



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Jahresbericht 23. November 2011

VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Netze
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

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

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
Werner Seywald, Industrielle Werke Basel, werner.seywald@iwb.ch
Louis Lutz, AEW Energie AG, louis.lutz@aew.ch
Stephan Bühlmann, AEW Energie AG, stephan.buehlmann@aew.ch
Dr. Michael Moser, Bundesamt für Energie, michael.moser@bfe.admin.ch

BFE-Bereichsleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Programmleiter: Dr. Michael Moser

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500216-01 / SI/500216 und SI/500341-01 / SI/500341

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	4
1 Projektorganisation	6
2 Teilprojekt Netze	7
2.1 Allgemein	7
2.2 Administrative und organisatorische Aufgaben des Leiter TP Netz	7
2.3 Arbeitsgruppe Netzanalyse, Netzplanung und Netzdesign	8
2.4 Arbeitsgruppe Netzbau und Netzbetrieb	12
2.5 Arbeitsgruppe Leitsystem	12
2.6 Arbeitsgruppe Resultatfindung und Kernaussagen	16
3 Teilprojekt Anlagen	19
3.1 Allgemeines	19
3.2 Anlagen- und Objektübersicht	19
3.3 Blockheizkraftwerke (BHKW)	20
3.4 Photovoltaik (PV)	23
3.5 Windanlagen	25
3.6 Kleinwasserkraftwerk	26
4 Teilprojekt Kunden	27
4.1 Zielsetzung Teilprojekt Kunden	27
4.2 Durchgeführte Aktivitäten 2010	27
4.3 Weitere und geplante Aktivitäten	27
4.4 Projektabschluss	28
5 Teilprojekt Kommunikation	29
6 Teilprojekt Wissenschaftliche Begleitung	30
7 Beilagen	31
8 Dokumentenverzeichnis	32



ZUSAMMENFASSUNG

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

Das Teilprojekt Netz mit den Arbeitsgruppen Netzanalyse, Netzbetrieb, Leitsystem und Resultatfindung hat im Jahre 2011 die theoretischen Betrachtungen der einzelnen Arbeitsgruppen konkretisiert und vertieft bearbeitet. Zur Analyse und Überwachung der Netzqualität im Niederspannungsnetz der TS Kreuzmatt wurde ein Power-Quality-System realisiert. Dieses PQ-System misst die Spannungen und Ströme an ausgewählten Netzenpunkten und stellt die Daten zentral für die Analyse zur Verfügung. Als Ergänzung zum PQ-System wurde auch ein Leitsystem realisiert. Damit werden die dezentralen Energieerzeugungsanlagen, die Einspeisung ab der Trafostation TS Kreuzmatt und ausgewählte Netzenpunkte überwacht und visualisiert. Ab dem Leitsystem können die dezentralen Energieerzeugungsanlagen zudem ein-, aus- und in Teillast geschaltet werden. Die Simulationen des NS-Netzes wurden vorangetrieben, so dass die Absicherungen im NS-Netz überprüft und Berechnungen für die im Rahmen von VEiN durchzuführenden Testabläufe durchgeführt werden konnten. Die Arbeitsgruppe Resultatfindung hat mehrere Testszenarien entworfen. Zwei davon, wurden im Detail ausgearbeitet und durch die Simulationen auf die Durchführbarkeit geprüft. Im Dezember wird ein erster Test zur Bestimmung der Grenzen der Einspeisung durchgespielt. Ein zweiter Test bezüglich des Verhaltens bei unsymmetrischen Einspeisungen wird im Winter 2011/2012 durchgeführt werden. Weitere Tests zur Bestätigung oder Widerlegung der Thesen aus dem VEiN Vorprojekt sind im Verlaufe des Jahres 2012 vorgesehen.

Mittlerweile sind im Projekt VEiN zwei BHKW und vier Photovoltaikanlagen mit einer gesamten elektrischen Leistung von 270 kW installiert. Dies entspricht auch dem Stand per Ende 2010. Die Installation von weiteren dezentralen Anlagen wird angestrebt. Konkret vorgesehen sind eine weitere grösere Photovoltaikanlage, vier kleine Windanlagen und ein Kleinwasserkraftwerk. Bis diese Anlagen realisiert werden können, müssen noch einige Hürden genommen werden, seien dies die definitive Zusage des Grundstückeigentümers oder die Bewilligungen, die teilweise durch Einsprachen verzögert werden.

Das Teilprojekt Kunden informiert die Endverbraucher im NS-Netz Kreuzmatt regelmässig über Aktivitäten im Projekt und versucht so ein Feedback von den Endverbrauchern zu erhalten, um auch die „gefühlte Netzqualität“ zu erfassen. Zudem wird regelmäßig darauf hingewiesen, dass das Projekt VEiN Interesse an der Installation von Mini-BHKW bei Erneuerungen von Heizzentralen und an der Installation von weiteren Photovoltaikanlagen hat.

Über das Projekt VEiN wurde im Jahre 2011 in der Presse mit mehreren Fachartikeln informiert. Auch wurde VEiN im Rahmen von verschiedenen Tagungen präsentiert.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurde im Jahre 2011 die Netzsimulation durch die Berner Fachhochschule fertig erstellt und für eine erste Anwendung zu Überprüfung der Testszenarien für die Resultatfindung angewendet. Mit der Fertigstellung der Mess-, Überwachungs- und Leitsysteme steht im Jahre 2012 das Pilotnetz VEiN für die von der Wissenschaft



angeregten Feldversuche vollumfänglich für die Nutzung, Messung und Protokollierung zur Verfügung. Dem Antrag der ETH Lausanne zur Nutzung von VEiN für eine kombinierte Wärme- und Wärmepumpenanlage wurde zugestimmt. Die Koordination mit dem Antragssteller zur Integration dieser kombinierten DEA in das Pilotnetz von VEiN muss noch erfolgen.



1 PROJEKTORGANISATION

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

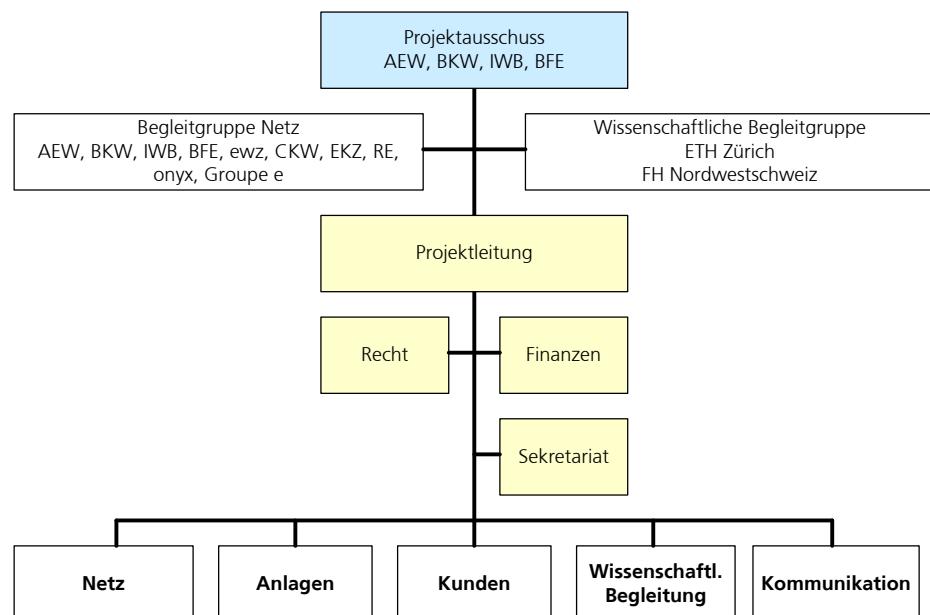


Abbildung 1: Organigramm des Projektes VEiN



2 TEILPROJEKT NETZE

2.1 Allgemein

Im Jahr 2011 wurden die theoretischen Betrachtungen der einzelnen Arbeitsgruppen konkretisiert und vertieft bearbeitet. Es gab viele Besprechungen innerhalb der Arbeitsgruppen, aber auch zur Koordination und Abstimmung zwischen den einzelnen Arbeitsgruppen. Die Arbeitsgruppe Resultatfindung konnte Anfang 2011 erfolgreich ins „Leben“ gerufen werden. Es ist geplant, bis Ende 2011 einen ersten „scharfen“ Test im Versuchsnetz zu fahren.

Das Konzept des Netzqualitätssystems (PQ-System) wurde in der AG Netzdesign erarbeitet, ausgeschrieben und im Sommer/Herbst 2011 in Betrieb gesetzt. Dies konnte auch für das Leit- und Steuerungssystem erfolgreich durchgeführt werden.

Parallel wurde durch die AEW Energie AG der Pilot „Smartgrid-Zähler“ im Versuchsgebiet planmäßig realisiert.

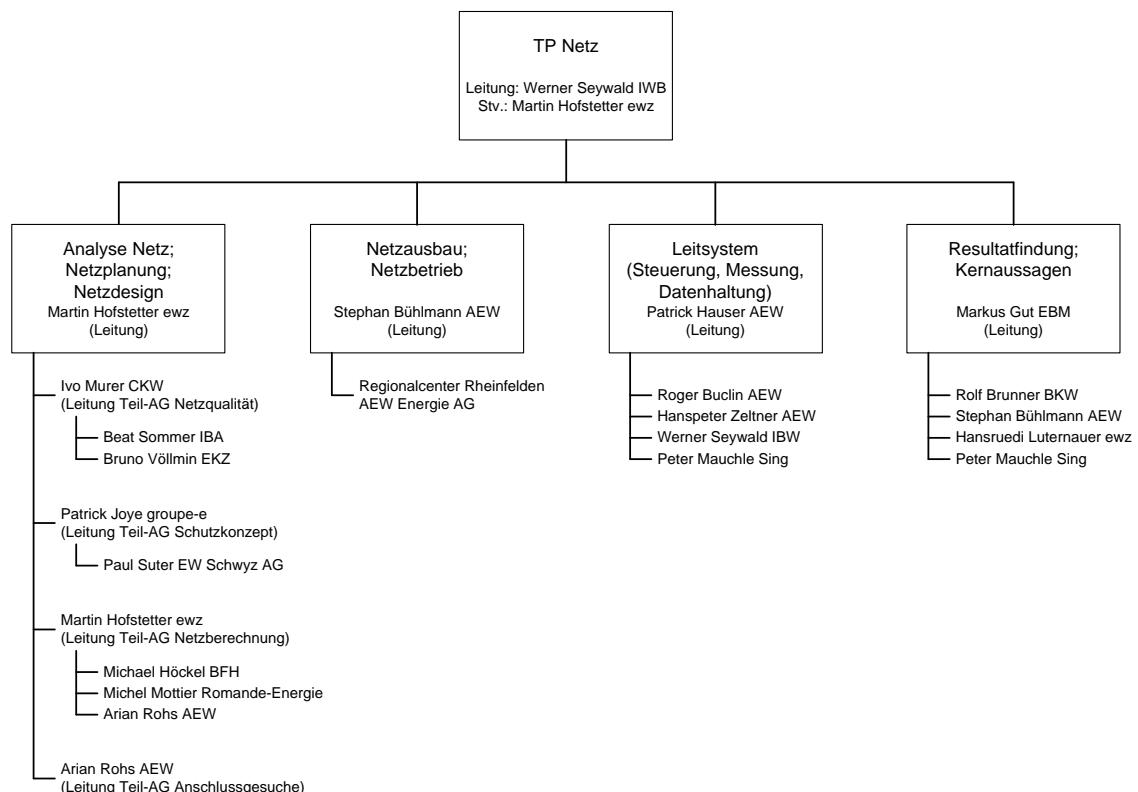


Abbildung 2: Organigramm des Teilprojektes Netze inkl. Arbeitsgruppen

2.2 Administrative und organisatorische Aufgaben des Leiter TP Netz

Im Rahmen des Gesamtprojektes wurde der Projektleiter VEIN bei seinen vielfältigen Aufgaben unterstützt.



Die Gesellschafterversammlung wurde mit vorbereitet und bei der Durchführung unterstützt. Weiterhin wurden regelmässige Teilprojektleitersitzungen und Begleitgruppensitzungen abgehalten, die ebenfalls vorbereitet und bei der Durchführung unterstützt wurden. Innerhalb des Teilprojektes Netz wurden die Informationen verteilt und koordiniert. Ein Grobterminplan wurde erstellt und die Bearbeitung der Teilaufgaben und Arbeitspakete begleitet.

Da die Mitglieder des TP Netz über die ganze Schweiz verteilt sind, wurden regelmässig AG-Austauschsitzungen durchgeführt, um den Informationsaustausch zwischen den zuständigen AG-Leiter sicher zu stellen. Weiterhin konnte durch diese Sitzungen auch der Kontakt zur Gesamtprojektleitung sichergestellt werden.

2.3 Arbeitsgruppe Netzanalyse, Netzplanung und Netzdesign

2.3.1 Netzqualität

Das Konzept des Netzqualitätssystems, d.h. des PQ-Systems wurde in der AG Netzdesign in diversen Sitzungen erarbeitet und mit der AG Leitsystem abgestimmt. Es wurden mehrere Offerten eingeholt, die detailliert beurteilt und ausgewertet wurden. Im Sommer/Herbst 2011 konnte die evaluierte Anlage montiert und in Betrieb gesetzt werden. Auch die Schnittstelle zum Leitsystem konnte erfolgreich getestet werden.

Die PQ-Messgeräte der Firma Optec AG sind entsprechend Abbildung 3 bei allen Hausanschluss-Einspeisungen mit dezentralen Erzeugungsanlagen, in einzelnen Kabelkabinen mit direktem Anschluss von dezentrale Erzeugungsanlage sowie bei den Niederspannungseinspeisungen und einzelnen Abgängen der TS Kreuzmatt installiert. Bei den Kabelkabinen wurden die PQ-Messgeräte zusammen mit den Unterstationen des VEiN Leitsystems in dezentralen Kästen eingebaut. Die PQ-Messgeräte erfassen dauernd die Netzqualität am Messpunkt. Störmeldungen der PQ-Komponenten werden potentialfrei dezentral direkt ins Leitsystem übertragen.

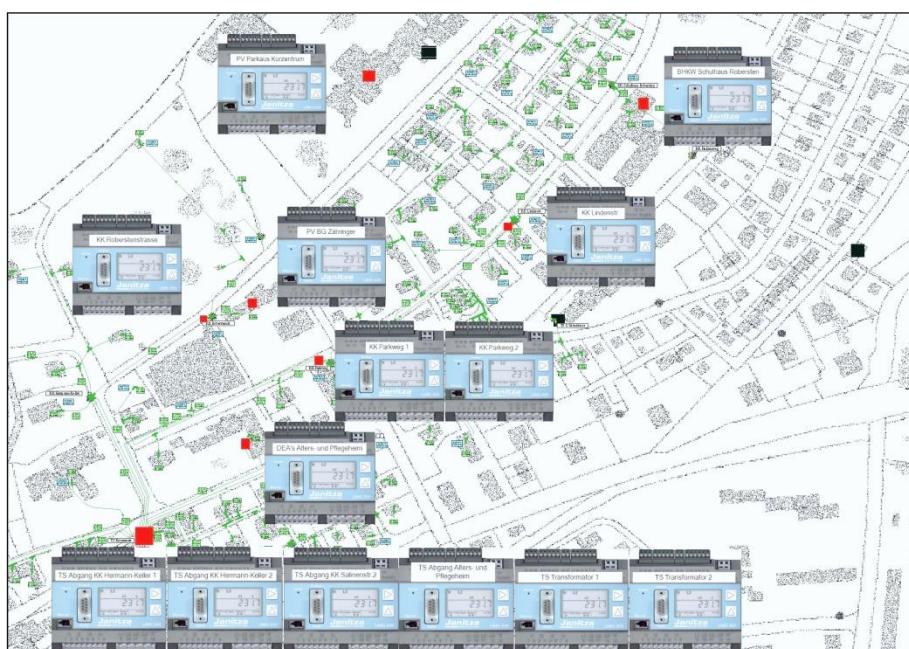


Abbildung 3: Dezentrale Anordnung der PQ-Messsysteme



Im Regionalcenter Rheinfelden steht der neu eingerichtete zentrale Server, der alle Messdaten aus den verschiedenen PQ-Messgeräten regelmässig ausliest und über die installierte Software GridVis ausgewertet abspeichert. Der Server bietet ebenfalls die Möglichkeit, über das Internet zuzugreifen. Mit der Software GridVis können, wie in Abbildung 4 dargestellt, gezielt einzelne Netzparameter an ausgewählten Netzpunkten visualisiert werden.

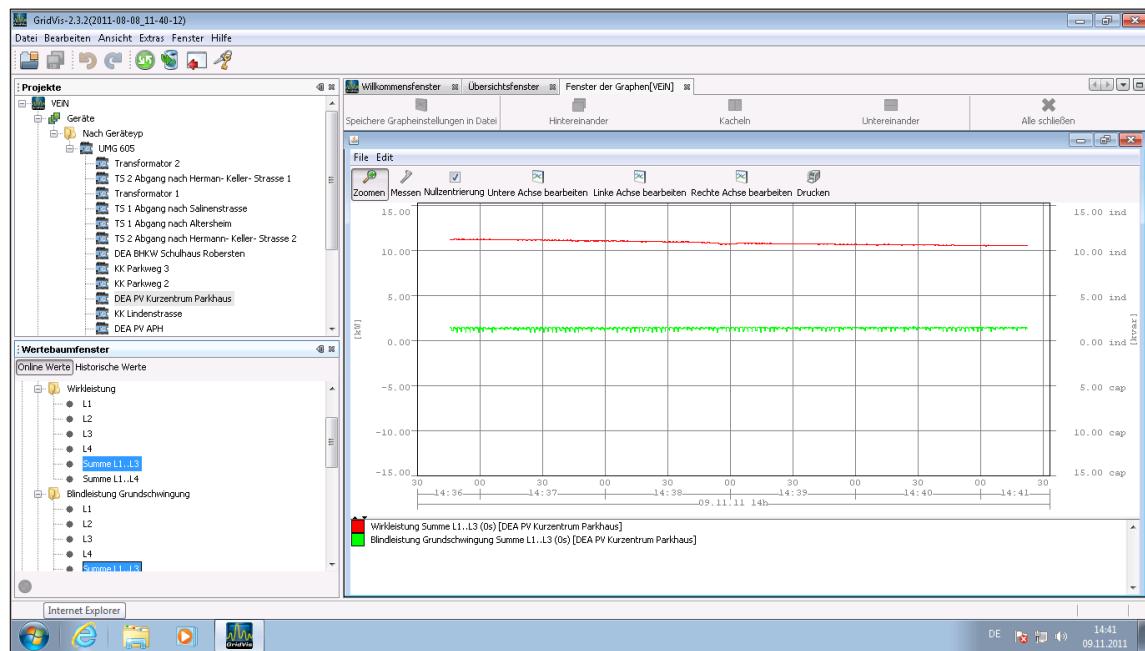


Abbildung 4: Visualisierung in GridVis – PV-Anlage Parkhaus
Online-Werte der ins Netz eingespeisten Wirk- und Blindleistung

Ab November 2011 werden die Messdaten im Normalbetrieb gemäss EN 50160 ausgewertet, abgespeichert und wöchentlich analysiert.

Während den Testszenarien, die durch die Arbeitsgruppe Resultatfindung veranlasst werden, erfolgt eine grössere Auflösung der Datenspeicherung, so dass die Leistungsdaten im Minuten- oder Sekundentakt, die restlichen Daten mindestens gemäss DACH-CZ gespeichert werden.

Ein Beispiel eines mittels PQ-Messung erfassten Spannungsverlaufes ist aus Abbildung 5 ersichtlich.

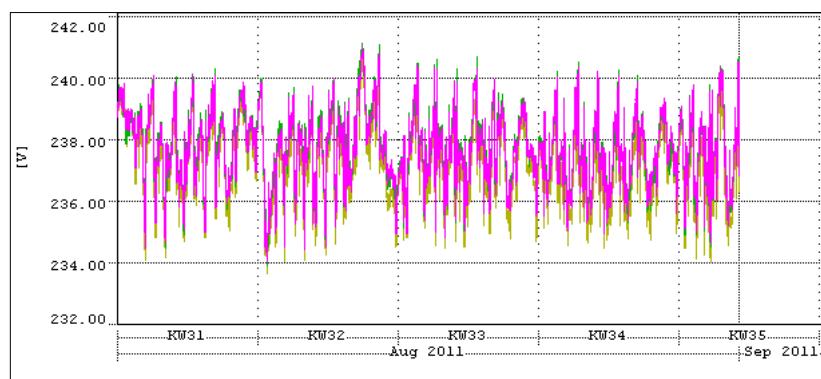


Abbildung 5: Spannung in TS Kreuzmatt Abgang Salinenstrasse aus PQ-System



2.3.2 Schutzkonzept

Ein Schutzberechnungsdiagramm entsprechend Abbildung 6 mit allen relevanten Daten musste für das bestehende Netz erstellt werden. Als Grundlage wurden die Kabeltypen und Kabellängen aus dem vorhandenen AEW- Berechnungsprogramm NEPAN verwendet. Zudem existierte für die Kabelverteilkabinen eine Sicherungsliste aus SAP mit den maximalen möglichen NH-Sicherungsgrößen und den effektiven NH-Sicherungen, welche ebenfalls als Grundlage verwendet werden konnte. Die Sicherungen in den Hausanschlusskästen mussten vor Ort aufgenommen werden. Für die späteren Betrachtungen wurde der maximale 3-polige und der minimale 1-polige Kurzschluss mit den definierten Sicherungen und Kabeltypen berechnet und dokumentiert.

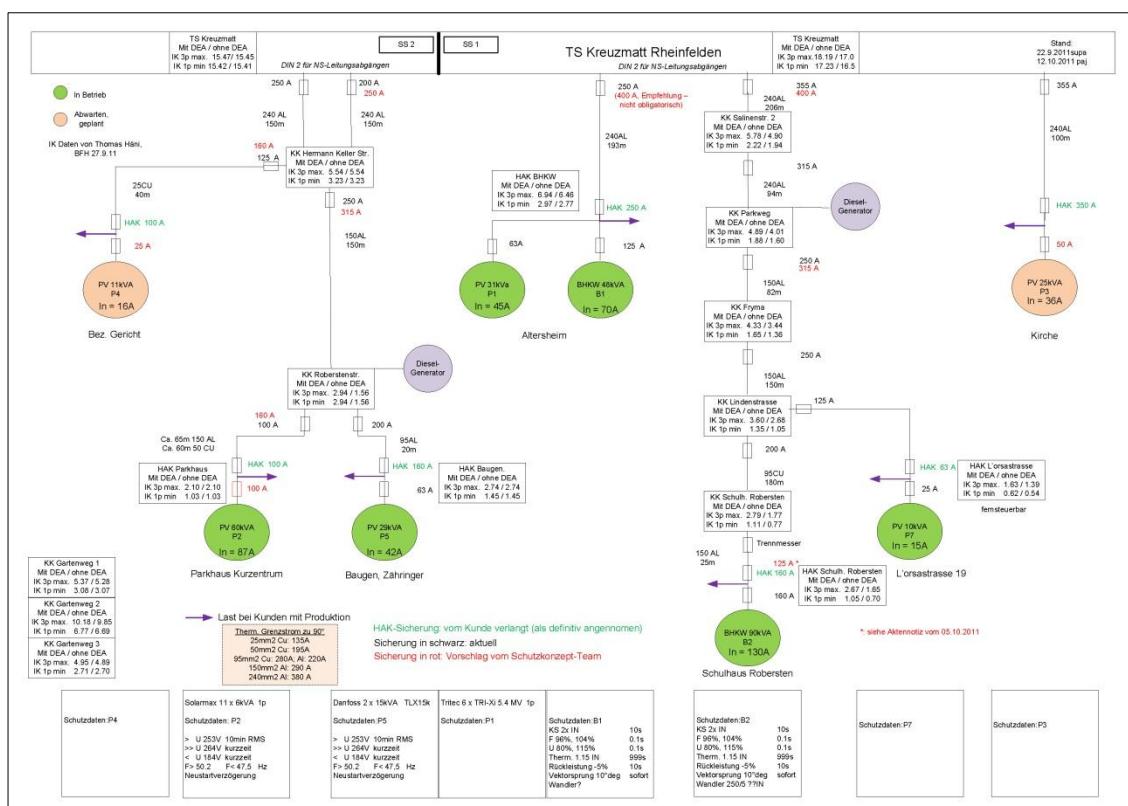


Abbildung 6: Schutzberechnung für das NS-Netz Kreuzmatt

Für die verschiedenen weitergehenden Testphasen muss noch das jeweilige Schutzkonzept erarbeitet werden und müssen eventuell bauliche Massnahmen abgeleitet und umgesetzt werden.

Im Projekt VEIN sind Photovoltaikanlagen und Blockheiz-Kraftwerk an das Netz angeschlossen. Diese beiden DEA-Typen arbeiten ganz unterschiedlich im Kurzschlussfall. Die PV-Anlagen sind stark durch die Leistungselektronik des Wechselrichters beeinflusst. Für die BHKW sind Synchrongeneratoren im Spiel. Die Details zum Schutz sind in der Beilage 1 erläutert.

2.3.3 Netzberechnung

Das Niederspannungsnetzmodell des Testgebietes wurde in der Berechnungssoftware der ewz abgebildet. Weiterhin wurden entsprechende Modelle der Erzeugungsanlagen hinzugefügt.

Anhand des modifizierten Modells wurden als Anforderung aus der AG Resultatfindung die Spannungserhöhungen für die Testszenarien T1 „Grenzen der Einspeisung“ und T2 „Unsymmetrie“ im Niederspannungsnetz als Voraussetzung für die Durchführung der Tests untersucht. Es wurden dabei für jeden Netzverknüpfungspunkt der theoretische Spannungsverlauf entsprechend Abbildung 7 und Abbildung 8 und wenn vorhanden kritische Bereiche aufgezeigt.

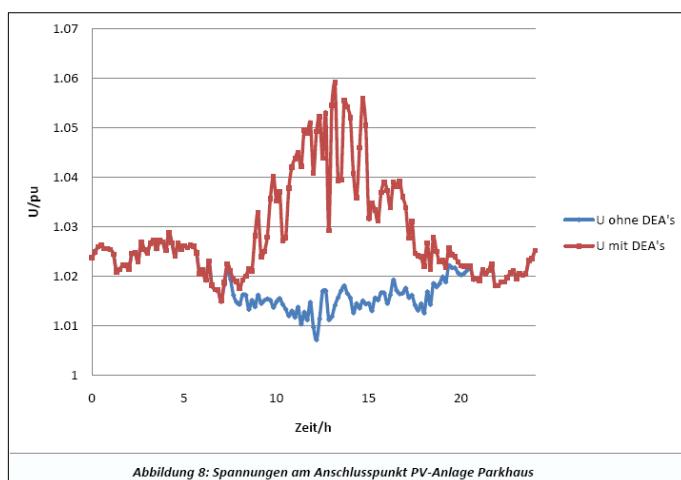


Abbildung 7: Spannungsverlauf am Anschlusspunkt der PV Anlage Parkhaus

Zudem wurde rechnerisch der Einfluss auf das Niederspannungsnetz durch kapazitive und induktive Blindleistung durch Erzeugungsanlagen untersucht.

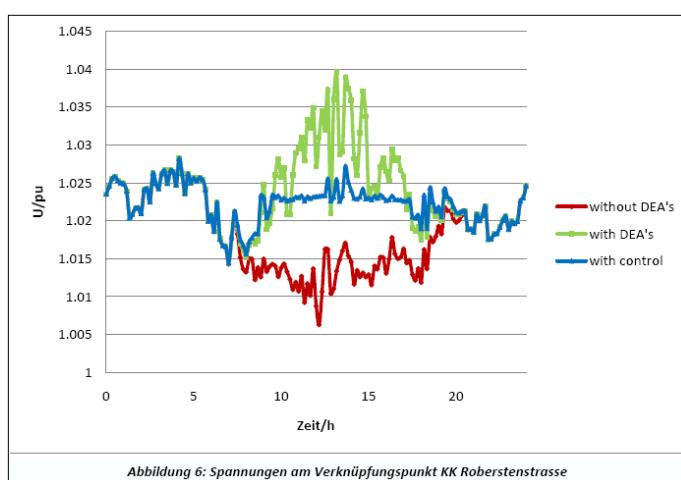


Abbildung 8: Spannungsverlauf am Anschlusspunkt KK Roberstenstrasse mit Blindleistungsregelung

Die Testszenarien T1a „Grenzen der Einspeisung – ohne Umschaltungen im Netz“ und T2 „Unsymmetrie“ wurden Schritt für Schritt simuliert, anhand der vorhandenen Unterlagen do-



kumentiert und der AG Resultatfindung vorab zur Unterstützung der theoretischen Betrachtungen übergeben.

Es müssen weiterhin die noch offenen Testszenarien simuliert, ausgewertet und dokumentiert werden. Festgestellte Abweichungen in der Simulation und der Vorort Messung müssen kontinuierlich analysiert und bereinigt werden.

Weitere Angaben zu den durchgeföhrten Berechnungen im NS-Netz Kreuzmatt sind im Detail in der Beilage 2, dem Projektbericht 2011 der Berner Fachhochschule, enthalten.

2.3.4 Anschlussgesuche

Es wurden diverse Anschlussgesuche bearbeitet und bewilligt.

Das Gesuch für das BHKW Robersten erfüllt die entsprechenden Vorschriften trotz nachträglichem Ausbau des elektrischen Anschlusses nur sehr knapp. Im Sinne des Pilotcharakters wurde die Anlage aber trotzdem bewilligt, da im Rahmen des Projektes VEIN zeitweise kritische Netzsituationen erwartet und bei diesem speziellen Pilotprojekt zur Resultatfindung auch gesucht werden.

Ein Anschlussgesuch für eine Windkraftanlage mit H-Rotor ist wegen verschiedenen Einsprüchen beim Baugesuch noch in abwartender Haltung.

2.4 Arbeitsgruppe Netzbau und Netzbetrieb

Die Hauptaktivitäten 2011 der AG Netzbau und Netzbetrieb bestand in der Unterstützung der Arbeitsgruppen Analyse Netz, Netzplanung und Netzdesign.

Aufgrund der Resultate der durchgeföhrten Simulationen des Versuchsnetz VEIN wurden die Strangsicherungen entsprechend den Vorschlägen vereinzelt angepasst und optimiert.

Für die Realisierung des Leit- und PQ-Systems wurden die nötigen Montagearbeiten in den betroffenen Verteilkabinen sowie der Transformatorenstation Kreuzmatt begleitet.

Unregelmässig eintreffende Anfragen von Kunden wurden bearbeitet und beantwortet.

2.5 Arbeitsgruppe Leitsystem

2.5.1 Messung

Im Netzgebiet Kreuzmatt wurden sämtliche konventionellen Stromzähler ohne Wandlermessung durch Smart Meters ersetzt. Bei den Wandlermessungen sind Lastgangzähler installiert. Dies ermöglicht eine umfassende Messdatenerfassung im gesamten Netz. Aus technischen Gründen kann leider nicht bei allen Smart Metern ein Lastgang ausgelesen werden. Verbesserungen, speziell im Bereich Datentransfer, werden mit dem Lieferanten geprüft.

Die Daten aus den Messsystemen werden zusammen mit weiteren Daten aus dem Leitsystem im Energiedatenmanagement System (EDM) gespeichert und weiterverarbeitet. Die Messdaten werden berechtigten Projektmitgliedern via einen Web-Account zugänglich gemacht.

Auswertungen aus dem EDM-System präsentieren sich entsprechend Abbildung 9 und Abbildung 10.

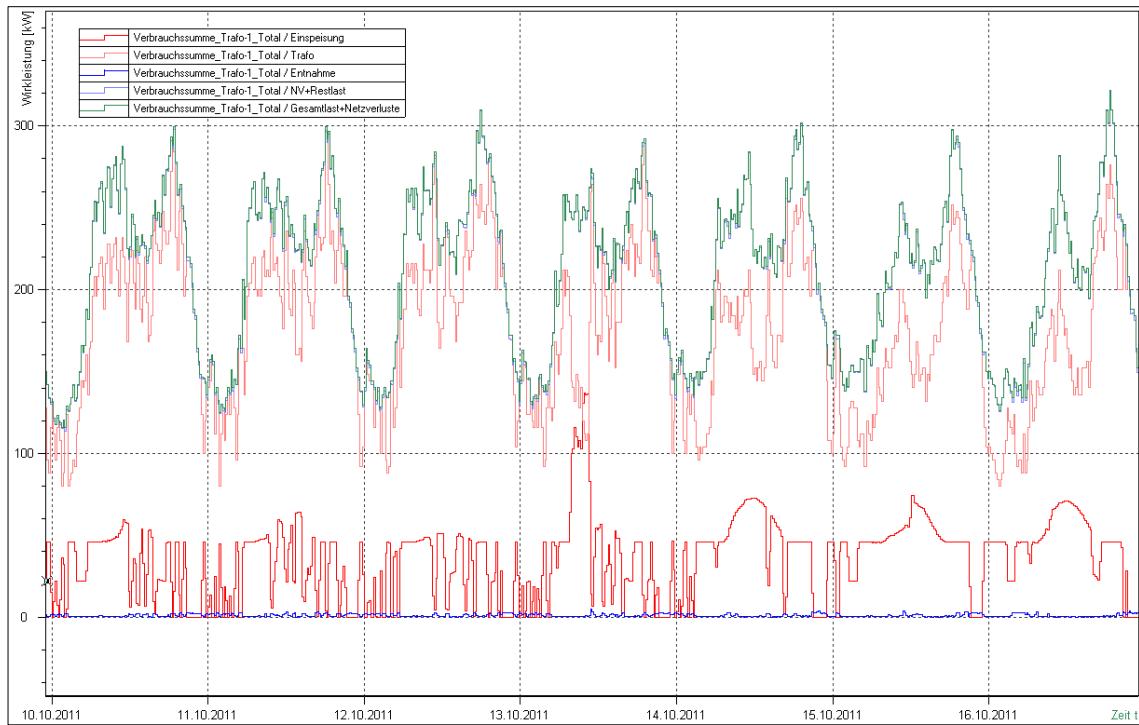


Abbildung 9: EDM-System - Bilanz Trafo 1, TS Kreuzmatt mit dezentraler Einspeisung zwischen 0 kW und 120 kW

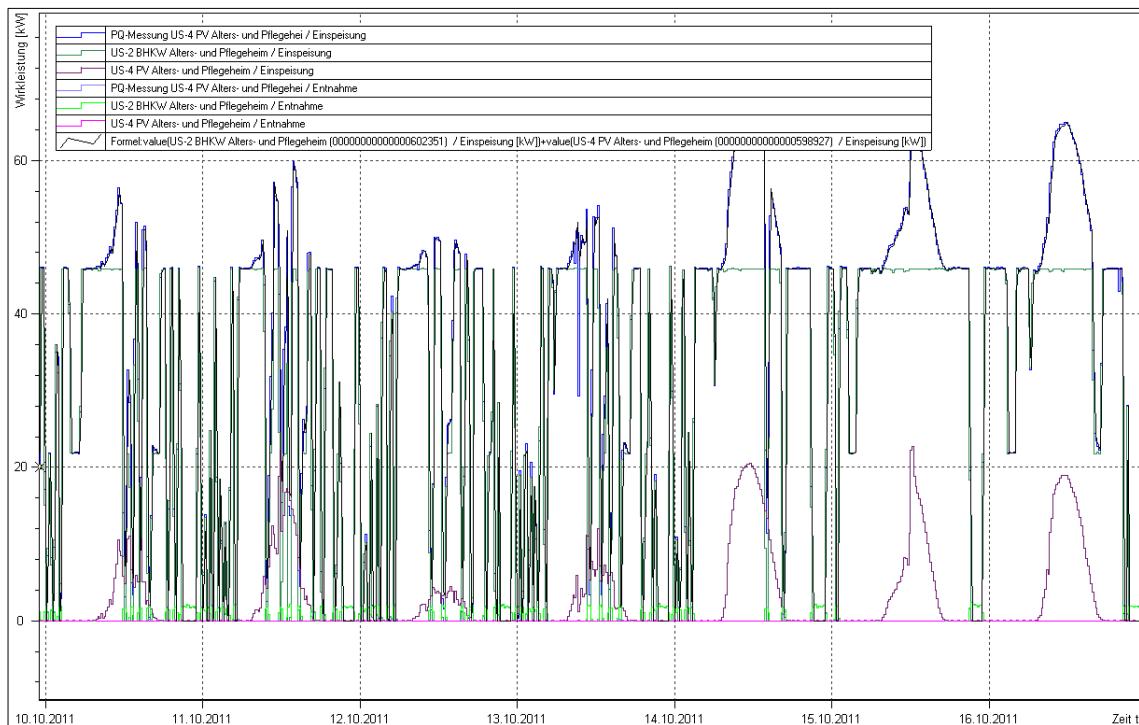


Abbildung 10: EDM-System – Produktion des BHKW und der PV-Anlage im Alters und Pflegeheim



2.5.2 Leitsystem

Für das Projekt VEiN sollte zur Erfassung, Speicherung und Weitergabe sowie zur Visualisierung der Daten der Prozessebene ein separates Leitsystem installiert werden. Das Leitsystem dient auch zur Steuerung der Prozesse, sei dies durch manuelle Eingriffe oder mittels automatisierten ereignisgesteuerten Algorithmen. Das Leitsystem wirkt dabei lediglich als übergeordnetes System auf die Prozesse ein, d.h. die einzelnen Prozesse sind nicht auf allfällige Vorgaben des Leitsystems angewiesen, sondern arbeiten ohne Vorgaben vollständig autonom.

Die Arbeitsgruppe Leitsystem des Teilprojektes Netze hat eine entsprechende Ausschreibung für das Leitsystem von VEiN erstellt und im Dezember 2010 vier möglichen Leitsystemlieferanten zugestellt. Die Angebote wurden basierend auf den eingereichten Dokumenten und der durchgeföhrten Referenzbesuche von der AG Leitsystem bewertet. Unter Berücksichtigung des Produktes, der Kosten und des Lieferanten mit der definierten Gewichtung der einzelnen Kriterien wurde das Angebot der Remtec AG als das am besten für das Leitsystem VEiN geeignete bewertet.

Nach dem Projektstart im April wurde in einem ersten Schritt ein Realisierungspflichtenheft erstellt, in welchem die Umsetzung der offerierten Leistungen sowie die Abnahmekriterien spezifiziert wurden. Beim ersten Teil der Werkabnahme wurden die Feldgeräte sowie die Integration in die Leitebene, beim zweiten Teil die umgesetzten Funktionen sowie die Visualisierung und die Auswertemöglichkeiten geprüft. Nachdem auch die Integration der PQ-Messungen erfolgte, wurde das Leitsystem am 6. September erfolgreich abgenommen. Abschliessend wurde ein Betriebskonzept erstellt, in welchem die Verantwortungen für Betrieb und Support festgelegt sind.

Ein Überblick zum Leitsystem kann aus den Leitsystembildern gemäss Abbildung 11 bis Abbildung 13 gewonnen werden.

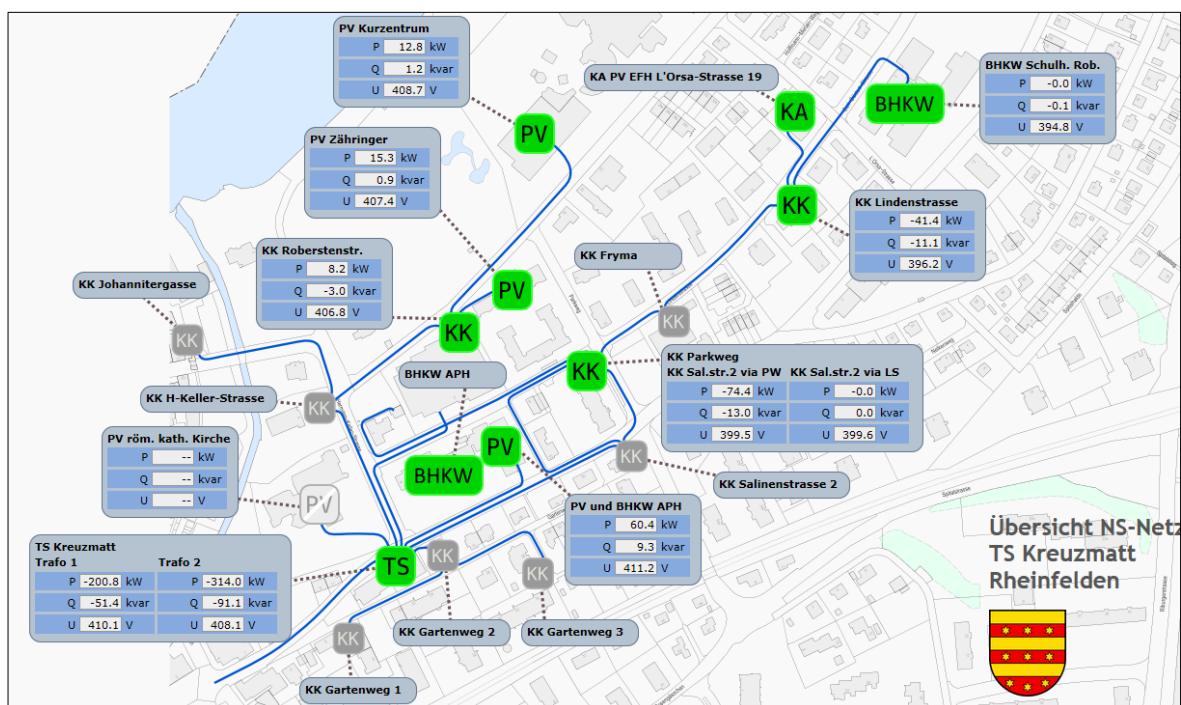


Abbildung 11: Übersicht Versuchsnetz

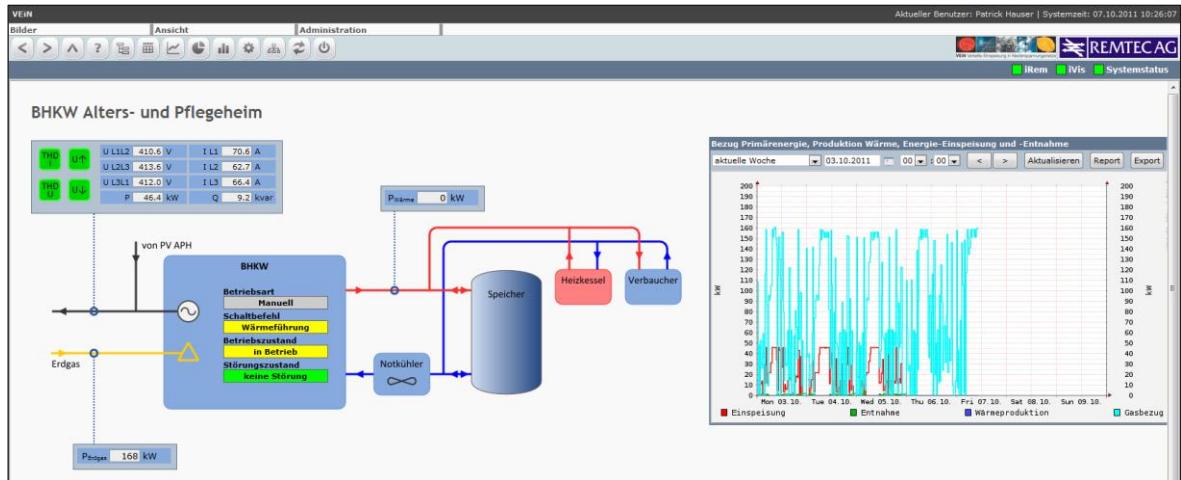


Abbildung 12: Übersicht Einzelanlage BHKW Alters- und Pflegeheim

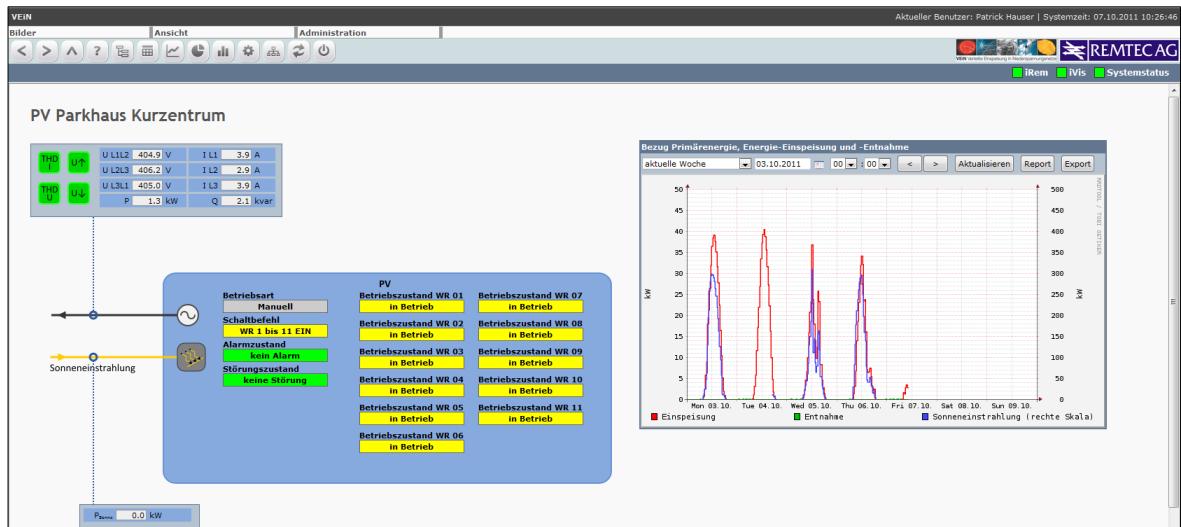


Abbildung 13: Ansicht einer Einzelanlage PV Parkhaus Kurzentrum



2.6 Arbeitsgruppe Resultatfindung und Kernaussagen

Die Arbeitsgruppe wurde Anfang 2011 „ins Leben“ gerufen. Die Mitglieder, Spezialisten in ihrem Fachgebiet, wurden selektiv zur Mitarbeit in dieser AG angesprochen. Im ersten Halbjahr hatten sich die Mitglieder in die Materie, d.h. in die Thesen aus dem Vorprojekt, in die Arbeit der anderen Arbeitsgruppen und in die Funktion der neu installierten Systeme eingearbeitet. Ab Sommer konnten diverse Testszenarien und die dazugehörigen Berechnungen konkret diskutiert und formuliert werden.

Konkret wurden die folgenden sieben Testszenarien entworfen mit dem Ziel, die Thesen aus Vorprojekt zu VEiN zu bestätigen oder zu widerlegen.

- T1: Grenzen der Einspeisung bestimmen
Die Einspeisung wird forciert, so dass mit maximaler Leistung der installierten DEA und zusätzlichen Notstromaggregaten die Grenzen der zulässigen Einspeisung erreicht werden.
- T2: Unsymmetrie
Die Wechselrichter der PV-Anlagen speisen lediglich in eine Phase ein.
- T3: Trafoparallelschaltung
Die Trafoleistung wird durch Parallelschaltung erhöht und die dezentrale Einspeisung forciert. Dabei wird geklärt, ob mit Umschaltungen im Netz die Grenze der zulässigen Einspeisung erhöht werden kann.
- T4: Gesamtlast mit einem Trafo
Der Trafo wird stark belastet und die dezentrale Einspeisung forciert. Dabei wird geklärt, welchen Einfluss die Lastumkehr auf die Grenzen der Einspeisung hat.
- T5: Steuerung der eingespeisten Leistung
Mit optimiertem Einsatz der DEA soll die Netzqualität und der Lastfluss im NS-Netz verbessert werden.
- T6: Ausfälle von DEA
Die Auswirkungen auf das NS-Netz beim Ausfall von DEA werden untersucht.
- T7: Abtrennung mit Teilnetzen von DEA
Das Verhalten der DEA bei Netztrennungen wird getestet.
Von Interesse ist auch zu wissen, ob eine ungewollte Inselbildung möglich ist.

