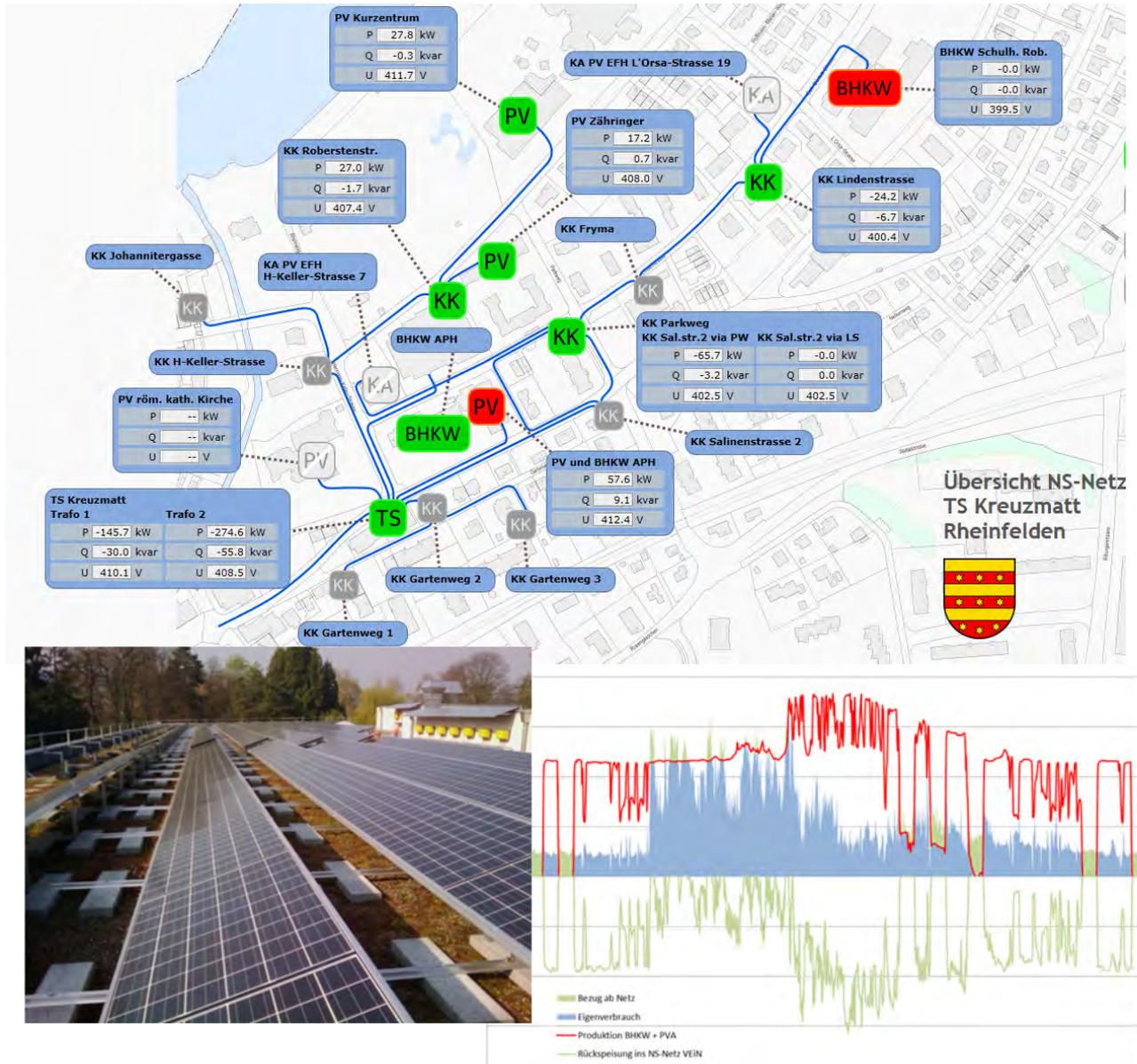




VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze



**VEiN-Erkenntnisbericht 2014
vom 31. März 2015**

Finanzierung:

AEW Energie AG, 5000 Aarau
Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern
BKW Energie AG, 3013 Bern
Industrielle Werke Basel, 4058 Basel
Centralschweizerische Kraftwerke AG, 6003 Luzern
Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), 8002 Zürich
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, 8050 Zürich
Regionale Werke, vertreten durch Onyx Energie Mittelland, 4900 Langenthal
Romande Energie SA, 1110 Morges 1
Groupe e sa, 1700 Fribourg
Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber DSV, 5001 Aarau
Energie Wasser Bern, 3001 Bern
Stadtwerk Winterthur, 8404 Winterthur
WWZ Netze AG, 6300 Zug

Auftragnehmer

Konsortium VEiN
c/o thv AG
Kaiserstrasse 8
4310 Rheinfelden
www.vein-grid.ch

Autoren:

Dr. Gilbert Schnyder, Schnyder Ingenieure AG, gilbert.schnyder@sing.ch
Peter Mauchle, Schnyder Ingenieure AG, peter.mauchle@sing.ch
Dr. Maurus Bachmann, BKW, maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch
Michael Höckel, BFH, michael.hoeckel@bfh.ch
Andreas Gut, BFH, andreas.gut@bfh.ch
Arian Rohs, AEW Energie AG, arian.rohs@aew.ch
Louis Lutz, AEW Energie AG, louis.lutz@aew.ch
Stephan Bühlmann, AEW Energie AG, stephan.buehlmann@aew.ch
Adrian Wyrtsch, WWZ Energie AG, adrian.wyrtsch@wwz.ch



INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	5
1 Projektidee und Projektorganisation	8
1.1 Einleitung	8
1.2 Dezentrale Einspeisung – die Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber.....	8
1.3 Fragestellungen zur dezentralen Einspeisung.....	8
1.4 Projektorganisation	9
2 NS-Netz	10
2.1 Übersicht	10
2.2 Trafostation	10
2.3 Leitungen und Kabelkabinen	11
2.4 Schutz im NS-Netz	12
3 NS-Verbraucher.....	14
4 Anlagen.....	15
4.1 Übersicht	15
4.2 Erkenntnisse zur Installation und dem Betrieb der Anlagen	16
4.3 BHKW	17
4.4 PV-Anlagen.....	19
4.5 Kleinwindanlagen	23
4.6 Elektrische Speicher.....	25
4.7 Mobiler Frequenzumformer	28
4.8 Kleinwasserkraftwerk	29
4.9 Energy-Hub Alters- und Pflegeheim	31
5 Messung, Überwachung und Steuerung	37
5.1 Übersicht	37
5.2 PQ-System	38
5.3 VEiN Leitsystem.....	39
5.4 Verrechnungsmessungen	40
6 Tests und Messkampagnen.....	41
6.1 Übersicht	41
6.2 Erkenntnisse aus Tests, Messkampagnen und kontinuierlichen Messungen	41



6.3	Unterschiedliche Einspeisungen	43
6.4	Unsymmetrische Einspeisungen	49
6.5	Trafoparallelschaltung	53
6.6	Betrieb mit einem Trafo	58
6.7	Oberschwingungen durch dezentrale Einspeisungen - Messkampagne.....	62
6.8	Einspeisung mit mobilem FU in die KK Johannitergasse	76
6.9	Analyse der kontinuierlichen Messungen im NS-Netz.....	81
7	Nutzung von VEiN durch Forschungsinstitutionen.....	83
7.1	Übersicht über involvierte Institute und mögliche Projekte	83
7.2	ESInfo ^{VEiN}	85
8	Beantwortung der Fragestellungen zu VEiN.....	88
8.1	Kategorisierung der Fragestellungen und Thesen.....	88
8.2	Beantwortung der Fragestellungen und Thesen.....	88
9	Erkenntnisse aus VEiN	96
10	Bisherige Informationen aus VEiN	97
10.1	Publikationen	97
10.2	Präsentationen	97
11	Weitere Aktivitäten während und nach VEiN	98
12	Dokumentenverzeichnis.....	99
13	Interne Berichte des Projekts VEiN.....	99



ZUSAMMENFASSUNG

Das Projekt VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze wird durch mehrere Verteilnetzbetreiber der Schweiz und dem Bundesamt für Energie getragen. Das Projekt ist in die operativen Teilprojekte Netze, Resultate, Anlagen, Kunden und Wissenschaftliche Begleitung unterteilt. Die Projektträger von VEiN nehmen über den Projektausschuss, die Begleitgruppe Netz und die Wissenschaftliche Begleitgruppe Einfluss auf das Projekt.

Mit dem Projekt VEiN sollen Erkenntnisse gewonnen werden, die den Verteilnetzbetreibern helfen, die Problemstellungen, die mit dem vermehrten Einsatz von dezentralen Einspeisungen (DEA) auftreten werden, in den Griff zu bekommen und auf eine effiziente Art und Weise zu lösen. Im Vorfeld zu VEiN wurden diesbezüglich mehrere Fragestellungen zusammengetragen, die mit dem Feldversuch VEiN, d.h. durch die Erfahrungen mit der Installation und dem überwachten Betrieb von dezentralen Energieerzeugern im Niederspannungsnetz TS Kreuzmatt der AEW Energie AG in Rheinfelden beantwortet werden sollen. Um zusätzliche Informationen über das Verhalten der dezentralen Einspeisungen und über das NS-Netz sowie über die Netzqualität zu erhalten, wurden mehrere Tests mit den Anlagen durchgeführt.

Die Suche nach geeigneten Standorten für die Platzierung der dezentralen Einspeisungen von VEiN hat gezeigt, dass es nicht einfach ist, solche zu finden. So müssen jeweils mehrere Rahmenbedingungen für eine Installation von Anlagen erfüllt sein, wie die Bereitschaft der Liegenschaftsbesitzer, die Eignung des Gebäudedaches für PV-Anlagen oder die Verfügbarkeit eines Raumes für BHKW oder elektrische Speicher. Zudem lässt auch der Schutz des Ortsbildes nicht jede Nutzung von Dachflächen für PV-Anlagen zu.

Mit den durchgeführten Tests, d.h. mit den unterschiedlichen Einspeisungen ab BHKW, den PV-Anlagen und auch zusätzlich mit dem mobilen FU wurden die Grenzen der Einspeisung im NS-Netz der TS Kreuzmatt nicht erreicht, da die Spannungsqualitätsnorm EN50160 durch den Einsatz der DEA nicht verletzt wurde. Es wurden wohl einzelne Überschreitungen der Grenzwerte bei einzelnen harmonischen Spannungen registriert, die jedoch nicht eindeutig den DEA zugeordnet werden können. Die Langzeit und Kurzzeit Flicker blieben ebenfalls innerhalb der Grenzwerte der Spannungsqualitätsnorm.

Die unterschiedlichen Einspeisungen mit PV-Anlagen, mit BHKW oder mit dem mobilen FU zeigen, dass abhängig von der eingespeisten Wirkleistung markante Spannungsanhebungen an den Anschlusspunkten auftreten können. Mit den vorhandenen Anlagen im VEiN Netz werden dabei keine unzulässigen Spannungsanhebungen verursacht. Die Analyse der gemessenen Spannungen im VEiN Netz zeigt zudem, dass auch Spannungsschwankungen in derselben Grössenordnung auftreten, die fremd verursacht sind. Die Ursache für diese fremd verursachten Spannungsschwankungen sind unterschiedlicher Art, wie z.B. die Laständerungen bei der Freigabe der elektrischen Boilerheizungen mittels Rundsteuersignal oder die Änderungen der Stufenschalter der Trafos in den Unterwerken.

Mit Berechnungen konnte aufgezeigt werden, dass der maximal mögliche Ausbau an PV-Anlagen im VEiN Netz bei einer Leistung liegt, die ungefähr das 2.2-fache der aktuell maxi-



malen Verbrauchsleistung beträgt. Damit die Spannungsgrenzwerte gemäss EN50160 bei maximalem Ausbau an PV-Anlagen und minimaler Verbrauchslast nicht überschritten werden, ist der Einsatz von regulierbaren Trafos SRT in der Trafostation oder Wirk- und Blindleistungsregelung der PV-Anlagen erforderlich. Mit reinen Netzausbauten könnte die Einhaltung der Spannungsnorm bei diesem angenommenen maximalen Ausbaugrad an PV-Anlagen nur mit grossem Aufwand der Leitungsverstärkungen eingehalten werden.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung von VEiN stehen das NS-Netz von VEiN und auch die erfassten Messdaten für die Nutzung durch Fachhochschulen zur Verfügung. Im Jahre 2013 wurde die Zusammenarbeit mit den Hochschulen intensiviert, mit dem Ziel, dass die Plattform VEiN vermehrt auch für wissenschaftliche Anwendungen genutzt wird. Dies führte zu mehreren Forschungsanträgen mit unterschiedlichem Stand der möglichen Umsetzung. Zusätzlich zu den im Rahmen des Projektes VEiN umgesetzten Forschungsanträgen werden die Messdaten von VEiN den Hochschulen für Studien zur Verfügung gestellt.

Mit dem Betrieb der dezentralen Einspeisungen von VEiN sowie den durchgeführten Tests und Messkampagnen konnten die folgenden Erkenntnisse über den verstärkten Einsatz von DEA gewonnen werden und die Fragestellungen von VEiN zu einem grossen Teil beantwortet werden.

Die vermehrte Einspeisung von DEA vermindert weder die Netzqualität noch die Verfügbarkeit des NS-Netzes. Voraussetzung dafür ist, dass die NS-Leitungen für die thermischen Belastungen durch die einspeisenden Ströme ausgelegt sind. Bei Anschlüssen am Ende von langen Leitungen kann allenfalls eine Leistungsbeschränkung oder eine Spannungsabsenkung mittels Blindleistungsregelung erforderlich sein. Die zusätzlichen Oberschwingungsbelastungen durch die Wechselrichter waren in VEiN sehr gering. Durch die BHKW mit den Synchrongeneratoren konnte die Oberschwingungsbelastung im Netz sogar verringert werden.

Eine Anpassung der Struktur des NS-Netzes war in VEiN nicht erforderlich. Wie weit eine Strukturanpassung bei weiteren dezentralen Einspeisungen nützlich ist, kann in einem Folgeprojekt untersucht werden. Der Schutz im NS-Netz von VEiN musste nicht angepasst werden, da er den Anforderungen für die zusätzliche dezentrale Einspeisung genügte. Die zusätzliche Anforderung an den Schutz ist, dass auch bei Lastumkehr, die durch DEA erfolgen kann, die einzelnen Leitungsabschnitte beidseitig ausreichend abgesichert sind, so dass keine thermische Überlastung erfolgen kann. Im Kurzschlussfall ist die Selektivität gewährleistet, da der Kurzschlussstrom nach wie vor zur Hauptsache durch die Einspeisung ab der Trafostation bestimmt wird. Der Schutz in einem allfälligen Inselbetrieb wurde nicht analysiert und kann in einem Folgeprojekt untersucht werden.

Die Grenze der maximal möglichen dezentralen Einspeisung wurde in VEiN nicht erreicht und wurde rechnerisch basierend auf den Messwerten ermittelt. Werden sämtliche möglichen Dachflächen im Netzgebiet von VEiN mit PV-Anlagen ausgerüstet, so resultiert daraus eine dezentrale Einspeiseleistung, die ungefähr doppelt so gross ist wie der maximale Verbrauch. Bei dieser dezentralen Einspeiseleistung werden die Netzkomponenten wie die Trafos in der TS Kreuzmatt und die NS-Leitungen nicht überlastet. Die aktuell vorhandenen Reserven werden jedoch reduziert. Damit die Spannung in einzelnen Netzpunkten unter dem oberen Grenzwert gehalten werden kann ist der Einsatz von regelbaren Transformatoren oder der



Einsatz von Speicher erforderlich. Lediglich mit Netzverstärkungen könnte der Spannungsanstieg nicht im gewünschten Masse reduziert werden.

Mit dem Einsatz von neuen Netzelementen wie regelbarem Transformator und elektrischen Speichern wird die Datenkommunikation zunehmen. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass bezüglich dem Betrieb der Speicher die im Verteilnetz gewohnte hohe Verfügbarkeit der Netzelemente noch nicht erreicht wird.

Durch den vermehrten Einsatz von DEA in VEiN haben sich die Kosten für die Trafostation, die NS-Leitungen und den Betrieb nicht erhöht. Die Kosten, die im Zusammenhang mit den elektrischen Speichern entstehen, werden durch das Projekt VEiN getragen. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass sich die Netzkosten für den vermehrten Einsatz von DEA auf jeden Fall erhöhen werden, sobald neue Netzelemente wie regelbare Trafos oder elektrische Speicher eingesetzt werden. Diese zusätzlichen Netzkosten beinhalten nebst den Investitionen auch die Betriebskosten für die Datenkommunikation sowie für die Überwachung und den Betrieb der Anlagen.

Die Öffentlichkeit wurde mit einzelnen Artikeln in Zeitschriften über VEiN informiert. Ebenfalls wurden an unterschiedlichen Veranstaltungen das Projekt VEiN und Ergebnisse daraus präsentiert.

Mit dem laufenden Projekt VEiN konnten noch nicht alle eingangs erwähnten Fragestellungen beantwortet werden. Zudem sind im Verlaufe des Projekts weitere Aspekte aufgetaucht, die untersucht werden können. In der Schlussphase von VEiN oder in möglichen Folgeprojekten können noch weitere Aspekte untersucht werden, wie weitere Verstärkung der dezentralen Einspeisung, der Einsatz eines regulierbaren Trafos, die Optimierung des Betriebs der elektrischen Speichern, die Entwicklung von Regelstrategien zum Einsatz der DEA sowie die statische Umschaltungen und die Vermaschung im NS-Netz.



1 PROJEKTIDEE UND PROJEKTORGANISATION

1.1 Einleitung

Aufgrund der im Bereich der dezentralen Energieerzeugungsanlagen aktuellen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten einerseits und der staatlichen Förderaktivitäten andererseits ist davon auszugehen, dass zukünftig vermehrt Energiequellen wie Sonne, Wind, Biomasse und Wasser zur dezentralen Erzeugung elektrischer Energie genutzt sowie in einer Umgebung mit Wärmebezug dezentrale Brennstoffzellen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zur Anwendung gelangen könnten.

Der Einsatz von einzelnen dezentralen Energieerzeugungseinheiten in den überregionalen Mittelspannungsverteilnetzen ist mannigfaltig erprobt und im praktischen Netzbetrieb bekannt. Hingegen ist die Kenntnis über das Zusammenwirken einer Vielzahl von kleineren Einheiten in Niederspannungsnetzen noch nicht vorhanden. Im Projekt VEiN - Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetzen wird diese für die Verteilnetzbetreiber zukünftig erforderliche Kenntnis in einem Feldversuch erarbeitete.

1.2 Dezentrale Einspeisung – die Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber

Die vermehrt dezentral eingesetzten Erzeugungsanlagen DEA können den Ausbau und den Betrieb der Verteilnetze auf den verschiedenen Spannungsebenen der Verteilnetze nachhaltig beeinflussen. Die Verteilnetzbetreiber sind durch die Zunahme der DEA im Kerngeschäft betroffen und stehen vor neuen Herausforderungen. Allfällige negative Auswirkungen durch die vermehrte Einspeisung der DEA auf die Endverbraucher sind zu minimieren. Die Versorgungsqualität für die Endverbraucher darf durch die Zunahme der DEA nicht beeinträchtigt werden.

Mit dem Projekt VEiN sollen Erkenntnisse gewonnen werden, die den Verteilnetzbetreibern helfen, die neuen Herausforderungen durch den vermehrten Einsatz der DEA erfolgreich zu bewältigen.

1.3 Fragestellungen zur dezentralen Einspeisung

Im Vorfeld zu VEiN wurden mehrere Studien durchgeführt, aus denen hervorgeht, dass sich eine vermehrte dezentrale Einspeisung auf der Niederspannungsebene durchsetzen wird. Mit dem Feldversuch VEiN sollte der Beweis erbracht werden, dass die Umsetzung der Studien in der Realität machbar und es sollten die Fragen beantwortet werden, die im Vorfeld aufgestellt und im Dokument „Konkretisierung des Vorgehens zur Resultaterreichung“ [4] im Detail aufgeführt sind. Zur Beantwortung werden diese umfangreichen Fragestellungen wie folgt gruppiert:

- Werden bisher unbekannte Betriebsprobleme auftreten?
- Verändert sich die Netzqualität im NS-Netz aufgrund der vermehrten dezentralen Einspeisung?
- Wie verhalten sich die Endverbraucher? Wird die vermehrte Einspeisung von ihnen überhaupt wahrgenommen?



- Welchen Einfluss haben die dezentralen Einspeisungen auf die Netzkosten? Können allenfalls Verteilverluste reduziert werden?
- Können die dezentralen Einspeisungen zur Betriebsoptimierung im NS-Netz eingesetzt werden?
- Müssen Netzberechnungsprogramme angepasst werden, um weiterhin verlässliche Ergebnisse zu liefern?
- Wie verändern sich die Struktur und die Betriebsführung eines NS-Netzes? Muss der Schutz angepasst werden? Wird ein Wechsel zum vermaschten NS-Netz erforderlich? Muss eine Leittechnik auf dem NS-Netz eingeführt werden?
- Welche neuen Netzelemente werden sinnvoller Weise Einspeisung eingesetzt (regelbare Trafos, elektrische Speicher)?
- Sollten aufgrund der vermehrten Einspeisung Vorschriften und Normen angepasst werden?
- Wo liegt die Grenze für den Anschluss von DEA auf ein NS-Netz?

1.4 Projektorganisation

Das Projekt VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze wird durch mehrere Verteilnetzbetreiber der Schweiz und dem Bundesamt für Energie getragen. Das Projekt ist gemäss Abbildung 1 in die operativen Teilprojekte Netze, Resultate, Anlagen, Kunden und Wissenschaftliche Begleitung unterteilt. Die Projektträger nehmen über den Projektausschuss, die Begleitgruppe Netz und die Wissenschaftliche Begleitgruppe Einfluss auf das Projekt. Der Projektleitung stehen zur Unterstützung die Stabstellen Recht, Finanzen, Kommunikation und Sekretariat zur Verfügung.

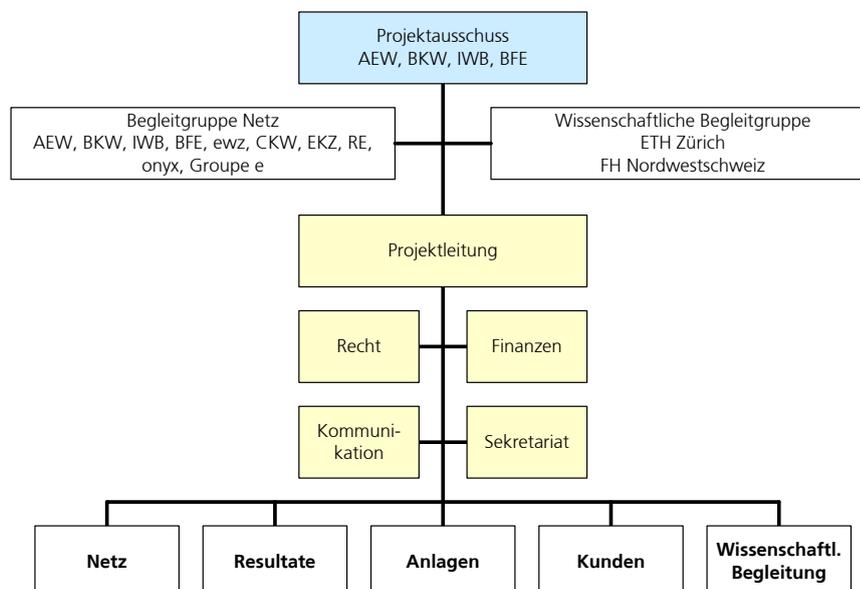


Abbildung 1: Organigramm des Projektes VEiN

2 NS-NETZ

2.1 Übersicht

Für das Projekt VEiN wurde nach der Evaluation von mehreren Niederspannungsnetzen das erweiterte NS-Netz ab der Trafostation Kreuzmatt in Rheinfelden AG ausgewählt. Das VEiN Netz befindet sich im Versorgungsgebiet der AEW Energie AG. Die Struktur des NS-Netzes ist aus Abbildung 2 ersichtlich. Ab dem NS-Netz werden unterschiedliche Verbraucher versorgt wie Haushalte, Dienstleistungen und Gewerbe sowie ein grosses Einkaufszentrum, ein Alters- und Pflegeheim und eine Kirche.



Abbildung 2: Struktur des VEiN NS-Netzes ab der TS Kreuzmatt.

2.2 Trafostation

2.2.1 Aufbau der TS

Die Trafostation TS Kreuzmatt, ab der das VEiN NS-Netz versorgt wird, beinhaltet zwei 630 kVA Transformatoren, die je auf eine Sammelschiene mit mehreren Leitungsabgängen entsprechend Abbildung 3 einspeisen. Die beiden Sammelschienen sind im Normschaltzustand getrennt, so dass das NS-Netz ab der TS Kreuzmatt in zwei voneinander unabhängige Netze aufgeteilt ist. Für Tests im Rahmen des Projektes VEiN können die beiden Sammelschienen gekoppelt werden. Zudem ist auch die Versorgung des gesamten NS-Netzes ab einem 630 kVA Trafo möglich, ausser zu Zeiten mit Höchstlast.

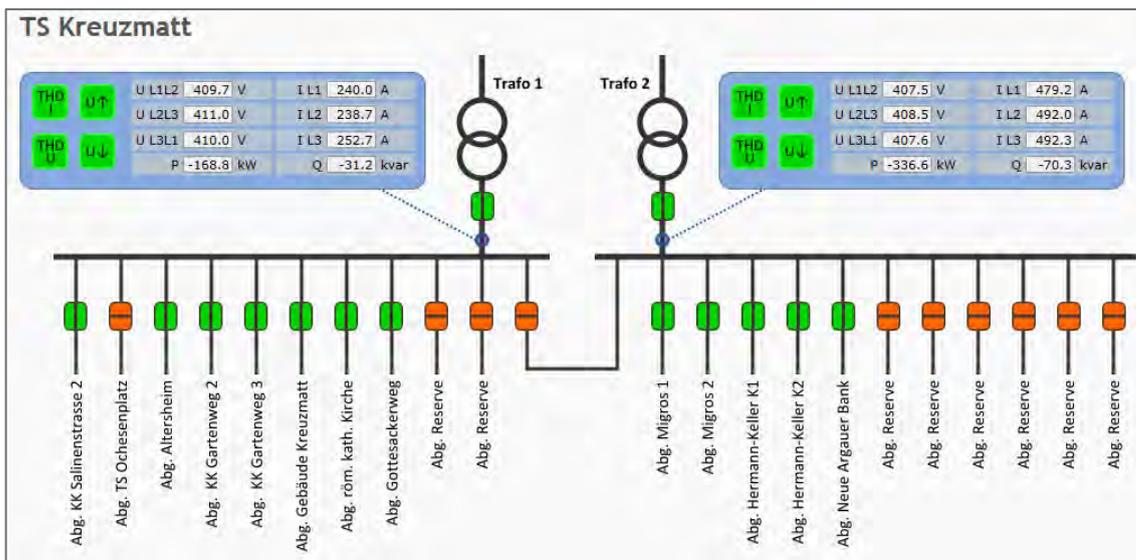


Abbildung 3: Aufbau der TS Kreuzmatt

Die beiden in der TS Kreuzmatt installierten 630 kVA Trafos sind konventionelle Verteiltransformatoren mit Stufenschalter, die im spannungslosen Zustand umgestellt werden können. Für das Jahr 2015 ist der Ersatz einer der beiden Trafos durch einen selbstregulierenden Trafo SRT vorgesehen. Bei diesem Trafo SRT wird die sekundärseitige Spannung geregelt, um so auf die durch die DEA verursachten Spannungsänderungen im NS-Netz reagieren zu können.

2.3 Leitungen und Kabelkabinen

Auf die NS-Leitung ab der TS Kreuzmatt sind die Verbraucher und auch die DEA aufgeschaltet. Bei einzelnen Kabelkabinen der Leitungen mit Anschlüssen von DEA sind Messungen für VEiN installiert worden. In Tabelle 1 sind die Leitungen mit Messungen und DEA aufgeführt.

Trafo / Abgang	Kabelkabine	DEA
TR 1 / KK Salinenstrasse 2 (M)	KK Salinenstrasse; KK Parkweg (M); KK Fryma; KK Lindenstrasse (M)	Kleinwind-Anlage H-Rotor; Mini-BHKW Jakob-Strasser Weg PVA Hermann-Keller-Str. 7 PVA L'Orsa-Strasse 19 BHKW Schulhaus Robersten
TR 1 / Altersheim (M)	-	PV-Anlage, BHKW, Speicher Alters- und Pflegeheim
TR 2 / Hermann-Keller-Str. K1 (M)	KK Hermann-Keller-Strasse; KK Johannitergasse; KK Roberstenstrasse	PVA Parkhaus Kurzentrum; PVA WBGZ Zähringer; Kleinwind-Anlage Energy Ball; Speicher WBGZ Zähringer

Tabelle 1: NS-Leitungen im VEiN-Netz mit Messungen (M) und DEA



Das NS-Netz von VEiN ist sternförmig aufgebaut und vollständig verkabelt. Die Kabelquerschnitte des NS-Netzes sind auch für die DEA ausreichend dimensioniert und mussten nur am Ende des Leitungsstranges Salinenstrasse für den Anschluss des BHKW Schulhaus Robersten verstärkt werden.

2.4 Schutz im NS-Netz

Das Schutzdiagramm im NS-Netz von VEiN mit allen relevanten Daten ist aus Abbildung 4 ersichtlich. Der Schutz im NS-Netz ist ausschliesslich mit Sicherungen realisiert.

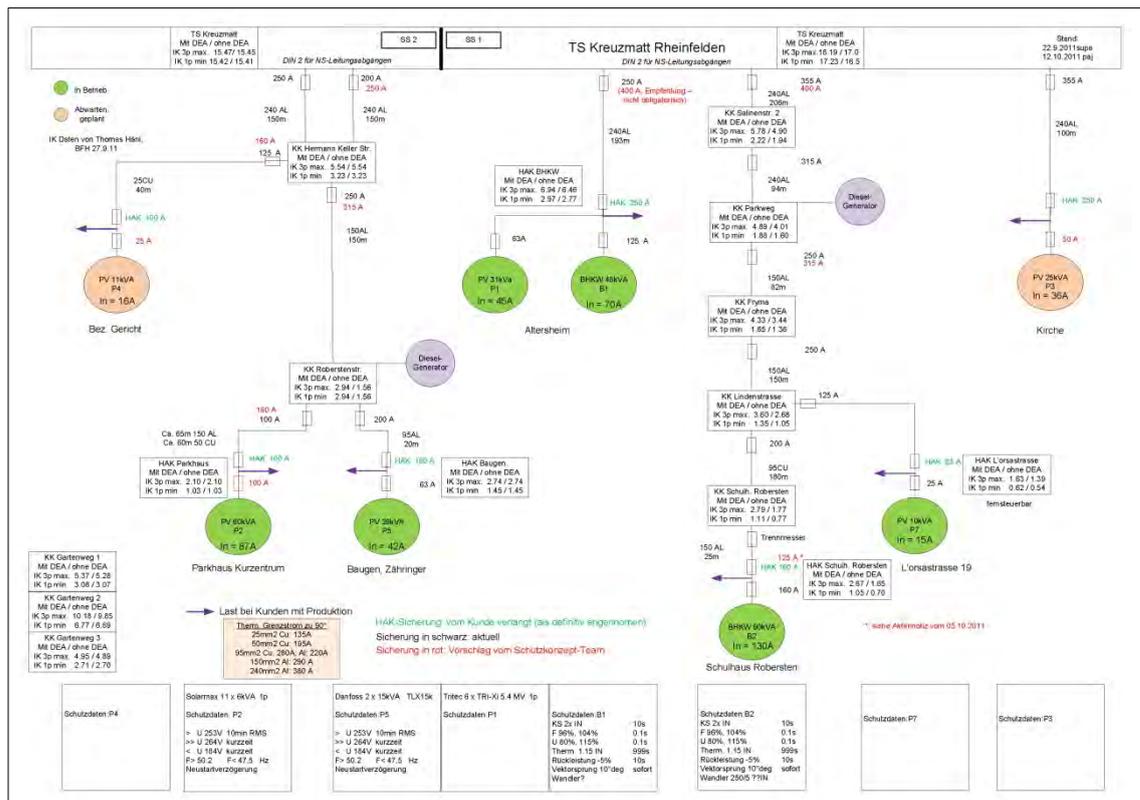


Abbildung 4: Schutzberechnung für das NS-Netz Kreuzmatt

Netzberechnungen zeigten, dass für die bis jetzt in VEiN installierten DEA keine Anpassungen im Schutzkonzept erforderlich sind. Im NS-Netz von VEiN sind die Leitungen durch die bestehenden Niederspannungs-Hochleistungssicherungen geschützt. Auch bei Lastumkehr durch Einspeisung von DEA sind bis zur Grenzlast der Netzelemente keine Massnahmen notwendig, vorausgesetzt, dass keine andern Werte, wie z.B. die maximale Spannung gemäss EN50160 überschritten werden.

Für einen weiteren Ausbau des VEiN-Netzes mit zusätzlichen DEA müssen folgende Überlegungen angestellt werden:

- Die DEA könnten zu einem fehlerhaften Auslösen der Schutzsysteme führen, da die Selektivität nur in eine Richtung gegeben ist. In den meisten NS Netzen werden mit dem Schutz lediglich die Betriebsmittel geschützt.



- Die Installation von gerichtetem Schutz bei vermaschtem Betrieb wird wirtschaftlich nicht vertretbar sein.
- Die DEA sind im Moment auch nicht in der Lage einen genügend grossen Fehlerstrom zu erzeugen. Somit wird der Fehler in naher Zukunft weiterhin vom Netz gespeist werden und auch durch die Netzschutzstufen abgeschaltet werden.
- Im Niederspannungsverteilstromnetz schützen Sicherungen die Leitungen gegen Überlast und Kurzschlussströme. Die Sicherungen sind, von der Transformatorstation her gesehen, vor dem zu schützenden Element eingebaut. Bei Lastflussumkehr spricht die Sicherung bei Überlast auch dann an, wenn sie nach der zu schützenden Leitung eingebaut ist. Da keine Zuleitungskabel direkt auf die Hauptkabelleitung einspeisen, kann eine Überlastung der Leitungen ausgeschlossen werden. Bei einem Kurzschluss fliesst der Strom von den speisenden Stellen zur Kurzschlussstelle. Der wesentliche Strom fliesst von Seite der Transformatorstation. Die vorgeschaltete Sicherung muss deshalb ansprechen wie bei einem Kurzschluss ohne Rückspeisung. Die Energieerzeugungsanlagen trennen sich durch die eigene Schutzeinrichtungen vom Netz. Die Erhöhung der Kurzschlussleistung durch Energieerzeugungsanlagen ist bei den angeschlossenen Anlagen vernachlässigbar.
- Die Transformatoren sind primärseitig durch Hochspannungssicherungen oder Leistungsschalter geschützt. Speziell die Hochspannungssicherungen sind kein Überlastschutz. Sie sprechen an, wenn ein Kurzschluss in der Transformatorstation entsteht und keine Niederspannungs-Hochleistungssicherung vorgeschaltet ist. Im Netzgebiet von VEiN besteht keine Gefahr einer Überlastung eines Transformators, da die eingespeiste Leistung zu klein ist und die übertragenen Leistungen überwacht werden. In anderen Netzen könnte eine Überlastung auftreten, ohne dass ein Schutzelement anspricht.
- Überlastung von Netzelementen können auch durch Oberschwingungen verursacht werden. So erzeugen sie in Transformatoren zusätzliche Verluste und die Oberschwingungen, die durch 3 teilbar sind, fließen vom Transformator mit Sternschaltung via PEN-Leiter zurück zur Quelle. Dieser Rückfluss erwärmt die Kabel zusätzlich und wird von den Sicherungen nicht erfasst. Die Messungen im Netzteil der TS Kreuzmatt ergaben keine grossen harmonischen Oberschwingungen, die durch die DEA verursacht wurden.
- Für die Absicherung von NS-Strängen mit Einspeisung von DEA kann folgende Regel angewandt werden:
 - Strangleitungsteile, die mit einem Netzknoten mit Einspeisungen von DEA verbunden sind, müssen zwingend vor dem nächsten Netzknoten entsprechend dem Leiterquerschnitt abgesichert werden, da ein Überstrom nicht nur von sondern auch zur Trafostation fließen kann.



3 NS-VERBRAUCHER

Über das NS-Netz VEiN werden ungefähr 150 Endverbraucher mit einem Jahresgesamtverbrauch von ca. 3.8 GWh elektrischer Energie versorgt. Die Jahresspitzenleistung des Verbrauchs beträgt ca. 750 kW, woraus eine Benutzungsdauer von ca. 5'000 Stunden resultiert. Für die beiden Netzteile ab Sammelschiene 1 und Sammelschiene 2 ergibt sich eine Aufteilung von 1.8 GWh ab SS1 und 2.0 GWh ab SS2. Der Leistungsbezug ist bei den beiden Teilnetzen nicht identisch. So tritt bei den Verbrauchern ab SS1 mit dem Alters- und Pflegeheim sowie vielen Haushalten die Leistungsspitze von ca. 400 kW am späten Nachmittag oder abends auf. Bei den Verbrauchern ab SS2 mit dem Grossverbraucher Migros, weiteren Dienstleistungen sowie der Altstadt mit vielen Verkaufsläden tritt die Leistungsspitze von ca. 510 kW von Vormittag bis Nachmittag auf. Sonntags, wenn die Migros nicht geöffnet hat, verlagert sich der Verbrauch ab der Sammelschiene 2 auch in den Abend.

Der Verbrauch an den Leitungssträngen mit DEA, d.h. der Verbrauch ab den Abgängen Salinenstrasse, Altersheim und Hermann-Keller-Strasse ist aus Tabelle 2 ersichtlich.

Versorgungsgebiet	Jahresenergie	Jahresmaximum / Tageszeitpunkt
NS-Netz VEiN	3.8 GWh	750 kW später Nachmittag
ab Sammelschiene 1	1.8 GWh	400 kW später Nachmittag und abends
Abgang Salinenstrasse	0.8 GWh	200 kW abends
Abgang Altersheim	0.18 GWh	90 kW Vormittag
Abgänge in VEiN nicht gemessen: Gartenweg 2/3; Geb. Kreuzmatt; röm. kath. Kirche; Gottesackerweg	0.82 GWh	
ab Sammelschiene 2	2.0 GWh	510 kW Vormittag und Nachmittag
Abgang H-Keller-Str.	0.35 GWh	100 kW abends
Abgänge in VEiN nicht gemessen: Migros 1/2; Neue Aargauer Bank	1.65 GWh	

Tabelle 2: Jahresverbrauch gesamt, Teilnetzen ab SS1 und SS2 sowie Leitungsstränge mit DEA



4 ANLAGEN

4.1 Übersicht

Für die Platzierung von dezentralen Anlagen in VEiN wurden viele Standorte evaluiert. Die Anlagen, die bis Ende 2014 realisiert werden konnten, sind in Tabelle 3 aufgeführt. Die geografische Platzierung im Gebiet VEiN ist aus Abbildung 5 ersichtlich. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen DEA erläutert.

Nr.	Anlagenkategorie	Objekt	Leistung kW _{el}	IBS
P1	Photovoltaik	Alters- und Pflegeheim	33.0	22.04.2010
P2	Photovoltaik	Parkhaus Kurzentrum	60.0	29.04.2010
P5	Photovoltaik	Baugenossenschaft Zähringer	32.0	21.12.2010
P7	Photovoltaik	EFH, L'Orsa-Strasse 19	9.0	01.10.2010
P13	Photovoltaik	EFH, Hermann-Keller-Strasse 7	11.0	01.04.2012
W1	Leichtwind-Anlage	EFH, Jakob-Strasser-Weg 1	3.6	29.11.2012
W2.2	Kleinst-LW-Anlage	Roberstenstrasse	0.5	12.02.2014
B1	Erdgas-BHKW	Alters- und Pflegeheim	48.0	21.12.2010
B2	Erdgas-BHKW	Schulhaus Robersten	90.0	22.12.2010
B7	Erdgas-Mini-BHKW	EFH, Jakob-Strasser-Weg 1	1.0	01.06.2013
D1	Mobiler FU	standortunabhängig	90.0	02.07.2014
S1	Batterie-Speicher	Baugenossenschaft Zähringer	50.0	17.05.2013
S2	Batterie-Speicher	Alters- und Pflegeheim	2 x 9.0	17.05.2013

Tabelle 3: Zusammenstellung der in VEiN bis Ende 2014 installierten Anlagen

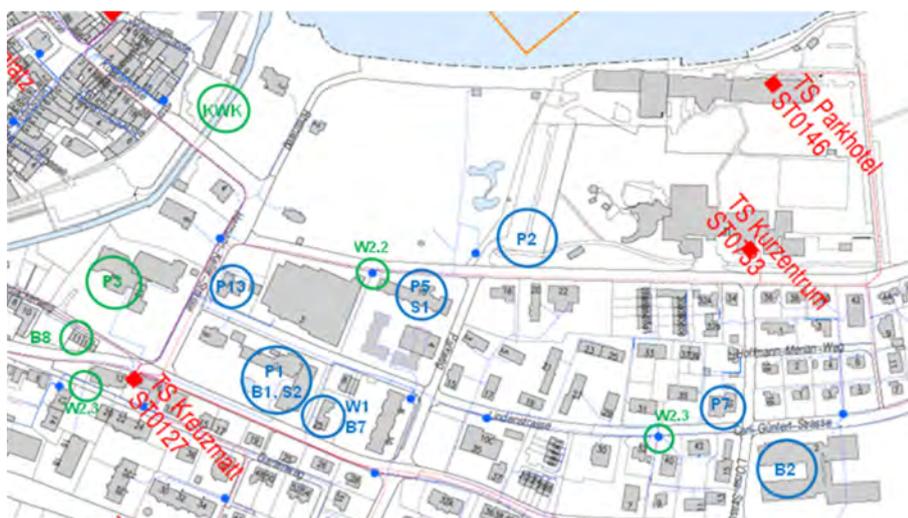


Abbildung 5: Standorte der in VEiN installierten Anlagen



4.2 Erkenntnisse zur Installation und dem Betrieb der Anlagen

Vorgängig zur Erläuterung der einzelnen Anlagen von VEiN im Detail werden im Folgenden zusammenfassend die Erkenntnisse zur Installation und dem Betrieb der Anlagen aufgeführt.

Die Suche nach geeigneten Standorten für die Platzierung der dezentralen Einspeisungen von VEiN hat gezeigt, dass es nicht einfach ist, solche zu finden. So kann längst nicht jedes Dach, das von der Ausrichtung oder von der Fläche her für die Installation von PV-Anlagen geeignet scheint, auch genutzt werden. Gründe, die eine Installation von PV-Anlagen verunmöglichen, waren renovationsbedürftige Dächer, Gebäudeeigentümer, die eine andere Dachnutzung bereits geplant haben oder sich die Option für Gebäude- oder Dachausbauten frei halten wollen. Auch der Schutz des Ortsbildes lässt nicht jede Nutzung von Dachflächen für PV-Anlagen zu. Die Platzierung von Anlagen wie BHKW oder Speicher in den Gebäuden ist ebenfalls nicht einfach. So kann z.B. ein BHKW nur platziert werden, wenn eine Sanierung der Heizanlage ansteht und zudem auch genügend Raum, meistens im Untergeschoss, vorhanden ist.

Die Wechselrichterleistungen der PV-Anlagen von VEiN sind gleich gross gewählt wie die Leistung der Panel. Die Messungen zeigen jedoch, dass die maximale Wechselrichterleistung nie erreicht wird. Ein Variantenrechnung, bei der die Wechselrichterleistung jeweils auf zwei Drittel der Leistung der Panel reduziert wurde, zeigte, dass damit ein Reduktion der Energieproduktion von lediglich 2% verursacht wird. Mit einer Optimierung der installierten Wechselrichterleistung gegenüber der Leistung der Panel kann somit die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen verbessert werden, da die Investitionskosten reduziert werden können. Zudem wird das NS-Netz nicht mit Stromspitzen belastet, die energetisch nicht relevant sind.

Der Versuch Windanlagen ins NS-Netz von VEiN zu integrieren, hat gezeigt, dass für die Nutzung der Windenergie lediglich Standorte mit mittlerem bis starkem Wind gewählt werden sollen. Auch eigens für Schwachwind ausgelegte Anlagen benötigen mittlere Windstärken, um Strom zu produzieren, speziell wenn sie im städtischen Gebiet teilweise im Windschatten stehen.

