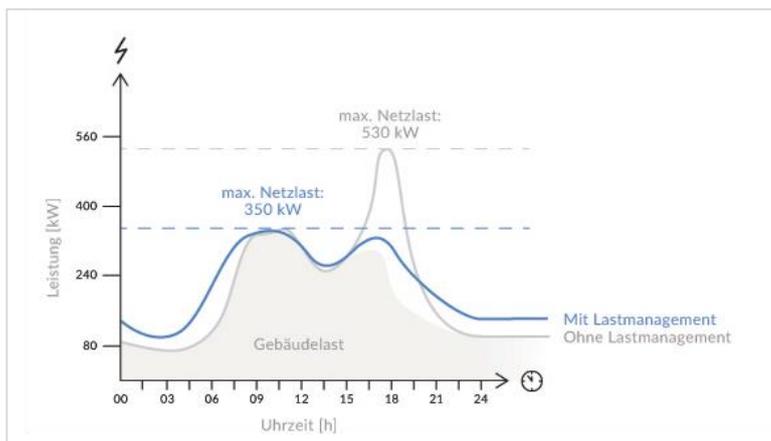


Abbildung 10 Funktionsweise statisches Lastmanagement

Im Falle des statischen Lastmanagements definiert der für das Gebäude/Quartier zuständige Elektroplaner einen festen Leistungswert, der zu jeder Zeit für die Versorgung aller Ladepunkte an der Übergabemessung Z1 bereitgestellt werden kann. Das Lastmanagementsystem gewährleistet, dass die Maximalleistung nicht überschritten und die zur Verfügung stehende Leistung

gleichmäßig auf die aktiven Ladepunkte verteilt wird. Dies gelingt, indem an der zentrale Übergabemessung für die Ladepunkte (Z1) Messwandler verbaut und an das Lademanagementsystem angeschlossen werden. Somit kann der aktuelle Leistungsbedarf aller Ladepunkte überwacht und im Bedarfsfall reduziert werden.

- **Dynamisches Lastmanagement:**



Quelle: Dynamisches Lastmanagement (The Mobility House GmbH (2023))

Bei Anwendung des dynamischen Lastmanagements wird nicht die Leistung der zentralen Übergabemessung der E-Mobilität Z1 überwacht, sondern die Leistung am Netzanschluss der Kundenanlage (Gebäude oder Quartier). Die verfügbare Leistung wird auf alle aktiven Ladepunkte unter Berücksichtigung der gegebenen Anschlussleistung bzw. alternativ

des eingestellten maximalen Leistungswerts bei gleichzeitiger Berücksichtigung der tatsächlichen Ladeleistung und Phasenbelastung verteilt. Die anliegende Last am Netzanschluss wird dynamisch berücksichtigt, um die vorhandene Anschlussleistung optimal auszunutzen und zusätzliche Leistungsspitzen zu vermeiden. Zudem kann neben der Last auch die Überschusseinspeisung der PV-Anlage berücksichtigt werden. Sofern die Ladepunkte noch nicht mit voller Leistung geladen werden, weil das Lastmanagementsystem dies zur Einhaltung des Maximalwerts am Netzanschluss verhindert, kann zusätzlich der Überschussstrom der PV-Anlage verwendet werden, um die Fahrzeuge mit höherer Leistung zu laden. Dies verbessert durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs auch die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage.

- **Zentrales Lastmanagement für mehrere Unterverteilungen:**

In den Mieterstromprojekten von prosumergy befinden sich die Ladepunkte i.d.R. in einer Tiefgarage. Dabei kommt es häufig vor, dass die Ladepunkte nicht an einer gemeinsamen, sondern an mehreren Unterverteilungen mit unterschiedlicher Absicherung angeschlossen werden. Das von uns eingesetzte Energie- und Lademanagementsystem kann alle Unterverteilungen

individuell erfassen, deren Maximallast berücksichtigen und sie zusätzlich nach dem bereits beschriebenen Prozedere entweder in ein zentrales statisches oder dynamisches Lastmanagement einbinden. Dies spart uns als Betreiber des Lastmanagementsystems signifikant Einmalkosten für ein separates Energie- und Lademanagementsystem je Unterverteilung, schont Ressourcen und steigert die Effizienz, da über alle Unterverteilungen hinweg ein allgemeines Optimum in der Lastverteilung auf Basis der vorhandenen Netzanschlussleistung ermöglicht werden kann.