Für die Durchführung der Tests wurde folgendes Vorgehensprinzip festgelegt:

1. Einzelne Vorgehensschritte für den Testablauf werden festlegt.
2. Das Testszenario wird mittels Simulation überprüft.
3. Das Testszenario wird basierend auf Simulation allenfalls angepasst.
4. Das Schaltprogramm zum Testszenario wird erstellt.
5. Die Endverbraucher werden über die bevorstehenden Tests informiert.
6. Das Testszenario wird durchgespielt.



Das Testszenario T1a „Grenzen der Einspeisung ohne Umschaltungen im Netz“ wurde bereits von der Arbeitsgruppe Netzanalyse durchgerechnet. Eine erste Analyse der Simulation zeigte, dass kritische Situationen vor allem mit der Einspeisung der zusätzlichen Notstromaggregate entstehen können. Die Details zur Auswertung der Simulation sind in Beilage 3 ausgeführt. Die Beschreibung des Testszenario und der Ablauf mit den Ergebnissen der Simulation sind aus Abbildung 14 und Abbildung 15 ersichtlich.

Testszenario: T 1 - Grenze der Einspeisung bestimmen			zum Testablauf
Testszenario - Option: a - ohne Umschaltungen im Netz			
These:			
Es besteht eine Grenze von installierter DEA-Leistung bis zu der keine Massnahmen notwendig sind.			
Testbeschreibung:			
Die Einspeisung mit DEA wird forciert, um an die Grenzen des NS-Netzes zu gelangen. Auf den Einsatz von zusätzlichen Notstromaggregaten wird vorerst verzichtet. Der $\cos \varphi$ der DEA wird verändert. Dieser Test wird ohne Umschaltungen im Netz durchgeführt.			
Grenzen der Einspeisung:			
Die Grenze der Einspeisung ist überschritten, wenn im NS-Netz die gesetzlichen Vorgaben und die Normen bezüglich Spannungshaltung und Netzrückwirkungen gemäss EN50160 / DACHCZ nicht mehr eingehalten werden.			
In den Test integrierte DEA:			zu den DEA
B1: BHKW Alters- und Pflegeheim	48 kVA el.		
B2: BHKW Schulhaus Robersten	90 kVA el.		
P1: PV-Anlage Alters- und Pflegeheim	31 kW		
P2: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum	60 kW		
P5: PV-Anlage Baugenossenschaft Zähringer	29 kW		
P7: PV-Anlage EFH L'Orsa-Strasse 19	10 kW		
Protokollierung			
Elektrische Daten ab Leitsystem manuell im vorliegenden Excel Bemerkungen zu den einzelnen Testschritten manuell im Detail im vorliegenden Excel Elektrische Daten im Detail auf dem Leitsystem Elektrische Daten und Qualitätsmessungen im Detail im PQ-Messsystem UMG 605 - die erforderliche Auflösung der Messungen ist im P/Q-System auf den Versuch abzustimmen Bei Bedarf werden hochauflösende Qualitätsmessungen an ausgewählten Netzpunkten durchgeführt Bei einzelnen Schritten des Testszenario können Kurzschlussmessungen durchgeführt werden			
Zusammenfassung der Erkenntnisse aus dem Test:			
	Datum	Verantwortlich	
Test erstellt / bereinigt:	19.10.2011	P. Mauchle	
Simulationsen durchgeführt:	04.10.2011	BFH Th. Häni	
Test geprüft:			AEW Energie AG RC Rheinfelden
Test durchgeführt:			

Abbildung 14: Testszenario T1a - Beschreibung



Abbildung 15: Testszenario T1a – Ablauf mit Ergebnissen der Simulation

Um eine forcierte Einspeisung durch PV-Anlagen praxisgerecht zu simulieren, sollen mobile Notstromaggregate über Frequenzumformer ins Netz einspeisen, damit sich die Kurzschlussleistung nicht erhöht. Momentan laufen Anfragen bei diversen Lieferanten, damit diese Testanlage realisiert werden kann.

Damit erste Erfahrungen bei der Testdurchführung gesammelt werden können, wird voraussichtlich ab 5. Dezember 2011 der Test T1a ohne zusätzliche Einspeisung durch Notstromgruppen durchgeführt. Ziel ist, das Zusammenspiel der einzelnen Anlagen zu testen. Zudem sollen auch die temporär festgelegte Organisation für den Testablauf und das Zusammenspiel der Teilsysteme bezüglich der Visualisierung und der Abspeicherung der Messresultate real getestet werden. Die Testreihe selbst dauert mehrere Tage. Da die erfassten Daten zum Teil erst einen Tag später zur Verfügung stehen, wird die Auswertung der erfassten Messwerte und Signale in der Nachbearbeitung des Versuchs vorgenommen.

Anschliessend soll das Szenario T2 bezüglich der unsymmetrischen Einspeisung ab Photovoltaikanlagen im Winter 2011/2012 getestet werden. Die entsprechenden Simulationen dazu liegen vor und sind in Beilage 4 im Detail ersichtlich.

Man geht davon aus, dass diese Szenarien mehrmals zu verschiedenen Jahreszeiten durchgetestet werden müssen, damit die Ergebnisse bestätigt werden können. Eventuell können aber auch Sommer- und Wintereffekte ermittelt werden.



3 TEILPROJEKT ANLAGEN

3.1 Allgemeines

Im Projekt VEiN wird zwischen Anlagen, die durch das AEW Anlagencontracting bereitgestellt werden und denjenigen, die direkt durch VEiN bereitgestellt werden, unterschieden. Von Bedeutung aber ist, dass die Verwaltung dieser beiden Anlagenkategorien durch AEW Anlagencontracting erfolgt. Neben diesen Anlagenkategorien gibt es auch privat finanzierte und betriebene Anlagen. Diese Anlagen werden von VEiN, wenn sie nicht schon vor Projektbeginn erstellt worden waren, mit einem einmaligen Kostenbeitrag von CHF 1'000.- pro kW installierte elektrische Leistung unterstützt. Bis jetzt gibt es eine Anlage (P7 gemäss Tabelle 1) welche einen Kostenbeitrag erhalten hat.

3.2 Anlagen- und Objektübersicht

Der aktuelle Stand der Anlagen für VEiN ist aus Tabelle 1 ersichtlich. Die jeweiligen Standorte sind im Übersichtsplan (Abbildung 16) eingetragen.

Nr.	Anlagen-Kategorie	Objekt	Leistung kW _{el}	Energie kWh _{el/a}	IBS	Status
P1	Photovoltaik	Alters und Pflegeheim	31	27'900	22.04.2010	in Betrieb
P2	Photovoltaik	Parkhaus Kurzentrum	60	54'000	29.04.2010	in Betrieb
P3	Photovoltaik	Röm. Kath. Kirche	25	22'500		Abklärung
P4	Photovoltaik	Bezirksgericht	11	9'900		canceled
P5	Photovoltaik	Baugenossenschaft Zähringer	29	26'100	21.12.2010	in Betrieb
P6	Photovoltaik	MFH, Gartenweg 12				canceled
P7	Photovoltaik	EFH, L'Orsa-Strasse 19	10	8'640	01.10.2010	in Betrieb
P8	Photovoltaik (Panatron-Ziegel)	EFH, Gartenweg 50				canceled
P9	Photovoltaik	MFH, Zürcherstrasse 1	ca. 5			canceled
P10	Photovoltaik	EFH, Roberstenstrasse 50a	ca. 4			canceled
P11	Photovoltaik	MFH, Lindenstrasse 32	ca. 4			canceled
P12	Photovoltaik	evang. Ref. Kirche				canceled
P13	Photovoltaik	Hermann-Keller-Strasse 7	9			Abklärung
P14	Photovoltaik	NAB	5			Abklärung
W1	Leichtwind-Anlage	EFH, Jakob-Strasser-Weg 1	3	3'000		in Planung
W2	Kleinst-Leichtwind-Anlagen	3 Standorte auf Kandelaber	je 0.5	750		Abklärung
B1	Erdgas-BHKW	Alters- und Pflegeheim	48	278'400	21.12.2010	in Betrieb
B2	Erdgas-BHKW	Schulhaus Robersten	90	198'000	22.12.2010	in Betrieb
B3	Erdgas-BHKW	MFH (7 Parteien)				canceled
B4	Erdgas-BHKW	Genossenschaft Lindenpark				canceled
B5	Erdgas-Mini-BHKW	Hermann-Keller-Strasse 7	ca. 5			Abklärung
KWK	WWKW	Stadt Rheinfelden	11	32'000		Abklärung

Stand: 04.11.2011

gesichert

wahrscheinlich

Tabelle 1: Zusammenstellung der für VEiN evaluierten Anlagen

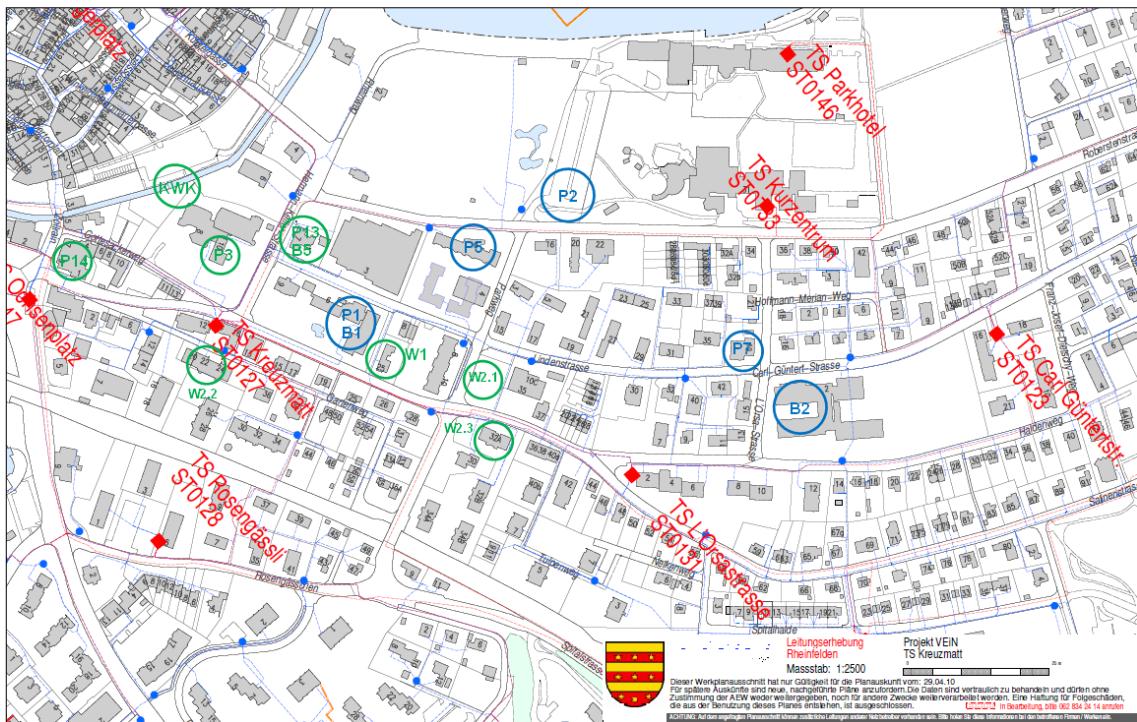


Abbildung 16: VEiN Übersichtsplan mit Anlagenstandorte

3.3 Blockheizkraftwerke (BHKW)

3.3.1 Übersicht über die BHKW in VEiN

Die beiden im AEW-Contracting realisierten Blockheizkraftwerke „BHKW Alters- und Pflegeheim“ (Abbildung 17 und Abbildung 18) und „BHKW Schulhaus Robersten“ wurden im Dezember 2010 in Betrieb genommen. Die beiden BHKW-Anlagen erzeugen mit der geplanten Betriebsweise zusammen ca. 690'000 kWh elektrische Energie pro Jahr.

Das scheint auf den ersten Blick wenig zu sein. Dies hängt damit zusammen, dass das BHKW Schulhaus Robersten nur mit ca. 1'500 Vollaststunden pro Jahr betrieben wird. Diese Anlage wird nicht wärmegeführt gefahren sondern nur für die Testzwecke von VEiN verwendet. Die dort erzeugte Wärme wird in den Nahwärmeverbund Rheinfelden Ost eingespiesen. Das Schulhaus Robersten selbst bezieht wiederum Wärme aus diesem Nahwärmeverbund. Dadurch kann das BHKW auch im Sommer jederzeit eingeschaltet werden, die Betriebsweise ist nicht vom Wärmebedarf des Schulhauses abhängig.

Auch das BHKW Alters- und Pflegeheim kann im Sommer betrieben werden. Grundsätzlich wird diese Anlage wärmegeführt betrieben, jedoch kann man im Sommer das BHKW auch einschalten. Die überschüssige Wärme wird dann über die Rückkühleranlage, welche sich auf dem Dach befindet, ohne genutzt zu werden, abgeführt. Umgekehrt lässt sich die BHKW-Anlage im Winter auch abschalten, weil mit einem zusätzlichen Gasheizkessel eine redundante Wärmeerzeugung vorhanden ist, welche wärmetechnisch und Regelungstechnisch mit dem BHKW gekoppelt ist.



Abbildung 17: BHKW Alters- und Pflegeheim

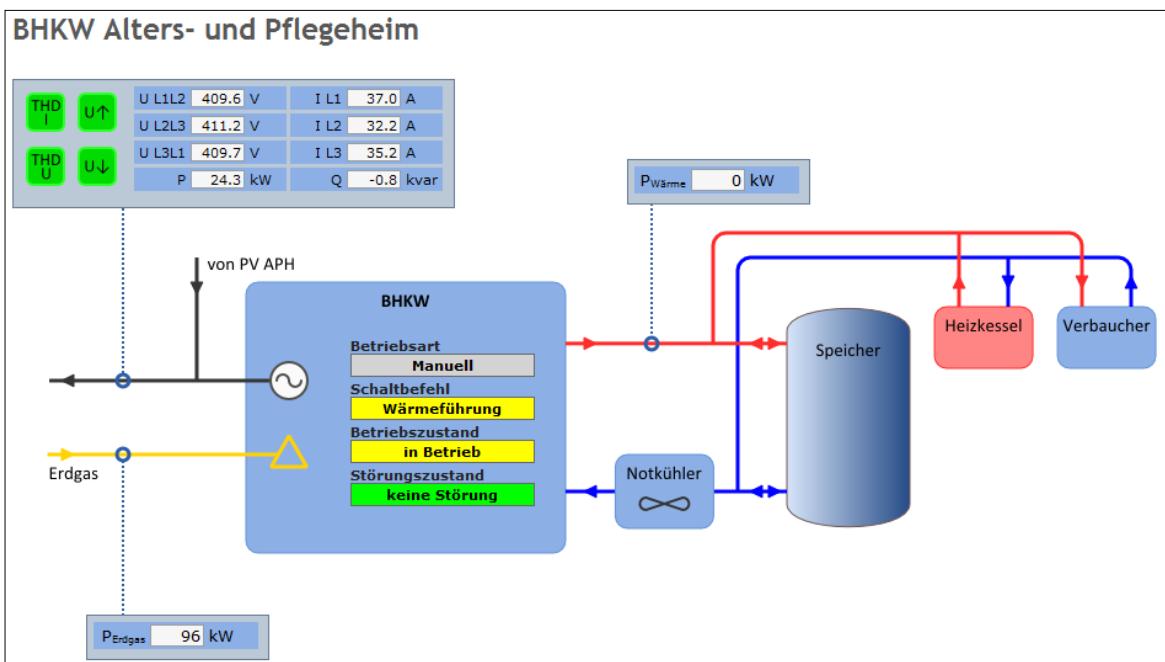


Abbildung 18: Synoptik auf dem Leitsystem des BHKW Alters- und Pflegeheim

Beide BHKW-Anlagen können über das VEiN-Leitsystem angesteuert werden. Das Leitsystem ist seit Sommer 2011 in Betrieb. Über die Synoptik des Leitsystems (Abbildung 18 und Abbildung 19) lassen sich bei beiden BHKW-Anlagen die beiden Leistungsstufen Volllast 100% und Teillast 50% schalten.

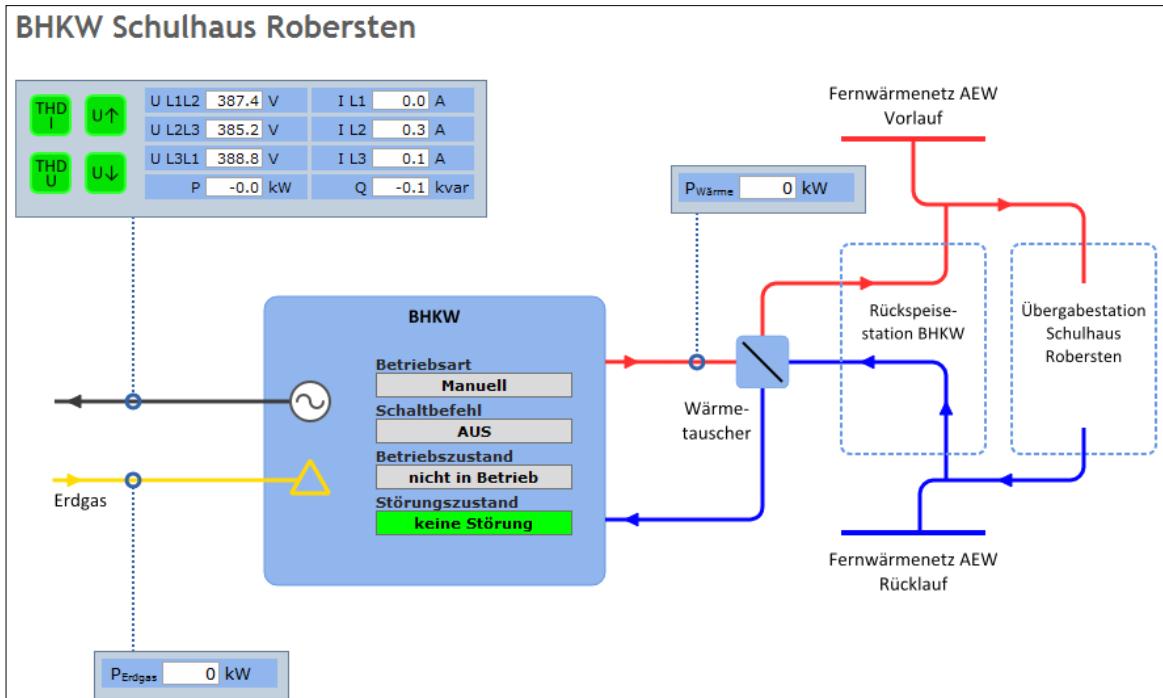


Abbildung 19: Synoptik auf dem Leitsystem des BHKW Schulhaus Robersten

3.3.2 Elektrische Anbindung und technische Daten

Die beiden BHKW's sind auf den gleichen Transformator in der TS Kreuzmatt aufgeschaltet. Weiter ist das Gebäude des Alters- und Pflegeheims über die gleiche Haupteitung wie das BHKW im Alters- und Pflegeheim direkt mit der TS Kreuzmatt verbunden. Beim Schulhaus Robersten erfolgte die elektrische Einbindung direkt auf die nächste Kabelkabine und ist mit einer Haupteitung über mehrere Kabelkabinen mit der TS Kreuzmatt verbunden. Diese Konstellation ist für die Beantwortung einiger Fragestellungen des Projektes optimal, erfordert aber eine entsprechende Überwachung der Leitungen, um Versorgungsunterbrüche vermeiden zu können.

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: 21.12.2010



3.3.3 Wirtschaftlichkeit der BHKW-Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit der BHKW-Anlagen ist nicht kostendeckend. Eine Aussage zu den elektrischen Gestehungskosten ist nur bei der BHKW-Anlage Alters- und Pflegeheim möglich, da diese Anlage im kommerziellen Betrieb mit 15 Jahren Nutzungsdauer betrieben wird und die Wärme auch zu Marktkonditionen verwertet werden kann. Die elektrischen Gestehungskosten belaufen sich, unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Wärmepreises von 9 Rp./kWh th und ohne Kostenbeitrag VEiN für diese Anlage, auf 29 Rp./kWh el. Das ist zurzeit mehr als das Dreifache des Marktpreises für elektrische Energie aus nicht erneuerbarer Herkunft.

Eine Aussage zu den Gestehungskosten der BHKW-Anlage Schulhaus Robersten ist nicht sinnvoll, da die Betriebsdauer der Anlage auf 4 Jahre beschränkt ist.

3.3.4 Mini-BHKW

Ein Einsatz von sogenannten Mini-BHKW-Anlagen ist bei 2 EFH-Standorten in Abklärung. Es handelt sich hierbei um den Einsatz von kleinen Brennstoffzellen-BHKWs vom Typ Galileo, den ehemaligen Sulzer Hexit, die auch mittels Erdgas betrieben werden sollen. Die elektrische Leistung beträgt bei 1 kW.

3.4 Photovoltaik (PV)

3.4.1 Übersicht über die PV-Anlagen in VEiN

Zurzeit sind die 4 PV-Anlagen Alters- und Pflegeheim (Abbildung 20 und Abbildung 21), Parkhaus Kurzentrum, L'Orsastrasse sowie Wohnbaugenossenschaft Zähringer im Projektperimeter von VEiN für die Zwecke von VEiN in Betrieb. Die letzte Anlage ging Ende Dezember 2010 ans Netz.



Abbildung 20: Anzeigetafel der PV-Anlage am Eingang des Alters- und Pflegeheims en



Abbildung 21: Wechselrichterplatzierung auf dem Dach des Alters- und Pflegeheims

3.4.2 Elektrische Anbindung und technische Daten

Die beiden PV-Anlagen Alters- und Pflegeheim sowie L'Orsastrasse sind auf den einen Transformator in der TS Kreuzmatt aufgeschaltet. Die beiden PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und Wohnbaugenossenschaft Zähringen sind auf den anderen Transformator in der TS Kreuzmatt aufgeschaltet. Diese beiden PV-Anlagen werden bereits in der KK Roberstenstrasse auf dieselbe NS-Hauptleitung aufgeschaltet. Die PV-Anlage des Alters- und Pflegeheims wird über die gleiche Hauptleitung wie das BHKW direkt mit der TS Kreuzmatt verbunden. Die PV-Anlage L'Orsastrasse wird über die KK Lindenstrasse auf dieselbe Hauptleitung wie das BHKW des Schulhaus Robersten aufgeschaltet.

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'Orsastrasse (privat)

- Installierte el. Leistung: 9.4 kWp
- 1 x 3-phasige Wechselrichter
- Inbetriebnahme: 30.10.2010

PV-Anlage Wohnbaugenossenschaft

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

Die Gesamtleistung aller Photovoltaikanlagen im Projektperimeter, die für die Zecke von VEIN herangezogen werden können, beträgt zurzeit 130 kWp.

Es stehen zurzeit noch 3 weitere Standorte in Abklärung, wovon der Standort des Pfarreigebäudes der röm. kath. Kirchgemeinde das grösste noch verbleibende Leistungspotential von 25 kWp aufweist.



3.4.3 Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit bei den PV-Anlagen ist heute ohne Fördergelder wie z.B. die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder ohne die Vermarktung des ökologischen Mehrwertes nicht gegeben. Es zeigt sich auch hier, dass die Gesamtkosten solcher Anlagen noch massiv gesenkt werden müssen. Tendenziell ist zu erwarten, dass sich die Investitionskosten der PV-Anlagen in den nächsten Jahren noch deutlich nach unten entwickeln werden. Dies und die Erwartung, dass sich die Strompreise aufgrund der Auswirkungen der aktuellen politischen Ziele nach oben bewegen werden, könnten die Photovoltaik langfristig wirtschaftlich werden lassen.

3.5 Windanlagen

3.5.1 Übersicht über mögliche Windanlagen in VEiN

Für den Feldversuch stellt die Windenergie auch 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.

Um den Aspekt „Wind“ im Projekt berücksichtigen zu können, ist der Einbau von insgesamt vier Windanlagen geplant. Es handelt sich dabei um sogenannte Kleinwindanlagen.

Die grösste der vier Windanlagen ist eine Windturbine in der Konstruktionsweise eines H-Rotors (Abbildung 22). Bei dieser Turbine stehen drei aerodynamisch optimal geformte, sehr leichte Flügel aufrecht und drehen um eine vertikale Achse. Vorteile dieser Anordnung sind unter anderem das selbständige Anlaufverhalten schon bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten und geringe Lärmemissionen, da der Wind mit konstanter Geschwindigkeit über die ganze Flügelspannweite strömt.



Parameter	
- Leistung	3 kW
- Durchmesser	2 m
- Länge	3 m
- Gewicht (ohne Mast)	250 kg
- Anschluss	230 VAC
- Windgeschwindigkeit _{min}	2 m/s
- Windgeschwindigkeit _{opt}	12 m/s

Abbildung 22: Fotomontage einer 3kW Windturbine vom Typ ev300

3.5.2 Einsprachen

Ende August hatte der Grundstückseigentümer und Partner von VEiN am Jakob-Strasser-Weg 1 ein Baugesuch für die in der Fotomontage abgebildete Windturbine Typ ev300 eingereicht. Kurze Zeit später gab es auf Anfrage der Nachbarschaft eine kleine Informationsbesprechung im Garten des Grundeigentümers, wo alle Aspekte des Vorhabens mit einem Vertreter der AEW erläutert wurden. Grösstes Anliegen der Nachbarschaft war die Geräuschentwicklung in der Nacht.

Die AEW klärte beim Hersteller die Möglichkeit einer Nachtabschaltung ab und informierte alle Bewohner der betroffenen Nachbarschaft, dass dies möglich sei. Trotzdem wurde vor Ablauf der Einsprachefrist eine Sammeleinsprache der Nachbarschaft eingereicht. Zum Zeitpunkt der Berichterstattung ist das Verfahren noch hängig.

Die anderen drei geplanten Windenergieanlagen, d.h. die kugelförmigen Windturbinen vom Typ Energy Ball V100 werden nach dem Entscheid der Stadt Rheinfelden bezüglich dem Standort Jakob-Strasser-Weg 1 weiter bearbeitet.

3.6 Kleinwasserkraftwerk

Das Versorgungsgebiet der TS Kreuzmatt wird in nordwestlicher Richtung vom Magdenbach begrenzt. Der Magdenbach könnte für die Installation eines Kleinwasserkraftwerkes im Rahmen von VEiN genutzt werden. Für das Projekt VEiN wäre auch eine dezentrale Energieproduktion durch Wasserkraft eine willkommene Ergänzung, würde dies doch eine weitere erneuerbare Energieproduktion abdecken.

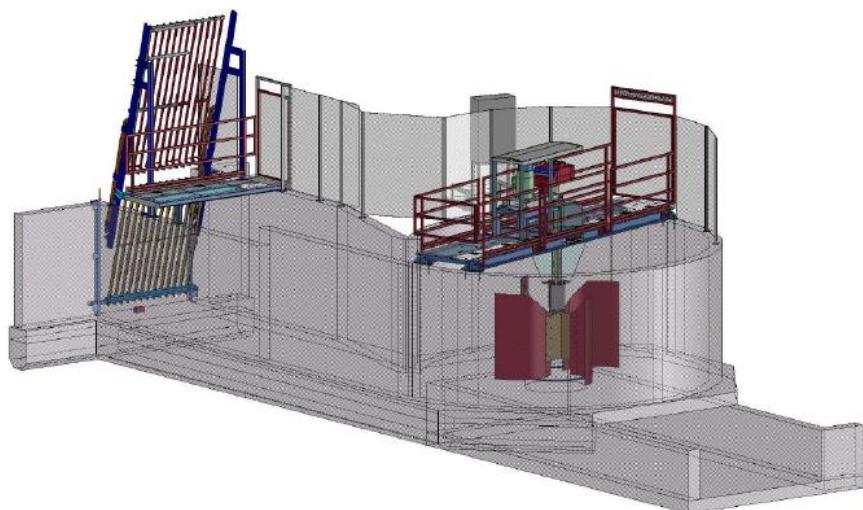


Abbildung 23: Modell der Referenzanlage in Schöftland Kanton Aargau

Um die Realisierbarkeit am Magdenbach abzuklären, wurde eine Studie in Auftrag gegeben. Die Studie zeigt, dass übers Jahr mit einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von 3.5 kW gerechnet werden kann, was einer jährlichen Produktion von ca. 30'000 kWh entspricht. Unter den speziellen Umständen des Projektes VEiN, die bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer dezentralen Energieerzeugungsanlage im Versorgungsgebiet der TS Kreuzmatt gelten, d.h. dass aus der Sicht des Projektes VEiN die Wirtschaftlichkeit einer Anla-



ge von untergeordneter Bedeutung ist, soll das Projekt Wasserwirbelkraftwerk (Abbildung 23) weiter verfolgt werden.

Eine wichtige Voraussetzung bei einer allfälligen Realisierung des Wasserwirbelkraftwerks ist die Sicherstellung des Betriebs und Unterhalts der Anlage über die Projektlaufzeit hinaus. Hierzu müssen verschiedene Varianten geprüft werden. In Betracht kommen dabei allenfalls Lösungen mit der Stadt Rheinfelden, der AEW Energie AG als lokales Energieversorgungsunternehmen oder der Genossenschaft „Wasserwirbelkraftwerke Schweiz“.

4 TEILPROJEKT KUNDEN

4.1 Zielsetzung Teilprojekt Kunden

Das Teilprojekt Kunden fungiert als Bindeglied zwischen den betroffenen Kunden und dem technischen Projekt VEiN. Das Schaffen einer positiven Grundhaltung der Abonnenten gegenüber dem Projekt VEiN, das Verbreiten von Informationen vor und während den einzelnen Projektphasen, das Sammeln und Auswerten von Feedback sowie die Akquisition von weiteren Anlagestandortmöglichkeiten gehören zu den Kernaufgaben des Teilprojektes.

4.2 Durchgeführte Aktivitäten 2010

Schwerpunktig wurden im Jahre 2011 das Leit- und PQ-System realisiert. Erste Versuche im Niederspannungsnetz werden im Dezember 2011 durchgeführt.

Die Kunden wurden in schriftlicher Form über die bevorstehenden Versuche informiert und darum gebeten, alle Vorkommnisse an die Projektleitung weiterzuleiten. Diese Informationen werden benötigt, um Aussagen über die „gefühlte“ Versorgungsqualität machen zu können und diese in die Auswertung der Versuche einfließen zu lassen.

Mit dem letzten Serienschreiben wurden die vom VEiN betroffenen Kunden dazu eingeladen, die Energieerzeugungsanlagen vor Ort zu besichtigen.

4.3 Weitere und geplante Aktivitäten

4.3.1 Periodische Information über Aktivitäten und Projektstand

Die Kunden am NS-Netz Kreuzmatt werden periodisch in schriftlicher Form über den aktuellen Stand und über die weiteren Aktivitäten des Projektes VEiN informiert.

4.3.2 Auswertung des Feedbacks der Kunden

Die Störungsmeldungen und Beschwerden der Endverbraucher des NS-Netzes Kreuzmatt, die bei der AEW Energie AG eingehen, werden für das Projekt VEiN erfasst. Am Ende jeder Projektphase wird eine Umfrage betreffend der Zufriedenheit mit der Stromversorgung im NS-Netz Kreuzmatt durchgeführt.



4.3.3 Vorinformation bei speziellen Versuchen

Speziell in der Projektphase P3 "Extremis", d.h. wenn Inselbetrieb gefahren werden soll, werden die Endverbraucher über bevorstehende Versuche informiert. Grossverbraucher, wie die Migros und das Altersheim werden bei eventuellen Sicherheitsvorkehrungen unterstützt.

4.3.4 Information bei Störungen

Im Falle einer Störung aufgrund Projektaktivitäten werden die betroffenen Endverbraucher umgehend informiert. Die Information erfolgt in schriftlicher Form, bei Grossverbrauchern per Mail oder telefonisch. Die Akzeptanz gegenüber dem Projekt VEiN soll aufgrund unvorhergesehener Ereignisse nicht sinken.

4.3.5 Präsentationen Projekt VEiN und Führungen

Auf Anfrage werden Präsentationen des Projektes sowie Führungen durchgeführt.

4.4 Projektabschluss

Nach Projektabschluss werden alle beteiligten Endverbraucher schriftlich über den Verlauf des Projektes sowie über die ersten Erkenntnisse daraus informiert.



5 TEILPROJEKT KOMMUNIKATION

Über das Projekt VEiN wurde dieses Jahr in der lokalen Presse vermehrt berichtet. Nachfolgend ein Überblick über die erschienenen Beiträge:

- 01.01.11 Rheinfelder Neujahrsblätter – Verteilte Einspeisung Niederspannungsnetze
- 30.06.11 VEiN Newsletter Nr.1
- 29.08.11 Aargauer Zeitung – Kleine Windenergieanlage für Forschungsprojekt
- 30.08.11 Neue Fricktaler Zeitung - Kleine Windenergieanlage für Forschungsprojekt
- 01.09.11 EKZ-Kundenmagazin "Saft und Kraft" – Sichere Stromeinspeisung
- 02.09.11 Südkurier Online (D) – Kleinwindanlage geplant
- 06.10.11 V3E-News – Blockheizkraftwerke im Netztest
- 14.10.11 Aargauer Zeitung – Windkraftprojekt steht im Gegenwind
- 19.10.11 Basellandschaftliche Zeitung – Windkraft im Gegenwind
- 06.10.11 gwa - Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze (Beilage 5)
- 06.10.11 gwa - Blockheizkraftwerke im Netztest

VEiN Newsletter
Ausgabe 1
Juni 2011
erscheint vierteljährlich

Kleine Windenergie-Anlage für Forschungsprojekt
Die AEW Energie AG plant eine Anlage im Rheinfelder Wohngebiet

Die erschienen Artikel sind auch unter www.vein-grid.ch einsehbar.



Zudem wurde das Projekt VEiN an folgenden Anlässen präsentiert:

- 29.08.11 Energiekommission der Stadt Rheinfelden, Rheinfelden:
Aktuelle Stand des Projektes VEiN; Louis Lutz.
- 24.11.11 Regio Frauenfeld (Gemeindeammänner-Vereinigung), Weiningen:
Dezentrale Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien; René Soland
- 28.11.11 9. St. Galler Energietagung, Baden:
Dezentrale Energieerzeugung und Netzprobleme; René Soland

6 TEILPROJEKT WISSENSCHAFTLICHE BEGLEITUNG

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung wurden durch die Berner Fachhochschule BFH die Simulation des NS-Netzes vervollständigt und erste Anwendungen für die Überprüfung einzelner Testszenarien der AG Resultatfindung durchgeführt. Der umfassende Bericht der BFH zu den durchgeführten Aktivitäten ist in Beilage 2 enthalten.

Da im Jahre 2011 das Mess- und Überwachungssystem sowie das Leitsystem realisiert und getestet wurde, konnte noch keine durch die Wissenschaft angeregte Feldversuche durchgeführt werden. Diese Systeme sind nun bereit, so dass ab dem Jahre 2012 zusätzlich zur den Testszenarien für die Resultatfindung auch weitere wissenschaftliche Versuche durchgeführt und vollumfänglich gemessen und protokolliert werden können.

Von der ETH Lausanne ist ein Antrag gestellt worden, bei dem die Plattform VEiN für den Einsatz einer kombinierten Wärmekraftkopplungs- und Wärmepumpenanlage genutzt werden könnte. Die Idee dabei ist, dass mit einem Teil der vom BHKW erzeugten elektrischen eine Wärmepumpe angetrieben wird, um noch zusätzliche Wärme zu gewinnen und somit den Gesamtwirkungsgrad der kombinierten DEA zu erhöhen. Der Projektausschuss stimmte diesem Antrag zu. Die konkrete Ausgestaltung der Umsetzung muss zusammen mit der ETH Lausanne im Jahre 2012 festgelegt werden.



7 BEILAGEN

Beilage 1: Schutz im Projekt VEiN

Beilage 2: Netzberechnungen im NS-Netz Kreuzmatt – Projektbericht BFH 2011

Beilage 3: Auswertung Simulation Testszenario T1a

Beilage 4: Auswertung Simulation Testszenario T2

Beilage 5: gwa Artikel – Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze



8 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 Elektrizität, Dezember 2008
- [6] Dr. G. Schnyder: **Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze „VEiN“** Pilotprojekt, Jahresbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität, Dezember 2009
- [7] R. Caldelari: **VEiN – Literaturrecherche zu Projekten mit dezentralen Einspeisungen** Projektdokument, Oktober 2010



VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

VEiN Jahresbericht 2011 – Beilage 1



Schutz im Projekt VEiN

Variante 2 vom 10.10.2011

Zusammenfassung für den Jahresbericht 2011

Einleitung

Seit einigen Jahren und in Zukunft werden immer mehr dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) an das Niederspannungsnetz (NS-Netz) angeschlossen. Das Versorgungsnetz wird dann mit entsprechenden Leitungen, Transformatoren, Stationen, Schaltern, usw. aufgebaut. Dazu müssen noch wichtige Schutz-Elemente wie Sicherungen und Schutzrelais eingebaut werden. Diese Elemente müssen Fehler erkennen und die entsprechende, defekte Anlage freischalten. Diese Schutzaufgabe ist in konventionellen NS-Netzen (ohne DEA, Energierichtung von Trafostation nach Kunde) noch relativ einfach zu garantieren. Laufen mehrere DEA parallel an das Netz, wird diese Aufgabe komplizierter.

Die elektrische Energieerzeugung der DEA besteht aus ein- oder mehrphasiger Wechselrichter, Synchron- oder Asynchrongenerator und liefern ebenfalls Kurzschlussströme. Schutzeinrichtungen in den DEA-Anlagen sind somit erforderlich und die Auslösungs-Selektivität mit übrigem Netzschatz ist weiter zu garantieren. Zum Schluss ist noch zu erwähnen, dass diese Schutzeinrichtungen selbstständig arbeiten müssen (keine Kommunikation mit anderen Schutzgeräten).

Verhalten der DEA beim Kurzschluss

Im Projekt VEiN sind Photovoltaikanlagen (PV) und Blockheiz-Kraftwerk (BHKW) an das Netz angeschlossen. Diese beiden DEA-Typen arbeiten ganz unterschiedlich im Kurzschlussfall. Die PV-Anlagen sind stark durch den Wechselrichter (Leistungselektronik) beeinflusst. Für die BHKW sind Synchrongeneratoren im Spiel.

PV 1-phäsig (bei Klemmenfehler und weiter entfernt)

- Der max. Kurzschlusswechselstrom $I'_{ks\ 1ph} = 1.3\ In$ (In : Nennstrom der DEA)
- Der min. Kurzschlusswechselstrom $I'_{ks\ 1ph} = 1.0\ In$

PV 3-phäsig (bei Klemmenfehler und weiter entfernt)

- Der max. Kurzschlusswechselstrom $I'_{ks\ 3ph} = 1.3\ In$
- Der min. Kurzschlusswechselstrom $I'_{ks\ 1ph} = 1.0\ In$

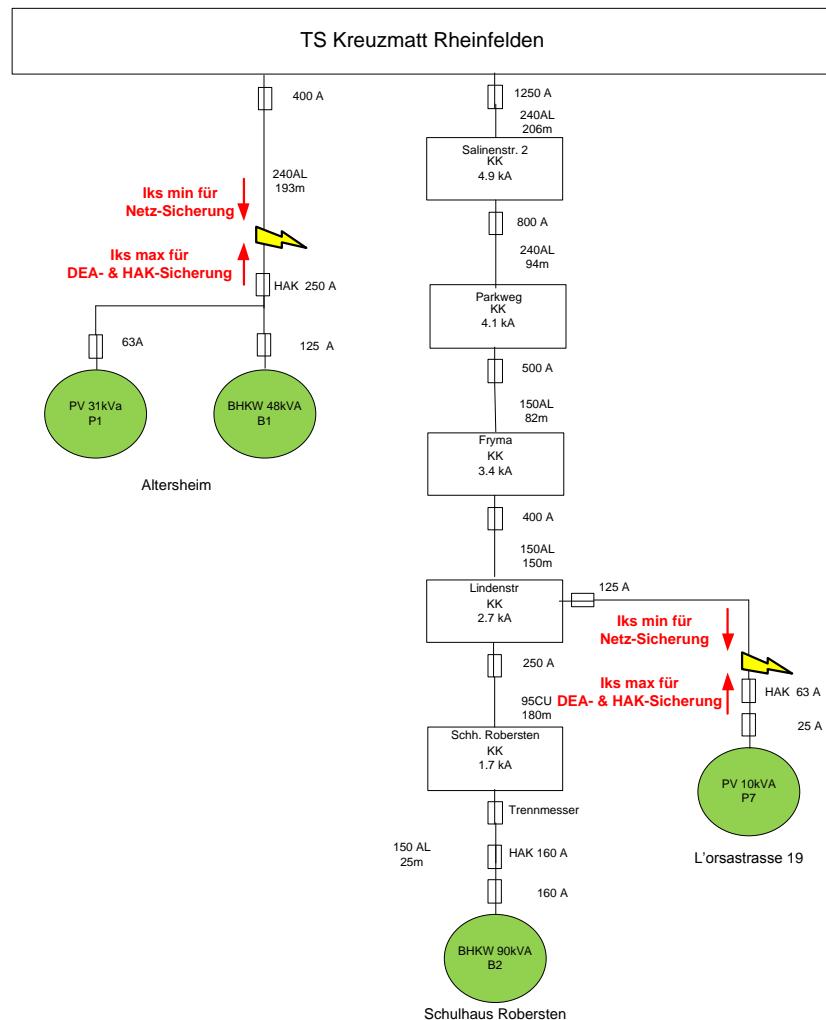
BHKW Synchrongenerator (bei Klemmenfehler)

- Der max. transiente Kurzschlusswechselstrom $I'_{ks\ 3ph} = 6.7\ In$
- Der min. transiente Kurzschlusswechselstrom $I'_{ks\ 1ph} = 1.9\ In$

Kurzschlussstrom-Berechnung

Um die Schutzeinrichtungen korrekt einzustellen (Ansprech- und Auslöseselektivität) sind Kurzschlussstromberechnungen nötig. Die Sicherungen und Schutzrelais müssen bei den minimalen Kurzschlussströmen ansprechen. Für die Sicherungsselektivität ist der maximale Kurzschlussstrom aus den DEA, beim Netzfehler, ebenfalls zu berücksichtigen.

Im Fehlerfall direkt vor dem Hausanschlusskasten (HAK, Seite Netz) ist der Kurzschlussstrom speziell zu überprüfen (siehe Figur 1). Die Kurzschlussströme sind in allen Kabelkabinen (KK) und Hausanschlusskästen für die Überprüfung der vorgelagerten Sicherungen nötig.



Figur 1: Spezielle Fehlerorte zu berücksichtigen im NS-Netz mit DEA



Netzschutz

Die NS-Sammelschiene liegt im Schutzbereich des Trafoschutzes, der auf der MS-Seite vorhanden ist. Für die Trafos in der TS Kreuzmatt sind MS-Sicherungen eingebaut. Alle NS-Leitungsabgänge in der Trafostation (TS) und in den Kabelkästen sind mit Sicherungen geschützt. Diese Sicherungen müssen im Kurzschlussfall nach spätestens 120 Sekunden auslösen. Bei jedem Hausanschlusskasten sind Sicherungen eingebaut. Diese müssen, im Kurzschlussfall in der Hausinstallation, nach spätestens 5 Sekunden auslösen. Die Selektivität wird mit der Sicherungs-Nenngröße realisiert.

DEA-Schutz

Jede Produktionsanlage hat eigene Sicherungen, die zwischen den Hausanschlusskastensicherungen und der elektrischen Energieerzeugung der DEA eingebaut sind. Weitere Schutzfunktionen sind im separaten Schutzrelais oder Kontroller von jeder DEA erforderlich.

PV-Anlage

Bei einem Fehler in der PV-Anlage werden die DEA-Sicherungen ansprechen. Beim Fehler im vorgelagerten Netz müssen die DEA- und HAK-Sicherungen nicht kurzzeitig ansprechen. Der KS-Strom aus der PV-Anlage ist nur wenig höher als der Nennstrom und somit nicht genügend gross für eine schnelle Auslösung der Sicherungen. Weitere Schutzfunktionen sind im Kontroller der PV-Anlage einzustellen. Die minimalen Anforderungen sind:

- Langzeitiger Überspannungsschutz (für die Spannungsqualität)
- Kurzzeitiger Über- und Unterspannungsschutz
- Kurzzeitiger Über- und Unterfrequenzschutz
- Überlastschutz

BHKW

Beim Fehler in der BHKW-Anlage werden die DEA-Sicherungen ansprechen. Bei Fehlern im vorgelagerten Netz müssen die DEA- und HAK-Sicherungen nicht kurzzeitig ansprechen. Der KS-Strom aus der BHKW-Anlage ist bis sieben Mal grösser als der Nennstrom und somit eventuell nicht genügend gross für eine schnelle Auslösung. Weitere Schutzfunktionen sind im Schutzrelais der BHKW-Anlage einzustellen. Die minimalen Anforderungen sind:

- Langzeitiger Überspannungsschutz (Spannungsqualität)
- Kurzzeitiger Über- und Unterspannungsschutz
- Kurzzeitiger Über- und Unterfrequenzschutz
- Kurzzeitiger Vektorsprungsschutz
- Kurzschlussenschutz (als Reserveschutz)
- Rückleistungsschutz
- Überlastschutz



Inselbetrieb

Ein Inselbetrieb ist in der ersten Etappe des VEiN-Projektes nur innerhalb der Kundenanlage möglich. Eine Zusammenschaltung von mehreren Kunden durch das öffentliche Netz ist nicht zulässig. Beim Netzfehler müssen die DEA entweder auslösen oder in lokalen Inselbetrieb fahren. Die Inselbetrieb-Erkennung ist ein Bestandteil der DEA. Es ist aber zu bemerken, dass nicht jede DEA Inselbetrieb fähig ist. Die Inselbetrieb-Erkennung ist vom DEA-Typ und der Grösse abhängig.

In der letzten Etappe des Projektes ist ein Inselbetrieb des gesamten NS-Netzes erwünscht. Vom heutigen Zustand bis zu diesem Ziel müssen noch viele technische Aspekte anschaut werden. Vor allem ist die Spannungs- und Frequenzregelung ein wichtiges Thema sowie das Verhalten der übrigen DEA (Regelung Wirkleistung – Spannung).

Synchronisierung und Rücksynchronisierung

Diesen Betriebssequenzen sind im Prinzip mit im DEA-Kontroller automatisiert.

PV-Anlage

Bei normaler Einschaltung wird sich der Wechselrichter zuerst an das Netz anschliessen und erst dann wird die Energie geliefert. Es ist somit keine spezielle Prüfung vor der Einschaltung erforderlich. Nach einer Netzstörung ist die Sequenz ähnlich wie bei normaler Einschaltung. Vor einer Rücksynchronisierung muss aber das Netz in einem stabilen Zustand (Frequenz und Spannung) seit mehreren Zehnsekunden stehen (Netz-Fehler behoben).