Mit den elektrischen Energiespeichern in VEiN kann auf den Lastfluss im NS-Netz eingewirkt und die tagsüber von den PV-Anlagen produzierte Energie zur Nutzung in die Abendstunden verschoben werden. Die Speicherkapazität der Speicher von VEiN ist jedoch zu gering, um Lastspitzen zuverlässig über einen gesamten Tagesverlauf reduzieren zu können. Die Installation und Inbetriebsetzung der Speicher in VEiN war langwieriger Prozess, der viele Fehlerbehebungen durch die Lieferanten beinhaltete. Für die Steuerung der Speicher, speziell für das Peak Shaving wie es in VEiN angewendet wird, benötigen die Speicher Messdaten aus dem Netz mit einer hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit der Messdatenübertragung. Der optimale Einsatz der Speicher mit Peak Shaving bedingt eine regelmässige Überprüfungen und Anpassung der entsprechenden Steuerungsparameter, da die optimalen Parameterwerte von der Jahreszeit und der Witterung abhängig sind. Mit dem Einsatz von elektrischen Speichern wird somit die Anforderung an die Messdatenübertragung und auch der Personalaufwand zur Überwachung und Steuerung der Anlagen zunehmen.

Die kleinen Gewässer sind begehrt. So konnte ein von VEiN gewünschtes Wasserwirbelkraftwerk im Magdenbach nicht realisiert werden, da der Bach durch den Kanton Aargau für ökologische Massnahmen eingesetzt wird, die mit dem vorgesehenen Kleinwasserkraftwerk nicht vereinbar sind.



Werden an einem Standort mehrere DEA installiert, wie im Alters- und Pflegeheim, so besteht die Möglichkeit daraus einen Energy-Hub zu entwickeln. In VEiN wird der Energy-Hub im APH nur sehr gering bewirtschaftet, da der Wärmespeicher und auch die beiden elektrischen Energiespeichen kein grosses Speichervermögen aufweisen. Soll ein möglicher Energy-Hub aktiv bewirtschaftet werden, so sind Speicher mit einer Kapazität erforderlich, um ein BHKW strom- und wärmegeführt betreiben zu können und um mit den elektrischen Energiespeichern mindestens über die Dauer eines Tages uneingeschränkt elektrische Energie abgeben oder aufnehmen zu können.

4.3 BHKW

4.3.1 Erdgas-BHKW

Die beiden im AEW-Contracting realisierten Blockheizkraftwerke „BHKW Alters- und Pflegeheim“ und „BHKW Schulhaus Robersten“ wurden im Dezember 2010 in Betrieb genommen. Die technischen Daten der beiden BHKW sind folgende:

BHKW Alters- und Pflegeheim:

Installierte elektrische Leistung: 48 kW

Installierte thermische Leistung: 82 kW

Inbetriebnahme: 21.12.2010

BHKW Schulhaus Robersten:

Installierte elektrische Leistung: 90 kW

Installierte thermische Leistung: 142 kW

Inbetriebnahme: 22.12.2010



Abbildung 6: BHKW Alters- und Pflegeheim
Typ Sokratherm GG50SoE mit Heizwasserspeicher



Abbildung 7: BHKW Schulhaus Robersten
Typ Sokratherm GG110iS

Das BHKW im Alters- und Pflegeheim wird wärmegeführt betrieben, d.h. immer wenn Wärmebedarf für das Heizen oder für die Warmwasseraufbereitung besteht, soll dieser mit dem BHKW erzeugt werden. Als Ergänzung zum BHKW ist im Alters- und Pflegeheim auch ein Gasspitzenkessel installiert.

Die BHKW-Anlage Schulhaus Robersten ist in den Fernwärmeverbund Rheinfeldern Ost integriert und wird nicht wärmegeführt betrieben. Dieses BHKW kommt bei Tests von VEiN zum Einsatz oder wenn der seltene Fall auftritt, dass der Fernwärmeverbund Rheinfeldern Ost auf zusätzliche Wärmequellen angewiesen ist.



Die elektrische Produktion der Erdgas-BHKW von 2011 bis 2014 ist aus Tabelle 4 ersichtlich.

Erdgas-BHKW	El. Leistung in kW _{el}	Jahresproduktion in MWh				Ø-Volllast- stunden
		2011	2012	2013	2014	
• Alters- und Pflegeheim	48	192.8	220.3	258.6	271.4	4'900
• Schulhaus Robersten	90	317.6	70.9	0.0	31.5	
Total	138	510.4	291.2	258.6	301.4	

Tabelle 4: Produktionsdaten der beiden Erdgas-BHKW

Das BHKW im Alters- und Pflegeheim weist mit durchschnittlichen 4'900 Volllaststunden pro Jahr eine gute Auslastung auf. Diese Auslastung wird erreicht, da das BHKW auch im Sommer zur Warmwasseraufbereitung eingesetzt wird. Da das BHKW im Schulhaus Robersten lediglich zu Testzwecken für VEiN genutzt wird, macht es keinen Sinn die Volllaststunden zu analysieren.

4.3.2 Erdgas-Mini-BHKW

Die im Projekt VEiN als "Mini-BHKW" bezeichneten Anlagen sind sogenannte "Stromproduzierende Brennstoffzellen-Heizungen". Eine Anlage vom Typ Galileo entsprechend Abbildung 8 konnte im Sommer 2013 als Ersatz der bestehen Erdgas-Heizung in einem Einfamilienhaus am Jakob-Strasser-Weg 1 in Betrieb genommen werden. Die Anlage läuft im Normalbetrieb ganzjährig durch. Die Hochtemperatur-Brennstoffzelle liefert Strom und Wärme für die Warmwassernutzung. Während der Heizperiode im Winterhalbjahr schaltet sich nach Bedarf der ebenfalls enthaltene Zusatzbrenner für den Heizbetrieb zu. Gemäss Herstellerangaben ist, im Falle einer Störung oder eines Ausfalles der Brennstoffzelleneinheit, die Warmwasser- und Heizwärmeversorgung aufgrund des Zusatzbrenners gewährleistet.



Galileo – technische Daten:

- HT-Brennstoffzelle
- Integrierte Gas-Heizung
- elektrische Leistung: 1.0 kW
- thermische Leistung: 1.8 kW
- elektrischer Wirkungsgrad: 33%

Abbildung 8: Erdgas-Mini-BHKW „Galileo“



4.4 PV-Anlagen

4.4.1 Realisierte PV-Anlagen

Bis Ende 2014 wurden fünf PV-Anlagen durch VEiN ans NS-Netz der TS Kreuzmatt angeschlossen. Vier dieser Anlagen wurden im Jahre 2010 und die bis jetzt letzte PV-Anlage im Jahre 2012 installiert. Die technischen Daten der PV-Anlagen sind folgende:

PV-Anlage Alters- und Pflegeheim

- Installierte el. Leistung: 32.8 kWp
- 156 PV-Module à 210 Wp
- 6 x 1-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 22.04.2010

PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

- Installierte el. Leistung: 60.1 kWp
- 286 PV-Module à 210 Wp
- 11 x 1-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 29.04.2010

PV-Anlage L'Orsa-Strasse (privat)

- Installierte el. Leistung: 9.4 kWp
- 1 x 3-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 01.10.2010

PV-Anlage Wohnbaugenossenschaft

- Installierte el. Leistung: 31.5 kWp
- 150 PV-Module à 210 Wp
- 2 x 3-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 21.12.2010

PV-Anlage Hermann-Keller-Strasse (privat)

- Installierte el. Leistung: 10.9 kWp
- 1 x 3-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 01.04.2012



Abbildung 9: PV-Anlage Alters- und Pflegeheim



Abbildung 10: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum



Die elektrische Produktion der PV-Anlagen von 2011 bis 2014 ist aus Tabelle 5 ersichtlich.

PV-Anlagen	El. Leistung in kW	Jahresproduktion in MWh				Ø-Volllast- stunden
		2011	2012	2013	2014	
• Alters- und Pflegeheim	32.8	31.7	27.5	27.2	28.3	874
• Parkhaus Kurzentrum	60.1	61.5	49.9	50.7	53.7	898
• WBGZ Zähringer	31.5	37.6	30.9	29.2	32.7	1'035
• L'Orsa-Strasse	9.4	9.5	8.3	8.7	9.2	949
• Hermann-Keller Strasse	10.9		*) 6.2	8.4	8.2	761
Total	144.7	140.3	122.8	124.2	133.8	915

Tabelle 5: Produktionsdaten der PV-Anlagen in VEiN (*) Betrieb erst ab Mai 2012)

Die mittlere Volllaststundendauer der letzten vier Jahre aller PV-Anlagen von VEiN beträgt 915 Stunden, was ein guter Wert für Standorte in der Schweiz nördlich der Alpen ist. Die Produktion in den einzelnen Jahre ist jedoch sehr unterschiedlich, so war das Jahr 2011 bezüglich der Sonneneinstrahlung sehr gut, die folgenden beiden Jahre 2012 und 2013 jedoch eher schlecht. Das Jahr 2014 entspricht wiederum dem Mittelwert.

Bei der Analyse der Volllaststunden fällt auf, dass diese für die einzelnen Anlagen stark unterschiedlich sind. Der Grund für diese Unterschiede sind die Ausrichtung der PV-Panels und Teilbeschattungen. Die PV-Anlage WBGZ weist die grösste Volllaststundendauer der Anlagen in VEiN auf. Sie ist auf einem mehrstöckigen Wohnhaus platziert und wird weder durch Bäume noch durch andere Gebäude oder eigene Gebäudeteile beschattet.

Die PV-Panels sind jeweils parallel zum Gebäude ausgerichtet. Daraus ergibt sich, dass die Panels der PV-Anlagen Alters- und Pflegeheim, resp. WBGZ eine Ausrichtung von 26°, resp. 28° gegen Osten und die Panels der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum eine Ausrichtung von 48° gegen Osten aufweisen. Der Anstellwinkel der Panel dieser drei PV-Anlagen beträgt jeweils 20°. Die kleinen PV-Anlagen an der L'Orsa-Strasse und an der Hermann-Keller-Strasse sind jeweils auf der nach Westen, resp. nach Süden ausgerichteten Dachfläche der Einfamilienhäuser installiert.



Der Einfluss der Jahreszeiten, der Ausrichtung der Panels und der Beschattung durch Bäume, fremde Gebäude oder eigene Gebäudeteile ist aus Abbildung 11 und Abbildung 12 ersichtlich.

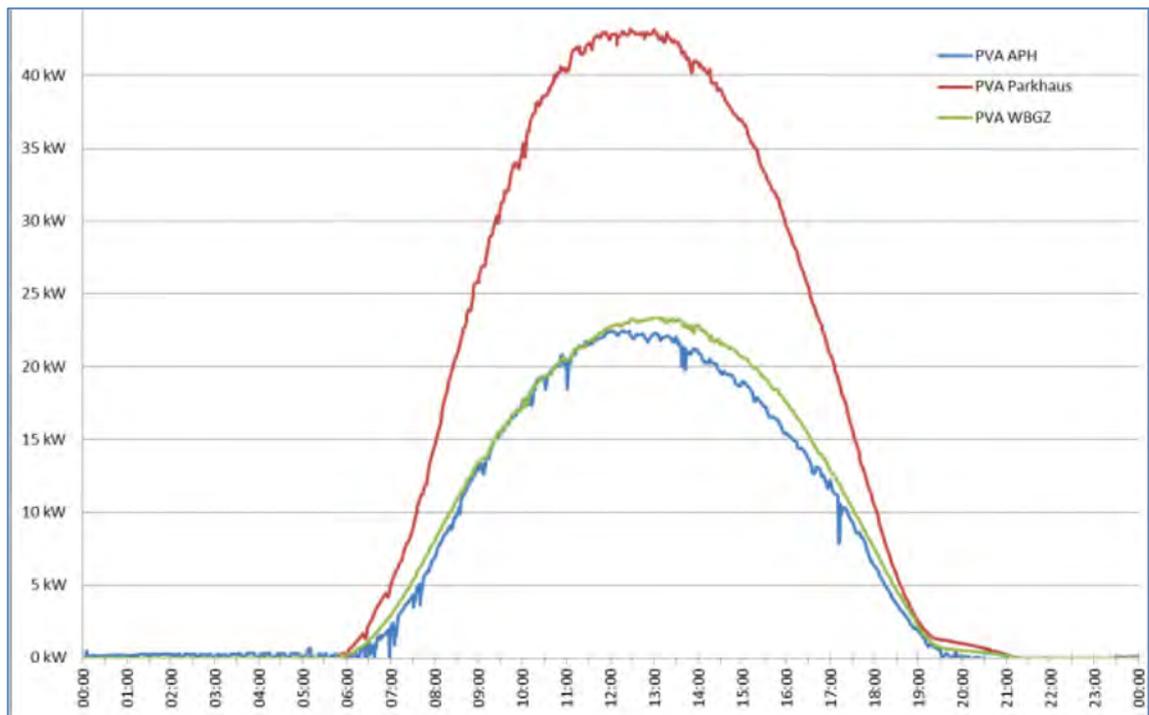


Abbildung 11: PV-Produktion Sommer

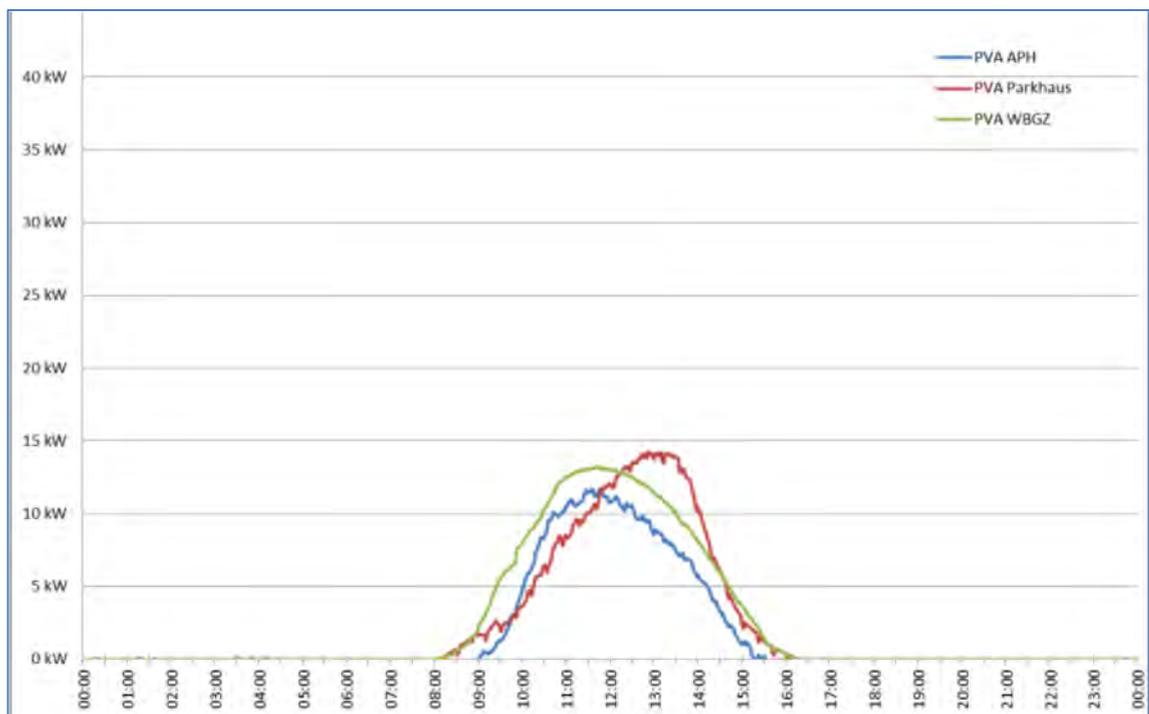


Abbildung 12: PV-Produktion Winter



An einem idealen Sommertag am 21.06.2014 ist der Produktionsverlauf der PV-Anlagen APH (blaue Kurve), Parkhaus Kurzentrum (rote Kurve) und WBGZ (grüne Kurve) ähnlich. Die maximale Produktion um die Mittagszeit steht dabei in Zusammenhang mit der installierten Leistung der jeweiligen PV-Anlage. Es ist auch erkennbar, dass die PV-Anlage Parkhaus aufgrund der stärkeren Ausrichtung nach Osten die Produktionsspitze ungefähr eine Stunde vor den andern beiden PV-Anlagen erreicht.

Der Produktionsverlauf der PV-Anlagen an einem idealen Wintertag am 12.12.2013 zeigt, dass grosse Störeinflüsse wirken. Die Reduktion der Leistung der PV-Anlagen APH und WBGZ lässt sich durch den tiefen Sonnenstand erklären. Bei der PV-Anlage Parkhaus müssen am Vormittag zusätzlich starke Beschattungen auftreten, denn die Produktion erreicht erst um ca. 13:00 Uhr den aufgrund der installierten Leistung erwarteten Wert bei tiefem Sonnenstand.

Bei der Produktion im Winter fällt auf, dass diese nicht mehr symmetrisch zur Mittagsspitze verläuft wie im Sommer, sondern dass sie später beginnt und dafür steiler ansteigt bis der Produktionsverlauf die Glockenkurve erreicht. Der Grund dafür ist wohl Dunst oder Nebel, der im Winterhalbjahr vormittags häufig auftritt.

4.4.2 Optimierungsmöglichkeiten bei der Realisierung von PV-Anlagen

Die Messung der Einspeiseleistung der PV-Anlagen zeigt, dass die maximale installierte Leistung von 60 kW bei der PV-Anlage Parkhaus und die Leistungen von ja ca. 30 kW der PV-Anlagen APH und WBGZ nie erreicht werden. Dies führt zur Schlussfolgerung, dass die Wechselrichter nicht zwingend die maximal installierte Leistung der Panel abdecken muss. In Tabelle 6 sind Variantenrechnungen aufgeführt, für den Fall, dass die Leistung der Wechselrichter lediglich zwei Drittel der installierten Leistung der Panel abdeckt.

	PVA APH	PVA Parkhaus	PVA WBGZ
Installierte Leistung	32.8 kWp	60.1 kWp	31.5 kWp
Produktion 2014	28.3 MWh	53.7 MWh	32.7 MWh
Leistung reduziert auf ca. 2/3	22.0 kW	40.0 kW	21.0 kW
- resultierende Produktion	27.7 MWh	53.1 MWh	32.1 MWh
- Produktionsreduktion	0.6 MWh	0.6 MWh	0.6 MWh
	2.1%	1.1%	1.8%
Ertragsreduktion bei 25 Rp./kWh	Fr. 150 pro Jahr	Fr. 150 pro Jahr	Fr. 150 pro Jahr

Tabelle 6: Variantenrechnung PV-Anlagen mit reduzierter Leistung der Wechselrichter

Dieses Rechenbeispiel zeigt, dass es für einen Investor interessant sein kann, die Leistung der Wechselrichter gegenüber der installierten Leistung der Panel zu reduzieren. Bei den drei grossen PV-Anlagen von VEiN wäre die Ertragsreduktion während der gesamten Lebensdauer der PV-Anlagen geringer als die Kosten für ein Drittel der installierten Wechselrichter.

Die maximal abgegebene Leistung der Panel eine PV-Anlage ist nicht nur von den Jahreszeiten abhängig. Die Leistung der Panel wird auch bei Schönwetterperioden im Sommer mit hohen Tagestemperaturen stark reduziert.



Eine allfällige Reduktion der Wechselrichterleistung hat auch auf das Verteilnetz positive Auswirkungen, so könnten damit Einspeisespitzen im Sommer vermieden werden, wie dies aus Abbildung 13 ersichtlich ist.

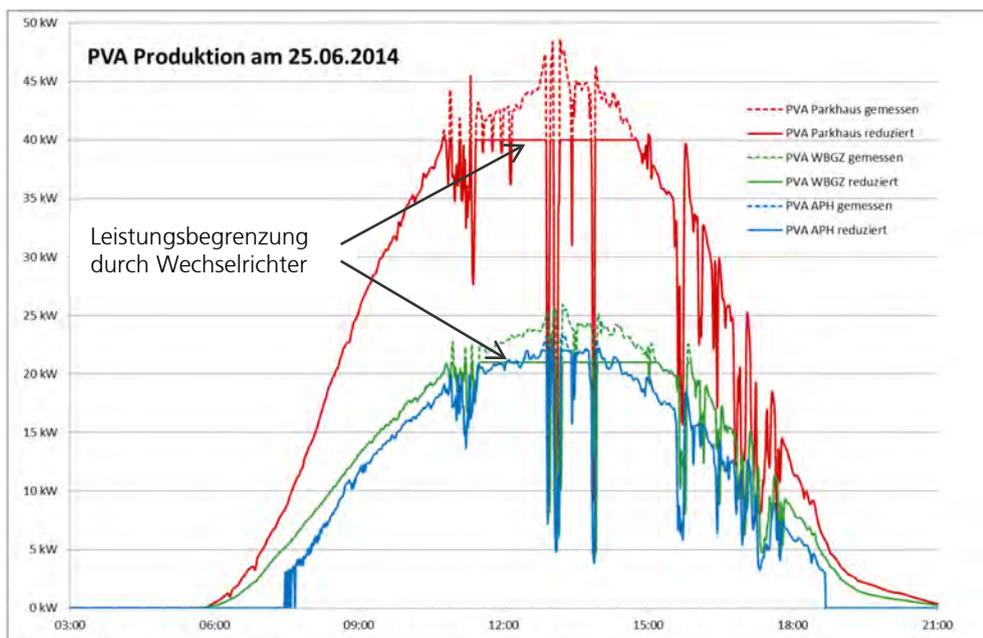


Abbildung 13: Produktion PV-Anlagen real (gestrichelte Linien) und reduziert - während eines Tages im Sommer 2014 mit maximalen Einspeisespitzen

4.5 Kleinwindanlagen

Topographisch liegt Rheinfelden bezüglich Windverhältnissen für die Produktion dezentraler Energie nicht optimal, wie aus Abbildung 14 ersichtlich ist.

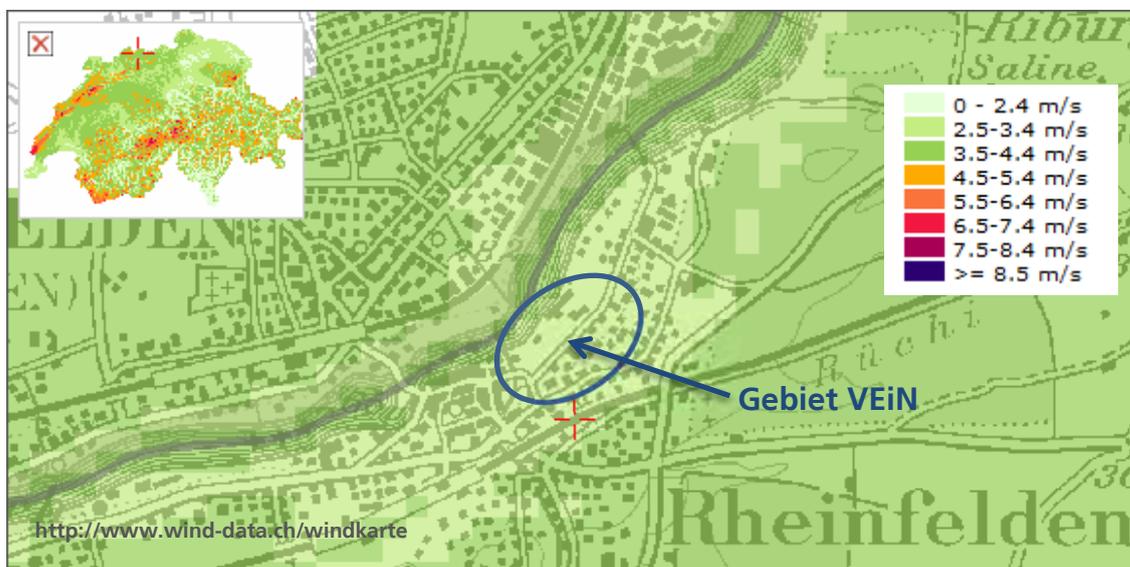


Abbildung 14: Ausschnitt aus der Windenergie-Karte der Schweiz



Für den Feldversuch stellt die Windenergie aber eine interessante Produktionsart dar. Das Auftreten von Wind, verbunden mit einer Energieproduktion, ist Tageszeit unabhängig und in der Stärke stark schwankend. Dies sind ideale Voraussetzungen, bezogen auf die zu beantwortenden Fragestellungen des Projektes VEiN.

Zwei Windanlagen konnten installiert werden, im November 2012 eine Leichtwind-Anlage mit H-Rotor am Jakob-Strasser-Weg 1 mit einer Leistung von 3.6 kW_{el} und im Februar 2014 eine Kleinst-Leichtwind-Anlage mit einem Energy-Ball mit einer Leistung von 0.5 kW_{el}, der auf einem Kandelaber an der Roberstenstrasse installiert wurde.

Bis der H-Rotor entsprechend Abbildung 15 installiert werden konnte, war aufgrund von Einsparungen ein mehrmonatiges Baubewilligungsverfahren erforderlich.



Parameter

- Leistung	3.6 kW
	1-phasige Einspeisung
- Durchmesser	2 m
- Länge	3 m
- Gesamthöhe	10 m
- Gewicht (ohne Mast)	250 kg
- Anschluss	230 VAC
- Windgeschwindigkeit _{min}	2 m/s
- Windgeschwindigkeit _{opt}	12 m/s

Abbildung 15: Montierte 3.6 kW Windturbine vom Typ ev312 von envergate

Der H-Rotor konnte leider nicht wie geplant installiert werden, sondern musste aufgrund der Baubewilligung tiefer gesetzt werden, so dass der H-Rotor nun nicht mehr ausreichend vom schwachen Wind in Rheinfelden angeströmt wird. Das Prinzip der vertikalen Rotorblätter ist eigens für Schwachwind konzipiert. Am Standort des H-Rotors von VEiN ist jedoch der Wind viel zu schwach und es wurde daher noch keine elektrische Produktion gemessen. Der VEiN-Projektausschuss hat beschlossen, dass der H-Rotor demontiert und an einem andern Standort, wohl ausserhalb des NS-Netzes der TS Kreuzmatt, platziert wird.

Die in VEiN installierte Kleinst-Leichtwind-Anlage ist ein sogenannter Energy-Ball. Er wird aufgrund seiner Bauform entsprechend Abbildung 16 so genannt. Das Produkt stammt aus Holland und wird als Bausatz für Eigenheimbesitzer angeboten. Es handelt sich um eine 1-phasige Anlage mit 0.5 kW Leistung.



Abbildung 16: Energy-Ball installiert auf Kandelaber an der Roberstenstrasse

Auch der Wind an der Roberstenstrasse in Rheinfelden ist geringer als erwartet, so dass vom Energy-Ball ebenfalls noch keine elektrische Produktion gemessen wurde.

Die Versuche mit den Windanlagen in VEiN haben gezeigt, dass Rheinfelden für den Betrieb von Windanlagen ungeeignet ist.

4.6 Elektrische Speicher

4.6.1 Installation der elektrischen Speicher

Von der IWB wurden VEiN drei elektrische Energiespeicher zur Verfügung gestellten, die im Juni 2013 installiert und anschliessend in Betrieb genommen werden konnten. Ab November 2013 läuft die Optimierung der Speicherbewirtschaftung. Die Speicher weisen eine Leistung und ein Speichervermögen von einmal 50 kW / 25 kWh und zweimal je 9 kW / 10 kWh auf.



Abbildung 17: Elektrische Energiespeicher

Links: 2 x 10 kWh Komplettanlagen im Kellergang Alters- und Pflegeheim

Mitte: 25 kWh Batterieschrank im Boilerraum Wohnbaugenossenschaft Zähringer

Rechts: 50 kW Wechselrichtereinheit im Boilerraum Wohnbaugenossenschaft Zähringer

Die Speicher sind AC-seitig an den beiden Standorten direkt an das öffentliche Stromnetz angeschlossen.

4.6.2 Regelung und Betrieb der elektrischen Speicher

Die Speicher werden über die Steuer- und Regel-Logik der Firma Ampard AG betrieben. Diese wiederum nutzt zusätzlich zu den eigenen Messungen am Anschlusspunkt auch die Messdaten der jeweiligen installierten und zugewiesenen Messstellen der PQ-Messungen (UMG 605) zur Regelung. Für den Speicher im MFH der Wohnbaugenossenschaft Zähringer (WBGZ) besteht somit entsprechend Abbildung 18 die Möglichkeit, die Messungen PVA Zähringer, TS Kreuzmatt Abgang KK HKS (Hermann-Keller-Strasse), KK Roberstenstrasse oder PVA Parkhaus als externen Messwert zu nutzen.

Mit der Steuerung Ampard EMS (Energy Management System) können unterschiedliche Regelstrategien realisiert werden. So ist eine Anwendung „Constant Power“ möglich, bei der nach Vorgabe Wirk- oder Blindleistung vom Speicher aufgenommen oder abgegeben wird. In VEiN wurde bis jetzt die Anwendung „Peak Shaving“ genutzt. Dabei wird abhängig von der Leistung am Messpunkt im NS-Netz der Speicher geladen oder entladen, resp. Wirkleistung aus dem Netz bezogen oder abgegeben. Eine weitere Anwendungsmöglichkeit ist die Spannungsregelung „PV Max“ für einen Netzpunkt. Diese Art der Regelung wurde in VEiN noch nicht angewendet, es ist jedoch vorgesehen, auch damit Erfahrungen zu sammeln. Für die



Spannungsregelung sind jedoch rasche Änderungen der Blindleistungsabgabe erforderlich, was lediglich mit dem Speicher WBGZ möglich ist.

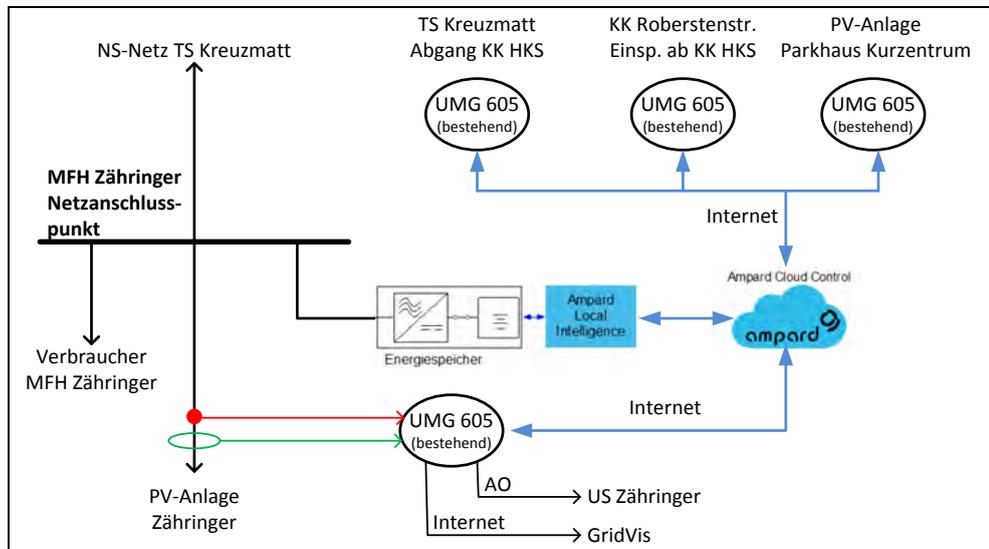


Abbildung 18: Systemlandschaft Speichersystem am Beispiel WBGZ Zähringer

Das Peak Shaving der beiden Speicher im Alters- und Pflegeheim wirkt auf die Leistung im Abgang APH in der TS Kreuzmatt.

In einer ersten Anwendung wirkte das Peak Shaving des Speichers WBGZ auf den Abgang KK HKS in der TS Kreuzmatt. Dieser Messpunkt erfasst zusätzlich zu den beiden PV-Anlagen Parkhaus und WBGZ, zum Verbrauch des MFH WBGZ auch den Verbrauch der Altstadt, der den grössten Anteil an der Leistung ausmacht. Mit dem Peak Shaving des Speichers WBGZ konnte somit nur ein geringer Einfluss auf die Leistung dieses Abganges genommen werden. Aus diesem Grund wurde der Messpunkt für das Peak Shaving in die KK Roberstenstrasse verlegt.

Die Auswirkung des Peak Shaving durch den Speicher WBGZ an einem Wintertag ist in Abbildung 19 ersichtlich. Die Parameter des Speichers sind so gewählt, dass bei einer Rückspeisung im Messpunkt KK Roberstenstrasse von mehr als 5 kW der Speicher geladen wird und bei einem Bezug von mehr als 20 kW der Speicher entladen wird. Dabei regelt der Speicher beim Laden oder Entladen jeweils auf den entsprechenden Parameterwert.

Am 5. Januar 2015 resultierte durch diese Speicherbewirtschaftung folgende Beeinflussung des Lastflusses am Messpunkt KK Roberstenstrasse. Dieser Messwert umfasst die beiden PV-Anlagen Parkhaus und WBGZ, den Verbrauch des MFH WBGZ sowie den Speicher WBGZ:

- Während dem Laden des Speichers von ca. 11:00 Uhr bis 13:00 Uhr wird die Rückspeisung auf 5 kW geregelt.
- Um ca. 13:00 Uhr ist der Speicher aufgeladen und hat somit keinen Einfluss mehr auf die Rückspeisung, d.h. die Leistung wird durch die Produktion der PV-Anlagen und den Verbrauch im MFH WBGZ bestimmt.
- Während dem Entladen des Speichers von ca. 17:30 Uhr bis 22:00 Uhr wird die Bezugsleistung auf maximal 20 kW begrenzt.



- Ab ca. 22:00 Uhr wurde der Speicher nicht mehr weiter entladen, da der Bezug den Parameterwert von 20 kW nicht mehr überschritt.

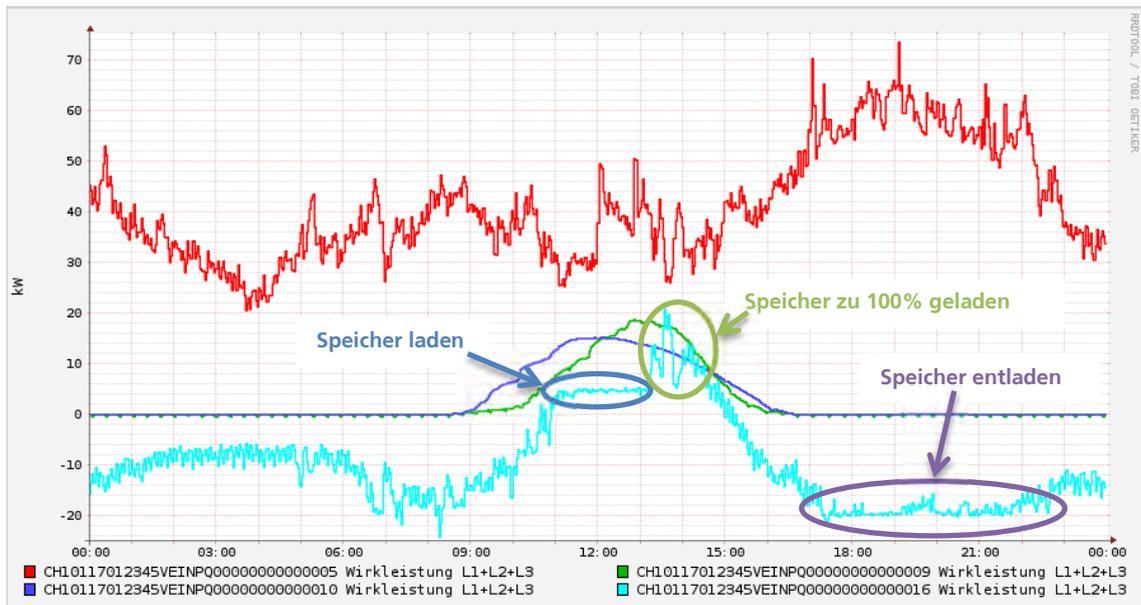


Abbildung 19: Peak Shaving mit Speicher WBGZ auf Messpunkt KK Roberstenstrasse am 5.01.2015

Legende:

Messpunkt: CH.....05	TS Kreuzmatt Abgang KK HKS	(rot)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....09	PVA Parkhaus Kurzentrum	(grün)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....10	PVA MFH Zähringer	(blau)	
Messpunkt: CH.....16	KK Roberstenstrasse Abgang KK HKS	(hellblau)	negative Werte = Bezug positive Werte = Rückspeisung Richtung TS Kreuzmatt

Mit dem Peak Shaving konnte zusätzlich zur Reduktion der übertragenen Leistung auch eine Verschiebung der PV-Produktion zur Mittagszeit in die Abend- und Nachtstunden verschoben werden.

Die Analyse der Spannungsverläufe bei der KK Roberstenstrasse zeigt, dass durch das Peak Shaving kein bestimmender Einfluss auf die Spannungsschwankungen am Messpunkt verursacht wird. Die Spannungsschwankungen, die von der Trafostation herkommen und die durch den Verbrauch in der Altstadt verursacht werden, überwiegen die durch das Peak Shaving verursachten Effekt der Glättung der Leistung. Ob die Spannungsschwankungen am Messpunkt KK Roberstenstrasse mit der Funktion „PV Max“ des Speichers reduziert werden können, muss noch getestet werden.

4.6.3 Betriebserfahrung mit den elektrischen Speichern

Mit den elektrischen Speichern konnten folgende Betriebserfahrungen gemacht werden, die zeigen, dass diese neuen Netzelemente noch nicht vollständig ausgereift sind und Verbesserungen erforderlich sind.

- Die Verfügbarkeit der Speicher erreicht bei weitem noch nicht die Erwartungen, wie man sich dies von andern Netzelementen wie den Trafos oder auch den PV-Anlagen gewohnt ist. So mussten die Speicher auch nach der Inbetriebnahme durch die Lieferanten



mehrere Male optimiert werden bis ein Betrieb möglich war. Ein grosses Problem ist auch die Tiefentladung, die durch die interne Steuerung der Speicher vermieden werden sollte, was jedoch nicht bei jedem Produkt zuverlässig realisiert ist.

- Für das Peak Shaving werden Messwerte von ausgewählten Netzpunkten benötigt. Die Erfahrung aus VEiN hat gezeigt, dass die Übertragung dieser Messwerte, die über das Internet erfolgt, zuverlässig ist, solange dies kabelgebunden über Ethernet erfolgt. Bei einer Datenübertragung via GSM-Modem, wie dies in der KK Roberstenstrasse realisiert ist, können Störungen auftreten, die zur Abschaltung des Speichers führen. So wird der Speicher WBGZ aktuell jeden Tag um exakt 01:00 Uhr aufgrund eines Timeouts bei der Übertragung der Messdaten ausgeschaltet und muss anschliessend manuell über das Energiemanagementsystem wieder eingeschaltet werden. Der Grund für diese wiederkehrende Störung in der Datenübertragung via GSM/GPRS konnte noch nicht gefunden werden. Eine Anfrage zur Klärung wurde an den Netzbetreiber Swisscom gestellt.
- Für das Peak Shaving müssen unter anderem die Parameterwerte für das Laden und Entladen der Speicher festgelegt werden. Für eine optimale Speicherbewirtschaftung müssen diese beiden Parameter jeweils auf die Produktion und den Verbrauch angepasst werden. Dabei können nicht nur Sommer- oder Winterwerte definiert werden, sondern eine regelmässige Überwachung der Speicher durch einen Operator ist erforderlich, so dass auch Witterungseinflüsse wie Schön- oder Schlechtwetterperioden für die optimalen Parameterwerte berücksichtigt werden können. Die optimale Bewirtschaftung der elektrischen Speicher generiert somit zusätzlichen Betriebsaufwand.

4.7 Mobiler Frequenzumformer

Zur Verstärkung der dezentralen Einspeisung ins NS-Netz von VEiN kann mit dem mobilen Frequenzumformer (FU) gemäss Abbildung 20 ein Notstromaggregat auf das NS-Netz aufgeschaltet werden oder eine einseitige Kopplung mit einem benachbarten NS-Netz realisiert werden. Mit diesen mobilen FU mit einer Leistung von 90 kW ist es möglich, beliebige Produktionsverläufe ins NS-Netz von VEiN einzuspeisen.

Die Realisierung des mobilen FU erfolgte zusammen mit der Fachhochschule HES SO in Sion. Der Betrieb des mobilen FU wurde im Sommer 2014 in Rheinfelden im Werkhof des AEW Regionalcenter getestet und optimiert. Der erste Einsatz im NS-Netz von VEiN fand im Oktober 2014 statt. Dabei erfolgte eine Einspeisung in die KK Johannitergasse in der Altstadt von Rheinfelden ab einem benachbarten NS-Netz, d.h. ohne Notstromaggregat.

Die Messung, Überwachung und Steuerung des mobilen FU ist in die Infrastruktur von VEiN bestehend aus dem PQ-System und dem Leitsystem eingebunden.

Die Profile für die Einspeisung mit dem mobilen FU können ab dem VEiN-Leitsystem in Minutenaufösung für eine gesamte Woche vorgegeben werden. Die Eingabe dieser Profile ins Leitsystem erfolgt über den Import einer Excel Tabelle.

Weitere Funktionen für die Einspeisung ab dem mobilen FU sind vorgesehen. So sollen die Funktionen „Folgen einer PV-Anlage“ und „Spannungsregelung“ noch realisiert werden.

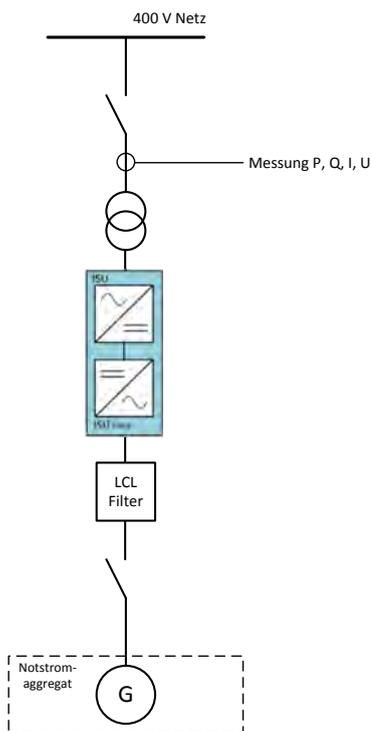


Abbildung 20: Mobiler FU
Prinzipschema



Abbildung 21: Mobiler FU
- oben: LCL-Filter, FU, Steuerung
- unten: Anschlüsse, Trafo

4.8 Kleinwasserkraftwerk

Das Versorgungsgebiet der TS-Kreuzmatt wird im Nordwesten vom Magdenbach und im Norden vom Rhein begrenzt. Von daher bietet es sich an, auch die Kleinwasserkraft für die dezentrale Stromproduktion zu nutzen. Es wurde bereits im Jahr 2010 eine erste Realisierbarkeit eines Wasserwirbelkraftwerkes im Magdenbach abgeklärt. Die relativ hohen Gesteungskosten lassen mit KEV-Vergütung keinen wirtschaftlichen Betrieb über die Lebensdauer zu. Es wurde daraufhin mit dem Hersteller Vorteco AG ein Ansatz für eine temporäre Anlage entsprechend Abbildung 22, welche zu Testzwecken genutzt wird, geprüft. Dies wäre technisch machbar.

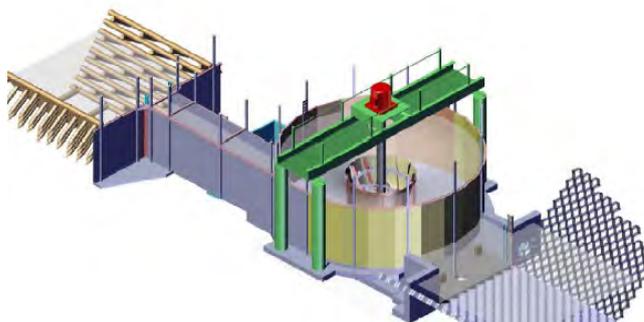


Abbildung 22: Modell eines Wasserwirbelkraftwerks von Vorteco AG



Mit der Bewilligungsbehörde für die Wassernutzungs-Konzession, dem Departement BVU Abt. Gewässer wurde die Möglichkeit einer Ausnahmegewilligung auf eine beschränkte Dauer abgeklärt. Aufgrund des Programms "Wiederansiedlung des Lachses im Hochrhein" ist das Projektvorhaben am Magdenbach auch für eine temporäre Dauer nicht bewilligungsfähig, da das geplante Kleinwasserkraftwerk am Magdenbach ein neues Hindernis für die Ansiedelung der Fische darstellt. Im Sommer hat die Projektsteuerung beschlossen das Projektvorhaben am Magdenbach nicht weiter zu verfolgen.

