

Mess- und Abrechnungskonzept für eine gemeinschaftliche Eigenversorgung aus PV-Speichersystemen im Mehrfamilienhaus

Marcel Lüdecke^{1*}, Matthias Gries², Michel Meinert¹, Frank-Thomas Ullmann²,
Bernd Engel¹

¹elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, TU Braunschweig, Schleinitzstraße 23 in 38106 Braunschweig, Deutschland

*Tel.: +49531 391 9726

*E-Mail: m.luedecke@tu-braunschweig.de

<https://www.tu-braunschweig.de/elenia>

²Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig, Deutschland

Keywords – Messkonzept, Abrechnungssystem, PV-Speichersystem, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung, Mieterstrom

Kurzfassung

Bisher ist die gemeinschaftliche Nutzung von PV-Anlagen und Batteriespeichern unzureichend möglich, weshalb der Ausbau auf Mehrfamilienhäusern weit hinter den Zielen zurückliegt. Die gesetzlich geplante Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung verspricht eine Vereinfachung hinsichtlich der gemeinsamen PV-Nutzung, versäumt allerdings die Möglichkeit, auch Batteriespeicher einzubeziehen. Eine getrennte Abrechnung der Speicherenergie eröffnet weitere Anwendungen für den Betrieb von Batteriespeichersystemen, was für einen beschleunigten Ausbau wirtschaftlicher Speicheranlagen essentiell ist.

Diese Veröffentlichung stellt ein Mess- und Abrechnungssystem vor, das eine nach Energiequalitäten getrennte Abrechnung der Leistungsflüsse und damit auch die Abrechnung durch verschiedene Stromlieferanten (Vor-Ort-Versorger und Reststromlieferant) ermöglicht. In Laborversuchen wird das System möglichst realitätsnah erprobt und die grundsätzliche Funktionalität des Systems erfolgreich nachgewiesen. Die Versuchsauswertung legt nahe, dass für eine marktwirtschaftliche Einführung des Systems die Abrechnungsgenauigkeit weiter optimiert werden sollte.

1 Einleitung

Der Ausbau von PV-Speichersystemen im Wohngebäudebereich konzentriert sich im Wesentlichen auf Ein- und Zweifamilienhäuser. Aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit und hoher Komplexität von Mieterstromprojekten ist dieser gegenwärtig in Mehrfamilienhäusern (MFHs) trotz des enormen Potenzials gering [BMW19]. Die Betrachtung des Ausbausfortschritts von PV-Anlagen in Mehrfamilienhäusern bezeugt, dass die bisherigen Anreize, wie unter anderem die Einführung des Mieterstroms, nicht ausreichend sind. Laut Marktstammdatenregister waren im Jahr 2022 lediglich 4629 Mieterstromanlagen in Betrieb [BUN23]. Bei etwa 3,3 Mio. MFHs entspricht das einer Nutzung von weniger als einem

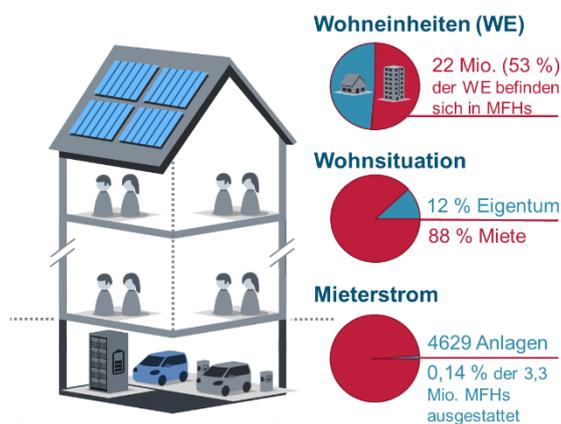


Abbildung 1.1: Statistik zu Mehrfamilienhäusern in Deutschland

Prozent des theoretischen Potenzials [STA23a; STA23b; STA23c]. Abbildung 1.1 stellt neben dem ungenutzten Potenzial auch die mangelnden Möglichkeiten zur Teilnahme an der Energiewende für einen Großteil der Bevölkerung dar. Daraus ist zu entnehmen, dass etwa 53 % aller Haushalte in Deutschland zum aktuellen Zeitpunkt keine Zugangsmöglichkeit zu lokal erzeugtem Grünstrom haben.

Der Referentenentwurf der Bundesregierung zum ersten Teil der PV-Strategie beinhaltet einen Entwurf zur Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung. Dies könnte ein Impuls für einen beschleunigten Photovoltaikausbau in MFHs werden, um auch Mieter*innen eine aktive Teilhabe an der Energiewende zu ermöglichen [BMW23]. In der aktuellen Auslegung wird die Abrechnung in Intervallen von jeweils 15 Minuten vorgegeben, wobei für die rechnerische Aufteilung der erzeugten Energie auf die Verbraucher ein statischer oder dynamischer Aufteilungsschlüssel angesetzt werden kann. Batteriespeichersysteme (BSS) und entsprechende Zuteilungslogiken bleiben in dem Referentenentwurf unbeachtet [BMW23].

In dieser Veröffentlichung wird das bereits entwickelte Betriebs- und Messkonzept „fair Energy“ (fairE) vorgestellt, welches dieses Defizit ausbessert und eine faire Verteilung der nachhaltig und lokal erzeugten Energie ermöglicht. So kann der Energiebezug in Netz- und BSS-Bezug sowie PV-Direktverbrauch aufgeschlüsselt und entsprechend bepreist und abgerechnet werden.

2 Messkonzepte für eine Vor-Ort-Versorgung

In diesem Kapitel werden zunächst Hürden bezüglich des unzureichenden PV-Ausbaus auf MFHs aufgegriffen. Aus diesen werden Restriktionen identifiziert, welche in der Konzeption des fairE-Systems Berücksichtigung finden. Es folgt eine kurze Vorstellung des entwickelten Konzepts sowie dessen initiales Anwendungsgebiet. Zuletzt erfolgt eine Beschreibung der Systemarchitektur, die den Restriktionen durch den konkreten Anwendungsfall sowie technischen Richtlinien gerecht wird.

2.1 Mieterstrom und Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Um den Ausbau von PV-Speichersystemen im Mietsektor zu erhöhen, besteht seit dem Jahr 2017 die Möglichkeit als Mieterstromanbieter lokal erzeugten Grünstrom ohne Netzdurchleitung im Rahmen des Mieterstrom-Fördermodells, nach § 42a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), im Gebäude anzubieten. Wie zuvor aufgeführt, hat sich dieses jedoch nicht als erfolgreich erwiesen. Mutmaßlich liegt dies an den hohen bürokratischen Hürden und dem hohen Risiko-Ertrags-Verhältnis des Mieterstromanbieters [LIN24]. Denn je nach Anzahl

der teilnehmenden Mieterstromnutzer kann die Wirtschaftlichkeit der Anlage bedeutsam variieren. Zusätzlich ist der Mieterstromanbieter verpflichtet die Reststrombelieferung bereitzustellen und übernimmt somit Lieferanten- und Informationspflichten eines Energieversorgers. Zwar werden mit Solarpaket I der PV-Strategie einige Lockerungen umgesetzt, gleichzeitig wird aber auch die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG eingeführt, welche im Jahr 2024 in Kraft tritt und für viele Eigentümer eine weniger kompliziertere Alternative darstellen soll. Hierbei ist der Gebädestromanbieter nicht weiter an die Reststrombelieferung gebunden, womit die Pflichten als Energieversorger, wie beispielsweise die Erstellung von Abrechnungen nach EnWG, entfallen. Darüber hinaus können stabilere Strompreise angeboten werden, da lediglich der lokal erzeugte Grünstrom veräußert wird und kein Mischpreis mit der zusätzlich erworbenen Reststromlieferung gebildet werden muss [BMW23]. Innerhalb des Gebädestromnutzungsvertrags können Gebädestromanlagenbetreiber und Gebädestromnutzer die Art der Abrechnung der erzeugten PV-Energie über einen Aufteilungsschlüssel vereinbaren. Dies kann eine statische Energieverteilung, zum Beispiel über die Wohnfläche, oder eine dynamische Energieverteilung, beispielsweise über den Energiebedarf des Nutzers sein. Erforderlich ist eine viertelstündliche, registrierende Lastgangmessung der Strombezugsmengen. Die zusätzlich notwendige Reststrombelieferung kann im Kontext der freien Stromlieferantenwahl zwischen Gebädestromnutzer und Energieversorger vereinbart werden. Batteriespeichersysteme finden in der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung keine Erwähnung. Unter anderem soll diese Lücke durch das entwickelte fairE-System geschlossen werden. [LIN24]

2.2 Beschreibung des ursprünglichen Anwendungsfalls und Systemfunktion

Zum Verständnis systembedingter Restriktionen ist die Beschreibung des Anwendungsfalls notwendig, für den das System initial entwickelt wurde. Dabei handelt es sich um ein MFH, in dem PV-Anlage und BSS in virtuelle Partitionen aufgeteilt werden. Jede Wohneinheit (WE) kann ihre Partition bewirtschaften und Anlagenanteile (SoP von engl. Share of Plant) handeln. Weiterhin wird der Energiebezug jeder WE nach der Bezugsrichtung rechnerisch über virtuelle Zählpunkte aufgeschlüsselt, was von nun an als Virtualisierung bezeichnet wird. Dies ermöglicht eine getrennte Abrechnung von Netz-, PV- und Speicherbezug (siehe Abschnitt 3.2). Da es sich zur Umsetzung in der Praxis um ein Mieterstromkonzept im Lieferkettenmodell handelt, ist der Eigentümer der Anlage allerdings der Anlagenbetreiber, weshalb diesem unter anderem die Vergütung durch Netzeinspeisung zusteht [BUN24a]. Nachfolgend findet eine kurze Top-Down Prinzipbeschreibung des fairE-Systems statt.