BHKW

Bei normaler Einschaltung ist das BHKW vom Netz getrennt und wird lokal mit dem thermischen Motor angelaufen. In der Nähe der Synchronisierungsgeschwindigkeit werden die Frequenz, Spannungswert und Spannungswinkel vom Netz und BHKW gemessen. Sind diese Werte in einem akzeptablen Bereich, so wird die BHKW parallel an das Netz geschaltet. Falls nicht, wird der Kontroller dem Motorbetrieb Anpassungen befehlen bis die Spannungs- und Frequenzkriterien im akzeptablen Bereich stehen. Nach einer Netzstörung ist die Sequenz ähnlich wie bei normaler Einschaltung. Der thermische Motor darf aber für die thermische Energieerzeugung weiterlaufen. Vor einer Rücksynchronisierung muss das Netz seit mehreren Zehnsekunden in einem stabilen Zustand (Frequenz und Spannung) stehen (Netz-Fehler behoben).



VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

VEiN Jahresbericht 2011 – Beilage 2

Berner Fachhochschule TI

VEiN-Verteilte Einspeisung ins Niederspannungsnetz

Projektbericht BFH 2011

Thomas Häni, Prof. Michael Höckel

26.10.2011

Inhaltsverzeichnis

1	Validierung des Niederspannungsnetzes	4
1.1	Lastflussberechnungen im Niederspannungsnetz Rheinfelden.....	4
1.1.1	Lastfluss Original 1005.....	4
1.1.2	Lastfluss Vereinfacht 1005.....	5
1.1.3	Spannungsvorgabe an Transformationsstation Kreuzmatt.....	5
1.2	Resultate der Lastflussberechnungen.....	6
1.2.1	Resultate im Original Netz.....	6
1.2.2	Resultate im vereinfachtem Netz.....	6
1.3	Kurzschlussstromberechnungen im Niederspannungsnetz Rheinfelden	7
2	Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen.....	8
2.1	Implementierung der DEA's.....	8
2.2	Resultate von Lastflussberechnungen bezüglich Spannungserhöhungen.....	8
2.3	Oberschwingungseinflüsse von Wechselrichtern.....	10
3	Blindleistungsregulierung von Wechselrichtern.....	11
3.1	Vorgehen.....	11
3.2	Resultate der Blindleistungsregulierung.....	14
3.2.1	Spannungssituation	14
3.2.2	Verlustleistungen.....	15
4	Einbau von einem Speicher in Kombination mit einer "Ultra Fast Charging Station"	15
5	Einbau von Schutz.....	16
6	Simulationen der Testszenarios.....	18
6.1	Simulation der Testszenarios mit dem Programm Digsilent	19
6.1.1	Konfiguration des Netzes.....	19
6.1.2	DPL-Simulation der Testszenarien.....	19
6.2	Auswertung.....	20
7	Zusammenfassung und Ausblick 2012.....	21
7.1	Zusammenfassung	21
7.2	Ausblick 2012	21
Anhang A:	Lastfluss Original 1005	22
Anhang B:	Lastfluss Vereinfacht 1005	27
Anhang C:	Spannungs-Verläufe und Anhebungen bei Integration von DEA's	32
Anhang D:	Dokumentation des Digsilent-Projekts NS Rheinfelden	37
Einleitung	37	
Netzmodell	37	
Netzdaten	37	

Varianten	37
Bibliothek	40
Betriebsmitteltypen-Bibliothek	40
Skripte.....	41
Berechnungsfälle.....	46

1 Validierung des Niederspannungsnetzes

Im Mai 2010 wurden Messungen in der Transformationsstation und in den Kabelkästen gemacht. Dabei wurde jeder Abgang einzeln gemessen. Die Größen Spannung, Strom, Wirk- und Blindleistung wurden von allen drei Phasen über mehrere Tage als 10-Minuten-Werte abgespeichert.

Nach einer ersten Validierung wurde ersichtlich, dass die Messdaten jedoch nicht 100% mit den Berechnungen übereinstimmten. Zum einen wurden die Daten wohl falsch gemessen oder aber auch vertauscht.

1.1 Lastflussberechnungen im Niederspannungsnetz Rheinfelden

Die Messdaten wurden den Lasten im Digsilent Modell als Charakteristik hinterlegt. Mit einem DPL-Skript, mit welchen man Programme implementieren kann, konnte in zehnminutenschritten Lastflüsse über einen ganzen Tag berechnet werden. Somit konnte der Lastfluss und die Spannungssituation im Niederspannungsnetz nachgebildet werden.

Für die Validierung wurde in Digsilent zwei Berechnungsfälle erstellt:

- 1 Lastfluss Original 1005
- 2 Lastfluss Vereinfacht 1005

Nchfolgend werden die zwei Berechnungsfälle kurz beschrieben. Zudem wir kurz erklärt wie bei den Berechnungen die Spannung an der Transformationsstation vorgegeben werden konnte.

1.1.1 Lastfluss Original 1005

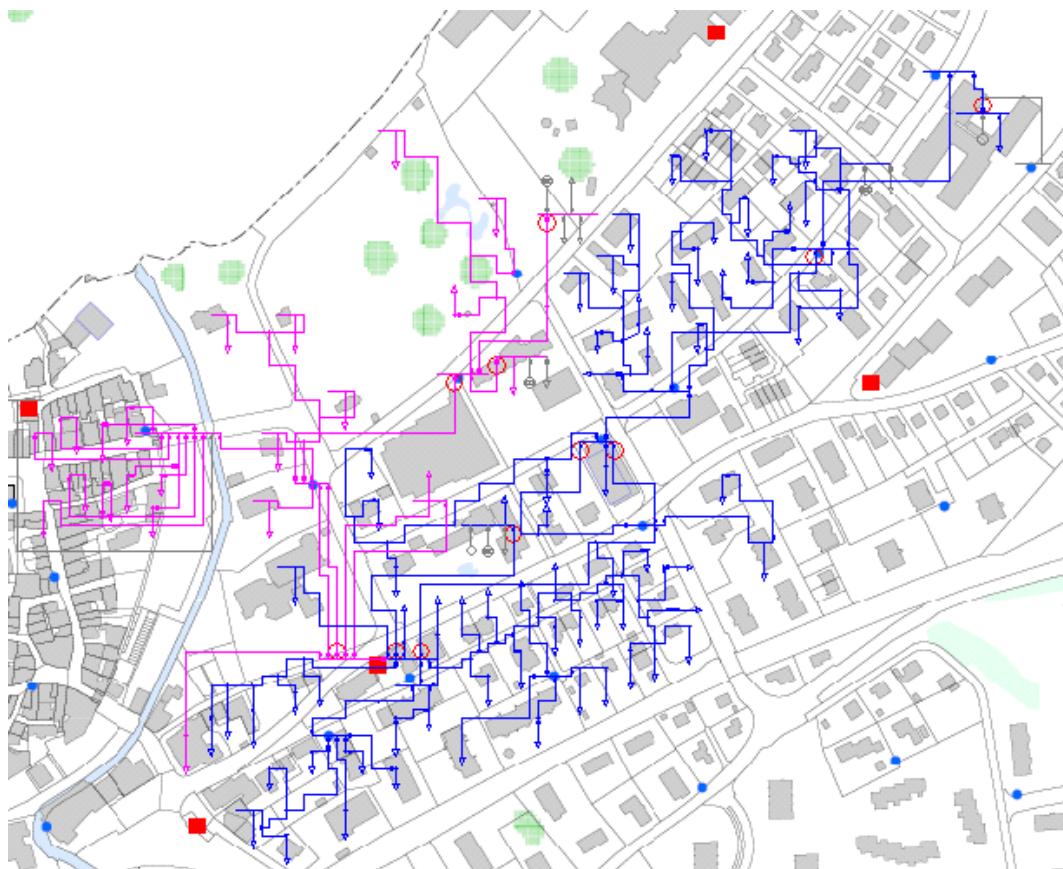


Abbildung 1: Netzübersicht beim Berechnungsfall "Lastfluss Original 1005"

Bei diesem Berechnungsfall sind alle Lasten und Leitungen aktiviert, welche in diesem Projekt ab der Transformationsstation Kreuzmatt gespeist werden. Dabei ist jedes Detail wie im realen Netz in

Digsilent abgebildet. Zudem sind die einzelnen Elementen in Zonen eingeteilt worden. In einer Zone sind die Elemente, welche ab Transformator 1, in der anderen die ab Transformator 2 gespeist sind.

Wie in Abbildung 1 zu sehen, sind die Zonen zudem farblich unterschieden. Blau die Elemente ab Transformator 1 und rosarot die ab Transformator 2.

Den Lasten ist, wie oben beschrieben, eine Wirk- und Blindleistung Charakteristik hinterlegt. Jede Charakteristik zeigt dabei auf ein CSV-File, welches die jeweiligen Daten enthält. Die einzelnen Lastdaten wurden von einem Matlab-Programm berechnet, welches von Martin Hofstetter erstellt worden ist. Anhand der Messdaten vom Mai 2010 weist dieses Programm anteilmässig die Leistungswerte den einzelnen Lasten zu. Dabei werden zudem auch die Verluste über den Zuleitungen der Lasten beachtet.

1.1.2 Lastfluss Vereinfacht 1005

Beim Berechnungsfall "Lastfluss Vereinfacht 1005" wurde das Netz vereinfacht. Waren an einem Abgangskabel eines Kabelkastens mehrere Lasten angeschlossen, wurde diese zu einer zusammengefasst. Am Strang, an welchem die Kabelkästen Salinenstrasse 2, Parkweg, Fryma und Lindenstrasse sind, wurden anstelle von mehreren Lasten nur eine angeschlossen. Grund dafür waren die Vertauschungen der Messdaten, welche bei diesem Strang nicht vollständig korrigiert werden konnten. Mit nur einer Last an jedem Kabelkasten konnte das Netz jedoch validiert werden.

Als Charakteristik wurden wiederum die Wirk- und Blindleistung der Messung vom Mai 2010 hinterlegt. Diese sind an den jeweiligen Netzknoten gemessen worden und enthalten sowohl die Wirk- und Blindleistungsaufnahme der Verbraucher als auch die Netzverluste. Die Netzverluste wurden nicht separat aus den Messdaten heraus gerechnet.

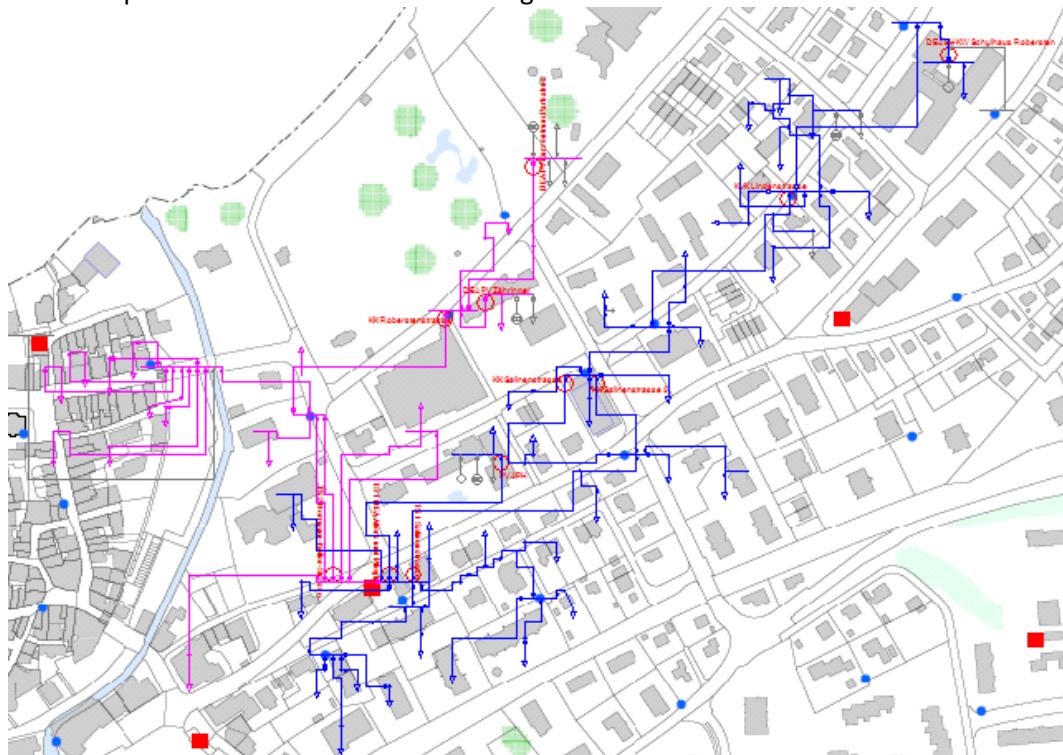


Abbildung 2: Netzübersicht beim Berechnungsfall "Lastfluss Vereinfacht 1005"

1.1.3 Spannungsvorgabe an Transformationsstation Kreuzmatt

Um bei der Validierung die gemessenen Spannungsverläufe mit den von Digsilent berechneten zu vergleichen, müssen die Spannungen an der Transformationsstation vorgegeben werden. Wiederum wurden Charakteristiken erstellt, welche auf die Spannungswerte zeigen, welche im Mai 2010 an den

Transformatoren gemessen wurden. Mithilfe von drei Spannungsquellen, die jeweils um einen Winkel von 120° versetzt sind, konnte somit die Spannungen vorgegeben werden.

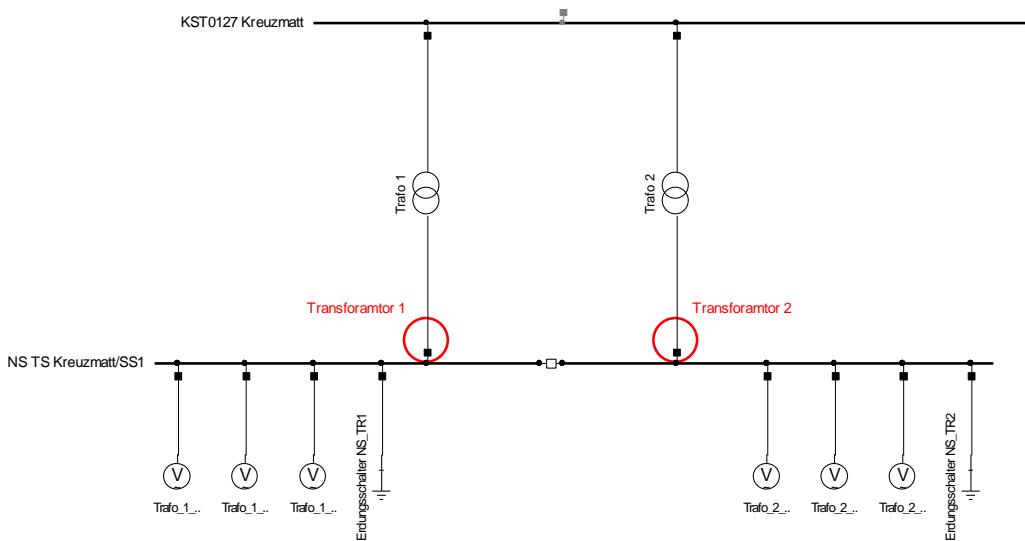


Abbildung 3: Spannungsvorgabe an der Transformationsstation Kreuzmatt

1.2 Resultate der Lastflussberechnungen

In den folgenden Kapitel sind die Resultate kurz dokumentiert. Im Anhang A und B sind die Resultate der einzelnen Kabelkästen jeweils einzeln abgebildet.

1.2.1 Resultate im Original Netz

Bei den Lastflussberechnungen im Originalnetz konnten bei den Kabelkästen, welche ab Transformator 2 gespeist werden, eine gute Übereinstimmung zwischen den gemessenen und den in Digsilent berechneten Werten gefunden werden. Zwar stimmen die Werte nicht 100% überein, für die Untersuchungen, welche während dem Projekt VEIN gemacht werden müssen, sollte die Genauigkeit genügen. Die maximalen Abweichungen liegen um die 1% Marke herum.

Beim Netzteil, welcher ab Transformator 1 gespeist wird, stimmen die Berechnungen nur mit den gemessenen Werten der Kabelkästen Gartenweg 1-3 überein. Beim Strang, welcher Salinenstrasse 2, Parkweg, Fryma und Lindenstrasse versorgt, konnte jedoch kein Konsens gefunden werden.

Dass es keine 100%ige Übereinstimmung gibt, kann sicherlich auch zurückgeführt werden, dass die Leitungsparameter nur symmetrisch eingegeben werden können. Es kann nur ein Widerstandswert für alle drei Phasen angegeben werden. Aus diesem Grund mussten die Leitungsparameter als Mittelwerte eingegeben werden. In der Realität haben aber Kurzschlussmessungen ergeben, dass die einzelnen Phasen unterschiedliche Werte aufweisen.

1.2.2 Resultate im vereinfachtem Netz

Beim vereinfachten Netz konnte auch beim Original Netz nicht korrekt simulierten Strang eine gute Übereinstimmigkeit gefunden werden. Jedoch wurde, wie im Kapitel 1.1.2 beschrieben wurde, nur jeweils eine Last am Kabelkasten angeschlossen. Auf diese Weise konnten aber die unkorrekten Messdaten korrigiert werden.

Verknüpfungspunkt	du L1 in p.u.	du L2 in p.u.	du L3 in p.u.
KK Fryma	-0.3238	-1.0121	0.8427
KK Gartenweg 1	-0.6497	0.8605	-0.8624
KK Gartenweg 2	0.2132	-0.4154	0.2357
KK Gartenweg 3	0.8584	0.7826	-0.8533

KK Hermann-Keller-Str.	-0.3621	-0.6621	0.29
KK Johanitergasse	-0.619	-1.1425	-0.4852
KK Lindenstrasse	-1.0417	-1.1343	0.8998
KK Parkweg	-0.4656	-1.0782	0.5498
KK Roberstenstrasse	-0.4757	-0.8785	-0.292
KK Salinenstrasse 2	0.1733	-0.802	0.7462

Tabelle 1: Abweichungen der berechneten zur gemessenen Spannung

In Tabelle 1 sind die grössten Abweichungen der berechneten zur gemessenen Spannung zu sehen. Ein negativer p.u.-Wert sagt aus, dass die berechnete Spannung tiefer war als die gemessen. Ist er positiv, ist es gerade umgekehrt.

Die grössten Abweichungen sind auch bei der Vereinfachten Variante um die 1%. Da jedoch nicht gesagt werden kann, dass die Spannung immer tiefer oder immer höher ist, wurden die Leitungsparameter nicht verändert.

Sobald von den Netzmessungen mit den Janitza-Messgeräte Werte zur Verfügung stehen, wird das Netz noch einmal begutachtet und überprüft.

1.3 Kurzschlussstromberechnungen im Niederspannungsnetz Rheinfelden

Anhand von Kurzschlussstromberechnungen kann geprüft werden, ob im Fehlerfall die Sicherungselemente die Betriebsmittel im Netz genügend schützen oder aber ob sie den hohen Kurzschlussströmen standhalten.

Um die Leitungsparameter der Kabelkastenzuleitungen zu überprüfen, wurden im Jahre 2009 Kurzschlussmessungen an jedem Kabelkasten gemacht. Bei den Messungen wurden die beiden Transformatoren parallel betrieben.

Damit man nun die berechneten Kurzschlussströme mit den gemessenen vergleichen kann, wurden bei der Simulation die Transformatoren auch parallel geschaltet.

	Berechnet	Gemessen
Kabelkästen	$I_k''_{1\text{pol},\text{max}} [\text{kA}]$	$I_k''_{1\text{pol},\text{min}} [\text{kA}]$
TS Kreuzmatt SS1	32.25	29.10
TS Kreuzmatt SS2	32.25	29.10
Kabelkästen	$I_k''_{1\text{pol},\text{max}} [\text{kA}]$	$I_k''_{1\text{pol},\text{min}} [\text{kA}]$
KK Fryma	2.17	1.70
KK Gartenweg 1	2.95	2.40
KK Gartenweg 2	7.88	6.69
KK Gartenweg 3	3.47	2.84
KK Hermann-Keller-Str.	4.21	3.33
KK Johanitergasse	2.33	1.86
KK Lindenstrasse	1.63	1.28
KK Parkweg	2.64	2.08
KK Roberstenstrasse	2.24	1.73
KK Salinenstrasse 2	3.33	2.67
KK Schulhaus Robersten	1.25	0.99

Tabelle 2: Vergleich des berechneten und gemessenen Kurzschlussstromes

Wie in Tabelle 2 zu sehen, sind die gemessenen Ströme von 2009 im Bereich des in Digsilent berechneten minimalen und maximalen Kurzschlussstromes. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die berechneten Werte bei der Definierung des Schutzes gebraucht werden können.

Die Kurzschlussleistung des Mittelspannungsnetzes wurde im Digsilent-Projekt so eingestellt, dass an der Unterspannungsseite der Transformationsstation Kreuzmatt die Kurzschlussberechnungen das selbe wie die Messungen von 2009 ergaben.

2 Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen

Beim Einbau von dezentralen Anlagen, wird das Verhalten des Netzes verändert. Im ersten Schritt wurden DEA's in das Niederspannungsnetz eingebaut, die bereits im Betrieb sind.

2.1 Implementierung der DEA's

Das Netz wurde nach Einbau der DEA's auf die Spannungserhöhung an den Anschlusspunkten, sowie aber auch auf die Einspeisung von Oberschwingungen untersucht.

Folgende Erzeugungsanlagen wurden ins Netz eingebaut:

Anlagentyp	Standort	Leistung
BHKW	APH Lindenstrasse	50 kW
BHKW	Schulhaus Robersten	90 kW
PV-Anlage	Parkhaus Roberstenstr. 31	60 kWp
PV-Anlage	APH Lindenstrasse	30 kWp
PV-Anlage	Lindenstrasse 19	10 kWp
PV-Anlage	WBGZ Roberstenstr. 10	30 kWp

Bei den BHKW's wurde eine konstante Einspeise-Leistung implementiert.

Bei den PV-Anlagen wurde als Referenz die Tagesproduktion des Parkhauses vom 11.08.2010 genommen und je nach kWp mit einem Faktor angepasst.

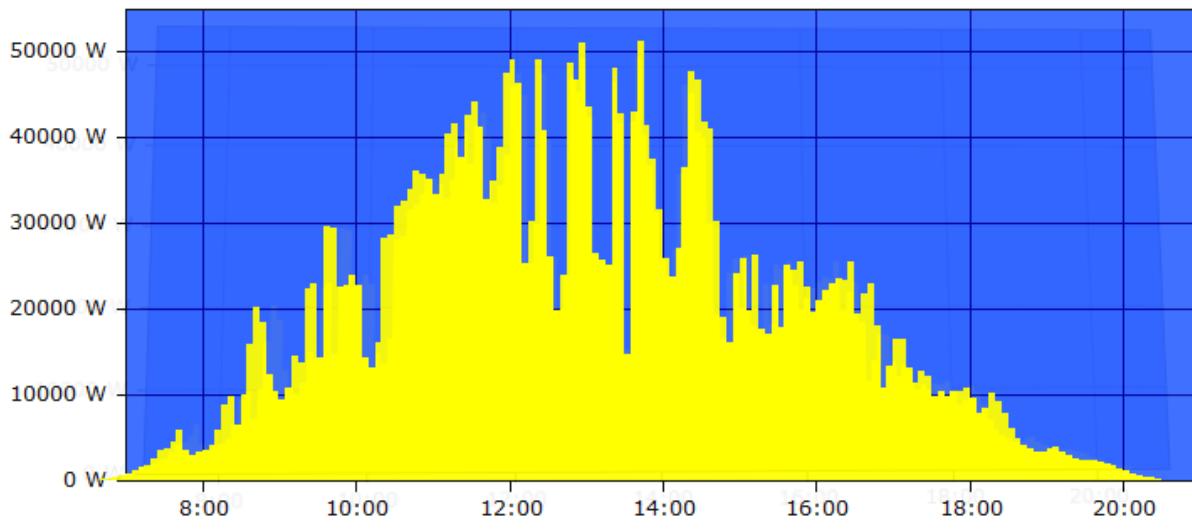


Abbildung 4: Tagesproduktion der PV-Anlage Parkhaus

2.2 Resultate von Lastflussberechnungen bezüglich Spannungserhöhungen

Gerade bezüglich der Spannungserhöhung muss besonders darauf geachtet werden, dass die Spannung nicht unzulässig erhöht wird. Gemäss DACHCZ soll sich die Spannung bei Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlage am Verknüpfungspunkt nicht mehr als 3% anheben.

In einer ersten Untersuchung wurden der Last- bzw. Einspeiseverlauf in 10 Minuten-Werten über einen Tag analysiert . Einmal ohne und einmal mit den DEA's. Die dezentralen Erzeugungsanlagen

speisen dabei immer symmetrisch ins Netz. Da die Leitungsparameter auch nur symmetrisch implementiert sind, ist demzufolge auch die Spannungserhöhung in jedem Leiter in etwa gleich gross.

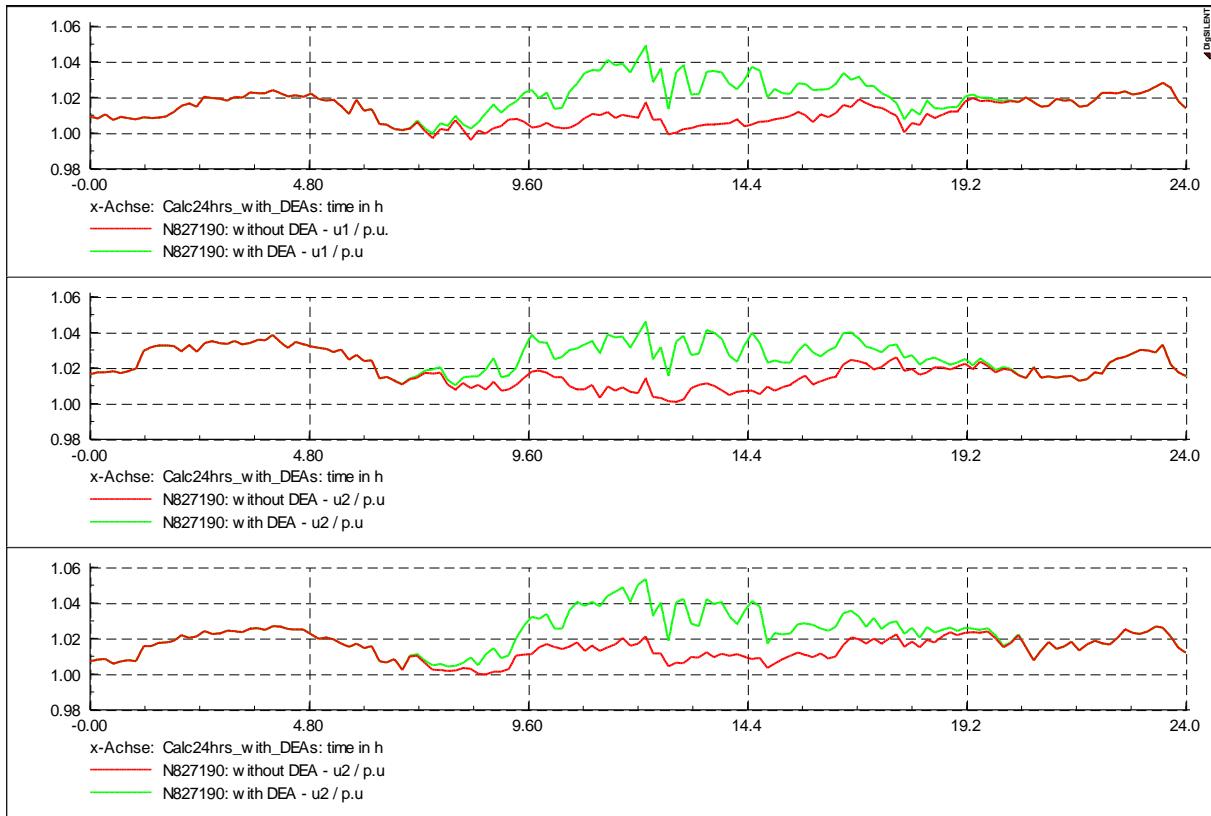


Abbildung 5: Spannungsverlauf am Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus ohne und mit DEA's

Grafisch wurden die Spannungen an den relevanten Punkten gegenübergestellt. Zudem wurde auch die prozentuale Spannungserhöhung untersucht. Dabei erkannte man, dass es an manchen Punkten zu unzulässigen Spannungserhöhungen im Netz kommen kann. So zum Beispiel auch beim Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.

Wie in Abbildung 5 zu sehen, gibt es durch den Tag am Anschlusspunkt der PV-Anlage eine deutliche Spannungsanhebung. Diese beträgt mehr als 3% (Abbildung 6). Somit ist diese Anhebung der Spannung nicht zulässig.

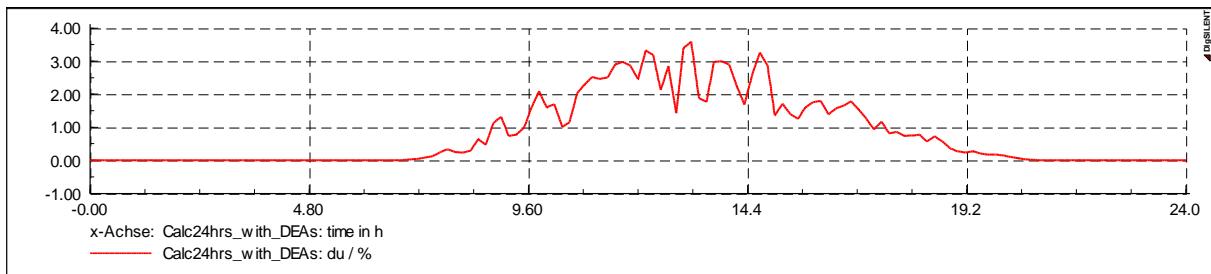


Abbildung 6: Spannungsanhebung L1 am Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

Am Verknüpfungspunkt des Blockheizkraftwerks ist der Einfluss auf die Spannung bei Einspeisung noch grösser. Obwohl die 150kW-Anlage auf 90kW gedrosselt ist, gibt es eine deutliche Spannungsanhebung, die bis zu 8% sein kann.

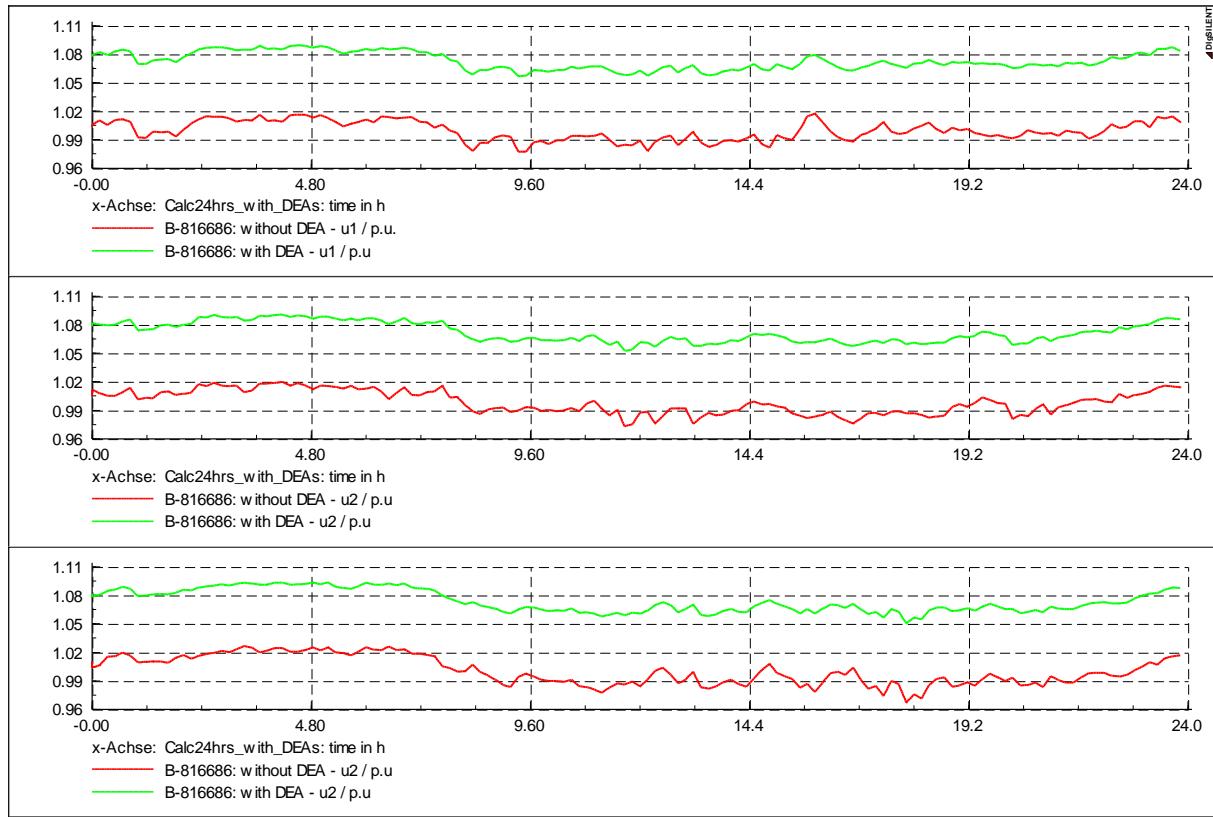


Abbildung 7: Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt des BHKW Schulhaus Robersten

Alle weiteren Grafiken der DEA-Verknüpfungspunkten sind im Anhang C zu finden.

2.3 Oberschwingungseinflüsse von Wechselrichtern

In einem weiteren Schritt wurde, die auftretenden Oberschwingungen im Netz untersucht. Von grossem Interesse war, ob sich die Qualität der Netzspannung durch die Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen verschlechtert.

Bei der PV-Anlage des Parkhauses wird der Wechselrichter SolarMax 6000S von Sputnik eingesetzt. Um nun die Oberschwingungseinspeisung zu untersuchen, wurde bei den PV-Anlagen Parkhaus Kurzentrum und WBGZ die Oberschwingungsströme gemäss Datenblatt von Sputnik Engineering AG eingegeben.

Da die Netzspannung bereits Harmonische aufweist, wurden die Lasten, die an dem Kabelkasten Roberstenstrasse angeschlossen sind, mit einer Oberschwingungsquelle versehen. Die Oberschwingungsströme wurden mit der Formel berechnet, die in der „DACHCZ“ unter der Nummer 6.1 zu finden ist.

$$\frac{I_v}{I_L} \leq \frac{p_v}{1000} * \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_L}}$$

Die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt wurde mit dem Digsilent-Tool berechnet. Die Leistung der Last wurde anhand einer Absicherungsliste der KK Roberstenstrasse berechnet.

Die Oberschwingungsquellen der Lasten wurden mit den maximal zulässigen Werte versehen.

Folgendes Resultat kam bei der Simulation mit Digsilent heraus:

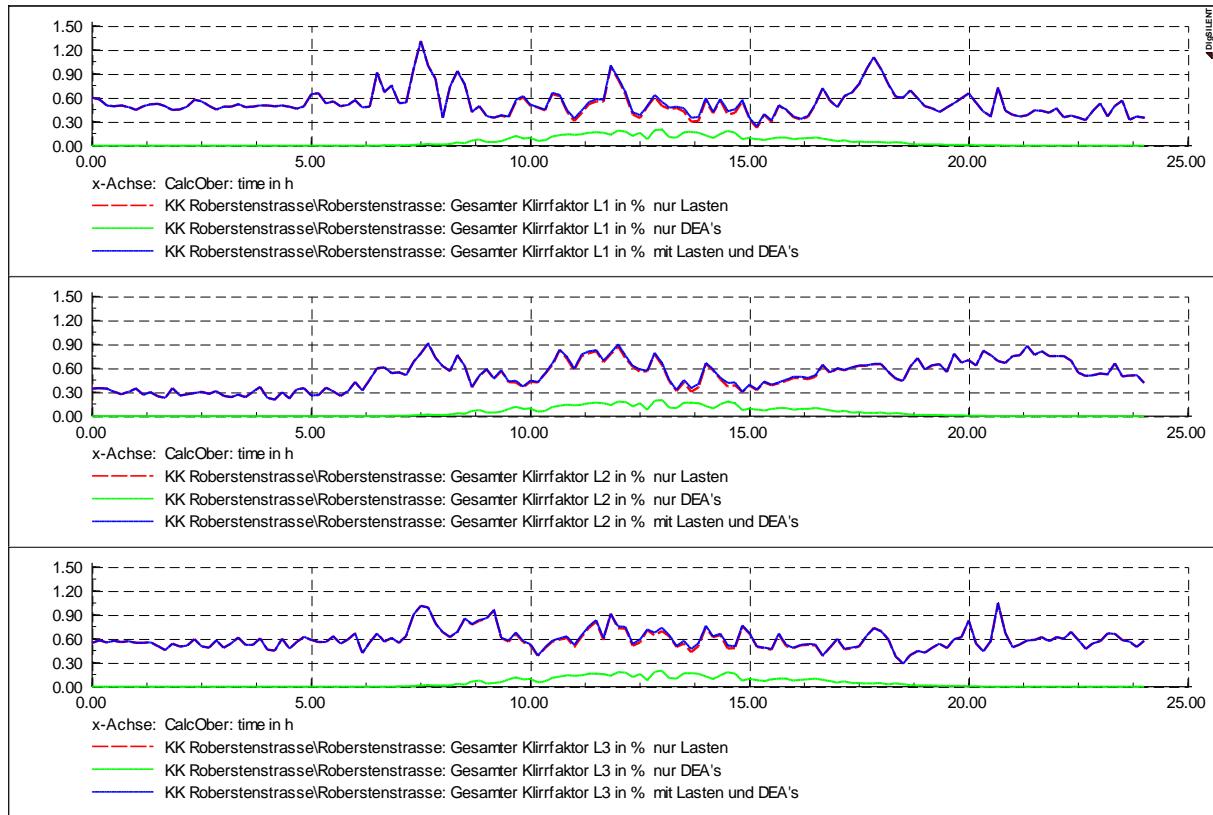


Abbildung 8: THD-Wert der drei Phasen am Verknüpfungspunkt Roberstenstrasse

Die grüne Kennlinie zeigt auf, mit welchen THD-Werten zu rechnen wäre, wenn nur die PV-Anlagen Parkhaus und WBGZ in das Netz einspeisen würden. Die rote Kurve zeigt auf wie die Spannungsqualität aussieht, wenn nur die Lasten Oberwellen einspeisen. Speisen die Wechselrichter und die Lasten zusammen Harmonische ins Netz ein, sieht man die Auswirkungen in der blauen Kennlinie.

Die Erkenntnis aus den Digsilent Berechnungen sind, dass der THD-Wert des Netzes bei Einspeisung der PV-Anlagen fast nicht verändert wird. Dies erkennt man an den fast deckungsgleichen blauen und roten Kennlinien. Somit sollte der Einsatz der Wechselrichter bezüglich Oberwellen ohne Bedenken möglich sein.

3 Blindleistungsregulierung von Wechselrichtern

Werden grosse Leistungen von PV-Anlagen ins Netz eingespeist, kann es, wie im Kapitel 2.2 dokumentiert, zu Problemen führen die Spannungsanhebung von 3% nicht zu überschreiten.

Die heutigen Wechselrichter von PV-Anlagen sind zum Teil in der Lage Blindleistung abzugeben oder aufzunehmen. So kann zum Beispiel der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ des Wechselrichters der Serie "SolarMax TS-Serie" von 0.8 induktiv bis 0.8 kapazitiv eingestellt werden.

Am Verknüpfungspunkt Roberstenstrasse soll nun untersucht werden, ob eine Blindleistungsregulierung helfen kann, das Spannungsniveau auf einem konstanten Wert zu halten.

3.1 Vorgehen

Um die Blindleistungsregulierung von Wechselrichter zu untersuchen wurde folgender Strang des Niederspannungsnetz Rheinfelden ausgewählt:

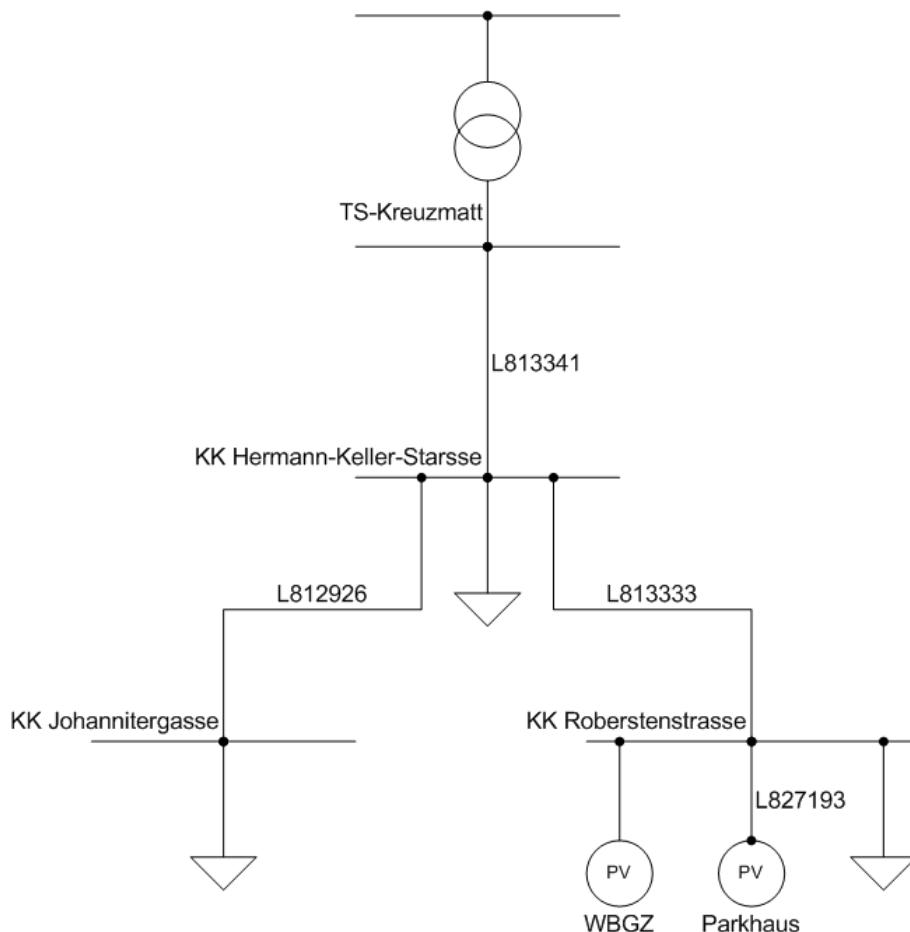
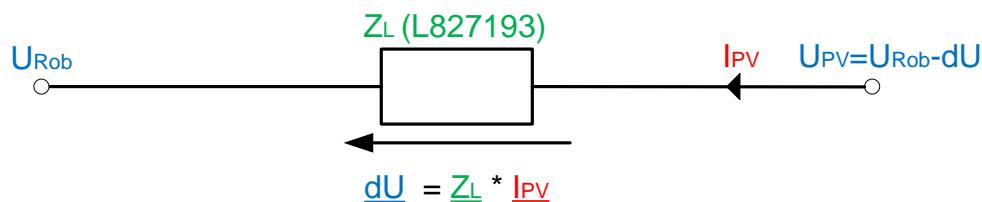


Abbildung 9: Situation im Niederspannungsnetz Rheinfelden

In diesem Strang speisen zwei PV-Anlagen ein, welche am Kabelkasten Roberstenstrasse angeschlossen sind. Die Anlage Parkhaus hat eine Nennleistung von 60kWp und die Anlage WBGZ 30kWp. Als Referenz wurde wiederum die Tagesproduktion des Parkhauses vom 11.08.2010 genommen (Abbildung 4) und je nach kWp mit einem Faktor angepasst.

Die Blindleistungsregulierung zur Spannungshaltung wird nur mit der PV-Anlage Parkhaus durchgeführt. Ein einfacher Regelalgorithmus wurde nach folgender Überlegung mittels DPL-Skript in das Digsilent-Netzmodell implementiert.

1. Die Spannung U_{Range} wird dem Regelprogramm vorgegeben. Diese Spannung gibt an, wie hoch der Spannungsanhebung über der Zuleitung sein soll.
2. Die Spannungsanhebung über der Leitung wird anhand des fliessenden Stromes und der Impedanz Angaben der Leitung L827193 berechnet.



3. Mit der gemessenen Spannung bei der PV-Anlage Parkhaus und dem Spannungsabfall über der Leitung, wird die mit dieser Konfiguration auftretende Spannung im KK Roberstenstrasse berechnet

$$U_{\text{Rob}} = \sqrt{(U_{\text{PV}} - \cos \varphi u * dU)^2 + (\sin \varphi u * dU)^2}$$

wobei

$$\varphi u = \varphi z + \varphi i$$

4. Der Betrag der Spannungsanhebung beträgt:

$$abs(dU) = U_{Rob} - U_{PV}$$

5. Die Blindleistung wird nun solange reguliert, bis

$$aU_{Range} - 0.1aV < abs(dU) < U_{Range} + 0.1V$$

oder der min. $\cos \varphi$

$$\cos \varphi \geq 0.8$$

erreicht wird.

Je nach Nennleistung der PV-Anlage und auch je nach Zuleitung gibt es unterschiedliche Möglichkeiten die Spannung zu regulieren. Somit muss auch der Bereich der Spannungsanhebung U_{Range} je nach dem neu definiert werden. Im obigen Beispiel ist U_{Range} auf 1V gesetzt. Das heisst, dass die Spannung über der Leitung nicht mehr als 0.43% angehoben werden soll. Da jedoch nicht nur über diese Leitung Spannung zurückfliest, sondern auch noch über die Kabelkastenzuleitungen, hebt sich die Spannung bei der PV-Anlage immer noch um die 2% an. Einen Spannungsanstieg über 3% gibt es aber nicht mehr.

In den untenstehenden Abbildungen soll nochmal gezeigt werden, wieso sich bei Blindleistungsaufnahme des Wechselrichter die Spannung am Kabelkasten Roberstenstrasse weniger anhebt.