Als Alternative zum Magdenbach wurde die Nutzung des Rheinwassers mittels einer hydrokinetischen Turbine HKT, einer Durchströmturbine entsprechend Abbildung 23, geprüft. Bei diesem Turbinentyp wird die Energie nur aus der Strömung gewonnen. Die Turbine wird an geeigneter Stelle, vorzugsweise uferseitig, in den Fluss gehängt. Die Turbine besitzt 2 Schwimmer, welche zusammen mit dem Eigengewicht die Anlage knapp unter der Wasseroberfläche halten. Um eine 4 kW-Anlage betreiben zu können sind 2,5 m/s Fließgeschwindigkeit erforderlich. Beim Rheinufer am Standort des Feldversuches beträgt die Fließgeschwindigkeit leider weniger als 1,5 m/s, womit diese Alternative zur Stromerzeugung am Standort von VEiN nicht geeignet ist. In der Mitte des Rheins ist die Fließgeschwindigkeit deutlich höher. Dort ist jedoch eine Platzierung der Durchströmturbine nicht möglich.



Abbildung 23: Idee einer Kleinwasserkraftanlage am Rheinufer bei Rheinfelden
Links: Hydrokinetische Turbine HKT (Durchströmturbine)
Rechts: Anwendungsbeispiel für HKT



4.9 Energy-Hub Alters- und Pflegeheim

Im Alters- und Pflegeheim (APH) sind mehrere Energieerzeugungsanlagen und Energiespeicher im Einsatz, die miteinander verbunden sind, die einen sogenannten Energy-Hub bilden. Wie aus Abbildung 24 ersichtlich ist, wird dabei Erdgas aus dem Netz bezogen, um damit das BHKW und den Gasspitzenkessel zu speisen. Das Wärme geführte BHKW bewirtschaftet den Wärmespeicher und erzeugt somit jeweils Wärme und Strom, wenn der Wärmespeicher wieder geladen werden muss. Der Gasspitzenkessel erzeugt Wärme, wenn der Wärmebedarf des Alters- und Pflegeheim so gross ist, dass die Wärmeproduktion des BHKW nicht ausreicht, um die Speicherladung auf einem minimalen Niveau zu halten. Der Wärmebedarf des APH wird durch das Heizen und die Warmwasseraufbereitung bestimmt.

Zusätzlich zur Stromproduktion ab dem BHKW erfolgt auch eine Stromerzeugung mit der PV-Anlage des APH. Der Strom wird, soweit erforderlich vom Alters- und Pflegeheim verwertet. Die Mehrproduktion wird ins NS-Netz von VEiN eingespeist oder zur Aufladung des elektrischen Energiespeichers genutzt. Ist die Strom Eigenproduktion zu gering um den Strombedarf des APH zu decken, so wird Strom aus dem NS-Netz von VEiN bezogen und der Speicher entladen.

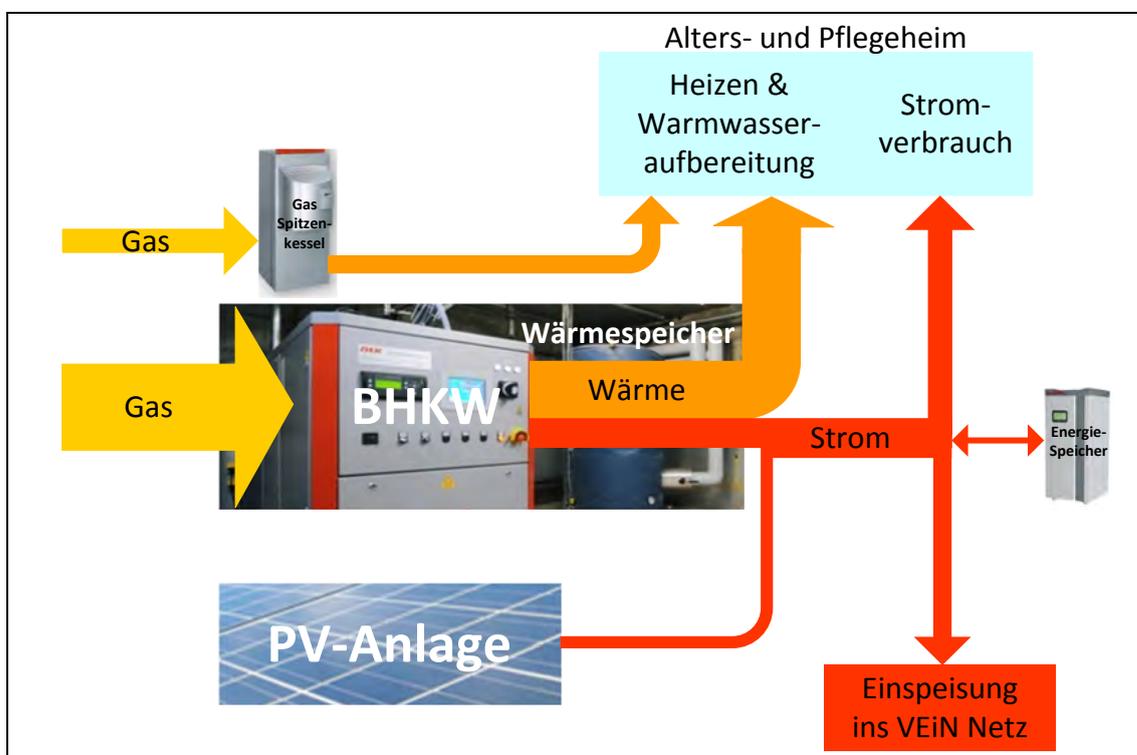


Abbildung 24: Prinzip des Energy-Hub im Alters- und Pflegeheim

Durch die Wärmeführung des BHKW erfolgt im Sommer und in den Übergangszeiten die Stromproduktion stochastisch wie in Abbildung 25 und Abbildung 26 ersichtlich ist. Diese unvorhersehbare Stromproduktion wird durch die witterungsabhängige Produktion der PV-Anlage noch verstärkt. Im Winter, wenn ein grosser Wärmebedarf besteht, erfolgt wie aus Abbildung 28 ersichtlich eine konstante Stromproduktion, der die Produktion ab der PV-Anlage überlagert ist.

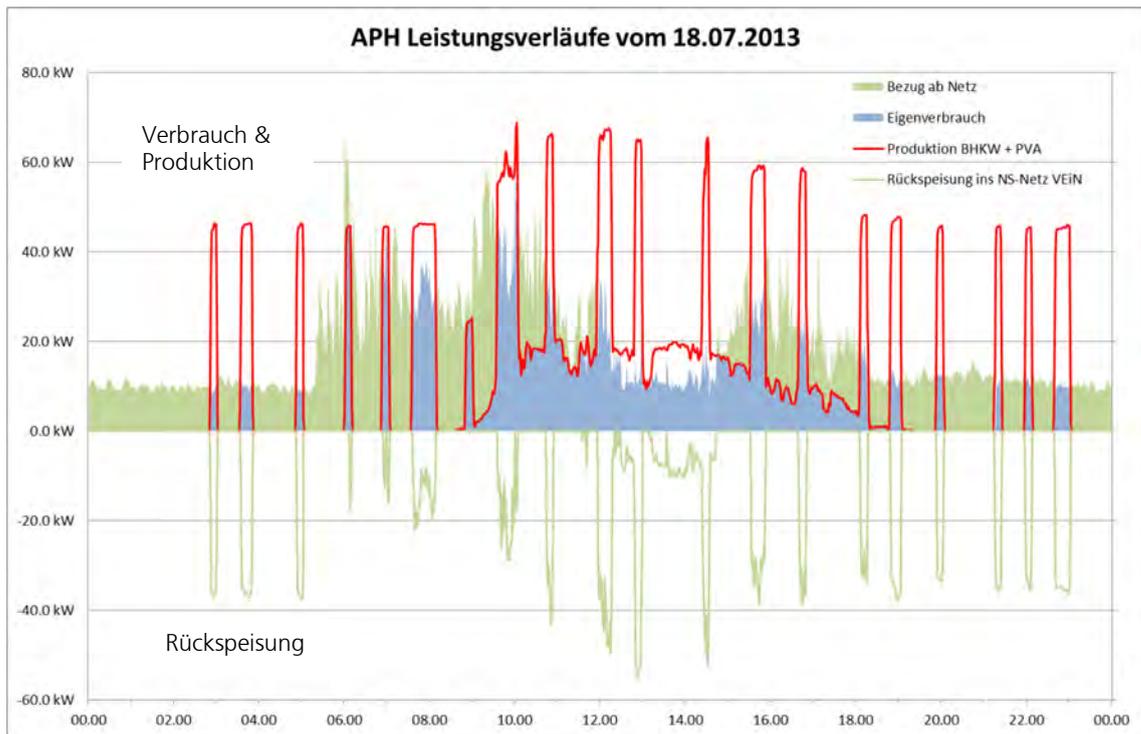


Abbildung 25: APH elektrischer Leistungsverlauf an einem Sommertag (18.07.2013)

Im Sommer wird das BHKW zur Warmwasseraufbereitung eingesetzt, daher erfolgen viele kurzzeitige Produktionsspitzen von maximal 30 Minuten, wie aus Abbildung 25 ersichtlich ist. Die PV-Anlage produzierte an diesem wechselhaft bewölkten Tag von 09:00 Uhr bis 18:00 Uhr. Am frühen Nachmittag konnte der gesamte Strombedarf durch die Eigenproduktion gedeckt werden, zu den andern Tageszeiten wird jedoch auch Strom aus dem NS-Netz bezogen. An diesem Sommertag konnten 43 % des elektrischen Energiebedarfs des APH durch Eigenproduktion mit BHKW und PV-Anlage gedeckt werden. Eine Rückspeisung ins NS-Netz erfolgt hauptsächlich zu den Zeiten, wenn das BHKW in Betrieb ist.

Die beiden 9 kW Speicher im APH waren an diesem Tag noch nicht installiert.

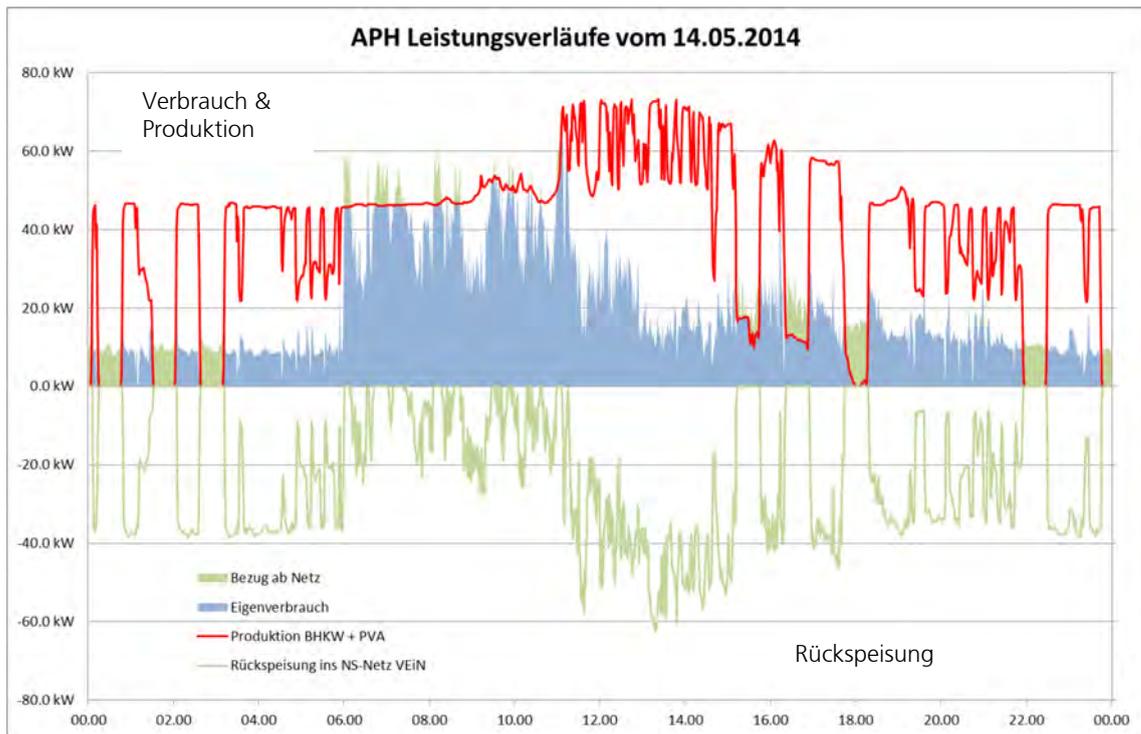


Abbildung 26: APH elektrischer Leistungsverlauf an einem Frühlingstag (14.05.2014)

Im Frühling oder Herbst wird das BHKW zur Warmwasseraufbereitung und zum Heizen eingesetzt, daher erfolgen zusätzlich zu den kurzzeitigen Produktionsspitzen auch längere Betriebszeiten von mehreren Stunden mit 100% oder 50% Leistung des BHKW, wie aus Abbildung 26 für diesen Tag im Mai 2014 ersichtlich ist. Die PV-Anlage produzierte an diesem stark wechselhaften Tag entsprechend variabel von 08:00 Uhr bis 19:00 Uhr. Während dem Tag konnte der gesamte Strombedarf mehrheitlich durch die Eigenproduktion gedeckt werden, in der Nacht, wenn das BHKW ausgeschaltet ist, wird jedoch auch Strom aus dem NS-Netz bezogen. An diesem Frühlingstag konnten 90 % des elektrischen Energiebedarfs des APH durch Eigenproduktion mit BHKW und PV-Anlage gedeckt werden. Eine Rückspeisung ins NS-Netz erfolgt wiederum zu den Zeiten, wenn das BHKW in Betrieb ist. Von der mit dem BHKW und der PV-Anlage produzierten elektrischen Energie konnte an diesem Tag 54% ins NS-Netz eingespeist werden.

Die beiden 9 kW Speicher im APH waren an diesem Tag in Betrieb und versuchten mit Peak Shaving den Strombezug vom Netz zu reduzieren. Aufgeladen wurden die Speicher jeweils bei grosser Rücklieferung. Aufgrund der geringen Leistungen entsprechend dem Verlauf in Abbildung 27 und der geringen Speicherkapazität von insgesamt 20 kWh ist im Leistungsverlauf in Abbildung 26 der geringe Einfluss der elektrischen Speicher auf den Bezug oder die Rückspeisung ins NS-Netz nicht erkennbar.

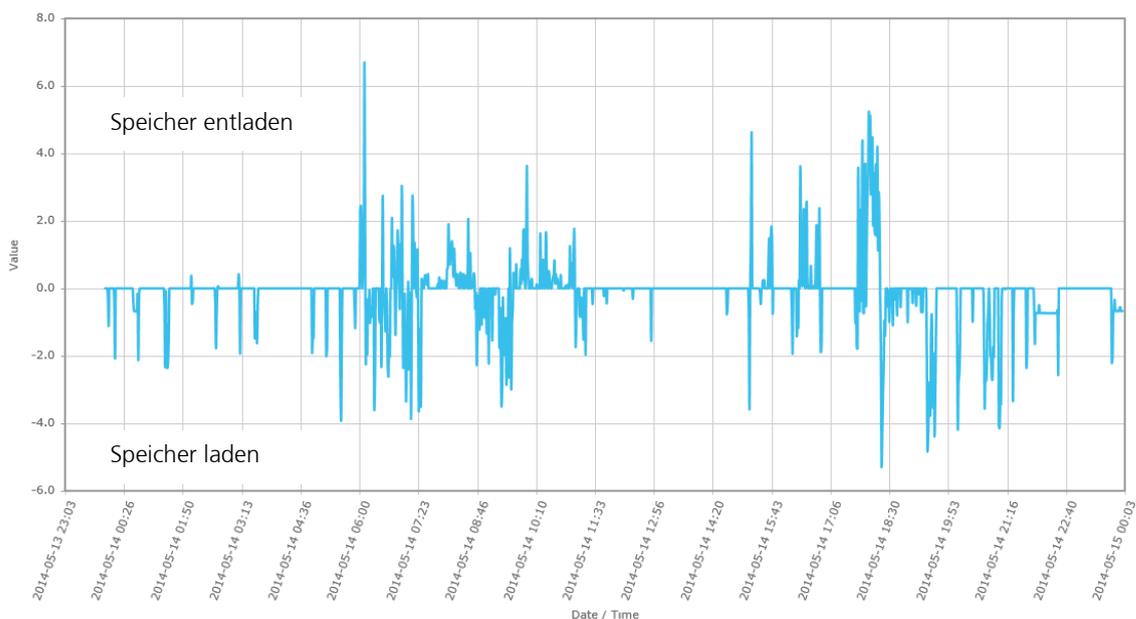


Abbildung 27: Elektrischer Speicher APH2 – Leistungsverlauf in kW vom 14.05.2014
positive Werte: Einspeisung ins NS-Netz (Entladen);
negative Werte: Entnahme aus dem NS-Netz (Laden)

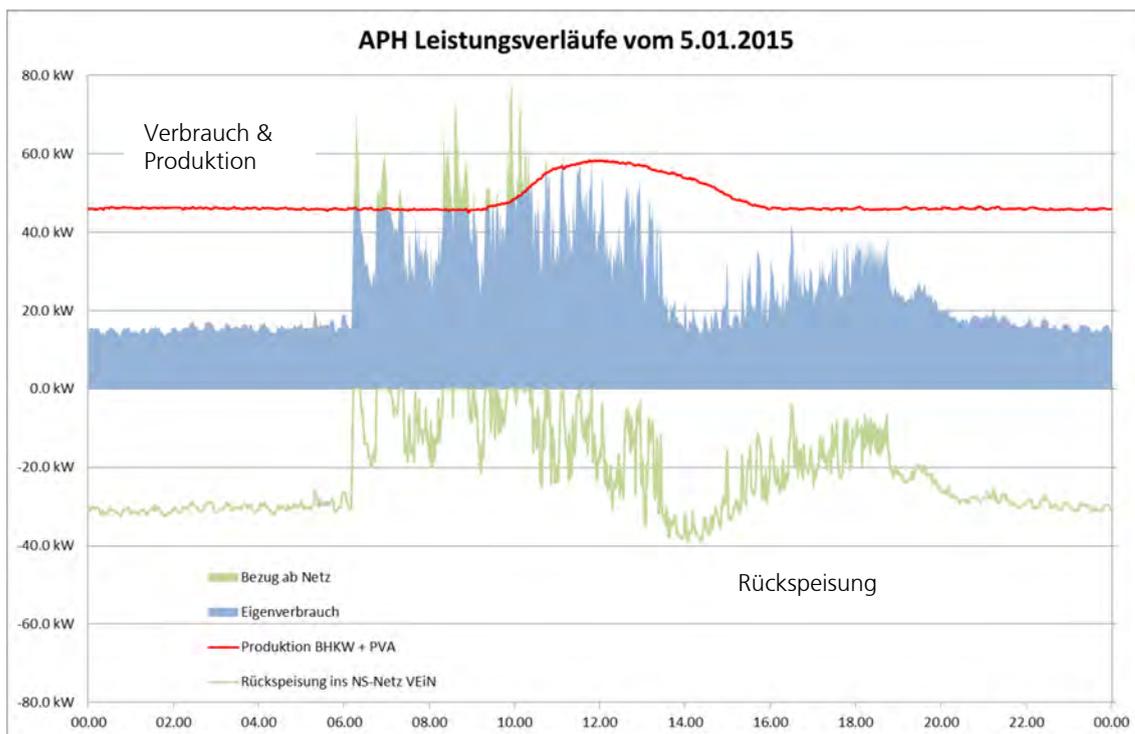


Abbildung 28: APH elektrischer Leistungsverlauf an einem Wintertag (5.01.2015)

Im Winter läuft das BHKW mit konstanter Leistung, da der Wärmebedarf für die Warmwasseraufbereitung und für das Heizen so hoch ist, dass der Warmwasserspeicher nie vollständig



geladen wird, wie aus Abbildung 28 für diesen Tag im Januar 2015 ersichtlich ist. Die PV-Anlage produzierte an diesem sonnigen Wintertag mit der maximal möglichen Leistung. Der gesamte Strombedarf konnte mehrheitlich durch die Eigenproduktion gedeckt werden, lediglich am Vormittag mussten einzelne Lastspitzen durch zusätzlichen Bezug ab dem NS-Netz gedeckt werden, so dass 97 % des elektrischen Energiebedarfs des APH durch Eigenproduktion mit BHKW und PV-Anlage gedeckt werden konnten. Während des gesamten Tages erfolgte Rückspeisung ins NS-Netz, ausser zu den Zeiten mit grosser Last am Vormittag. Von der mit dem BHKW und der PV-Anlage produzierten elektrischen Energie konnte an diesem Tag 45% ins NS-Netz eingespeist werden.

Von den beiden 9 kW Speicher im APH war an diesem Tag lediglich der Speicher APH1 verfügbar und in Betrieb. Mittels Peak Shaving konnte entsprechend Abbildung 29 vormittags der Strombezug vom Netz reduziert und der Speicher wieder geladen werden. Aufgrund der grossen Rückspeisung durch das BHKW nachmittags und nachts war der Speicher sehr schnell geladen. Der Einfluss des Peak Shaving ist in Abbildung 28 aufgrund der geringen Lade- und Entladeleistungen des Speichers nicht erkennbar.

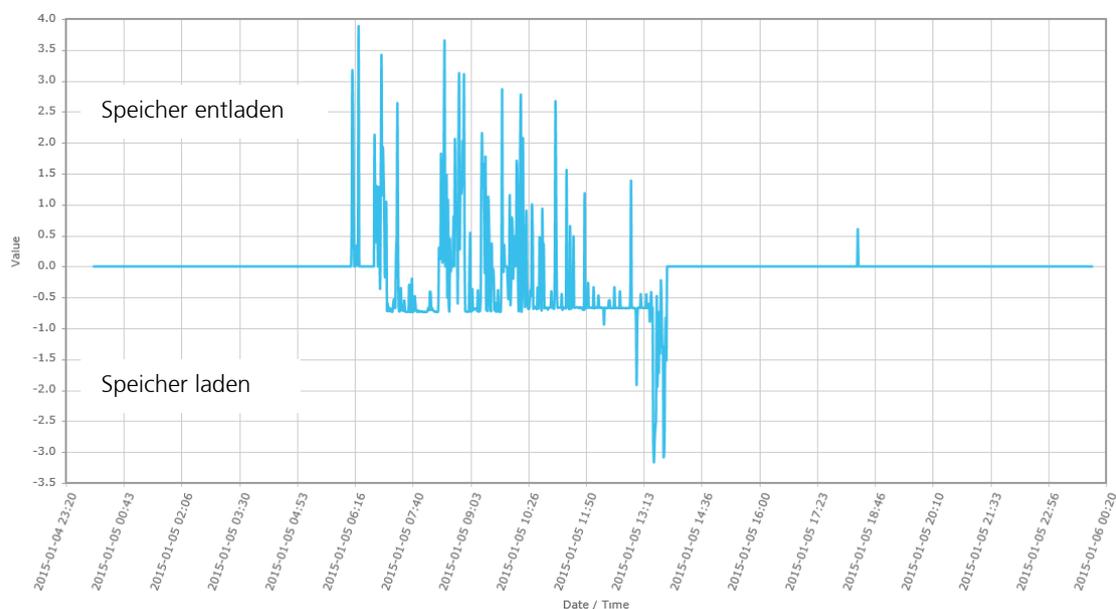


Abbildung 29: Elektrischer Speicher APH1 – Leistungsverlauf in kW vom 5.01.2015
positive Werte: Einspeisung ins NS-Netz (Entladen);
negative Werte: Entnahme aus dem NS-Netz (Laden);
von 00:00 bis 06:00 Uhr und von 14:00 bis 24:00 Uhr
war der Speicher zu 100% geladen

Im Jahre 2014 konnten ca. 75 % des elektrischen Energiebedarfs des Alters- und Pflegeheim durch Eigenproduktion mit BHKW und PV-Anlage gedeckt werden. Die restlichen 25% zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs mussten aus dem NS-Netz bezogen werden.

Der Energy-Hub produziert in einem Jahr mehr elektrische Energie, als das APH selber benötigt. Daher konnten im Jahre 2014 ca. 55 % der produzierten elektrischen Energie ins NS-Netz eingespeist und von anderen Endverbrauchern genutzt werden. Diese ins Netz



eingespeiste Energie entspricht ca. 4 % des elektrischen Energiebedarfs aller Endverbraucher im VEiN Netz.

Der Energy-Hub APH funktioniert zurzeit mit autonomen Anlagen. So produziert das BHKW abhängig vom Wärmebedarf des Alters- und Pflegeheim und die PV-Anlage abhängig von den Jahreszeiten und der Witterung. Die Produktion von elektrischer Energie erfolgt somit stochastisch. Mit dieser stochastischen Stromproduktion kann ein grosser Anteil des Strombedarfs des APH gedeckt werden. Der vom APH nicht genutzte Strom wird zu einem sehr geringen Teil in den elektrischen Speichern gelagert, bis das APH Bedarf dafür hat und der Hauptanteil wird ins NS-Netz eingespeist. Diese Art der Betriebsführung des Energy-Hub entstehen im NS-Netz keine technischen Probleme und auch die Energieversorgung für das Alters- und Pflegeheim kann jederzeit gewährleistet werden.

Mit einer Vergrösserung des Wärmespeichers und der elektrischen Speicher sowie einer übergeordneten Hub-Steuerung kann der Einsatz der Anlagen jedoch optimiert werden. Mit dem Einsatz eines grösseren Wärmespeichers besteht die Möglichkeit, dass das BHKW bei Strombedarf im NS-Netz zeitweise stromgeführt betrieben werden kann. Zudem können grössere Energiespeicher dazu beitragen elektrische Lastspitzen beim Endverbraucher APH und auch im NS-Netz zu reduzieren.



5 MESSUNG, ÜBERWACHUNG UND STEUERUNG

5.1 Übersicht

Die Infrastruktur zur Überwachung und Steuerung der Anlagen von VEiN besteht aus dem Power-Quality-System (PQ-System) und dem VEiN-Leitsystem. Abhängig von den zusätzlich installierten Anlagen wird diese Infrastruktur bei Bedarf erweitert. Eine Übersicht zur bestehenden Infrastruktur mit den PQ-Messgeräten und den Unterstationen des VEiN-Leitsystems ist aus Abbildung 30 ersichtlich.

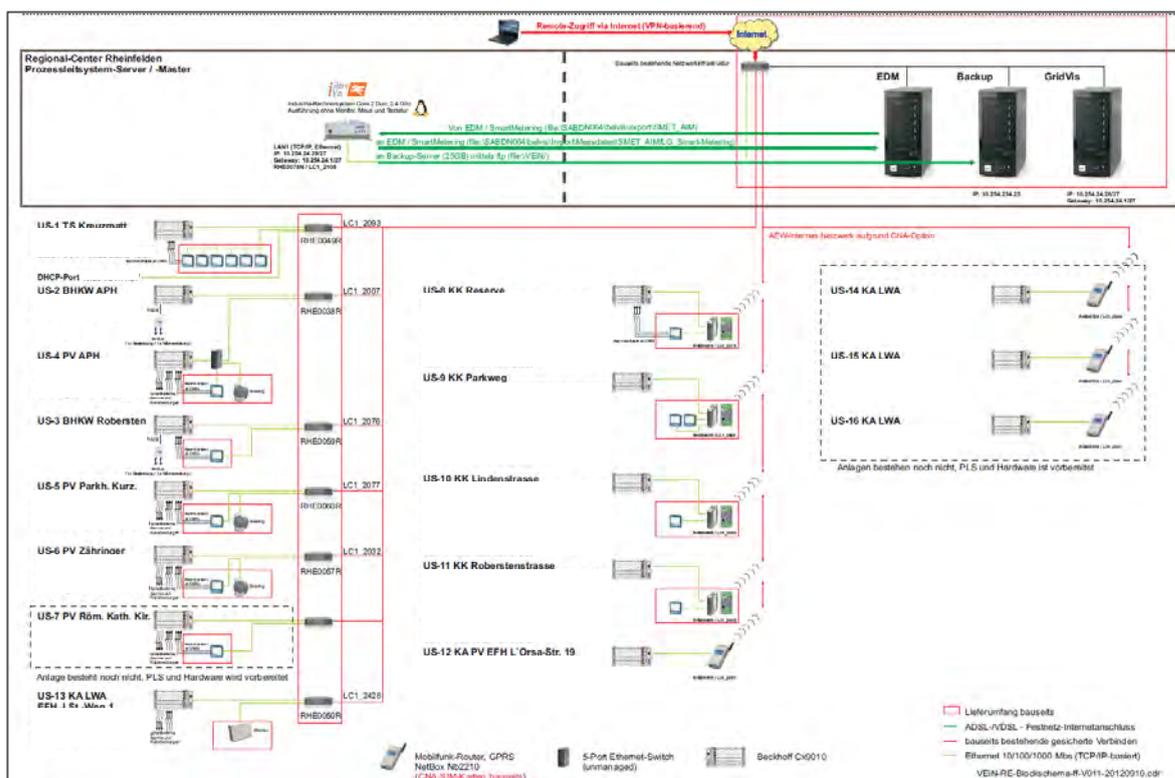


Abbildung 30: IT-Infrastruktur VEiN-Leitsystem mit PQ-Messgeräten (Quelle: Remtec AG)

Die PQ-Messungen und die Leitsystemunterstationen sind an allen Netzpunkten mit dezentralen Einspeisungen installiert. Zusätzlich sind weitere an einzelnen Netzpunkten platziert, um einen möglichst gesamthaften Überblick die Lastflüsse und die Netzqualität im NS-Netz zu erhalten. Die Kommunikation von den Messstellen und den Unterstationen mit den Leitrechern erfolgt über das Internet mittels Ethernet, wo die entsprechende Infrastruktur vorhanden ist oder über GSM-Modem wie bei den Kabelkabinen, resp. dem mobilen Frequenzumformer.

Zusätzlich zu den PQ-Messungen und dem Leitsystem sind im NS-Netz von VEiN auch Smart Meter und Lastgangmessungen für die Verrechnung installiert.



5.2 PQ-System

5.2.1 PQ-Messungen

Die PQ-Messung ist mit UMG 605 von Janitza realisiert. Sämtliche Messungen erfolgen mit den UMG 605. Die Messwerte stehen dem PQ-System für die Ermittlung der bezüglich der Netzqualität relevanten Grössen zur Verfügung. Die Messwerte der PQ-Messungen werden zusätzlich auf die Unterstationen des VEiN-Leitsystems aufgeschaltet, so dass dem Leitsystem die elektrischen Grössen Strom, Spannung, Wirk- und Blindleistung zur Verfügung stehen.

5.2.2 PQ-Leitebene mit GridVis

Die mit den UMG 605 erfassten Messgrössen und daraus abgeleiteten Werte der Netzqualität werden in den UMG's gespeichert und regelmässig, d.h. alle 4 Stunden, auf den Leitreechner des PQ-Systems hochgeladen. Mit der Auswertesoftware GridVis entsprechend Abbildung 31 kann die Netzqualität analysiert werden. Die Analyse der Netzqualität kann mit unterschiedlichen Standard-Reports sowie im zeitlichen Verlauf durchgeführt werden.

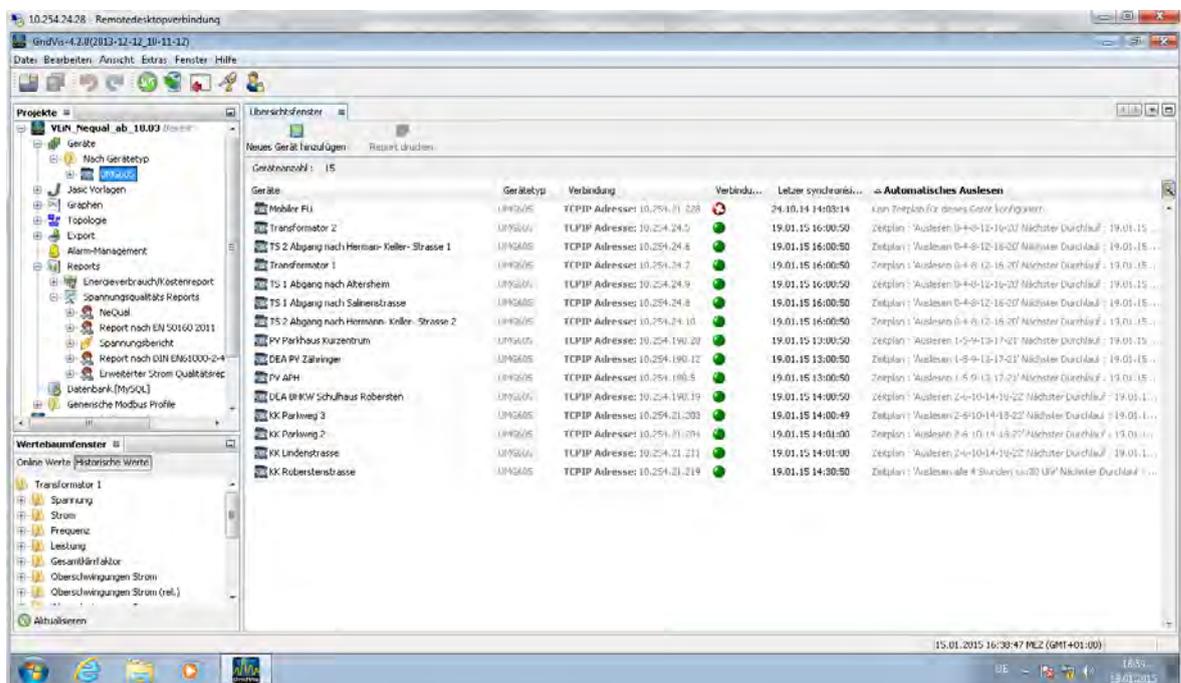


Abbildung 31: PQ-System mit Auswertesoftware GridVis

Der Zugriff auf den zentralen Rechner des PQ-Systems kann direkt im AEW Regionalcenter Rheinfelden oder von einem beliebigen Ort über VPN mit einer Remotedesktopverbindung erfolgen.

Die Erfahrung zeigte, dass der zentrale Rechner des PQ-Systems eine sehr leistungsstarke Maschine mit 64 GB Arbeitsspeicher sein muss, um eine Performance zu erreichen, mit der in nützlicher Frist und über Fernzugriff die Netzqualität analysiert werden kann.



5.3 VEiN Leitsystem

5.3.1 Unterstationen

Die Unterstationen des VEiN Leitsystems sind mit Beckhoff Cx9010 realisiert. Auf die Unterstationen sind jeweils die Messwerte der UMG 605 aufgeschaltet. Mit den Unterstationen werden auch die Anlagen wie BHKW und Photovoltaik überwacht und angesteuert. Die Unterstationen kommunizieren dauernd via Internet mit dem Leitrechner.

5.3.2 Leitebene mit Visualisierung und Bedienmöglichkeit

Der Leitrechner des VEiN-Leitsystems ist ebenfalls im AEW Regionalcenter Rheinfeldern stationiert. Sämtliche von den Unterstationen erfassten Messwerte wie Ströme, Spannungen, Wirk- und Blindleistungen werden in einem Minutenraster im Leitrechner gespeichert.

Die Visualisierung der Messwerte, die Überwachung und Steuerung der Anlagen, wie z.B. der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum in Abbildung 32 sowie der Export der Messdaten erfolgt auf der Leitebene. Der Zugriff auf die VEiN-Leitebene erfolgt von fern via Internet und ist VPN-basierend ab jedem Ort möglich.

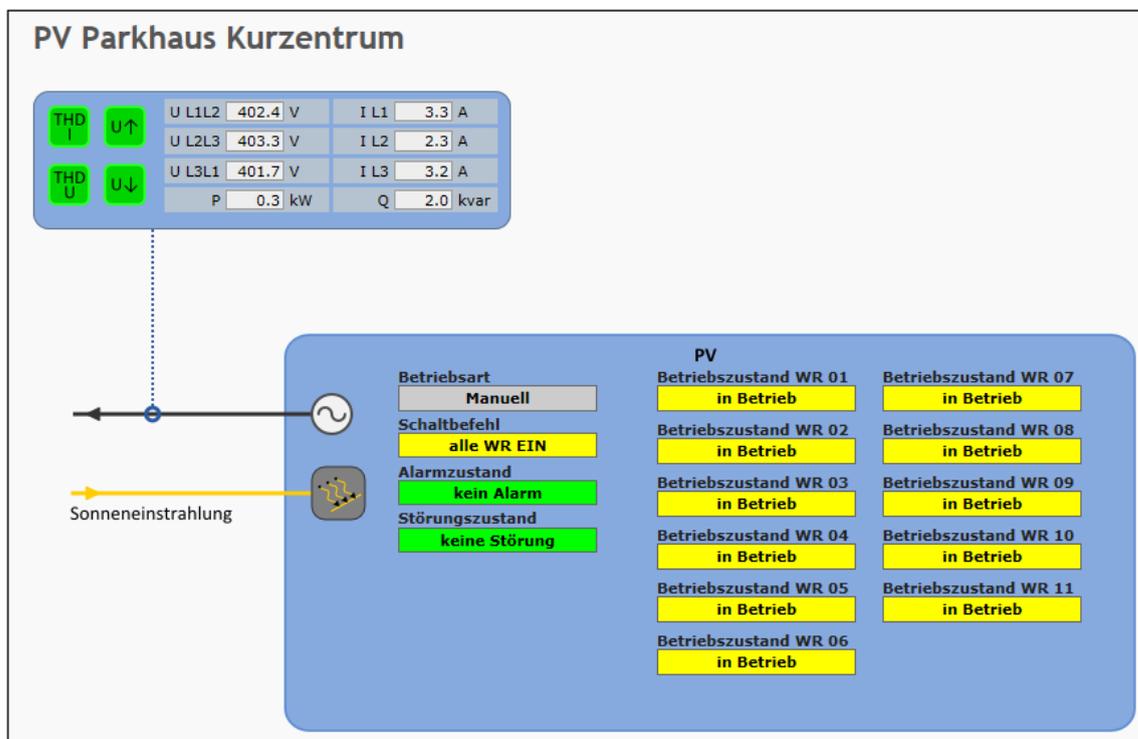


Abbildung 32: Visualisierung mit Bedienmöglichkeit der PVA Parkhaus Kurzentrum ab VEiN-Leitsystem



5.4 Verrechnungsmessungen

5.4.1 Smart Meter und Lastgangmessungen

Im NS-Netz von VEiN betreibt die AEW Energie AG seit 2010 zirka 530 Smart Meters, welche über PLC mit zwei Datenkonzentratoren bidirektional kommunizieren. Die Zähler verfügen über eine Manipulationsüberwachung und zeichnen Unter- und Überspannungen am Messpunkt auf. Bei zirka 350 Zählern werden die 15 Minuten-Lastgänge ausgelesen und dem Projekt VEiN in aggregierter Form über einen Web-Account zugänglich gemacht. Aufgrund der beschränkten Bandbreite von 1'200 Baud ist die Lastgangauslesung bei den restlichen 180 Zählern nicht möglich. Die Datenrate bei neueren Systemen liegt bei mindestens 2'400 Baud, wodurch eine flächendeckende Lastgangauslesung möglich wäre.

Neben der Messdatenerfassung könnte an die Zähler ein lokales Feedbacksystem für Endkunden angeschlossen werden. Zudem verfügen die meisten Zähler über einen externen Schaltkontakt, dieser könnte für ein Lastmanagement genutzt werden. Es wurde aber entschieden das Lastmanagement auf der konventionellen Rundsteuerung zu belassen.

Auch die folgenden Funktionalitäten könnte das System unterstützen, werden jedoch zurzeit nicht genutzt:

- Tarifmodell mit bis zu 4 unterschiedlichen Tarifzeiten
- Auslesung von Gas-, Wasser- und Wärmezählern über MBUS
- Unterbrecher (Breaker), um den Kunden von fern vom Netz zu trennen oder die maximale Bezugsleistung zu begrenzen. Beide Funktionen würden spezielle Zähler erforderlich machen.

Grosse Endverbraucher im VEiN-Netz, wie z.B. die Migros werden mit Lastgangzähler erfasst.

5.4.2 EDM-System

Die Viertelstundenmesswerte der Smart Meter und der Lastgangzähler werden vom EDM-System erfasst. Zusätzlich zur Weiterverarbeitung für Verrechnungszwecke stehen die Messwerte auch dem Projekt VEiN zur Verfügung. Die Viertelstundenmesswerte der Kleinanlagen PVA EFH L'Orsa-Strasse und PVA EFH Hermann-Keller-Strasse werden täglich ans VEiN-Leitsystem übertragen, so dass der Verlauf dieser beiden PV-Anlagen, die über keine PQ-Messung verfügen, auf dem Leitsystem visualisiert werden kann.



6 TESTS UND MESSKAMPAGNEN

6.1 Übersicht

Im Verlaufe des Projektes VEiN wurden mehrere Tests mit Themenschwerpunkten und vorgegebenem Ablaufprogramm durchgeführt. Die Themen der Tests betrafen die Einspeisungen bei unterschiedlichen Schaltkonfigurationen in der Trafostation TS Kreuzmatt, wie beide Trafos getrennt, die Trafos parallel geschaltet und die gesamte Last an einem Trafo. Ebenfalls wurden Tests mit unsymmetrischen Einspeisungen ab den PV-Anlagen durchgeführt. Da bei einzelnen Tests, bei denen die PV-Einspeisung relevant war, das Wetter nicht mitspielte, wurden diese jeweils mit leicht geändertem Programm wiederholt.

Weiter wurde eine Messkampagne mit dem Schwerpunkt Oberschwingungen durchgeführt.

Die durchgeführten Tests werden im Folgenden erläutert und die Resultate dargestellt. Auch von den kontinuierlichen Messungen im Projekt VEiN wurden Auswertungen erstellt, die ebenfalls aufgezeigt werden.

6.2 Erkenntnisse aus Tests, Messkampagnen und kontinuierlichen Messungen

Vorgängig zur Erläuterung der einzelnen Messungen im Detail werden im Folgenden zusammenfassend die Erkenntnisse zu den Tests, den Messkampagnen und den kontinuierlichen Messungen aufgeführt.

Mit den durchgeführten Tests, d.h. mit den unterschiedlichen Einspeisungen ab BHKW, den PV-Anlagen und auch zusätzlich mit dem mobilen FU wurden die Grenzen der Einspeisung nicht erreicht, da die Spannungsqualitätsnorm EN50160 durch den Einsatz der DEA nicht verletzt wurde. So wurden einzelne Überschreitungen der Grenzwerte bei der 15. und 27. harmonischen Spannung registriert, die jedoch nicht eindeutig den DEA zugeordnet werden können, sondern eher der Netztopologie, resp. den langen Leitungen. Die Langzeit und Kurzzeit Flicker blieben ebenfalls innerhalb der Grenzwerte der Spannungsqualitätsnorm.

Der Einfluss der Blindleistung auf die Spannung konnte mit der Blindleistungsvariation im BHKW Schulhaus Robersten und den Blindleistungsrampen ab dem mobilen FU nachgewiesen werden. Für DEA, die am Ende von langen Leitungen einspeisen, ist die Blindleistungsvariation somit ein taugliches Mittel, um die Spannung am Anschlusspunkt der DEA zu regeln. Werden an mehreren Anschlusspunkten eines NS-Netzes Blindleistungsvariationen zur Spannungsregelung eingesetzt, so kann dies dazu führen, dass in der Trafostation Blindleistungskompensationsanlagen erforderlich werden, um nicht zu viel Blindleistung aus dem Mittelspannungsnetz beziehen zu müssen. Zudem verursacht ein zusätzlicher Blindleistungsbezug auch zusätzliche Übertragungsverluste im NS-Netz.

PV-Anlagen, die nominell mit $\cos\varphi=1.0$ betrieben werden, beziehen bei Volllast trotzdem eine geringe Blindleistung aus dem Netz und reduzieren somit die Spannungsanhebung im Anschlusspunkt minim.

Gemäss DACHCZ (Kap. 10.2.6) sind einphasige Erzeugungseinheiten so anzuschliessen, dass die Unsymmetrie im Betrieb maximal 4.6 kVA beträgt. Im Projekt VEiN konnte mit gemessenen unsymmetrischen Einspeisungen von 7 kVA resp. 12 kVA bei zwei PV-Anlagen gezeigt



werden, dass dadurch keine unzulässigen Werte des Unsymmetriegrades erreicht werden. Zudem verursachen die Verbraucher Unsymmetrien in derselben Grössenordnung wie die unsymmetrisch einspeisenden PV-Anlagen. Der absolute Grenzwert für die unsymmetrische Einspeisung in DACHCZ kann somit hinterfragt werden.