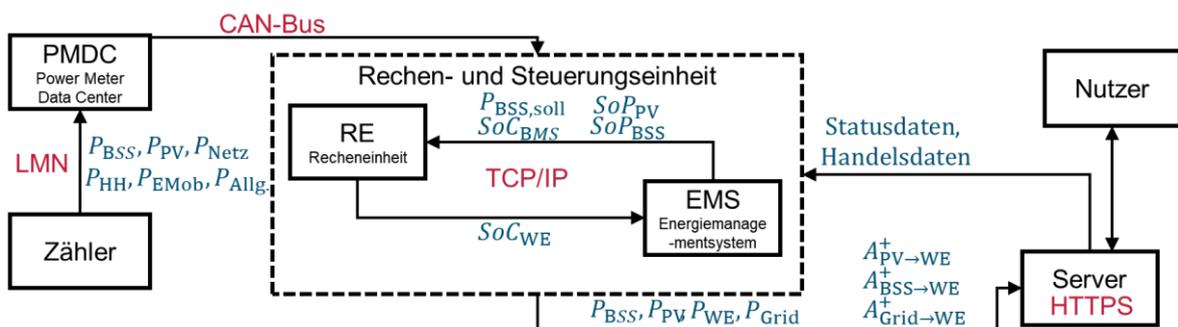


Abbildung 2.1: Prinzipskizze des fairE-Systems, Einzelkomponenten (schwarze Kästen) übertragen Werte (blau) auf unterschiedlichen Kommunikationswegen (rot)

Die wesentlichen Komponenten des Systems sowie die erforderlichen Datenströme zwischen diesen werden in Abbildung 2.1 gezeigt. Die Datenströme werden in Abschnitt 3.1 detaillierter beschrieben.

Zur Bewältigung der zahlreichen synchronen Zählerabfragen wurde ein Zählerdatensammelmodul (PMDC von engl. Power Meter Data Center) entwickelt, das mehrere Zähler simultan auslesen kann und die Daten über ein Busnetzwerk (CAN) an eine zentrale Rechen- und Steuerungseinheit (RSE) übermittelt. Im Energiemanagementsystem (EMS) der RSE werden Residuallasten sekundlich neu berechnet, welche bei vorhandener Speicherkapazität durch Leistungs-Sollwertvorgabe an den Batteriespeicher ausgeglichen werden können. Der Sollwert ergibt sich dabei aus der Summe der Einzelwerte der WEs. In der Recheneinheit (RE) werden die Abrechnungswerte gebildet. Für die Bestimmung der individuellen Ladezustände (SoCs) je WE werden BSS-Sollwert, Ladezustand und Anlagenanteile vom EMS-Modul über eine TCP/IP-Verbindung abgefragt. Eine HTTPS-basierte Serverkommunikation, vgl. Abbildung 2.1, ermöglicht die Abfrage von Anlagenanteilen und Übermittlung der Abrechnungswerte sowie aktueller Leistungswerte von der RSE. Weiterhin können Nutzer können ihre PV- und BSS-Anteile untereinander handeln und Verbräuche visualisieren lassen.

2.3 Systemarchitektur unter Berücksichtigung technischer Richtlinien

Für den Aufbau einer IT-Systemarchitektur für den zuvor beschriebenen Anwendungsfall sieht das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) in der technischen Richtlinie BSI TR-03109-1 Version 1.1 [BUN24b] maßgeblich die Verwendung von intelligenten Messsystemen (iMSys) vor (Abbildung 2.2).

Die technische Richtlinie (TR) definiert ein iMSys als die Verbindung einer modernen Messeinrichtung (mME) in Form eines digitalen Stromzählers mit einem Kommunikationsadapter durch ein lokales metrologisches Netz (LMN) gemäß BSI TR-03109-1 in Form eines Smart-Meter-Gateways (SMGW).

Nach den verbreiteten Messkonzepten des Verbands der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft (VBEW) [VER23] verfügen MFHs zu Abrechnungszwecken ohnehin über mMEs an Wohneinheiten und Erzeugungsanlagen, welche als Quelle für Mess- und Abrechnungsdaten nutzbar sind. Die Kommunikation zwischen mME und SMGW ist unter anderem durch eine Transportsicherung mit Authentifizierung und asymmetrischer Verschlüsselung

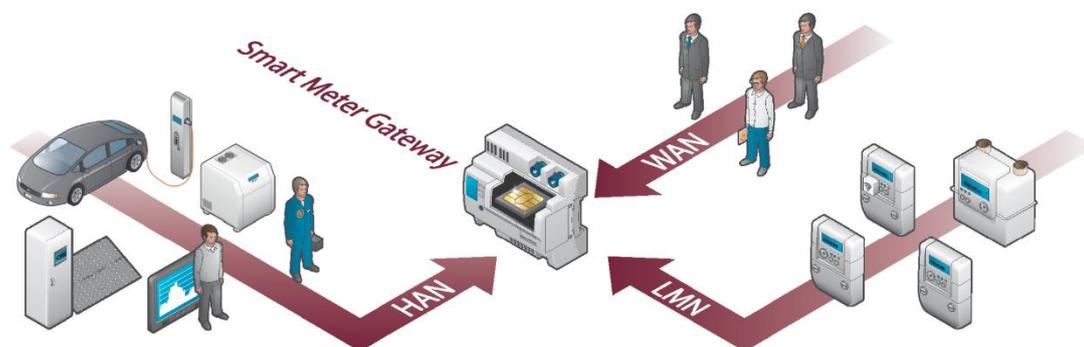


Abbildung 2.2: Systemarchitektur des iMSys [BUN24b]

nach BSI TR03116-3 Kap.7 [BUN24c] abgesichert und basiert auf einem HDLC-Protokoll (DIN EN 62056-46).

Das SMGW operiert für die, in fairE erforderliche, periodische Messdatenlieferung im Tarifierungsfall TAF14 "Hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienste" und überträgt die Zählerdaten ins HAN (engl. *Home Area Network*) zur nachgelagerten Verarbeitung. Das SMGW muss eine Periodizität der Datenbereitstellung von 60 s gewährleisten und kann kleinere oder größere Empfangsperioden im HAN unterstützen. Als zugelassene Messgrößen aus dem Zähler für TAF14 definiert BSI TR-03109-1 unter anderem Messdaten wie in Tabelle 2.1 dargestellt.

Für die Entwicklung der Systemarchitektur in fairE waren die technischen Eigenschaften der installierten Messeinrichtungen, wie in Tabelle 2.2 aufgelistet, maßgeblich.

Der Abgleich mit den Anforderungen der BSI TR-03109-1 für ein iMSys führt zu dem Ergebnis, dass sich der alleinige Einsatz eines (oder mehrerer) SMGW in fairE aus folgenden Gründen nicht eignet:

- Eine Teilmenge der mMEs (DVS76, DVH4013, WS100-1943) unterstützt nicht das abgesicherte, kabelgebundene LMN-Kommunikationsprotokoll des SMGW
- Die Datenbereitstellung der Messgrößen aller Stromzähler muss in kürzeren Intervallen als die garantierten 60s erfolgen (siehe Abschnitt 3.1)
- Abweichende OBIS-Kennzahlen und -Kennzahlenformate der Zähler, z.B. momentane Wirkleistung: 1-0:10.7.0.255 (DZG) oder 1.25 (EMH)
- Hoher Administrationsaufwand durch einen zugelassenen Gateway-Administrator, welcher die Entwicklungsaktivitäten einschränkt

Der Grundgedanke für eine funktionale IT-Systemarchitektur in fairE besteht darin, in der heterogenen Stromzählerumgebung in Anlehnung an Schilling [SCH17] statt eines SMGW eine selbst entwickelte Datensammeleinheit PMDC zu installieren. Diese liest relevante Messgrößen (siehe Tabelle 2.3) der mME aus, und gibt diese über ein CAN-Busnetzwerk an die Rechen- und Steuereinheit weiter. Eine elementare Eigenschaft des PMDC ist die Multi-Protokollfähigkeit zur Anbindung der unterschiedlichen Zählertypen.