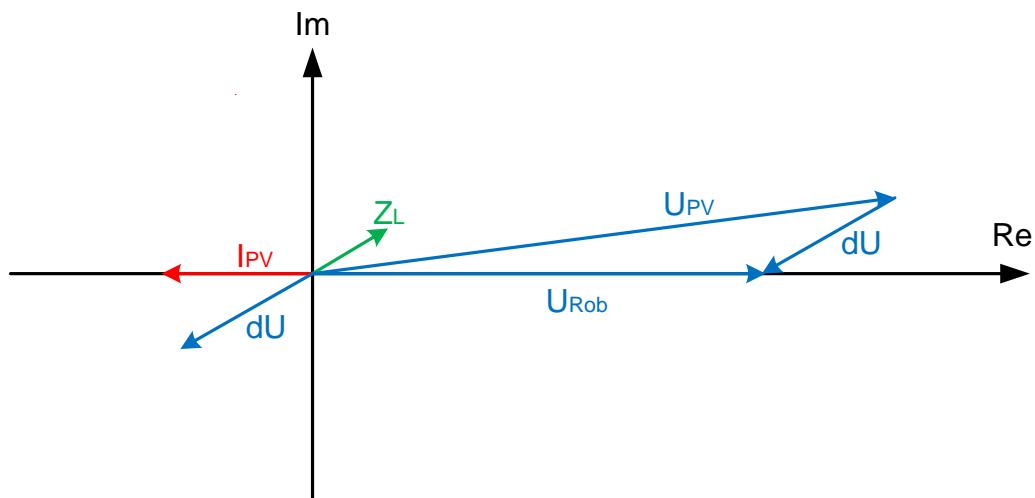


Abbildung 10: Spannungen bei Einspeisung von reiner Wirkleistung

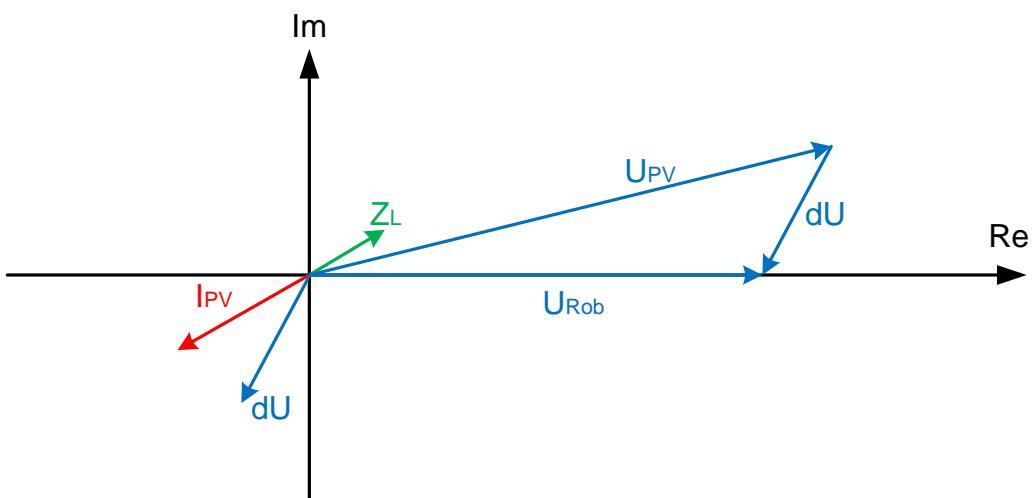


Abbildung 11: Spannungen beim kapazitiven Betrieb des Wechselrichters

In Abbildung 12 ist zu entnehmen welche Wirk- und Blindleistungen eingespeist oder bezogen wird, wenn das Spannungsniveau mit Blindleistung reguliert wird.

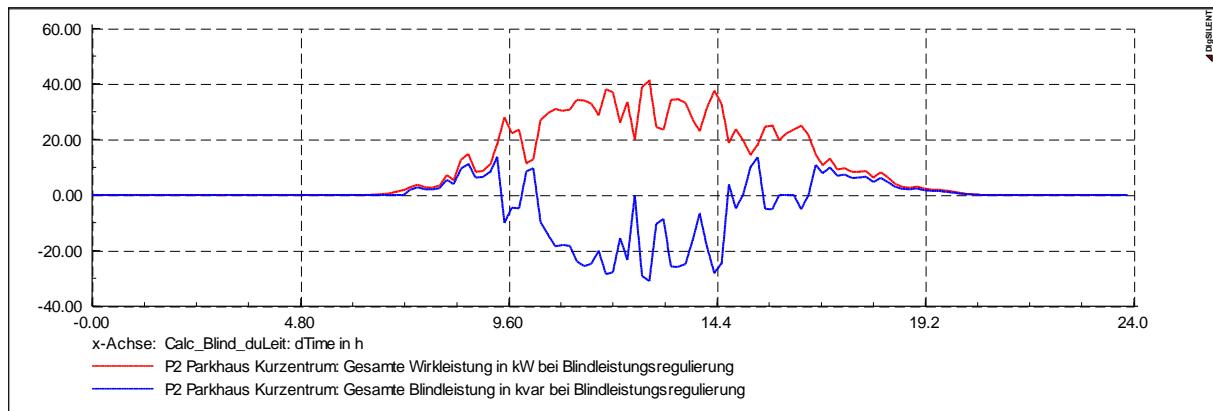


Abbildung 12: Eingespeiste Leistungen bei Blindleistungsregulierung

3.2 Resultate der Blindleistungsregulierung

3.2.1 Spannungssituation

Folgende Tagesverläufe wurden simuliert:

- Das Netz wird ohne Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen betrieben.
- Die dezentralen Anlagen werden betrieben
- Die dezentralen Analgen werden betrieben, wobei beim Wechselrichter des Parkhauses die Spannung mit Blindleistung reguliert wird

In Abbildung 13 ist der Spannungsverlauf über einen Tag der drei Simulationen zu sehen. Zu erkennen ist, dass bei Blindleistungsregulierung (blaue Kurve) die Spannung unter dem Niveau gehalten werden kann, als wenn die DEA's ohne Regulierung (grüne Kurve) einspeisen.

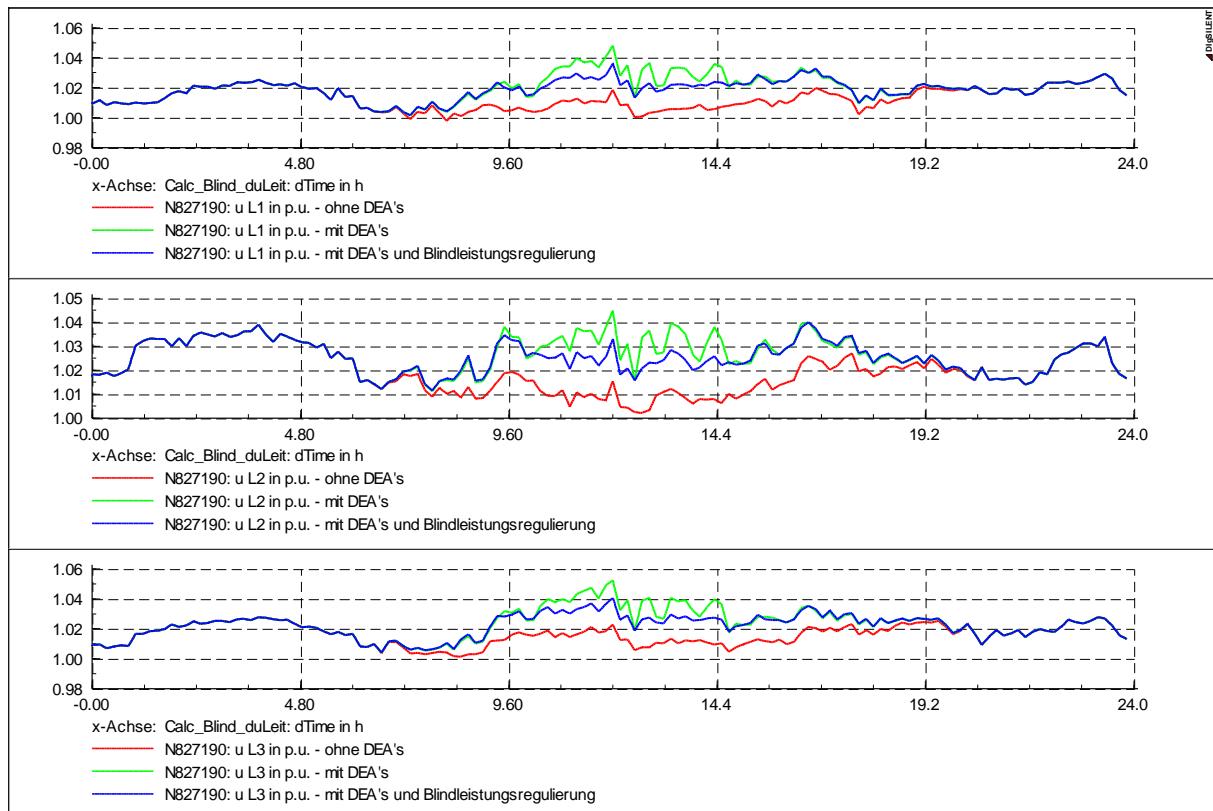


Abbildung 13: Spannungsverlauf beim Verknüpfungspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

Dass die Spannungsanhebung verringert werden konnte, kann man zudem auch Abbildung 14 entnehmen. Dort sind die Anhebung der Spannung bei Einspeisung mit DEA's ohne und mit Blindleistungsregulierung angezeigt.

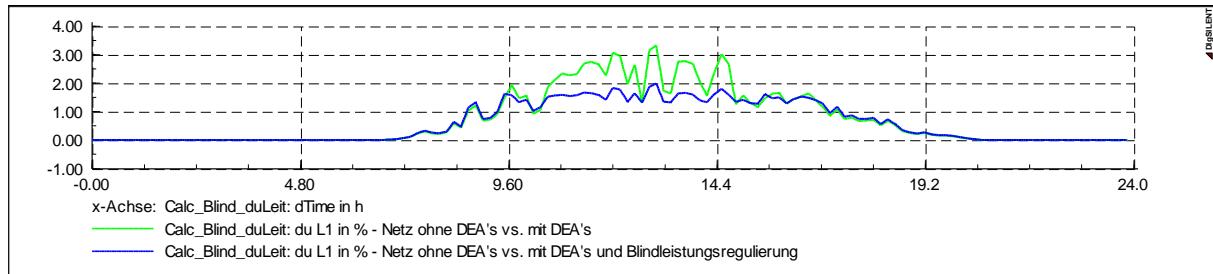


Abbildung 14: Prozentuale Spannungsanhebung der Phase L1

Somit kann gesagt werden, dass gerade die Spannungsspitzen, also wenn viel Leistung von der PV-Anlage ins Netz eingespeist wird, gebrochen werden können.

3.2.2 Verlustleistungen

Wenn man die Spannungsanhebung verringern will, muss der Wechselrichter Blindleistung beziehen. Dies heisst wiederum, dass das Netz stärker belastet wird und es mehr Verluste im Netz gibt.

In Abbildung 15 ist zu erkennen, dass es bei grossem Blindleistungsbezug höhere Wirkverluste gibt. Diese können bis zu 1kW betragen. Wird jedoch nur wenig Blindleistung vom Netz bezogen oder gar geliefert, sind die Verluste kleiner.

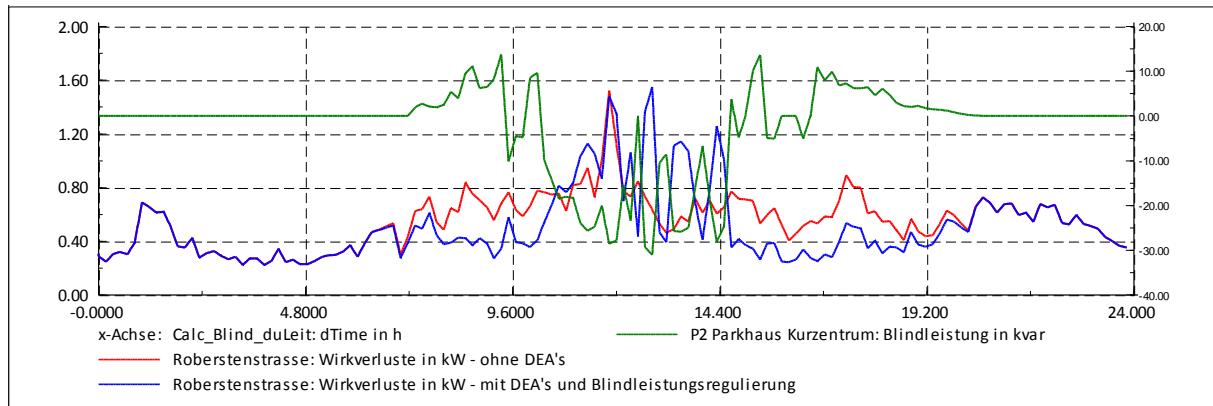


Abbildung 15: Wirkverluste in den Kabelkastenzuleitungen

Die Integration der Verluste ergab folgendes:

- 13.33kWh Netzverluste beim Betrieb ohne PV-Anlage
- 12.18kWh Netzverluste beim Betrieb der PV-Anlage, welche noch die Blindleistung reguliert.
- 11.10kWh Netzverluste beim Betrieb der PV-Anlage, welche ein $\cos\phi$ von 1 aufweist.

Somit kann gesagt werden, dass die Verluste bei der Regulierung der Blindleistung um ca. 1kWh mehr sind, als wenn stetig mit einem $\cos\phi$ von 1 eingespeist wird. Mehr Verluste als ohne Einspeisung der PV-Anlagen gibt es jedoch nicht.

4 Einbau von einem Speicher in Kombination mit einer "Ultra Fast Charging Station"

Wenn sich in Zukunft die Elektroautos auf dem Markt etablieren wollen, müssen diese sicherlich schnell geladen werden können. In gewissen Projekten spricht man dabei von einer Aufladezeit von 5 Minuten. Ein E-Mobile mit einer Kapazität von 20kWh müsste man somit mit einer Leistung von 240kW aufladen.

Dies sind Leistungen die wohl direkt vom Mittelspannungsnetz bezogen werden müssten. Eine Überlastung des Netzes aber auch die Spannungsabsenkungen wäre bei Niederspannung zu gross. Die einzige Möglichkeit Elektroautos mit 240kW im Niederspannungsnetz aufzuladen wäre, wenn man einen Speicher einsetzen würde.

Ein solcher Speicher könnte aber auch das Problem der Spannungsanhebung lösen. Aus diesem Grund wurde beim Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum ein Speicher dimensioniert, welcher die einspeisende Leistung zwischenspeichern kann.

Speicherdaten:

- 500kWh Energieinhalt
- 250kW maximale Lade- und Entladeleistung

Das Ladeprofil über den Tag wurde in Digsilent so implementiert, dass zwischen 6:00 Uhr und 20:00 Uhr während jeder Stunde 4 Autos aufgeladen würden. Dies ergibt pro Tag 56 Autos die aufgeladen werden, womit eine Ladeenergie von 1.12MWh nötig ist.

In Abbildung 16 ist die Spannung über einen ganzen Tag am Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum zu sehen. Dabei sieht man, dass es bei der roten Kurve über den Tag einen hohen Spannungsanstieg gibt. Die 3% werden dabei nicht eingehalten. Wird jedoch eine UFC-Ladestation betrieben welche zudem eine Speicherung beinhaltet, gibt es keine Spannungsanhebung. Dass die Spannung beim Betreiben der Ladestation allgemein tiefer ist kommt durch die stetige Aufladung des Speichers. Somit wird sichergestellt, dass während dem Tag alle E-Mobiles geladen werden können.

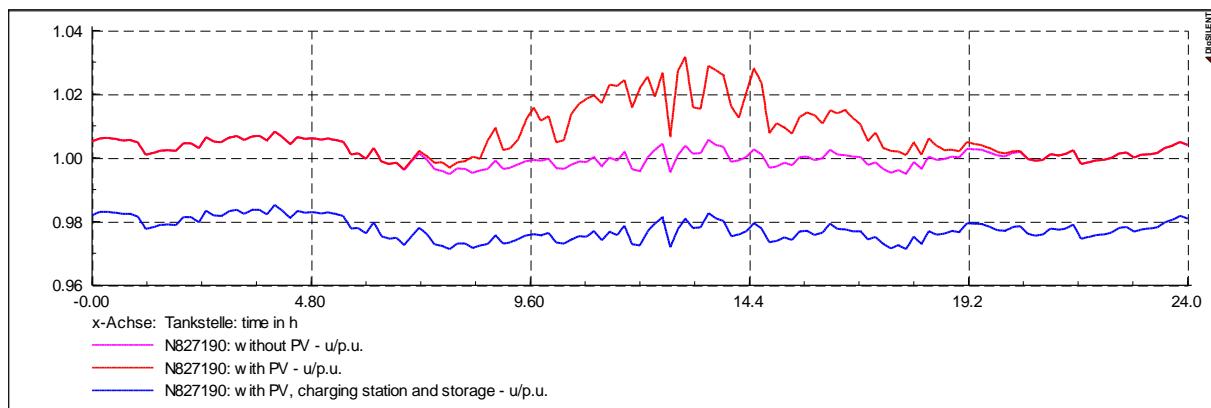


Abbildung 16: Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

5 Einbau von Schutz

Da man bei den verschiedenen Tests, die im Projekt VEIN gemacht werden, an die Belastungsgrenzen gehen will, muss dem Schutz eine besondere Beachtung geschenkt werden. Um die Schutzkonfiguration besser zu überprüfen wurde auch das Digsilent-Modell mit Schutz ausgestattet.

Bei der Wahl der Sicherungsgrößen wurde auf die Angaben der Arbeitsgruppe Schutz , welche das Schutzkonzept zusammenstellen, zurückgegriffen.

Die NH-Sicherungen wurden mit einer Charakteristik gemäss Zeit-Strom-Kennlinien von Schurter (Abbildung 17) ins Digsilent implementiert.

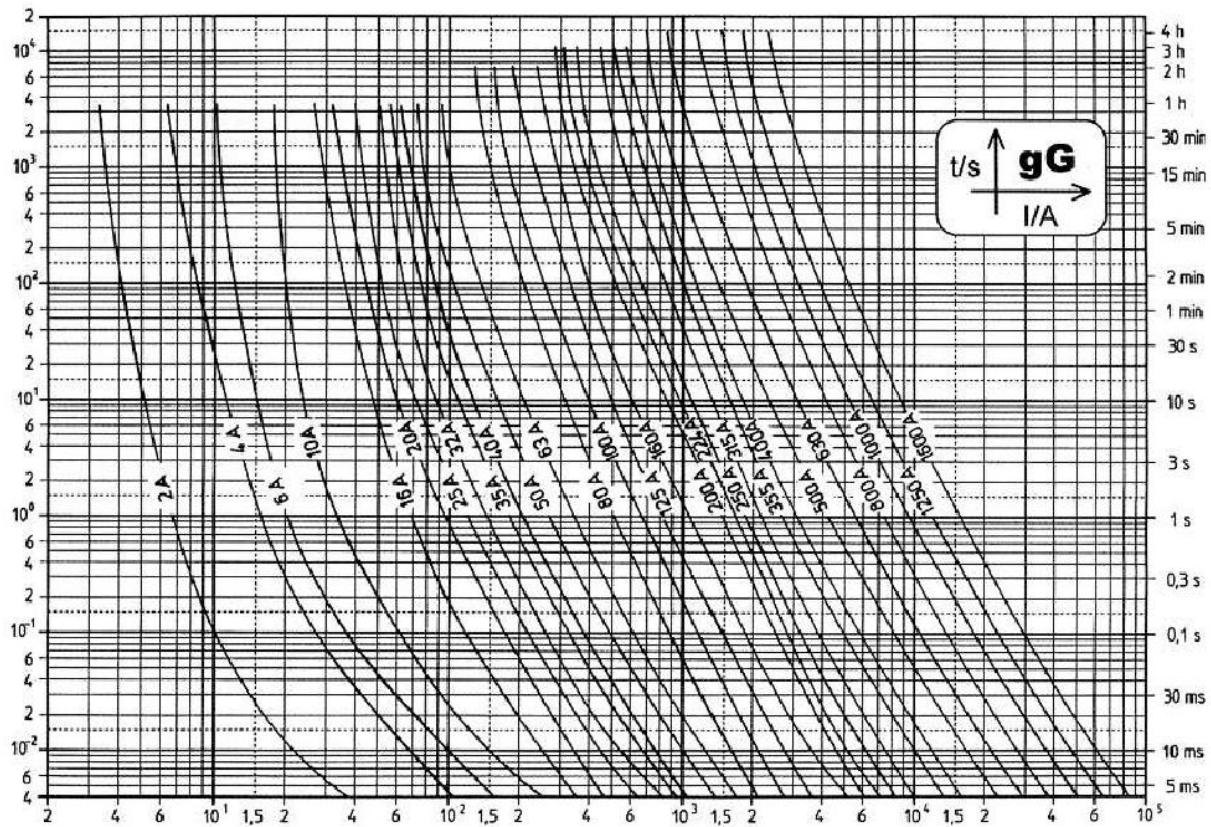


Abbildung 17: Zeit-Strom-Kennlinie der NH-Sicherungen von Schurter

Im Digsilent-Modell wurden jedoch nur die Sicherungen implementiert, welche im NS-Netz Rheinfelden auch wirklich eingesetzt werden.

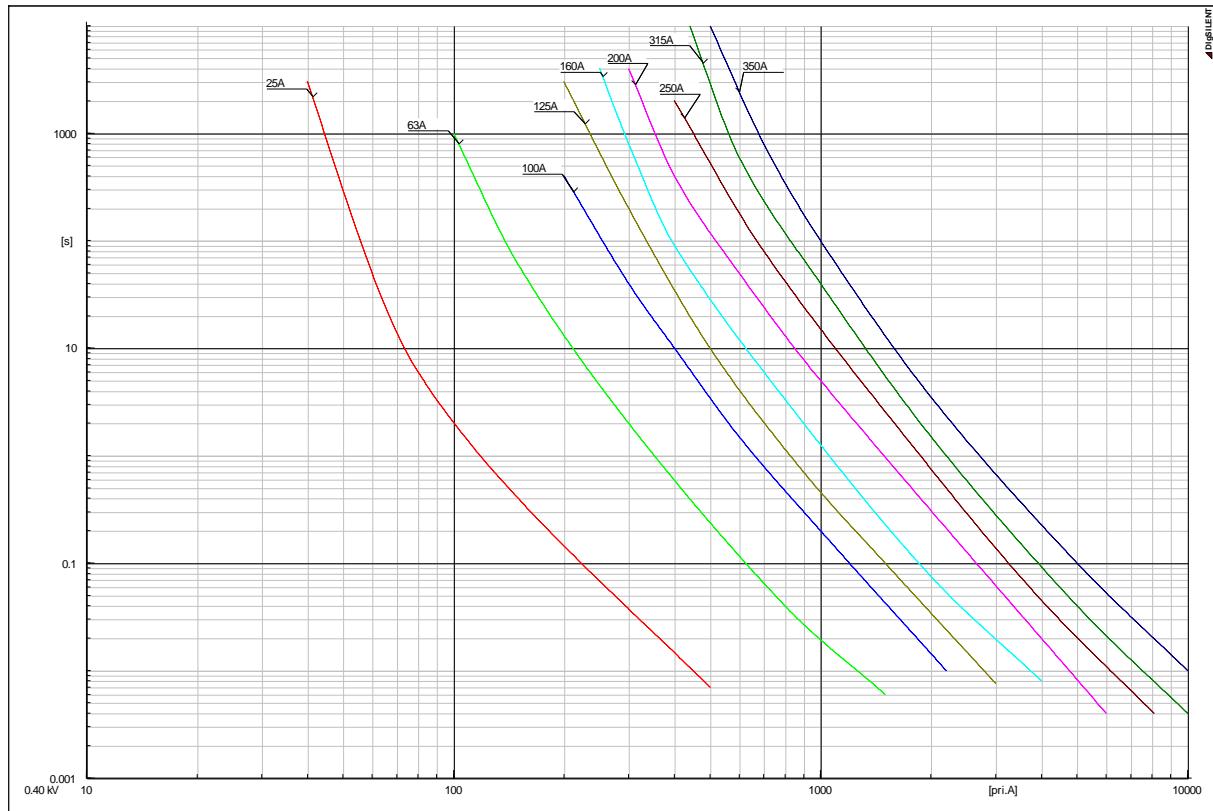


Abbildung 18: Implementierte Sicherungskennlinien im Digsilent-Modell

Anhand dieser Stromkennlinie kann nun auch überprüft werden, in welcher Zeit die Sicherungen bei einem Kurzschluss auslösen.

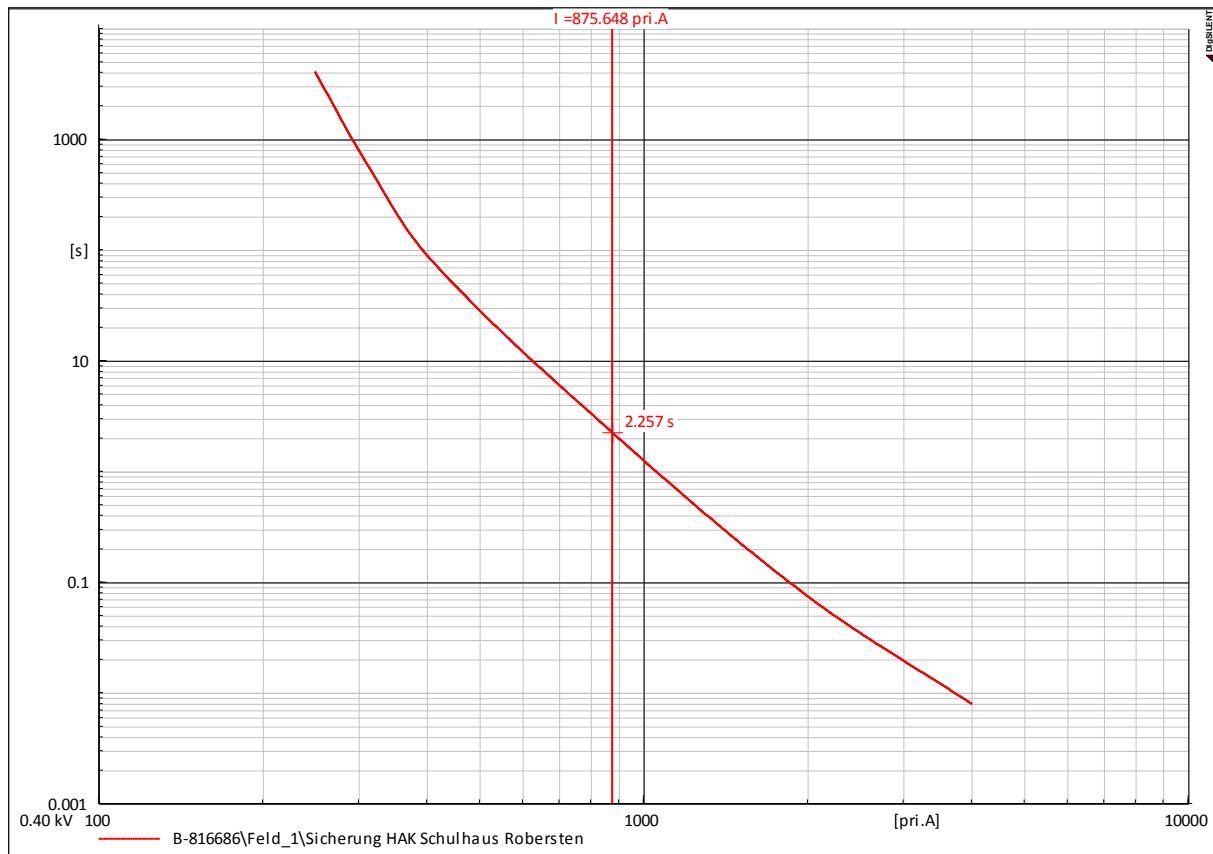


Abbildung 19: Spannungs- und Stromsituation während dem Kurzschluss

Beim Hauptanschlusskasten des Schulhauses Robersten wurde ein minimaler einphasiger Erdschluss berechnet. Der Kurzschlussstrom erreicht dabei einen Wert von 876A. Digsilent berechnet bei einer Kurzschlussimulation zudem auch, nach welcher Zeit die Sicherungen ansprechen würde und zeigt dies in den Strom-Zeit-Diagrammen automatisch an.

Abbildung 19 ist zu entnehmen, dass die Sicherung des HAK's Schulhaus Robersten bei einem Strom von 876A nach 2.26s auslösen würde. Die Norm, welche besagt, dass die HAK-Sicherung nach 5 Sekunden auslösen sollte, wird dabei eingehalten.

6 Simulationen der Testszenarios

Im Projekt VEiN werden diverse Feldtest im Niederspannungsnetz durchgeführt. Dabei soll das Netz an die Belastungsgrenze herangeführt werden. Damit man beim Tests gewisse Anhaltspunkte hat, müssen die Tests im Voraus mit dem Netzsimsprogramm Digsilent durchgerechnet und die erhaltenen Resultate kritisch dokumentiert werden.

Die Arbeitsgruppe Resultatfindung des VEiN TP Netze stellt die jeweiligen Testszenarios zusammen. Dabei gibt es neben der Testbeschreibung jeweils auch einen detaillierten Überblick des Testablaufs. Jeder einzelnen Schalthandlungen im Netz sind in einer Tabelle aufgelistet. Mit diesen Konfigurationen müssen nun Simulationen durchgeführt werden.

Damit die Simulationen genügende Aussagekraft haben, wurden die Simulationen nicht mit einzelnen Lastzuständen durchgeführt. Es wurde jeweils Berechnungen über eine ganzen Tag gemacht.

6.1 Simulation der Testszenarios mit dem Programm Digsilent

6.1.1 Konfiguration des Netzes

Um in Digsilent Tageslastgänge eines Netzes zu simulieren, kann man gemessene Daten den Netzelementen als Charakteristik hinterlegen.

Bei den Lasten wurden Messwerte vom Mai 2010 berücksichtigt. Sobald aktuelle Daten von den Janitza PQ-Messgeräten zur Verfügung stehen, werden die Netzverbraucher mit diesen Daten charakterisiert.

Damit die PV-Anlagen gemäss Tageszeit realistische Leistungen ins Netz einspeisen, wurde diesen eine Referenzcharakteristik hinterlegt. Die Referenzdaten stammen dabei von Messungen, die am 26.09.2011 an der DEA der Baugenossenschaft durchgeführt wurden. Die gemessenen Daten wurden danach mit der Nenngröße der Anlage normiert.

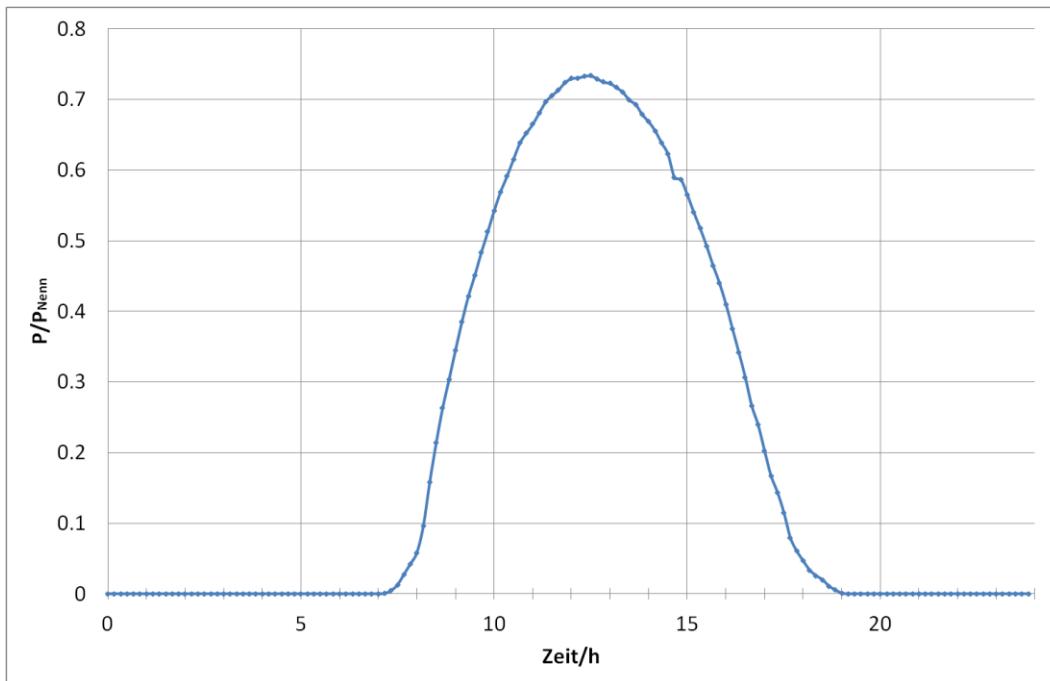


Abbildung 20: Referenzcharakteristik der PV-Anlagen

Die Spannung Mittelspannungsnetzes wurde auf 1.04 p.u. eingestellt. Somit wird auf der Unterspannungsseite des Transformators in etwa die Spannung erreicht, wie sie auch im Mai 2010 gemessen wurde.

6.1.2 DPL-Simulation der Testszenarien

Mithilfe eines DPL-Skripts kann man Lastflüsse über einen ganzen Tag durchführen. Die Simulationsschritte können dabei vom User bestimmt werden. Diese DPL-Skripte basieren auf einer objektorientierten Programmiersprache. Dies heisst wiederum, dass auf jedes Objekte und Netzelemente der Digsilent-Datenbank zugegriffen werden kann.

Die einzelnen Testschritte wurden in Digsilent folgendermassen berücksichtigt:

**Abbildung 21: Berechnungsfälle und Varianten der Testszenarios**

Die einzelnen Testschritte sind als Berechnungsfälle implementiert worden. Mithilfe von Varianten werden die jeweiligen Schalthandlungen im Netz abgearbeitet. Je nach Aktivierung eines Berechnungsfalles wird auch die entsprechende Variante aktiviert. In Abbildung 21 ist der Testschritt Nummer 5 aktiv, womit auch die dazugehörigen Schalthandlungen durch die Variante im Niederspannungsnetz implementiert sind.

Wie einleitend schon erwähnt, wurde jeder Testschritt über einen ganzen Tag simuliert. Als Simulationsschritt wurde 10 Minuten implementiert. Nach jedem erfolgten Lastfluss wird mit einem DPL-Skript eine Auswertung der relevanten Knoten gemacht. Folgendes wird dabei untersucht (siehe auch im Kapitel Auswertung Testszenario, welches sich im Anhang D befindet):

- Knoten
 - $U_{Nenn} \pm 10\%$
Ist U kleiner 0.91 p.u. oder grösser 1.09 p.u. ist wird der Knoten mit der dazugehörigen Spannung protokolliert.
 - Spannungsanhebung $du < 5\%$
Wenn die Spannungsanhebung an einem Knoten grösser als 5% ist, wird der Wert der Anhebung und der dazugehörige Knoten notiert. Bei der Betrachtung wurde die 5% Marke gewählt, weil bei den Simulationen alle DEA's miteinander einspeisen.
- Leitungen und Transformatoren
 - Auslastung der Elemente
Ist das Element zu 90% ausgelastet, wird die Auslastung und der dazugehörige Wert protokolliert. Bei den Zuleitungen der Kabelkästen wird jeweils nicht auf den Nennstrom geachtet, sondern auf die Absicherung der Leitung.

Zusätzlich erstellt das DPL-Skript von den Auswertungen ein Protokoll. Überschreitungen, die sich nach den oben erwähnten Punkten ergeben, werden in einem txt-File dokumentiert.

Mit einem weiteren DPL-Skript ist es zudem möglich alle Testschritte nacheinander zu Durchlaufen. Automatisch werden die einzelnen Berechnungsfälle aktiviert und die Tageslastflüsse durchgeführt. Auf diese Weise können die Berechnungen auch ohne stetige Bedienung des Programms ausgeführt werden.

6.2 Auswertung

Eine Excel-Auswertungstabelle, welche auch von der Arbeitsgruppe Resultatfindung erstellt wurde, dient als Vorlage, um die erhaltenen Ergebnisse zu dokumentieren. Allfällige Überschreitungen werden dabei aufgezeigt.

Die vom Digsilent-Programm erstellten Protokolle dienen bei der Auswertung als Grundlage. Zudem stellen diese auch die Dokumentation der Simulationen sicher. Sind zu einem späteren Zeitpunkt genauere Ergebnisse zu den Simulationen nötig, können diese in den txt-Files nachvollzogen werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick 2012

7.1 Zusammenfassung

Das Netzmodell ist implementiert und validiert und steht der Arbeitsgruppe Netzanalyse nun für Simulationen zur Verfügung. Dabei ist anzumerken, dass die Leitungstypen noch nicht überall der Realität entsprechen, da die bestehenden Typelisten der Leitungen nicht immer korrekt nachgeführt wurden. Die Leitungsparameter der Kabelkastenzuleitungen wurden jedoch anhand von Kurzschlussstrommessungen berechnet. Somit sind im Digsilent Modell die korrekten Parameter implementiert und Simulationen für die bevorstehenden Feldtests können durchgeführt werden.

7.2 Ausblick 2012

Nachfolgende Punkte werden im nächsten Projektjahr in Angriff genommen:

- Einzelne Verbesserungen des Niederspannungsnetzmodells durch Eingabe der genauen Kabeltypen.
- Fortlaufende Erweiterung des Modells (z.B. mit weiteren DEA's).
- Alle Feldtests werden im Voraus simuliert, um unzulässige Netzsituationen aufzuzeigen.
- Entstandene Probleme während den Tests werden im Digsilent Netzmodell nachgebildet und simuliert.
- Erweiterung des Netzmodells für die Analyse der wichtigsten PQ-Kriterien (z.B. Oberschwingungen) und von Problemen im Bereich der Netzdynamik.