Die unterschiedlichen Einspeisungen mit PV-Anlagen, mit BHKW oder mit dem mobilen FU zeigen, dass abhängig von der eingespeisten Wirkleistung markante Spannungsanhebungen an den Anschlusspunkten auftreten können. Mit den vorhandenen Anlagen im VEiN Netz werden dabei keine unzulässigen Spannungsanhebungen verursacht. Die Analyse der gemessenen Spannungen im VEiN Netz zeigt zudem, dass auch Spannungsschwankungen in der Grössenordnung wie von den DEA auftreten, die jedoch keinen Zusammenhang mit dem Betrieb der DEA haben, also fremd verursacht sind. Die Ursache für diese Spannungsschwankungen sind unterschiedlicher Art, wie die Laständerungen bei der Freigabe der elektrischen Boilerheizungen mittels Rundsteuersignal oder die Änderungen der Stufenschalter der Trafos in den Unterwerken.

Die DEA mit grossen Leistungen von ca. 90 kW wie das BHKW im Schulhaus Robersten oder der mobile FU bewirken, dass der Spannungsoberschwingungsgehalt THDu am Anschlusspunkt markant reduziert wird. Bei den PV-Anlagen mit geringerer Leistung und einer Produktion, die unterhalb der installierten Leistung liegt, trat dieser Effekt nicht auf. Durch die Einspeisung der PV-Anlagen ist keine eindeutige Korrelation zwischen dem THDu am Anschlusspunkt der jeweiligen Einspeiseleistung erkennbar.

Durch schnelle Änderungen der Einspeiseleistung der DEA können Kurzzeit Flicker auftreten. Bei den durchgeführten Tests wurden jedoch die Flickergrenzwerte nicht überschritten. Die von den DEA verursachten Flicker bewegen sich in derselben Grössenordnung wie die Flicker, die durch unterschiedliche Verbrauchsanlagen erzeugt werden.

Die Analyse der subharmonischen Schwingungen der Messungen aus der Messkampagne vom September 2013 hat gezeigt, dass das VEiN-Netz ein stabiles Verhalten im Bereich < 50Hz aufweist, das durch die DEA nicht gestört werden konnte.

Basierend auf der Messkampagne im September 2013 konnte das Netzmodell im Berechnungsprogramm DIgSILENT weiter verbessert werden, so dass nun auch bei unsymmetrischen Berechnungen für jede einzelne Phase Resultate erreicht werden, die mit den Messungen sehr gut übereinstimmen. Diese Verbesserung der Berechnungen betrifft die Grundschwingung wie auch die Oberschwingungen.

Mit Berechnungen konnte aufgezeigt werden, dass der maximal mögliche Ausbau an PV-Anlagen im VEiN Netz bei einer Leistung liegt, die ungefähr das 2.2-fache der aktuell maximalen Verbrauchsleistung beträgt. Damit die Spannungsgrenzwerte gemäss EN50160 bei maximalem Ausbau an PV-Anlagen und minimaler Verbrauchslast nicht überschritten werden, ist der Einsatz von regulierbaren Trafos SRT in der Trafostation oder Wirk- und Blindleistungsregelung der PV-Anlagen erforderlich. Die Berechnungen mit machbaren Netzausbauten im NS-Netz haben gezeigt, dass dadurch bei maximaler Einspeisung und minimalem Verbrauch die Spannungsgrenzwerte nicht eingehalten werden können.



6.3 Unterschiedliche Einspeisungen

6.3.1 Testszenarien

Im Herbst 2011 vom 5. bis 11.12.2011 (VEiN-Bericht 1) und im Frühling 2012 vom 20. bis 30.03.2012 (VEiN-Bericht 4) wurden Tests mit unterschiedlichen Einspeisungen durchgeführt. Das Ziel dieser Tests war es, den Einfluss der DEA auf die Netzqualität zu ermitteln.

Beim Test im Dezember 2011 wurden die DEA ein- und ausgeschaltet sowie die BHKW auch im Teillastbereich betrieben. Die Übersicht zu den Tests ist aus Abbildung 33 ersichtlich.

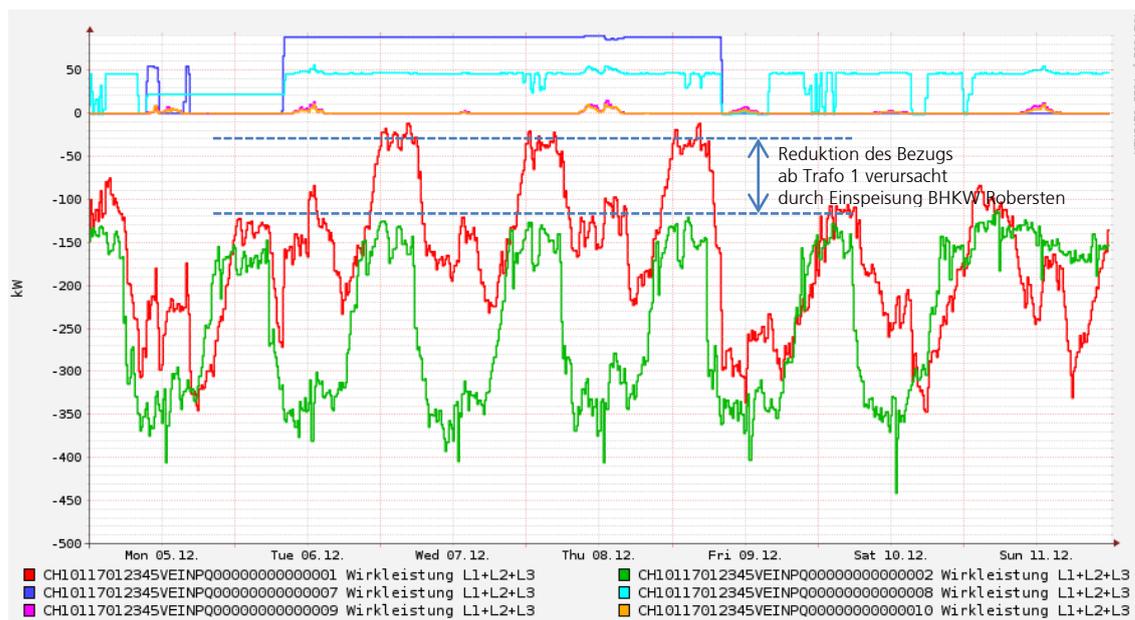


Abbildung 33: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 5. bis 11.12.2011

Legende:

Messpunkt: CH.....01	Einspeisung ab Trafo 1	(rot)	negative Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....02	Einspeisung ab Trafo 2	(grün)	
Messpunkt: CH.....07	BHKW Schulhaus Robersten	(blau)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....08	BHKW und PVA Alters- und Pflegeheim	(hellblau)	
Messpunkt: CH.....09	PVA Parkhaus Kurzentrum	(magenta)	
Messpunkt: CH.....10	PVA MFH Zähringer	(orange)	

Das Wetter während dieser Testwoche war sehr schlecht, so dass die PVA sehr wenig produzierten. Mit den beiden BHKW hingegen, die beide am Teilnetz des Trafo 1 angeschlossen sind, konnte der Bezug ab dem Trafo 1 in der Zeit zwischen dem 6. und 9.12.2011 stark reduziert werden. In der Nacht wird dadurch der Leistungsbezug ab Trafo 1 sehr gering, eine Rückspeisung erfolgte jedoch nie. Auf Grund der installierten DEA Leistung und der geringen Einspeisung ab den PV-Anlagen wurden die Grenzen der Einspeisung mit dem Test im Dezember 2011 nicht erreicht, d.h. die Spannungsnorm EN50160 wurde während dem gesamten Test eingehalten.

Beim Test im März 2012 (VEiN-Bericht 2) wurden die DEA wiederum ein- und ausgeschaltet. Dabei erfolgten diese Schaltungen teilweise im 2-Stunden-Rhythmus. Die Übersicht zu den Tests ist aus Abbildung 34 und Abbildung 35 ersichtlich.

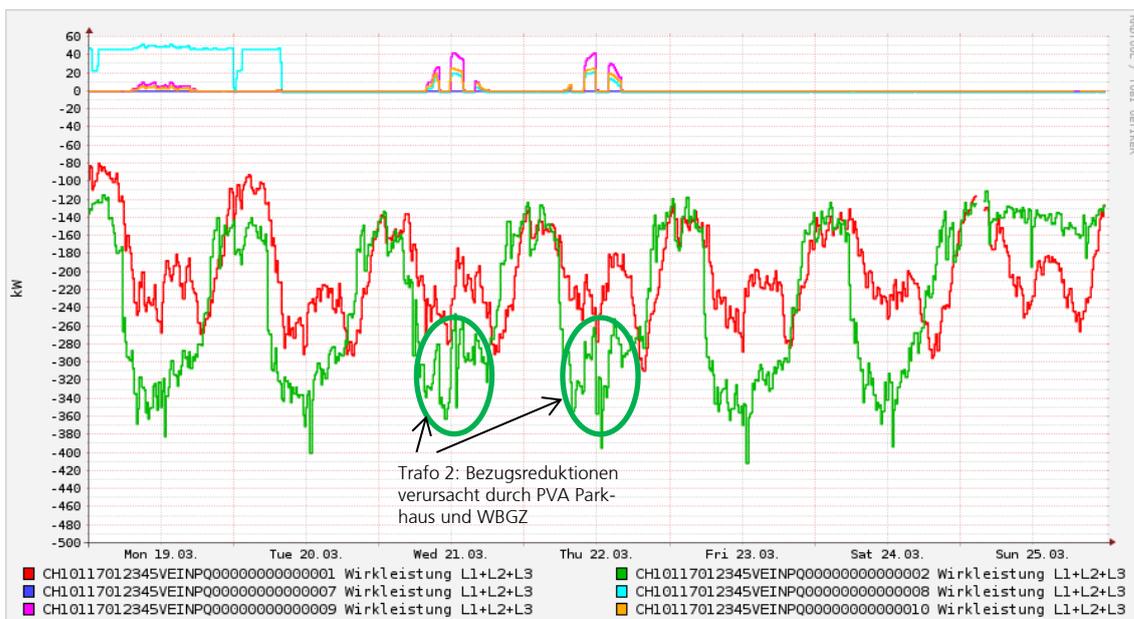


Abbildung 34: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 20. bis 30.03.2012 (Teil 1)

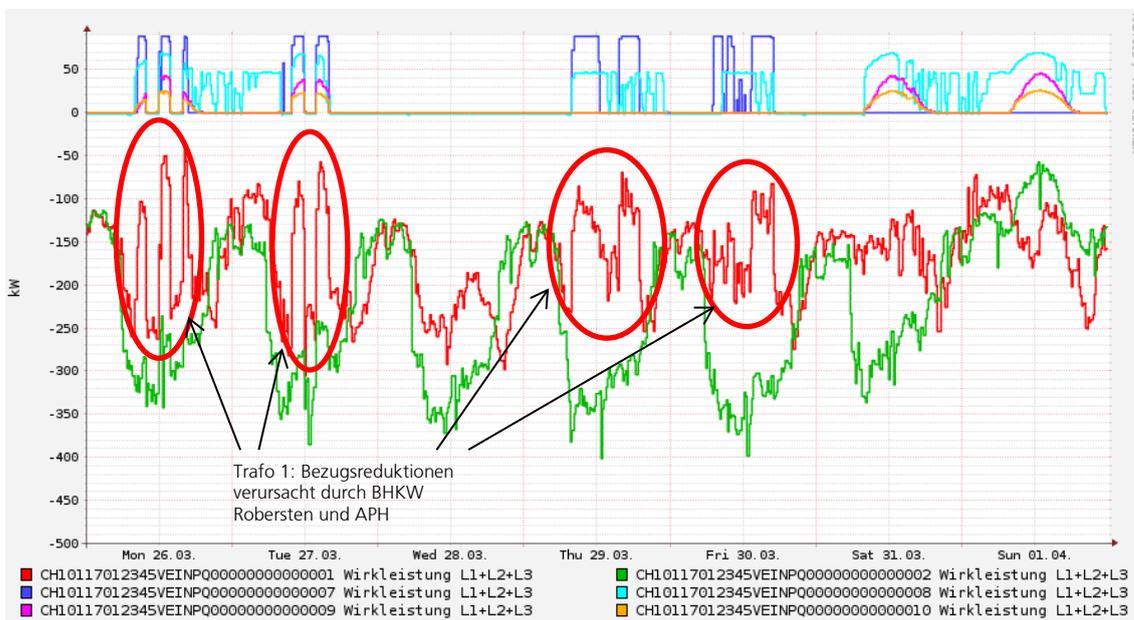


Abbildung 35: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 20. bis 30.03.2012 (Teil 2)

Legende entsprechend Abbildung 33.

Während dieses Tests herrschte sonniges Wetter, so dass auch die PV-Anlagen einen erkennbaren Einfluss auf den Leistungsbezug ab den beiden Trafos verursachten. Die Reduktion der bezogenen Leistung ab dem Trafo 2 (grüne Kurve), die durch die beiden PV-Anlagen Parkhaus Robersten und Zähringer verursacht werden, ist im Wirkleistungsverlauf vom 21. und 22.03.2012 gut ersichtlich. Noch besser ersichtlich ist der Einfluss der BHKW und der PV-Anlagen auf den Leistungsbezug ab den beiden Trafos im Verlauf vom 26. und 27.03.2012. Die Spannungsnorm EN50160 wurden auch während dem Test vom März 2012 eingehalten.



6.3.2 Resultatauswertung

Während dem Test im Dezember 2011 wurde am 8.12.2011 eine Blindleistungsvariation durchgeführt, um den Einfluss des Blindleistungsflusses auf die Spannung am Anschlusspunkt einer DEA veranschaulichen zu können. Mit der Variation der Blindleistung des BHKW im Schulhaus Robersten von $\cos \varphi = 0.8 \text{ cap}$ (Einspeisung von Blindleistung) nach $\cos \varphi = 0.8 \text{ ind}$ (Bezug von Blindleistung) bei maximaler Wirkleistungseinspeisung konnte entsprechend Abbildung 36 bis Abbildung 38 der Einfluss auf die Spannung nachgewiesen werden.

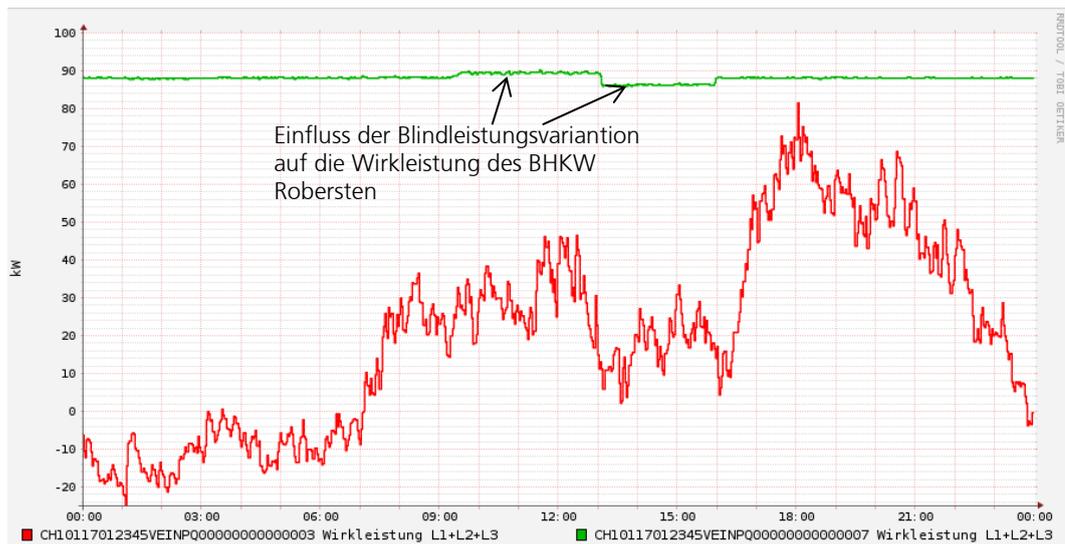


Abbildung 36: Wirkleistungsverläufe Abgang Salinenstrasse und BHKW Schulhaus Robersten Blindleistungsvariation am 8.12.2011 von 09:30 bis 16:00 Uhr

Legende:

Messpunkte: CH.....03	TS Kreuzmatt Abgang Salinenstrasse	(rot)
Messpunkte: CH.....07	BHKW Schulhaus Robersten	(grün)

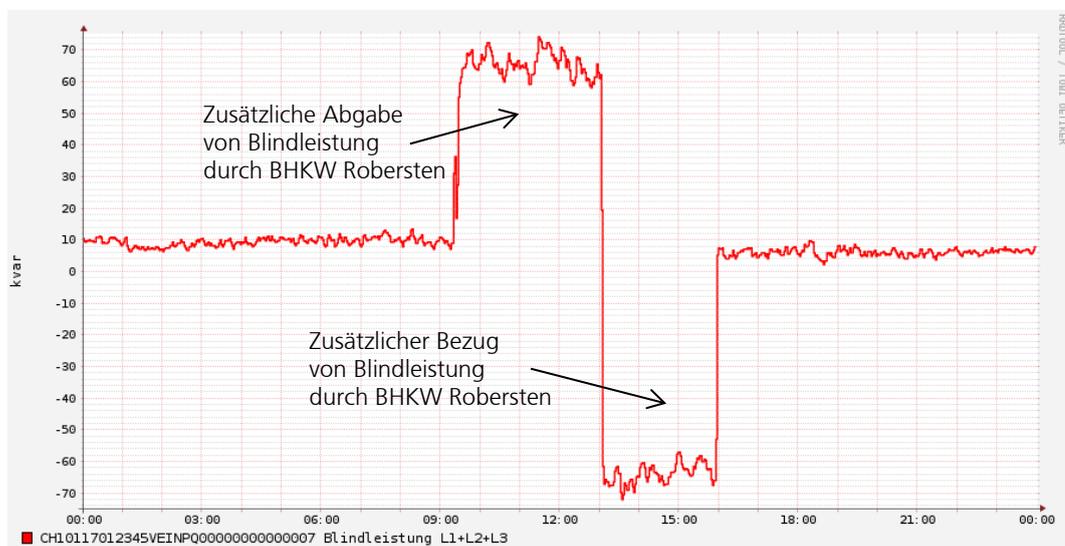


Abbildung 37: Blindleistungsverlauf BHKW Schulhaus Robersten Blindleistungsvariation am 8.12.2011 von 09:30 bis 16:00 Uhr

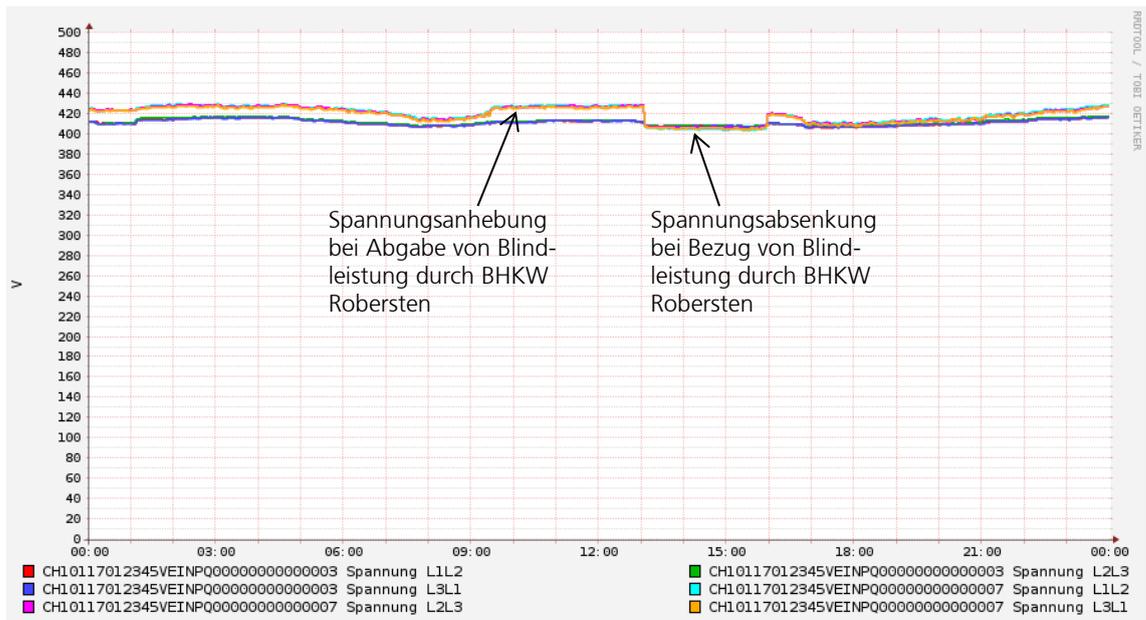


Abbildung 38: Spannungsverläufe bei Trafostation und BHKW Schulhaus Robersten Blindleistungsvariation am 8.12.2011 von 09:30 bis 16:00 Uhr

Legende:

Messpunkte: CH.....03 L1L2, L2L3, L3L1	TS Kreuzmatt Abgang zu BHKW	(blau)
Messpunkte: CH.....07 L1L2, L2L3, L3L1	BHKW Schulhaus Robersten	(orange)

Es muss jedoch erkannt werden, dass vor und nach der Variation mit der Blindleistung Spannungsschwankungen in derselben Grössenordnung auftreten, die nicht durch die DEA verursacht werden. Zudem bewegt sich der Spannungssprung beim Ein- oder Ausschalten des BHKW Schulhaus Roberstenstrasse wie er in Abbildung 50 ebenfalls in derselben Grössenordnung.



Die Wirk- und Blindleistungsmessungen von PV-Anlagen haben gezeigt, dass auch bei Einspeisung mit nominell $\cos \varphi = 1.0$ abhängig von der eingespeisten Wirkleistung Blindleistung ins Netz eingespeist oder aus dem Netz bezogen wird (VEiN-Bericht 3), wie dies in Abbildung 39 dargestellt ist.

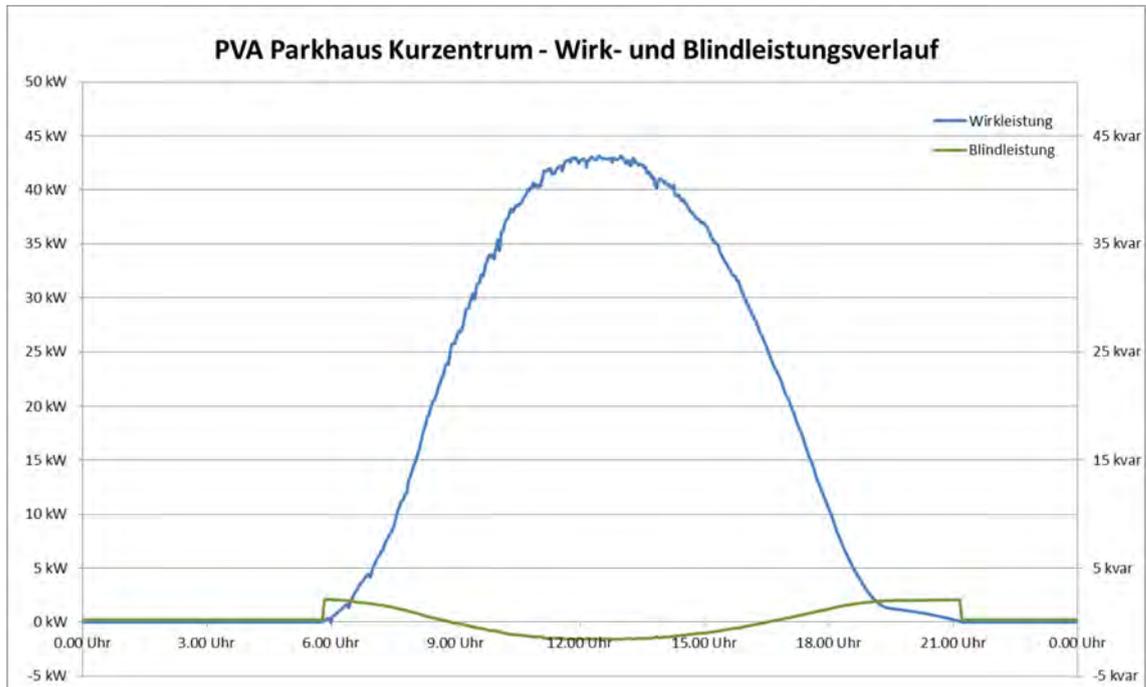


Abbildung 39: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum – Wirk- und Blindleistungsverlauf

Aus der Messung geht hervor, dass während der Nacht ohne Sonneneinstrahlung stetig ca. 0.2 kvar ins Netz eingespeist. Am Morgen, wenn die Produktion der PV-Anlage beginnt, gibt es zudem einen Leistungssprung auf ca. 2 kvar. Je mehr Wirkleistung nun ins Netz eingespeist wird, je weniger Blindleistung wird ins Netz eingespeist. Ab einer Produktion von ca. 50% wird sogar Blindleistung aufgenommen, die bei der maximalen Einspeisung von Wirkleistung auch das Blindleistungsmaximum erreicht.

Das Blindleistungsverhalten lässt sich durch den Aufbau des Wechselrichters gemäss Abbildung 40 erklären.

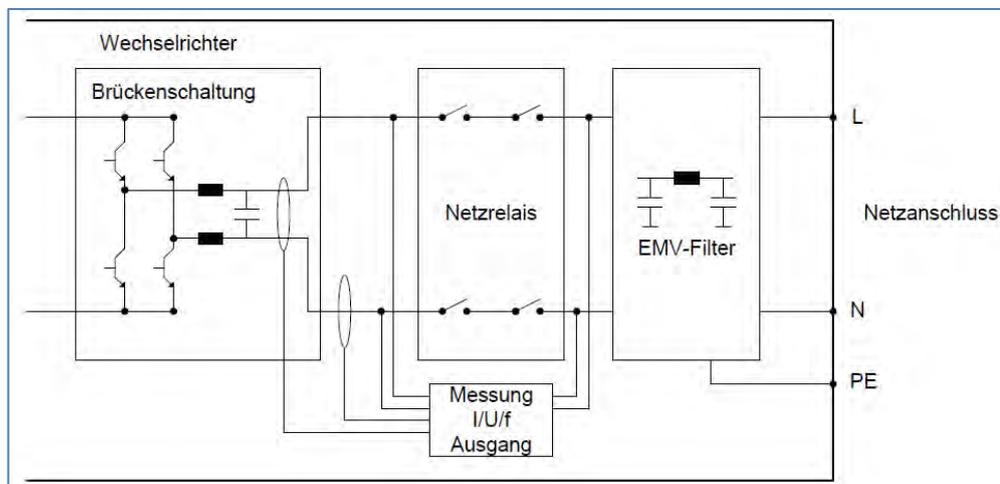


Abbildung 40: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum – Aufbau Wechselrichter

Dabei treten abhängig von der Stromproduktion der PV-Anlage folgende Zustände auf:

- Am Ausgang des Wechselrichters befindet sich zur Entkopplung vom Netz ein EMV-Filter. Das Netzrelais, welches den Wechselrichter in der Nacht vom Netz trennt, befindet sich vor dem EMV-Filter. Somit steht am Filter auch in der Nacht Spannung an und über den Kapazitäten wird die geringe Blindleistung von 0.2 kvar produziert.
- Beginnt am Morgen die PV-Anlage Energie zu produzieren, schalten die Netzrelais der Wechselrichter ein, womit auch an den übrigen Kapazitäten am Ausgang der Brückenschaltung eine Spannung ansteht. Aus diesem Grund gibt es am Morgen einen kapazitiven Blindleistungssprung auf ca. 2kvar.
- Während dem Tag reduziert sie die Einspeisung der Blindleistung abhängig vom Strom der PV-Anlage. Dabei überwiegt mit zunehmendem Strom die Blindleistung der Induktivitäten der Wechselrichter, so dass von der PV-Anlage Blindleistung aufgenommen wird.



6.4 Unsymmetrische Einspeisungen

6.4.1 Test im Januar 2012

Im Winter 2012 vom 9. bis 13.01.2012 (VEiN-Bericht 2) wurde ein Test mit unsymmetrischen Einspeisungen durchgeführt. Unsymmetrische Einspeisungen sind mit den beiden PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und Alters- und Pflegeheim (APH) möglich, die mit 11, resp. 6 einphasigen Wechselrichtern ausgestattet sind. Die andern dreiphasig einspeisenden DEA speisten jeweils mit 0%, 50% oder 100% Leistung ein. Das Ziel dieses Tests war es, den Einfluss der unsymmetrisch einspeisenden DEA auf die Netzqualität zu ermitteln.

Die Übersicht zu den Tests im Januar 2012 ist aus Abbildung 41 ersichtlich.

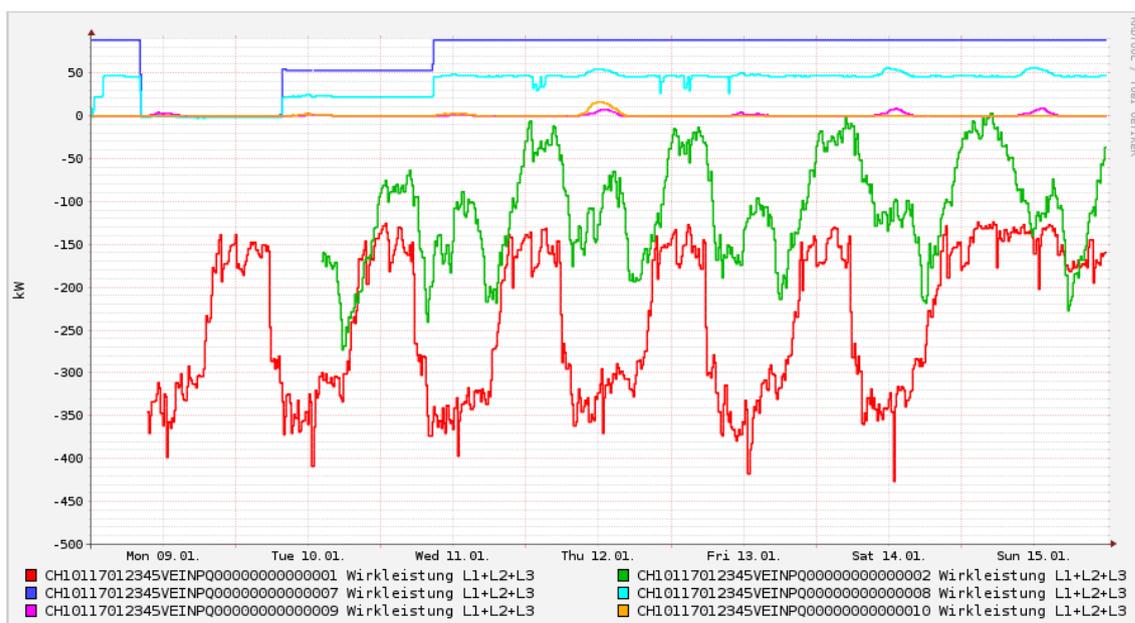


Abbildung 41: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 9. bis 13.01.2012

Legende:

Messpunkt: CH.....01	Einspeisung ab Trafo 1	(rot)	negative Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....02	Einspeisung ab Trafo 2	(grün)	
Messpunkt: CH.....07	BHKW Schulhaus Robersten	(blau)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....08	BHKW und PVA Alters- und Pflegeheim	(hellblau)	
Messpunkt: CH.....09	PVA Parkhaus Kurzentrum	(magenta)	
Messpunkt: CH.....10	PVA MFH Zähringer	(orange)	

6.4.2 Auswertung des Test vom Januar 2012

Das Wetter während dieser Testwoche war ausser am Donnerstag sehr schlecht, so dass die unsymmetrische Einspeisung sehr gering war. Für die Beurteilung der Netzqualität bezüglich Unsymmetrie muss somit dieser Tag (12.01.2012) berücksichtigt werden. Am NS-Strang mit der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum trat ein maximaler Unsymmetriegrad der Spannung k_U von 0.40% auf, was unter dem Grenzwert des Unsymmetriegrades der Spannung gemäss DACHCZ für alle Verbraucher von k_U von 2% liegt. Beim Anschlusspunkt der PV-Anlage im Alters- und Pflegeheim wurde durch die unsymmetrische Einspeisung der Unsymmetriegrad sogar verbessert, d.h. eine Unsymmetrie der Verbraucher wurde dadurch kompensiert.



6.4.3 Test im Juli 2012

Ein zweiter Test mit unsymmetrischer Einspeisung wurde im Sommer 2012 vom 16. bis 22.07.2012 (VEiN-Bericht 5, Kap.3) durchgeführt. Beim Test im Juli 2012 wurde mit den PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und APH jeweils während eines Tages im 2 Stunden Takt unsymmetrisch auf eine Phase eingespeist. Die andern DEA speisten im Automatikbetrieb nach ihren Möglichkeiten oder dem Bedarf ein. Die Einspeisung der PV-Anlage WBGZ produzierte entsprechend der Sonneneinstrahlung, das BHKW im APH entsprechend dem Wärmebedarf für die Wasseraufbereitung und das BHKW im Schulhaus war in dieser Sommerwoche nicht in Betrieb. Die Übersicht zu den Tests ist aus Abbildung 42 und Abbildung 43 ersichtlich.

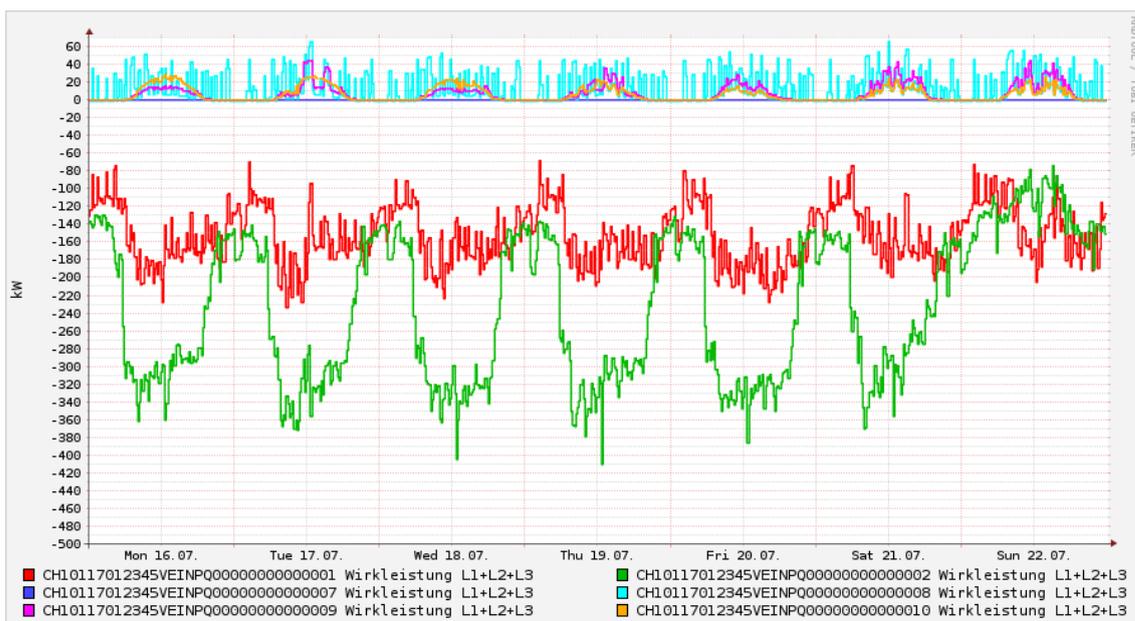


Abbildung 42: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 16. bis 24.07.2012 (Teil 1)

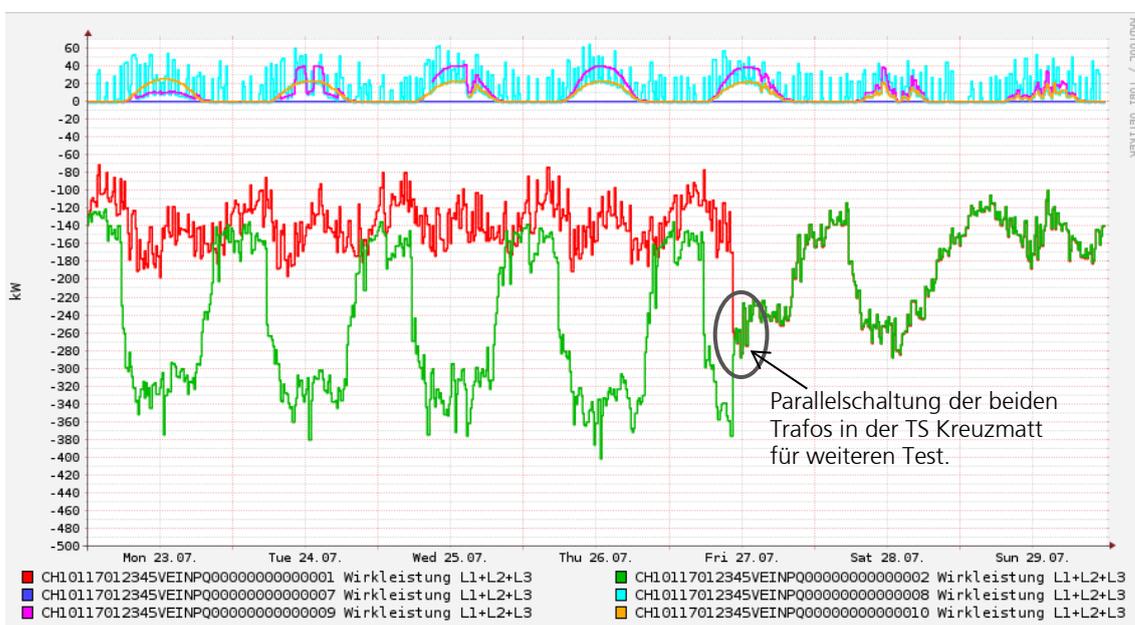


Abbildung 43: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 16. bis 24.07.2012 (Teil 2)

Legende entsprechend Abbildung 41.



6.4.4 Auswertung des Test vom Juli 2012

Das Wetter während des Tests war leicht bewölkt oder sonnig, so dass annähernd die im Juli maximal möglichen DEA-Leistungen erreicht wurden. Die grössten durch die unsymmetrisch einspeisenden PV-Anlagen verursachten Änderungen des Unsymmetriegrades wurden am 19.07.2012 erreicht. Dabei wurde während den Zeitspannen 08:00 – 10:30 Uhr, 11:45 – 13.15 Uhr und 16:15 – 17:45 Uhr mit den PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und APH lediglich auf die Phase L2 eingespeist. Während der anderen Zeit an diesem Tag erfolgte 3-phasige Einspeisung aller PV-Anlagen. Der daraus resultierende Verlauf des Unsymmetriegrades der Spannung bei der KK Roberstenstrasse, wo die PV-Anlage Parkhaus ans NS-Netz angeschlossen ist, ist in Abbildung 44 ersichtlich.

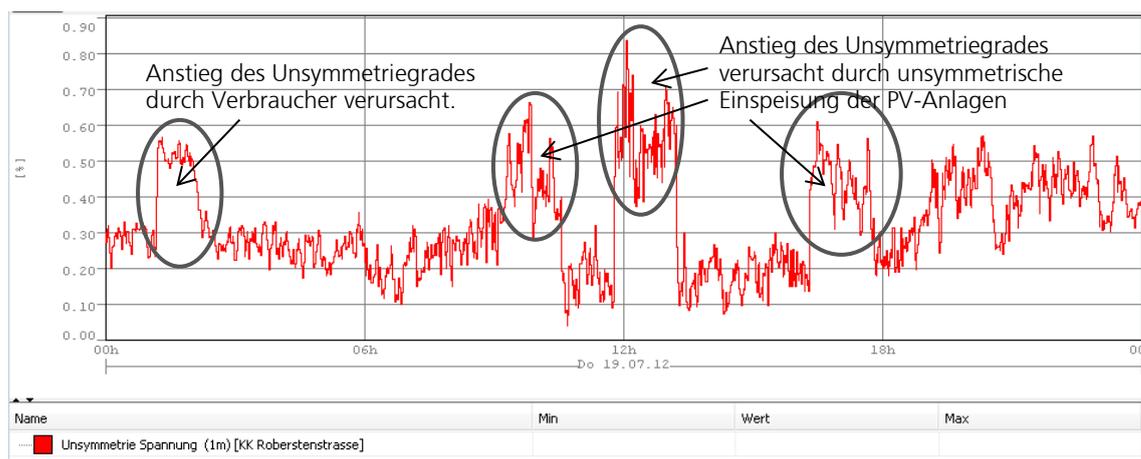


Abbildung 44: Unsymmetriegrad der Spannung bei KK Roberstenstrasse vom 19.07.2012

Ein Anstieg des Unsymmetriegrades von 0.4% beim Wechsel von der 3-phasigen zur 1-phasigen Einspeisung ist um 11:45 Uhr klar ersichtlich. Der Anstieg bei den andern beiden Umschaltungen zur 1-phasigen Einspeisung um 08:00 Uhr und 16:45 Uhr fällt geringer aus, da zu diesen Zeiten die Leistung der PV-Anlage viel kleiner ist. Die durch den Verbrauch bedingten Schwankungen des Unsymmetriegrades können auch bis zu 0.2% betragen. Auffällig ist dabei der Anstieg um 01:00 Uhr, der durch die Zuschaltung der elektrischen Boiler im NS-Netz von VEiN verursacht wird. Offensichtlich sind diese Boiler nicht gleichmässig verteilt an die drei Phasen des NS-Netzes angeschlossen worden.

Beim APH sind wie beim Test im Januar 2012 die Auswirkungen der 1-phasigen Einspeisung ab der PV-Anlage nicht erkennbar, da die durch die Verbraucher verursachten Schwankungen des Unsymmetriegrades dominieren (Abbildung 45). Wiederum klar erkennbar ist die durch die Zuschaltung der Boiler im VEiN-Netz verursachte Erhöhung des Unsymmetriegrades der Spannung.

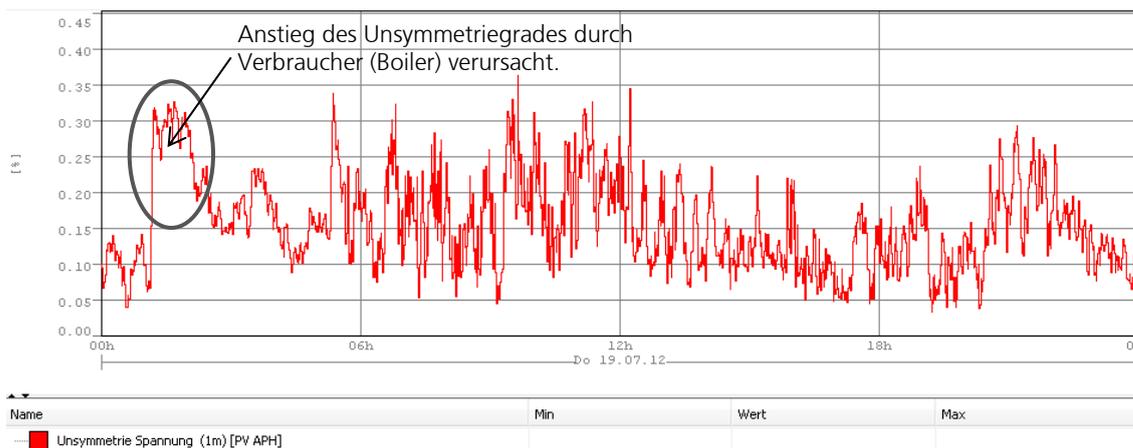


Abbildung 45: Unsymmetriegrad der Spannung beim APH vom 19.07.2012

Die umfangreiche Analyse des gesamten Tests bezüglich der Einhaltung der Spannungsnorm EN5160 hat gezeigt, dass der Grenzwert der Spannungsunsymmetrie gemäss DACHCZ für alle Verbraucher von $k_U = 2\%$ an keinem Netzpunkt überschritten wird. Die grössten Unsymmetrien an verschiedenen Zeitpunkten während des Tests im Juli 2012 entsprechend Abbildung 46 und Abbildung 47 traten am Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum und an der KK Roberstenstrasse auf. Diese beiden Abbildungen zeigen die Spannweite zwischen dem minimalen und dem maximalen Unsymmetriegrad bei den beiden PV-Anlagen zu verschiedenen Zeitpunkten des Testes auf. Zusätzlich zur Auswertung des Gesamttests sind dabei auch Auswertungen von einzelnen Zuständen oder Umschaltungen innerhalb des Testes dargestellt.