Das LMN der PMDCs wird in eine Sub-Metering-Umgebung verlagert. Die Einbeziehung des SMGW beschränkt sich ausschließlich auf den Stromzähler des Netzverknüpfungspunkts (NVP), der einzige für den Netzbetreiber relevante Zähler.

Der NVP-Zähler (vgl. Abbildung 2.3) muss eine duale Schnittstellenanbindung gewährleisten, d.h. eine Datenverbindung zum Metering-Netz (LMN_m) des SMGW und parallel zum Sub-Metering-Netz (LMN_{s,x}) eines PMDC, um Messdaten an die RE zu transferieren. Der installierte Zähler LZQJ-XC verfügt über zwei Schnittstellen und kommuniziert mit der ersten via RS485 mit einem PMDC, während die zweite mittels internem Kommunikationsadapter ZSM-XC eine Verbindung zum SMGW hat und damit ein iMSys bildet.

Tabelle 2.1: Auszug der zugelassenen Messgrößen nach TAF14

OBIS-Kennzahl	Messgröße
1-0:1.8.0.255	Zählerstand zur Wirkarbeit in Richtung A+
1-0:2.8.0.255	Zählerstand zur Wirkarbeit in Richtung A-
1-0:16.7.0.255	Momentane Wirkleistung

Tabelle 2.2: Installierte Stromzähler

Zählertyp	Modell	Hersteller	Protokoll	Verwendungszweck
Wandler	LZQJ-XC	EMH	DIN EN 62056-21 bzw. IEC 1107	NVP, PV, BSS, Summenzähler Ladesäulen
2-Weg	DVS76	DZG	DIN EN 62056-21 bzw. IEC 1107	Wohneinheit, Allgemeinstrom
Hutschiene 3-Phasen	DVH4013	DZG	MODBUS(RTU)	Kfz-Ladesäule (max. 11 kW), Kfz-Ladegerät
Hutschiene 1-Phase	WS100-1943	B+G e-tech	MODBUS(RTU)	Kfz-Ladegerät (max. 3,7 kW)

Jeder der insgesamt fünf PMDCs verwaltet einen separaten LMN_s-Bereich und verfügt über acht serielle RS485-Schnittstellen mit einer maximalen Transferrate von 921.6 kBAud. Die Zähler vom Typ LZQJ-XC und DVS76 sind jeweils direkt (1:1) mit einer RS485-Schnittstelle verbunden. Dahingegen bilden je drei parallelgeschaltete Hutschienenzähler einen Feldbus, welcher ebenfalls von einer RS485-Schnittstelle angesteuert wird. Der Zeitraum für die Bereitstellung eines Messdatensatzes (Tabelle 2.3) ist abhängig vom Zählertyp und bestimmt maßgeblich die minimale Periode der Datenlieferung an den PMDC.

Die Datenübertragung zwischen PMDC und der RSE basiert auf einem CAN-Bus (engl. Controller Area Network) unter Verwendung des CAN-FD (engl. Flexible Datarate) Protokolls. In der Transportschicht steuert das ISOTP-Protokoll [ISO16] die Datenübertragung mit einer max. Transferblockgröße von 4 GByte.

Die Auswahl der CAN-Bus Übertragung gründet auf den Kriterien:

- Echtzeitfähigkeit zur Synchronisierung der PMDCs
- Nachrichtenbasierte und priorisierbare Adressierung der Datenübertragung
- Bei einer Transferrate von 1 Mbaud (Arbitration) bzw. 5 Mbaud (Datentransfer) kann eine Buslänge von bis zu 100 m verwendet werden

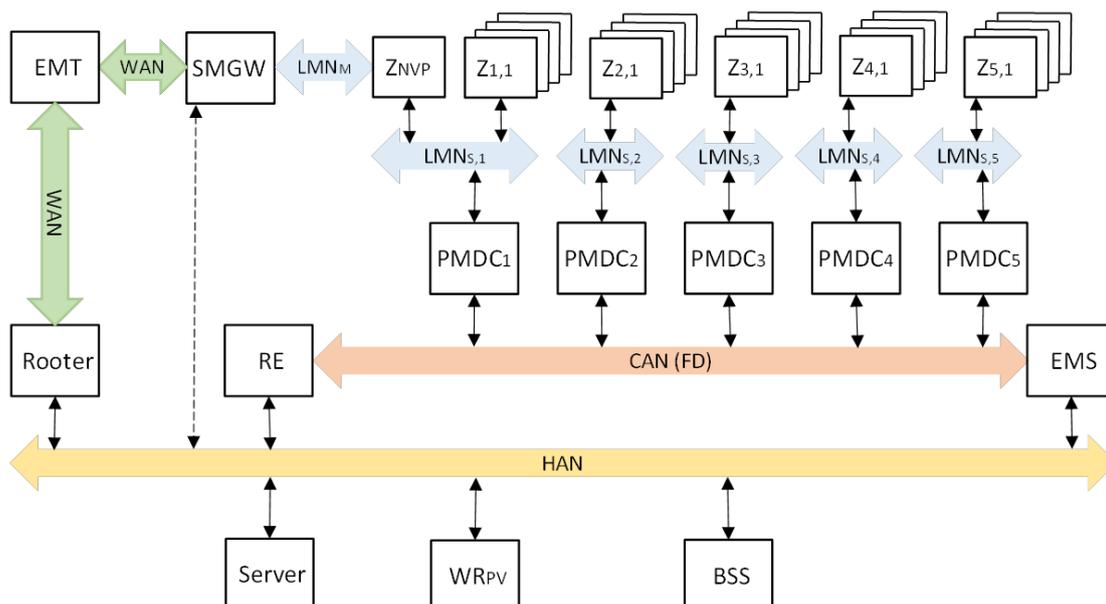


Abbildung 2.3: fairE IT-Systemarchitektur

Tabelle 2.3: Antwortzeiten der Messdatenbereitstellung pro mME

mME	Baudrate [kbps]	Zeichenformat	Antwortzeit [ms]
LZQJ-XC	9.6	7E1	800 - 900
DVS76	9.6	8N1	400 - 500
DVH4013	19.2	8E1	250 - 300
WS100-1943	38.4	8E1	200 - 250

3 Mess- und Abrechnungssystem

Dieses Kapitel dient der Darstellung des Mess- und Abrechnungssystems. Es beschreibt den generellen Messablauf sowie die Rechenmethoden zur Bestimmung der Abrechnungswerte.

3.1 Messsystem

Die erzeugten und verbrauchten Energiemengen werden gemessen und verrechnet, sodass eine Zuordnung der Energieanteile zu den einzelnen WEs erfolgen kann. Im vorgestellten Konzept fairE wird die Aufteilung der Energiemengen im Sekundentakt durchgeführt, im Gegensatz zur im Referentenentwurf vorgestellten Herangehensweise. Diese hohe Auflösung ermöglicht eine Bilanzierung mit verursachergerechter Aufteilung der Verbräuche und Verluste innerhalb des MFHs.

3.1.1 Messdatenerhebung

Die Grundlage für die Energiesteuerung, -aufteilung und -virtualisierung bildet die nicht-abrechnungsrelevante momentane Wirkleistung ($P > 0$ Bezug, $P < 0$ Lieferung) der beteiligten mMEs. Ausgehend von Soyck [SOY15] lässt sich die Wirkleistung P eines Zählers x als Differenz aus den abrechnungsrelevanten Anfangs- und Endenergiewerten A^1 eines Messintervalls berechnen (Gleichung (3.1)).

$$P_x(t_n) = \frac{\Delta A_x^+}{\Delta t} - \frac{\Delta A_x^-}{\Delta t} = \frac{A_x^+(t_n) - A_x^+(t_{n-1})}{t_n - t_{n-1}} - \frac{A_x^-(t_n) - A_x^-(t_{n-1})}{t_n - t_{n-1}} \quad (3.1)$$

Eine sinnvolle Anwendung der Formel setzt eine hinreichend hohe Auflösung der Energiezähler ΔA_Z der eingesetzten Zählertypen voraus, um nach Möglichkeit in jedem Sekundenintervall die Wirkleistung $P \neq 0$ zu erhalten. Dies bedeutet, um eine Änderung des Energiezählers um mindestens einen Zählerschritt in einer Sekunde zu erhalten, ist die Leistung $\delta P = \Delta A_Z \cdot 3600 / h$ erforderlich. Demgegenüber stellt der Zähler separat eine kontinuierlich gemessene Wirkleistung mit der Auflösung ΔP_Z bereit. Aus Tabelle 3.1 wird ersichtlich, dass die im Zähler intern ermittelte momentane Wirkleistung eine um mehrere Größenordnungen höhere Auflösung (ΔP_Z) besitzt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass bei Wirkleistungen, die deutlich unter dem berechneten Minimalwert δP liegen, über einen sehr langen Zeitraum ein Leistungswert von Null berechnet wird, der weder für das EMS noch für die RE geeignet ist. Aufgrund der höheren Auflösung nutzen die Algorithmen der RE und des EMS die direkt gemessene momentane Wirkleistung der Zähler.