Anhang A: Lastfluss Original 1005

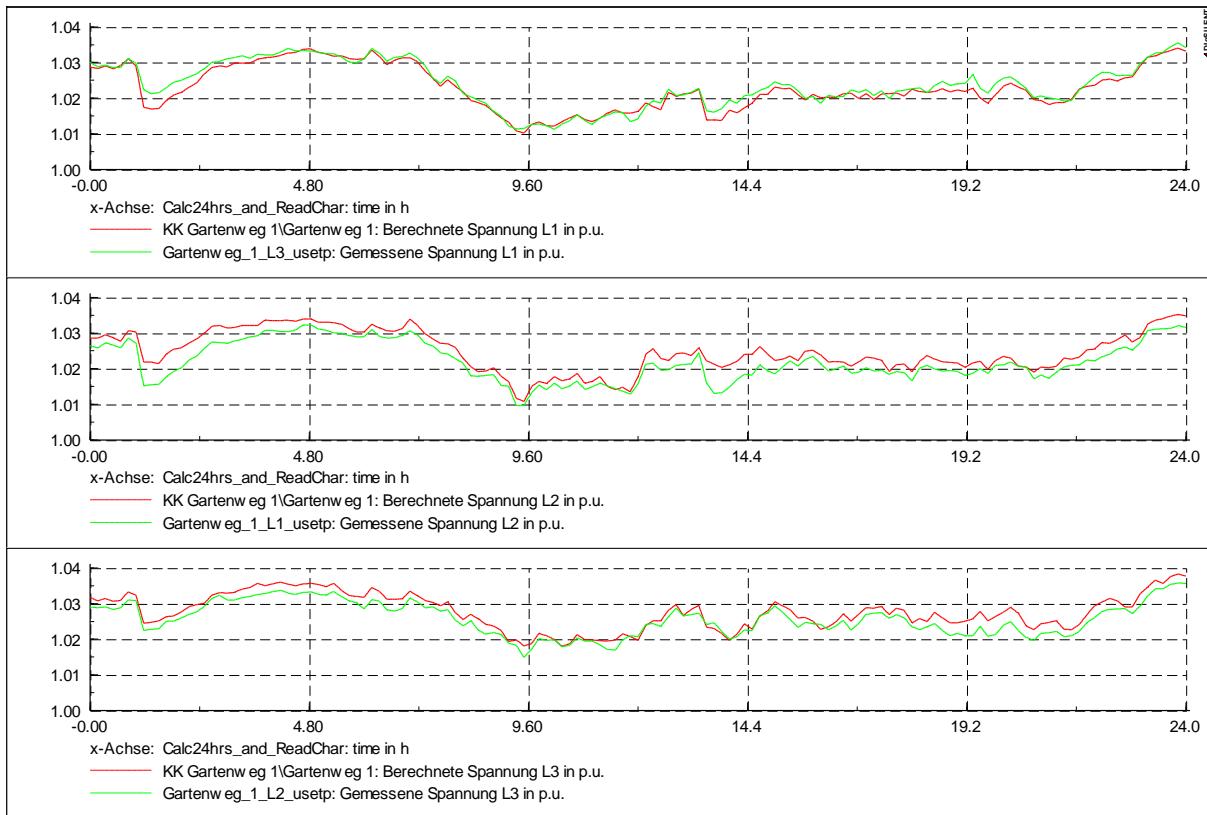


Abbildung 22: Spannungen am KK Gartenweg 1

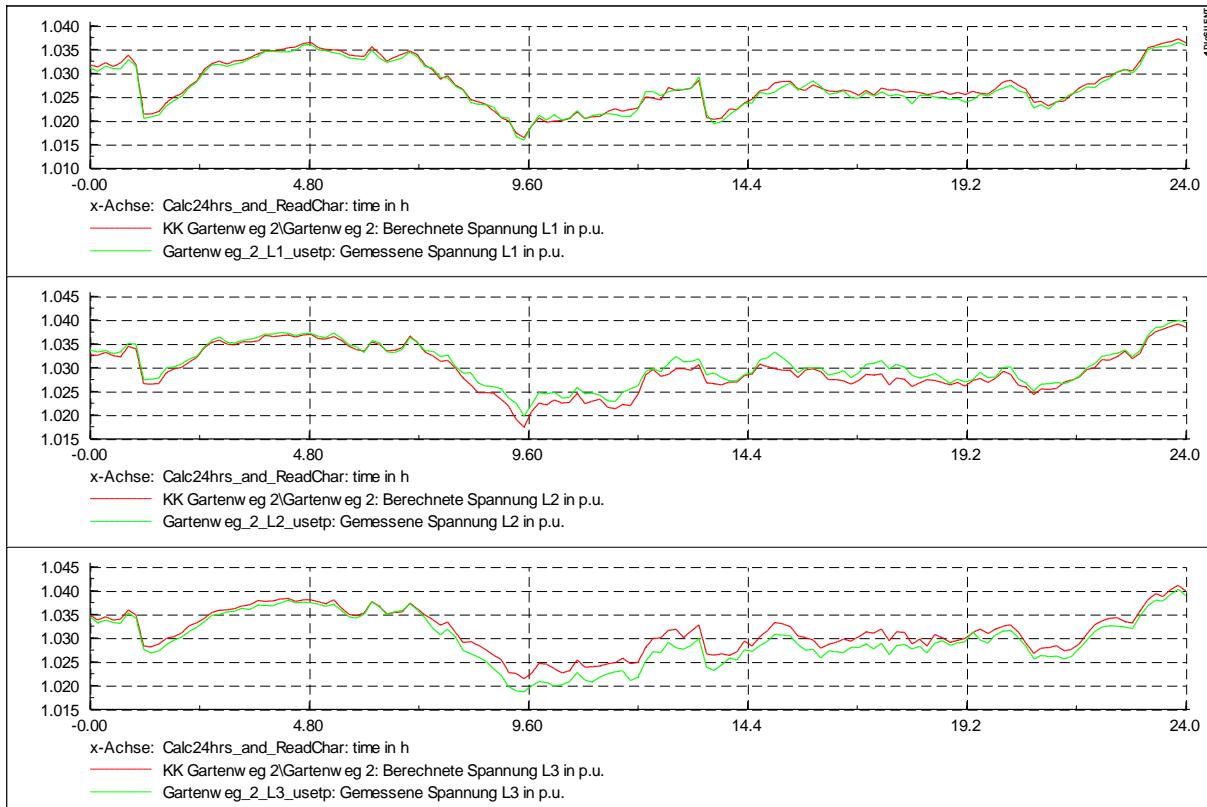


Abbildung 23: Spannungen am KK Gartenweg 2

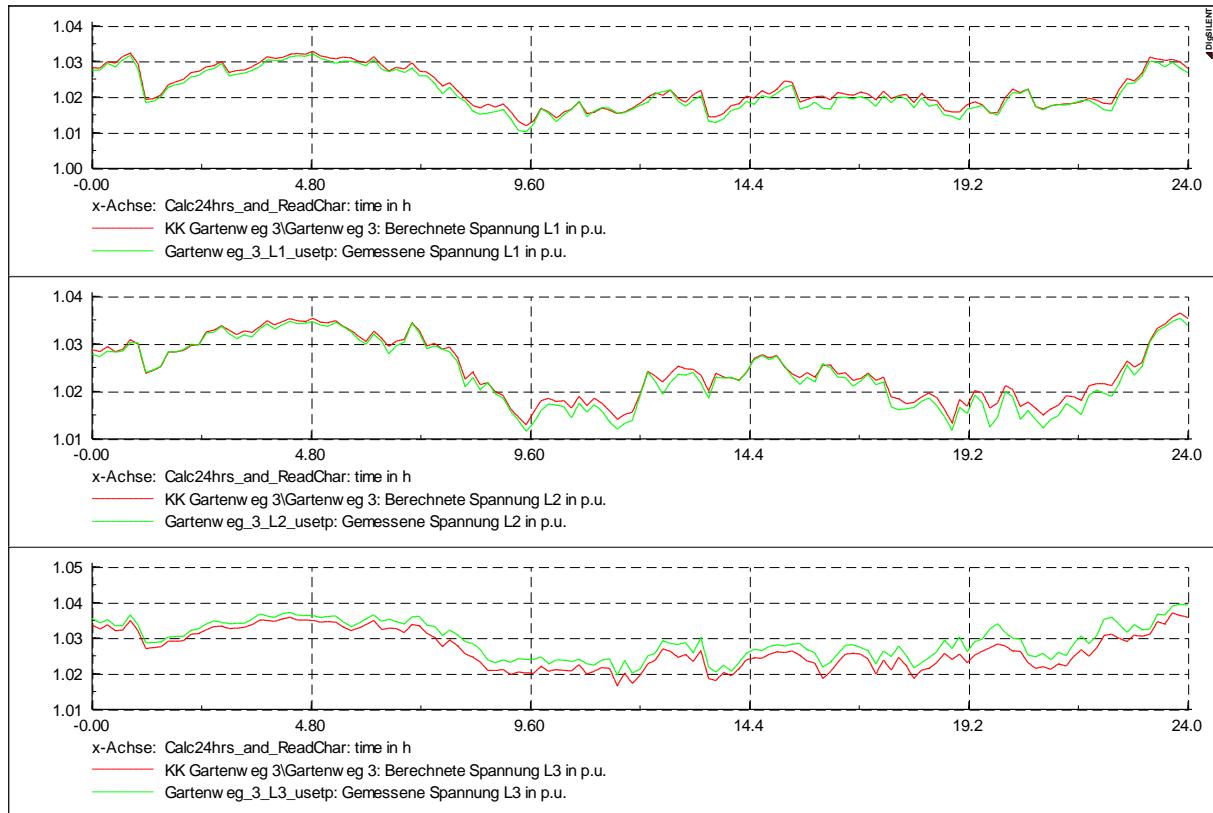


Abbildung 24: Spannungen am KK Gartenweg 3

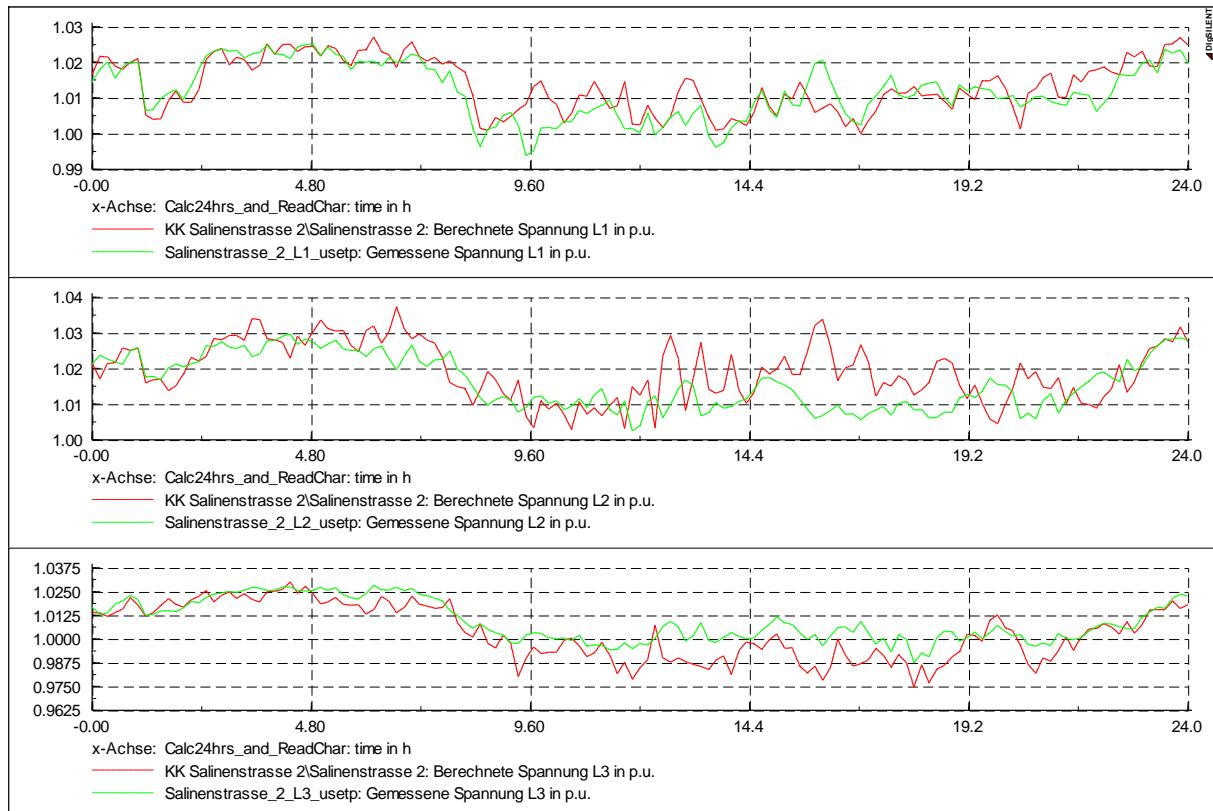
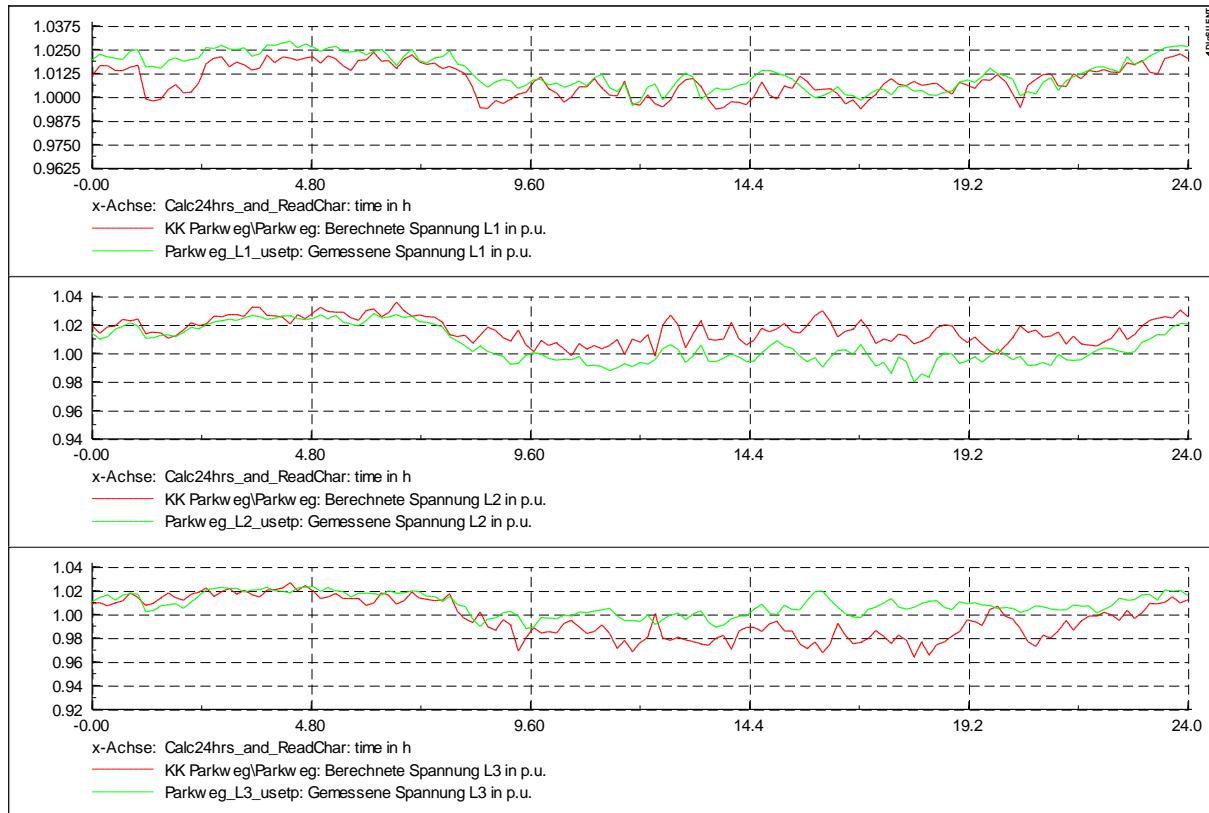
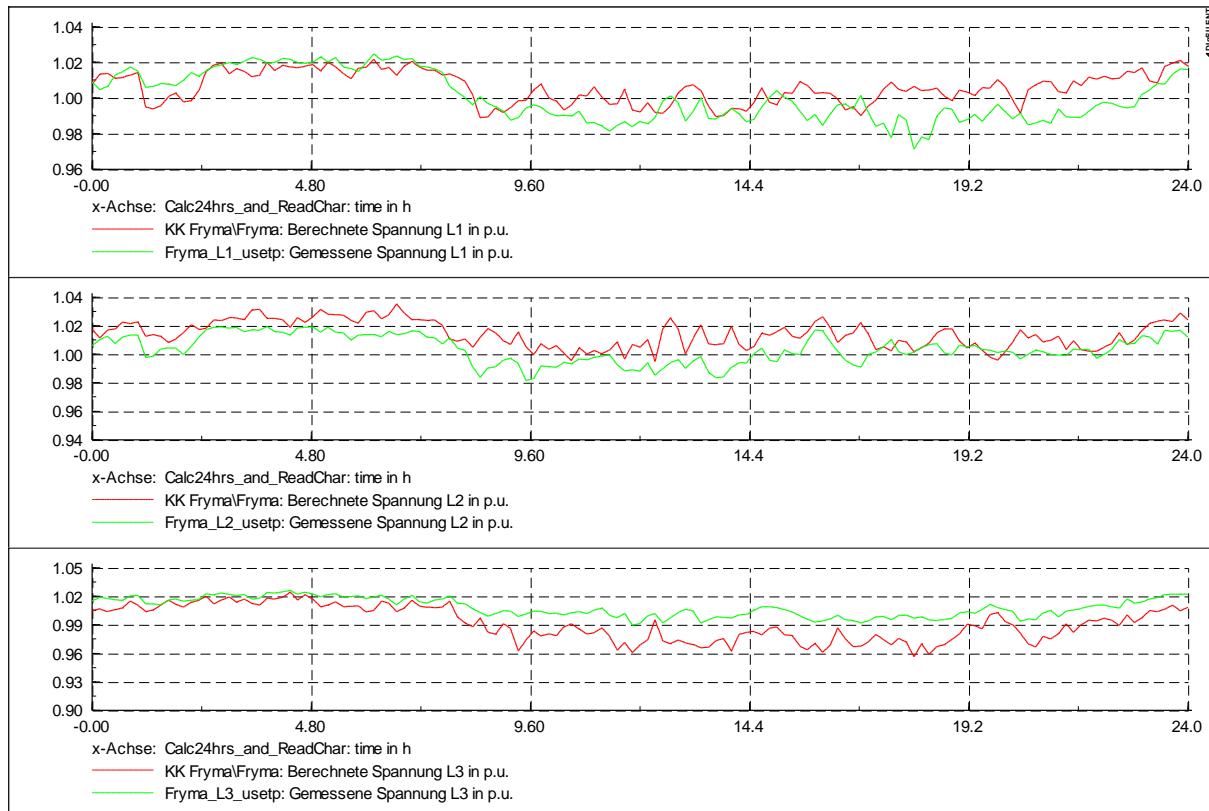
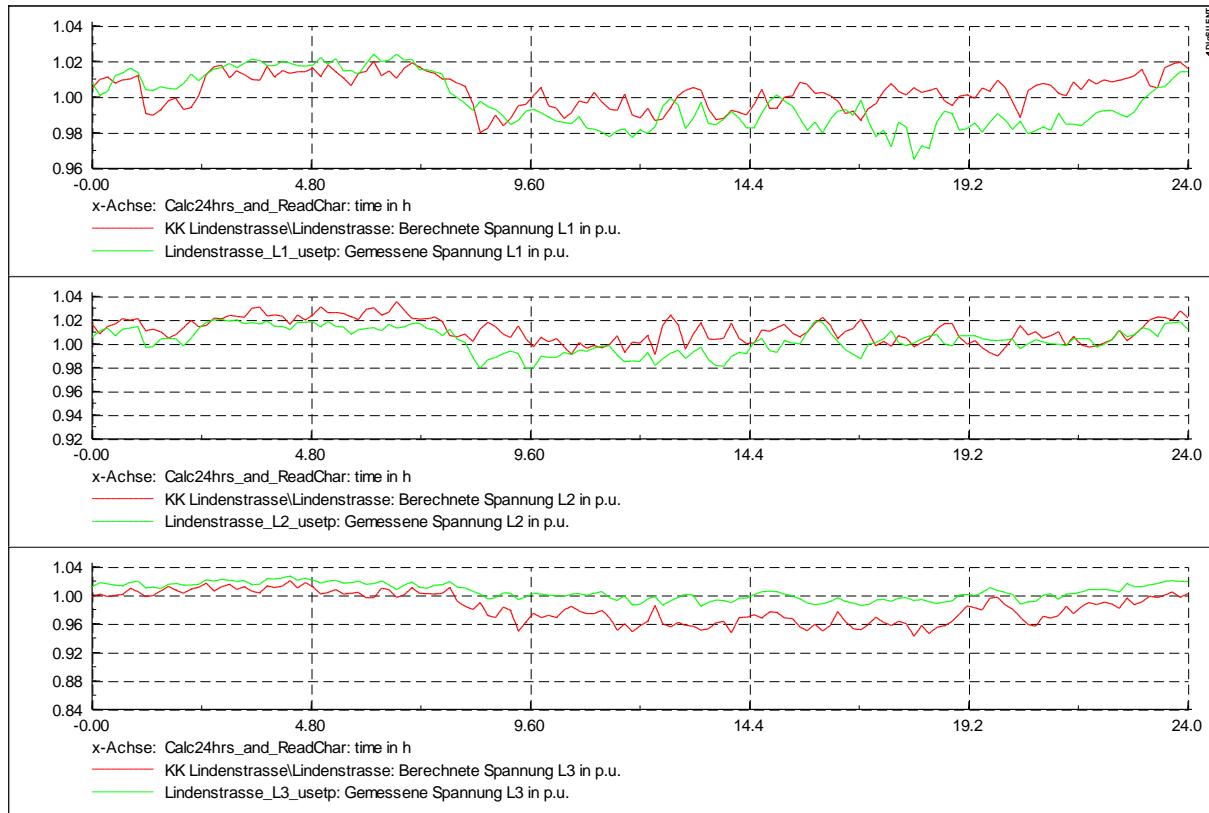
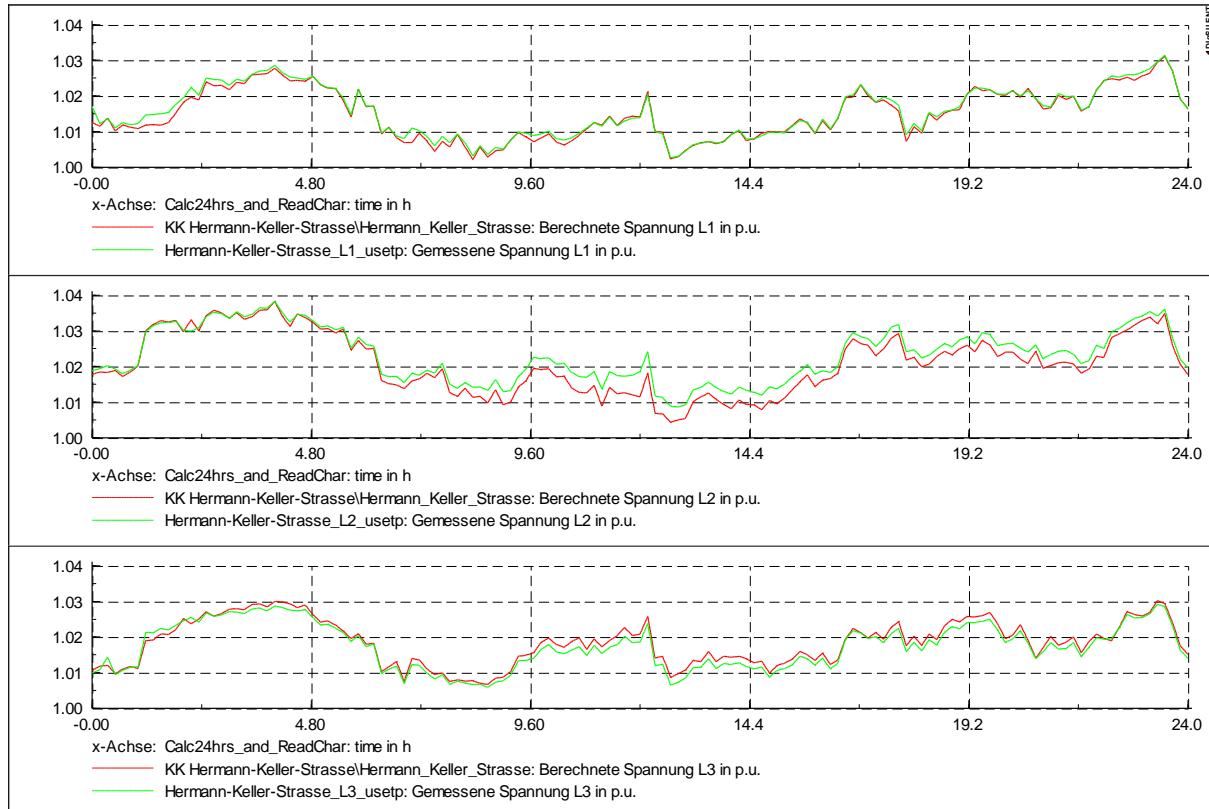


Abbildung 25: Spannungen am KK Salinenstrasse 2

**Abbildung 26: Spannungen am KK Parkweg****Abbildung 27: Spannungen am KK Fryma**

**Abbildung 28: Spannungen am KK Lindenstrasse****Abbildung 29: Spannungen am KK Hermann-Keller-Strasse**

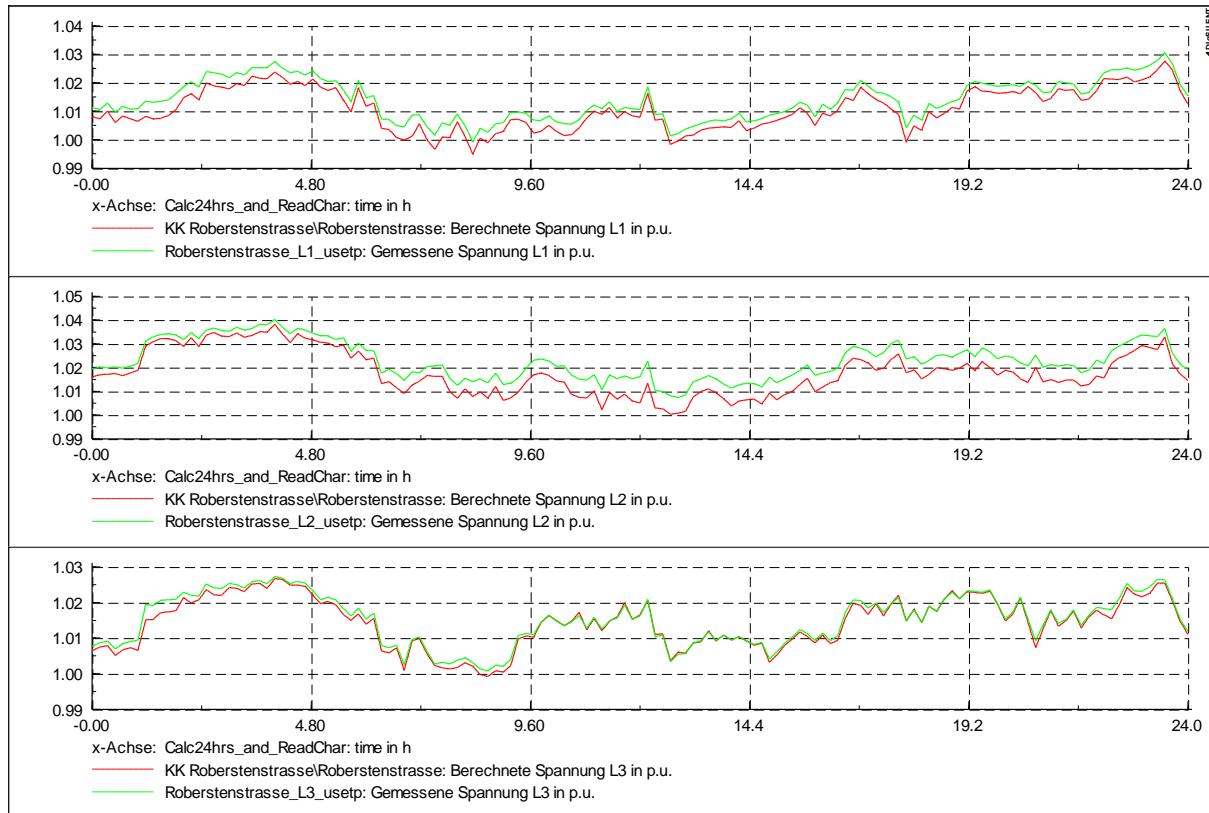


Abbildung 30: Spannungen am KK Roberstenstrasse

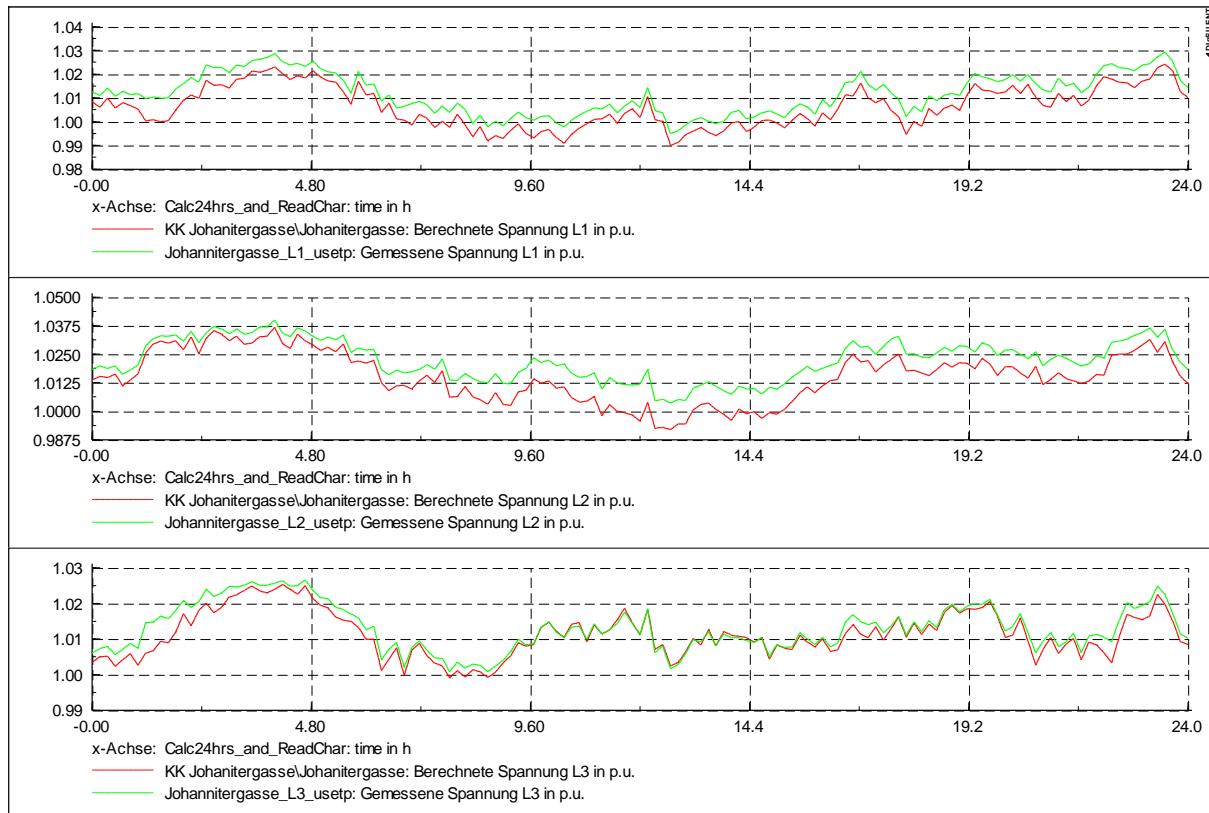


Abbildung 31: Spannungen am KK Johannitergasse

Anhang B: Lastfluss Vereinfacht 1005

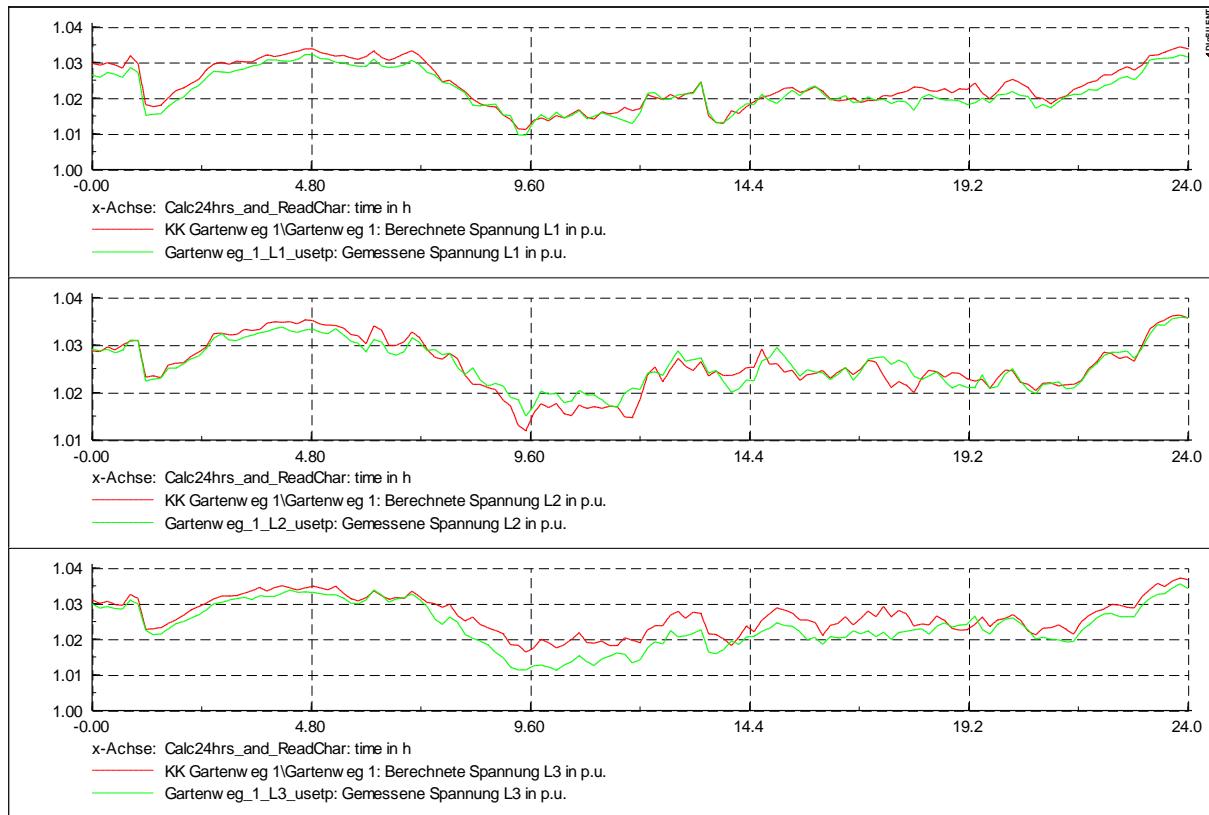


Abbildung 32: Spannungen am KK Gartenweg 1

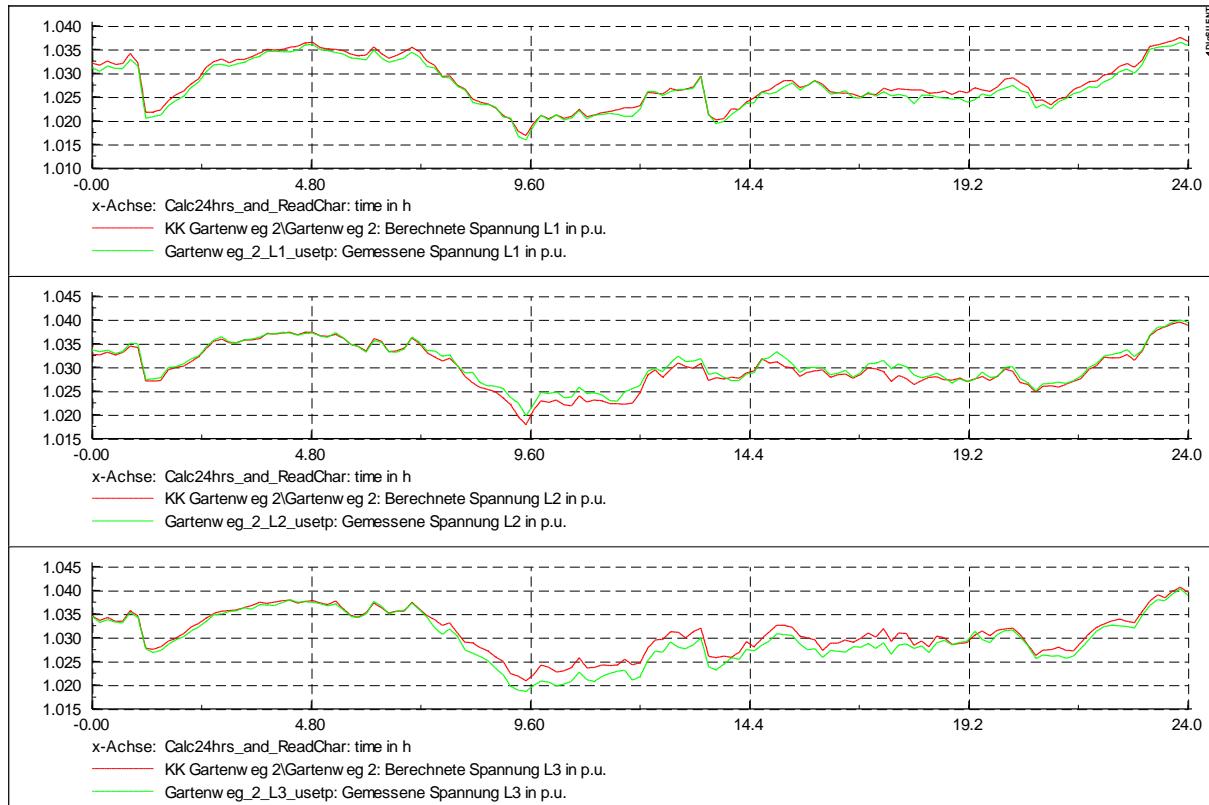


Abbildung 33: Spannungen am KK Gartenweg 2

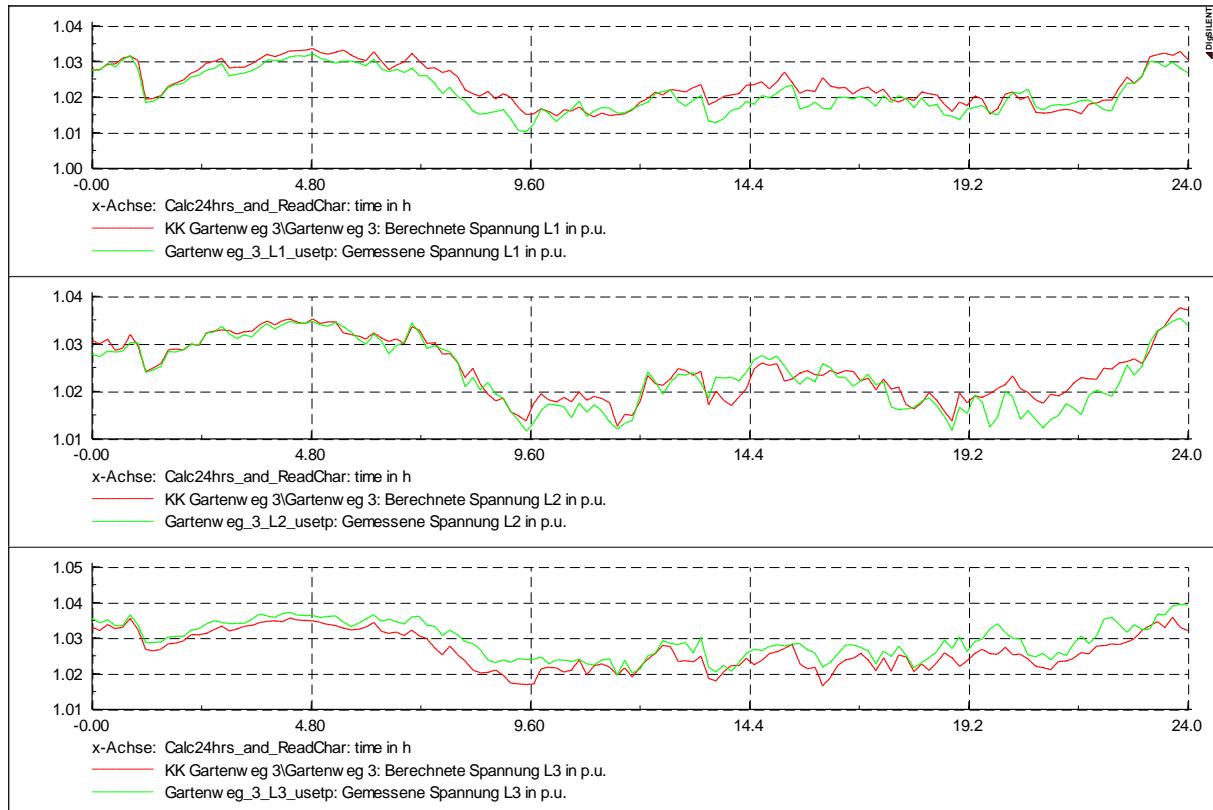


Abbildung 34: Spannungen am KK Gartenweg 3

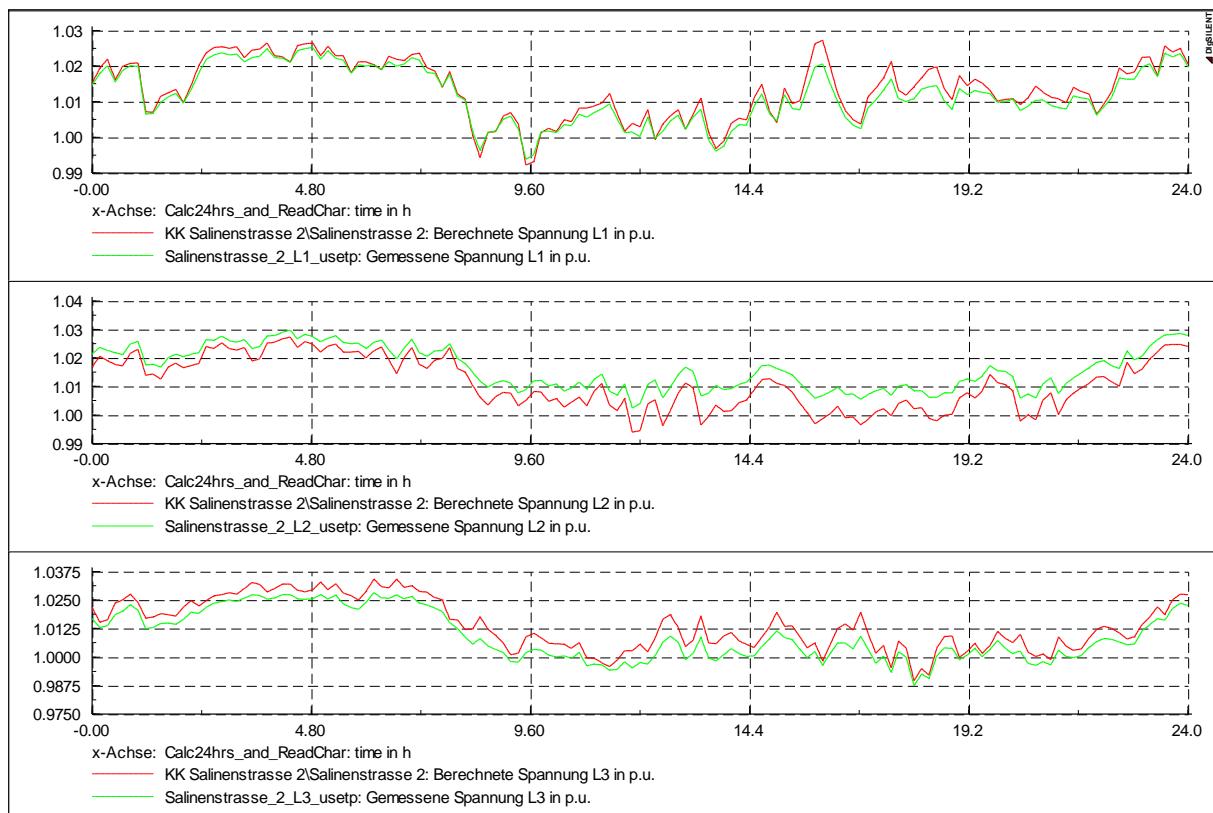
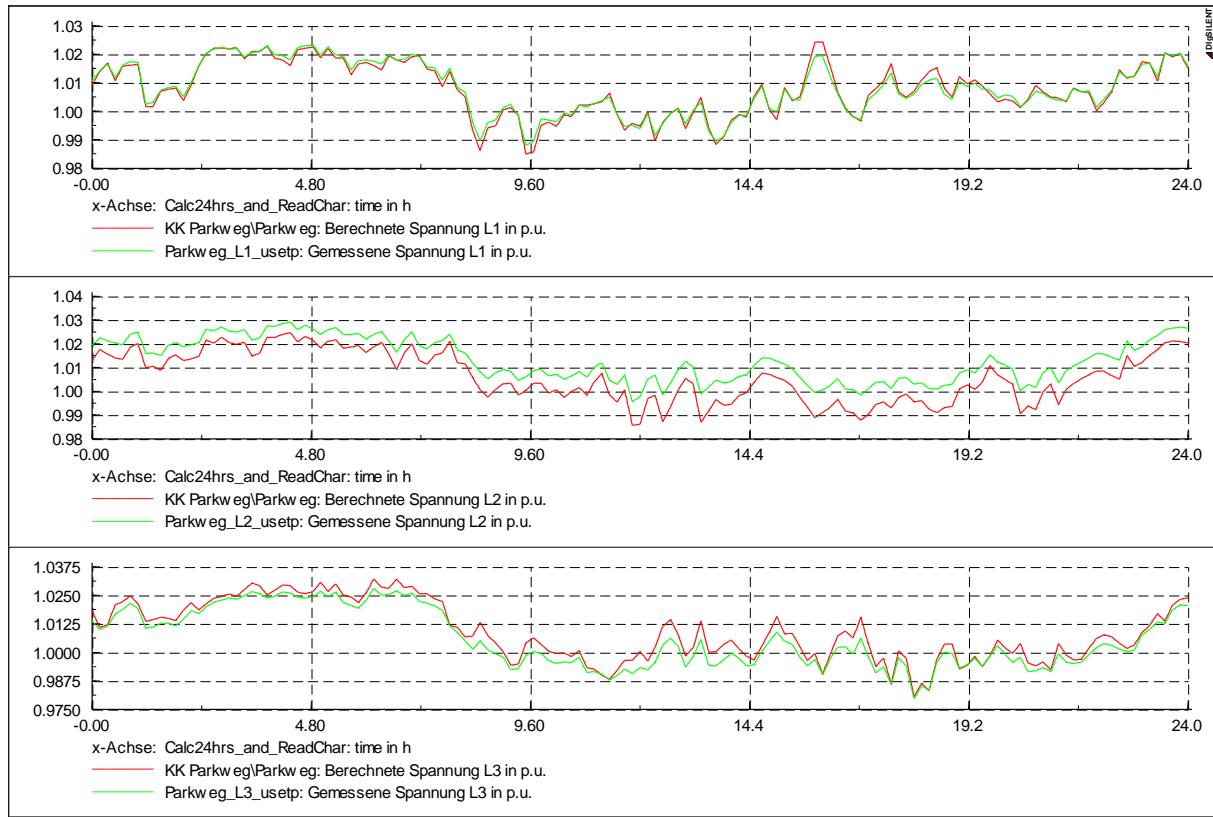
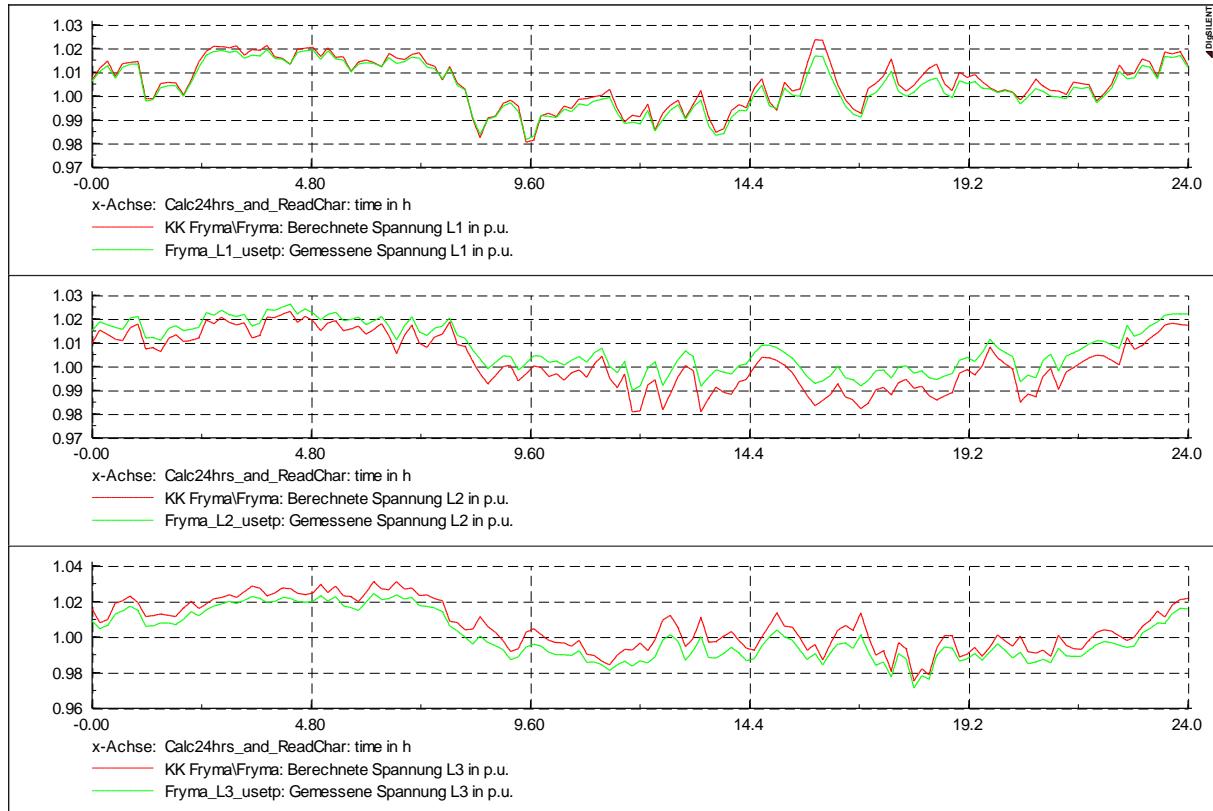
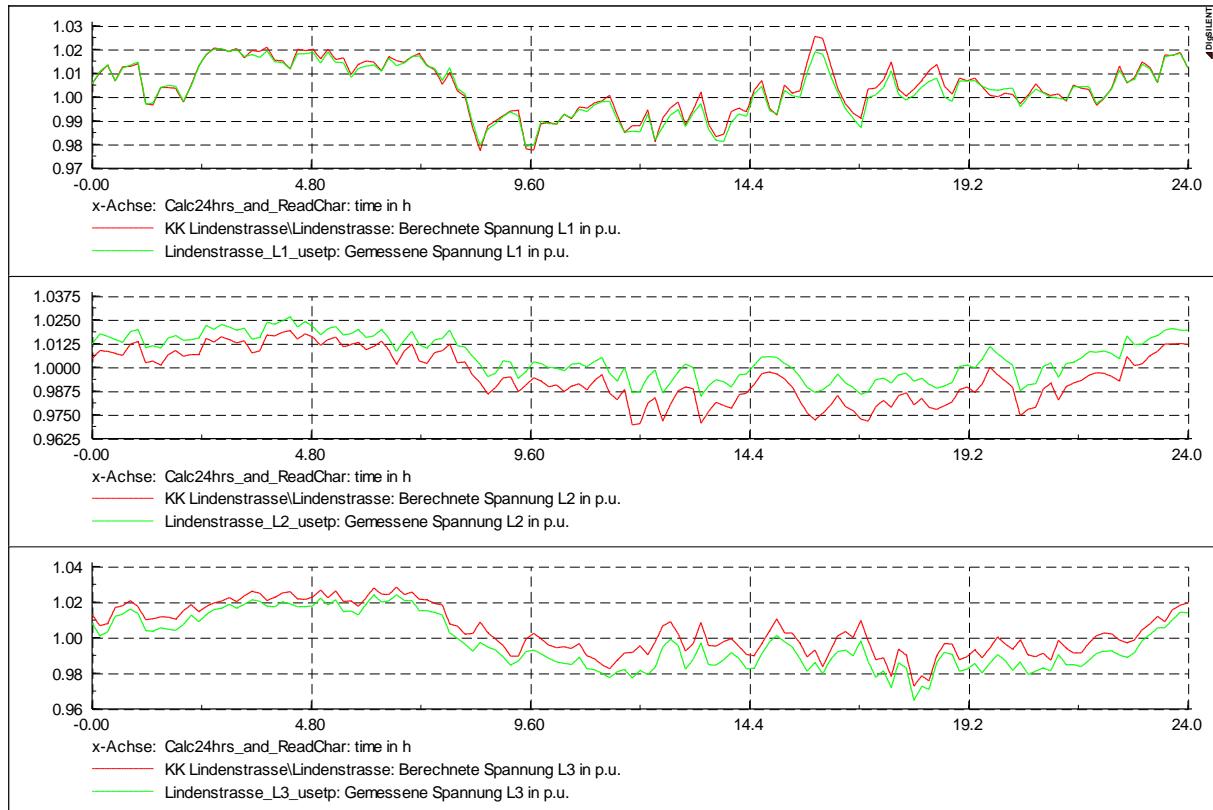
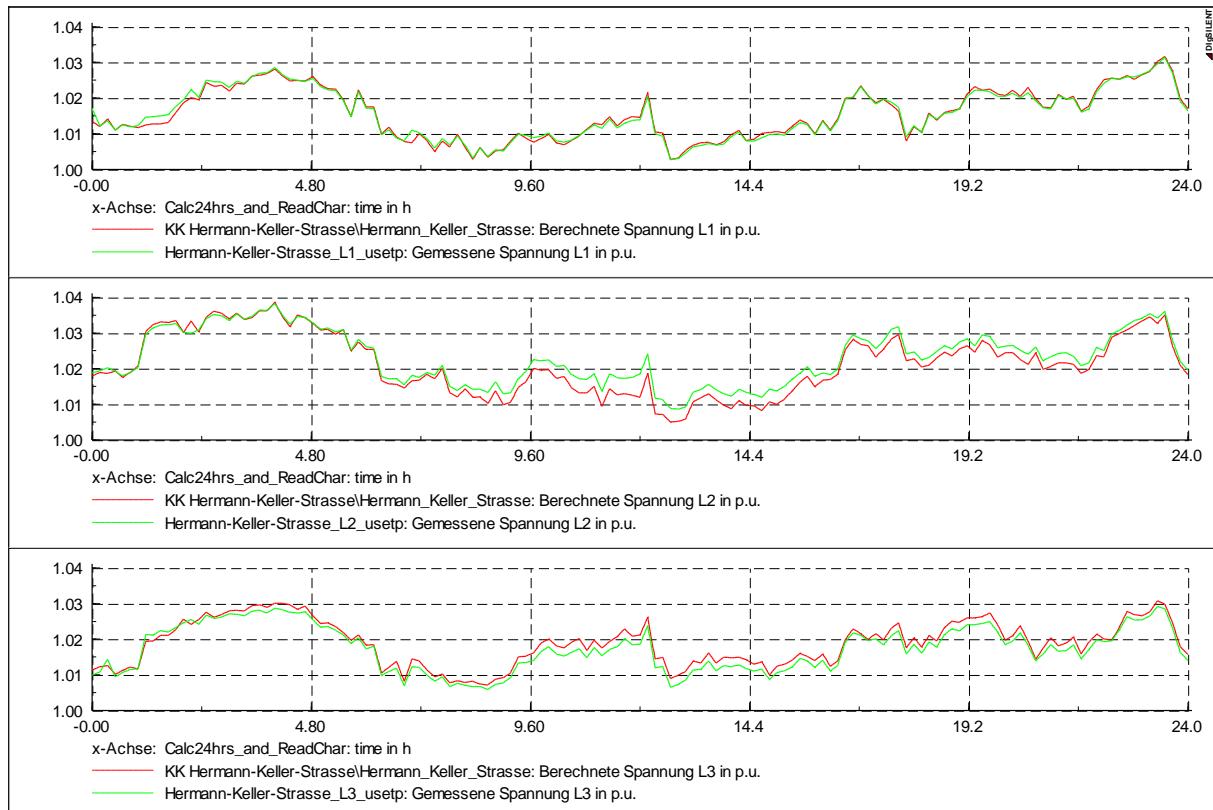
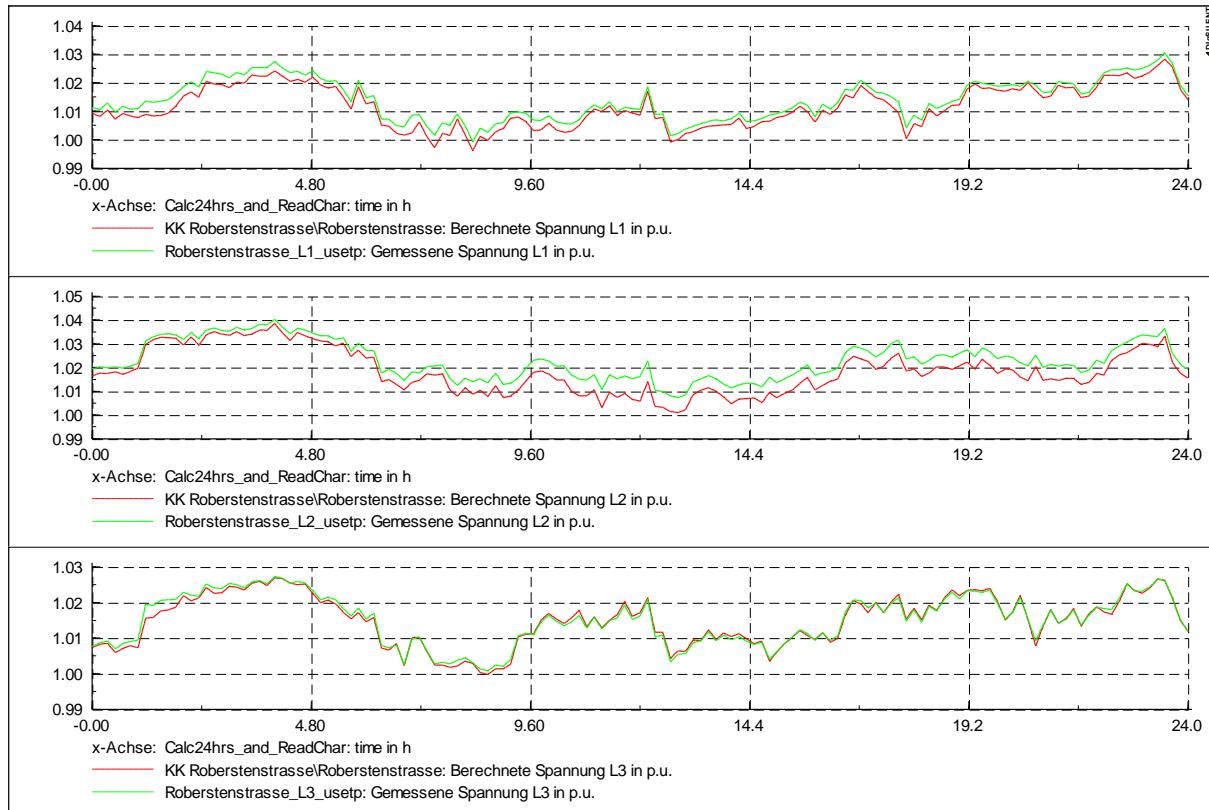
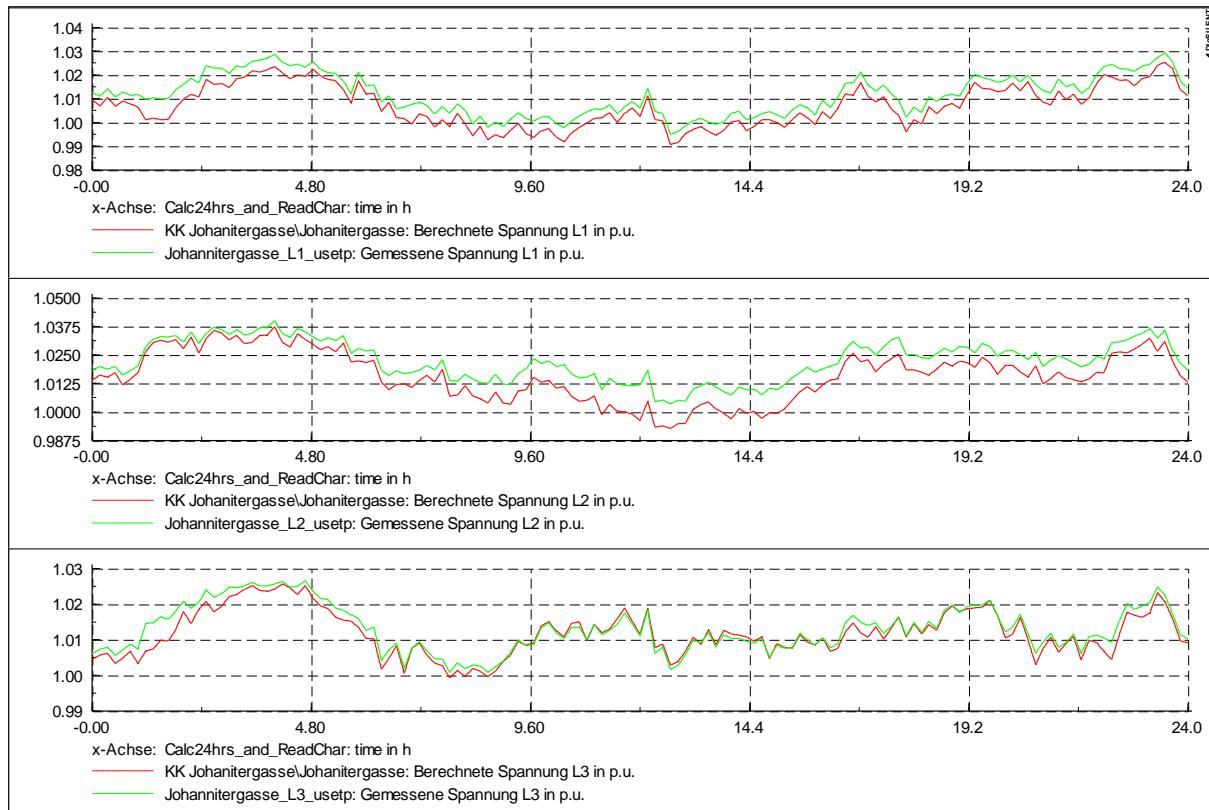