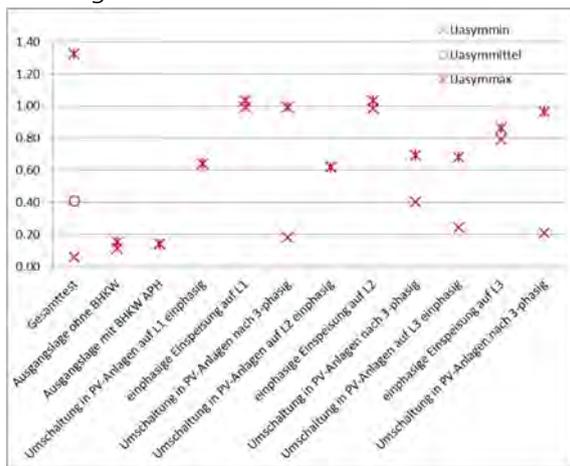


Abbildung 46: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum
Unsymmetriegrad gemäss EN50160
während verschiedenen Zeitpunkten im Juli 2012

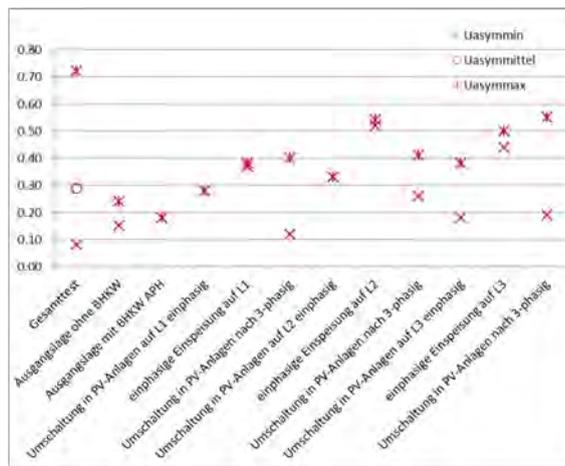


Abbildung 47: KK Roberstenstrasse
Unsymmetriegrad gemäss EN50160
während verschiedenen Zeitpunkten im Juli 2012

Die Tests mit unsymmetrischer Einspeisungen zeigen, dass mit der gleichzeitigen Einspeisung von vier 1-phasigen Wechselrichter mit je 5 kW Nennleistung im Sommer wohl eine Erhöhung des Unsymmetriegrades erreicht wird, dass dadurch aber der zulässige Grenzwert der Unsymmetrie der Spannung nicht überschritten wird. Der durch 1-phasige Wechselrichter verursachte Unsymmetriegrad kann zudem auch durch 1-phasige Verbraucher erreicht



werden, wenn diese nicht optimal auf die drei Phasen verteilt ans NS-Netz angeschlossen wurden.

6.5 Trafoparallelschaltung

6.5.1 Testübersicht

Im Sommer 2012 vom 30.07. bis 08.08.2012 (VEiN-Bericht 5, Kap. 4) wurde ein Test mit parallel geschalteten Transformatoren in der TS Kreuzmatt durchgeführt. Dabei wurde wiederum im 2-Stunden-Takt die DEA zu- und weggeschaltet. An unterschiedlichen Tagen erfolgte dies mit den PV-Anlagen, den BHKW oder mit allen DEA gemeinsam. Am ersten Tag des Testablaufs wurden alle DEA ausgeschaltet, um die Ausgangslage bei Betrieb ohne DEA zu kennen. Die Übersicht zu den Tests ist aus Abbildung 48 und Abbildung 49 ersichtlich. Die Witterung war wechselhaft, so dass lediglich zeitweise die maximal mögliche PV-Leistung erreicht wurde.

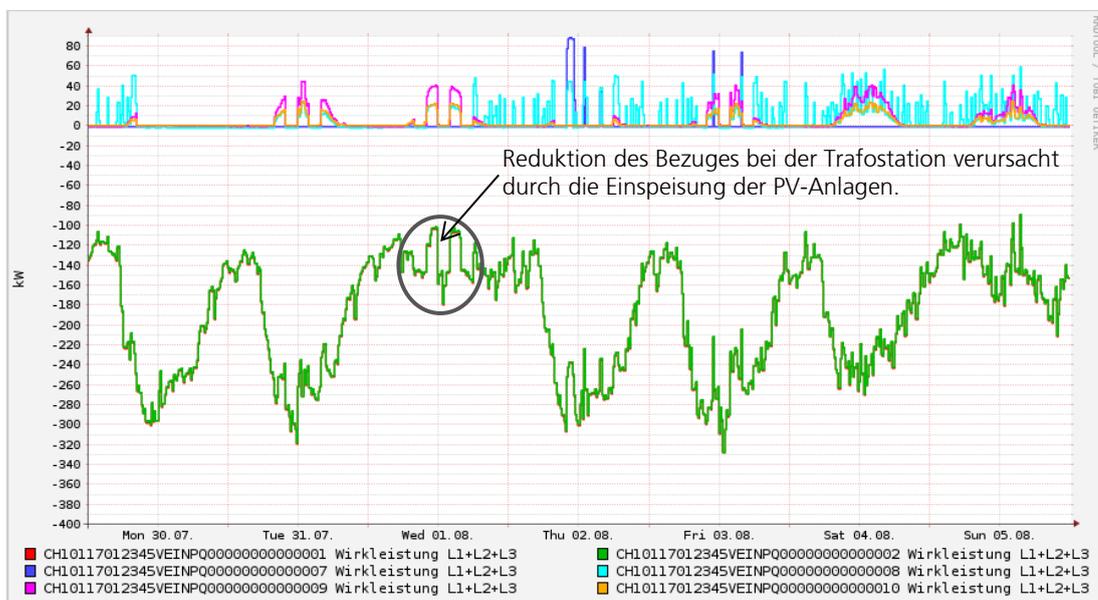


Abbildung 48: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 30.07. bis 08.08.2012 (Teil 1)

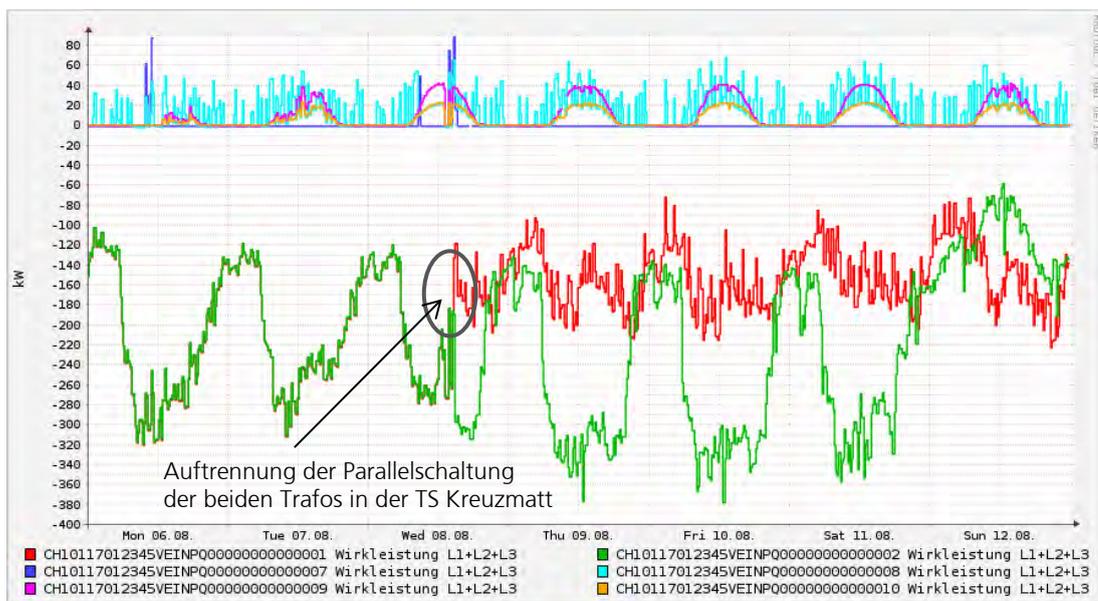


Abbildung 49: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 30.07. bis 08.08.2012 (Teil 2)

Legende:

Messpunkt: CH.....01	Einspeisung ab Trafo 1	(rot)	negative Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....02	Einspeisung ab Trafo 2	(grün)	
Messpunkt: CH.....07	BHKW Schulhaus Robersten	(blau)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....08	BHKW und PVA Alters- und Pflegeheim	(hellblau)	
Messpunkt: CH.....09	PVA Parkhaus Kurzentrum	(magenta)	
Messpunkt: CH.....10	PVA MFH Zähringer	(orange)	

6.5.2 Testauswertung

Im Folgenden werden die Auswertungen ab dem PQ-System der am weitesten von der Trafostation entfernten Messstellen aufgezeigt und analysiert, d.h. für die Messungen beim BHKW Schulhaus Robersten und bei der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum. Dabei wird der Einfluss der DEA auf die Spannung und auf den Gesamtoberschwingungsgehalt THDu erläutert.

Das BHKW Schulhaus Robersten ist am Ende einer langen NS-Leitung angeschlossen, daher sind die Einflüsse der dezentralen Einspeisung mit dem BHKW an diesem Anschlusspunkt hoch. Die Einspeisung des BHKW Schulhaus Robersten ist in Abbildung 50 gut ersichtlich. So erfolgten am 2. August 2012 drei kurzzeitige Wirkleistungseinspeisungen mit je 90 kW. Gleichzeitig erfolgten auch Einspeisungen ab dem BHKW im Alters- und Pflegeheim mit 45 kW. Die PV-Anlagen waren an diesem Tag ausgeschaltet. Am 3. August 2012 erfolgten gleichzeitig mit den Einspeisungen ab den beiden grossen BHKW auch dezentrale Einspeisungen ab den PV-Anlagen im VEIN Netz.

Die Darstellung des Spannungsverlaufs am Anschlusspunkt des BHKW Schulhaus Robersten in Abbildung 50 zeigt, dass durch die Einspeisung des BHKW ein Spannungsanstieg von 14 V, d.h. von ca. 6% der Nennspannung verursacht wird. Dieser Spannungsanstieg ist gemäss DACHCZ vertretbar, wenn er nur einige Male pro Tag auftritt.

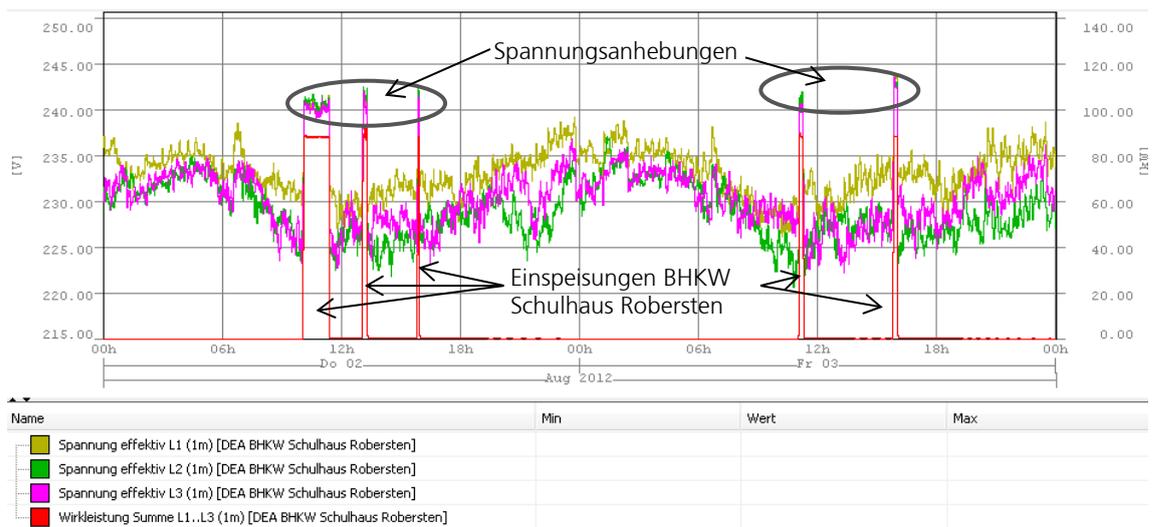


Abbildung 50: BHKW Schulhaus Robersten Spannungsverlauf und Wirkleistungseinspeisung

Zudem bewirkt die 3-phasige Einspeisung ab dem BHKW, dass die Spannungen am Anschlusspunkt symmetrischer werden d.h. die Amplituden der Spannungen weisen keine grossen Unterschiede mehr auf, wie dies ohne Betrieb mit dem BHKW der Fall ist.

Der Gesamtüberschwingungsgehalt der Spannung THDu zeigt einen in Abbildung 51 gut erkennbaren Zusammenhang mit der Einspeisung ab dem BHKW auf. So reduziert sich der THDu am Anschlusspunkt des BHKW jeweils um ca. 1 %, wenn das BHKW in Betrieb ist. Dies lässt den Schluss zu, dass das BHKW Oberschwingungen absorbiert und somit bezüglich den Spannungsüberschwingungen zur Verbesserung der Netzqualität beiträgt. Derselbe Effekt wurde auch beim Anschlusspunkt des BHKW im Alters- und Pflegeheim gemessen.

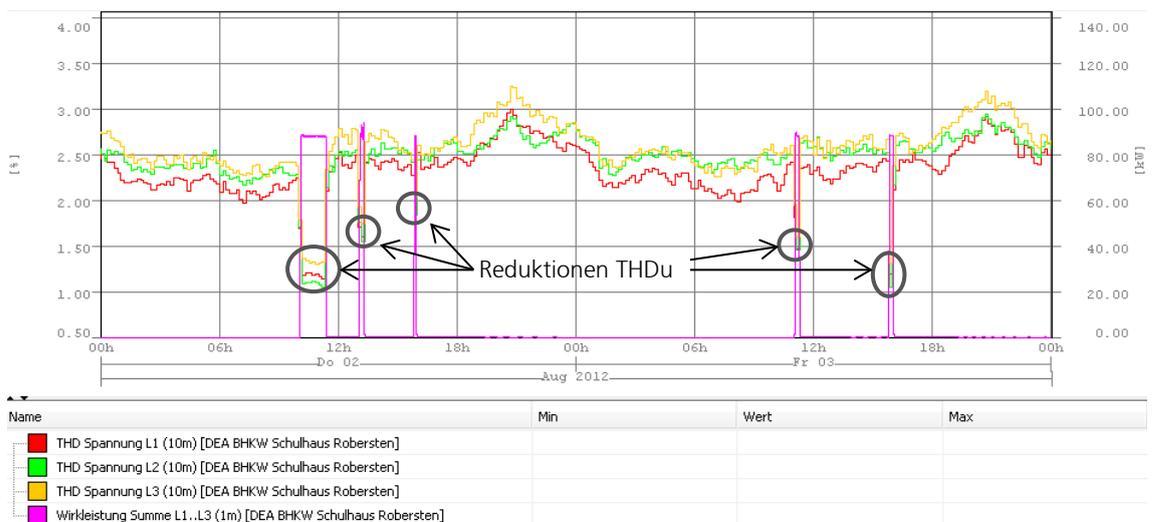


Abbildung 51: BHKW Schulhaus Robersten THDu und Wirkleistungseinspeisung



Die PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum mit 60 kWp ist am Ende eines NS-Stranges angeschlossen. Am selben Stang befindet sich auch die PV-Anlage WBGZ mit 30 kWp. Die Einspeisung ab der PV-Anlage Parkhaus ist in Abbildung 52 gut ersichtlich. So erfolgten am 31. Juli und am 1. August 2012 jeweils Einspeisungen ohne gleichzeitige Einspeisungen ab den BHKW. Am 2. August 2012 erfolgte keine Einspeisung ab den PV-Anlagen sondern nur mit den BHKW. Am 3. August 2012 erfolgten die Einspeisungen ab den PV-Anlagen zusammen mit den BHKW. Gleichzeitig zu den Einspeisungen ab den PV-Anlagen Parkhaus und WBGZ erfolgte jeweils auch die Einspeisung ab der PV-Anlage im Alters- und Pflegeheim mit 30 kWp.

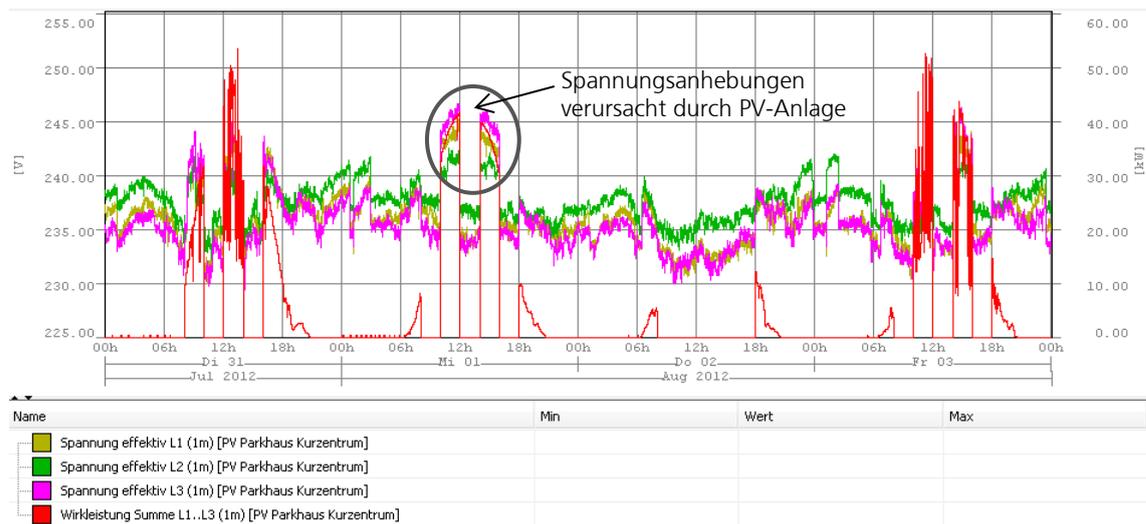


Abbildung 52: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum
Spannungsverlauf und Wirkleistungseinspeisung (rot)

Abbildung 52 zeigt, dass auch die Einspeisungen ab den PV-Anlagen zu Spannungsanstiegen im Anschlusspunkt führen. So beträgt dieser am Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus bis zu 10 V, d.h.ca. 4% der Nennspannung. Im Gegensatz zu den BHKW verbessern PV-Anlagen die Spannungssymmetrie nicht. Die unterschiedlichen Spannungsamplituden bleiben bestehen oder werden im Fall der PV-Anlage Parkhaus, die mit 11 einphasigen Wechselrichter (4, 4, 3) realisiert ist, sogar noch unsymmetrischer.

Bezüglich der Analyse des Spannungsverlaufes kann gesagt werden, dass viele Spannungsschwankungen auftreten, ohne dass eine dezentrale Einspeisung erfolgte oder verändert wurde. Verbrauchsänderungen bewirken somit Spannungsschwankungen, die in derselben Größenordnung liegen wie diejenigen, die durch die dezentralen Einspeisungen verursacht werden.



Der Verlauf des Gesamtoberschwingungsgehaltes THDu gemäss Abbildung 53 zeigt, dass die Einspeisungen ab den PV-Anlagen kaum einen Einfluss auf dieses Kriterium der Netzqualität haben. Änderungen des THDu, die mit den Einspeisungen ab PV-Anlagen korrelieren, können schwach erkannt werden und liegen im Bereich von 0.1%. Im VEiN Netz bestimmen somit die Verbraucher die Gesamtheit der Spannungsüberschwingungen. Der Verträglichkeitspegel für den Gesamtoberschwingungsgehalt von THDu = 8% wird im VEiN Netz weit unterschritten.

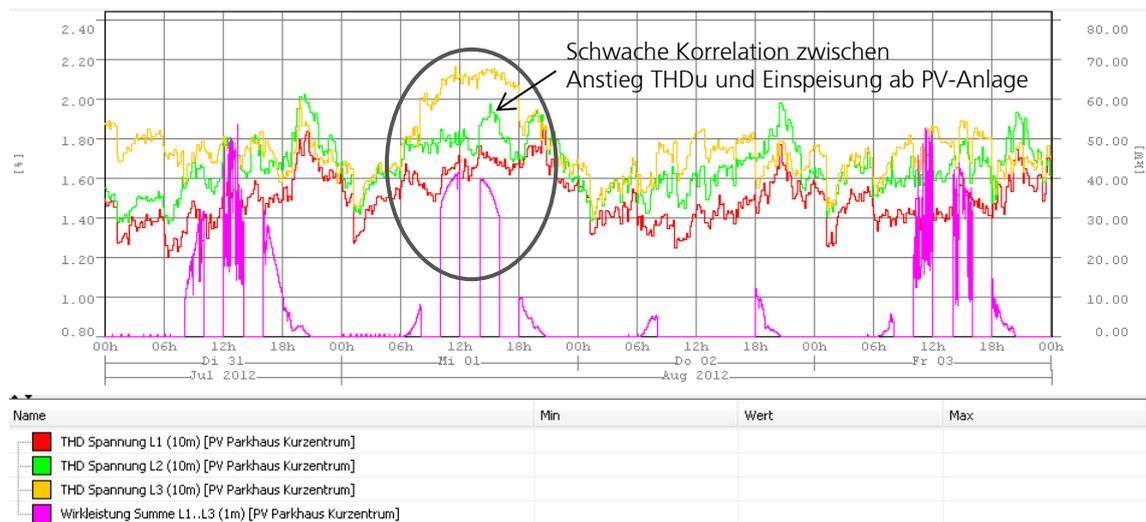


Abbildung 53: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum
THDu und Wirkleistungseinspeisung

Die umfangreiche Analyse des gesamten Tests bezüglich der Einhaltung der Spannungsnorm EN50160 hat gezeigt, dass die Norm eingehalten wird. Als Zusammenfassung der Auswertungen des Tests gemäss EN50160 sind in Abbildung 54 und Abbildung 55 an den entfernten Messpunkten BHKW Schulhaus Robersten und PV-Anlage Parkhaus die Spannungsbereiche bei unterschiedlichen Zuständen der Einspeisungen dargestellt. Die entsprechenden Darstellungen der Bereiche des Gesamtoberschwingungsgehaltes THDu sind in Abbildung 56 und Abbildung 57 dargestellt. Daraus geht nochmals hervor, dass die Grenzwerte nach EN50160 während dem gesamten Test eingehalten wurden. Abhängig von den einzelnen Schritten im Test können Änderungen in den Spannungsbereichen und den THDu-Wertebereichen festgestellt werden, die bereits mit der Detailanalyse zu den Messpunkten erläutert wurden. Die teilweise grosse Abweichung zwischen den Maximal- und Minimalwerten weist wiederum darauf hin, dass der Einfluss der Verbraucher auf die Netzqualität gross ist und im gleichen Bereich liegt, wie derjenige der DEA.

Die Abbildungen zeigen wiederum die Spannweite zwischen dem minimalem und dem maximalem Wert der Spannung, resp. des THDu beim BHKW Schulhaus Robersten und bei der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum zu verschiedenen Zeitpunkten des Testes auf. Zusätzlich zur Auswertung des Gesamttests sind dabei die Auswertungen von einzelnen Zuständen oder Umschaltungen innerhalb des Testes dargestellt.

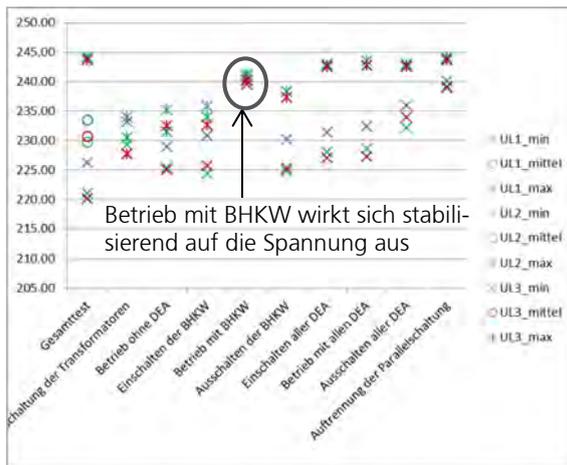


Abbildung 54: BHKW Schulhaus Robersten Spannungswerte während verschiedenen Zeitpunkten im Test mit parallelgeschalteten Trafos

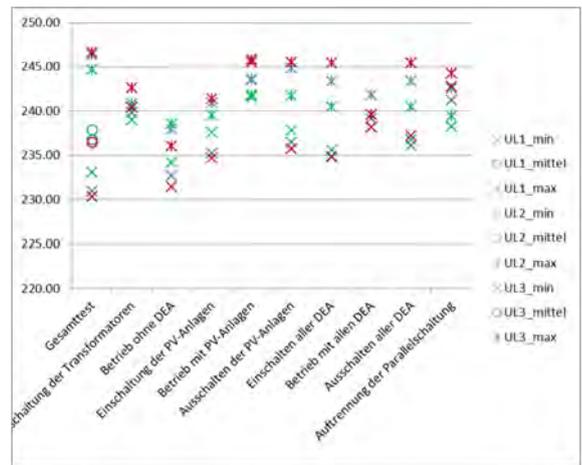


Abbildung 55: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum Spannungswerte während verschiedenen Zeitpunkten im Test mit parallelgeschalteten Trafos

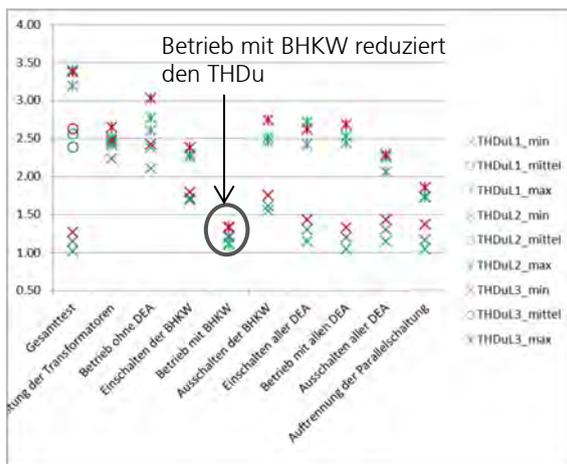


Abbildung 56: BHKW Schulhaus Robersten THDu Werte während verschiedenen Zeitpunkten im Test mit parallelgeschalteten Trafos

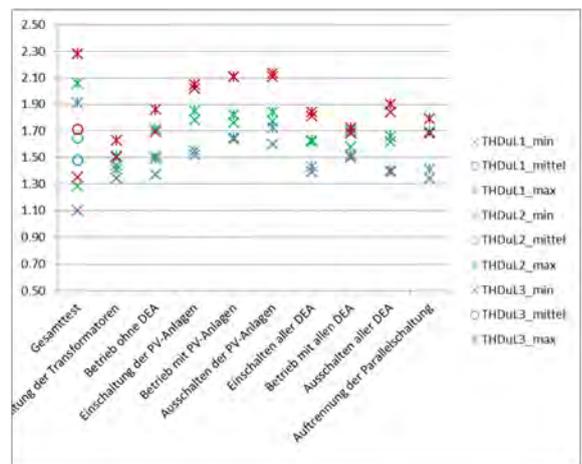


Abbildung 57: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum THDu Werte während verschiedenen Zeitpunkten im Test mit parallelgeschalteten Trafos

6.6 Betrieb mit einem Trafo

6.6.1 Testübersicht

Im Spätsommer 2012 vom 4.09. bis 12.09.2012 (VEiN-Bericht 5, Kap. 5) wurde ein Test durchgeführt, bei dem die gesamte Last lediglich ab einem der beiden 630 kVA Transformatoren in der TS Kreuzmatt versorgt wurde. Dabei wurden wiederum im 2-Stunden-Takt die DEA zu- und weggeschaltet. An unterschiedlichen Tagen erfolgte dies mit den PV-Anlagen, den BHKW oder mit allen DEA gemeinsam. Am ersten Tag des Testablaufs wurden alle DEA ausgeschaltet, um die Ausgangslage bei Betrieb ohne DEA zu kennen. Die Übersicht zu den Tests ist aus und ersichtlich. Die Witterung war wechselhaft, so dass lediglich zeitweise die maximal mögliche PV-Leistung erreicht wurde.

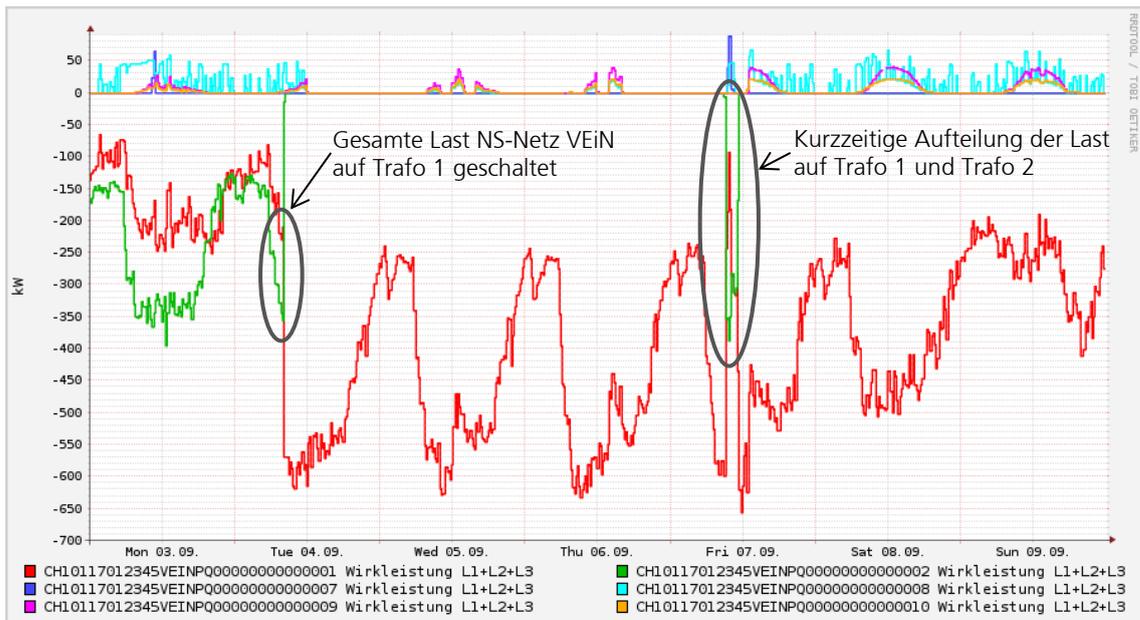


Abbildung 58: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 03.09. bis 09.09.2012 (Teil 1)

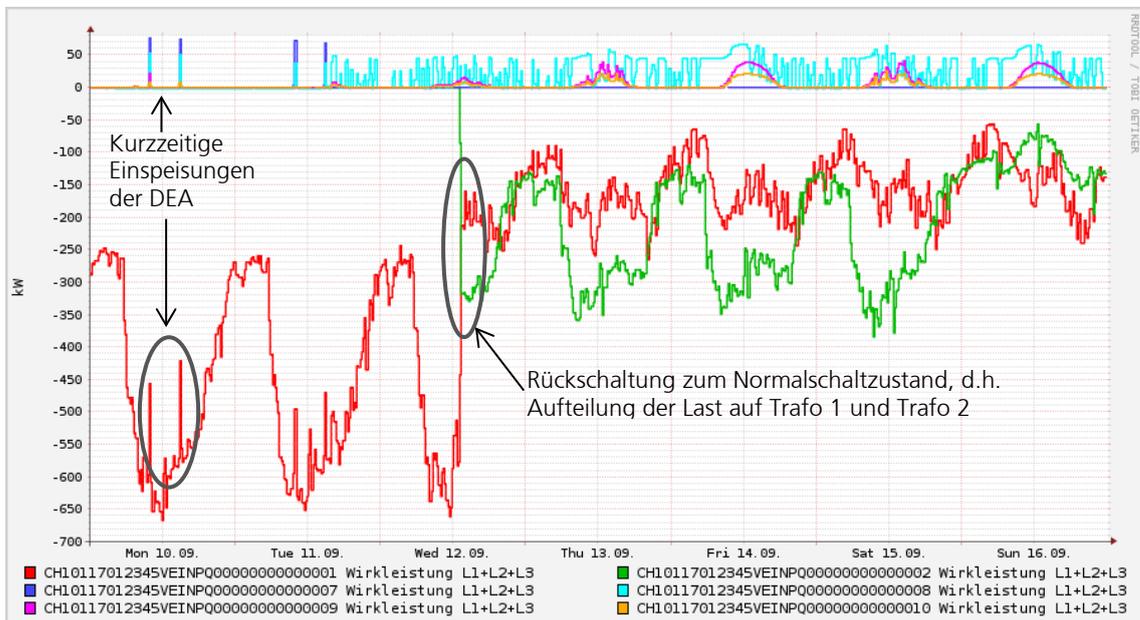


Abbildung 59: Wirkleistungsverläufe zum Test vom 10.09. bis 16.09.2012 (Teil 2)

Legende:

Messpunkt: CH.....01	Einspeisung ab Trafo 1	(rot)	negative Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....02	Einspeisung ab Trafo 2	(grün)	
Messpunkt: CH.....07	BHKW Schulhaus Robersten	(blau)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....08	BHKW und PVA Alters- und Pflegeheim	(hellblau)	
Messpunkt: CH.....09	PVA Parkhaus Kurzentrum	(magenta)	
Messpunkt: CH.....10	PVA MFH Zähringer	(orange)	



6.6.2 Testauswertung

Im Folgenden werden die Auswertungen ab dem PQ-System der am weitesten von der Trafostation entfernten Messstellen aufgezeigt und analysiert, d.h. für die Messungen beim BHKW Schulhaus Robersten und bei der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum. Diese Messstellen entsprechen denjenigen, die auch beim Test mit den parallelgeschalteten Transformatoren ausgewertet wurden. Dabei wird der Einfluss der DEA auf die Spannung und auf den Gesamtoberschwingungsgehalt THDu erläutert. Soweit möglich wird ein Vergleich zu den Messresultaten bei parallel geschalteten Transformatoren durchgeführt.

Die beiden kurzzeitigen Einspeisung des BHKW Schulhaus Robersten am 11.09.2012 von je ca. 90 kW sind in Abbildung 60 gut ersichtlich. Die PV-Anlagen waren an diesem Tag ausgeschaltet.

Die Darstellung des Spannungsverlaufs am Anschlusspunkt des BHKW Schulhaus Robersten in Abbildung 60 zeigt, dass durch die Einspeisung des BHKW ein Spannungsanstieg von ca. 15 V, d.h. von ca. 6% der Nennspannung verursacht wird. Dies entspricht auch dem Spannungsanstieg bei parallel geschalteten Trafos in der TS Kreuzmatt. Die mittlere Spannung liegt ca. 5 V tiefer als diejenige bei parallel geschalteten Trafos gemäss Abbildung 50. Der Grund dafür ist der grössere Spannungsabfall in der Trafostation, da die gesamte Last über lediglich einen Trafo bezogen wird.

Die 3-phasige Einspeisung ab dem BHKW bewirkt wiederum wie bei den parallel geschalteten Trafos, dass die Spannungen am Anschlusspunkt symmetrischer werden.

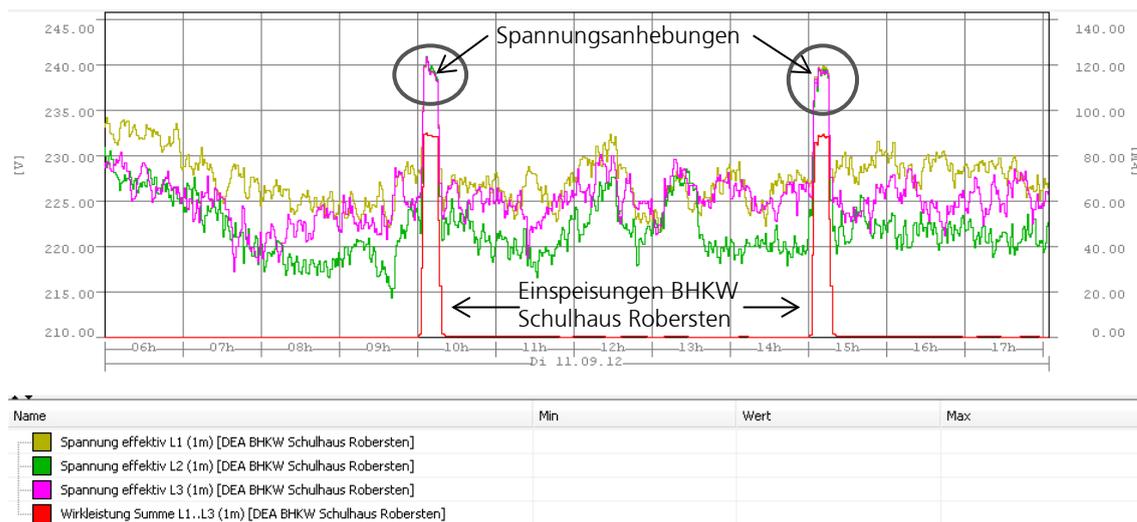


Abbildung 60: BHKW Schulhaus Robersten Spannungsverlauf und Wirkleistungseinspeisung



Der Gesamtüberschwingungsgehalt der Spannung THDu zeigt ebenfalls einen in Abbildung 61 gut erkennbaren Zusammenhang mit der Einspeisung ab dem BHKW auf. So reduziert sich der THDu am Anschlusspunkt des BHKW jeweils um ca. 1 Prozentpunkt, wenn das BHKW in Betrieb ist. Dies entspricht auch den Messungen bei parallel geschalteten Transformatoren. Die mittleren THDu Werte sind um ca. 0.5 Prozentpunkte höher als bei parallel geschalteten Transformatoren.

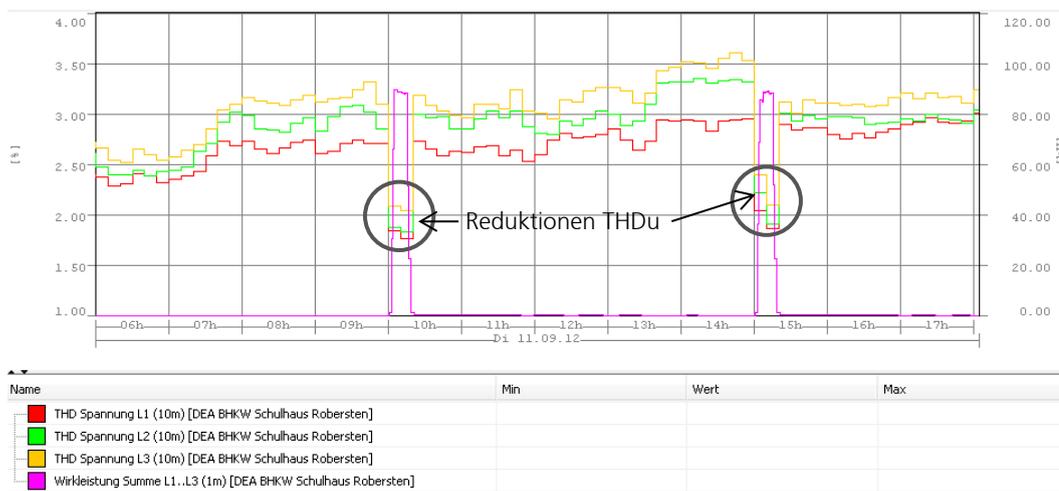


Abbildung 61: BHKW Schulhaus Robersten THDu und Wirkleistungseinspeisung

Die Einspeisungen ab der PV-Anlage Parkhaus sind in Abbildung 62 und Abbildung 63 gut ersichtlich. So erfolgten am 5. und 6. September 2012 jeweils Einspeisungen ohne gleichzeitige Einspeisungen ab den BHKW. Das Verhalten der Spannungen und der THDu Werte bei Einspeisung ab den PV-Anlagen ist ähnlich wie beim Betrieb mit den parallel geschalteten Transformatoren in der TS Kreuzmatt. So resultieren Spannungserhöhungen am Anschlusspunkt der PV-Anlagen, wenn diese einspeisen. Der Gesamtüberschwingungsgehalt THDu wird durch die PV-Anlagen wiederum kaum beeinflusst. Die mittleren Spannungswerte bei Betrieb mit lediglich einem Transformator für die gesamte Last sind wiederum tiefer und die mittleren THDu Werten wiederum höher als bei Betrieb mit parallel geschalteten Transformatoren in der TS Kreuzmatt.

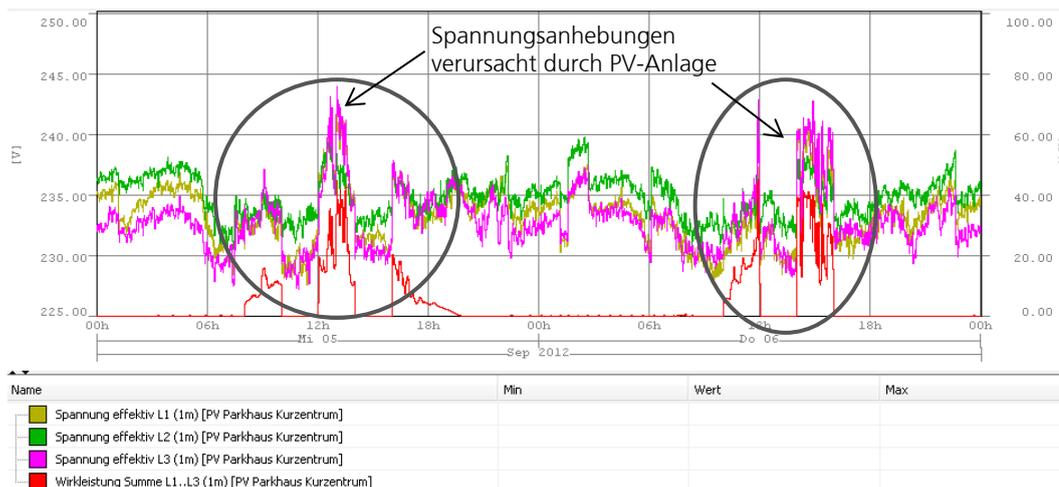




Abbildung 62: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum
Spannungsverlauf und Wirkleistungseinspeisung (rot)

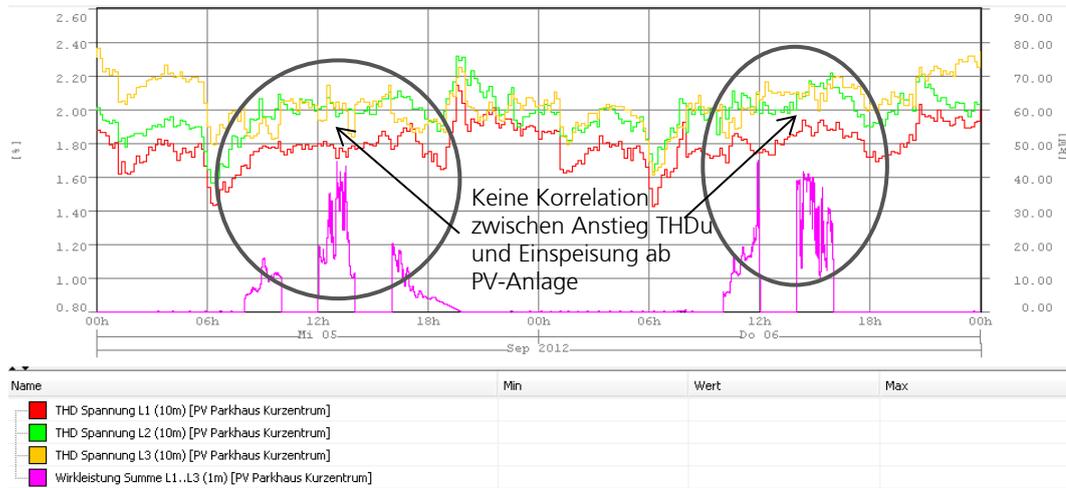


Abbildung 63: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum
THDu und Wirkleistungseinspeisung

Die umfangreiche Analyse des gesamten Tests bezüglich der Einhaltung der Spannungsnorm EN50160 hat auch beim Betrieb mit der gesamten Last an einem Transformator gezeigt, dass die Norm eingehalten wird. Zudem zeigt die Analyse der Spannungsreports gemäss EN50160 wiederum, dass bei Betrieb mit den BHKW die Spannungen der einzelnen Phasen weniger stark unsymmetrisch sind und der Spannungsüberschwingungsgehalt reduziert wird.

Der Vergleich der beiden Tests mit parallel geschalteten Transformatoren und mit der gesamten Last an einem Transformator zeigt, dass dies bezüglich dem durch die DEA verursachten Spannungsanstieg oder Spannungsüberschwingungsgehalt der einzelnen Anlagen keinen Einfluss hat. Der Einfluss auf das Gesamtsystem ist aber wohl vorhanden, da die Ausgangslage eine andere ist, d.h. da sich die Qualitätskriterien der Spannung bereits näher an den Grenzwerten befinden können und somit allenfalls eine Überschreitung der Grenzwerte mit der zusätzlichen dezentralen Einspeisung erreicht werden kann. Mit den durchgeführten Tests wurden jedoch auch beim kritischeren Fall, wenn die gesamte Last ab einem Trafo versorgt wird, die Grenzwerte der Spannungsqualität nicht überschritten.