¹ Um Verwechslungen mit den Rechenoperatoren zu vermeiden wird wie bei Soyck [SOY21] ein hochgestellter Index zur Kennzeichnung von Bezug und Lieferung verwendet.

Tabelle 3.1: Auflösung der Messwerte der eingesetzten Zählertypen (mMEs)

Zählertyp Z (Wandlerfaktor)	ΔA_z [Wh]	δP [W]	ΔP_z [W]
LZQJ (250:5)	50	180.000	50
LZQJ (150:5)	30	108.000	30
DVS76	0,1	360	0,01
DVH4013	1	3.600	0,1
WS100-1943	10	36.000	1

3.1.2 Messablauf

Die globale Steuerung des Messprozesses obliegt der Recheneinheit, die mittels CAN-Bus Nachrichten das gleichzeitige Starten, Stoppen und Synchronisieren der lokalen Messdatenerfassung durch die PMDCs in Echtzeit steuert.

Mit dem Empfang einer ‘Start’-Nachricht initialisiert jeder PMDC die Zeitbasis für die Messperiode, setzt die Messdatenkennung (Anforderungs-ID) auf einen parametrierbaren Anfangswert und startet das Auslesen der Zählerdaten quasi parallel für alle angeschlossenen Zähler. Nach Übermittlung der Messgrößen durch die Zähler erfolgt bei Messdaten im OBIS-Format eine Konvertierung in ein numerisches Zahlenformat.

Die aufbereiteten Zählerdaten werden, versehen mit der Messdatenkennung, einem Zeitstempel und der Dauer des Auslesevorgangs, zu einem 50 Byte großen Messdatensatz pro Zähler zusammengefasst, den der PMDC via CAN-Bus an die RE transferiert. Anschließend inkrementiert der PMDC die Anforderungs-ID und der Auslesevorgang startet automatisch erneut mit dem Beginn des nächsten Zeitintervalls.

Die RE kann ihrerseits anhand der übertragenen Messdatenkennungen in den einzelnen Datensätzen die Synchronizität der Messwertermittlung der PMDCs prüfen und ggf. durch eine entsprechende ‘Synchronisation’-Nachricht die Messdatenkennungen aller PMDCs auf einen einheitlichen Wert zurücksetzen. Auf diese Weise können die einzelnen Messdatensätze über die Messdatenkennung einem zeitlichen Kontext zugeordnet werden.

3.2 Abrechnungssystem

Eine Möglichkeit, die bezogene Energie in die drei Energiequalitäten PV-, Speicher- und Netzenergie aufzuteilen, wurde von Soyck vorgestellt [SOY21]. Dieses Verfahren beruht auf drei Verarbeitungsabschnitten, Verarbeitung der Regelabweichung, Bestimmung der Abrechnungswerte und Bestimmung des individuellen Ladezustands, deren Zusammenspiel in Abbildung 3.1(a) dargestellt ist.

Regelabweichung

In diesem Verarbeitungsabschnitt wird aus den am Speicher eingestellten Leistungswerten $P^{\text{BSS, soll}}$ und den vom zum BSS zugehörigen Zählerwerten $P^{\text{BSS, PM}}$ ein sogenannter BSS-

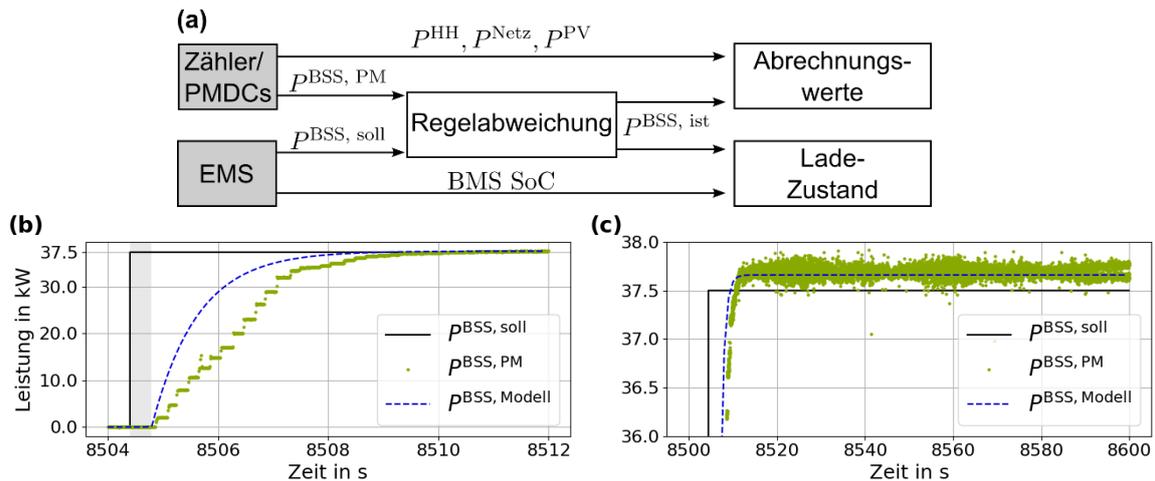


Abbildung 3.1: (a) Schematische Darstellung der Verarbeitungsschritte (weiße Rechtecke) zur Erstellung der Abrechnungswerte aus den Rohdaten der Zähler und des EMS (graue Rechtecke). (b) Illustration der Reaktion der Speicherleistung (grüne Punkte) nach Einstellen eines Sollwerts (schwarze Kurve). Die blaue, gestrichelte Linie zeigt das Modell, welches die Reaktionszeit (grauer Bereich) und den exponentiellen Anstieg der Batterieleistung beschreibt. (c) Anderer Ausschnitt zur Demonstration des Leistungsoffsets.

Istwert $P_i^{BSS, ist}$ für jede Wohneinheit i gebildet. Die Notwendigkeit dazu resultiert aus der für Batteriespeichersysteme charakteristischen Abweichung der tatsächlichen Leistungen $P^{BSS, PM}$ von den eingestellten $P^{BSS, soll}$, wie in Abbildung 3.1(b) veranschaulicht.

Für das hier verwendete BSS ist ein zeitlicher Versatz zwischen $P^{BSS, soll}$ (schwarze Linie) und dem Einsetzen der Leistungsabgabe (grüne Punkte) sichtbar, welche auch als Totzeit bezeichnet wird, und durch eine graue Fläche illustriert ist. Die Leistungsabgabe des Speichers steigt daraufhin exponentiell an und weicht nach Erreichen des Plateauwerts leicht vom $P^{BSS, Soll}$ -Wert ab, wie in Abbildung 3.1(c) veranschaulicht ist. Dieses Verhalten kann durch ein Modell $P^{BSS, Modell}$ mathematisch abgebildet werden (blaue, gestrichelte Kurve). Dazu wird zunächst der ideale Leistungsverlauf $P(t)$ ermittelt und die Abweichung über eine empirische Funktion $\Delta^{BSS}(P(t))$ abgeschätzt, woraus sich

$$P_X^{BSS, Modell}(t) = P_X(t) + \Delta^{BSS}(P_X(t)) \quad (3.2)$$

ergibt. Dieses Modell wird sowohl für jede Wohneinheit i einzeln ($X=i$) als auch für das Gesamtsystem ($X=ges$) angewendet. Aufgrund der Nichtlinearität des Modells weicht die Summe der Einzelergebnisse von dem Modell des Gesamtsystems ab. Diese Differenz wird anhand der individuellen Werte auf die Wohneinheiten aufgeteilt. Dieser Vergleich entspricht der Gegenüberstellung von (virtuellen) Einzelspeichern mit einem gemeinsamen, was eine gerechte Aufteilung der Modelldifferenz gewährleistet. Die Nutzer werden auf diese Weise behandelt, als besäßen sie eigene, kleinere Speicher, genießen aber gleichzeitig den Vorteil eines kostengünstigeren Gesamtsystems.

Anschließend wird der Modellwert $P^{BSS, Modell}$ mit dem real gemessenen Zählerwert $P^{BSS, PM}$ abgeglichen und die verbleibende Differenz zwischen den Wohneinheiten proportional zu deren Sollwert $P^{BSS, Soll}$ aufgeteilt. Dadurch ergibt sich der sogenannte BSS-Istwert $P_i^{BSS, ist}$ je Wohneinheit i . Die gesamte Prozedur ist in [SOY21] detailliert beschrieben.