Abbildung 35: Spannungen am KK Salinenstrasse 2

**Abbildung 36: Spannungen am KK Parkweg****Abbildung 37: Spannungen am KK Fryma**

**Abbildung 38: Spannungen am KK Lindenstrasse****Abbildung 39: Spannungen am KK Hermann-Keller-Strasse**

**Abbildung 40: Spannungen am KK Roberstenstrasse****Abbildung 41: Spannungen am KK Johannitergasse**

Anhang C: Spannungs-Verläufe und Anhebungen bei Integration von DEA's

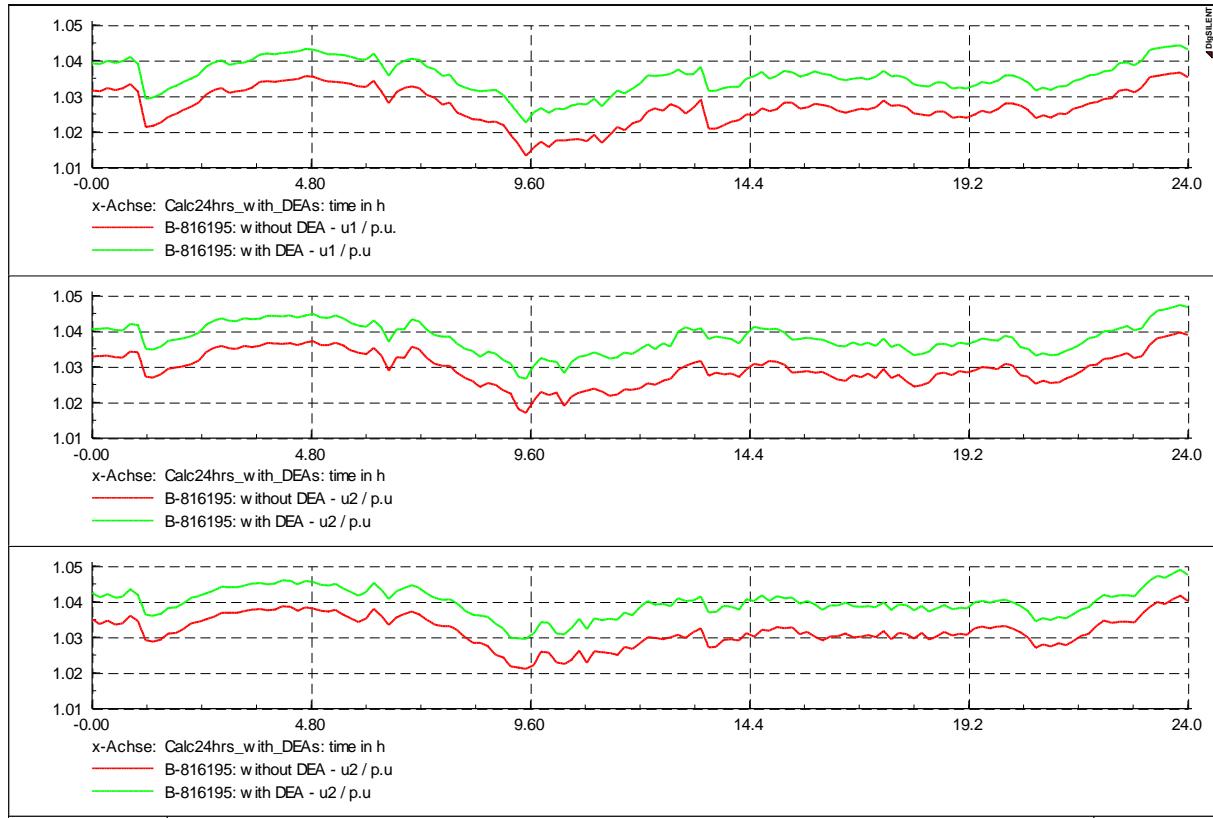


Abbildung 42: Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt der DEA's Altersheim

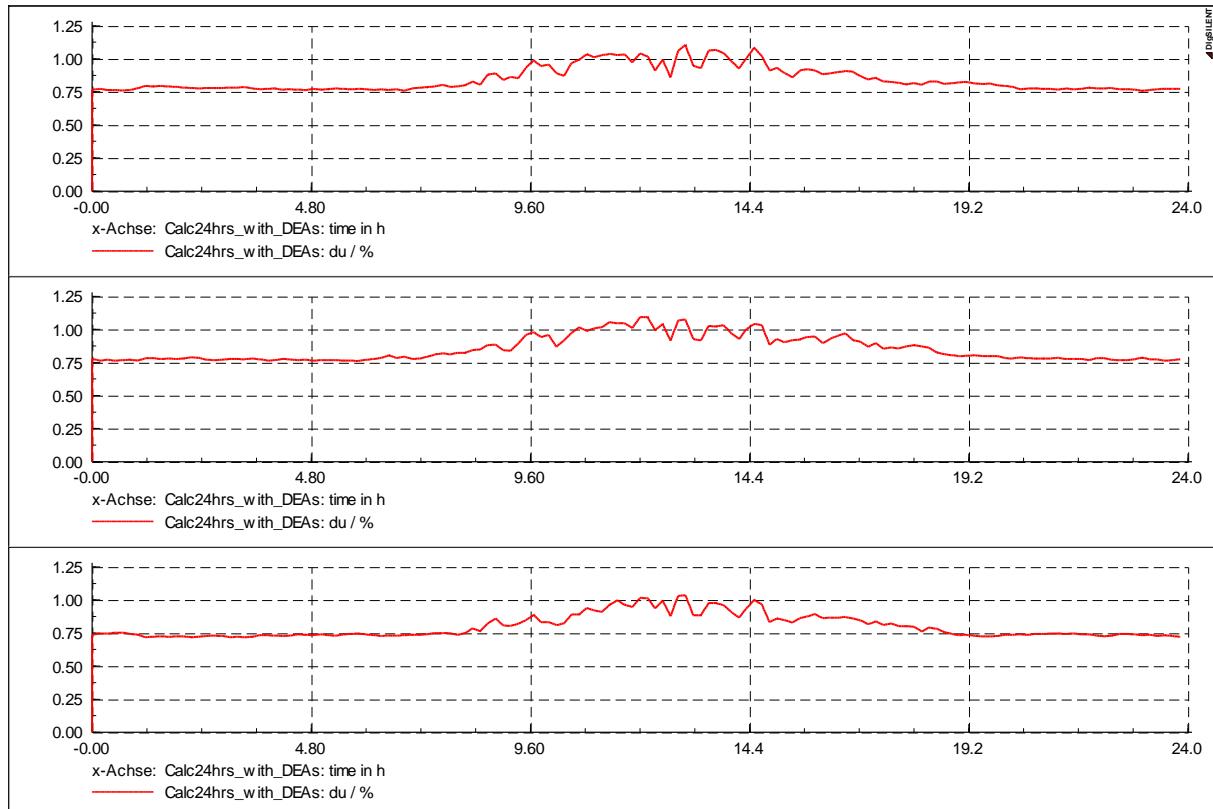
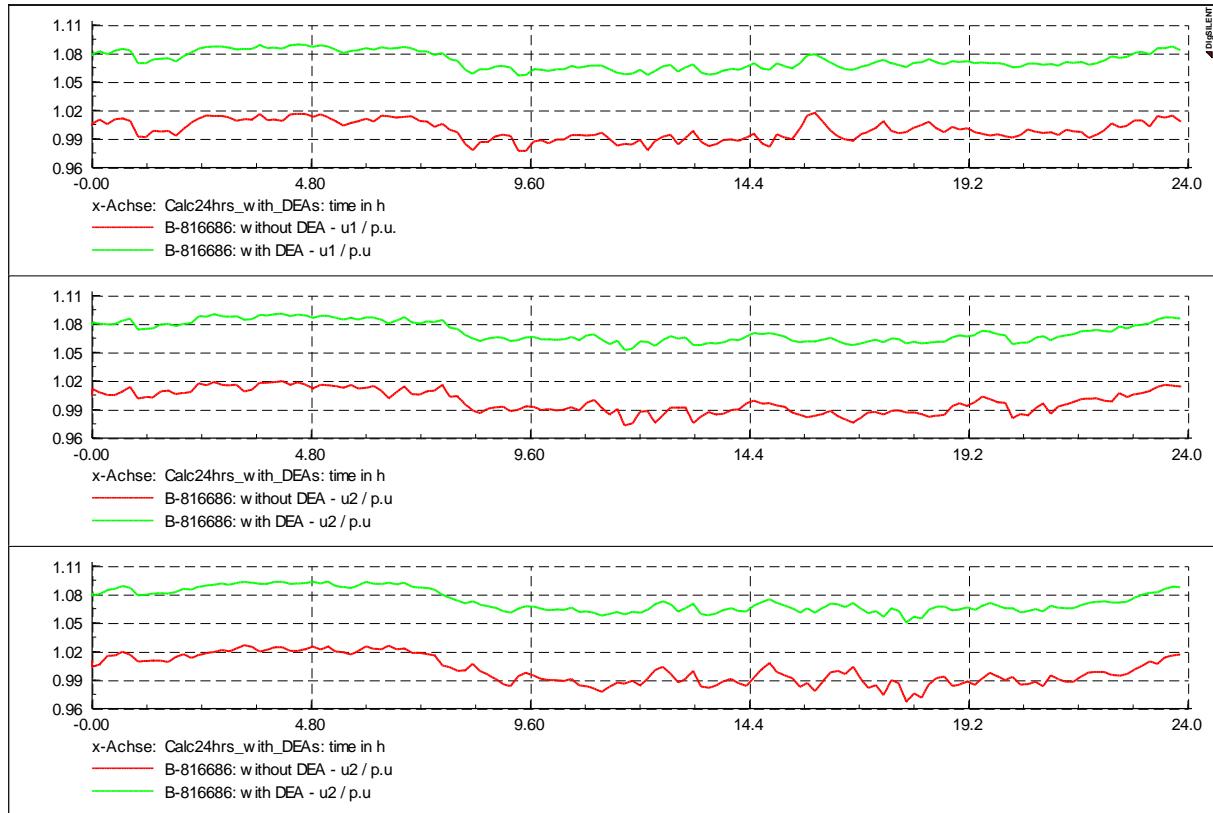
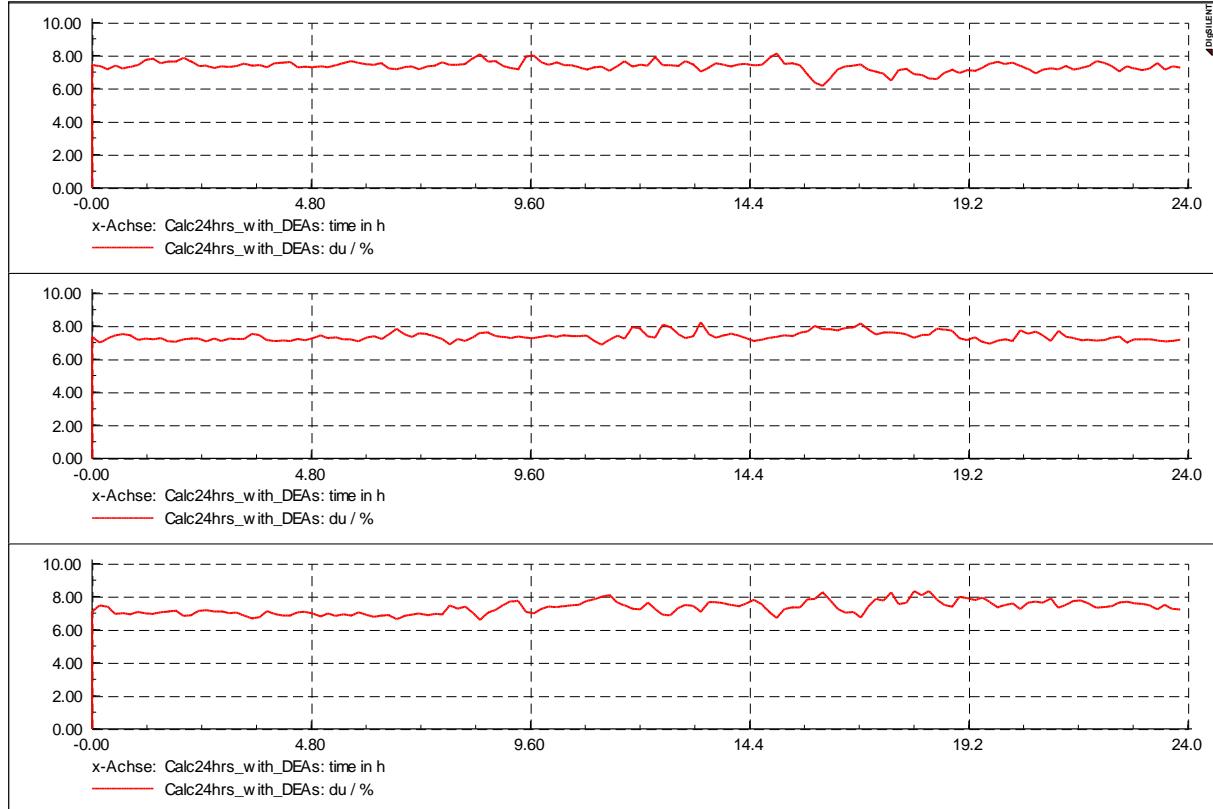
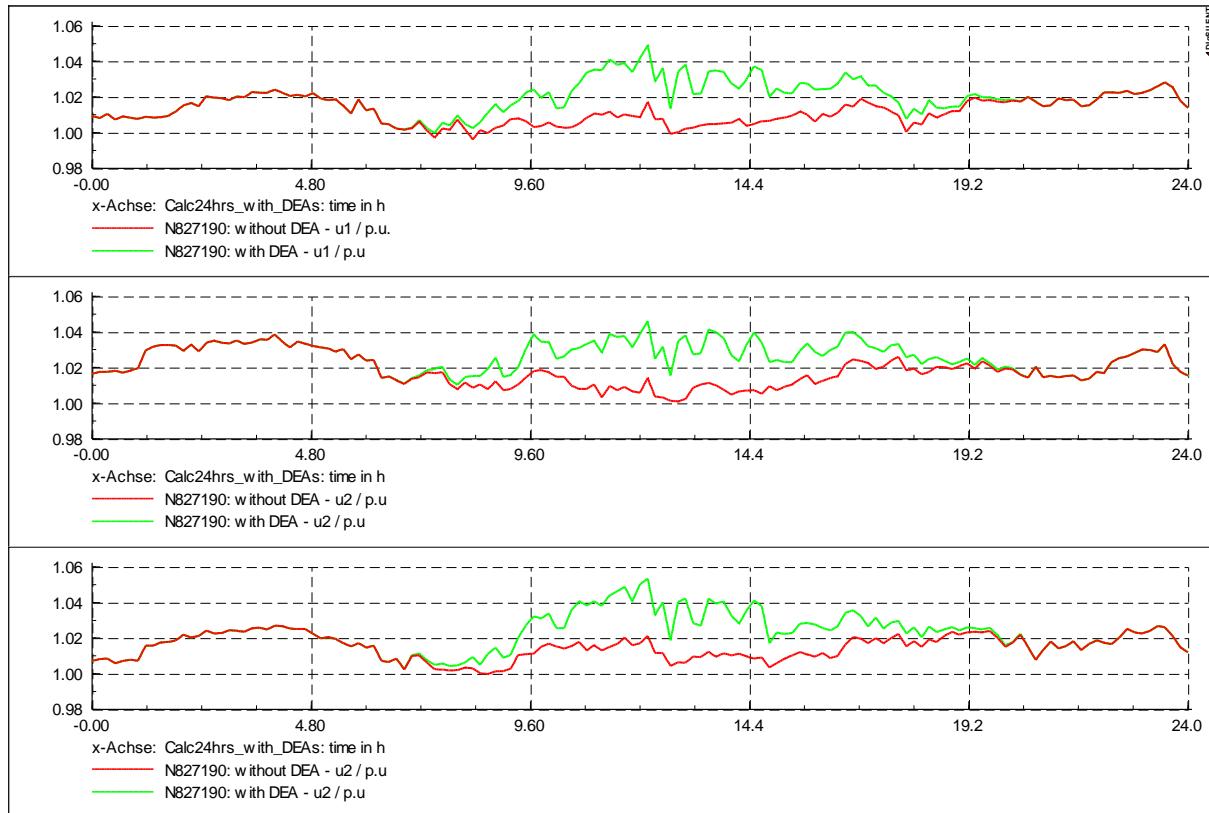
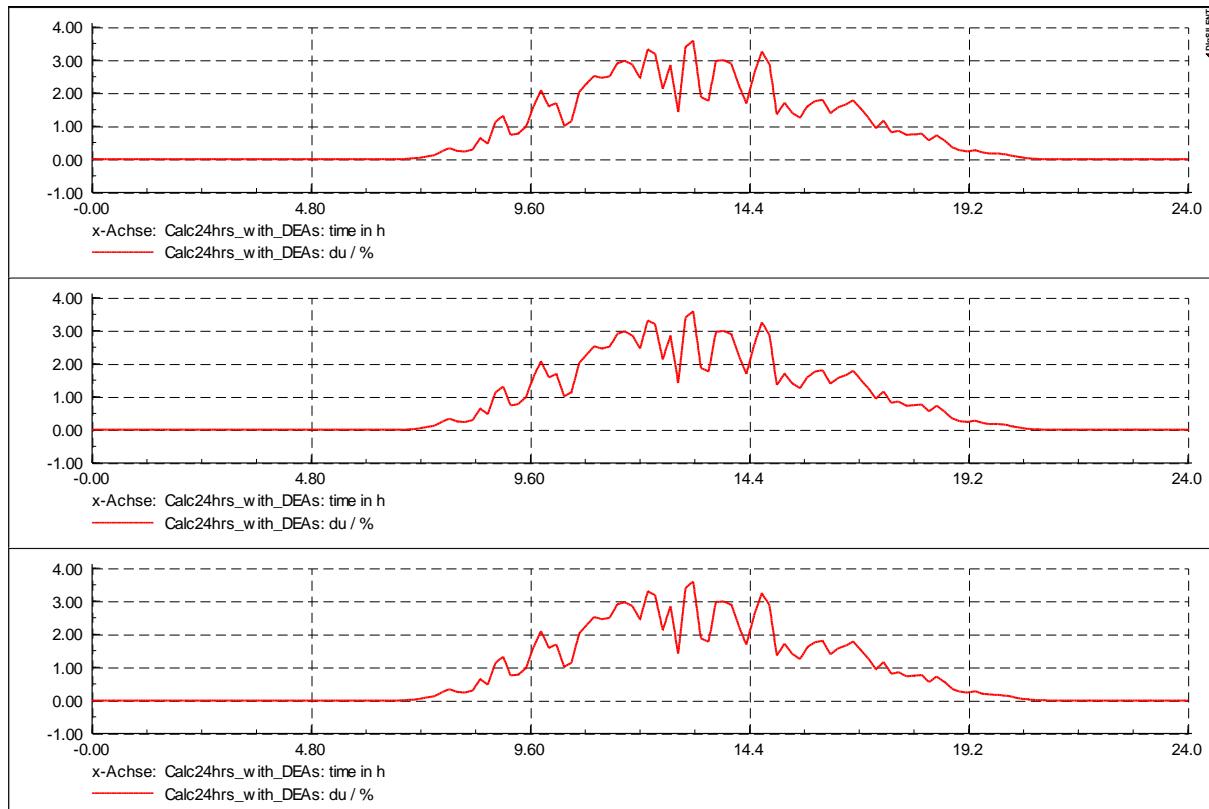


Abbildung 43: Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt der DEA's Altersheim

**Abbildung 44: Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt des BHKW Schulhaus Robersten****Abbildung 45: Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt des BHKW Schulhaus Robersten**

**Abbildung 46:** Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum**Abbildung 47:** Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum

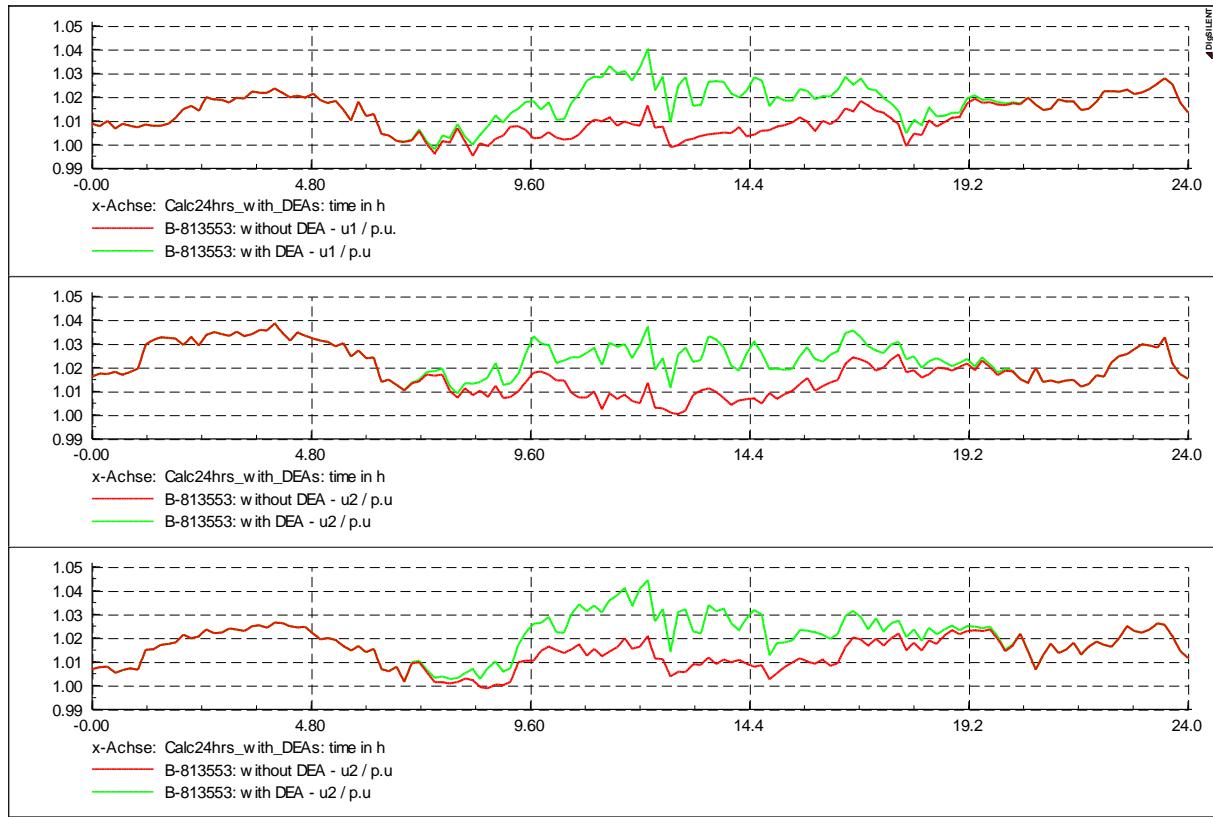


Abbildung 48: Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage WBGZ

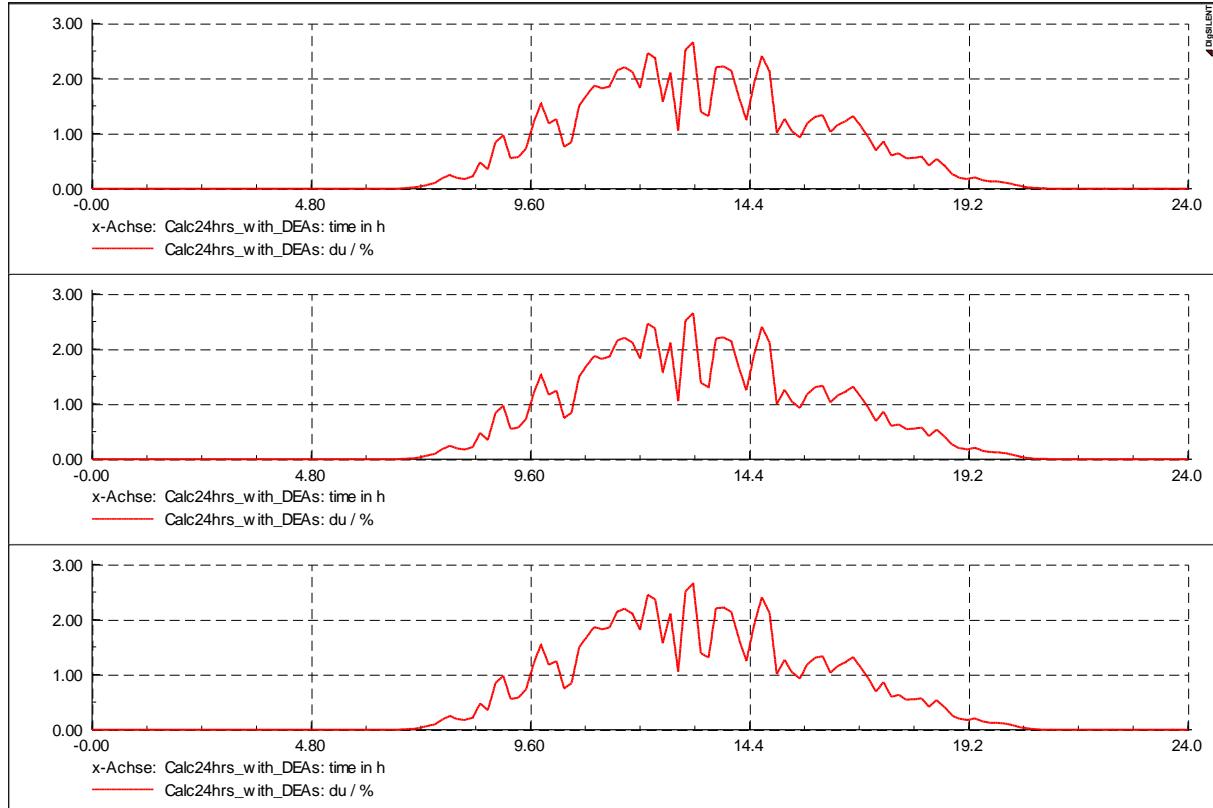
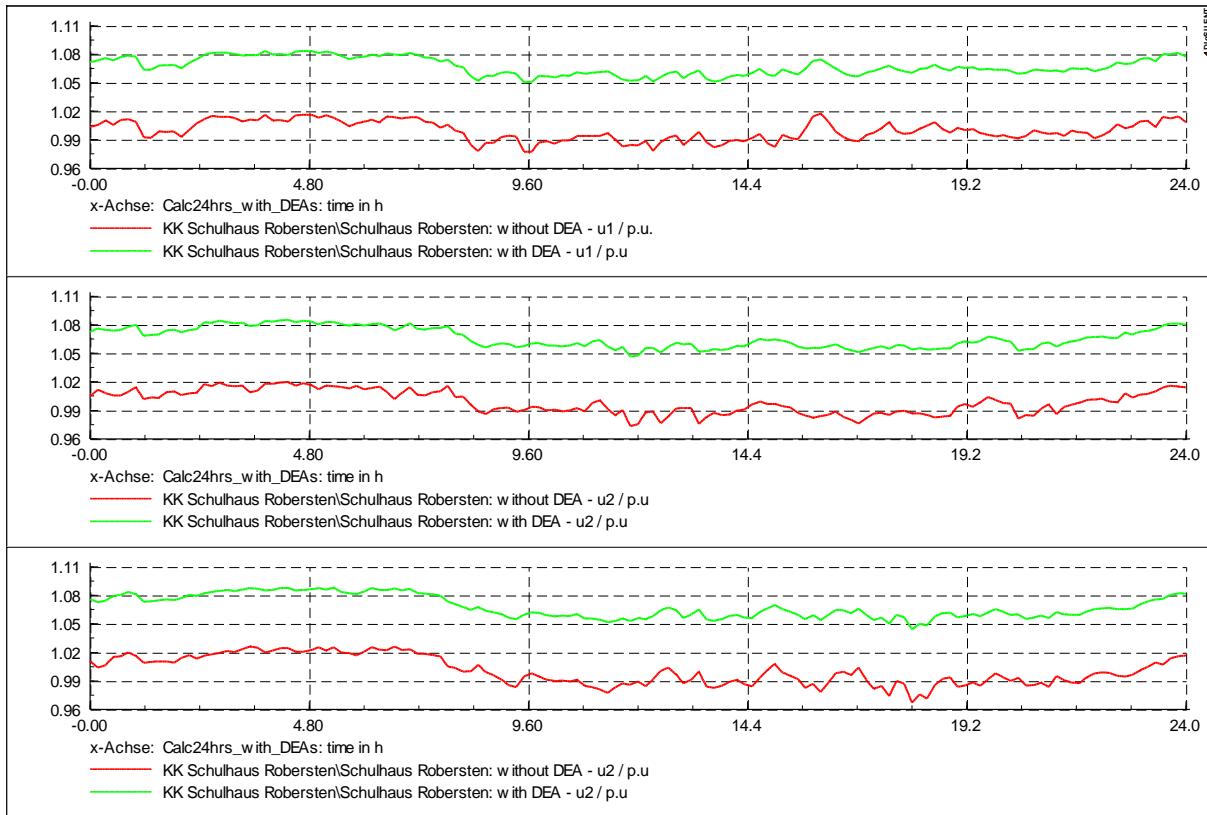
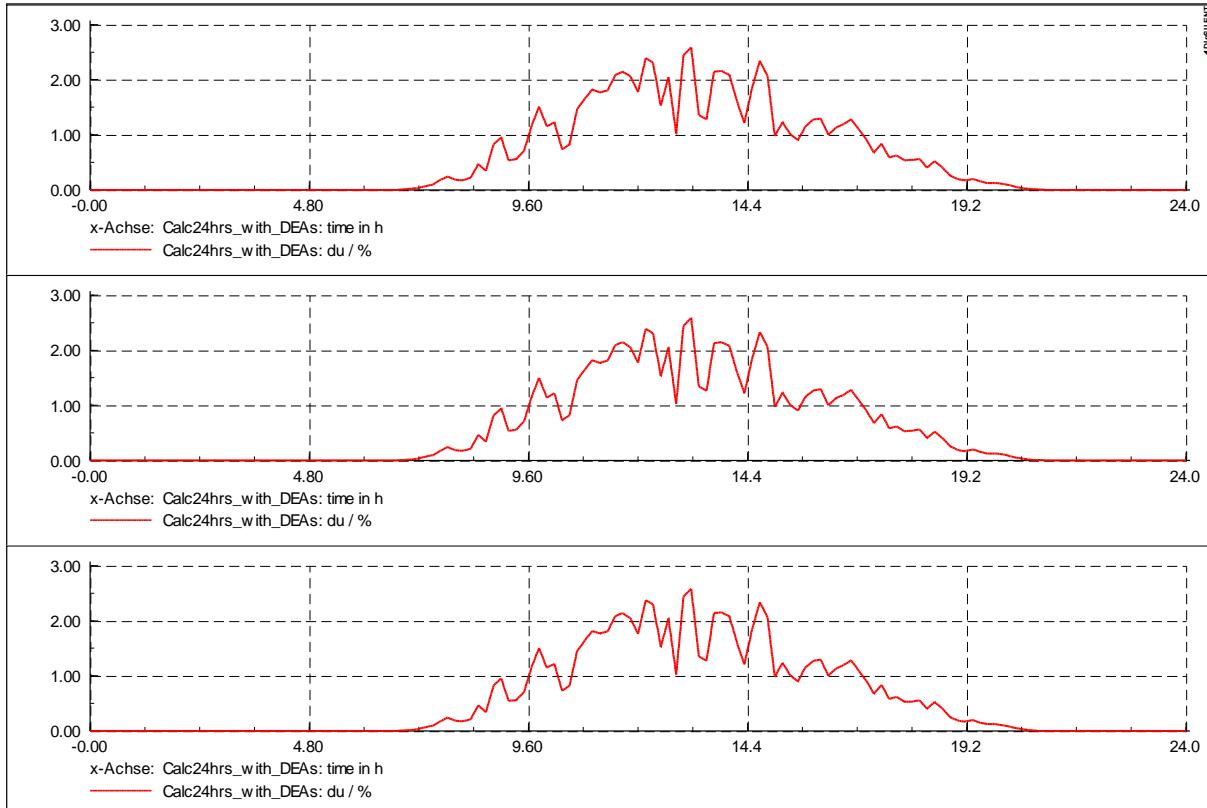


Abbildung 49: Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt der PV-Anlage WBGZ

**Abbildung 50: Spannungsverlauf am Verknüpfungspunkt KK Roberstenstrasse****Abbildung 51: Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt KK Roberstenstrasse**

Anhang D: Dokumentation des Digsilent-Projekts NS Rheinfelden

Einleitung

Die nachfolgenden Kapiteln sollen das im laufenden VEiN-Projekt entstandene Modell des Niederspannungsnetz dokumentieren. Dabei wird als erstes auf das Netzmodell eingegangen. Danach werden die Bibliotheken und die verschiedenen Berechnungsfälle beschrieben.

Netzmodell

Netzdaten

Der Netzdatenordner enthält folgende vier Projekte:

- MS Netz TS Johannitergasse
- MS Netz TS Kreuzmatt
- MS Netz L'Orsastrasse
- NS Netz TS Kreuzmatt

Im Projekt VEiN werden die Transformationsstationen Johannitergasse und L'Orsastrasse nicht mit einbezogen. Aus diesem Grund sind diese zwei Netze in den Berechnungsfälle auch nicht aktiviert. Die Transformationsstation und das Niederspannungsnetz Kreuzmatt sind jedoch immer aktiv.

Das MS Netz TS Kreuzmatt enthält die Ober- und Unterspannungssammelschiene des Transformators. An der Mittelspannungsseite erfolgt die Einspeisung mit einem Netz. Die Nennspannung beträgt dabei 16kV. Bei Bedarf kann die Einspeisung auch mit Wechselspannungsquellen entweder auf der Ober- oder Unterspannungsseite erfolgen. Mit dieser Konfiguration ist es möglich Spannungsmesswerte mit einer Charakteristik vorzugeben.

Das Niederspannungsnetz enthält alle Netzelemente, welche ab der Transformationsstation Kreuzmatt gespeist werden können. Jedoch werden im VEiN-Projekt nicht alle Lasten über diese Einspeisung versorgt.

Die DEA's sind im Originalprojekt auch schon ins Netz integriert worden. Jedoch sind sie ausser Betrieb und werden erst mit einer Einbindung einer Variante aktiv.

Dem Niederspannungsnetz ist zudem auch eine Graphik hinterlegt worden. Auf diese Weise ist eine gute Orientierung im Netzmodell gewährleistet.

Damit schnell ersichtlich ist, welche Netzelemente ab welchem Transformator gespeist sind, wurden Zonen definiert. Diese Zone weisen jeweils eine andere Farbe auf. Wenn in der Farbdarstellung der Grafik die Option Zonen aktiviert ist, erhält man einen schnellen Überblick über das Netz.

Varianten

Je nach dem mit welchen Berechnungsfällen gerechnet wird, werden Varianten aktiviert oder deaktiviert. Die Aktivierungszeiten der Ausbaustufen sind so gewählt worden, dass sie nie die selbe Zeit aufweisen. Somit ist sichergestellt, dass auch mehrere aktiviert werden können. Zudem weisen die meisten Ausbaustufen ein Jahresanfang als Aktivierungszeit auf. Dies ist so gewählt worden, weil somit die Ausführung von Lastgängen über mehrere Tage am einfachsten möglich ist.

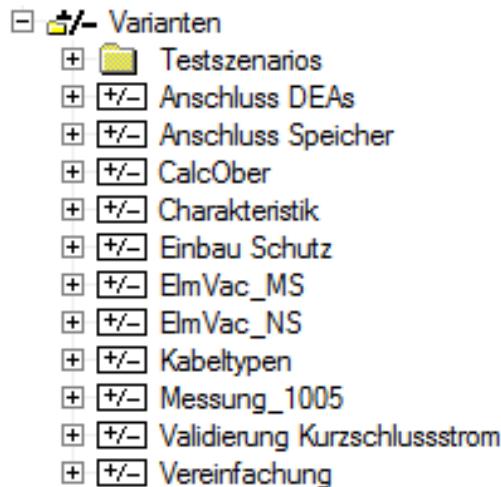


Abbildung 52: Übersicht des Variantenordners

Die unten folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die verschiedenen Varianten:

Variante	Ausbaustufe	Aktivierungszeit	Beschreibung
Kabeltypen	Kabeltypen	01.01.1978 00:00:00	In dieser Variante wird ein anderer Leitungstyp den KK-Zuleitungen implementiert. Die Parameter dieser Leitungstypen wurden von Kurzschlussmessungen ermittelt.
Validierung Kurzschlussstrom	Validierung	01.01.1979 00:00:00	Da die gemessenen Kurzschlussleistungen bei Parallelbetrieb der Trafos gemacht wurden, wird in dieser Variante der Verbindungsschalter auf der Unterspannungsseite geschlossen.
Vereinfachung	Andere Versorgung	01.01.1980 00:00:00	Die Netzelemente, welche im Projekt VEIN nicht integriert sind werden deaktiviert und auch grafisch ausgeblendet.
	Vereinfachung	01.01.1981 00:00:00	Sind an einem Kabelkastenabgang mehrere Lasten angeschlossen, werden diese deaktiviert und grafisch ausgeblendet.
Charakteristik	Lasten Zusammenfassung	01.01.1982 00:00:00	Die Lasten, welche in der oberen Variante deaktiviert wurden, werden zusammengefasst, ins Netz integriert und grafisch eingeblendet.
	Lasten	01.01.1983 00:00:00	Die Referenz-Charakteristiken der Lasten werden definiert (plinir,).
	PV-sym	01.02.1983 00:00:00	Die Referenz-Charakteristiken der symmetrischen PV-Anlagen werden definiert (sgini,).
	PV-unsym	01.03.1983 00:00:00	Die Referenz-Charakteristiken der unsymmetrischen PV-

			Anlagen werden definiert (scale0,).
	BHKW	01.04.1983 00:00:00	Die Referenz- Charakteristiken der BHKW's werden definiert (sgini,).
Anschluss DEAs	Anschluss BHKW	01.01.1984 00:00:00	Die BHKW's werden aktiviert und graphisch eingeblendet.
	Anschluss PV sym	01.01.1985 00:00:00	Die symmetrischen PV-Anlagen werden aktiviert und graphisch eingeblendet.
	Anschluss PV unsym	01.01.1986 00:00:00	Die unsymmetrischen PV-Anlagen werden aktiviert und graphisch eingeblendet.
Anschluss Speicher	Anschluss Ladestelle	01.01.1987 00:00:00	Die UFC-Ladestelle wird aktiviert und graphisch eingeblendet.
	Anschluss Speicher	01.01.1988 00:00:00	Der Speicher der Ladestelle wird aktiviert und graphisch eingeblendet.
Einbau Schutz	Einbau Schutz	01.01.1989 00:00:00	Die Sicherungen werden in den Kabelkastenabgängen, welche mit einer DEA verbunden sind, eingebaut. Zudem auch in den HAK's der DEA's.
ElmVac_MS	MS	01.01.1990 00:00:00	Drei Wechselspannungsquellen werden auf der Mittelspannungsebene aktiviert und grafisch eingeblendet. Zudem wird das Mittelspannungsnetz deaktiviert.
ElmVac_NS	NS	01.01.1990 00:00:00	Je drei Wechselspannungsquellen werden auf der Unterspannungsseite der Transformatoren aktiviert und grafisch eingeblendet. Zudem wird das Mittelspannungsnetz deaktiviert.
Messung_1005	Lasten	01.01.1995 00:00:00	Die Charakteristiken (ChaVecfile), welche auf die CSV-Messdaten Dateien referenzieren, werden den jeweiligen Referenz-Charakteristiken der Lasten zugewiesen.
	DEAs	01.01.1996 00:00:00	Die Charakteristiken (ChaVecfile), welche auf die CSV-Messdaten Dateien referenzieren, werden den jeweiligen Referenz-Charakteristiken der DEA's zugewiesen.
	Spannung	01.01.1997 00:00:00	Die Charakteristiken (ChaVecfile), welche auf die CSV-Messdaten Dateien referenzieren, werden

			den jeweiligen Referenz-Charakteristiken der Wechselspannungsquellen zugewiesen.
	Validierung Vereinfachung	01.01.1998 00:00:00	Da die Messung im Mai nicht korrekt gemacht wurden, mussten einige Anpassungen getätigt werden.

Tabelle 3: Übersicht und Beschreibung der Varianten

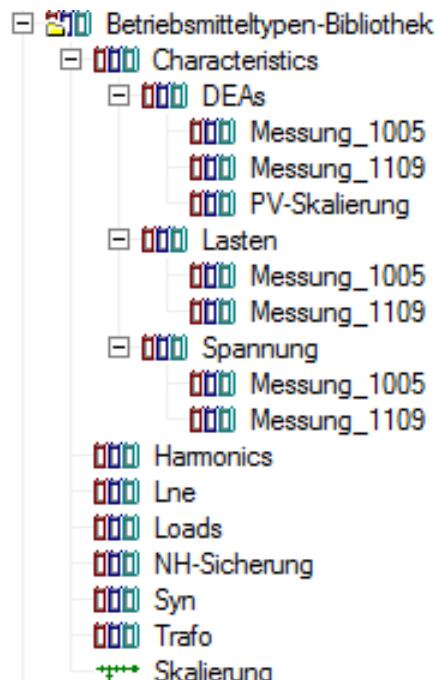
Der Ordner Variante enthält zudem auch noch einen Unterordner Testszenarios. In diesem sind die einzelnen Netzschaltungen implementiert, die während den verschiedenen Tests durchgeführt werden. Dabei hat jeder Test eine separate Variante. In dieser Variante sind dann die einzelnen Schritte als Ausbaustufen programmiert.

Bibliothek

In den folgenden Kapiteln sind die zwei Bibliotheken Betriebsmitteltypen-Bibliothek und Skripte dokumentiert. In den anderen Bibliotheken wurden keine Änderungen vorgenommen.

Betriebsmitteltypen-Bibliothek

In dieser Bibliothek sind alle Typen der Netzelemente abgespeichert. Zudem sind auch die Charakteristiken, welche auf die diversen Messdaten verweisen, in diesem Ordner definiert.