3.2.3 Auswahl geeigneter Hard- und Software

Im Zuge der Auswahl geeigneter Hard- und Software zum Betrieb und zur Abrechnung von Ladepunkten innerhalb unserer Mieterstromprojekte wurden zunächst Gespräche mit potenziellen Kooperationspartnern, Elektroplanern und Wohnungsunternehmen geführt, um die wesentlichen Anforderungen definieren und im Anschluss mit dem auf dem Markt verfügbaren Angeboten abgleichen zu können. Ergebnis dieser Abstimmungsgespräche ist die nachfolgende Übersicht der Anforderungen an das Lade- und Energiemanagementsystem.

Anforderungen Lade- und Energiemanagementsystem		
Grundlagen	Diskriminierungsfreier Betrieb mit Ladestationen unterschiedlicher Hersteller	
	Einbindung unterschiedlicher Ladestationstypen (AC und DC, auch herstellerübergreifend)	
	Skalierbarkeit beim Nachrüsten weiterer Ladepunkte	
	Identifikation/Authentifizierung der Fahrzeuge mittels RFID-Karte	
	Schnittstelle für die Übermittlung abrechnungsrelevanter Daten an unsere Abrechnungssoftware (über Rest-API)	
	Keine laufenden Kosten für Nutzung des Backends des Energie- und Lademanagementsystems durch prosumergy	
Monitoring	Übersicht über alle Ladepunkte je Kundenanlage	
	Live-Info zum Status der Ladestationen und des Lade- und Energiemanagementsystems	
	Übersicht der Auslastung der Ladepunkte am betrachteten Standort	
	Live-Informationen über die Parameter der Ladevorgänge inklusive <ul style="list-style-type: none"> • Ladestationsname • Ladende RFID-Karte • Ladestationsart • Aktuelle Leistung • Geladene Energiemenge • Einsteckzeitpunkt 	
	Ladevorgangsstatistiken in stundengenau wählbarem Zeitraum und CSV-Download <ul style="list-style-type: none"> • abrufbar pro Ladepunkt • abrufbar pro RFID-Karte 	
	Störungsmeldungen innerhalb des Web-UI inklusive Fehlerspeicher	
	Fern-Neustart sowie Fern-Start und -Stopp einzelner Ladepunkte im Web-UI möglich	
	Remote-RFID-Management	
	Lastmanagement	Statisches und dynamisches Lastmanagement
		Zentrales Lastmanagement bei mehreren Unterverteilungen

	Netzdienliches Laden aller Ladepunkte durch zentrale Ansteuerung aller Ladepunkte über das Lastmanagementsystem Sicherer Notfall-Modus: Sichere Ladung auch bei Verbindungsverlust zur Ladestation, Fehlerfall der Ladestation oder Gesamtsystemausfall durch Übergabe eines vorher definierten maximalen Leistungswertes (Fallbackwert) an die Ladegeräte PV-Überschussladen
Abrechnung	Download abrechnungsrelevanter Daten Fernauslesung der in die Ladestationen integrierten, geeichten Stromzählerdaten Kontrolle über alle abrechnungsrelevanten Datensätze Schnittstellen-Anbindung der abrechnungsrelevanten Datensätze an unser Abrechnungssystem
Service	24/7 technischer Betrieb und aktive Fernüberwachung des Lade- und Energiemanagement-Systems und der verbundenen Ladepunkte Fernwiederherstellung bei Störungen Vor-Ort-Inbetriebnahme-Service des Systems
Sicherheit	Daten-Speicherung innerhalb der EU Kommunikation zu EVSE über OCPP 1.6/2.0, UDP Möglichkeit einer Zwei-Faktor-Authentifizierung bei der Nutzung des Backends TLS-verschlüsselte Verbindung zum Backend
Ausbaufähigkeit	Erweiterung der Schnittstellen zu weiteren Backend-/Abrechnungssystemen Bidirektionales Laden