Abrechnungswerte

Liegen die Zählerdaten sowie die Batterie-Istwerte vor, können die Abrechnungswerte $A_i^{\pm X}$ je Wohneinheit i und Energiequalität (PV-, BSS- und Netzenergie) gebildet werden. Darüber hinaus werden auch Abrechnungswerte für gemeinsam genutzte Systeme ermittelt, wie

beispielsweise der allgemeine Gebäudestrom. Alle Abrechnungswerte $A_i^{\pm X}$ werden durch Integration der ermittelten Leistungswerte P_i^X gebildet

$$A_i^{\pm X}(t) = A_i^{\pm X}(t_0) + \int_{t_0}^t \max(0, \pm P_i^X(\tau)) d\tau \quad (3.3)$$

wobei X die zu ermittelnde Energiequalität angibt, wie in Tabelle 3.2 aufgelistet. Der Index i gibt die zugehörige WE an oder entfällt im Falle einer Gesamtsystemgröße, vgl. Tabelle 3.2. In der Energiewirtschaft ist der Startpunkt der Messung t_0 üblicherweise der Startpunkt eines 15-Minuten-Intervalls, sodass 15-minütliche Abrechnungswerte in einer Liste

$A_{i,n}^{\pm X} = A_i^{\pm X}(t_n) - A_i^{\pm X}(t_0 = t_{n-1})$ vorliegen mit $t_n = n \cdot 15\text{min}$.

Die Zuordnung der Leistungswerte $P_i^{\pm X}$ ist ebenfalls der Tabelle zu entnehmen, wobei die Größen $P^{\text{PV, dir}}$ und $P^{\text{PV, sur}}$ im Folgenden erläutert werden.

Den WEs wird nur der Teil ihres PV-Verbrauchs in Rechnung gestellt, welcher nicht eingespeichert wird und im Folgenden als PV-Direktverbrauch $P^{\text{PV, dir}}$ bezeichnet wird. Dieses Vorgehen begründet sich dadurch, dass die eingespeicherte Energie erst bei Nutzung des Speichers abgerechnet wird, wobei die Kosten für den Ladevorgang mitberücksichtigt werden. Daher wird der PV-Verbrauch mit der Haushaltslast P^{HH} und der Last der E-Mobilitätszählers P^{EMob} nach

$$P_i^{\text{PV, dir}} = \begin{cases} -P_i^{\text{PV}}, & P_i^{\text{PV}} + P_i^{\text{HH}} + P_i^{\text{EMob}} \geq 0 \\ (P_i^{\text{HH}} + P_i^{\text{EMob}}), & P_i^{\text{PV}} + P_i^{\text{HH}} + P_i^{\text{EMob}} < 0 \end{cases} \quad (3.4)$$

bestimmt. Sollte PV-Energie weder direkt verbraucht noch eingespeichert werden können, wird diese Menge dem sogenannten PV-Überschuss $P^{\text{PV, sur}}$ zugeordnet.

Schließlich ergibt sich der Netzbezug der WE aus der Haushaltslast (inkl. EMob), welche nicht durch den PV-Direktverbrauch und Speicher gedeckt wird

$$P_i^{\text{Netz}} = P_i^{\text{PV}} + P_i^{\text{BSS, ist}} + P_i^{\text{HH}} + P_i^{\text{EMob}} \quad (3.5)$$

Sollten dem Gebäude WEs zugehörig sein, welche sich nicht an dem PV- und Speichersystem beteiligen möchten, können diese ebenfalls berücksichtigt werden und das System weiterhin betrieben werden. Diese Nicht-Teilnehmer werden aus der Aufteilung der PV- und BSS-Anteile herausgerechnet und bekommen einen eigenen reinen Netzstromanteil zuge-

Tabelle 3.2: Übersicht über die zu bestimmenden Energiequalitäten und zugehörige Kürzel, Leistungen, Indizes und Energieflussrichtungen

Energiequalität	Kürzel X	Zugehörige	Indizes i	Richtung
Netzbezug WE	Netz	P_i^{Netz}	$[1, N_{\text{WE}}]$	+
Batterienutzung WE	BSS	$P_i^{\text{BSS, ist}}$	$[1, N_{\text{WE}}]$	+
PV-Direktnutzung WE	PV	$P_i^{\text{PV, dir}}$	$[1, N_{\text{WE}}]$	+
Netzbezug Gesamtsystem	Netz, ges	$P^{\text{Netz, ges}}$	entfällt	±
Allgemeinstrom	Allg	P^{Allg}	entfällt	+
PV-Überschuss	PV, sur	$P^{\text{PV, sur}}$	entfällt	-

wiesen, welcher in der Beschreibung der Übersichtlichkeit halber weggelassen wurde.

In einem Mieterstromkonzept kann darüber hinaus nur der am Zähler vorliegende Energiewert abgerechnet werden, was mathematisch der Bedingung $A_i^+ = A_i^{+Netz} + A_i^{+BSS} + A_i^{PV, dir}$ entspricht. Eine derartige „Mieterstrom-Version“ der RE kann implementiert werden, indem die bezogene BSS Leistung derart angepasst wird, dass die Summe der Leistung der Leistungen der WEs entspricht oder, indem der Energieabrechnungswert regelmäßig mit dem Zählerwert abgeglichen wird und die Differenz anteilig verrechnet wird.

Ladezustand

Mit den Batterieleistungswerten $P_i^{BSS, ist}$, welche im Verarbeitungsabschnitt Regelabweichung errechnet wurden, können den einzelnen Wohneinheiten individuelle Ladezustände zugeordnet werden. Dies geschieht im Wesentlichen durch Integration von $P_i^{BSS, ist}$ und dem Abgleich mit dem Gesamt-SoC, der vom Batteriemanagementsystem (BMS) ausgelesen wird. Die Aufteilung in individuelle SoCs je WE ist essentiell, um eine faire Aufteilung der gespeicherten Energie zu gewährleisten und die Batteriesollwerte im nächsten Sekundenschritt korrekt einzustellen. Die ausführliche Erläuterung dieser Prozedur ist für das Verständnis des Abrechnungsprozesses nicht relevant und ist jenseits des Rahmens dieser Veröffentlichung, der interessierte Leser sei auf Soyck [SOY21] verwiesen.

4 Methodik

Im Kontext eines Laborversuchs wird die Berechnungspräzision der virtualisierten Abrechnungswerte des fairE-Systems untersucht. Hierfür wird mit Hilfe des nachfolgend beschriebenen Laboraufbaus ein Mehrfamilienhaus mit vier Wohneinheiten nachgebildet und deren Energieverbrauch einerseits mit fairE berechnet, und andererseits mit einem hochauflösenden Messsystem gemessen, um damit einen aussagekräftigen Referenzwert bilden zu können. Um eine Aussage über die Auswirkung der Messintervalle auf die Bildung der Abrechnungswerte treffen zu können, werden drei Messreihen mit einer Laufzeit von vier Tagen mit unterschiedlichen Ausleseintervallen der Zählerdaten durchgeführt.

4.1 Verwendete Geräte und Daten

Tabelle 4.1: Auflistung der verwendeten Laborgerätschaft

Gerätetyp	Hersteller	Model
Elektronische Last	Höcherl & Hackl	ZSACRV9826
Elektronische Last	Chroma Systems Solutions	63803
Elektronische Last	Chroma Systems Solutions	63802
Elektronische Last	Adaptive Power Systems	3C075-75
DC-Stromversorgung	Elektro-Automatik	EA-PSI 10000 3U
Batteriespeicher	Tesvolt	TS HV 70
PV-Wechselrichter	SMA Solar Technology	STP X 25
BSS-Wechselrichter	SMA Solar Technology	STPS60
Datenerfassungssystem	Dewesoft	Sirius Modular

In Tabelle 4.1 werden die für die Versuchsdurchführung verwendeten Geräte aufgeführt. Die obigen vier elektronischen Lasten verschiedener Hersteller werden eingesetzt, um den elektrischen Lastgang eines Mehrfamilienhauses abzubilden, in welchem sich vier separat gemessene Haushalte befinden. Über zwei DC-Stromversorgungen wird das Erzeugungsprofil eines PV-Generators mit einer Peakleistung von 16 kW und Südausrichtung simuliert. Welche Daten zur Bildung der elektrischen Last- und Erzeugungsprofile verwendet werden, ist in Tabelle 4.3 aufgelistet und später in diesem Abschnitt erläutert. Das aufgeführte Batteriespeichersystem des Herstellers Tesvolt, welches über eine Speicherkapazität von insgesamt 67 kWh verfügt, wird in vier virtuelle Anteile gegliedert, sodass die entstehenden Speicherscheiben je Wohneinheit individuell bewirtschaftet und abgerechnet werden können. Die Ansteuerung der bis hierhin genannten Geräte, einschließlich der Wechselrichter, wird über Modbus-Kommunikationsprotokolle realisiert. Um Mess- und Abrechnungswerte in der Recheneinheit des fairE-Systems zu ermitteln, werden die Leistungs- und Energiedaten verschiedener Zähler verwertet, welche in Kapitel 2 benannt und hinsichtlich ihrer Spezifikationen eingeordnet werden. Die Vorgehensweise zur Bildung der virtualisierten Abrechnungswerte, inklusive Unterteilung in verschiedene Stromqualitäten, wird in Abschnitt 3.2 ausführlich beschrieben. Die Validierung der ermittelten Energieflüsse, aufgeteilt in die drei genannten Stromqualitäten, wird über den Datenabgleich mit dem hochauflösenden Dewesoft-Messsystem umgesetzt. Dieses realisiert eine Abtastrate von 1 kHz, während die Messwerte gemittelt werden, sodass sie in einer Rate von 10 Hz vorliegen. Diese werden in der Auswertung zur Bildung des Referenzwertes für das fairE-System verwendet. Wie in Tabelle 4.2 aufgeführt, wird das fairE-System nach aktuellem Entwicklungsstand auf mehreren Raspberry Pi Einplatinencomputern betrieben.