6.7 Oberschwingungen durch dezentrale Einspeisungen - Messkampagne

6.7.1 Messkampagne

In der Zeit vom 13.09.2013 bis zum 20.09.2013 organisierte die BFH Biel eine flächen-deckende Spannungsqualitätsanalyse. In Zusammenarbeit mit AEW Energie AG und der Technischen Universität Dresden (TUD) wurden 23 PQ- Messgeräte (21 PQ-Box 100, 2 Dewe 571) an ausgewählten Punkten im Niederspannungsnetz Rheinfelden installiert. Im Vordergrund stand die Analyse von strom- und spannungsharmonischen Schwingungen. Um die Ausbreitung dieser am Berechnungsmodell zu untersuchen, wurden sowohl Amplituden wie auch Winkel der harmonischen Schwingungen gemessen. Hierfür wurde am letzten Messtag zusätzlich die Netzimpedanz an einzelnen Kabelkabinen und der Trafostation gemessen. Die Lastflussdaten wurden zur Verifikation des Rechenmodells verwendet. Die Details



zur Messkampagne werden im VEiN-Bericht 6 ausgeführt. Der Verlauf der Einspeisungen ins VEiN Netz während der Messkampagne ist in Abbildung 64 ersichtlich.

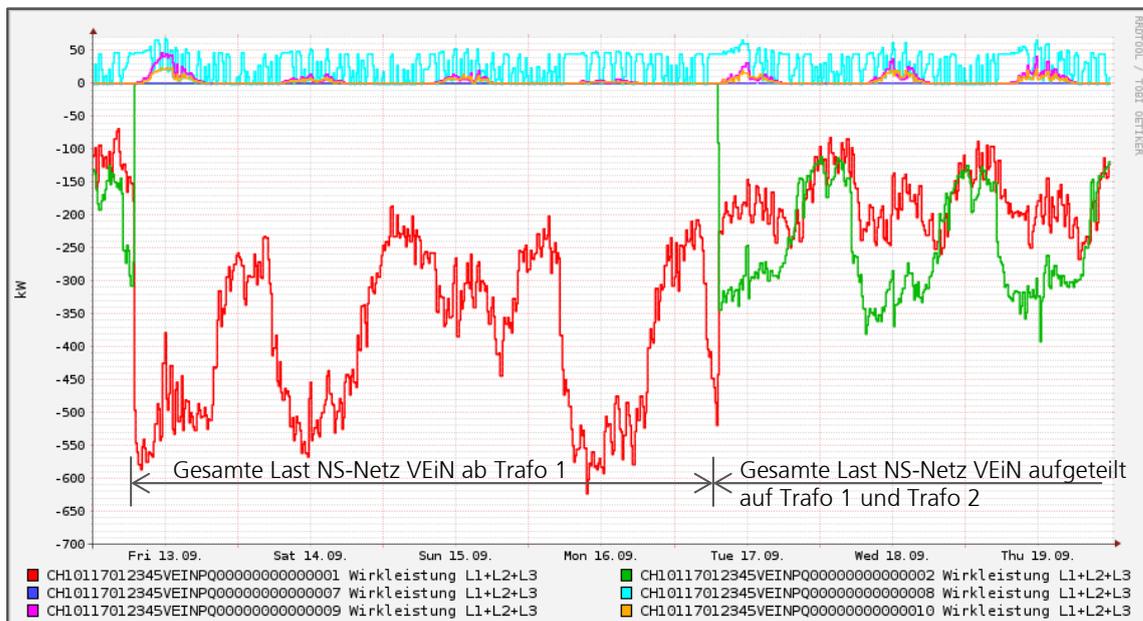


Abbildung 64: Wirkleistungsverläufe während der Messkampagne vom 13. bis 20.09.2013

Legende:

Messpunkt: CH.....01	Einspeisung ab Trafo 1	(rot)	negative Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....02	Einspeisung ab Trafo 2	(grün)	
Messpunkt: CH.....07	BHKW Schulhaus Robersten	(blau)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....08	BHKW und PVA Alters- und Pflegeheim	(hellblau)	
Messpunkt: CH.....09	PVA Parkhaus Kurzentrum	(magenta)	
Messpunkt: CH.....10	PVA MFH Zähringer	(orange)	

Während der Dauer der Messkampagne herrschte wechselhaftes Wetter, so dass die PV-Anlagen nur selten die maximale Einspeisung erreichten. Das BHKW im Alters- und Pflegeheim zeigt den typischen Verlauf der Übergangsjahreszeit an, so gab es nur wenige lange andauernde Heizperioden, jedoch viele kurzzeitige Betriebszeiten für die Warmwasseraufbereitung. Das BHKW im Schulhaus Robersten war während der gesamten Messkampagne ausgeschaltet.

Für die Messkampagne wurde die Last im NS-Netz VEiN vom 13. bis 17.9.2013 lediglich ab einem Trafo in der TS Kreuzmatt versorgt. Zusätzlich erfolgten ab der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum vom 14. bis 16.9.2013 jeweils von 10:00 Uhr bis 12:00 Uhr und von 13:00 Uhr bis 15:00 Uhr unsymmetrische Einspeisungen auf zwei resp. nur eine Phase.

Die fest für VEiN installierten PQ-Messungen wurden mit weiteren 23 PQ-Messgeräten an ausgewählten Messorten ergänzt. Diese zusätzlichen PQ-Messgeräte verfügen auch über die Funktionalität, die spannungs- und stromharmonischen Winkel aufzeichnen zu können.



6.7.2 Auswertung der Messungen

Die Auswertung der Messungen erfolgte nach EN50160 für die normrelevanten Grössen Frequenz, Spannungsänderung, Netzunsymmetrie, Flicker sowie THDu und harmonische Schwingungen. Einzelne Ergebnisse der Auswertungen werden im Folgenden aufgeführt.

Die Frequenz wird wie erwartet durch die DEA nicht beeinflusst. Die minimalen und maximalen Messwerte liegen innerhalb der Normgrenze.

Die Spannungsänderungen zeigen keine Normverletzungen. Aus Abbildung 65 ist jedoch sichtbar, dass durch die lange Leitung zum Schulhaus Robersten der Spannungsfall und auch die Spannungsschwankung an den weiter von der Trafostation liegenden Messpunkten zunimmt.

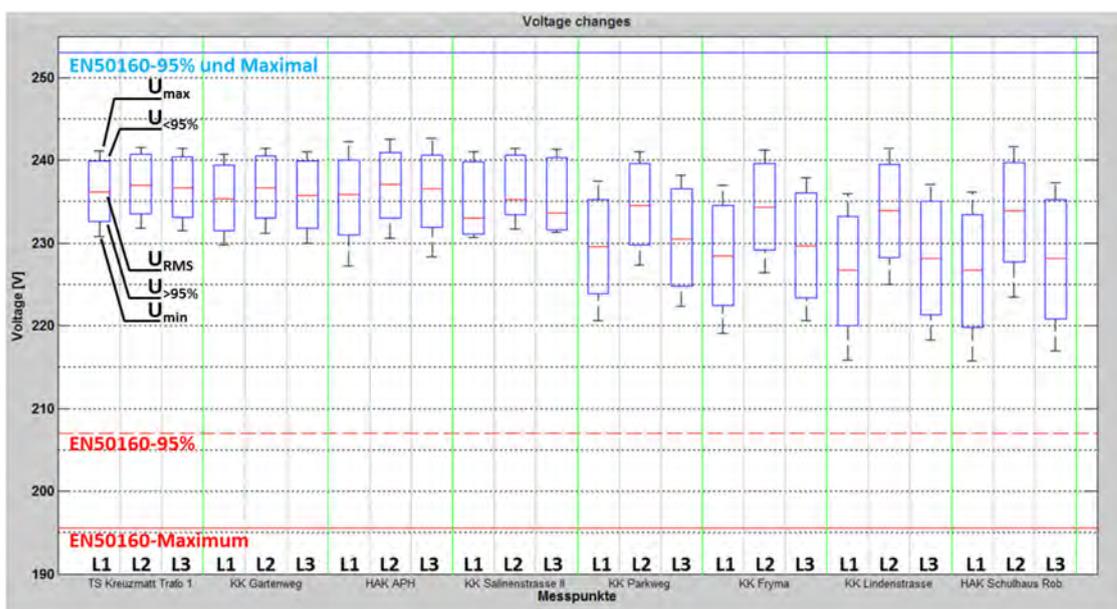


Abbildung 65: Statistische Darstellung der Spannungsvariation über die gesamte Messperiode mit den Grenzen nach EN50160 Abgang Trafo 1 Richtung Schulhaus Robersten.

Die maximale Spannung im NS-Netz VEiN wurde beim Einspeisepunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum gemessen. Mit einem Messwert von 251V wird der Grenzwert von 253V jedoch knapp nicht erreicht.



Die Spannungsunsymmetrie ist in Bezug auf die Norm unbedenklich und entspricht bei Normalbetrieb einem typischen Niederspannungsnetz in der Agglomeration¹. So kann mit den Messungen auch gezeigt werden, dass die Spannungsunsymmetrie im Wesentlichen durch die unsymmetrische Belastung durch die Verbraucher verursacht wird. Der Einfluss der unsymmetrischen Einspeisung ab der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum wird in Abbildung 66 dargestellt. Die Zunahme des Unsymmetriegrades ist daraus klar ersichtlich, vor allem wenn die Einspeisung nur ab einer Phase erfolgt, wie zwischen 13:00 Uhr und 15:00 Uhr. Der Grenzwert von 2% wird dabei nicht erreicht.

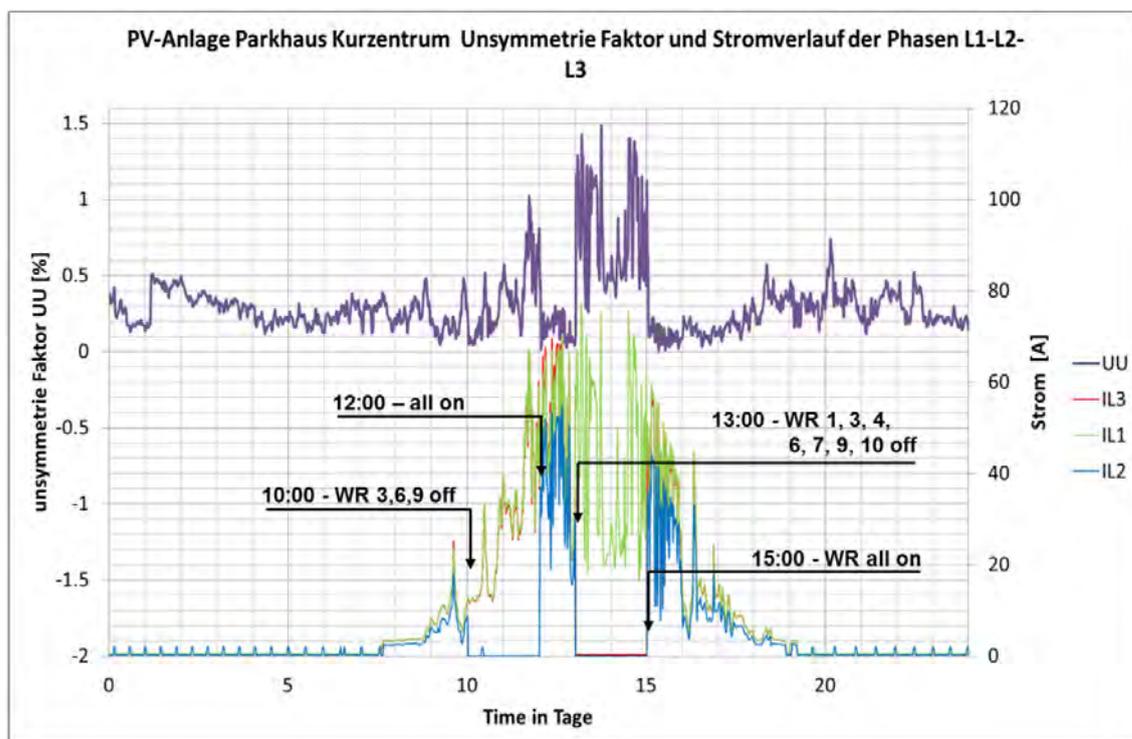


Abbildung 66: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum mit unsymmetrischer Einspeisung
Unsymmetriefaktor UU und Ströme der drei Phasen

Die Langzeit-Flicker sind erhöht, befinden sich jedoch nicht über dem Grenzwert von 1.0 . Wie schon bei der Betrachtung der Spannungsänderung ist beim Flicker zu beachten, dass am Ende einer langen Leitung, wie z.B. beim Schulhaus Robersten der Flickerpegel höher ist als bei der Trafostation, was aufgrund der Änderung des Stromes im Zusammenhang mit der grossen Leitungsimpedanz plausibel ist.

¹ Als Vergleich dient eine Statistische Auswertung der Messungen der BFH in den letzten zwei Jahren

Mit der Aufzeichnung des Kurzzeit Flicker bei der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum kann der Zusammenhang zwischen der Produktion und dem Flicker in Abbildung 67 aufgezeigt werden. So ist am ersten der beiden dargestellten Tage ein klarer Rückgang des Kurzzeit Flicker mit der Abschaltung der Wechselrichter von zwei Phasen zu erkennen. Andererseits sind am zweiten Tag der Darstellung auch starke Erhöhungen des Flickers festzustellen, die keinen Zusammenhang mit dem Stromfluss der PV-Anlage haben.

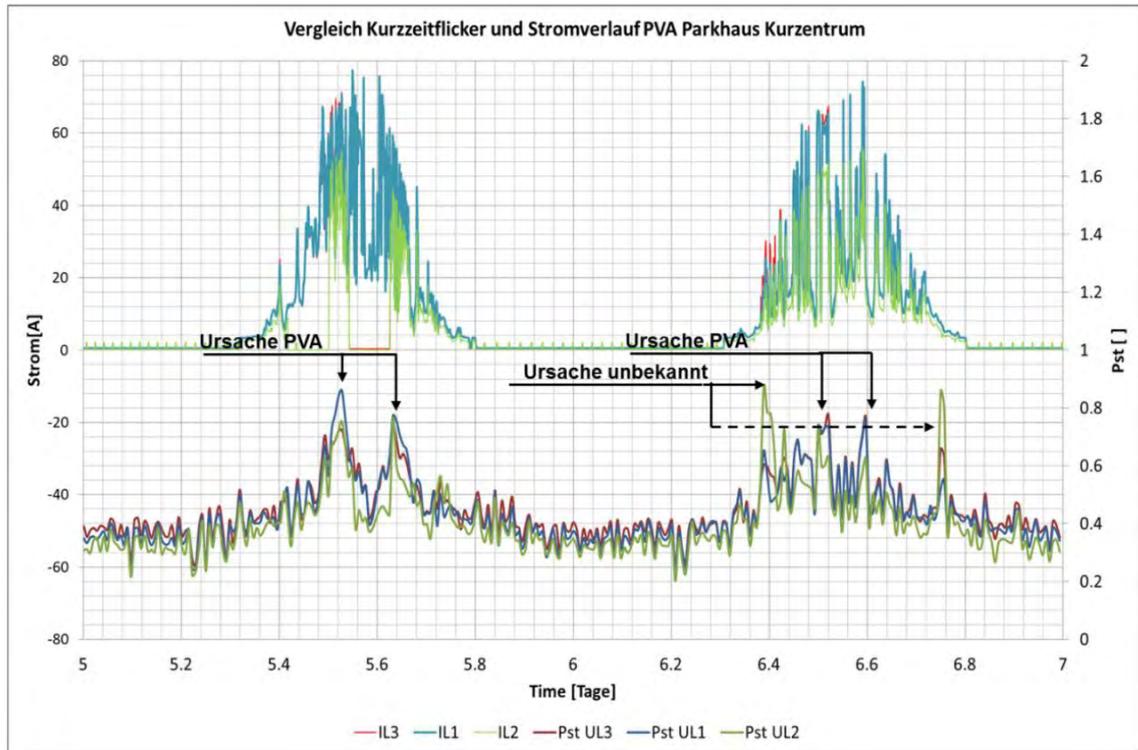


Abbildung 67: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum Kurzzeit Flicker und Stromverlauf

Die Gesamtübersicht des THDu während der Messkampagne zeigt keine Grenzwertverletzungen auf. Einzelne harmonische Schwingungen wie die 15. und 27. überschreiten jedoch die Grenzwerte bei einzelnen Messpunkten. Diese Grenzwertüberschreitungen haben jedoch keinen zwingenden Zusammenhang mit den DEA. Wie aus Abbildung 68 ersichtlich ist, trat z.B. die Grenzwertüberschreitung der 27. Harmonischen am Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum erst um 20:00 Uhr auf, also zu einem Zeitpunkt da die PV-Anlage nicht mehr ins Netz einspeiste.

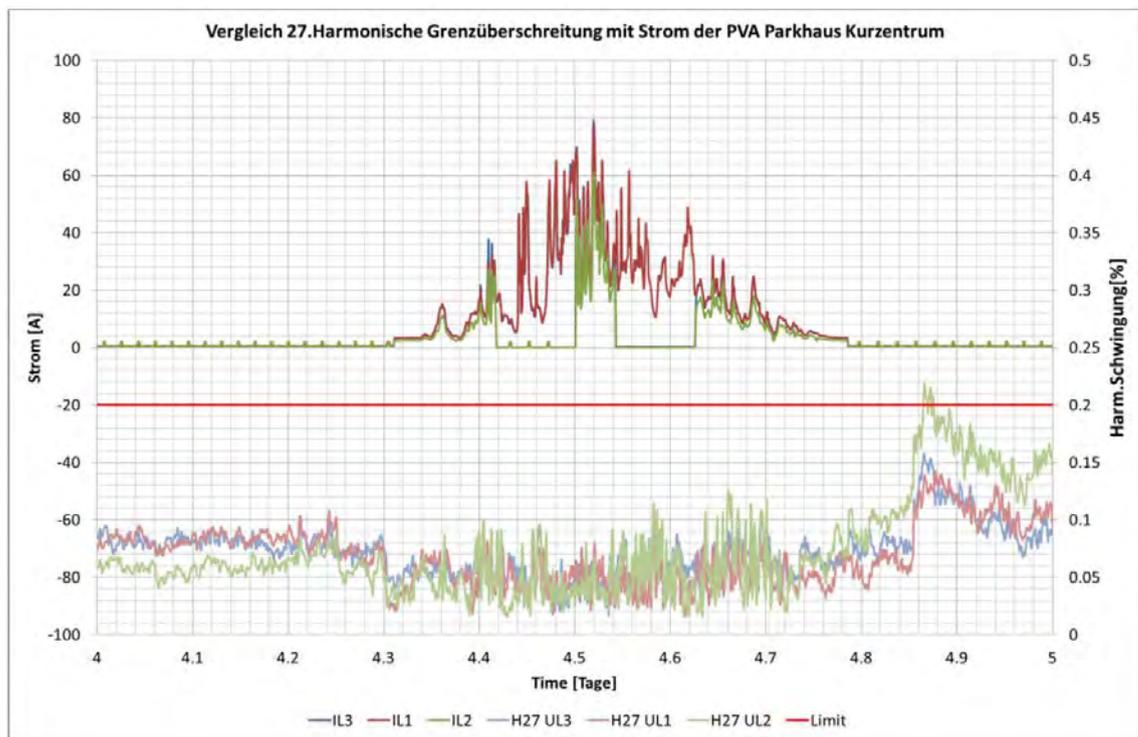


Abbildung 68: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

Einmalige Grenzwertüberschreitung der 27. Harmonischen bei der PVA Parkhaus Kurzentrum

Zur Spannungsqualität basierend auf der Messkampagne vom September 2013 kann zusammenfassend Folgendes gesagt werden:

- Es sind keine massiven Grenzwertverletzungen aufgetreten.
- Die Grenzwertüberschreitungen bei den 15. und 27. harmonischen Schwingungen sind gering.
- Im Strang Richtung Schulhaus Robersten liegt der Grund für die Grenzwertüberschreitungen in der hohen Leitungsimpedanz zwischen der Trafostation und dem Anschlusspunkt beim Schulhaus.
Es wird vermutet, dass die Spannungsänderungen und Flicker mit dem Betrieb des BHKW im Schulhaus Robersten etwas reduziert werden können.
- Die Spannungsanhebung und die Flicker beim Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum liegen nahe am Grenzwert. Wird ein Ausbau dieser PV-Anlage angestrebt, so ist zu beachten, dass das Netz stabilisiert werden muss.
Der Einsatz eines RONT (Regelbarer Ortsnetztransformator) und der geeigneten Einsatz von Speichern ist dabei zu prüfen.

Allgemein ist zu bemerken, dass die Messwerte zur Beurteilung der Spannungsqualität durch die DEA in einzelnen Punkten leicht erhöht wurden. Die Messwerte befinden sich jedoch nicht in einem kritischen Bereich. Zudem sind die gemessenen Grenzwertverletzungen der Spannungsqualität nicht zwingend auf den Einsatz der DEA zurückzuführen.

6.7.3 Anpassungen im Berechnungsmodell

Die Messdaten der Messkampagne vom September 2013 dienen auch der Verifikation des Netzmodells im Netzberechnungsprogramm DlgSILENT. Die detaillierten Ausführungen dazu sind in VEiN-Bericht 7 ersichtlich.

Im DlgSILENT ist das NS-Netz von VEiN unsymmetrisch erfasst und die Simulationen werden unsymmetrisch, d.h. in der transformierten Form des Mit-Gegen-Null-Systems durchgeführt. Die Ergebnisse resultieren für jede Phase einzeln. Mit den im Rahmen der Messkampagne erfassten unsymmetrischen Lastflussdaten war es möglich Messung und Simulation erneut zu vergleichen. Die erste Analyse zeigte, dass teilweise die Phasen im Niederspannungsnetz vertauscht sind. Nach dem rechnerischen Ausgleich dieser Verwechslungen und der Aktualisierung der Leitungsdaten konnte eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Berechnung und Messung erreicht werden, wie dies aus Abbildung 69 ersichtlich ist.

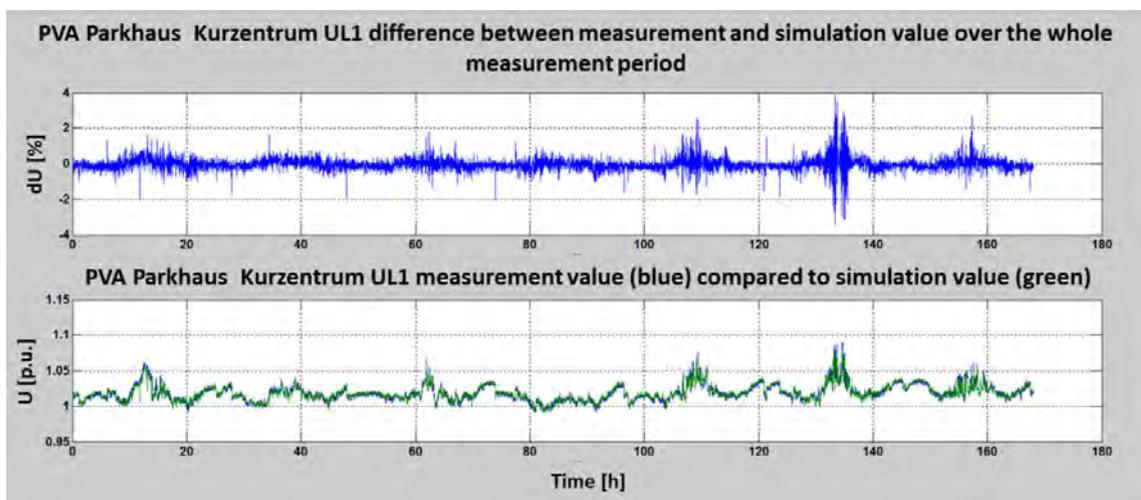


Abbildung 69: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum
Spannungsdifferenzen (dU ; oben) zwischen Messung und Simulation
sowie Spannungsverlauf (U ; unten)

Die Analyse der Spannungsdifferenzen zeigt, dass die Genauigkeit $dU < 1.25\%$ während 90% der Zeit und der Mittelwert der Genauigkeit $dU_{rms} < 0.5\%$ beträgt. Das NS-Netz von VEiN wird somit korrekt abgebildet. Die in Abbildung 69 erkennbaren Spitzenwerte der Spannungsdifferenz werden hauptsächlich durch Messfehler bei wechselhaften Lasten oder Einspeisungen der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum verursacht.

Die Verifikation des DlgSILENT -Netzmodell VEiN-Rheinfelden war erfolgreich. Das Modell stimmt mit der Realität sehr gut überein. Die Genauigkeit des Modells ist gegenüber der Verifikation vom Juli 2013 besser geworden. Es wird davon ausgegangen, dass die Hauptverbesserung aus der intensiven Überprüfung der Phasenreihenfolgen resultierte. Im Strang Richtung PVA Parkhaus Kurzentrum hat zudem die genaue Ermittlung der Leitungslänge zur Photovoltaik Anlage eine starke Verbesserung gebracht. Im Strang Richtung PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum entstehen die Hauptabweichungen zwischen Simulation und Messungen bei kurzzeitigen Spannungssprüngen.

6.7.4 Berechnungsmodell für Oberschwingungen

Die Messdaten der Messkampagne vom September 2013 dienten auch dem Ziel, die Verifikation des Berechnungsmodells im Frequenzbereich bis zur 25. Oberschwingung mit dem Einbezug der Winkel aller Strom- und Spannungsharmonischen Schwingungen zu erreichen. Die detaillierten Ausführungen dazu sind im VEiN-Bericht 8 ersichtlich.

Ergänzend wurde der Einfluss der Netzimpedanz in drei Szenarios untersucht:

- Szenario 2.0: Bestehende Grundschwingungsdaten der Impedanz
- Szenario 2.1: Symmetrische Impedanzdaten für Grundschwingung und Oberschwingungen aus der Messung September 2013
- Szenario 2.2: Unsymmetrische Impedanzdaten für Grundschwingung und Oberschwingungen aus der Messung September 2013

Dafür wurde der Strang ab KK Hermann-Keller-Strasse im Berechnungsmodell mit den symmetrischen (Szenarien 2.0 und 2.1) und phasenorientierten (Szenario 2.2) Impedanzmessdaten ergänzt, Abbildung 70 und Abbildung 71.

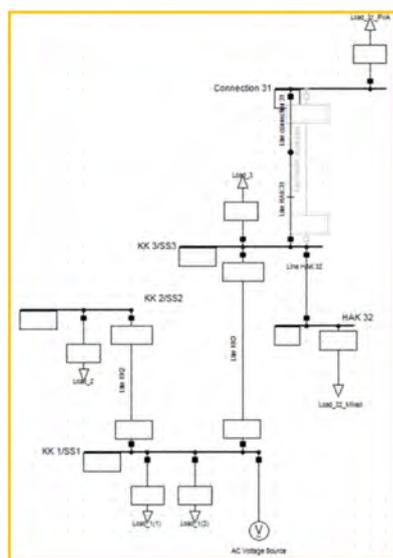


Abbildung 70: Simulationsmodell mit Kabeldaten und symmetrischen Impedanz Daten

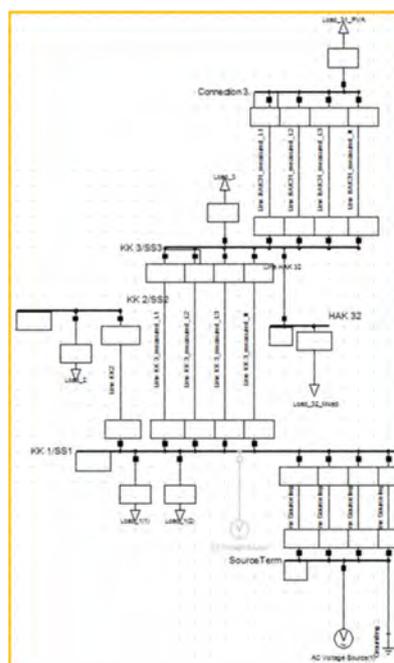


Abbildung 71: Simulationsmodell mit phasenorientierten Impedanz Daten

Es konnte gezeigt werden, dass die Messungen der stromharmonischen Schwingungen (Winkel und Amplitude) genügend gut sind. So kann die Stromverzerrung einer unbekannteren Last aus der Differenz der bekannten stromverzerrenden Lasten und der Zuleitung am gemeinsamen Verknüpfungspunkt nachgerechnet werden. Genau gleich wie dies bei 50Hz-Lastflussimulationen gemacht wird.

Die Validierung hat ergeben, dass es wichtig ist, die spannungsharmonischen Daten der Quelle (Spannungsreferenz im modellierten Netz) richtig abzubilden, die Verbraucher im VEiN-Netz verursachen nur leichte Änderungen der Grundverzerrung.



Es konnte die Vermutung bestätigt werden, dass im Verlauf der Grundschiwingung die kleinsten Abweichungen zwischen Modell und Simulation entstehen. In Abbildung 72 werden nur die Harmonischen mit einer Amplitude > 0.1% dargestellt. Im Mittel ist eine Abweichung von bis zu 15 % zu erwarten. Harmonische Schwingungen, die mit Faktor $3 \cdot n$ ($n=1,2,3..$) zur Grundschiwingung entstehen, weisen tendenziell die grössten Abweichungen zwischen Modell und Simulation auf. Dies weil sie durch das Nullsystem (Erdung, Rückleitung) stark beeinflusst werden und dieses im Modell eher schwierig abzubilden ist.

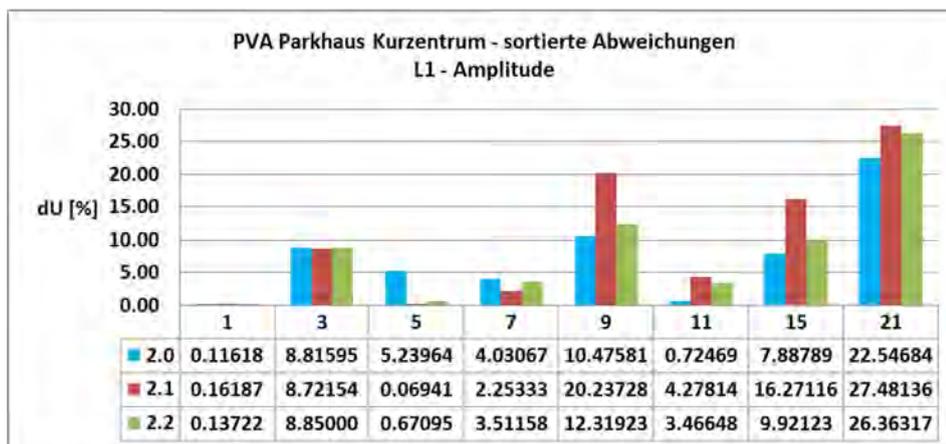


Abbildung 72: Betrag der prozentualen Abweichung der Amplituden von Simulationswert zum Messwert, Phase L1 – PVA Parkhaus Kurzentrum, drei verschiedene Impedanz Szenarios.

Betrachtet man den Einfluss der Netzimpedanz zeigt sich, dass auf der Grundschiwingung die verlässlichsten Ergebnisse auf Basis der Herstellerdaten oder mit Messungen mit sehr hohen Messströmen erreicht werden. Im Bereich der harmonischen Schwingungen ist eine generelle Aussage schwierig, da die Abweichungen phasenleiterabhängig und verschieden sind.

Es wird daher vorgeschlagen, zukünftig folgendes Verfahren anzuwenden:

1. Bestimmen des zur Modellierung relevanten Frequenzbereichs.
 - a. Dies anhand der systemrelevanten Amplituden basierend auf den Messwerten
2. Identifikation von Resonanzstellen
 - a. Anhand einer Messung der Netzimpedanz soll abgeklärt werden, ob eine spezielle Resonanz im relevanten Frequenzbereich besteht (Netzimpedanz Messung kann einen „Eindruck“ vermitteln).
3. Ist keine Resonanz enthalten und befindet sich der relevante Frequenzbereich < 1 kHz, so können die Simulationen mit Herstellerdaten durchgeführt werden.
4. Ist eine Untersuchung > 1 kHz nötig oder ist eine markante Resonanzstelle vorhanden, so soll zusätzlich eine phasenorientierte Simulation mit den Messdaten der Netzimpedanz durchgeführt werden.
5. In einer normalen Netzkonfiguration sollte die Abweichung von Messung und Simulation der relevanten Harmonischen < 15 % bei der Amplitude und < 8° beim Winkel liegen (Mittelwert über 24 h). Aufgrund der bereits höheren Messunschärfe und Model-



lierungsungenauigkeiten ist dies im angemessenen Bereich.

Faustregel: je grösser die Amplitude, je kleiner sollte die Abweichung sein.

6. Sind die Resultate noch nicht zufriedenstellend, so sollte versucht werden, die Resonanz mit einer exakteren Modellierung der Lasten nachzubilden.

6.7.5 Maximale Einspeisung im VEiN-Netz

Es wurden am DlgSILENT Berechnungsmodell die Auswirkung eines maximalen Ausbaus an PV-Anlagen auf den Dächern des NS-Netzes in Rheinfelden untersucht und mit den Resultaten einer Simulation von AEW mit Neplan verglichen. Die Resultate sind im VEiN-Bericht 9 ersichtlich

100 % Belastung / 100 % Produktion			
DlgSILENT Simulation	Summe aller Lasten	Summe aller PVA	Lastfluss bei TS (MS-seitig) ungefähr
Wirkleistung	697 kW	-1530 kW	-747 kW

Abbildung 73: Gesamt Wirkleistung der Lasten und PV-Anlagen sowie die Einspeisewirkleistung (Rückspeisung) bei maximalem PV-Ausbau

Der Vergleich liefert eine gute Übereinstimmung zwischen den Simulationsprogrammen, bei Berücksichtigung der aktuellen Netzkonfiguration und den möglichen Netzausbauten. Bei den Simulationen mit unter- bzw. übererregten PV-Anlagen sind Differenzen vorhanden. Es konnte überprüft werden, dass die vorgegebenen Daten im DlgSILENT-Netz korrekt verarbeitet wurden.

6.7.6 Optimierungsmöglichkeiten bei maximaler Einspeisung

Die Ergebnisse und Erkenntnisse bezüglich der Arbeiten zu Optimierungsmöglichkeiten bei maximalem PV-Ausbau sind detailliert im VEiN-Bericht 10 beschrieben.

Den PV-Anlagen wurden verschiedene Profile mit unterschiedlichen Einstrahlungen hinterlegt. Die Daten hierzu basieren auf Messungen einer PV-Anlage in Rheinfelden zu unterschiedlichen Jahreszeiten. Es wird ein Szenario mit starker Einspeisung simuliert, an welchem die Spannungserhöhung an verschiedenen Knoten aufgezeigt wird. Die Lastdaten stammen aus Messungen vom Mai 2010.

Es wurde gezeigt, dass die bereits installierten Batteriespeicher im Peak-Shaving-Modus entsprechend Abbildung 74 durchaus die Spannung reduzieren können, wenn auch begrenzt aufgrund der geringen Kapazität.

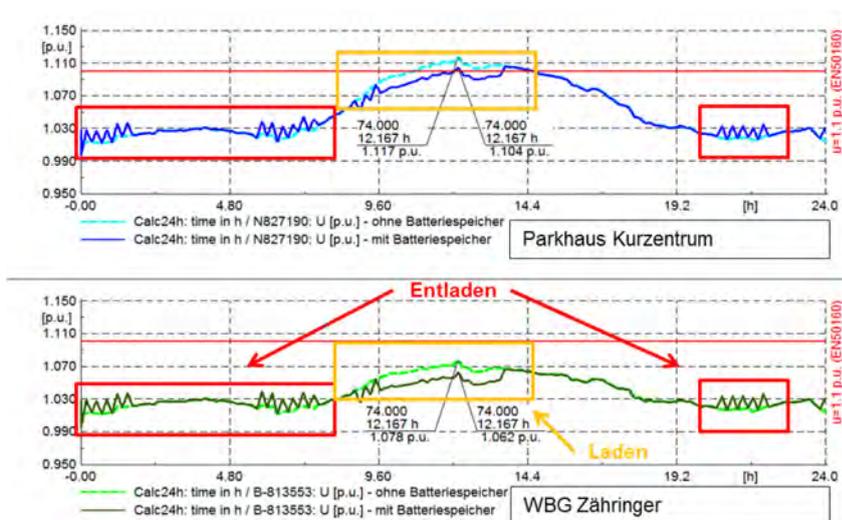


Abbildung 74: Batteriespeicher WBGZ – Spannung Parkhaus Kurzentrum (fiktives Szenario)

Mit dem Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators (RONT, resp. Trafo SRT) werden drei Szenarien zur Spannungshaltung untersucht:

- dauerhafte Stufung der Spannung
- Stufungen am Morgen und am Abend
- Stufung über integrierten Spannungsregler

Die Simulation mit dem integrierten Spannungsregler zeigt die besten Ergebnisse, wenn die Referenzspannung auf einen Knoten mit markanten Spannungserhöhungen referenziert wird. Es kann eine Verletzung der Grenzwerte nach EN50160 dank dem RONT vermieden werden, wie in Abbildung 75 ersichtlich ist.

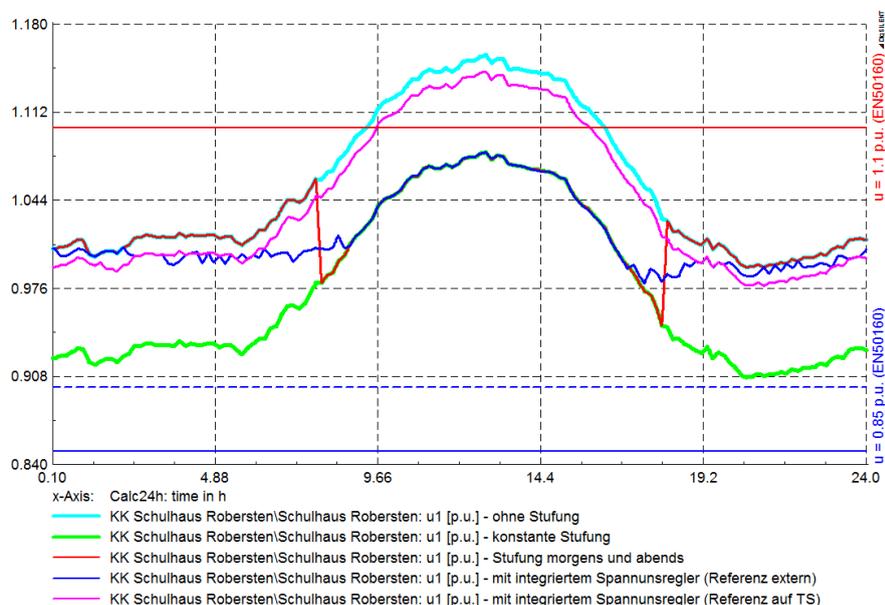


Abbildung 75: RONT – verschiedene Szenarien in der Übersicht – Spannung Schulhaus Robersten u1 [p.u.]



Weitere Untersuchungen galten der Berücksichtigung von Netzverstärkungen, wobei die Spannung mit dem beschriebenen Netzausbau nicht unter 1.1 per unit gehalten werden kann.

Ebenfalls untersucht wurde der Effekt durch Wirk- oder Blindleistungsregelung der PV-Anlagen. Aufgrund des entstehenden Spannungsabfalls über dem Transformator bei untererregten PV-Anlagen, d.h. bei Blindleistungsregelung kann die Spannung unterhalb von 1.1 p.u. gehalten werden. Dabei kann bezüglich der Spannungshaltung mit Blindleistungsbezug oder Wirkleistungsreduktion in derselben Größenordnung der gleiche Effekt erreicht werden.

Die Netzverluste, wie in Abbildung 76 sichtbar, liegen beim Betrieb ohne Einspeisung bei rund 2% des Gesamtverbrauchs und beim Betrieb mit Rückspeisung durch die maximale PV-Leistung bei rund 3.5%. Im Vergleich der unterschiedlichen Regelungsarten zur Spannungshaltung weisen die Verluste Folgendes auf:

- Die Blindleistungsregelung weist die grössten Verluste auf.
- Die Wirkleistungsregelung weist die kleinsten Verluste auf, die sogar geringer sind als die resultierenden Verluste, die durch eine Netzverstärkung erreicht werden.

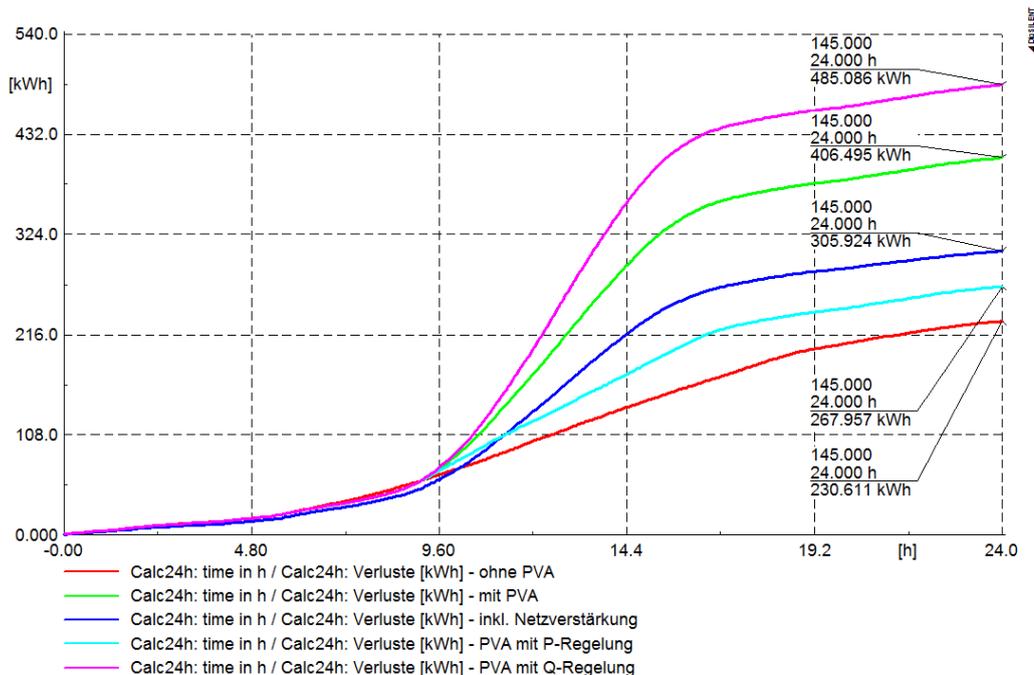


Abbildung 76: Netzverluste – verschiedene Szenarien im Vergleich
Verlauf der Verlustenergie während eines Tages von 00:00 bis 24:00 Uhr

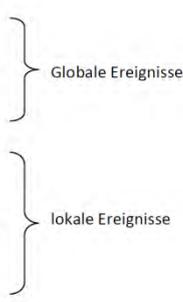


6.7.7 Subharmonische Schwingungen

Im Rahmen der Messkampagne vom September 2013 wurden mit einem zusätzlichen Messgerät, das in der Trafostation TS Kreuzmatt installiert war, auch subharmonische Schwingungen erfasst. Die detaillierten Ausführungen zu diesen Messungen sind in VEiN-Bericht 11 ersichtlich.

Subharmonische Schwingungen werden Schwingungen genannt, deren Frequenz kleiner als die Grundfrequenz ist, wie z.B. 50 Hz im elektrischen Netz der Schweiz. Die subharmonischen

Frequenz	Typisches Beispiel
Einige mHz	Frequenzregler Turbinen Regler Leistungspendelungen durch Handel
0.1Hz - 1Hz	Inter-Area Oszillationen Gruppen von Synchronmaschinen im Zusammenspiel
1Hz - Einige Hz	Einzelne Generatoren: Synchronmaschinen, Windgeneratoren Leistungselektronik im Regelverhalten.
10Hz - 50Hz	Subsynchrone Resonanzen Einflüsse von dynamischem Lastverhalten



Schwingungen stehen in einer beliebigen Relation zur Grundschwingung. Die Ursachen dieser Schwingungen sind Leistungsmodulationen, systembedingte natürliche Schwingungen aus den Eigenschaften der Betriebsmittel und Schwingungen aufgrund der Spannungsregelung. Die Erzeuger und Verbraucher eines Netzes können durch diese Schwingungen in Resonanz gebracht werden, was zu unerwünschten Folgen im

Abbildung 77: Frequenzgruppen der subharmonischen Schwingungen

Netz führen kann. Die subharmonischen Schwingungen sind auch der Fingerabdruck eines Versorgungsnetzes. Hat man genügend Informationen über das Netz, ist es möglich eine Schwingung einem bestimmten Netzelement zu zuordnen. Grundsätzlich können die Schwingungen entsprechend ihrer Frequenz in die verschiedene Gruppen entsprechend Abbildung 77 eingeteilt werden.