Tabelle 5 Anforderungen an das Lade- und Energiemanagementsystem

Auf Basis der genannten Anforderungen wurde ein passendes System identifiziert. Prosumergy wendet dieses bereits in laufenden Projekten an. Der technische Aufbau entspricht dabei der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Variante 2. Die Messung der abrechnungsrelevanten Zählerstände erfolgt über die in den Wallboxen integrierten, geeichten Stromzähler. Die Übertragung der Zählerdaten und unser Lade- und Energiemanagementsystem erfolgt lokal über das vorhandene Netzwerk. Im Zuge des DBU-Förderprojektes wurde eine Schnittstelle vom Lade- und Energiemanagementsystem zu unserer Abrechnungssoftware implementiert, sodass die Zählerdaten zu abrechnungsrelevanten Stichtagen in unsere Abrechnungssoftware eingespielt und die Abrechnungen darüber erstellt werden können. Aufgrund der aktuell eher geringen Auslastung werden die Ladepunkte derzeit über ein statisches Lastmanagement gesteuert.

3.2.4 Stromrückspeisung aus mobilen Batteriespeichern (Bidirektionales Laden)

In diesem Arbeitspaket sollte untersucht werden, welche regulatorischen und abrechnungstechnischen Voraussetzungen gegeben sein müssten, um zukünftig Rückspeisungen aus mobilen Batteriespeichern (bidirektionales Laden) zu ermöglichen. Bidirektionalen Laden bedeutet, dass ein E-Fahrzeug in der Lage ist, den Strom aus seiner Batterie in die Kundenanlage (vehicle-to-home) oder das öffentliche Stromnetz (vehicle-to-grid) einzuspeisen. In der Forschung und in Pilotprojekten werden bereits verschiedene Anwendungsfälle für bidirektionales Laden untersucht. Im Positionspapier der Initiative „Bidirektionales Laden“ finden sich ausführliche Erläuterungen zu den Anwendungsfällen im Bereich vehicle-to-grid (vgl. con|energy consult GmbH (2023)). Diese werden künftig mit hoher Wahrscheinlichkeit auch eine Rolle für unsere Projekte spielen. Mittelfristig erscheint es sinnvoll, unser E-Mobilitätskonzept in bestimmten Anwendungsfällen, z.B. bei größeren E-Autoflotten im Rahmen gewerblicher

Mieterstromprojekte, um „vehicle-to-home“-Anwendungen zu erweitern, da hier verschiedene Vorteile denkbar sind:

- **Eigenverbrauchserhöhung:**
E-Fahrzeuge haben bereits heute eine Speicherkapazität, die mindestens der Kapazität stationärer gewerblicher Batteriespeicher entspricht. Durch die Nutzung von mehreren E-Fahrzeugen erreicht man folglich eine deutlich größere Kapazität und muss dafür baulich keine separate Infrastruktur (Batterieraum, Batterien, Batteriewechselrichter, etc.) vorhalten. Somit könnte es attraktiv sein, den lokal produzierten Solarstrom in den Batteriespeichern der E-Fahrzeuge zwischenzuspeichern und damit nicht nur den Eigenverbrauch zu erhöhen, sondern durch das Entladen des Solarstroms auch den Netzbezug zu reduzieren. Dieser Anwendungsfall erscheint im ersten Schritt hauptsächlich für gewerbliche Mieterstromprojekte interessant.
- **Tarifoptimiertes Laden/Entladen:**
Gerade mit Blick auf den anstehenden Smart-Meter-Rollout und der damit einhergehenden Möglichkeit, zeitvariable Stromtarife für den Netzbezug in Anspruch zu nehmen, ergibt sich mit dem tarifoptimierten Laden und Entladen ein interessanter Anwendungsfall. Die Fahrzeugbatterien könnten z.B. in zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen mit Netzstrom geladen und in Zeiten mit hohen Strompreisen zur Versorgung der Kundenanlage entladen werden.
- **Spitzenlastkappung:**
Neben der hohen Speicherkapazität bringen die E-Fahrzeuge und die Ladestationen auch eine hohe Leistung mit. In Mieterstromprojekten, deren Netzbezug über eine RLM abgerechnet wird, lassen sich durch eine Spitzenlastkappung Kosten reduzieren. Dies geschieht, indem die E-Fahrzeuge zu Zeiten mit geringer Last geladen und in Zeiten hohen Lasten entladen werden. Damit reduziert sich die Jahreshöchstlast und der damit einhergehende, an den Verteilnetzbetreiber zu zahlende Jahresleistungspreis.
- **Flottenmanagement:**
Hierbei handelt es sich um eine Optimierung der Ladung der E-Fahrzeugflotte in einer Kundenanlage. Der Netzbezug kann reduziert werden, indem E-Fahrzeuge Energie in die Kundenanlage rückspeisen, um damit das Laden höher priorisierter Fahrzeuge zu ermöglichen. Dadurch können E-Fahrzeuge geladen werden, ohne die maximale Bezugsleistung zu überschreiten oder zusätzlichen Netzstrom beziehen zu müssen. Letzteres ist v.a. dann interessant, wenn das entladene E-Fahrzeug zu einem späteren Zeitpunkt mit Solarstrom beladen und somit Netzstrom substituiert werden kann.

Zur Umsetzung der vorgenannten Anwendungen müssen künftig an unserem Bestandskonzept folgenden Anpassungen realisiert werden:

- Die in den Ladestationen integrierten Stromzähler müssen als 2-Richtungszähler konfiguriert werden.
- Mit den E-Fahrzeugnutzern muss eine vertragliche Vereinbarung zu nachfolgend genannten Punkten getroffen werden (weshalb eine Schwerpunktsetzung auf gewerbliche E-Autoflotten zur prozessualen Vereinfachung und Effizienzsteigerung ratsam erscheint):
 - Definition des Anteils der Speicherkapazität, der zur Erhöhung des Solarstrom-Eigenverbrauchs bereitgestellt wird
 - Festlegung des Ladefüllstands, welche die Fahrzeugbatterie zu bestimmten Zeitpunkten mindestens vorweisen muss
 - Vereinbarung einer Vergütung, die dem E-Fahrzeugnutzer als Entschädigung gezahlt wird. Neben dem Mehrwert der Eigenverbrauchserhöhung, muss diese die höhere Belastung (z.B. Steigerung der Zyklenzahl) der Batterie kompensieren.

- Für das tarifoptimierte Laden und Entladen sind die Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen (iMSys) sowie von Angeboten mit zeitvariablen Stromtarifen erforderlich.
- Erweiterung unserer Mieterstrom-Abrechnungssoftware, um die Strommengen, die von E-Fahrzeugnutzern in die Kundenanlage eingespeist werden, standardisiert abrechnen zu können. Hier sind verschiedene Abrechnungsoptionen denkbar.
- Die technischen und regulatorischen Anforderungen an bidirektionale Ladepunkte müssen definiert und einheitlich von allen Verteilnetzbetreibern angewendet werden. Bisher existieren lediglich erste Pilotprojekte, auf Basis derer eine standardisierte Umsetzung von der E-Mobilitätsindustrie und den Verteilnetzbetreibern entwickelt werden muss.