**Abbildung 53: Übersicht der Betriebsmitteltypen-Bibliothek**

Die nachfolgende Tabelle gibt einen schnellen Überblick über die Bibliotheken:

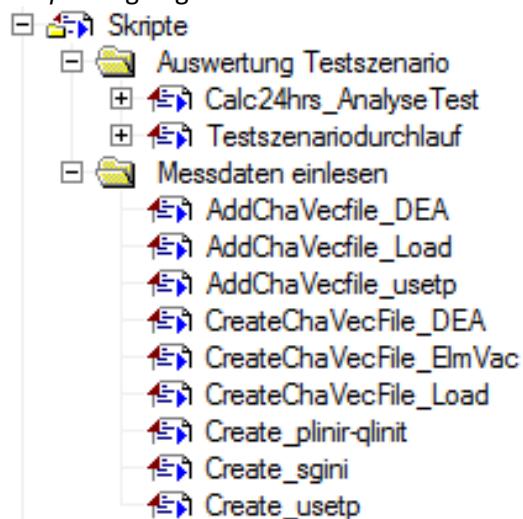
Bibliothek	Beschreibung
Characteristics	In diesem Bibliotheksordner sind alle ChaVecfile's abgespeichert, die in den verschiedenen Berechnungsfälle benötigt werden. ChaVecfile's benötigt man, um Messdaten als Charakteristik den Digsielementen zu hinterlegen. Dabei zeigt jede Datei auf eine Spalte eines CSV-Files. Der Ordner ist zudem in die verschiedene Unterordner DEAs, Lasten und

	Spannungen aufgeteilt. Dies gibt einen besseren Überblick. Je nach Messung gibt es dann noch einmal einen Unterordner. In den Unterordnern <i>Messung_1005</i> sind die ChaVecfile's abgespeichert, welche auf die Messdaten vom Mai 2010 zeigen. Die Ordner <i>Messung_1109</i> wurde vorbereitet, um die Messdaten aus den Janitza Messgeräten abzuspeichern. Dieser Namen kann jedoch noch ändern.
Harmonics	In diesem Ordner sind Typen von Oberschwingungsquellen abgelegt. Bis jetzt sind Oberschwingungsströme von Lasten und Wechselrichtern einem Quellentyp hinterlegt worden.
Lne	Im Ordner Lne sind alle Leitungstypen abgelegt.
Loads	Hier sind die Lasttypen definiert.
NH-Sicherungen	Hier sind die Sicherungstypen, die im Projekt VEIN eingesetzt werden, abgelegt. Die Kurven der Strom-Zeit-Kennlinien stammen von einem Datenblatt der Schurter-NH-Sicherungen.
Syn	Die Typen der Blockheizkraftwerke sind hier abgespeichert. Die Werte der Reaktanzen sind Standartwerte.
Trafo	Hier sind die Transformationstypen der TS-Kreuzmatt abgelegt.
Skalierung	In diesem Ordner, ist das TriFile <i>Trigger und Einheit für Datei</i> abgespeichert. Dieses File wird von den ChaVecfile's benötigt. Unter der Option <i>Skala</i> wird beim ChaVecfile ein Verweis auf dieses TriFile gemacht.

Tabelle 4: Beschreibung der Bibliotheken

Skripte

Für die Testszenarios und für das Einlesen der Element-Charakteristiken sind DPL-Skripts erstellt worden, und sind im Ordner *Skripte* abgelegt.

**Abbildung 54: Übersicht des Ordner Skripte**

Auswertung Testszenario

Calc24hrs_AnalyseTest

Mit diesem Skript kann der aktuell aktivierte Berechnungsfall des Testszenarios ausgewertet werden. Dabei wird über den eingestellten Zeitraum, Standard ein Tag, je nach *TimeStep* Lastflüsse ausgeführt.

Nach jeder Lastflussberechnung wird die Unterroutine *WriteFileExceededLimits* aufgerufen, welche eine Auswertung durchführt und diese in einem Text-File abspeichert.

Auf folgende Punkte werden die Betriebsmittel des Niederspannungsnetz Rheinfelden untersucht:

- Knoten
 - $U_{Nenn} \pm 10\%$
Ist U kleiner 0.91 p.u. oder grösser 1.09 p.u. wird der Knoten mit der dazugehörigen Spannung protokolliert.
 - Spannungsanhebung $du < 5\%$
Wenn die Spannungsanhebung an einem Knoten grösser als 5% ist, wird der Wert der Anhebung und der dazugehörige Knoten notiert. Bei der Betrachtung wurde die 5% Marke gewählt, weil bei den Simulationen alle DEA's miteinander einspeisen.
- Leitungen und Transformatoren
 - Auslastung der Elemente
Ist das Element zu 90% ausgelastet, wird die Auslastung und der dazugehörige Wert protokolliert. Bei den Zuleitungen der Kabelkästen wird jeweils nicht auf den Nennstrom geachtet, sondern auf die Absicherung der Leitung.

Die Limits und den Speicherort des txt-Files können in den Eingabeparametern des DPL-Skripts *WriteFileExceededLimits* (Abbildung 55) geändert werden.

Eingabeparameter:			
	Typ	Name	Wert
1	double	dTime	0
2	double	dMin	0.91
3	double	dMax	1.09
4	double	dLoadMax	90
5	double	duMax	0.05
6	string	sPath	'C:\DigiSILENT\Rheinfelden\Testszenarios\T1 - G'

Abbildung 55: Eingabeparameter des Skripts *WriteFileExceededLimits*

Testszenariodurchlauf

Dank diesem Skript werden alle Schritte eines Testszenarios automatisch durchlaufen. Dabei werden nacheinander die einzelnen Berechnungsfälle der Tests aktiviert und das Skript *Calc24hrs_AnalyseTest* ausgeführt. Wenn man nicht alle Testschritte durchlaufen möchte, kann man dies in den Eingabeparameter-Optionen einstellen.

Eingabeparameter:			
	Typ	Name	Wert
1	int	CaseNrStart	20
2	int	CaseNrStop	21
3	int	NrOfCases	28

Abbildung 56: Eingabe Parameter des Skripts *Testszenariodurchlauf*

Mit den Eingabeparameter der Abbildung 56 werden die Berechnungsfälle der Testnummern 20 und 21 durchgeführt. Mit der Variable *NrOfCases* wird angegeben, aus wie viele Berechnungsfällen der Test besteht. Mit dieser Angabe kann sichergestellt werden, dass ein nicht existierender Berechnungsfall aktiviert und durchgeführt wird.

Messdaten einlesen

Während dem Projekt VEiN werden verschiedene Messungen im Niederspannungsnetz durchgeführt. Diese Messdaten müssen jeweils in Digsilent überprüft und validiert werden. Dass heißt man will schauen, ob man bei den Simulationen auf die gleichen Resultate kommt wie sie in der Realität gemessen wurde.

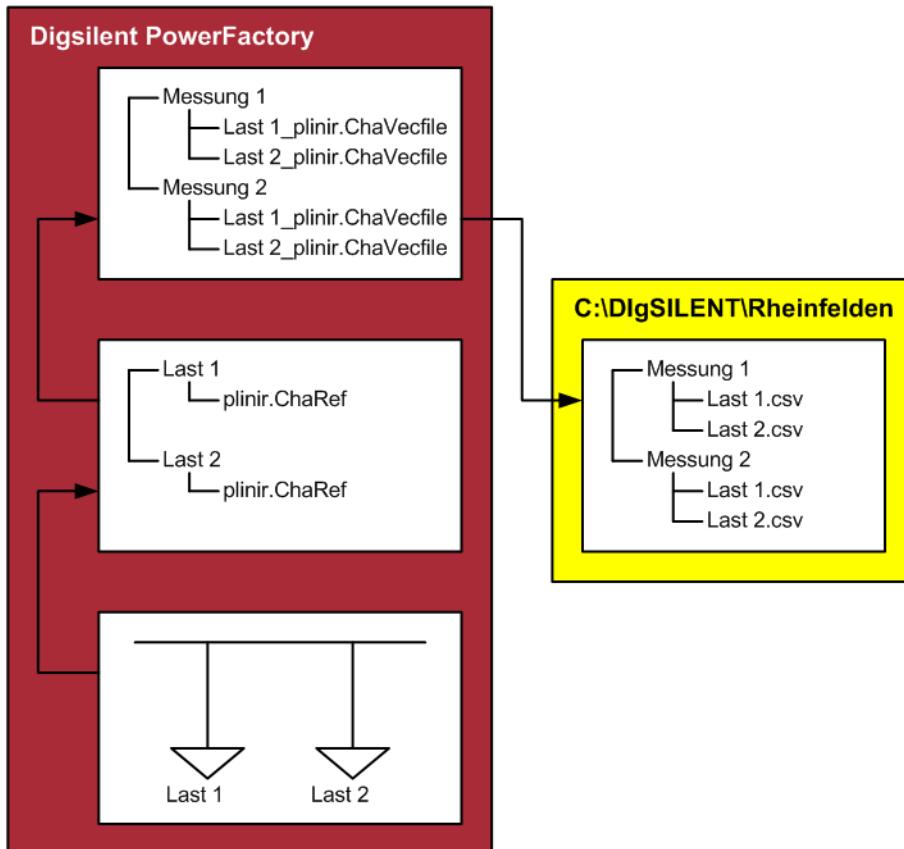


Abbildung 57: Übersichtsschema der Messdaten Hinterlegung

Die Messdaten können in Digsilent mithilfe von CSV-Files eingelesen werden. Für jede Messung wird ein separates Mess-File erstellt. Diese sind auf dem Laufwerk C unter DigSILENT abspeichert. Da dieser Ordner alle besitzen, die Digsilent installiert haben, kann sichergestellt werden, dass der Pfad der Files bei allen Usern der selbe ist. In Abbildung 57 ist die lokale Abspeicherung der CSV-Files im gelben Viereck ersichtlich.

Auf die Messdaten der CSV-Files wird mit ChaVecfile's (Abbildung 58) zugegriffen. Der Parameternamen dieser Files weisen immer den Namen des Digi-Elements auf und zudem welcher Parameter dieses Objekts mit den Messdaten hinterlegt werden soll.

Bei Skala muss auf ein TriFile referenziert werden. In diesem Fall auf die Datei Trigger und Einheit auf Datei. Dieses TriFile ist in der Betriebsmittel-Bibliothek im Ordner Skalierung zu finden.

Beim Dateinamen wird auf den Pfad des CSV-File verwiesen. Da die Dateiart *Benutzerdefiniert* angegeben ist, kann der Spaltentrenner selber gewählt werden. Bei den CSV-Files ist der Trenner meistens ein Semikolon. Wird eine CSV-Datei aber mit einem (*US-*) *English Windows/Excel setup* erstellt, wird für die Trennung ein Komma verwendet. Zusätzlich muss auch noch die Spaltennummer angegeben werden. Die Nummerierung beginnt bei der Zahl 0. Die nullte Spalte ist jedoch für die Zeit reserviert. Wenn gewünscht, kann der eingelesene Wert mit einer linearen Funktion umgerechnet werden. In Abbildung 58 ist die Standardeinstellung zu sehen, bei der der Wert übernommen wird.

Unter Verwendung wird angegeben wie der Wert verwendet werden soll. Dabei gibt es die Möglichkeit *absolut* oder *relativ*, wobei bei relativ noch zwischen p.u. oder % unterschieden wird. Bei Schein-, Wirk-, oder Blindleistung einer Last müssen die Werte mit der Potenz Mega eingelesen werden, wenn die Option absolut gewählt wurde. Mit welchem Vorsatz die Werte eingelesen werden müssen, kann man in der Help-Datei *Params* nachschauen. Wird die Option *relativ* gewählt, wird der implementierte Wert im Element relativ angepasst. Schlussendlich kann unter Näherung eingestellt werden, wie die Messwerte interpoliert werden sollen.

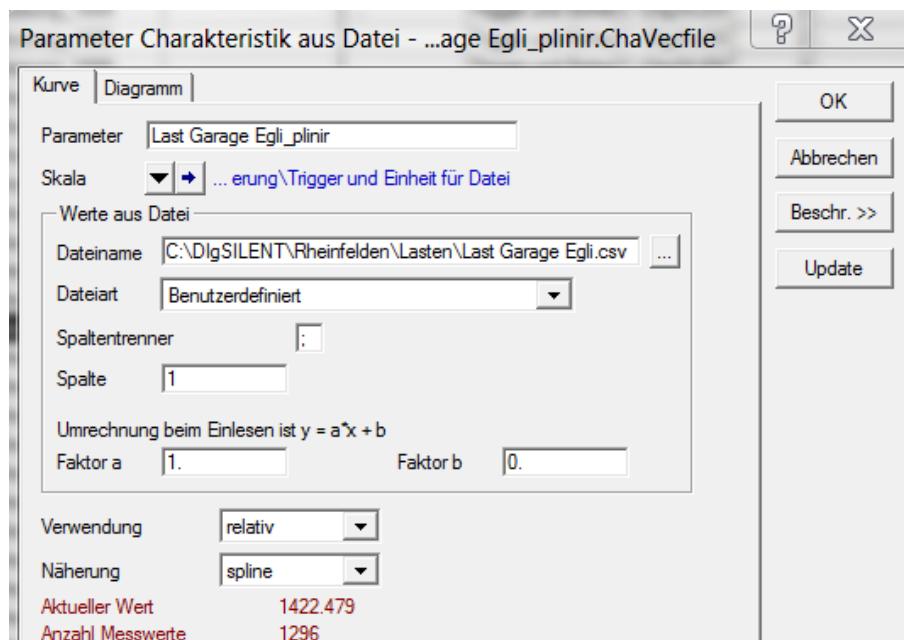


Abbildung 58: ChaVecfile

Diese ChaVecfile's sind in der *Betriebsmittel-Bibliothek* im Ordner *Characteristics* zu finden. In Abbildung 57 sind diese Files im oberen Viereck der roten Zone dargestellt.

Dem Element selber definiert man eine Referenzcharakteristik ChaRef.

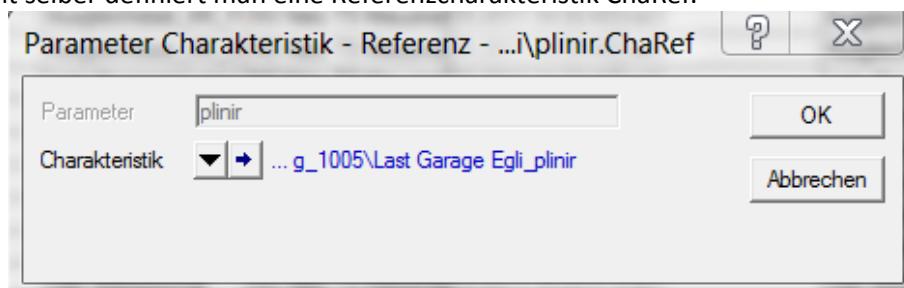


Abbildung 59: Referenz ChaRef

In Parameter ist jeweils angegeben, welche Grösse des Elements charakterisiert wird. Welche Grösse dass jeweils gemeint ist, kann man der Help-Datei Params entnehmen. Zudem findet man es auch heraus, wenn man im Bearbeitungsmodus der Elemente mit dem Mauszeiger auf ein Eingabefeld einer Grösse geht und dann wartet, bis der Parametername erscheint.

Bei der Option Charakteristik, referenziert man auf ein ChaVecfile. Wenn man jetzt also mehrere Messungen hat, die man den Elementen hinterlegen möchte, muss jeweils auf ein anderes ChaVecfile gezeigt werden.

In Abbildung 57 sind die Referenzcharakteristiken im mittleren Viereck der roten Fläche zu sehen. Grafisch ist dort dargestellt, dass die Elemente pro Parameter eine Referenz besitzen. Diese Referez wiederum zeigt, je nachdem welche Variante aktiviert ist, auf andere ChaVecfile's.

Create_plinir-qlinit, Create_sgini und Create_usetp

Mit diesen drei Skripten kann den Elementen automatisch eine Referenzcharakteristik definiert werden.

Eingabeparameter:			
	Typ	Name	Wert
► 1	string	sPath	'C:\DlgsILENT\Rheinfelden\Lasten\Objekte.csv'
2	int	iDebug	1
3	string	sSep	
4	int	NrOfVar	6
5	string	Var1	'plinir'
6	string	Var2	'qlinir'
7	string	Var3	'plinis'
8	string	Var4	'qlinis'

Abbildung 60: Eingabeparameter der drei DPL-Skripts

Dabei muss je nach Element und welche Parameter charakterisiert werden sollen, die Eingabeparameter angepasst werden. Bei der Variablen sPath muss jeweils der Pfad des Objekte.csv stehen. In diesem CSV-File sind alle Elemente aufgelistet, bei denen eine Referenz angelegt werden soll. Wie in Abbildung 61 zu sehen, sind die exakten Namen mit ihren Endungen in der obersten Zeile des Files aufgelistet.

	A	B	C
1	B1 Alters- und Pflegheim.ElmSym	B2 Robersten.ElmSym	
2			
3			
4			
5			

Abbildung 61: CSV-File Objekte

Damit das Programm weiss, wie viele und welche Parameter referenziert werden sollen, können hierfür die Variablen NrOfVar und Var1-Var10 definiert werden. In Abbildung 60 sind die Eingabeparameter einer Last angegeben. Referenziert soll dabei die Wirk- und Blinleistung L1-L3. Somit muss in der Variable NrOfVar die Zahl sechs stehen.

Im Projekt *NS Rheinfelden* muss die Variante Charakteristik aktiviert sein. Und je nach dem welche Elemente bearbeitet werden sollen, muss zudem eine der Ausbaustufen als *Aufzeichnungs-Ausbaustufe* gesetzt sein. Danach kann das Skript ausgeführt werden.

Die Charakterisierung der Elemente wurden in einer Variante gemachte, damit das originale Netz nicht auch schon Charakteristiken enthält. Auf diese Weise können auch von Hand, zum Beispiel mit Leistungen von Lasten, herum gepröbelt werden.

[CreateChaVecFile DEA](#), [CreateChaVecFile ElmVac](#), [CreateChaVecFile Load](#)

Mit diesen Skripten können ChaVecfile's automatisch erstellt, und in der *Characteristics* Bibliothek abgelegt werden.

In Abbildung 62 sind die Eingabeparameter dieser Skripte zu sehen. Bei der Variable sPath muss der Pfad, unter welchem die CSV-Files abgespeichert sind, angegeben werden. Unter sSep wird die Spaltentrennung der CSV-Files aufgeführt. Üblich wie oben schon beschrieben ein Semikolon. Damit der Speicherort der ChaVecfile's bekannt ist, sind die Variablen *ElemLib* und *DatenLib* definiert. Die Variable *ElemLib* gibt an unter welchen Elementtypen und *DatenLib* in welchem Messordner die Files abgespeichert werden sollen. Zuletzt muss wie bei den oberen Skripts auch noch die Anzahl einzulesende Parameter und die Namen der Parameter angegeben werden.

Eingabeparameter:			
	Typ	Name	Wert
1	string	sPath	'C:\DigiSILENT\Rheinfelden\Lasten\'
2	int	iDebug	1
3	string	sSep	:
4	string	ElemLyb	'Lasten'
5	string	DatenLyb	'Messung_1005'
6	int	NrOfVar	6
7	string	Var1	'plinir'
8	string	Var2	'qlinir'
9	string	Var3	'plinis'
10	string	Var4	'qlinis'

Abbildung 62: Eingabeparameter der CreateChaVecFile-Skripts

Da dieser Durchlauf des Skripts keine Veränderungen in den Ausbaustufen zur Folge hat, muss nicht darauf geachtet werden, welche Ausbaustufe beim Ausführen aktiviert ist.

AddChaVecfile_DEA, AddChaVecfile_Load, AddChaVecfile_usetp

Um nun die ChaVecfile's, welche auf die verschiedenen Messungen zeigen, den Referenzcharakteristiken zuzuweisen sind diese Skripts erstellt worden.

Eingabeparameter:			
	Typ	Name	Wert
1	string	sPath	'C:\DigiSILENT\Rheinfelden\Lasten\'
2	int	iDebug	1
3	string	sSep	:
4	string	ElemLyb	'Lasten'
5	string	DatenLyb	'Messung_1005'
6	int	NrOfVar	6
7	string	Var1	'plinir'
8	string	Var2	'qlinir'
9	string	Var3	'plinis'
10	string	Var4	'qlinis'

Abbildung 63: Eingabeparameter der AddChaVecfile-Skripts

Die Eingabeparameter der AddChaVecfile-Skripts sind die gleichen wie die der CreateChaVecFile's.

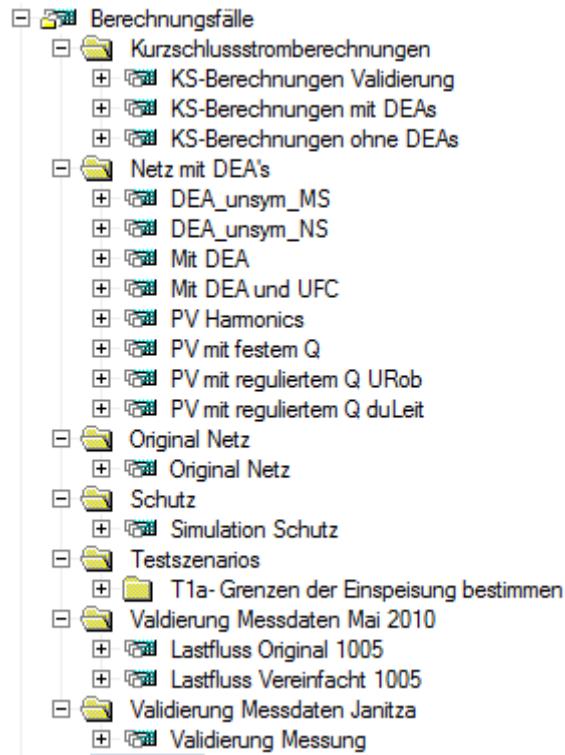
Wichtig beim Ausführung dieser Skripts ist, dass die Variante Charakteristik aktiviert ist. Ist dies nicht der Fall, kann den Referenzen, die in dieser Variante den Elementen zugeordnet werden, nicht auf ein ChaVecfile referenziert werden.

Zusätzlich sollte jedoch eine weitere Variante aktiviert sein, mit der danach sichergestellt werden kann, dass Messdaten den Elementen hinterlegt werden. Wenn also zum Beispiel neue Leistungswerte von der Messung vom Mai 2010 den Lasten hinterlegt werden sollen, muss die Variante Messung_1005 aktiviert sein, und zudem muss darauf geachtet werden, dass die Ausbaustufe Lasten als Aufzeichnung gesetzt ist.

Sollen nun Werte von einer neuen Messung eingelesen werden, muss eine neu Variante implementiert werden. Zudem ist es das Beste, wenn auch die Ausbaustufen Lasten, DEAs, und Spannung definiert werden. Auf diese Weise kann eine bessere Übersicht gewährleistet werden.

Berechnungsfälle

Das Digsimodell NS Rheinfelden hat gemäss Abbildung 64 folgende Berechnungsfälle:

**Abbildung 64: Berechnungsfälle des Modells NS Rheinfelden**

In Tabelle 5 sind die Berechnungsfälle beschrieben.

Ordner	Berechnungsfall	Beschreibung
Original Netz	Original Netz	Bei diesem Berechnungsfall sind alle Netze aktiviert. Somit auch die Transformationsstationen, welche im Projekt VEIN nicht berücksichtigt werden.
Kurzschlussstromberechnungen	KS-Berechnungen Validierung	Dieser Berechnungsfall wurde erstellt, um die Kurzschlussleistungen zu Validieren. Das spezielle ist, dass bei den Berechnungen die Transformatoren Kreuzmatt parallel geschaltet sind.
	KS-Berechnungen mit DEAs	In diesem Fall wird die Kurzschlussleistung mit Integration der DEAs berechnet.
	KS-Berechnungen ohne DEAs	In diesem Fall wird die Kurzschlussleistung ohne Integration der DEAs berechnet.
Schutz	Simulation Schutz	An den relevanten Abgänge der Kablekästen und der HAK's mit DEA sind Sicherungen eingebaut. Bei Ausführung von Kurzschlussstromberechnung an diesen Punkten kann mit Hilfe von einem Strom-Zeit-Diagramm die Auslösezeit der Sicherung bestimmt werden.
Netz mit DEA's	DEA_unsym_MS	Bei diesem Berechnungsfall wird die Oberspannungsseite nicht durch ein Externes-Netz gespeist, sondern durch drei Spannungsquellen. Somit können Spannungs-Messwerte auf der Mittelspannungsebene mit Hilfe von Charakteristiken vorgegeben werden.

	DEA_unsym_NS	Wiederum wird das NS-Netz nicht durch eine externes Netz gespeist. Auf der Unterspannungsseite sind die Spannungen der Klemmen SS1 und SS2 durch Spannungsquellen vorgegeben. Auf diese Weise können die unsymmetrischen Messdaten als Charakteristik hinterlegt werden. Die DEA's sind zudem auch aktiviert.
	Mit DEA	Die DEA's werden in diesem Fall dazu geschaltet. Mit dem Skript Calc24hrs_with_DEAs kann über einen Tag Lastflüsse berechnet werden. In Grafiken wird danach an den relevanten Verknüpfungspunkten aufgezeigt, wie die Spannung durch die DEA's beeinflusst wird.
	Mit DEA und UFC	In diesem Berechnungsfall ist bei der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum eine Schnellladestation für E-Mobiles angeschlossen. Zudem ist die UFC-Ladestation auch noch mit einem Speicher versehen. Mit dem DPL-Skript Tankstelle können danach die verschiedenen Netzsituationen mit Lastflüssen über einen ganzen Tag simuliert werden. In den Grafiken werden nach Ausführung des Skripts die Resultate dargestellt.
	PV Harmonics	Bei den Wechselrichtern der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum und WBGZ sind Oberschwingungsquellen implementiert. Mit dem Skript CalcOber wird über einen Tag aufgezeigt, welche Auswirkungen die Wechselrichter auf das Netz haben. Zum einen wird grafisch gezeigt wie gross der THD-Wert ist, wenn nur die Wechselrichter Oberwellen einspeist. Zudem wird auch dargestellt wie die Situation ist, wenn das Netz schon einen gewissen THD-Wert aufweist.
	PV mit festem Q	Von Hand kann bei den DEA's unterschiedliche cosphis eingestellt werden. Mit dieser Konfiguration kann danach mit einem DPL-Skript Tageslastgänge berechnet werden. Je nach cosphi kann zudem ein anderer Ergebnisordner angegeben werden womit in den Grafiken entnommen werden kann welche Auswirkungen ein unterschiedliches cosphi auf die Spannung hat.
	PV mit reguliertem Q URob	Bei diesem Berechnungsfall wird simuliert, wie man die Blindleistung regulieren könnte, damit keine unzulässigen

		Spannungserhöhungen entstehen würden. Geregelt wird so, dass vorgegeben werden kann, welche Spannung bei dem Verknüpfungspunkt Robberstenstrasse auftreten soll. Mit der gemessenen Spannung am Wechselrichter und mit der errechneten Spannungserhöhung über der Leitung wird die Spannung am Verknüpfungspunkt berechnet. Die Blindleistung wird nun so geregelt, dass die vorgegebene Spannung möglichst erreicht wird oder bis cosphi 0.8 ist.
	PV mit reguliertem Q duLeit	Wie beim oberen Berechnungsfall wird die Spannung mit Blindleistung reguliert. Dabei wird aber nicht die Spannung an der KK Roberstenstrasse berechnet sondern die Spannungsanhebung über der Zuleitung. Diese Spannungsanhebung wird aus der eingespeisten Leistung und dem Leitungswiderstand berechnet. Das Programm regelt danach cosphi so, dass die Spannungsanhebungsvorgabe erreicht wird oder bis cosphi 0.8 ist.
Validierung Messdaten Mai 2010	Lastfluss Original 1005	Dieser Berechnungsfall wurde für die Validierung des Netzes erstellt. Den Lasten ist dabei die Messwerte von der Messung im Mai 2010 hinterlegt. Jedoch konnten an einem Strang keine Übereinstimmung gefunden werden.
	Lastfluss Vereinfacht 1005	Bei diesem Berechnungsfall wurde das Netz mit einer vereinfachten Variante validiert. Dabei sind wiederum die Messdaten vom Mai 2010 den Lasten hinterlegt worden. Dank der Vereinfachungen konnte auch im Strang, bei welchem im Originalen Netz kein Konsens gefunden wurde, eine Übereinstimmung berechnet werden.
Validierung Messdaten Janitza	Validierung Messung	Dieser Berechnungsfall ist vorbereitet worden, damit die Messdaten, welche durch die eingesetzten Janitza PQ-Messgeräte gemessen werden, validiert werden können.
Testszenarios	T1a- Grenzen der Einspeisung bestimmen	In diesem Ordner sind die verschiedenen Testszenarios implementiert. Für jeden Schritt der Testszenarios wurde ein Berechnungsfall gemacht. Mit dem DPL-Skript <i>Testszenariodurchlauf</i> werden diese Fälle nacheinander aktiviert und über einen Tag Lastflüsse berechnet. Die Auswertung wird automatisch in txt-Files abgespeichert.

Tabelle 5: Beschreibung der Berechnungsfälle



VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

VEiN Jahresbericht 2011 – Beilage 3

Berner Fachhochschule

Auswertung T1a

Ohne Umschaltung im Netz

Thomas Häni

04.10.2011

1 Konfiguration des Netzes

Das Niederspannungsnetz ist mit Lastdaten der Messung vom Mai 2010 konfiguriert. Mithilfe von DPL-Skripts können somit Tageslastgänge berechnet werden.

In dem Test sind folgende DEA's implementiert:

DEA	Nennleistung
B1: BHKW Alters- und Pflegeheim	48 kVA el.
B2: BHKW Schulhaus Robersten	90 kVA el.
P1: PV-Anlage Alters- und Pflegeheim	32.76 kWp (gemäss Anlagehandbuch)
P2: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum	60.06 kWp (gemäss Anlagehandbuch)
P5: PV-Anlage Baugenossenschaft Zähringer	30 kWp
P7: PV-Anlage EFH L'Orsa-Strasse	10 kWp
N1: Notstromgruppe 1	400 kWp
N2: Notstromgruppe 2	400 kWp

Damit jeder Schritt über einen ganzen Tag berechnet werden konnte, wurde den PV-Anlagen eine Referenzcharakteristik hinterlegt. Die Referenz wurde anhand von PV-Messdaten erstellt, welche am 26.09.2011 an der PV-Anlage Baugenossenschaft Zähringer gemessen wurde.

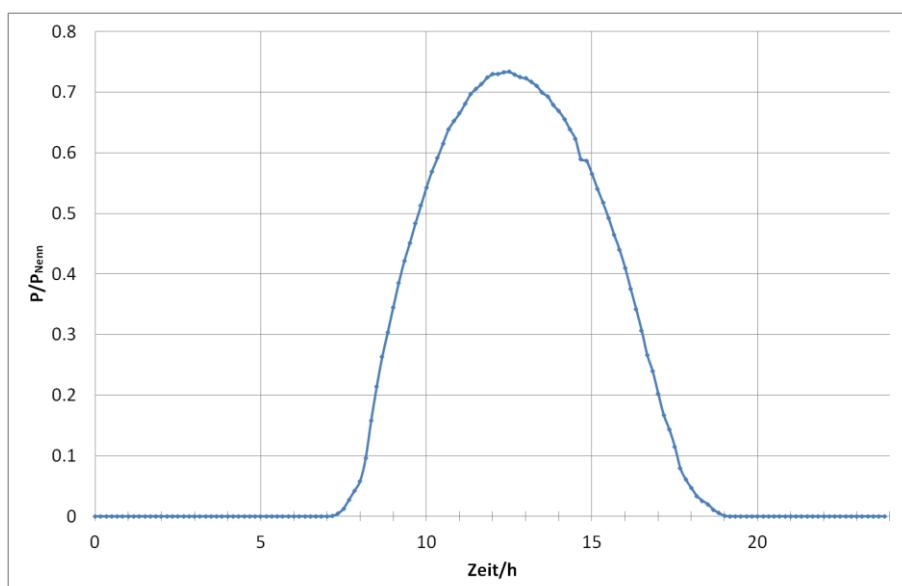


Abbildung 1: Referenzcharakteristik der PV-Anlagen

Das Spannung Mittelspannungsnetzes wurde auf 1.04 p.u. eingestellt. Somit wird auf der Unterspannungsseite des Transformators in etwa die Spannung erreicht, wie sie auch im Mai 2010 gemessen wurde.

2 Simulation des Tests T1a

Simuliert wurde jeder Schritt über einen ganzen Tag. Dabei wurde alle 10 Minuten einen Lastfluss gemacht. Nach jedem erfolgten Lastfluss, wurde jeder relevanter Knoten auf folgendes untersucht:

- $U_{Nenn} \pm 10\%$
Ist U kleiner 0.91 p.u. oder grösser 1.09 p.u. ist der Knoten mit der dazugehörigen Spannung protokolliert.
- Spannungsanhebung $du < 5\%$
Wenn die Spannungsanhebung an einem Knoten grösser als 5% ist, wird der Wert der Anhebung und der dazugehörige Knoten notiert. Bei der Betrachtung wurde die 5% Marke gewählt, weil bei den Simulationen alle DEA's miteinander einspeisen.

Die Leitungen und Transformatoren wurden auf die Überlastung untersucht:

- Auslastung der Elemente
Ist das Element zu 90% ausgelastet, wird die Auslastung und der dazugehörige Wert protokolliert. Bei den Zuleitungen der Kabelkästen wird jeweils nicht auf den Nennstrom geachtet, sondern auf die Absicherung der Leitung.

Von diesen Untersuchungen wird zudem auch ein txt-File erstellt, welches schlussendlich als Protokoll dient.

3 Auswertung

In der Folgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Simulation dokumentiert. Für Details können die einzelnen Protokolle der Berechnungsfälle begutachtet werden.

Schritt	Ergebnisse der Simulation
T1a S01	
T1a S02	Keine Überschreitungen
T1a S03	Keine Überschreitungen
T1a S04	Keine Überschreitungen
T1a S05	Bei 100%iger Einspeisung der BHKW's beträgt die Spannungserhöhung beim Kabelkasten Schuhlhaus und am KK Schulhaus Robersten über den ganzen Tag auf allen drei Phasen über 5%. Maximum bei 7%.
T1a S06	Da die PV-Anlage nun mit der maximalen Leistung einspeisen, steigt die maximale Spannungsanhebung beim HAK P7 auf bis 5.5%. Bei den PV-Anlagen P2 und P5 gibt es keine Überschreitung der Spannungsanhebung.
T1a S07	Die Spannungserhöhung wird verstärkt. (DEA's induktiv in Digsilent = Blindleistungseinspeisung der DEA's). Am HAK des Schulhauses beträgt die maximale Erhöhung der Spannung bei 8.7%. Auch beim HAK P7 steigt die Spannung um bis auf 7%. Zudem beträgt die Spannung beim HAK des Schulhauses in einem Lastfluss über 109%Un. Die 10% Marke wird jedoch nicht überschritten.
T1a S08	Wenn Blindleistungen von den DEA's bezogen wird, nimmt die Erhöhungen der Spannung ab. Aus diesem Grund gibt es keine Überschreitungen.
T1a S09	Gleich wie bei T1a 06
T1a S10	Bei Betrieb der Notstromgruppe N1 hebt sich die Spannung an der KK Robertsenstrasse und den beiden HAK's der PV-Anlage P2 und P5 ab 09:00 Uhr auf über 5% an. Maximum bei 7.1% beim HAK P2

T1a S11	Bei Einspeisung der Notstromgruppe 2 steigt die Spannung am HAK des Schulhauses auf über +10% Un. Höchste Spannung um 110.9% Un. Auch die Auslastung der Leitung zwischen KK Parkweg und KK Fryma (L813707) steigt bis auf 99.3% an.
T1a S12	Wird N1 auf 60% Produktion gesetzt kommt es bei den Leitungen KK Hermann-Keller-Strasse / KK Roberstenstrasse (L813333) und TS Kreuzmatt / KK Hermann-Keller-Strasse (L813341) zu einer Auslastung von über 100%. (Um 12:00 z.B. L813333=152.8% und L813341=120.1%). Zudem steigt die Spannung bei Einspeisung der PV-Anlagen bei den Verknüpfungspunkten KK Roberstenstarsse, HAK Parkhaus Kurzentrum und HAK Baugenossenschaft Zähringer auf über 110% Un.
T1a S13	Wird N2 mit 60% betrieben, befinden sich die Spannungen ab dem Verknüpfungspunkt KK Fryma stetig über 110%. Auch die Auslastung der Kabelkastenzuleitungen übersteigt die 100% Marke. (Teilweise über 150%)
T1a S14	Gleich wie bei T1a 06
T1a S15	Folgend ist jeweils die höchste Auslastung der Kabel angegeben: N1 = 30%ige Produktion L813333=97.4% Bei höherer Produktion wird die Leitung überlastet. Produktion von N1 wird auf 30% gesetzt.
T1a S16	Bei 30%iger Produktion von N2 wird eine Zuleitung zu 99.3% Ausgelastet. Zusätzlich steigen auch gewisse Spannungen auf über 110% Un an. Somit muss die Produktion noch weniger als 30% betragen. N1 = 20%ige Produktion Spannung am HAK Schulhaus Robersten bei max. 109.8% N1 = 15%ige Produktion Höchste vorkommende Spannung 109.2% Un. Produktion wird auf 15% eingestellt.
T1a S17	Gleich wie im Schritt T1a 06
T1a S18	Betriebsmittel werden nicht überlastet. Spannungsanhebung nach DACHCZ zu gross.
T1a S19	Betriebsmittel werden nicht überlastet. Spannungsanhebung nach DACHCZ zu gross.
T1a S20	Spannung bei HAK Schulhaus Robersten und KK Schulhaus Robersten auf über 111%Un. Spannung bei PV-Anlage Parkaus Kurzentrum steigt bis auf 109.7% Spannungsanhebung stetig über 5%
T1a S21	Keine Unzulässige Spannungsüberhöhung. Jedoch Überlastung der Zuleitungen KK Roberstenstrasse (L813333 bis 104.8%) Spannungsanhebungen unter 5%.
T1a S22	Gleich wie bei T1a S19
T1a S23	Gleich wie bei T1a 06
T1a S24	Keine Überschreitungen
T1a S25	Keine Überschreitungen
T1a S26	Keine Überschreitungen
T1a S27	Keine Überschreitungen
T1a S28	



VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

VEiN Jahresbericht 2011 – Beilage 4

Berner Fachhochschule

Auswertung T2a und T2b

Unsymmetrie

Thomas Häni

02.11.2011

Inhaltsverzeichnis

1	Konfiguration des Netzes.....	3
2	Simulation der Tests T2a und T2b	3
3	Auswertung des Tests T2a	4
3.1	Auswertung der Simulation	4
3.2	Auswertung des Unsymmetriefaktors k_u nach DACHCZ.....	9
4	Auswertung des Tests T2a	9
4.1	Auswertung der Simulation	9
4.2	Auswertung des Unsymmetriefaktors k_u nach DACHCZ.....	15

1 Konfiguration des Netzes

Das Niederspannungsnetz ist mit Lastdaten der Messung vom Mai 2010 konfiguriert. Mithilfe von DPL-Skripts können Tageslastgänge berechnet werden.

In dem Test sind folgende DEA's implementiert:

DEA	Nennleistung
B1: BHKW Alters- und Pflegeheim	48 kVA el.
B2: BHKW Schulhaus Robersten	90 kVA el.
P1: PV-Anlage Alters- und Pflegeheim	32.76 kWp (gemäss Anlagehandbuch)
P2: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum	60.06 kWp (gemäss Anlagehandbuch)
P5: PV-Anlage Baugenossenschaft Zähringer	30 kWp
P7: PV-Anlage EFH L'Orsa-Strasse	10 kWp

Damit jeder Schritt über einen ganzen Tag berechnet werden konnte, wurde den PV-Anlagen eine Referenzcharakteristik hinterlegt. Die Referenz wurde anhand von PV-Messdaten erstellt, welche am 26.10.2011 an der PV-Anlage Baugenossenschaft Zähringer gemessen wurde. Damit wird auch berücksichtigt, dass dieser Test im Winterhalbjahr stattfindet.

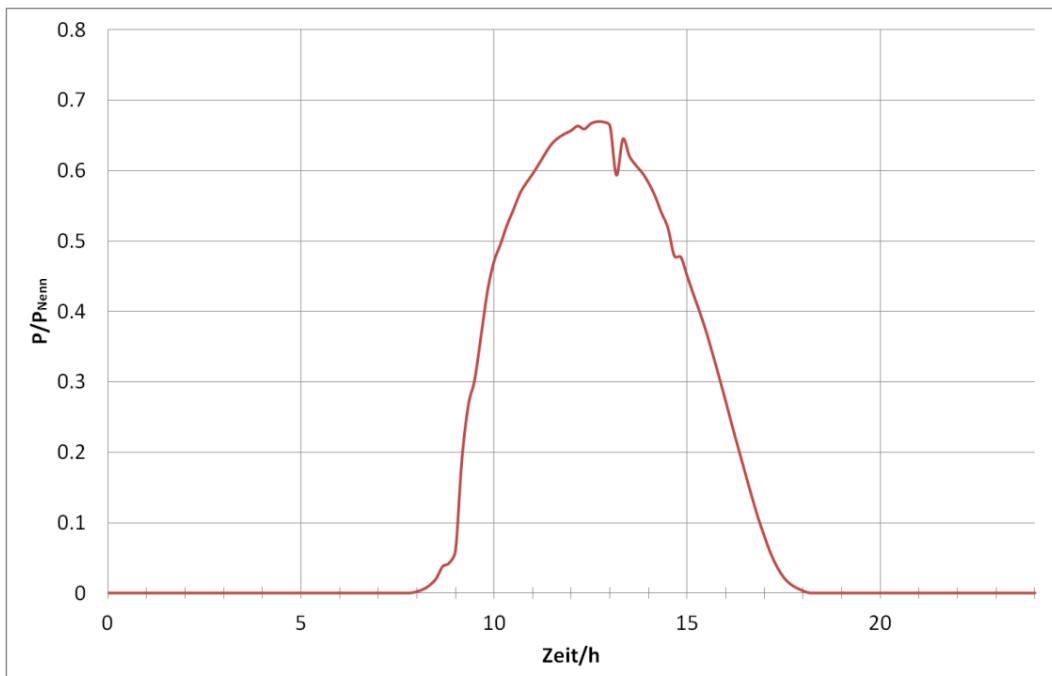


Abbildung 1: Referenzcharakteristik der PV-Anlagen

Die Spannung des Mittelspannungsnetzes wurde auf 1.04 p.u. eingestellt. Somit wird auf der Unterspannungsseite des Transformators in etwa die Spannung erreicht, wie sie auch im Mai 2010 gemessen wurde.

2 Simulation der Tests T2a und T2b

In den Tests T2a und T2b wird vor allem darauf geachtet, ob die unsymmetrische Einspeisung nach EN 50160 zulässig ist. In der Norm ist die Unsymmetrie der Versorgungsspannung wie folgt definiert:

Unter normalen Betriebsbedingungen müssen innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Gegensystemkomponente (Grundschwingung) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0 % bis 2 % der entsprechenden Mitsystemkomponente (Grundschwingung) liegen.

Simuliert wurde jeder Test-Schritt über einen ganzen Tag. Dabei wurde alle 10 Minuten eine Lastflussberechnung durchgeführt. Nach jedem erfolgten Lastfluss, wurde jeder relevante Knoten und die Leitungen auf folgendes untersucht:

Element	Norm / Richtlinie	Beschreibung
Knoten	$\pm 10\% U_{Nenn}$	Die Versorgungsspannung sollte nach Norm 50160 die Spannungsniveaus von $\pm 10\% U_{Nenn}$ nicht überschreiten. In der Auswertung wurden alle Werte mit den dazugehörigen Knotennamen notiert, bei denen die Spannung kleiner als $0.91 * U_{Nenn}$ und grösser als $1.09 * U_{Nenn}$ war.
	$du < 5\%$	Damit es bei der Qualität der Versorgungsspannung zu keinen Problemen kommt, wird in der DACHCZ-Richtlinie angegeben, dass sich die Spannung bei Einspeisung aller DEA's an keinem Verknüpfungspunkt mehr als 5 % anheben darf. Wird diese Marke während der Simulation überschritten wird die Anhebung und der Verknüpfungspunkt protokolliert.
	$K_U < 2\%$	Der k_U -Faktor darf nach Norm EN 50160 zu 95 % eines Wochenintervalls nicht überschritten werden. $k_U = U_2/U_1$ Während der Simulation wird bei der Überschreitung des k_U -Faktors von 2 % jeder Wert und der dazugehörige Knoten notiert.
Leitungen	Auslastung $< 100\%$	Zum Schutz vor Überlastung der Leitungen im Netz werden Sicherungen eingebaut. Wird während der Simulation der Nennwert der Sicherung zu 90 % erreicht, wird die abgesicherte Leitung und der Auslastungswert notiert.

Tabelle 1: Untersuchungen während den Simulationen

Von diesen Untersuchungen wird während der Simulation ein TXT-File erstellt, welches als Protokoll dient.

3 Auswertung des Tests T2a

3.1 Auswertung der Simulation

In der Folgenden Tabelle sind nun die Ergebnisse der Simulation dokumentiert. Wenn es Überschreitungen der oben genannten Normen oder Richtlinien gab, weisen die jeweiligen Zellen einen roten Hintergrund auf. Für Details können die einzelnen Protokolle der Berechnungsfälle zu begutachtet

Schritt	Kontrolle	Knoten / Leitung	Num. Wert
T2a S01	Max. u	-	-
	Max. du	-	-
	Max. k_U	-	-
	Max. Leitungsauslastung	-	-
	Kommentar	Ausgangslage (Alle DEA's automatisch)	
T2a S02	Max. u	-	-
	Max. du	-	-
	Max. k_U	-	-
	Max. Leitungsauslastung	-	-

	Kommentar	Alle DEA's aus	
T2a S03	Max. u	SS1	103.48%
	Max. du	B-816195	0.35%
	Max. k_U	B-814438	1.45%
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S04	Max. u	SS1	103.48%
	Max. du	N827190	0.76%
	Max. k_U	B-814438	1.45%
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S05	Max. u	SS1	103.48%
	Max. du	N827190	0.76%
	Max. k_U	B-814438	1.46%
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S06	Max. u	SS1	103.48%
	Max. du	N827190	1.50%
	Max. k_U	B-814438	1.47%
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S07	Max. u	SS1	103.48%
	Max. du	N827190	2.23%
	Max. k_U	B-814438	1.47%
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S08	Max. u	SS1	104.03%
	Max. du	N827190	2.94%
	Max. k_U	B-814438	1.47%
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S09	Max. u	-	-
	Max. du	-	-

	Max. k_U	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Ausgangslage (Alle DEA's automatisch)		
T2a S10	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_U	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Alle DEA's aus		
T2a S11	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.69%	
	Max. k_U	B-814438	0.99%	
	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.68%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2a S12	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.68%	
	Max. k_U	B-814438	1.00%	
	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.68%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2a S13	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.68%	
	Max. k_U	B-814438	1.00%	
	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.68%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2a S14	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.68%	
	Max. k_U	B-814438	1.01%	
	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.68%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2a S15	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.68%	
	Max. k_U	B-814438	1.01%	

	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.68%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste k_u -Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2a S16	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.67%	
	Max. k_u	B-814438	1.03%	
	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.67%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste k_u -Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2a S17	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.67%	
	Max. k_u	N827190	1.25%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	60.5%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.67%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale k_u -Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..		
T2a S18	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_u	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Ausgangslage (Alle DEA's automatisch)		
T2a S19	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_u	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Alle DEA's aus		
T2a S20	Max. u	B-816686	107.01%	
	Max. du	B-816686	8.46%	
	Max. k_u	B-814438	0.96%	
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.46%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste k_u -Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2a S21	Max. u	B-816686	107.01%	
	Max. du	B-816686	8.46%	
	Max. k_u	B-814438	0.97%	
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.46%. Diese		

		kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S22	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.46%
	Max. k_U	B-814438	0.97%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.46%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S23	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.45%
	Max. k_U	B-814438	0.98%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.45%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S24	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.45%
	Max. k_U	B-814438	0.98%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.45%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2a S25	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.45%
	Max. k_U	N827190	1.03%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.45%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..	
T2a S26	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.45%
	Max. k_U	N827190	1.24%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.45%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen	

		Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..	
T2a S27	Max. u	-	-
	Max. du	-	-
	Max. k_U	-	-
	Max. Leitungsauslastung	-	-
	Kommentar	Alle DEA's aus	
T2a S28	Max. u	-	-
	Max. du	-	-
	Max. k_U	-	-
	Max. Leitungsauslastung	-	-
	Kommentar	Ausgangslage (Alle DEA's automatisch)	

Tabelle 2: Auswertung des Tests

Wie der Tabelle zu entnehmen gab es bei der Unsymmetrie der Versorgungsspannung keine Überschreitung des k_U-Faktors.