Die Auswertung der Messung der subharmonischen Schwingungen während der Messkampagne entsprechend Abbildung 78 zeigt bei einzelnen Frequenzen wiederkehrende Muster auf, diese werden als Moden gekennzeichnet.

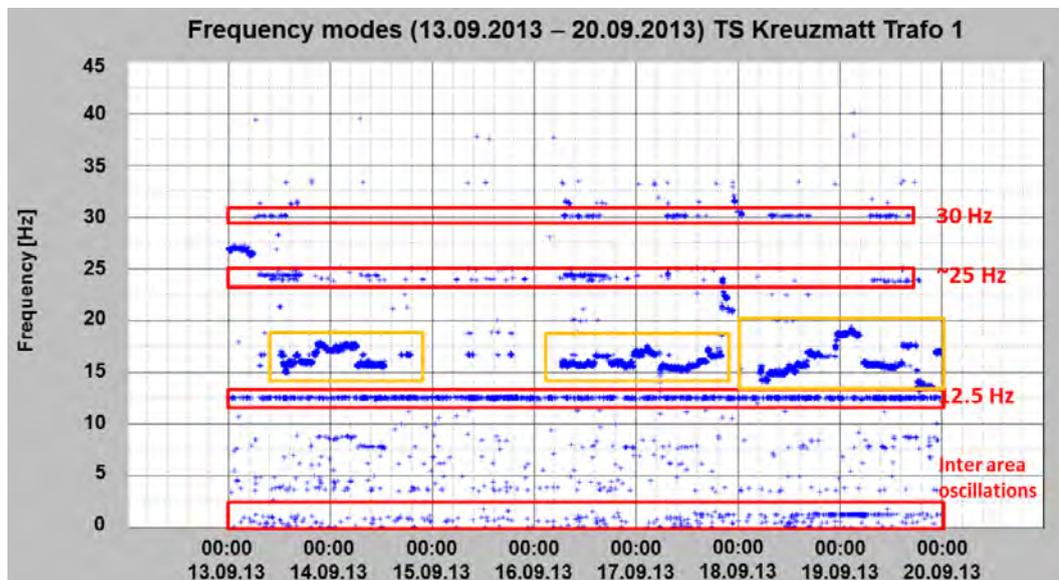


Abbildung 78: Frequenzabbild < 50Hz mit Markierung der charakteristischen Moden

Entsprechend Abbildung 77 können die charakteristischen Moden folgenden Ursprung haben:

- Oszillation konstant bei 12.5 Hz: Subsynchronen Resonanzen einer grösseren Maschine eventuell des einspeisenden Generators, Kraftwerks auf der Hochspannungsseite.
- 25 Hz und 30 Hz grössere Maschinen die eine Resonanz mit Lasten im Betrieb an Werktagen erzeugen. Am 14. und 15.09.2013 war Wochenende. Diese Zuweisungen sind als Vermutungen zu verstehen. Zusammenhänge der Moden und dem Leistungs- und Spannungsverlauf über dem Trafo 1, PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum, HAK Migros (Abbildung 79) und dem HAK APH wurden untersucht. Dabei konnten Gleichzeitigkeiten zwischen dem Leistungsverlauf des Anschlusses Lindenstrasse 3 und den Moden 15-17Hz erkannt werden. Um diese jedoch eindeutig zuweisen zu können, sind weitere, intensivere Untersuchungen erforderlich.

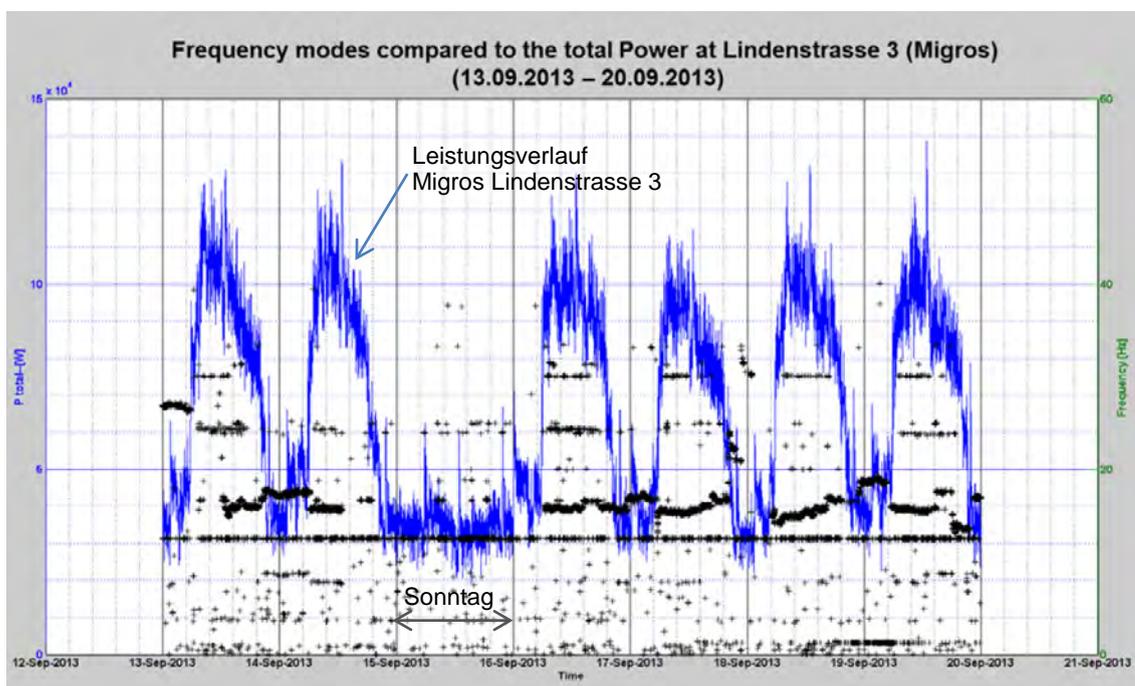


Abbildung 79: Frequenzmoden im Vergleich zum Leistungsverlauf der Migros Lindenstrasse 3

Die Analyse der Amplituden der subharmonischen Schwingungen hat gezeigt, dass diese alle unter 1‰ liegen und somit die erfassten subharmonischen Schwingungen nicht systemrelevant sind. Daraus kann abgeleitet werden, dass das VEiN-Netz ein stabiles Verhalten im Bereich < 50Hz aufweist.



6.8 Einspeisung mit mobilem FU in die KK Johannitergasse

6.8.1 Testablauf

In der Zeit vom 13. bis 24. Oktober 2014 fanden Tests mit dem mobilen Frequenzumformer bei der KK Johannitergasse statt. Dabei wurde mit dem mobilen FU über die KK Johannitergasse ins VEiN Netz eingespeist. Die Einspeisung erfolgte auf denselben NS-Strang, auf den auch die PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und WBGZ sowie der elektrische Speicher WBGZ aufgeschaltet sind, was aus Abbildung 80 ersichtlich ist. Die Einspeisung erfolgte mit den folgenden Tagesprofilen:

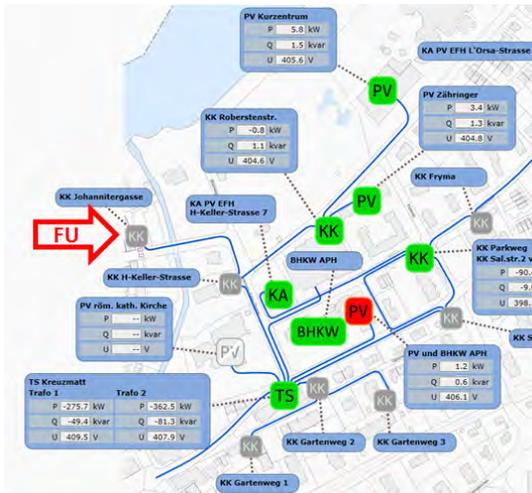


Abbildung 80: Einspeisung mit mobilem FU in die KK Johannitergasse

bei der KK Johannitergasse statt. Dabei wurde mit dem mobilen FU über die KK Johannitergasse ins VEiN Netz eingespeist. Die Einspeisung erfolgte auf denselben NS-Strang, auf den auch die PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und WBGZ sowie der elektrische Speicher WBGZ aufgeschaltet sind, was aus Abbildung 80 ersichtlich ist. Die Einspeisung erfolgte mit den folgenden Tagesprofilen:

- PV-Anlage ideal
- PV-Anlage bewölkt
- Windgenerator dauernd
- Windgenerator wechselhaft

- Blindleistungsrampe

Der Verlauf dieser Einspeisungen ist aus Abbildung 81 und Abbildung 82 ersichtlich. In der ersten Woche des Testes erfolgten am Mittwoch und am Donnerstag thermisch bedingte ungeplante Abschaltungen des mobilen FU. Diese Störungen mussten vor Ort zurückgesetzt werden, so dass der mobile FU danach wieder eingeschaltet werden konnte und die Einspeisung entsprechend dem Profil fortgesetzt werden konnte. In der zweiten Testwoche herrschten kühlere Aussentemperaturen, so dass ohne Störungen mit den Profilen „PV-Anlage ideal“, „PV-Anlage bewölkt“ und „Windgenerator dauernd“ eingespeist werden konnte.

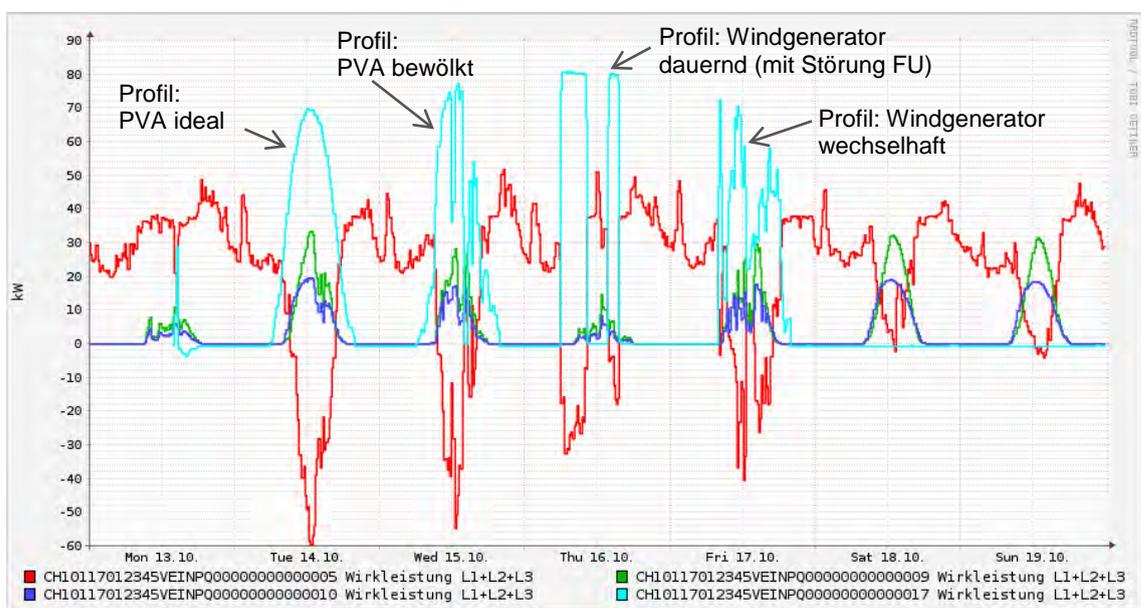


Abbildung 81: Einspeisung Wirkleistung mit mobilem FU
Profile PVA ideal und bewölkt, Windgenerator dauernd und wechselhaft

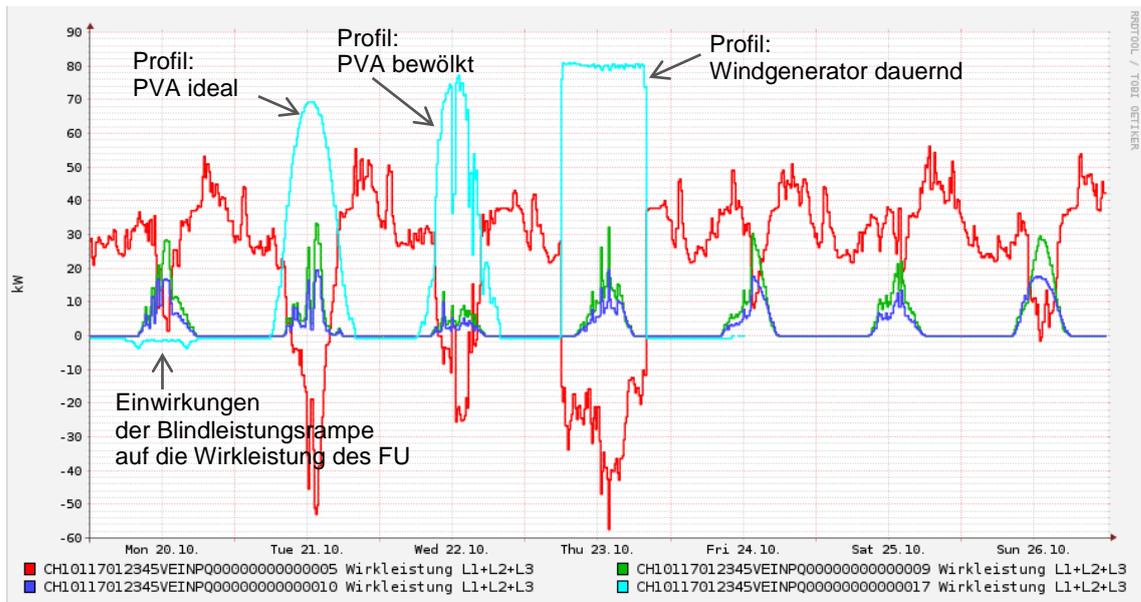


Abbildung 82: Einspeisung Wirkleistung mit mobilem FU
Profile Blindleistungsrampe, PVA ideal und bewölkt, Windgenerator dauernd

Legende:

Messpunkt: CH.....05	TS Kreuzmatt Abgang Hermann-Keller-Strasse	(rot)	positive Werte = Einspeisung ins Netz negative Werte = Rückspeisung in die TS
Messpunkt: CH.....09	PVA Parkhaus Kurzentrum	(grün)	
Messpunkt: CH.....10	PVA MFH Zähringer	(blau)	positive Werte = Einspeisung ins Netz
Messpunkt: CH.....17	Mobiler FU an KK Johanni-tergasse	(hellblau)	

6.8.2 Testauswertung

Die Analyse des gesamten Tests bezüglich der Spannungsqualität hat ergeben, dass die Grenzwerte der Norm EN50160 eingehalten wurden. Die weitergehende Auswertung der Messresultate gemäss VEiN-Bericht 11 zeigt, dass der Einfluss der Wirkleistungseinspeisung auf die Spannung am Anschlusspunkt wie in Abbildung 83 dargestellt klar ersichtlich ist. So bewirkt die Einspeisung mit einer Wirkleistung von 80 kW am Anschlusspunkt einen Spannungsanstieg von ca. 10V, resp. 4.3% der Phasenspannung Ph-E. Zudem sind auch Spannungsänderungen von ca. 5V erkennbar, die keinen Zusammenhang mit der dezentralen Einspeisung haben und somit durch Laständerungen oder durch Schaltungen des Trafostufenschalters im Unterwerk verursacht werden.

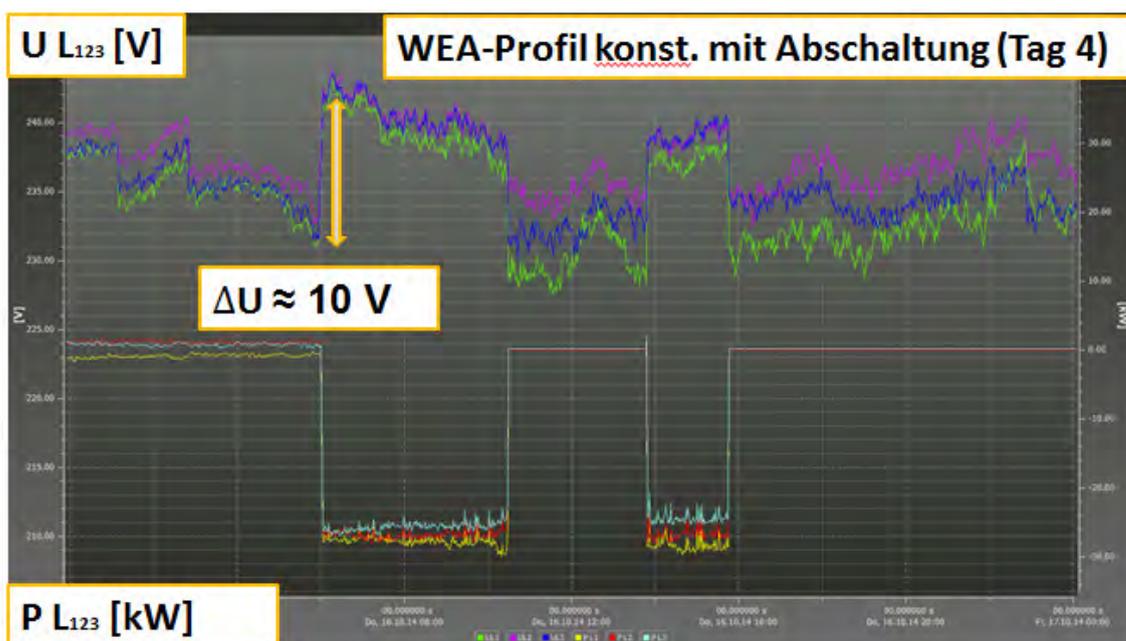


Abbildung 83: Einspeisung mit mobilem FU – Windgenerator dauernd
Spannungssprünge in Korrelation mit Wirkleistungseinspeisung

Mit der Einspeisung von Blindleistung ab dem mobilen FU konnte die Spannungsbeeinflussung mittels der Aufnahme (untererregt) oder der Abgabe (übererregt) von Blindleistung klar demonstriert werden, wie aus Abbildung 84 ersichtlich ist. Für die DEA ist es somit möglich, durch die Aufnahme oder Abgabe von Blindleistung die Spannung am jeweiligen Anschlusspunkt zu regeln.

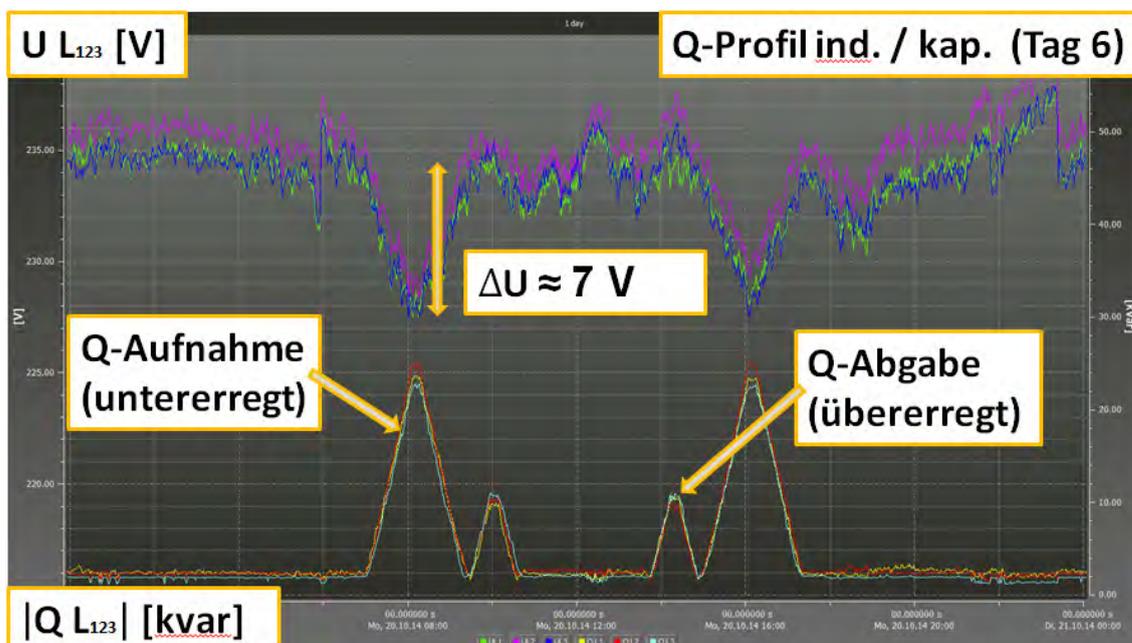


Abbildung 84: Einspeisung mit mobilem FU – Blindleistungsrampe
Spannungsänderung in Korrelation mit dem Bezug oder der Abgabe von Blindleistung



Die Einspeisung mit dem mobilen FU bewirkt, dass der Spannungsüberschwingungsgehalt THDu am Anschlusspunkt entsprechend Abbildung 85 reduziert wird. So wurde bei Einspeisung des FU mit maximaler Leistung eine Reduktion der gesamtharmonischen Verzerrung (THDu) um rund 0.4 % gemessen. Zwischen dem Volllastbetrieb des FU und der Netzfreeschaltung des FU wurde ein Unterschied im THDu von rund 0.6% festgestellt. Diese Reduktion ist einerseits durch eine Erhöhung der Grundschwingung und andererseits durch die Reduktion der ungeraden, durch drei teilbaren ($3 \cdot n$) spannungsharmonischen Schwingungen entstanden. Die Erhöhung der Grundschwingung ist bedingt durch die Einspeisung des Frequenzumformers bei 50 Hz (ca. 0.4 %). Die Reduktion der $3 \cdot n$ spannungsharmonischen Schwingungen von ca.0.2 % entsprechend Abbildung 86 kann unterschiedlich, gemäss der folgenden Auflistung begründet werden:

- Der Frequenzumformer verfügt über eine Kurvenformregelung, welche dem Verlauf der Spannung nachfährt. Somit sind sich die Spektren von Strom und Spannung ähnlich und lokal verursachte Oberschwingungen wie z.B. die $3 \cdot n$ harmonischen Schwingungen werden durch den Frequenzumformer kompensiert.
- Das netzseitige Filter des Frequenzumformers bildet zusammen mit der Netzimpedanz ein Filter, welches über eine Resonanz bei den $3 \cdot n$ harmonischen Schwingungen verfügt. Bei Anschluss des Frequenzumformers entsteht ein Saugkreis, welcher alle $3 \cdot n$ harmonischen Schwingungen kompensiert.

Der Grund für den positiven Einfluss des FU sollte durch Messung und Simulation genauer abgeklärt werden.

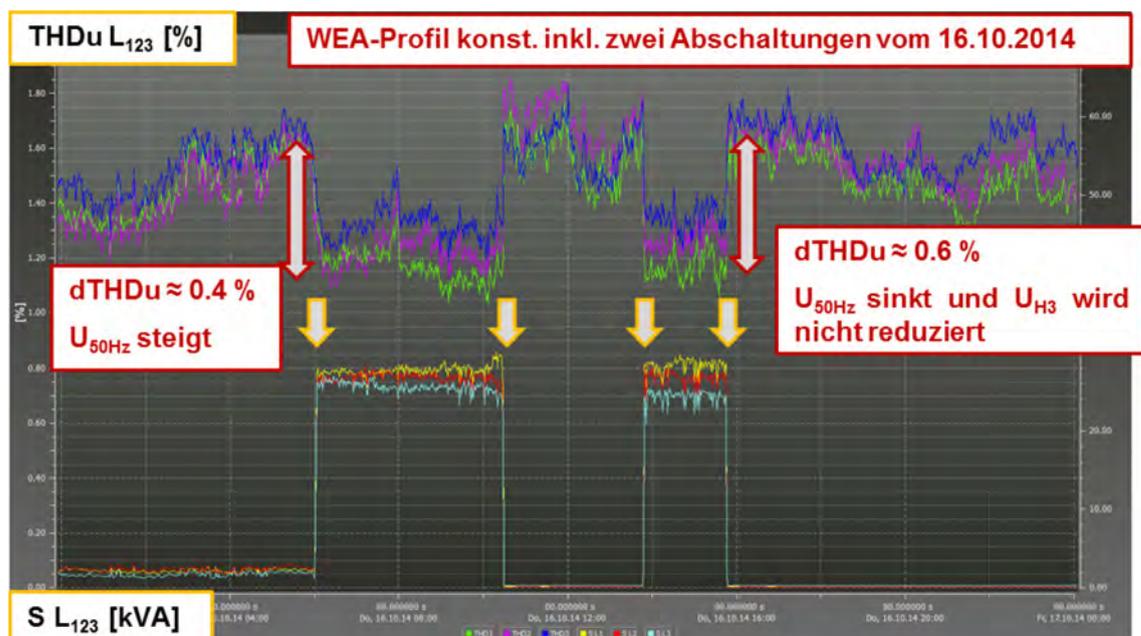


Abbildung 85: Einspeisung mit mobilem FU
Zusammenhang zwischen Einspeisescheinleistung
und der gesamtharmonischen Verzerrung (THDu)

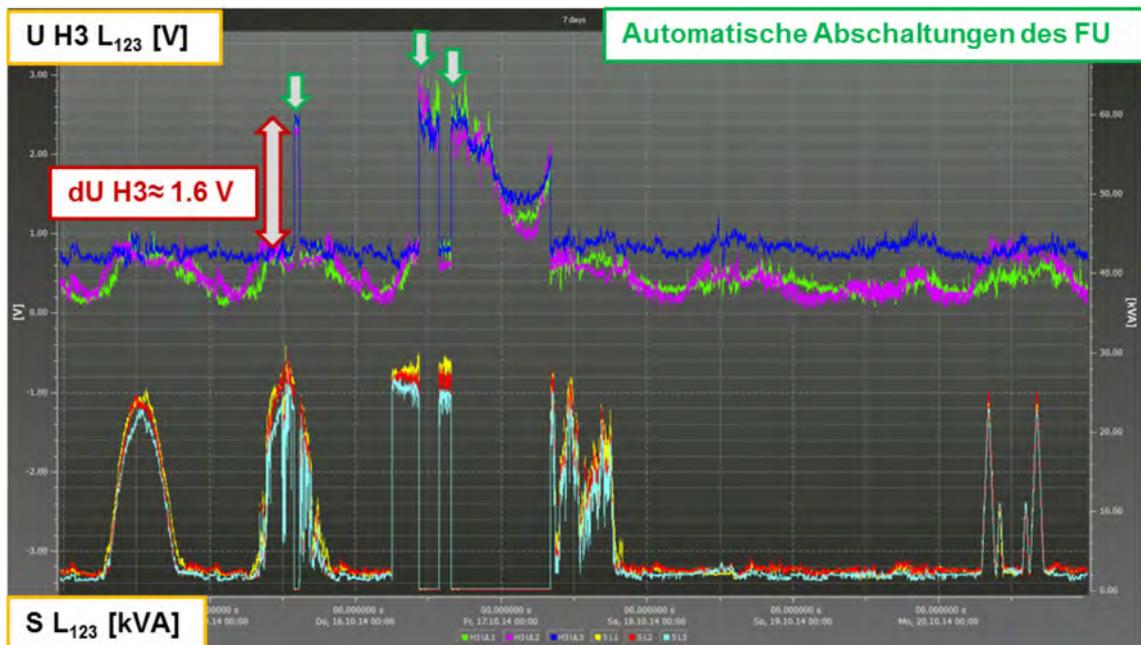


Abbildung 86: Einspeisung mit mobilem FU
Zusammenhang zwischen Einspeisescheinleistung
und der dritten Spannungsharmonischen Schwingung

Bei manuellen Einschaltungen des mobilen FU treten gemäss Abbildung 87 Erhöhungen bei den Kurzzeit Flicker auf. Zudem wurden auch fremdverursachte Erhöhungen des Kurzzeit Flicker registriert, d.h. Flicker, bei denen keine Korrelation mit der Einspeisung ab dem mobilen FU besteht.

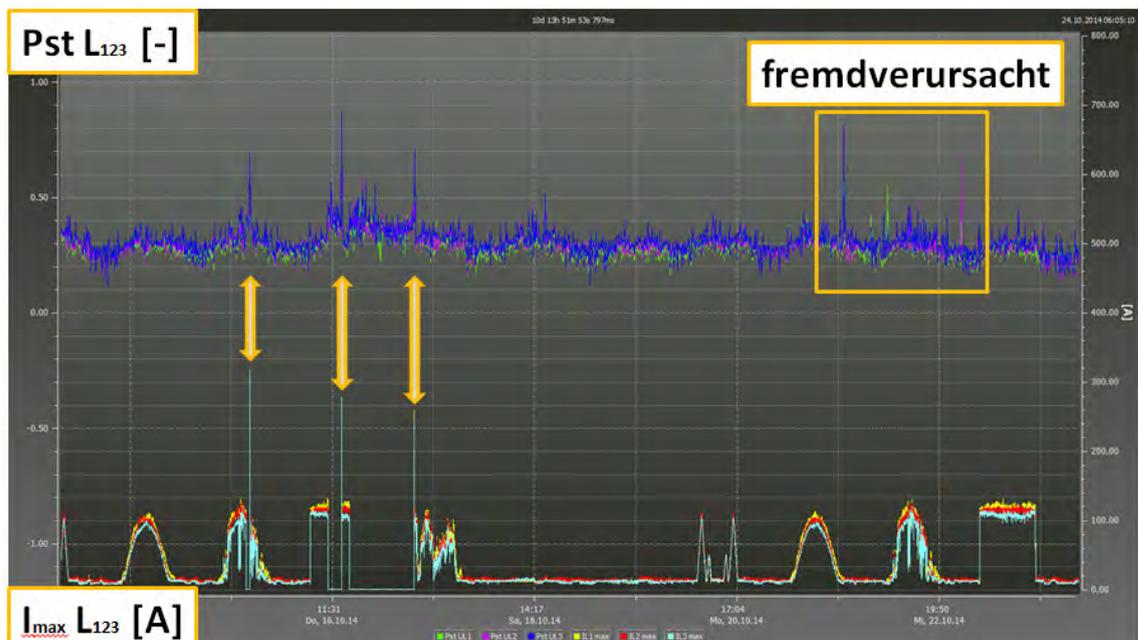


Abbildung 87: Einspeisung mit mobilem FU
Korrelationen zwischen Einspeisung
und Kurzzeit Flicker und fremdverursachte Flicker



6.9 Analyse der kontinuierlichen Messungen im NS-Netz

6.9.1 Unterschiedliche Jahreszeiten

Da die dezentrale Einspeisung mit BHKW und PV-Anlagen sehr stark von den Jahreszeiten und der Witterung abhängig ist, werden für die Analyse der kontinuierlichen Messungen im NS-Netz die ausgewählten Zeiträume gemäss Tabelle 7 betrachtet.

Jahreszeit / Witterung		Betrachteter Zeitraum
Frühling schlechtes Wetter	(FS)	05.04.2013-11.04.2013
Frühling gutes Wetter	(FG)	24.05.2013-30.05.2013
Sommer schlechtes Wetter	(SS)	23.06.2013-29.06.2013
Sommer gutes Wetter	(SG)	10.07.2013-16.07.2013
Herbst schlechtes Wetter	(HS)	19.11.2013-25.11.2013
Herbst gutes Wetter	(HG)	19.09.2013-25.09.2013
Winter schlechtes Wetter	(WS)	03.02.2014-09.02.2014
Winter gutes Wetter	(WG)	07.12.2013-13.12.2013

Tabelle 7: Betrachtete Zeiträume in den vier Jahreszeiten mit unterschiedlicher Witterung

Die Messungen während den betrachteten Zeiträumen sind Momentaufnahmen, die jedoch auf Grund der grossen Anzahl der Messpunkte eine Beurteilung der Netzqualität gemäss EN50160 zulassen.

6.9.2 Ergebnisse und Erkenntnisse aus den kontinuierlichen Messungen

Über die Zeiträume gemäss Tabelle 7 wurden für jeden Messpunkt im VEiN Netz Auswertungen zur Netzqualität gemäss EN50160 erstellt. Im Zusammenhang mit den minimalen und maximalen Leistungen an den jeweiligen Messpunkten sind für die einzelnen Zeiträume die resultierenden Flicker- (Abbildung 88) und Spannungsbereiche (Abbildung 89) ersichtlich.

Global kann die Aussage gemacht werden, dass in keinem Betriebsfall und zu keiner Zeit ein Problem im Netz besteht und auch bezüglich der Grenzwerte an den meisten Netzpunkten keine Verletzungen der Grenzwerte auftreten. Das Netz ist auf Grund seiner Topologie schon ziemlich gut ausgebaut und sollte nicht weiter belastet werden, ohne netztechnische Anpassungen vorzunehmen. Die Einflüsse der Einspeisungen scheinen für das Netz nicht relevant zu sein. Die Einflüsse der Lasten, wie z.B. die Spannungseinbrüche sind bedeutend markanter und sollten im Auge behalten werden. Die Detailauswertung nach EN50160 zeigt, dass die 15. Oberschwingung unabhängig der Belastung und der Jahreszeit immer grenzwertig zu sein scheint. Von den anderen Parametern ist lediglich der Flicker grenzwertig und dies vor allem an entlegenen Orten wie dem Schulhaus Robersten und während schwacher Einspeisung. Dies deutet darauf hin, dass die Flicker durch den Verbrauch verursacht werden und nicht durch die DEA. Wie erwartet zeigen die Auswertungen gemäss EN50160, dass die Spannungen und die Frequenz nicht einmal annähernd grenzwertig sind und dies auch nicht werden.

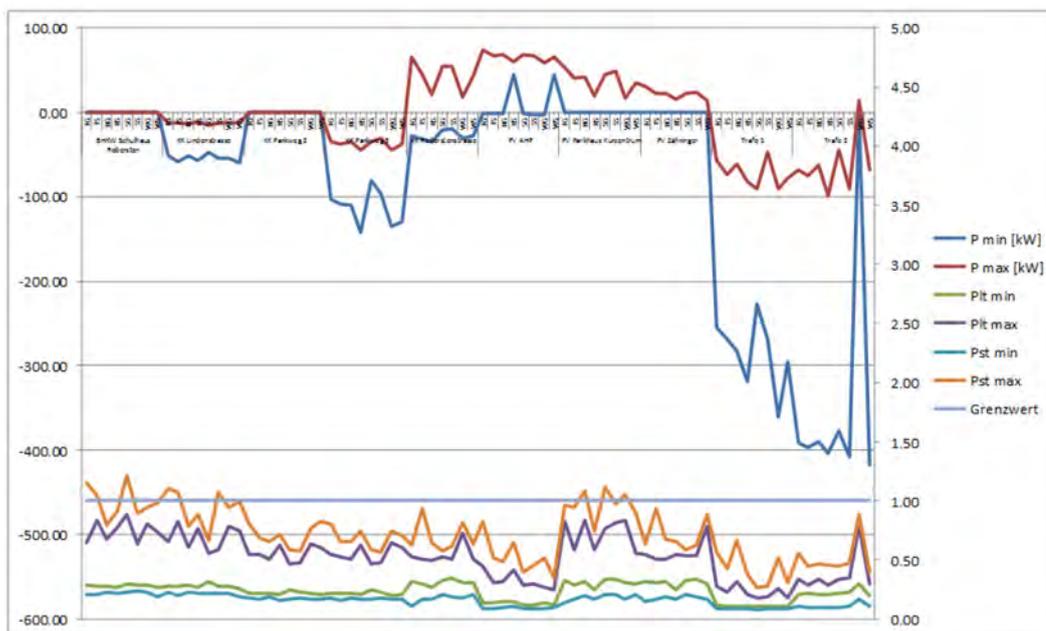


Abbildung 88: Minimale und maximale Leistungen mit resultierenden Flickerbereichen gemäss EN50160

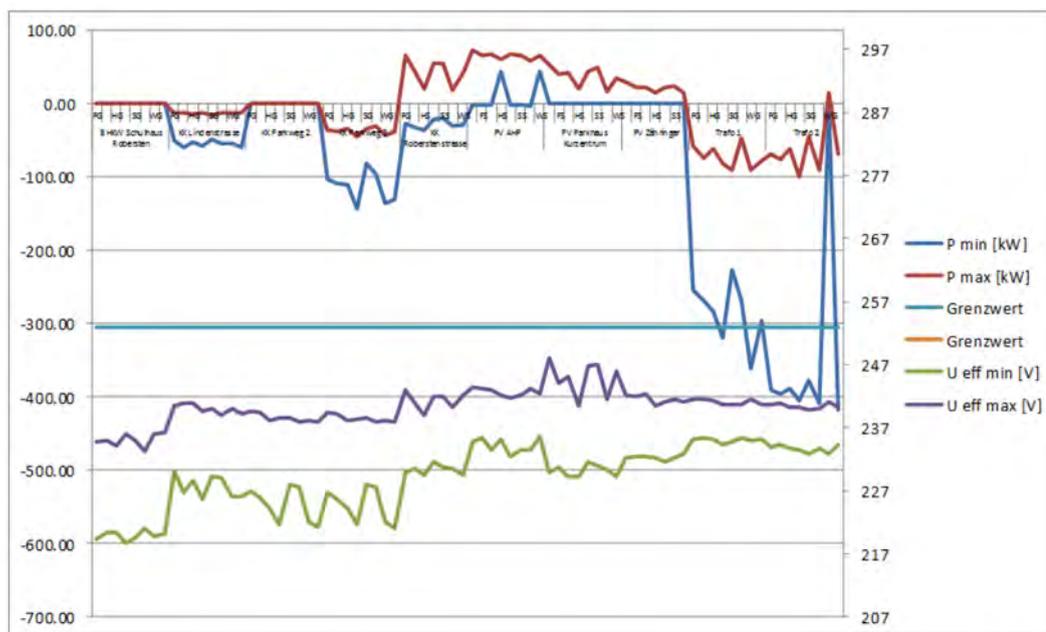


Abbildung 89: Minimale und maximale Leistungen mit resultierenden Spannungsbereichen

Als Fazit zur Analyse der kontinuierlichen Messungen kann gesagt werden, dass die DEA im Projekt VEiN nicht grenzwertig betrieben werden. Dazu wären deutlich mehr dezentrale Einspeisungen nötig. Durch regelmässige Messungen können Veränderung in der Netzqualität erkannt werden, daher sind auch in Zukunft weiterhin Analysen der kontinuierlichen Messung durchzuführen.



7 NUTZUNG VON VEiN DURCH FORSCHUNGSINSTITUTIONEN

7.1 Übersicht über involvierte Institute und mögliche Projekte

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung von VEiN steht das NS-Netz von VEiN und auch die erfassten Messdaten für die Nutzung durch Forschungsinstitutionen zur Verfügung. Im Jahre 2013 wurde die Zusammenarbeit mit den Hochschulen und Fachhochschulen intensiviert, mit dem Ziel, dass die Plattform VEiN vermehrt auch für wissenschaftliche Anwendungen genutzt wird. Dies führte zu mehreren Forschungsanträgen mit unterschiedlichem Stand der möglichen Umsetzung. Einzelne Projektanträge wurden mit oder ohne finanzieller Beteiligung von VEiN für die Durchführung aufgenommen. Die eingegangenen Forschungsanträge sind in Tabelle 8 zusammen mit den Aktivitäten im Rahmen von VEiN aufgeführt.

Forschungsantrag	Aktivität im Rahmen von VEiN
<p>Erweiterung und Optimierung der Netzmodellierung (BFH Biel)</p> <p>Das bereits erstellte Netzmodell in VEiN soll verifiziert und zur Modellierung der harmonischen Oberschwingungen ergänzt werden.</p>	<p>Die Durchführung erfolgt durch die Arbeitsgruppe Netzberechnungen innerhalb des TP Resultate. Die Ergebnisse der Optimierung der Netzmodellierung sind in Kap. 6.7.3 und Kap. 6.7.4 des Erkenntnisbericht erläutert.</p>
<p>Druckluftspeicher (FH Fribourg)</p> <p>Die Projektidee befasst sich mit der Energiespeicherung in Salzkavernen und der Einbindung in Wärme- und Kältenetze. Eine Salzkaverne in Rheinfelden soll als Druckluftspeicher verwendet werden.</p>	<p>Der Antrag hat den Status einer Projektidee. Im Rahmen von VEiN könnte allenfalls eine Vorabklärung bezüglich der Machbarkeit durchgeführt werden. Da eine Umsetzung weit über die Zeitachse des Projektes VEiN hinaus geht und auch der finanzielle Rahmen für eine Vorstudie die Möglichkeiten von VEiN übersteigt, wird der Projektantrag nicht weiter verfolgt.</p>
<p>Vernetzung dezentraler Speicher mit Lastmanagement und E-Mobilität (HS Luzern)</p> <p>Das Projekt VEiN soll mit einem Verbund von Speicher mit Lastmanagement in Kombination mit der Elektromobilität ergänzt werden.</p>	<p>Der Projektantrag entspricht einer Erweiterung der bereits in VEiN eingesetzten Anlagen und Funktionalitäten. Um Parallelitäten zu vermeiden wird das Projekt reduziert. So soll die Integration der E-Mobilität mit Speicher und 4-Quadrantenregler von VEiN weiterverfolgt werden.</p>



Forschungsantrag	Aktivität im Rahmen von VEiN
<p>Best Practice CH Plattform (HS Luzern) Das Pilotnetz VEiN soll auch zukünftig als Plattform für DEA verwendet werden und den Verteilnetzbetreibern und den Fachhochschulen der gesamten Schweiz zur Verfügung stehen. Zur Erreichung der Best Practice Plattform werden das Vorgehenskonzept erarbeitet, Meetings mit EVU, Industrie und weiteren durchgeführt sowie die Konzepte für die Weiterführung ausgearbeitet.</p>	<p>Dem Forschungsantrag wird von VEiN in einem geringeren als vorgesehenen Umfang entsprochen, so soll die HS Luzern die Schnittstelle von VEiN zu den relevanten Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER) pflegen.</p>
<p>Untersuchung und Optimierung von lokalen Energiemanagement-Systemen (FHNW Technik in Windisch) Das Projektvorhaben beinhaltet die Untersuchung des Verhaltens von lokalen Energiesystemen, welche aus Erzeugern, Verbrauchern inkl. Lastmanagement sowie Speichern bestehen. Die Untersuchung soll experimentell in Form einer Feldstudie durchgeführt und mit Simulationen ergänzt werden. Von VEiN sollen zur Beantwortung der Fragestellungen Messdaten ausgewertet werden können.</p>	<p>Da VEiN lediglich Messdaten zur Verfügung stellen und allenfalls einzelne zusätzliche PQ-Messungen installieren muss, wird dieses Projekt unterstützt. Die Auswertung der Messdaten kann zudem einen Beitrag an die Resultatfindung von VEiN leisten. Das Projekt wird durch KTI-Förderung finanziert.</p>
<p>Vorstudie ESInfo^{VEiN} Effiziente Stromnutzung durch externe Informationen (FHNW Wirtschaft in Olten) Mit der Vorstudie ESInfo^{VEiN} soll untersucht werden inwieweit der Einbezug von externen Informationen zur Verbesserung der Prognosegüte für die dezentrale Einspeisungen, wie z.B. PV- oder Windanlagen beiträgt. Daraus soll der mögliche Nutzen bezüglich der Netzqualität und der Kostenreduktion abgeleitet werden können.</p>	<p>Mit der Vorstudie können die verfügbaren Messdaten in 1-Minuten-Auflösung für eine weitere Auswertung verwendet werden. Sind im Rahmen der Vorstudie Messdaten mit einer kleineren zeitlichen Auflösung erforderlich, so können diese über eine beschränkte Dauer aufgezeichnet werden. VEiN beteiligt sich an der Vorstudie ESInfo^{VEiN} mit 50% der Projektkosten und der Bereitstellung der benötigten Messdaten.</p>

Tabelle 8: Zusammenstellung der Forschungsanträge mit den Aktivitäten im Rahmen von VEiN



Bereits seit dem Jahre 2012 ist das Projekt VEiN im Kontakt mit der ETH Zürich. Für ein Projekt bezüglich Peak-Shaving ist die ETH an Messdaten von VEiN interessiert, die auch mit dem Hinweis auf eine vertrauliche Behandlung der Messdaten zur Verfügung gestellt werden. Die ETH erarbeitet in ihrem Projekt einfache Methoden, um Lastprognosen erstellen zu können und analysiert auch den Zusammenhang mit Wetterprognosen. Resultate aus dem Projekt Peak-Shaving der ETH sind noch keine verfügbar.

Im Jahre 2013 nahm das Ökozentrum in Langenbruck mit VEiN Kontakt auf. Für einen Projektantrag beim BFE mit dem Titel „Thermische und elektrische Speicher in Gebäuden und Quartieren – System, Anwendung und Umweltbilanz“ (Speicher in Quartieren - SpeQua) werden Daten von real existierenden Netzen benötigt, um Simulationen durchzuführen. Ein Schwerpunkt dieses Projektes liegt auf der Simulation von elektrischen und thermischen Kurzzeit- und Saisonspeicher in Quartieren und Arealen. Auch für dieses Projekt besteht ein grosses Interesse an den Netz- und Anlagedaten sowie an Messwerten aus dem Pilotnetz. VEiN stellte dem Projekt SpeQua die Messdaten von den Jahren 2012 bis 2014 zur Verfügung. Resultate aus dem Projekt SpeQua sind noch keine vorhanden.