Um im Versuchsdurchlauf die elektrischen Lastgänge der einzelnen Wohneinheiten im MFH vorzugeben, werden repräsentative Haushaltsprofile herangezogen, welche im Zeitraum von 2008 bis 2011 durch die HTW Berlin erfasst und anschließend veröffentlicht wurden [TJA15]. Tabelle 4.3 zeigt die verwendeten Lastprofile (LPs) und das Datum der für den Laborversuch verwendeten Typtage. Die verwendeten Erzeugungsprofile basieren auf der sekundlichen Messwerterfassung der elenia-eigenen PV-Anlage mit Südausrichtung. Für den Laborversuch wird die Peakleistung dieser Anlage von 7 kW auf 16 kW skaliert. Die Verwendung verschiedener Typtage für eine Testdauer von vier Tagen wird in Tabelle 4.3 dargestellt. Die Tabelle zeigt, dass einige Lastprofile mehrfach und Last- und Erzeugungsprofile aus verschiedenen Jahren verwendet werden. An dieser Stelle sei erwähnt, dass nicht der realitätsnahe Verlauf von Typtagen, sondern die Berechnungspräzision des fairE-Systems bei ständig variierenden Last- und Erzeugungsdaten in sämtlichen Betriebszuständen im Vordergrund steht. Mögliche Betriebszustände sind das PV-Überschussladen des Speichers bei negativer Residuallast, die Entladung des Speichersystems zur Vermeidung von Energiebezug aus dem öffentlichen Stromnetz bei positiver Residuallast sowie der Netzbezug bei entladem Speicher und positiver Residuallast.

Tabelle 4.2: Verwendete Gerätschaften für die fairE-Softwareentwicklung

Gerätetyp	Hersteller	Model
PMDC	Raspberry Pi Foundation	RP2040
Energiemanagement	Raspberry Pi Foundation	4 B
Recheneinheit	Raspberry Pi Foundation	4 B

Tabelle 4.3: Verwendete Last- und Erzeugungsprofile

Prüftag	WE1	WE2	WE3	WE4	PV
1	LP 17 27.06.2010	LP 17 26.06.2010	LP 31 27.06.2010	LP 31 26.06.2010	16.06.2021
2	LP 17 15.12.2010	LP 17 22.12.2010	LP 31 15.12.2010	LP 31 22.12.2010	20.12.2021
3	LP 17 19.12.2010	LP 17 18.12.2010	LP 31 19.12.2010	LP 31 18.12.2010	23.12.2021
4	LP 17 26.06.2010	LP 17 27.06.2010	LP 31 26.06.2010	LP 31 27.06.2010	13.09.2021

4.2 Versuchsaufbau und -durchführung

Der konzeptuelle Aufbau des Laborversuchs wird in Abbildung 4.1 schematisch dargestellt. Demnach wird über zwei DC-Stromversorgungen die Simulation eines PV-Generators mit einer Peakleistung von 16 kW und Südausrichtung realisiert, dessen Erzeugungsleistung virtuell auf die vier Wohneinheiten des MFHs aufgeteilt wird. Somit steht den untersuchten Wohneinheiten eine PV-Erzeugungspeakleistung von jeweils 4 kW zur Verfügung. Bei negativer Residuallast kann dessen erzeugte Energie im BSS (67 kWh) zwischengespeichert werden, welches in vier Speicherscheiben gegliedert wird und jede Wohneinheit somit über eine Speicherkapazität von 16,75 kWh verfügt. Vier dreiphasige Wechselstromlasten ermöglichen die Nachbildung der oben aufgeführten elektrischen Haushaltslastprofile, welche bei positiver Residuallast und entladenem Speicher ihre Bedarfsenergie aus dem Stromnetz beziehen. Hinter den genannten Komponenten befinden sich Stromzähler, deren Messdaten die Berechnungsgrundlage der Recheneinheit zur Ermittlung der Abrechnungswerte bilden.

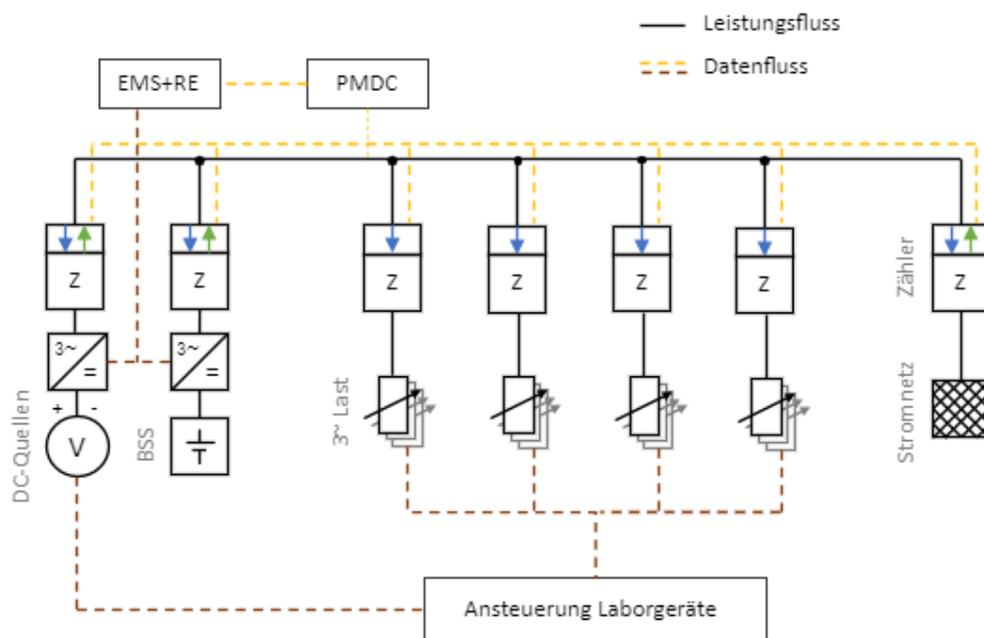


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung des Laboraufbaus

Die gelb-gestrichelte Linie in Abbildung 4.1 veranschaulicht die Zählerdatenabfrage des PMDC sowie die Weitergabe der Daten über einen CAN-Bus an das Energiemanagementsystem und die Recheneinheit. Über die braun-gestrichelte Linie werden Modbus-Kommunikationsstrecken dargestellt. Im Kontext des fairE-Systems handelt es sich dabei im Wesentlichen um die im Sekundentakt einzustellende Sollwertvorgabe der Speicherleistung an den Batteriewechselrichter sowie das Auslesen des aktuellen Ladezustands. Unabhängig vom Betrieb des fairE-Systems werden über einen Windows-Rechner sekundliche Steuerungssignale an die DC-Stromversorgungen und die elektronischen Lasten übergeben, um die hochauflösenden Erzeugungs- und Lastprofile für den Laborversuch vorzugeben.

Wie eingangs erwähnt, werden zur Versuchsdurchführung drei Messreihen bei unterschiedlichen Ausleseintervallen des fairE-Systems, aber sonst gleichbleibenden Laborbedingungen, aufgezeichnet. Infolgedessen werden Zählerdaten in sekundlichen, 15-sekundlichen und 60-sekundlichen Intervallen erfasst. So besteht die Möglichkeit, vertretbare Abweichungen zu quantifizieren und gleichzeitig die Anforderungen an die Messintervalle zu bestimmen. Zu Beginn der Messreihen werden Erzeugungsprofile, Lastprofile, Messungen sowie das fairE-System simultan gestartet und über die Prüfdauer von vier Tagen betrieben. Die Reihenfolge der untersuchten Typtage erfolgt gemäß der in Tabelle 4.3 gezeigten Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen. Der initial eingestellte Ladezustand des Speichersystems beträgt 85 %. Durch die Höhe des Ladezustands sowie dem Beginn mit einem repräsentativen Sommertag mit hoher Globalstrahlung wird eingangs gezielt der Betriebszustand des PV-Überschussladens verursacht. Die darauffolgenden Tage, welche durch deutlich geringere Einstrahlungen gekennzeichnet sind, führen zu den Betriebszuständen des Energiebezugs aus dem Speichersystem und aus dem Stromnetz. Somit wird die Bildung der Abrechnungswerte innerhalb einer Messreihe für alle Betriebszustände untersucht.