4 Fazit

Dank des Green-Startup-Programms konnten wichtige Schritte für die Entwicklung der Geschäfts- und Anwendungsfelder Gewerbe und E-Mobilität im Rahmen unseres integrierten dezentralen Energieversorgungsansatzes unternommen werden. Von den konzeptionellen Grundlagen über die Auswahl geeigneter Hardware und die (Weiter-)Entwicklung von erforderlichen Software-Bausteinen bis hin zur Erstellung von vertraglichen Grundlagen wurden die definierten Arbeitspakete erfolgreich bearbeitet. Der Förderzeitraum fiel in eine turbulente energiewirtschaftliche Phase, welche sich auch auf die Wirtschaftlichkeit gewerblicher Vor-Ort-Versorgungsmodelle auswirkte und damit auch einige Arbeitspakete inhaltlich tangierte. Rückblickend hat dies deutlich gezeigt, dass die hier (weiter-)entwickelten Geschäftsmodelle, technischen Lösungen und vertraglichen Grundlagen fortlaufend überprüft und angepasst werden müssen, um mit den schnelllebigen Entwicklungen der Energiewirtschaft und neuen Kundenanforderungen Schritt zu halten. Daher wurde großer Wert darauf gelegt, dass die hier entwickelten Lösungsansätze in den Bereichen Gewerbe und E-Mobilität als ideale Ausgangsbasis für die künftige Weiterentwicklung dieser Geschäftsfelder dienen können.

5 Quellenverzeichnis

BDEW. *Ladesäulen: Energiewirtschaft baut Ladeinfrastruktur auf.* s.l.: <https://www.bdew.de/energie/elektromobilitaet-dossier/energiewirtschaft-baut-ladeinfrastruktur-auf/>, 2023.

Bitkom. *Praxisleitfäden zur Auftragsverarbeitung.* s.l.: <https://www.bitkom.org/Bitkom/Publikationen/Praxisleitfaeden-zur-Auftragsverarbeitung>, 2023.

BMWK. *Kerninhalte der Referentenentwürfe des BMWK zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, zur Novelle des Wind-auf-See-Gesetzes und zum EEG-Entlastungsgesetz.* s.l.: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/Kerninhalte_EEG_WindSeeG.html, 2022.

BMWK. *Photovoltaik-Strategie.* s.l.: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.html>, 2023.

Bundesnetzagentur. *§ 14a EnWG - Steuerbare Verbrauchseinrichtungen.* s.l.: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/BK8_14a%20EnWG.html, 2023.

con|energy consult GmbH. *Initiative „Bidirektionales Laden“ – Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens.* s.l.: <https://ceco.de/user/pages/downloads/14.bidirektionales-laden-von-eautos-als-schlüssel-zur-flexibilisierung-des-energiesystems/Initiative%20Bidirektionales%20Laden%20Positionspapier%20M%C3%A4rz%202022.pdf>, 2023.

Energy-Charts. *Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2021.* s.l.: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&minuteInterval=empty&zoom=plus&timezone=user&interval=year&legendItems=000001&year=2021, 2023.

Energy-Charts. *Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2021.* s.l.: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&minuteInterval=empty&zoom=plus&timezone=user&interval=year&legendItems=000010000000&year=2022, 2023.

Hörner et al. *Der Bestand der Nichtwohngebäude in Deutschland ist vermessen (3. und finale Hochrechnung).* s.l.: https://www.researchgate.net/publication/355942531_Der_Bestand_der_Nichtwohngebäude_in_Deutschland_ist_vermessen, 2021.

KfW. *Vier Förderungen für Elektromobilität, die Sie miteinander kombinieren können.* s.l.: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-und-Umwelt/Nachhaltig-Mobil/Vier-F%C3%B6rderm%C3%B6glichkeiten.html>, 2023.

Netztransparenz.de. *Marktwertübersicht.* s.l.: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie-Marktwerte/Marktwerte, 2023>

prognos. *Lade-Report – Entwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität sowie Vergleich der Ladetarife in Deutschland.* s.l.: https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20200207_prognos_lade-report_2020.pdf, 2020.

Statista. *Elektromobilität in Deutschland.* s.l.: <https://de.statista.com/themen/608/elektromobilitaet/#topicOverview>, 2022.

The Mobility House GmbH. *Lastmanagement für Elektrofahrzeuge.* s.l.: https://www.mobilityhouse.com/de_de/lade-management/lastmanagement.html, 2023.

vBVH. *vBVH-Sondernewsletter EEG 2023.* s.l.: <https://www.vbvh.de/news-detail/sondernewsletter-zum-eeg-2023/>, 2023.