3.2 Auswertung des Unsymmetriefaktors k_U nach DACHCZ

Damit k_U unter 2 % bleibt, wird in der DACHCZ-Richtlinie angegeben, mit welchen Massnahmen dies zu erreichen ist. Nachfolgend soll nun gezeigt werden, ob die Anlagen nach diesen Richtlinien überhaupt hätten einspeisen dürfen.

Nach DACHCZ gilt:

$$k_U \approx \frac{S_A}{S_{kV}}$$

k_U: Unsymmetriegrade

S_{kV}: Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt in kVA

S_A: Anschlussleistung der Ein-/Zweiphasenlast in kVA

In der nachfolgenden Tabelle ist die Auswertung nach DACHCZ:

Anlage	Anlageleistung	Kurzschlussleistung	Unsymmetriegrad k _U
P1: PV-Anlage Alters- und Pflegeheim	10.92 kVA	4473 kVA	0.24 %
P2: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum	20.84 kVA	1633 kVA	1.28 %

Tabelle 3: Auswertung der Unsymmetrie nach DACHCZ

Die Simulationen ergaben beim Verknüpfungspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum einen maximalen k_U-Wert von 1.25%. Wie aus der Tabelle 3 zu entnehmen kommt man der Auswertung nach DACHCZ mit 1.28% recht nahe an diesen Wert heran.

4 Auswertung des Tests T2a

4.1 Auswertung der Simulation

In der Folgenden Tabelle sind nun die Ergebnisse der Simulation dokumentiert. Wenn es Überschreitungen der oben genannten Normen oder Richtlinien gab, weisen die jeweiligen Zellen einen roten Hintergrund auf. Für Details können die einzelnen Protokolle der Berechnungsfälle zu begutachtet

Schritt	Kontrolle	Knoten / Leitung	Num. Wert
T2b S01	Max. u	-	-
	Max. du	-	-
	Max. k_U	-	-

	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Ausgangslage (Alle DEA's automatisch)		
T2b S02	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_U	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	DEA P1 und P2 aus		
T2b S03	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_U	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Anpassung der Installation P1 und P2		
T2b S04	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_U	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Alle DEA's aus		
T2b S05	Max. u	B-816195	103.45%	
	Max. du	B-816195	0.70%	
	Max. k_U	B-814438	1.46%	
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2b S06	Max. u	N827190	104.03%	
	Max. du	N827190	2.94%	
	Max. k_U	B-814438	1.47%	
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2b S07	Max. u	N827190	104.03%	
	Max. du	N827190	2.94%	
	Max. k_U	B-814438	1.48%	
	Max. Leitungsauslastung	L813749	72.8%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2b S08	Max. u	N827190	104.72%	
	Max. du	N827190	3.64%	
	Max. k_U	B-814438	1.48%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	75.2%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung		
T2b S09	Max. u	N827190	104.72%	
	Max. du	N827190	3.64%	

	Max. k_u	B-814438	1.50%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	75.2%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste k_u -Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung		
T2b S10	Max. u	N827190	105.39%	
	Max. du	N827190	4.32%	
	Max. k_u	N827190	1.68%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.5%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale k_u -Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhauskurzentrum		
T2b S11	Max. u	N827190	105.39%	
	Max. du	N827190	4.32%	
	Max. k_u	N827190	1.68%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.5%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale k_u -Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhauskurzentrum		
T2b S12	Max. u	N827190	105.39%	
	Max. du	N827190	4.32%	
	Max. k_u	N827190	1.69%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.5%	
	Kommentar	Alle Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale k_u -Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Alters- und Pflegeheim.		
T2b S13	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_u	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	BHKW Auto; PV-Anlagen aus		
T2b S14	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_u	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Alle DEA's aus		
T2b S15	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.69%	
	Max. k_u	B-814438	0.99%	
	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.69%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste k_u -Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2b S16	Max. u	B-816686	104.35%	
	Max. du	B-816686	5.68%	
	Max. k_u	B-814438	1.01%	
	Max. Leitungsauslastung	L813341	59.3%	

	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.68%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.	
T2b S17	Max. u	B-816686	104.35%
	Max. du	B-816686	5.67%
	Max. k_U	N827190	1.25%
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	60.5%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.67%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.	
T2b S18	Max. u	B-816686	104.35%
	Max. du	B-816686	5.67%
	Max. k_U	N827190	1.25%
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	60.5%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.67%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.	
T2b S19	Max. u	N827190	105.02%
	Max. du	B-816686	5.67%
	Max. k_U	N827190	1.46%
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	75.0%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.67%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.	
T2b S20	Max. u	N827190	105.02%
	Max. du	B-816686	5.66%
	Max. k_U	N827190	1.46%
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	75.0%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.66%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.	
T2b S21	Max. u	N827190	105.69%
	Max. du	B-816686	5.66%
	Max. k_U	N827190	1.66%
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.3%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.66%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.	
T2b S22	Max. u	N827190	105.69%

	Max. du	B-816686	5.66%	
	Max. k_U	N827190	1.67%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.66%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.		
T2b S23	Max. u	N827190	105.69%	
	Max. du	B-816686	5.66%	
	Max. k_U	N827190	1.67%	
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.3%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 5.66%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum.		
T2b S24	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_U	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	BHKW Auto; PV-Anlagen aus		
T2b S25	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_U	-	-	
	Max. Leitungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Alle DEA's aus		
T2b S26	Max. u	B-816686	107.01%	
	Max. du	B-816686	8.46%	
	Max. k_U	B-814438	0.96%	
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.46%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2b S27	Max. u	B-816686	107.01%	
	Max. du	B-816686	8.45%	
	Max. k_U	B-814438	0.97%	
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.45%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der höchste ku-Wert kommt nicht von der unsymmetrischen Einspeisung, sondern von der unsymmetrischen Lastverteilung.		
T2b S28	Max. u	B-816686	107.01%	
	Max. du	B-816686	8.45%	
	Max. k_U	N827190	1.24%	
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%	

	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.45%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..	
T2b S29	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.44%
	Max. k_U	N827190	1.24%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.44%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..	
T2b S30	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.44%
	Max. k_U	N827190	1.45%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.44%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..	
T2b S31	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.44%
	Max. k_U	N827190	1.45%
	Max. Leitungsauslastung	L816689	87.6%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.44%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Alters- und Pflegeheim.	
T2b S32	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.43%
	Max. k_U	N827190	1.65%
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.0%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.43%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..	
T2b S33	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.43%
	Max. k_U	N827190	1.65%
	Max. Leitungsauslastung	L827193_2	89.0%
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.43%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale ku-Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..	
T2b S34	Max. u	B-816686	107.01%
	Max. du	B-816686	8.43%

	Max. k_u	N827190	1.66%	
	Max. Leistungsauslastung	L827193_2	89.0%	
	Kommentar	Maximale Spannungsanhebung liegt bei 8.43%. Diese kommt vom BHKW Schulhaus Robersten. Alle anderen Werte sind unter den Norm- und Richtliniengrenzen. Der maximale k_u -Wert kommt von der unsymmetrischen Einspeisung der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum..		
T2b S35	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_u	-	-	
	Max. Leistungsauslastung	-	-	
	Kommentar	BHKW Auto; P1 und P2 aus; P5 und P7 Auto		
T2b S36	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_u	-	-	
	Max. Leistungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Instandstellung der Installation P1 und P2		
T2b S37	Max. u	-	-	
	Max. du	-	-	
	Max. k_u	-	-	
	Max. Leistungsauslastung	-	-	
	Kommentar	Alle DEA's Auto		

4.2 Auswertung des Unsymmetriefaktors k_u nach DACHCZ

Auch beim Test T2a wurde eine Auswertung nach DACHCZ gemacht.

Anlage	Anlageleistung	Kurzschlussleistung	Unsymmetriegrad k_u
P1: PV-Anlage Alters- und Pflegeheim	32.76 kVA	4473 kVA	0.73 %
P2: PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum	32.76 kVA	1633 kVA	2.01 %

Tabelle 4: Auswertung der Unsymmetrie nach DACHCZ

Die Simulationen ergaben beim Verknüpfungspunkt der PV-Anlage Parkhaus Kurzentrum einen maximalen k_u -Wert von 1.69 %. Wie aus der Tabelle 4 zu entnehmen, kommt man bei der Auswertung nach DACHCZ auf 2.01 %. Dies heisst, dass man nach den Richtlinien die Anlage gerade nicht hätte ins Netz integrieren können.

Zwischen den zwei Werten gibt es eine Differenz von 0.32 %. Bei der Berechnung des k_u -Wertes nach DACHCZ wird der Nennwert der Anlage berücksichtigt. Da die PV-Referenzwerte von Ende Oktober stammen und somit die Anlage nur ca. zwei Drittel der Nennleistung einspeist, ist aber schwierig diese Werte miteinander zu vergleichen. Macht man die Simulationen im Sommerhalbjahr, ist sicherlich mit einem höheren k_u zu rechnen und somit näher bei der 2 % Marke.

Im Allgemeinen kann aber gesagt werden, dass die Auswertung nach DACHCZ einen guten Anhaltswert gibt, ob eine Anlage ins Netz einspeisen darf.



VEiN Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

VEiN Jahresbericht 2011 – Beilage 5

Projekt VEiN – Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

Projektstand per Mitte 2011

Injection décentralisée dans le réseau à basse tension

À l'avenir, de petites installations décentralisées viendront compléter les grandes centrales de production d'électricité. Parmi elles, on compte des installations utilisant les énergies renouvelables (soleil, vent, eau) ou des centrales de cogénération pour le couplage chaleur-force. L'énergie ainsi produite, généralement de petites quantités, est injectée dans le réseau à basse tension. L'impact des petites installations productrices d'électricité sur le réseau à basse tension est étudié dans le cadre du projet VEiN (injection décentralisée dans le réseau à basse tension).

Distributed Power Supplies in Low Voltage Networks

In the future, small, decentralised plants will increasingly be used in addition to large power plants to generate electricity. These plants will include the use of renewable energies (solar, wind, water) or cogeneration plants for heat and power production. The relatively small amounts of energy produced will be fed into the low voltage network. The consequences of small power generation plants for the low voltage network are being examined within the framework of the VEiN (Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetzen [Distributed low voltage grid supply]) project.

Peter Mauchle



In Zukunft werden als Ergänzung zu grossen Kraftwerken vermehrt kleine, dezentrale Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt. Dazu gehören Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Sonne, Wind, Wasser etc.) oder Blockheizkraftwerke zur Wärme-Kraft-Kopplung. Die anfallenden, eher kleinen Energiemengen werden in das Niederspannungsnetz gespeist. Was für Auswirkungen die kleinen Stromerzeugungsanlagen auf das Niederspannungsnetz haben, wird im Rahmen des Projekts VEiN (Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze) untersucht.

1 Einleitung

Es ist davon auszugehen, dass zukünftig vermehrt Energiequellen wie Sonne, Wind, Biomasse und Wasser zur dezentralen Erzeugung elektrischer Energie genutzt werden, und dass in einer Umgebung mit Wärmebezug dezentrale Brennstoffzellen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zum Einsatz kommen. Dies lässt sich einerseits von aktuellen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich dezentraler Energieerzeugungsanlagen und andererseits von staatlichen Förderaktivitäten ableiten.

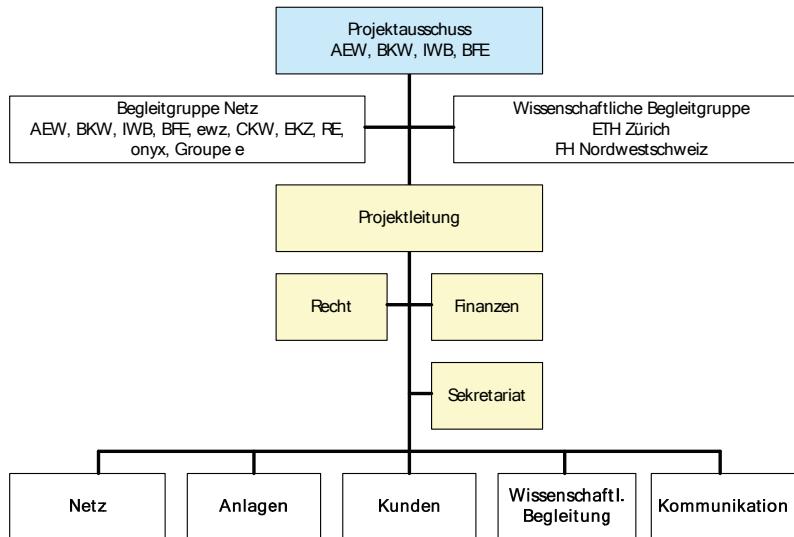


Abb. 1 Organigramm des Projektes VEiN.

Diese vermehrt *dezentral eingesetzten Erzeugungseinheiten* (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. Zudem sind auch die Auswirkungen durch die vermehrte Einspeisung der DEA auf die Endverbraucher zu beschränken, die Versorgungsqualität bei den Endverbrauchern darf nicht beeinträchtigt werden.

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 Niederspannungsnetze) wird diese für die Verteilnetzbetreiber zukünftig erforderliche Kenntnis in einem Feldversuch erarbeitet.

2 Projektorganisation

Das Projekt VEiN wird von mehreren Verteilnetzbetreibern der Schweiz und dem Bundesamt für Energie getragen. Das Projekt ist gemäss *Abbildung 1* in die operativen Teilprojekte Netze, Anlagen, Kunden, Kommunikation und Wissenschaftliche Begleitung unterteilt. Die Projekträger nehmen über den Projektausschuss, die Begleitgruppe Netz und die Wissenschaftliche Begleitgruppe Einfluss auf das Projekt. Der Projektleitung stehen zur Unterstützung die Stabstellen Recht, Finanzen und Sekretariat zur Verfügung.

3 Niederspannungsnetz

Aus mehreren evaluierten Niederspannungsnetzen wurde für das Projekt VEiN das NS-Netz TS Kreuzmatt der AEW Energie AG in Rheinfelden ausgewählt. Über dieses Niederspannungsverteilernetz werden ungefähr 140 Endverbraucher mit jährlich 5,4 GWh elektrischer Energie versorgt. Das NS-

Netz kann ab der TS Kreuzmatt über einen oder zwei 630-kVA-Transformatoren gespeist werden.

Das für VEiN zur Verfügung stehende NS-Netz TS Kreuzmatt ist sternförmig aufgebaut (Abb. 2). Die einzelnen Stränge des NS-Netzes sind in der TS Kreuzmatt auf zwei Sammelschienen aufgeteilt, die im Normalbetrieb je ab einem 630-kVA-Transformator gespeist werden. Für den Feldversuch können diese beiden Sammelschienen parallel geschaltet werden, zudem kann die Versorgung ab lediglich einem der beiden Transformatoren erfolgen, ohne die Versorgung der Endverbraucher zu gefährden.

4 Anlagen

4.1 Anlagen- und Objektübersicht

Der aktuelle Stand der Anlagen für VEiN ist in *Tabelle 1* ersichtlich. Die jeweiligen Standorte sind im Übersichtsplan in *Abbildung 3* eingetragen.

4.2 Blockheizkraftwerke

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine modulare aufgebaute Anlage zur Gewinnung von elektrischer Energie und Wärme (Abb. 4). Grundlage eines jeden BHKWs ist das Prinzip



Abb. 2 NS-Netz, maximale Erweiterung für VEIN.



Abb. 3 VEIN-Übersichtsplan mit Anlagenstandorten.

Nr.	Anlagen-Kategorie	Objekt	Leistung	Energie	IBS	Status
			kW _{el}	kWh _{el} /a		
P1	Photovoltaik	Alters und Pflegeheim	31	27'900	22.04.2010	fertig
P2	Photovoltaik	Parkhaus Kurzentrum	60	54'000	29.04.2010	fertig
P3	Photovoltaik	Röm. Kath. Kirche	25	22'500	Mitte 2011	Abklärung
P4	Photovoltaik	Bezirksgericht	11	9'900	-	zurückgestellt
P5	Photovoltaik	Baugenossenschaft Zähringer	29	26'100	21.12.2010	fertig
P6	Photovoltaik	MFH, Gartenweg 12				canceled
P7	Photovoltaik	EFH, L'Orsa-Strasse 19	10	8'640	01.10.2010	fertig
P8	Photovoltaik (Panatron-Ziegel)	EFH, Gartenweg 50				canceled
P9	Photovoltaik	MFH, Zürcherstrasse 1	ca. 5			canceled
P10	Photovoltaik	EFH, Roberstenstrasse 50a	ca. 4			canceled
P11	Photovoltaik	MFH, Lindenstrasse 32	ca. 4			canceled
P12	Photovoltaik	evang. Ref. Kirche				canceled
W1	Leichtwind-Anlage	EFH, Jakob-Strasser-Weg 1	3	3'000		in Planung
W2	Kleinst-Leichtwind-Anlagen	3 Standorte auf Kandelaber	je 0.5	750		Abklärung
B1	Erdgas-BHKW	Alters- und Pflegeheim	48	278'400	21.12.2010	fertig
B2	Erdgas-BHKW	Schulhaus Robersten	90	198'000	22.12.2010	fertig
B3	Erdgas-BHKW	MFH (7 Parteien)				canceled
B4	Erdgas-BHKW	Genossenschaft Lindenpark				canceled
KWK	WWKW	Stadt Rheinfelden	11	32'000		Abklärung

Stand: 28.02.2011
gesichert
wahrscheinlich

Tab. 1 Zusammenstellung der für VEiN evaluierten Anlagen.

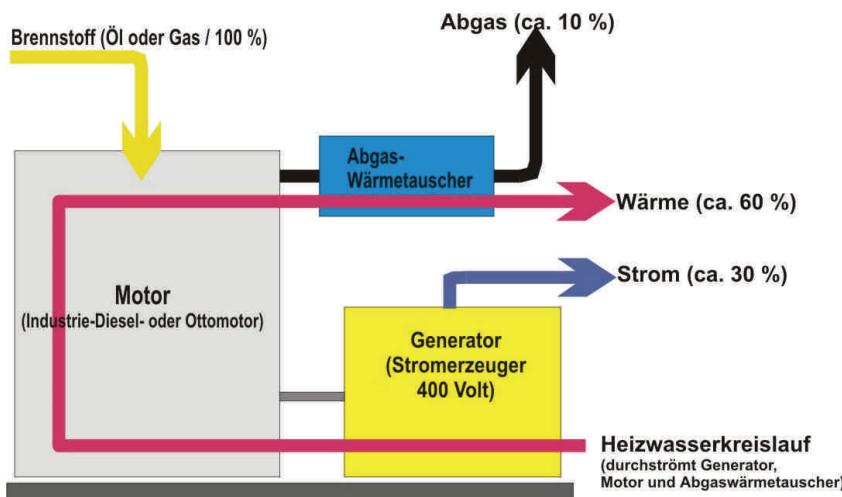


Abb. 4 Prinzipielle Energieflüsse eines BHKW.

der Wärme-Kraft-Kopplung. Ein Verbrennungsmotor (Diesel- oder Gasmotor; Gasturbine) treibt einen Generator an, der Strom erzeugt (Kraft). Die dabei entstehende Abwärme wird zur Wärmeerzeugung genutzt (Wärme).

Der Aufstellungsort befindet sich vorzugsweise in unmittelbarer Nähe des Wärmeversuchs. Der Betrieb des BHKW richtet sich in der Regel nach dem Wärmebedarf, man spricht von einem wärmegeführten Betrieb. Falls die Möglichkeit besteht, die Wärme in einen Wärmeverbund einzuspeisen, kann das BHKW auch stromgeführt betrieben werden, d.h. die Anlage wird zur Hauptsache für die Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt. Im Projekt VEiN sind aktuell zwei BHKWs installiert.* Das BHKW im Alters- und Pfle-

geheim Lindenstrasse in Rheinfelden dient der Wärmeerzeugung und produziert entsprechend dem Wärmebedarf der Liegenschaft elektrische Energie. Die Betriebszeiten betragen je nach Wärmebedarf zwischen 4000 bis 4500 Stunden pro Jahr.

Das zweite BHKW befindet sich in der Schulanlage Robersten. Es ist eine Occasionsanlage installiert worden, da diese Anlage nur für die Dauer des Projektes betrieben wird. Die Heizzentrale der Schulanlage Robersten ist an das lokale Fernwärmennetz angeschlossen. Entspre-

chend wird das BHKW im Rahmen des Projektes stromgeführt betrieben. Aus Sicht des Projektes, d.h. für die dezentrale Einspeisung von elektrischer Energie ins Verteilnetz, entspricht dies dem Idealfall.

Die BHKW-Aggregate und die zugehörige Peripherie konnten an beiden Standorten in die bestehenden Räumlichkeiten der Heiztechnik installiert werden. Beim Alters- und Pflegeheim wurde die autonome Erdölfeuerung entfernt und anstelle der Feuerung und des Öltanks wurden das BHKW sowie ein Gasheizkessel, als Wärmeredundanz, eingesetzt. Die elektrische Leistung des BHKWs beträgt 48 kW.

Beim Schulhaus Robersten erfolgt die Wärmeversorgung ganzheitlich über den Wärmeverbund. Das BHKW konnte im Heizkeller installiert werden und speist die Wärme direkt in den Wärmeverbund ein. Die elektrische Leistung des BHKWs beträgt 90 kW. Nach dem Abschluss des Projektes VEiN soll für das in der Schulanlage Robersten installierte BHKW ein anderer Einsatzort gefunden werden.

Anbindung an die TS Kreuzmatt

Die beiden BHKWs sind auf den gleichen Transformator in der TS Kreuzmatt aufgeschaltet. Weiter ist das Gebäude des Alters- und Pflegeheims über die gleiche Hauptleitung wie das BHKW im Alters- und Pflegeheim mit der TS Kreuzmatt verbunden.

Beim Schulhaus Robersten erfolgte die elektrische Einbindung direkt auf die nächste Kabelkabine und ist mit einer Hauptleitung über mehrere Kabelkabinen mit der TS Kreuzmatt verbunden. Diese Konstellation ist für die Beantwortung einiger Fragestellungen des Projektes optimal, erfordert aber eine entsprechende Überwachung der Leis-

* s. Bericht S. 743



Abb. 5 Photovoltaik-Anlage des Alters- und Pflegeheim Rheinfelden, 31 kW_p, Inbetriebnahme Mai 2010.

tungen, um Versorgungsunterbrüche zu vermeiden zu können.

Mini-BHKW

Die Möglichkeiten für den Einbau von Mini-Blockheizkraftwerken, die insbesondere im Bereich der Einfamilienhäuser zum Einsatz kommen,

werden abgeklärt. Diesbezüglich werden Rundschreiben an die Einfamilienhausbesitzer versendet.

4.3 Photovoltaik

Unter Photovoltaik versteht man die direkte Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie

mittels Solarzellen. Seit 1958 ist sie zur Energieversorgung der meisten Raumflugkörper im Einsatz. Inzwischen wird sie auch auf der Erde zur Stromerzeugung eingesetzt und findet Anwendung auf Dachflächen, bei Parkscheinautomaten, in Taschenrechnern, an Schallschutzwänden und auf Freiflächen.

Im Projekt VEiN geht es primär um Anlagen auf Dachflächen. Auf drei Gebäuden, alle mit einem Flachdach, konnten bisher Anlagen mit einer Gesamtfläche von 2290 m² realisiert werden. Diese drei grossen Anlagen wurden von der AEW Energie AG im Rahmen ihres Contractingprogrammes erstellt. Mit den Liegenschaftsbetreibern wurden Dachnutzungsverträge, die eine einmalige Standortentschädigung enthalten, abgeschlossen.

Eine kleinere Anlage mit 80 m² wird als integrierte Lösung von einem privaten Liegenschaftsbetreiber in ein Schrägdach eingebaut. Aus dem Projekt VEiN wird die Anlage mit einem Kostenbeitrag unterstützt, befindet sich aber ausschliesslich im Eigentum und der Verantwortung des Liegenschaftsbesitzers. Im Gegenzug erhält VEiN während der Projektdauer das Recht, die Messdaten aus der Produktionsmessung (*Smart Meter*) zu verwenden, sowie die Möglichkeit, nach Abstimmung mit dem Eigentümer, die Anlage ferngesteuert aus- und einzuschalten.

Die Gesamtleistung aller Photovoltaikanlagen beträgt zurzeit 130 kW_{peak}.

Die auf den Flachdächern installierten Photovoltaikanlagen werden aufgeständert ausgeführt. Die Ausrichtung der Paneele erfolgt, der besseren Dachausnutzung wegen, parallel zum Grundriss. Umliegende Bäume bewirken beim Alters- und Pflegeheim sowie beim Parkhaus Kurzentrum Teilverschattungen in den äusseren Bereichen. Der Winkel der Aufständerung beträgt generell 20°. Die Ausführung beim Alters- und Pflegeheim zeigt Abbildung 5.

4.4 Windanlagen

Topographisch liegt Rheinfelden bezüglich Windverhältnissen für die Produktion dezentraler Energie nicht optimal (Abb. 6).

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

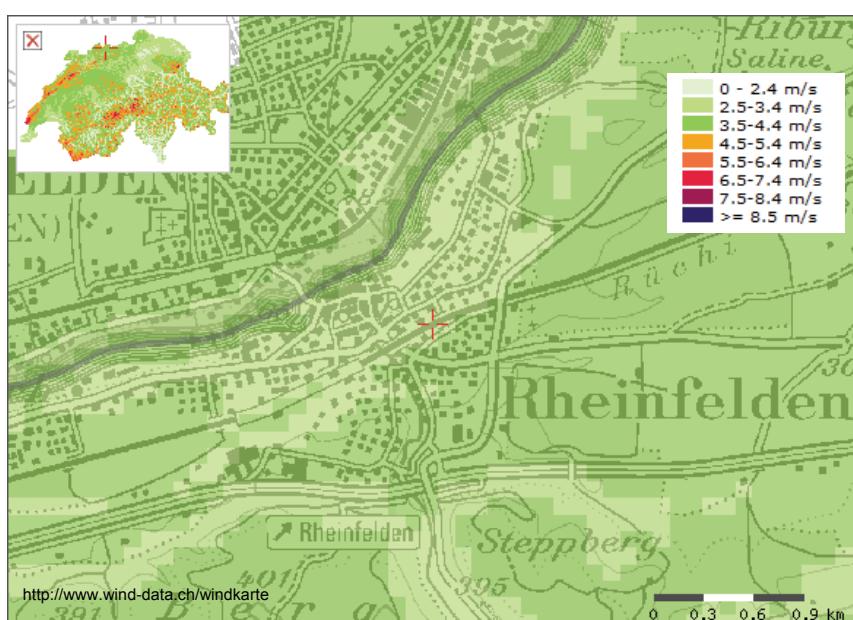


Abb. 6 Ausschnitt aus der Windenergie-Karte der Schweiz.

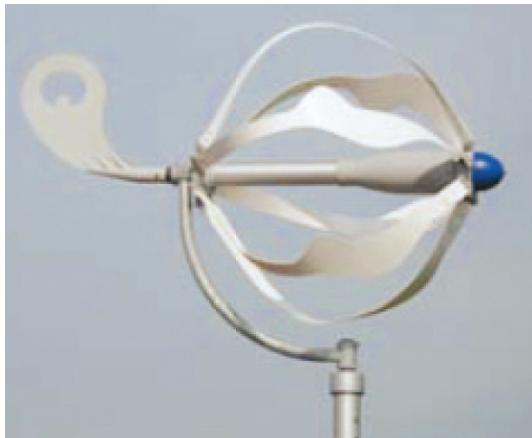


Abb. 7 Energy Ball V100.

Um den Aspekt «Wind» im Projekt berücksichtigen zu können, ist der Einbau von insgesamt vier Kleinwindanlagen geplant.

Anlagentypen

Zum Einsatz gelangen sollen drei kugelförmige Windturbinen vom Typ Energy® Ball V100 (Abb. 7). Dieses Produkt kann «ab Stange» von jedermann gekauft werden und über das mitgelieferte Anschlusskabel direkt an einer Steckdose angeschlossen werden. Der Energy Ball V100 erzeugt eine maximale Leistung von 0,5 kW. Er weist einen Durchmesser von 1,1 m und eine Länge von 1,9 m auf und wiegt 30 kg. Der Anschluss ans Netz erfolgt einphasig mit 230 VAC. Für die Produktion von elektrischer Energie sind Windgeschwindigkeiten zwischen 2 m/s und 14 m/s erforderlich.

Die vierte Anlage ist eine Windturbine mit einem H-Rotor. Bei dieser Turbine stehen drei aerodynamisch optimal geformte, sehr leichte Flügel aufrecht und drehen um eine vertikale Achse. Vorteile dieser Anordnung sind unter anderem das selbstständige Anlaufverhalten schon bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten und geringe Lärmemissionen, da der Wind mit konstanter Geschwindigkeit über die ganze Flügelspannweite strömt. Maximal wird eine Leistung von 3 kW erzeugt. Der H-Rotor weist einen Durchmesser von 2 m und eine Länge von 3 m auf und wiegt 250 kg ohne Mast. Der Anschluss ans Netz erfolgt einphasig mit 230 VAC. Für die Produktion von elektrischer Energie sind Windgeschwindigkeiten zwischen 2 m/s und 12 m/s erforderlich.

Rahmenbedingungen

Für alle Windanlagen muss eine ordentliche Baubewilligung erteilt werden. Das Baubewilli-

gungsverfahren wird durch einen Architekten begleitet und wird in Angriff genommen, sobald seitens der Grundbesitzer alle Standortzusicherungen erteilt wurden, um die Windkraftanlagen gesamthaft bei der Behörde einreichen zu können.

4.5 Kleinwasserkraft

Das Versorgungsgebiet der TS Kreuzmatt wird in nordwestlicher Richtung vom Magdenbach begrenzt. Der Magdenbach könnte für die Installation eines Kleinwasserkraftwerkes im Rahmen von VEiN genutzt werden. Der Kanton Aargau erteilt in der Regel für sogenannte Pico-Kraftwerke keine Konzessionen, um die ohnehin schon stark genutzten Aargauer Gewässer zu schützen. Eine Begründung ist auch, dass Pico-Kraftwerke keinen Beitrag an die Stromversorgung leisten, der von öffentlichem Interesse ist, und dass sie zudem ökologische Nachteile nach sich ziehen.

Für das Projekt VEiN wäre aber eine dezentrale Energieproduktion durch Wasserkraft eine willkommene Ergänzung, würde dies doch eine

weitere erneuerbare Energieproduktion abdecken.

Um die ökologischen Nachteile eines herkömmlichen Wasserkraftwerkes zu reduzieren, hielt man nach neuartigen Kleinwasserkraftwerken Ausschau und ist dabei auf das Wasserwirbelkraftwerk gestossen (Abb. 8). Seine Technik ist nicht mit einem herkömmlichen Kleinwasserkraftwerk zu vergleichen. Sie beruht auf einem Becken mit einem zentralen Abfluss. Darüber bildet sich ein Wasserwirbel, der mithilfe der Schwerkraft bzw. der Höhendifferenz einen langsam drehenden Rotor bewegt. Dieser treibt den Generator an, der den Strom produziert und ins Netz einspeist. Die innovative Technologie eines Wasserwirbelkraftwerks stellt für Fische keine Gefahr dar. Sie können das Kleinkraftwerk sowohl stromaufwärts als auch stromabwärts gefahrlos passieren. Ausserdem findet eine Belüftung des Wassers statt, womit die Selbstreinigung des Wassers durch Mikroorganismen gefördert wird. Ein Wasserwirbelkraftwerk weist somit keine ökologischen Nachteile auf.



Abb. 8 Wasserwirbelkraftwerk in Obergrafendorf (A).

Um die Realisierbarkeit eines Kleinwasserkraftwerks am Magdenbach abzuklären, wurde eine Studie in Auftrag gegeben. Die Studie zeigt, dass übers Jahr mit einer elektrischen Durchschnittsleistung von 3,5 kW gerechnet werden kann, was einer jährlichen Produktion von ca. 30 000 kWh entspricht.

Unter den speziellen Umständen des Projektes VEiN, die bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer dezentralen Energieerzeugungsanlage im Versorgungsgebiet der TS Kreuzmatt gelten, d.h. dass aus der Sicht des Projektes VEiN die Wirtschaftlichkeit einer Anlage von untergeordneter Bedeutung ist, soll das Projekt Wasserwirbelkraftwerk am Magdenbach weiterverfolgt werden.

Eine wichtige Voraussetzung bei einer allfälligen Realisierung des Wasserwirbelkraftwerks ist die Sicherstellung des Betriebs und Unterhalts der Anlage über die Projektlaufzeit hinaus. Hierzu müssen verschiedene Varianten geprüft werden. In Betracht kommen dabei allenfalls Lösungen mit der Stadt Rheinfelden, der AEW Energie AG als lokales Energieversorgungsunternehmen oder der Genossenschaft «Wasserwirbelkraftwerke Schweiz».

4.6 Zusätzliche temporäre Einspeisungen

Für einzelne Versuche im Rahmen des Projektes VEiN werden zusätzlich zu den im Versuchsnetz installierten DEA weitere Einspeisungen erforderlich sein. Dafür werden Notstromaggregate eingesetzt, die temporär über Kabelkabinen ins NS-Netz einspeisen werden.

5 Projektphasen

Das Projekt VEiN ist in mehrere Phasen mit unterschiedlichen Anforderungen an den Netzbetrieb unterteilt (*Tab. 2*).

In den Phasen 1a «Basis» und 1b «Progress» werden die Grenzen bestimmt, ab welcher Menge von installierter DEA-Leistung die einzelnen Anlagen nicht mehr sich selbst überlassen werden können, sondern ein Anlagenverbund, Änderungen in der Netzstruktur, Anpassungen im Netzschatz und eine übergeordnete Steuerung notwendig werden. Die entsprechenden Fragestellungen des Projektes werden in dieser Phase beantwortet. In der Phase 1a wird zudem ein Vergleich zwischen den rechnerischen Resultaten der vermehrten Einspeisung und den gemessenen Resultaten aus dem Feld-

versuch durchgeführt. Daraus werden aktualisierte Modelle für zukünftige Netzsimulationen mit dezentralen Einspeisungen abgeleitet.

In der Phase 2 «Ultra» werden neue Netzelemente in das Netz aufgenommen und soweit sinnvoll eine Automatisierung der DEA und des Netzes mittels der Leittechnik realisiert. Für die Automatisierung werden Algorithmen erforderlich sein, die aus der Mitarbeit mit den Hochschulen hervorgehen.

Die Phase 3 «Extremis» betrifft hauptsächlich den Inselbetrieb mit den grossen Herausforderungen der Frequenzhaltung und der unterbrechungsfreien Rücksynchronisation auf das Vorliegernetz.

Mit dem Projekt VEiN werden betreffend das Niederspannungsnetz in den einzelnen Phasen die Fragen zu folgenden Themen beantwortet:

Projektphase 1 «Basis» und «Progress»

- Struktur und Führung des Niederspannungsnetzes
- Vergleich der Berechnungen mit den Messresultaten im Feldversuch
- Betriebsoptimierungen durch DEA
- Versorgungsqualität
- Lastflussumkehr
- Vorschriften und Normen
- Netzkosten in der Energieübertragung
- Verlusteinsparungen
- praktische Betriebsprobleme
- Schutz-, Überwachungs- und Leitsysteme
- Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung

Projektphase 2 «Ultra»

- Leittechnik mit Funktionen zur Automatisierung
- vermaschtes NS-Netz

Elemente	Anlagen-typ	Anlagen-betrieb	Netz-struktur	Netz-schutz	Messen	Leit-technik	Mitarbeit ETH/FH
P1a «Basis»	Notstrom, Photovoltaik, Wärme-Kraft-Kopplung	Stand Alone	Stern, Ring offen	Anlagenschutz		Visualisierung	–
P1b «Progress»	Brennstoffzellen etc.	Verbund	Ring geschlossen	+ Netzschatz	+ Spannung, Strom	Steuerung	(+)
P2 «Ultra»	Speicher, USV-Anlagen etc.		vermaschtes Netz			Automatisierung	+
P3 «Extremis»			Inselbetrieb		+ Frequenz		++

Tab. 2 VEiN-Projektphasen.

Projektphase 3 «Extremis»

- Inselbetrieb, als Option, wenn technisch machbar

Zudem werden im Rahmen des Projektes VEiN Betriebserfahrungen und besondere Ereignisse dokumentiert, analysiert und beurteilt.

6 Überwachung von Netz und Anlagen

6.1 Messung der Netzqualität

Die Netzqualität im NS-Netz der TS Kreuzmatt wird intensiv überwacht. Dafür wurden im Rahmen von VEiN im NS-Netz mehrere Power/Quality (P/Q)-Messgeräte UMG 605 installiert und auf einen zentralen Rechner aufgeschaltet.

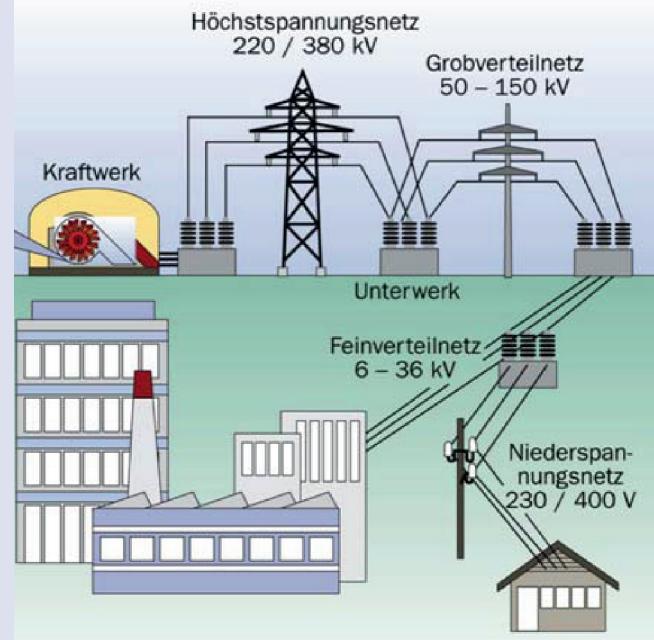
Die P/Q-Messgeräte wurden in der Trafostation, im NS-Netz bei den Verteilkabinen und bei den dezentralen Erzeugungsanlagen installiert, um allfällige Abweichungen der Netzqualität von der Norm zu erkennen und zu registrieren. Mit den P/Q-Messgeräten werden auch die Lastflüsse im NS-Netz gemessen und im zentralen Rechner gespeichert.

6.2 Leitsystem für das Projekt VEiN

Im Rahmen des Projektes VEiN ist für das NS-Netz TS Kreuzmatt auch ein Leitsystem erstellt worden. Damit können die Produktion

und die Betriebszustände der einzelnen dezentralen Erzeugungsanlagen überwacht und gesteuert werden. Zusätzlich zu den DEA werden auf dem Leitsystem auch die Trafostation, das NS-Netz und die Verteilkabinen sowie an ausgewähl-

ten Punkten im Netz die Messwerte Strom, Spannung und Leistung visualisiert. Allfällige von den P/Q-Messgeräten detektierte Abweichungen der Netzqualität von der Norm werden ebenfalls dargestellt und im Leitsystem gespeichert.



Quelle: VSE

Vom Kraftwerk zum Kunden

Eine Begriffserläuterung

Das Schweizer Stromnetz unterteilt sich in **Hochspannungsnetz** für den (Fern-)Transport, in Mittelspannungsnetz für die Grobverteilung und in **Niederspannungsnetz NS** für die Feinverteilung zum Endkunden, dabei handelt es sich um Wechselstrom (*Alternative Current AC*) mit niedrigerer Spannung (230 oder 400 Volt).

Die Umwandlung von Hoch- auf Mittel- und Niederspannung (oder umgekehrt vom Niederspannungsnetz ins Hochspannungsnetz) erfolgt in **Unterwerken UW** und in **Transformatorenstationen TS**.

Im Projekt VEiN erfolgt die Stromeinspeisung zusätzlich zur Einspeisung ab den Kraftwerken ins Hochspannungsnetz, auch von **Dezentralen Energieerzeugungsanlagen DEA** in das Niederspannungsnetz.

Wird im Niederspannungsnetz jedoch weniger Leistung (oder im umgangssprachlichen Sinn «Strom») ver-

braucht, als mit den DEA produziert wird, so führt dies zu einer **Lastflussumkehr**. Dies bedeutet, dass der restliche von den Endverbrauchern nicht benötigte Strom über die Transformatorenstation ins Mittelspannungsnetz zurückfliesst, wo er an andere Endverbraucher weitergeleitet wird. Man spricht auch schon von Lastflussumkehr, wenn der im Niederspannungsnetz produzierte Strom von einem Ort via die Transformatorenstation an einen andern Ort im gleichen Niederspannungsnetz fliesst, ohne dass dabei eine Rücklieferung ins Mittelspannungsnetz erfolgt.

Der **Inselbetrieb** beschreibt einen weiteren Betriebsmodus, dabei wird das mit DEA versorgte Niederspannungssegment von den anderen Netzbereichen wie benachbarte Niederspannungsnetze oder dem nächsthöheren Mittelspannungsnetz abgekoppelt.

Eine **Sammelschiene** ist ein Knotenpunkt von Leitungen, der als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dient, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.

In der **Kabelkabine** kommen die Leitungen verschiedener Niederspannungsanschlüsse zusammen, sie bildet somit einen Knotenpunkt im Niederspannungsnetz.

Power/Quality-Messgeräte oder **P/Q-Messgeräte** sind Messgeräte zur Erfassung von Strom, Spannung und Leistung sowie der Netzqualität mit hoher Auflösung. Die Messung der Netzqualität macht Aussagen zur Qualität der Spannung und des Stromes und somit über allfällige Beeinflussungen der an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Geräte der Endverbraucher.

7 Vorgehen zur Resultatfindung

Mit dem Projekt VEiN sollen Antworten zu den in Kapitel 5 aufgeführten Fragestellungen gefunden werden. Mit dem aktuellen Betrieb der DEA, bei dem jede Anlage autonom, nach deren eigenen Steuerungsvorgaben, produziert, werden die Antworten auf die Fragestellungen wohl nur zufällig geliefert, falls eine spezielle Konstellation zwischen den Anlagen auftritt. So erzeugen z.B. PV-Anlagen elektrischen Strom, wenn die Intensität der Sonneneinstrahlung ausreichend gross ist, und BHKW erzeugen üblicherweise elektrischen Strom, wenn ein Wärmebedarf vorhanden ist. Wieweit dies gemeinsam erfolgt, ist wie bereits erwähnt zufällig.

Um gezielt Antworten auf die Fragestellungen von VEiN zu erhalten, werden Testszenarien ausgearbeitet, mit denen entsprechende aussagekräftige Situationen im NS-Netz mit DEA provoziert werden. Für die Beantwortung der Fragestellungen in den Phasen Basis und Progress von VEiN wurden die folgenden Testszenarien entworfen:

- Grenzen der Einspeisung

Die Einspeisung wird mit maxi-

maler DEA-Leistung und zusätzlichen Notstromaggregaten forciert, um die maximale mögliche Einspeisung zu bestimmen.

- Unsymmetrie

Die Wechselrichter der Photovoltaikanlagen speisen lediglich in einer Phase ein, um zu erkennen, wo die Grenzen der unsymmetrischen Einspeisung liegen.

- Trafoparallelschaltung

Das Verhalten bei erhöhter Trafoleistung durch Parallelschaltung und forcierte Einspeisung wird untersucht.

- Gesamtlast mit einem Trafo

Das Verhalten bei einem stark belasteten Transformator und forcierte Einspeisung wird untersucht.

- Steuerung der eingespeisten Leistung

Mit einem optimierten Einsatz der DEA soll die Netzqualität und der Lastfluss im NS-Netz verbessert werden.

- Ausfälle von DEA

Die Auswirkungen auf das NS-Netz beim Ausfall von DEA werden untersucht.

- Abtrennung mit Teilnetzen von DEA

Das Verhalten der DEA bei Netzbrennungen wird getestet und überprüft, ob eine ungewollte Inselbildung vermieden wird.

Zurzeit werden die Testszenarien im Detail ausgearbeitet und vor der Durchführung die zu erwartenden Resultate mittels rechnergestützten Simulationen abgeschätzt. Die ersten Testszenarien im NS-Netz werden im Herbst/Winter 2011 durchgeführt.

Literaturverzeichnis

- [1] Schnyder, G.; Mauchle, P.; Höckel, M.; Lüchinger, P.; Fritz, O.; Häderli, Ch.; Jaggy, E. (2003): Zunahme der dezentralen Erzeugungsanlagen in elektrischen Verteilnetzen, Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität.
- [2] Schnyder, G. (2005): Dezentrale Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen (Machbarkeitsstudie), Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität.
- [3] Schnyder, G. (2007): Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetzen «VEiN», Unterlagen für die Finanzakquisition zur Projektphase, Projektdokument.
- [4] Mauchle, P. (2008): VEiN – Forschungsprojekt zur Klärung der Auswirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen auf die elektrischen Verteilnetze, Konkretisierung des Vorgehens zur Resultaterreichung, Projektdokument.
- [5] Bühler, P.; Schnyder, G. (2008): Vorprojekt VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze, Schlussbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität.
- [6] Schnyder, G. (2009): Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze «VEiN», Pilotprojekt, Jahresbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität.
- [7] Caldelari, R. (2010): VEiN – Literaturrecherche zu Projekten mit dezentralen Einspeisungen, Projektdokument.
- [8] Schnyder, G. (2010): Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze «VEiN», Pilotprojekt, Jahresbericht BFE Forschungsprogramm Elektrizität.

Keywords

Dezentrale Energieerzeugung – BHKW – Niederspannungsnetz

Autor

Peter Mauchle
Schnyder Ingenieure AG
Bösch 23
CH-6331 Hünenberg
Tel. +41 (0)41 784 54 54
peter.mauchle@sing.ch