5 Auswertung der Laborversuche

Im Folgenden werden die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Laborversuche dargestellt. Die effektive Testdauer hat sich wegen einiger Geräteausfälle für jede der Messreihen in unterschiedlicher Ausprägung verkürzt. Ausgewertet wurden letztlich folgende Zeiträume aus dem Jahr 2023:

- Messauflösung eine Sekunde: 15.09. 14:30 bis 19.09. 00:45 (82,25h)
- Messauflösung 15 Sekunden: 04.10. 15:15 bis 08.10. 07:45 (90,75h)
- Messauflösung 60 Sekunden: 17.10. 16:15 bis 20.10. 11:30 (67,25h)

Weiterhin gab es Komplikationen in der Ansteuerung der elektronischen Last, welche den Lastverlauf der WE3 abbilden sollte. Dies führt dazu, dass der Energieverbrauch dieser WE deutlich geringer ausfällt, wie die Ergebnisse zeigen.

Tabelle 5.1: Energiemengenvergleich in Wh bei einer Messauflösung von einer Sekunde

WE	Zähler	Referenz	RSE	Abw. [%]	Netz	PV	BSS
1	54911	58276	58927	1,12	29647	9721	19559
2	54251	57766	57784	0,03	30114	9363	18277
3	1301	2905	2763	-4,89	1125	1202	436
4	79898	84476	87303	3,35	54735	10808	21761

Die Auswertung der erhobenen Ergebnisse wurde über ein Jupyter-Notebook realisiert. Mit Hilfe des Python-Pakets Pandas wurden die Messdaten des Dewesoft-Systems sowie SQLite- Datenbanken für die Abrechnungswerte der RSE in Dataframes eingelesen. In Tabelle 5.1 werden aufsummierte 15-minütlichen Abrechnungswerte gegenübergestellt, wozu die aufgeführten Größen im Folgenden erläutert werden.

- Zähler: Die vom Messsystem erfassten Leistungswerte werden mit Hilfe der zugehörigen Zeitdifferenzen zu Energiewerten integriert und diese zu 15-Minuten-Werten aufsummiert.
- RSE: Die Rechen- und Steuerungseinheit bildet 15-Minuten-Abrechnungswerte für jede WE auf Grundlage der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Vorgehensweise.
- Referenz: Hierbei handelt es sich um eine berechnete Referenz, bei der die Methoden der RSE mit der höheren zeitlichen Auflösung der Messdaten (aus Dewesoft) nachgerechnet werden. Dies ist notwendig, da der reine Zählerwert nicht die verursachergerechte Aufteilung der Anlagenverluste beinhaltet, da diese nicht über den Wohnungszähler laufen.

Tabelle 5.1 stellt weiterhin die Abweichungen zwischen dem RSE-Abrechnungswert und dem Referenzwert relativ dar. Hier ist zu erkennen, dass sich die berechneten RSE-Abrechnungswerte, teilweise deutlich, oberhalb der gemessenen Zählerwerte befinden. Dies liegt an der verursachergerechten Verlustaufteilung der technischen Anlagen, welche im Rahmen der Zählermessung nicht berücksichtigt werden. Wohneinheiten mit einer höheren Speichernutzung (rechte Spalte) tragen einen höheren Anteil der Anlagenverluste, was an der Gegenüberstellung zwischen Zähler- und Abrechnungswert deutlich wird. Die vergleichsweise hohe Abweichung für WE4 kann mit einem Fehler im EMS begründet werden. Etwa ab 20:15 Uhr des 15.09. trat ein Fehler in dem EMS-Prozess auf, der für die Abfrage des Zählerwertes vom CAN-Bus zuständig ist, wie Abbildung 5.1. zeigt. Dies verursachte einen konstanten BSS-Sollwert für die WE und insbesondere ab 22 Uhr eine höhere Entladung, als es die Haushaltslast gefordert hätte (Vergleich RSE-Wert und Zählerwert). Da bei der RE dieser Fehler nicht eintrat, wurden die Abrechnungswerte unter Berücksichtigung der tatsächlichen Haushaltslast gebildet. Daraus resultiert, dass die WE4 überproportionale Verluste des BSS trägt.

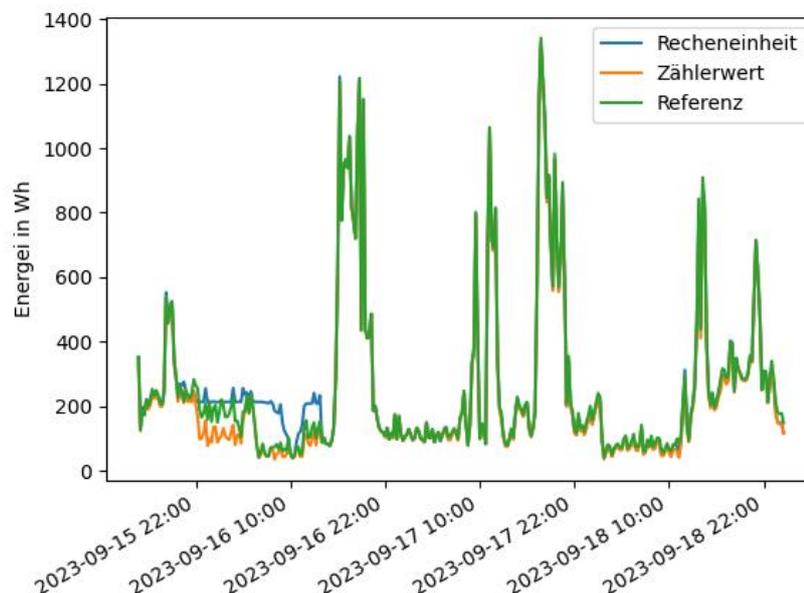


Abbildung 5.1: Verlauf der 15-minütlichen Abrechnungswerte der WE4 im Vergleich

Allgemein nehmen die Abweichungen zwischen den von der RSE ermittelten Werten und der Referenz mit abnehmender Auflösung zu. Ausgehend von einer mittleren Abweichung von 2,35 % bei einem sekundlichen Messintervall erhöhen sich diese auf 8,2 % bei einem Messintervall von 15 s und 25,4 % bei 60 s.

6 Diskussion

Die in Kapitel 5 gezeigten Ergebnisse des Laborversuchs zeigen die relativen Abweichungen der gebildeten Abrechnungswerte des fairE-Systems bei unterschiedlichen Messintervallen, in Gegenüberstellung zum Referenzwert. Die Ergebnisse legen dar, dass für eine präzise Bildung virtualisierter Abrechnungswerte ein kurzes Messintervall erforderlich ist. So wird bei einer sekundlichen Verarbeitung der Zählerdaten eine mittlere Abweichung von 2,35 % über den Testzeitraum erreicht. Bei den Vergleichsmessreihen mit 15-sekündlicher, bzw. 60-sekündlicher Auflösung treten relative Abweichungen von 8,2 % bzw. 25,4 % auf, da kurzzeitige Erzeugungs- und Lastspitzen nicht erfasst werden können. Zwar gibt es hinsichtlich der zulässigen Abweichung für virtuelle Zählpunkte noch keine Regelung, jedoch sollte diese so gering wie möglich sein [SCH17]. Um die erzielte Abweichung von 2,35 % bei sekundlicher Zählerabfrage unterschreiten zu können sind perspektivisch Zählertypen mit einer höheren Messauflösung notwendig. Beispielsweise weisen die im Laborversuch verwendeten Wandlerzähler lediglich eine Auflösung von 30 W bei der Wirkleistungsmessung auf, was eine hohe intrinsische Unsicherheit mit sich bringt, vgl. Tabelle 3.1. Die 15-Minuten-Werte zeigen vereinzelt Diskrepanzen von bis zu 35,9 % zum Referenzwert, was die Verkehrsfehlergrenze von 7 % einer mME mit der Genauigkeitsklasse A als maximal tolerierbare Abweichung zu diesen Zeitpunkten weit überschreitet (vgl. [SCH17]). Dies erfordert weitere Untersuchungen und eine darauf aufbauende Weiterentwicklung des fairE-Systems.

Klassische Summenzählerkonzepte, wie das Messkonzept D3 nach dem VBEW, benötigen bei Nicht-Teilnehmern eine manuelle Korrektur, um sie aus dem Lastprofil des Summenzählers herauszurechnen [BÖH22; VER23]. Die Rechenmethoden der RE sind insoweit unabhängig von einem Summenzähler, dass sie diesen nur zur Bildung von Verlusten in der Kundenanlage hinter dem NVP benötigt. Daher eignet sich das vorgestellte Konzept auch für Anwendungen, die einen virtuellen Summenzähler umsetzen, was Kosten von bis zu 15.000 € einsparen kann [LIN24]. Die Virtualisierung erlaubt weiterhin eine potenzielle Abrechnung von aus dem Netz bezogener Energie durch einen Reststromlieferanten getrennt von der lokal erzeugten und verbrauchten Energie durch den Anlagenbetreiber. Letztlich lässt sich die Einspeisung durch die Berechnung von Überschussenergie auch ohne einen Summenzähler bestimmen. Durch diese Kostenersparnis könnte der Zubau von PV-Anlagen auf MFHs attraktiver werden.