7.2 ESInfo^{VEiN}

Im Rahmen der Vorstudie ESInfo^{VEiN}, die durch die Fachhochschule FHNW Wirtschaft in Olten erfolgte, wurde das Potential für externe Informationen zur Optimierung von Niederspannungsnetzwerken untersucht. Besonderer Fokus wurde dabei auf die Verbesserung der Netzqualität durch die Reduktion der Anzahl der Schaltvorgänge von schaltbaren Transformatoren gelegt. Zu diesem Zweck wurden zwei Methoden zur Erkennung und Vorhersage von Produktionseinbrüchen dezentral installierter PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen entwickelt, welche sich auf die folgenden beiden externen Datenquellen abstützen.

1. die regionale short-term Wettervorhersage, sowie
2. das Produktionsprofil umliegender Solarpanels.

Aufgrund einer nicht ausreichenden Datengrundlage in den PV-Installationen im Umfeld der Testregion VEiN in Rheinfeldern konnten die entwickelten Methoden nur für grobe Produktionsschwankungen evaluiert werden. Diese bieten in der Praxis keine ausreichende Granularität für eine effektive Trafosteuerung. Beide Methoden können jedoch auf höhere Granularitäten extrapoliert werden. Die Ergebnisse der Evaluation sind vielversprechend.

Die Details zur Vorstudie ESInfo^{VEiN} sind im Schlussbericht für das BFE [8] und im VEiN-Bericht 13 ersichtlich. Im Folgenden werden einzelne Schwerpunkte aus der Vorstudie aufgeführt.

Die Grundidee ist, dass basierend auf externen Informationen, wie kurzzeitigen Wetterprognosen und aktuellen Messwerten aus der Umgebung des zu optimierenden Standortes Vorhersagen bezüglich der Produktion durch PV-Anlagen gemacht werden können. Die Messwerte aus der Umgebung können dabei entsprechend Abbildung 90 von andern PV-Anlagen, Pyranometer oder Wetterstationen stammen. Die Platzierung muss dabei so gewählt werden, dass die erfasste Situation aus der Umgebung mit einer angemessenen Zeitverzögerung und möglichst gleichartig durch den Wind zum Standort der zu optimierenden Anlagen transportiert wird. Es hat sich gezeigt, dass Zeitverzögerungen von mehr als einer Stunde und auch



Hügelzüge, die zwischen Messpunkten und dem Vorhersageort liegen, die Qualität der Vorhersage stark beeinträchtigen.

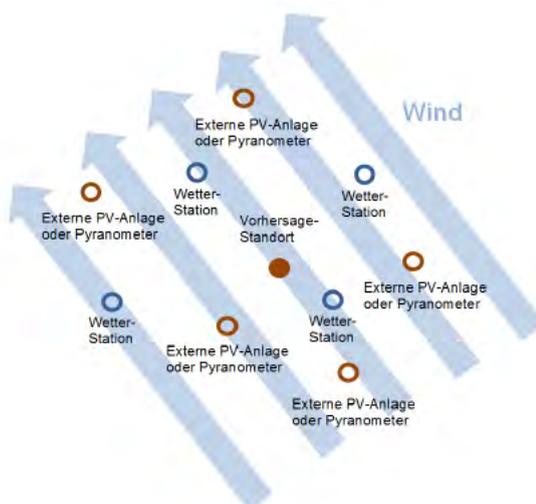


Abbildung 90: Beispiel für die Positionierung von Messwerten aus der Umgebung

Vorhersagen sind nicht bei jeder Wettersituation möglich. Die allgemeine Wetterlage kann in drei Wetterklassen entsprechend Abbildung 91 eingeteilt und gemäss dem sogenannten signal to noise ratio (SNR) definiert werden. Die allgemeine Wetterlage muss der Wetterklasse GUT oder MITTEL entsprechen damit eine Prognose daraus abgeleitet werden kann.

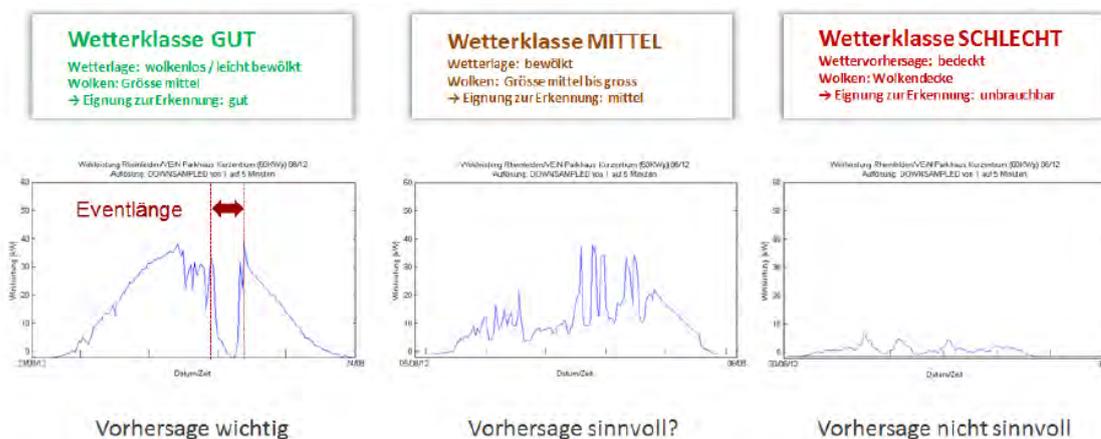


Abbildung 91: Messdaten bei unterschiedlichen Wetterklassen

Basierend auf den Messdaten mit einer idealen Abtastrate von 1 Minute können längere oder kürzere Einbrüche der PV-Produktion zum vornherein erkannt werden. Ist lediglich ein kurzer Einbruch zu erwarten, so soll ein Netzelement wie z.B. ein regulierbarer Trafo nicht schalten, hingegen soll er reagieren, wenn ein länger andauernder Produktionseinbruch der PV-Anlage zu erwarten ist.

Visuell sind die Produktionseinbrüche von längerer oder kürzerer Dauer in den Beispielen in Abbildung 91 leicht zu erkennen. Für die Schaltfreigabe eines Netzelementes muss jedoch



aus den Messwerten automatisch ein Signal abgeleitet werden, ohne dass ein Operateur die Grafiken sichten muss.

Zur mathematischen Analyse der Messwerte werden ein Schwellenwerttest und eine Wavelet-Analyse durchgeführt. Als Resultat dieser mehrstufigen, mathematisch anspruchsvollen Mustervergleichsanalyse geht hervor, wann ein Netzelement, wie z.B. ein geregelter Trafo für die Schaltung freigegeben werden kann. Die Analyse der Messung von Schwörstadt (grüne Kurve) ergibt, dass der steuerbare Trafo lediglich zwischen 14:00 Uhr und 15:00 Uhr für Schalthandlungen freigegeben werden soll (blauer Balken) um auf die prognostizierte Produktion in Rheinfelden (blaue Kurve) zu reagieren.

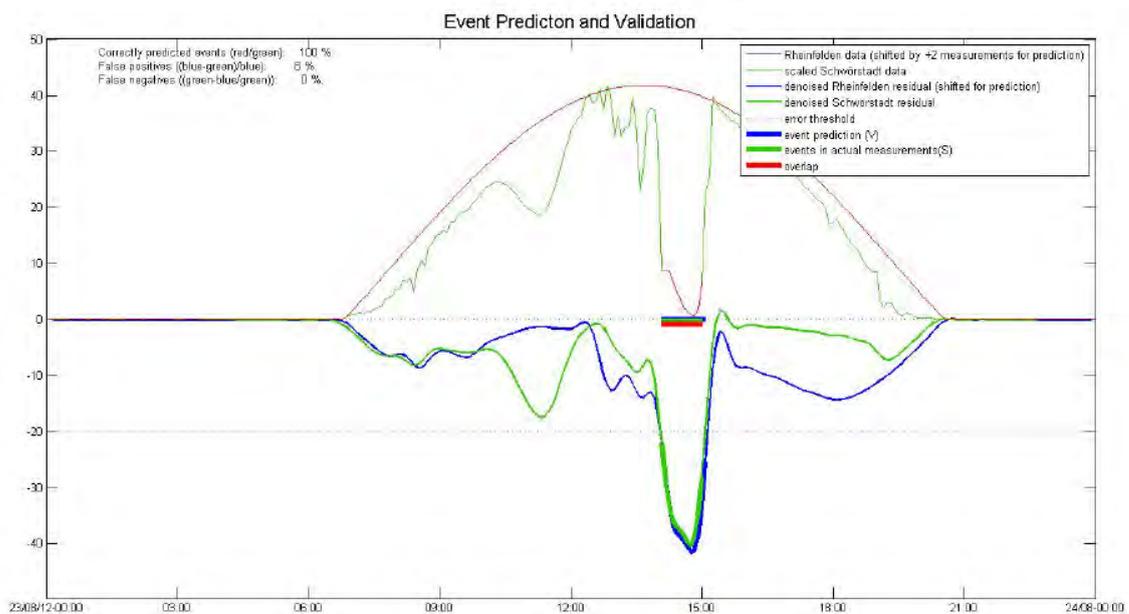


Abbildung 92: Prognose der Produktion für Rheinfelden basierend auf Messwerten von Schwörstadt

Die Vorstudie ESInfo^{VEiN} zeigte, dass mit dem untersuchten Vorgehen des Schwellenwerttests und der Wavelet Analyse eine Prognose für die Produktion von PV-Anlagen basierend auf externen Informationen aus der Umgebung prinzipiell möglich ist. Sie zeigte jedoch auch auf, dass die Beschaffung von einer ausreichenden Anzahl von Messungen in der unmittelbaren Umgebung von dezentralen Einspeisungen zurzeit nur sehr eingeschränkt möglich ist. Für zuverlässige Prognosen bei unterschiedlichen Wetterlagen sind jedoch viele Messungen notwendig, die möglichst gleichmäßig im Umfeld verteilt sind.



8 BEANTWORTUNG DER FRAGESTELLUNGEN ZU VEiN

8.1 Kategorisierung der Fragestellungen und Thesen

Die Fragestellungen mit den Thesen, die mit VEiN beantwortet werden müssen, können in drei Kategorien zur Beantwortung unterteilt werden. So gibt es Thesen, die basierend auf theoretischen Überlegungen (T) beantwortet werden können. Bei anderen Thesen kann die Beurteilung auf Grund von vorhandenen Messungen, Resultatauswertungen und praktischen Erfahrungen vorgenommen werden (M). Einzelne im Vorfeld von VEiN aufgestellte Thesen können nicht im Rahmen von VEiN beantwortet werden können, sondern erst in einem weiterführenden Projekt (V+).

8.2 Beantwortung der Fragestellungen und Thesen

8.2.1 Struktur der Fragen, Thesen und deren Beantwortung

Zur Beantwortung der Fragestellungen und Thesen wird immer vermerkt, zu welcher Kategorie T, M oder V+ sie gehören.

8.2.2 Struktur und Führung des Niederspannungsnetzes

Wie verändern sich die Struktur und die Führung des Niederspannungsnetzes durch den zunehmenden Einsatz der dezentralen Erzeugung?

- **Durch statische Umschaltungen im Netz und der Verbraucher kann die Grenze zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben erhöht werden. (T)**

Das Niederspannungsverteilstromnetz im Versuchsgebiet von VEiN besteht aus Ringleitungen die offen betrieben werden. Die DEA und der grössere Teil der Hausanschlüsse sind ab Kabelverteilkabinen im Stich ausgeführt.

Mit dem Anschluss von DEA entstehen neue Lastflüsse und Spannungsverhältnisse, die abhängig von der Produktion der DEA sind.

Dabei sind die Spannungshaltung ($\pm 10\%$) und die Spannungsanhebung (3% gemäss DACHCZ) sowie die Belastung der Kabel speziell zu beachten.

Eine Erhöhung der Grenzen mittels statischer Umschaltung ist grundsätzlich möglich, jedoch nur nach detaillierten Messungen und Abklärungen. Im Projekt VEiN wurden keine statischen Umschaltungen im Netz zur Grenzerhöhung vorgenommen.

- **Das Schutzkonzept im NS-Netz muss auf die gesamte installierte DEA Leistung im NS-Netz angepasst werden. (T, M)**

Die Netztopologie und die installierten Kabel sind vor allem massgebend für die Schutzeinstellungen. Diese wurden laufend überprüft. Anpassungen mussten keine vorgenommen werden.

- **Es besteht eine Grenze von installierter DEA-Leistung bis zu der keine Massnahmen notwendig sind. (T, M)**

Die Grenze ist abhängig von der Netztopologie und den Möglichkeiten, welche das Netz bietet.

In VEiN wurde die Grenze der installierten dezentralen Einspeisung nicht erreicht. Die



Leistungsgrenze wurde rechnerisch und experimentell mithilfe zusätzlicher Einspeisung ab dem mobilen Frequenzumformer ermittelt.

- **Mittels Steuerung der eingespeisten DEA-Leistung kann die gesamte installierte DEA-Leistung erhöht werden und die gesetzlichen Vorgaben werden weiterhin eingehalten. (V+)**

Speicher können eine Möglichkeit sein, die Grenzen zu erhöhen. Die Steuerung der DEA-Leistung alleine macht nur technisch Sinn, nicht aber wirtschaftlich. Die Überdimensionierung der Wechselrichter von PV-Anlagen, die auf einen Spitzenstrom an wenigen Tagen im Jahr ausgerichtet ist sollte vermieden werden. Eine auf die Energieproduktion optimierter Auslegung der Wechselrichter kann für den Bauherr wirtschaftlich sein.

In Nachfolgeprojekten sollen Regelstrategien entwickelt werden, die den Ansprüchen des Produzenten und des Verteilnetzbetreibers gerecht werden.

8.2.3 Vergleich der Berechnungen mit Messresultaten

Wie stark weichen Netzberechnungen von der Realität ab?

- **Die Netzberechnungen im NS-Netz mit DEA können stark von der Realität abweichen, da die Berechnung mit Modellen erfolgt, die nicht speziell auf die vermehrte Einspeisung von DEA in NS-Netzen ausgerichtet sind. (T, M)**

Simulationen mit Messdaten zeigen eine hohe Genauigkeit bei Lastflussberechnungen auf. Die Genauigkeit der Resultate ist dabei stark von der Genauigkeit der Netzdaten, wie z.B. des Leitungstyps und der Leitungslänge sowie von den vorgegebenen Lastflussdaten abhängig.

8.2.4 Betriebsoptimierungen durch DEA

Sind besondere Betriebsoptimierungen in Niederspannungsnetzen durch den Einsatz von dezentralen Erzeugungseinheiten möglich?

- **Durch den gesteuerten Einsatz der DEA können die Stränge im Netz gleichmässiger belastet werden. (T, M)**

Die Energieflüsse in den Leitungen können stark ändern. Einerseits durch die Zu- und Abschaltung von Lasten, aber auch durch Veränderung von Produktionsanlagen. Mittels einer Steuerung der DEA und externer Speicher ist es möglich, das Netz gleichmässiger zu belasten und Spannungsänderungen zu reduzieren.

Lokal kann eine DEA auch zur Verbesserung der Spannungsqualität eingesetzt werden. Anlagen mit Filter und/oder Umrichter können so ausgelegt/gesteuert werden, dass sie zur Kompensation von Spannungsharmonischen beitragen.

Neben Simulationen wurden praktische Untersuchungen mit Einspeisungen ab Frequenzumformer durchgeführt, die zeigten, dass die Theorie und Praxis gut übereinstimmen.

- **Ohne Steuerung ist keine Betriebsoptimierung möglich. (T, M)**

Ohne aktive Steuerung definieren die Lasten und Einspeisungen die Spannungen und Ströme. Mit Hilfe von Blindleistungsregelung oder dem Ein- und Ausschalten einzelner DEA konnte die Spannung beeinflusst werden.

Die Verbesserung der Spannungsqualität kann statisch, das heisst ohne Steuerung, er-



reicht werden. Dies war in den Tests mit dem Frequenzumformer zu messen. Soll aber eine auf den Betrieb angepasste Kompensation entstehen, ist eine geeignete Regelung zwingend. Eine Umrichter gesteuerte DEA könnte dies in Zukunft bieten.

8.2.5 Versorgungsqualität

In welchem Rahmen verändert sich die Verfügbarkeit von Niederspannungsnetzen?

- **Die Verfügbarkeit kann abhängig von der installierten DEA Leistung verschlechtert werden. (M, V+)**

Im vorliegenden Projekt wurde die Verfügbarkeit nicht beeinträchtigt. Ob massiv höhere Einspeisungen die Verfügbarkeit verändert, kann in einem weiterführenden Projekt verifiziert werden.

8.2.6 Lastflussumkehr

Wie kann die durch den Einsatz von DEA entstehende Situation einer möglichen Lastflussumkehr in Niederspannungsnetzen betrieblich gehandhabt werden?

- **Durch den gesteuerten Einsatz der DEA kann die Lastumkehr begrenzt werden. (T, V+)**

Der Lastfluss im Netz ist abhängig von der bezogenen Leistung der Verbraucher und der produzierten Leistung der Erzeugungsanlagen.

Mit einer Steuerung der DEA und externen Speichern kann die Lastumkehr begrenzt werden. Die optimalen zentralen oder lokalen Steueralgorithmen können in einem Weiterführenden Projekt entwickelt werden.

- **Solange keine Netzelemente überlastet werden, müssen keine Massnahmen gegen eine Lastumkehr vorgenommen werden. (T, M)**

Die Übertragungsleistung wird begrenzt durch die thermische Belastung der Kabel und der Spannungsänderung am Ende der Leitung.

Im Niederspannungsverteilstromnetz schützen Sicherungen die Leitungen gegen Überlast und Kurzschlussströme. Bei Lastflussumkehr spricht die Sicherung bei Überlast auch dann an, wenn sie nach der zu schützenden Leitung eingebaut ist. Sofern keine Zuleitungskabel direkt auf die Hauptkabelleitung einspeisen, kann eine Überlastung der Leitungen ausgeschlossen werden.

Die Transformatoren sind primärseitig durch Hochspannungssicherungen oder Leistungsschalter geschützt. Im Netzgebiet von VEiN besteht keine Gefahr einer Überlastung eines Transformators, da die eingespeiste Leistung zu klein ist und die übertragenen Leistungen überwacht werden. In anderen Netzen könnte eine Überlastung auftreten, ohne dass ein Schutzelement anspricht.

Überlastung von Netzelementen können auch durch Oberschwingungen verursacht werden. So erzeugen sie in Transformatoren zusätzliche Verluste und belasten die Kabel zusätzlich. Sie werden von den Sicherungen nicht erfasst. Die Messungen ergaben keine wesentlichen von DEA verursachten harmonischen Oberschwingungen.

Im betrachteten Verteilnetz sind die Leitungen durch die bestehenden Niederspannungs-Hochleistungssicherungen geschützt. Auch bei Lastumkehr sind bis zur Grenzlast der



Netzelemente keine Massnahmen notwendig.

8.2.7 Vorschriften und Normen

Welche Vorschriften sind allenfalls anzupassen, ist ein Einfluss auf Normierung und Gesetzgebung erforderlich?

- **Die technischen und kommerziellen Anschlussbedingungen für DEA müssen überarbeitet werden. (T, erledigt durch VSE Arbeitsgruppe)**
Die erforderliche Überarbeitung ist durch eine VSE Arbeitsgruppe bereits erfolgt und liegt als Branchenempfehlung vor.
- **Die Vorschriften für die Installation von DEA sind mit der erforderlichen Einbindung der Anlagen in eine übergeordnete Steuerung zu ergänzen. (V+)**
Im Projekt VEiN konnte dies nicht gezeigt werden. Eine weitergehende Untersuchung der Notwendigkeit für zentrale oder lokale Steuerungen kann in einem Folgeprojekt untersucht werden.

8.2.8 Akzeptanz bei Endverbrauchern

Auf welche Akzeptanz stösst ein Betrieb mit DEA bei den Endverbrauchern?
Sind Änderungen im Verhalten der Endverbraucher feststellbar?

- **Die Endverbraucher werden den Betrieb mit DEA nur akzeptieren, wenn sie diesen Betrieb nicht störend wahrnehmen.**
Die Akzeptanz der Endverbraucher mit oder ohne DEA in ihrer Liegenschaft wird unterschiedlich sein. (M)
Der Betrieb der DEA wird von den Endverbrauchern kaum wahrgenommen. Bis jetzt sind im VEiN Netz keine Störungen aufgetreten, die durch die dezentrale Einspeisung verursacht wurden.
- **Das Verbrauchsverhalten der Endverbraucher wird sich auf Grund des Betriebes mit DEA nicht ändern.**
Das Bezugsverhalten am Anschlusspunkt von Endverbrauchern mit DEA wird sich jedoch ändern. (M)
Das Verbrauchsverhalten von Endverbrauchern ohne DEA wird sich nicht ändern, da diese die DEA im Normalfall nicht wahrnehmen.
Im Projekt VEiN wurde diesbezüglich keine Veränderung festgestellt. Da lediglich zwei Haushalte mit kleinen PV-Anlagen Eigenproduzenten sind, wurde dies im Detail auch nicht untersucht. Die grossen DEA werden im Contracting oder durch VEiN betrieben.

8.2.9 Netzkosten in der Energieübertragung

Wieweit können mit dem wachsenden Anteil einer dezentralen Energieerzeugung und der damit einhergehenden Einspeisung in das Niederspannungsnetz Netzkosten in der Energieübertragung vermieden werden?



- **Die Gesamtkosten des vorgelagerten Netzes werden vorerst durch die DEA nicht reduziert. Der Kostenanteil des Vorliegernetzes kann jedoch reduziert werden. (T)**

Die Netznutzungskosten werden gleich bleiben, da zusätzliche Investitionen ins Netz vorerst nicht getätigt werden müssen. Die DEA werden somit aufgrund der Reduktion des gemessenen Verbrauchs eine Erhöhung der Netznutzungspreise (Rp./kWh) zur Folge haben, da der Energieabsatz im Verhältnis zu den Netznutzungskosten abnehmen wird.

Die Kosten der vorgelagerten Netze werden nicht reduziert, weil es schwieriger sein wird, bei fluktuierender dezentraler Einspeisung das Spannungsband NS/MS einzuhalten. Zudem lassen sich Lastspitzen und damit Netzinfrastrukturkosten nur durch gesicherte steuerbare Einspeisungen wie z.B. Speicher erreichen.

Die Verteilung der Netznutzungskosten der vorgelagerten Netzebenen wird sich ändern. So werden Nachliegernetze ohne DEA mehr Kosten übernehmen müssen und Nachliegernetze mit vermehrten DEA weniger.

Verstärkungen im 400 V Netz sind erforderlich. (M)

Die Verstärkungen werden in Zukunft stark durch den Anschluss der DEA getrieben werden, vor allem bei Anschlüssen in älteren Netzteilen oder an der Peripherie eines NS-Netzes. In VEiN war dies beim Anschluss des BHKW Schulhaus Robersten am Ende einer langen NS-Leitung der Fall.

Die Netzstruktur wird sich von der sternförmigen zur vermaschten Struktur ändern. (V+)

Die Installation und der Betrieb von vermaschten NS-Netzen kann theoretisch betrachtet zur optimalen Nutzung der bestehenden Leitungen sinnvoll sein. Wie weit dies aus betrieblicher Sicht von Nutzen ist, kann in einem Nachfolgeprojekt abgeklärt werden.

- **Ausbauten im vorgelagerten Netz können reduziert oder verzögert werden. (V+)**
Die Ausbauten im Netz müssen so erfolgen, dass ein Betrieb mit und ohne DEA möglich ist. Wie weit die DEA eines Netzes den Verbrauch und somit die maximale Verbrauchsbelastung zuverlässig reduzieren, muss sich noch weisen. Ob allenfalls ein Gleichzeitigkeitsfaktor für die Produktion, wie beim Verbrauch üblich, zur Auslegung der Netze berücksichtigt werden kann, ist nur bei einem gemischten Betrieb mit unterschiedlichen Arten von DEA möglich. Welche Mischung von Anlagen dazu erforderlich ist, kann in einem Folgeprojekt ermittelt werden.

8.2.10 Verlusteinsparung

Welche Verlusteinsparungen sind durch den Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen möglich?

- **Die Transformationsverluste und die Verluste im NS-Netz können messbar reduziert werden. (T)**

Wie weit die Übertragungsverluste durch die DEA reduziert werden können ist stark von der jeweiligen Situation abhängig.

So werden bei einem stark belasteten Netz die DEA die Last und somit auch die Netz- und



Transformationsverluste tendenziell reduzieren. Übersteigt die Einspeisung der DEA jedoch die Verbrauchsleistung bei einem schwach belasteten Netz, so können Verluste auch ansteigen.

Die Bilanzierung der Einspeisungen und des Verbrauchs liessen kein verlässlichen Ergebnisse zu, da ¼-Stundenenergiewerte nicht über das gesamte VEiN-Netz verfügbar sind und sich die Mess- und Ablesegenauigkeit im Bereich der Verlustwerte bewegt.

Folgende theoretische auf Berechnungen basierende Ergebnisse konnten ermittelt werden:

Die Verluste durch Transformator und Niederspannungsnetz belaufen sich auf rund 2% des Gesamtverbrauchs über einen Tag bei reinem Verbrauch. Wird nun die Produktion der bestehenden PV-Anlagen an einem sonnigen Tag berücksichtigt werden die Verluste auf 1.95% reduziert. Der parallele Betrieb der BHKW über 24 Stunden hat keine Reduktion der Verluste zur Folge, da eben nicht nur zu Zeiten starker Belastung sondern auch bei schwachlast Energie produziert wird. Ein maximaler Ausbau der PV-Leistung im VEiN-Netz erhöht die Verluste auf rund 3.6% (ohne BHKW). Optimal wäre ein Ausbau von 30% der maximal möglichen PV-Leistung. So würden die Verluste auf rund 1.5% reduziert.

8.2.11 Praktische Betriebsprobleme

Welche praktischen Betriebsprobleme treten auf und wie können sie technisch und ökonomisch gemeistert werden?

- **Einzelne verteilte Schadenfälle im Netz werden auftreten. (M)**
Nach mehreren Jahren Testbetrieb VEiN sind keine Schadenfälle aufgetreten.
- **Betriebsprobleme können die DEA, das NS-Netz oder die Versorgung der Endverbraucher betreffen. (M)**
Betriebsprobleme sind immer bezogen auf die einzelnen DEA aufgetreten, d.h. die Störungen waren in den DEA selbst begründet, wie z.B. fehlende Wärmeabführung bei den BHKW.
- **Die Netzqualität bezüglich dem Blindleistungsfluss, der Unsymmetrie und der Nullleiterbelastung wird verschlechtert. (M)**
Die Messungen in VEiN haben gezeigt, dass mit den eingesetzten Anlagen die Netzqualität nicht verschlechtert wurde. In einzelnen Fällen konnte sogar eine Verbesserung der Netzqualität erreicht werden. Eine Verschlechterung der Netzqualität wird sich nur beim Einsatz von qualitativ „schlechten“ Anlagen und deren Häufung ergeben.

8.2.12 Schutz-, Überwachungs- und Leitsysteme

Welche Schutzsysteme, Überwachungssysteme und Leitsysteme sind erforderlich?

- **Qualitätsmessungen sind einzubauen. (T)**
Eine vermehrte Installation von Qualitätsmessungen im NS-Netz, wie in VEiN realisiert, kann im Interesse des Verteilnetzbetreibers liegen.



- **Der Aufwand für den Personenschutz wird ansteigen. (M)**
Der Aufwand für den Personenschutz wird nicht ansteigen, da die korrekte Umsetzung der aktuellen Vorschriften ausreichend ist.
- **Die Massnahmen zur Vermeidung von Rückspannungen müssen überarbeitet werden (T, V+)**
Die Verteilnetzbetreiber haben bereits Richtlinien erlassen um diese Gefahren auszuschliessen, wie z.B. die konsequente doppelseitige Erdung. Das Verhalten bei gewolltem oder ungewollten Inselbetrieb kann in einem Folgeprojekt untersucht werden.
- **Kommunikations- und Steuereinrichtungen werden erforderlich sein. (M, V+)**
Der Betrieb der Speicher wird abhängig davon, auf welchen Netzpunkt geregelt werden soll, eine Zunahme der Kommunikationseinrichtungen nach sich ziehen.
Die Entwicklung von zukünftig benötigten Regelalgorithmen kann in einem Folgeprojekt angegangen werden.
- **Abhängig von der installierten DEA Leistung steigen die Anforderungen an die Schutz-, Überwachungs- und Leitsysteme. (M, V+)**
In VEiN waren noch keine zusätzlichen Anforderungen an den notwendig.
Mit einer allenfalls zukünftigen Vermaschung, können zusätzliche Anforderungen an den Schutz entstehen, die in einem Folgeprojekt eruiert werden können.

8.2.13 Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung

Welche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung sind zu erwarten?

- **Abhängig von der installierten DEA Leistung steigen die Kosten für den Betrieb der NS-Netze, d.h. der Netzaufbau und die Betriebsführung werden komplexer und benötigen zusätzliche Netzkomponenten und Betriebsführungselemente. (T)**
Die Netznutzungskosten werden steigen, da zusätzliche Netzkomponenten erforderlich werden und dadurch auch die Betriebs- und Unterhaltskosten zunehmen werden.
- **Die Abhängigkeit von Grosskraftwerken wird sinken. (T)**
Die Grosskraftwerke spielen eine zentrale Rolle im Verbundnetz, um die Regelgrössen konstant zu halten und genügend Reserve bereitzuhalten.

8.2.14 Leittechnik mit Funktionen zur Automatisierung

Mit welchen Funktionen zur Automatisierung kann der Netzbetrieb mit DEA verbessert werden?

- **Durch die übergeordnete Automatisierung der DEA im NS-Netz kann die Grenze zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben erhöht werden. (T, V+)**
Wie weit die Grenze der Einspeisung durch die Automatisierung erhöht werden kann ist von der jeweiligen Netzsituation abhängig. Die elektrischen Speicher können da eine Möglichkeit sein, die Grenzen zu erhöhen. Die Entwicklung von entsprechenden Algorithmen zur optimalen Steuerung der Anlagen, kann in einem Folgeprojekt angegangen werden.



- **Ein Lastmanagement und ein Management des DEA-Einsatzes werden nach einem Netzausfall erforderlich, falls die verfügbare Einspeiseleistung auf Grund der DEA reduziert wurde. (T)**

Die Verfügbare Einspeiseleistung wird voraussichtlich nicht reduziert werden können und somit wird auch kein Management des DEA-Einsatzes nach einem Netzausfall erforderlich sein.

8.2.15 Vermaschtes Netz

Wie weit kann der Netzbetrieb mit DEA durch ein vermaschtes NS-Netz verbessert werden?

- **Durch den Wechsel zum vermaschten NS-Netz kann die Grenze zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben erhöht werden. (M)**

Die Vermaschung des NS-Netzes wird einen Mehraufwand bezüglich Schutz nach sich ziehen. Beim Aufbau der Vermaschung muss die Auslegung des Netzes durchdacht geplant werden.

8.2.16 Speichermedien

Welche bekannten Speichermedien elektrischer Energie werden mit dem Einsatz von DEA interessant für eine breitere Anwendung und Nutzung?

- **Durch den Einsatz von Flywheels oder anderen gesteuerten Speichern kann die DEA-Leistung weiter erhöht werden und die gesetzlichen Vorgaben können weiterhin eingehalten werden. Dies setzt jedoch eine Automatisierung des Niederspannungsnetzes voraus. (M)**

Die in VEiN im Einsatz stehenden Speicher werden mit Peak Shaving betrieben. Es hat sich gezeigt, dass abhängig vom Netzpunkt, der mit dem Speicher beeinflusst werden soll, ein grosser Messaufwand mit Datenaustausch erforderlich ist. Die Erfahrung hat gezeigt, dass die Zuverlässigkeit der Speicher noch erhöht werden muss und dass auch die Betriebserfahrung für eine optimale Steuerung der Speicher noch gewonnen werden muss.

8.2.17 Inselbetrieb

Ist ein partieller, eventuell zeitlich begrenzter Inselbetrieb mit dem Einsatz von DEA aus Sicht der Kundentoleranz möglich?

- **Die Endverbraucher werden den Inselbetrieb nur akzeptieren, wenn sie diesen nicht störend wahrnehmen. (V+)**

Der Endverbraucher erwartet eine Stromversorgung in der gewohnt hochstehenden Qualität. Er darf nicht merken welche Anlagen seinen Strombedarf decken. Sobald allfällige Probleme auf die DEA zurückzuführen sind, wird deren Akzeptanz sinken.

Bezüglich der dem Inselbetrieb muss entschieden werden, ob dieser generell vermieden oder aufrechterhalten werden soll. Diese Thematik kann in einem Folgeprojekt abgehandelt werden.



9 ERKENNTNISSE AUS VEiN

Mit dem Betrieb der DEA von VEiN sowie den durchgeführten Tests und Messkampagnen konnten Erkenntnisse über den verstärkten Einsatz von DEA gewonnen werden, die in den vorhergehenden Kapitel im Detail aufgezeigt sind. Im Folgenden werden diese Erkenntnisse zusammenfassend aufgezeigt.

Die vermehrte Einspeisung von DEA vermindert weder die Netzqualität noch die Verfügbarkeit des NS-Netzes. Voraussetzung dafür ist, dass die NS-Leitungen für die thermischen Belastungen durch die einspeisenden Ströme ausgelegt ist. Bei Anschlüssen am Ende von langen Leitungen kann allenfalls eine Leistungsbeschränkung oder eine Spannungsabsenkung mittels Blindleistungsregelung erforderlich sein. Die zusätzliche Oberschwingungsbelastungen durch die Wechselrichter war in VEiN sehr gering. Durch die BHKW mit den Synchrongeneratoren konnte die Oberschwingungsbelastung im Netz sogar verringert werden.

Eine Anpassung der Struktur des NS-Netzes war in VEiN nicht erforderlich. Wie weit eine Strukturanpassung bei weiteren dezentralen Einspeisungen nützlich ist, kann in einem Folgeprojekt untersucht werden. Der Schutz im NS-Netz von VEiN musste nicht angepasst werden, da er den Anforderungen für die zusätzliche dezentrale Einspeisung genügte. Die zusätzliche Anforderung an den Schutz ist, dass auch bei Lastumkehr, die durch DEA erfolgen kann, die einzelnen Leitungsabschnitte beidseitig ausreichend abgesichert sind, so dass keine thermische Überlastung erfolgen kann. Im Kurzschlussfall ist die Selektivität gewährleistet, da der Kurzschlussstrom nach wie vor zur Hauptsache durch die Einspeisung ab der Trafostation bestimmt wird. Der Schutz in einem allfälligen Inselbetrieb wurde nicht analysiert und kann in einem Folgeprojekt untersucht werden.

Die Grenze der maximal möglichen dezentralen Einspeisung wurde in VEiN nicht erreicht und musste rechnerisch basierend auf den Messwerten ermittelt werden. Werden sämtliche möglichen Dachflächen im Netzgebiet von VEiN mit PV-Anlagen ausgerüstet, so resultiert daraus eine dezentrale Einspeiseleistung, die ungefähr doppelt so gross ist wie der maximale Verbrauch. Bei dieser dezentralen Einspeiseleistung werden die Netzkomponenten wie die Trafos in der TS Kreuzmatt und die NS-Leitungen nicht überlastet. Damit die Spannung in einzelnen Netzpunkten unter dem oberen Grenzwert gehalten werden kann ist der Einsatz von regelbaren Transformatoren oder der Einsatz von Speicher erforderlich. Lediglich mit Netzverstärkungen könnte der Spannungsanstieg nicht im gewünschten Masse reduziert werden.

Mit dem Einsatz von neuen Netzelementen wie regelbarem Transformator und elektrischen Speichern wird die Datenkommunikation zunehmen. Der Grund dafür ist, dass für eine optimale Regelung nicht nur die Messwerte am Anschlusspunkt der neuen Netzelemente sondern auch Messwerte an entfernten Netzpunkten berücksichtigt werden müssen. Die Erfahrungen mit dem Betrieb der elektrischen Speicher zeigte, der Betrieb regelmässig überwacht werden muss, um so auf die von der Jahreszeit und der Witterung abhängige Produktion der DEA mittels Anpassungen von Sollwerten reagieren zu können. Auch zeigte sich, dass die Verfügbarkeit der in VEiN eingesetzte elektrischen Speicher nicht so gross ist, wie sich die Netzbetreiber dies von den bestehenden Komponenten im NS-Netz gewohnt sind. Der Betriebsaufwand wird sich somit beim Einsatz von elektrischen Speichern erhöhen. Zum Betriebsverhalten des regelbaren Trafos kann noch keine Aussage gemacht werden, da der für VEiN vorgesehene Trafo noch nicht verfügbar ist. In einem Folgeprojekt kann der Betrieb mit dem regelbaren Trafo analysiert werden.



Durch den vermehrten Einsatz von DEA in VEiN haben sich die Kosten für die Trafostation, die NS-Leitungen und den Betrieb nicht erhöht. Die Kosten, die im Zusammenhang mit den elektrischen Speichern entstehen, werden durch das Projekt VEiN getragen. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass sich die Netzkosten für den vermehrten Einsatz von DEA auf jeden Fall erhöhen werden, sobald neue Netzelemente wie regelbare Trafos oder elektrische Speicher eingesetzt werden. Diese zusätzlichen Netzkosten beinhalten nebst den Investitionen auch die Betriebskosten für die Datenkommunikation sowie für die Überwachung und den Betrieb der Anlagen.

10 BISHERIGE INFORMATIONEN AUS VEiN

10.1 Publikationen

Zusätzlich zu den Jahresberichten für die Gesellschafter von VEiN wurden auch Newsletter zur Informationen der Bewohner im Quartier Robersten, wo die Anlagen von VEiN platziert sind, erstellt und verteilt. Mit Beiträgen in den Rheinfelder Neujahrsblätter 2011 und 2015 wurde zudem die gesamte Bevölkerung der Stadt Rheinfelden über das Projekt VEiN informiert.

Einzelne Artikel zu VEiN erschienen in Zeitschriften von Verteilnetzbetreibern und Fachverbänden.

VEiN pflegt auf dem Internet eine eigene Homepage www.vein-grid.ch. Auf der Homepage wird das Projekt erläutert und visualisiert. Zudem sind darauf auch die Jahresproduktionen der einzelnen Anlagen ersichtlich.

10.2 Präsentationen

Seit dem Start des Projektes ist an mehreren Veranstaltungen das Projekt VEiN präsentiert worden. Dabei wurde jeweils der aktuelle Stand im Projekt und abhängig von der Art der Veranstaltung ein Schwerpunktthema aus VEiN dargestellt. Die Präsentationen erfolgten für Netzbetreiber, in Kommissionen der Verteilnetzbetreiber, an Energietagungen, an Fachtagungen und Betriebsleitertagungen des VSE sowie an verschiedenen Energie- Apéros. Einzelne Präsentationen von VEiN konnten auch im Tessin und der französisch sprachigen Schweiz durchgeführt werden.



11 WEITERE AKTIVITÄTEN WÄHREND UND NACH VEiN

Mit dem Projekt VEiN konnten noch nicht alle Fragestellungen, die im Dokument „Konkretisierung des Vorgehens zur Resultaterreichung“ [4] beantwortet werden. Zudem sind im Verlaufe des Projekts weitere Aspekte aufgetaucht, die untersucht werden können. Im Folgenden werden die Aktivitäten aufgeführt, die noch in der Schlussphase von VEiN oder in möglichen Folgeprojekten durchgeführt werden können.

- Einspeisung mit mobilem FU zur Verstärkung der Einspeisung mit BHKW und PV-Anlagen.
- Einsatz des mobilen FU zur Spannungsregelung
- Einsatz des regulierbaren Trafos
- Optimierung des Einsatzes von Speichern aus Sicht Verteilnetzbetreiber, Produzent und Endverbraucher
- Entwicklung von Regelstrategien zum Einsatz der DEA, die den Ansprüchen der Produzenten, d.h. der Anlagenbesitzer und des Verteilnetzbetreibers gerecht werden.
- Umsetzung der optimalen Regelstrategien in zentralen oder lokalen Steuer- und Regelalgorithmen.
- Statische Umschaltungen im NS-Netz, so dass mehr DEA installiert werden können, ohne dass der Einsatz von neuen Netzelementen erforderlich wird.
- Vermaschung des NS-Netz VEiN zur optimalen Nutzung der bestehenden Leitungen für einen vermehrten Einsatz von DEA.
- Abklärung der zusätzliche Anforderungen an den Schutz bei Vermaschung des NS-Netzes.
- Eruierung des optimalen gemischten Betriebs mit unterschiedlichen Arten von DEA mit dem Ziel einen Gleichzeitigkeitsfaktor für die Produktion zu ermitteln.
- Eruierung des optimalen Verhalten bei gewolltem oder ungewolltem Inselbetrieb.



12 DOKUMENTENVERZEICHNIS

- [1] Dr. G. Schnyder, P. Mauchle, Prof. M. Höckel, P. Lüchinger, Dr. O. Fritz, Ch. Häderli, E. Jaggy: **Zunahme der dezentralen Erzeugungsanlagen in elektrischen Verteilnetzen**, Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität, 2003
- [2] Dr. G. Schnyder: **Dezentrale Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen (Machbarkeitsstudie)** Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität, Mai 2005
- [3] G. Schnyder: **Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetzen „VEiN“** Unterlagen für die Finanzakquisition zur Projektphase, Projektdokument, Dezember 2007
- [4] P. Mauchle: **VEiN – Forschungsprojekt zur Klärung der Auswirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen auf die elektrischen Verteilnetze** Konkretisierung des Vorgehens zur Resultaterreichung, Projektdokument, Oktober 2008
- [5] P. Bühler, Dr. G. Schnyder: **Vorprojekt VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze**, Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Netze, Dezember 2008
- [6] Dr. G. Schnyder: **Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze „VEiN“** Pilotprojekt, Jahresbericht BFE Forschungsprogramm Netze, Dezember 2009
- [7] R. Caldelari: **VEiN – Literaturrecherche zu Projekten mit dezentralen Einspeisungen** Projektdokument, Oktober 2010
- [8] G. Wilke, H. Wache: **ESInfoVEiN – Grundlagen für Kurzfristvorhersagen von PV-Anlagen mit externen Informationen** Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Netze, November 2014

13 INTERNE BERICHTE DES PROJEKTS VEIN

Im Folgenden werden die nicht veröffentlichten, internen Berichte aufgeführt, die im Verlaufe des Projektes VEiN erstellt wurden. Diese Berichte umfassen Ergebnisse von Test sowie auch Berichte, die zur Beschreibung von Anlagen oder im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung erstellt wurden.

- VEiN-Bericht 1: VEiN-20111219_Test T1a Protokoll der Messungen vom 5.-11.12.2011
- VEiN-Bericht 2: VEiN-20120124_Test T2a Protokoll der Messungen vom 9.-13.01.2012
- VEiN-Bericht 3: VEiN-20120127_Blindleistungsverhalten von Wechselrichtern
- VEiN-Bericht 4: VEiN-20120425_Test T1c Protokoll der Messungen vom 20.-30.03.2012
- VEiN-Bericht 5: VEiN-20121207_Test T2c, T3a, T4a Vorgaben für die Auswertung der Tests im Juli, August und September 2012
- VEiN-Bericht 6: VEiN-20131024_Power Quality Analyse September 2013 – VEiN Messkampagne
- VEiN-Bericht 7: VEiN-20131113_Modellverifikation mit Messdaten der PQ-Messkampagne im September 2013
- VEiN-Bericht 8: VEiN-20141106_AP4 + 5 –Modellierung und Validierung von harmonischen Schwingungen
- VEiN-Bericht 9: VEiN-2014mmdd_AP3 – maximale Einspeisung durch PV-Anlagen
- VEiN-Bericht 10: VEiN-20140603_AP3 + 6 – Optimierungsmöglichkeiten bei max. PV-Ausbau
- VEiN-Bericht 11: VEiN-20131113_Analyse der subharmonischen Schwingungen gemessen im September 2013



- VEiN-Bericht 12: VEiN-20141219_Einsatz des VEiN-Frequenzumformers bei KK Johannitergasse (provisorische Version)
- VEiN-Bericht 13: VEiN-20141104_ESInfoVEiN – Grundlagen für Kurzfristvorhersagen von PV-Anlagen mit externen Informationen