7 Kritische Würdigung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit bietet einen detaillierten Einblick in die Entwicklung und Implementierung des fairE-Systems zur Integration von PV-Speichersystemen in Mehrfamilienhäusern. Im Folgenden werden einige kritische Aspekte hervorgehoben, die eine umfassende Würdigung erfordern.

Ein wesentlicher Punkt, der die Gültigkeit der Abrechnungswerte beeinträchtigen könnte, ist die Feststellung relativ hoher Abweichungen zwischen den berechneten RSE-Abrechnungswerten und den Referenzwerten. Dieses Problem wird auf die geringe Zählerauflösung, die damit einhergehende Notwendigkeit der Verwendung der Zählerleistungsregister, und den begrenzten Testzeitraum zurückgeführt. Diese Diskrepanz zwischen den ermittelten und den Referenzwerten erfordert eine sorgfältige Betrachtung möglicher Ursachen.

Ein weiterer kritischer Aspekt ist die hohe Komplexität des fairE-Systems, welche die Implementierung, Wartung und das Verständnis des Systems aufwendig gestaltet. In der Praxis könnte das System Schwierigkeiten bei der Skalierung und Anpassung an unterschiedliche Umgebungen mit sich bringen.

Zukünftige Weiterentwicklungen des Systems sollten daher folgende Anpassungen enthalten:

- Zusammenführen von RE- und EMS-Software auf einer Hardware um Kosten zu reduzieren und die Kommunikation zu vereinfachen
- Untersuchungen zur Anwendbarkeit zusätzlicher BSS-Nutzung wie beispielsweise für Systemdienstleistungen (siehe [WAG23]) sowie die Abrechnung dieser Energiemengen
- Die Wahl eine Mieterstrom-Version der RSE zu verwenden, welche die Virtualisierung der Abrechnungswerte auf Grundlage des Zählerenergieregisters durchführt
- Innovative Betriebsstrategien unter Berücksichtigung von Prognosen

Darüber hinaus sind zum einen Laborversuche sinnvoll, welche die Auswertung der RSE-Mieterstrom-Version ermöglichen und zum anderen solche, die als Nachweis für die faire Virtualisierung und Verlustaufteilung dienen. Dazu wird derselbe Versuch für jede WE einzeln und einmal für das Gesamtsystem durchgeführt und die aus dem Gesamtversuch resultierenden virtualisierten Werte mit denen verglichen, die im Einzelversuch gemessenen wurden.

8 Fazit

Die vorliegende Arbeit bietet einen umfassenden Einblick in die aktuellen Herausforderungen des Zubaus von PV-Speichersystemen in Mehrfamilienhäusern und präsentiert das fairE-System als Lösungsansatz. Ohne ein solches Abrechnungssystem wird die Speicherinstallation gehemmt. Es wurde gezeigt, dass das fairE-System viele Aufgaben erfüllen kann, wie unter anderem die Handhabung eines dynamischen Aufteilungsschlüssels, die Interoperabilität mit diversen Zählertypen sowie die Anpassung an verschiedene Szenarien wie Mieterstromobjekte oder Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Weiterhin wurde gezeigt, dass sowohl die Zählerauflösung als auch die Wahl des Messintervalls sensible Einflüsse auf die Genauigkeit der Abrechnungswerte haben. Daher sind, je nach Anwendungsfall, weitere Laborversuche und gegebenenfalls Anpassungen notwendig. Die Integration von Batteriespeichersystemen, eine transparente Abrechnung und die flexible Energieverteilung könnten entscheidende Impulse für einen beschleunigten Photovoltaikausbau in Mehrfamilienhäusern bieten.

Danksagung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Diese Veröffentlichung wurde im Rahmen des BMWK-geförderten Verbundvorhabens „MELANI – Mehrfach genutzte Energiespeicher im Mehrfamilienhaus nachhaltig integrieren“ (Förderkennzeichen: 03EI3012) angefertigt. Die Autoren danken dem BMWK für die finanzielle Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums MELANI wider.

Literaturverzeichnis

[BMW23] BMWK (Hg.), Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/230629-entwurf-eines-gesetzes-zur-steigerung-des-ausbaus-photovoltaischer-energieerzeugung.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt aktualisiert am 27.06.2023, zuletzt geprüft am 19.09.2023, 2023.

[BMW19] BMWK (Hg.), Mieterstrombericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/mieterstrombericht-eeg-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 19.09.2023, 2019.

[BÖH22] L. Böhm, Messung leicht gemacht dank virtuellem Summenzähler. Online verfügbar unter <https://www.solarize.de/blog/virtuelle-zaehler>, zuletzt aktualisiert am 05.08.2022, zuletzt geprüft am 2022, 2022.

[BUN24a] Bundesnetzagentur (Hg.), So-lar-an-la-gen auf Mehr-par-tei-en-ge-bäu-den: Mie-ter-strom-zu-schlag und Ein-spei-se-ver-gü-tung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/Solar_Mehrparteien/start.html, zuletzt geprüft am 17.01.2024.

[BUN24b] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (Hg.), Technische Richtlinie BSI TR-03109-1. Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. Version 1.1. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 14.01.2024, 2021.

[BUN24c] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (Hg.), Technische Richtlinie BSI TR-03116 Kryptographische Vorgaben für Projekte der Bundesregierung. Teil 5:

Anwendungen der Secure Element API. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03116/BSI-TR-03116-5.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt aktualisiert am 24.04.2023, zuletzt geprüft am 14.01.2024, 2023.

[BUN23] Bundesnetzagentur (Hg.), Erweiterte Einheitenübersicht. Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht>, zuletzt geprüft am 19.09.2023, 2023.

[ISO16] ISO - International Organization for Standardization (Hg.), ISO 15765-2:2016(en) Road vehicles — Diagnostic communication over Controller Area Network (DoCAN) —. Part 2: Transport protocol and network layer services, zuletzt aktualisiert am 04.2016, 2016.

[LIN24] M. Linnemann, Mieterstrom vs. gemeinschaftliche Gebäudestromversorgung. - Welches Modell macht wann Sinn? Online verfügbar unter <https://www.linke-din.com/pulse/mieterstrom-vs-gemeinschaftliche-welches-modell-macht-linnemann-becke/?trackingId=e08EIX%2FaQaapmVppexVf2A%3D%3D>, zuletzt aktualisiert am 03.01.2024, zuletzt geprüft am 14.01.2024, 2024.

[SCH17] F. Schilling, Entwicklung eines Referenzprüfstands zur rechtskonformen Überprüfung von virtuellen Zählpunkten bei einer simultanen Mehrfachnutzung von dezentralen Batteriespeichern. Dissertation. Technische Universität Braunschweig, Braunschweig, 2017.

[SOY21] F. Soyck, Messverfahren und Messunsicherheitsbestimmung bei simultan mehrfach genutzten Photovoltaik-Speichersystemen. Dissertation. Technische Universität Braunschweig, Braunschweig, 2021.

[SOY15] F. Soyck, F. Schilling, M. Schmidt et al., Real time calculation of virtual meter points for simultaneous multiple use of PV storage systems. In: *International ETG Congress 2015*; . Online verfügbar unter <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&number=7388522>, zuletzt geprüft am 14.01.2024, 2015.

[STA23a] Statistisches Bundesamt (Hg.), Haushalte in Mietwohnungen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/tabelle-wo2-mietwohnungen.html>, zuletzt geprüft am 19.09.2023, 2023.

[STA23b] Statistisches Bundesamt (Hg.), Haushalte in Eigentümerwohnungen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/tabelle-wo2-eigentuemerwohnungen.html>, zuletzt geprüft am 19.09.2023, 2023.

[STA23c] Statistisches Bundesamt (Hg.), Tabelle 31232-0005. Wohngebäude, Wohnungen, Wohnfläche: Deutschland, Stichtag, Anzahl der Wohnungen. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=31231->

0005&bypass=true&levelindex=1&levelid=1695130782957#abreadcrumb, zuletzt geprüft am 19.09.2023, 2023.

[TJA15] Tjarko Tjaden, Joseph Bergner, Johannes Weniger et al., Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude. in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis, 2015.

[VER23] Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V (Hg.), Handout zur Auswahl der Messkonzepte. Online verfügbar unter <https://www.swm-infrastruktur.de/dam/jcr:94f532d5-e88c-4339-b0c7-e91180681ed7/vbew-messkonzepte-erzeugungsanlagen.pdf>, zuletzt aktualisiert am 07.2023, zuletzt geprüft am 20.09.2023, 2023.

[WAG23] H. Wagner, M. Lüdecke, A. Scheunert et al., Technical and legal analysis of the grid-serving multi-use of battery storage systems for prosumers. In: 22nd WSIW 2023, S. 205–213.