



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Erneuerbare Energien

Schlussbericht vom 9. Mai 2016

Smart Grid Eich

Zentrale Regelung von Photovoltaik- Wechselrichtern



© EBL 2016



Basler & Hofmann

Datum: 9. Mai 2016

Ort: Bern

Auftraggeberin:

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

Kofinanzierung:

EBL (Genossenschaft Elektra Baselland), 4410 Liestal

Auftragnehmer/in:

Basler & Hofmann AG
Forchstrasse 395
8032 Zürich
www.baslerhofmann.ch

Autor/in:

Christof Bucher, Basler & Hofmann AG, christof.bucher@baslerhofmann.ch

BFE-Bereichsleitung: Calisesi Yasmine, Leiterin Pilot- und Demonstrationsprogramm, Bundesamt für Energie, Sektion Cleantech, Tel. +41 58 462 53 21,
yasmine.calisesi@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Stefan Nowak, Leiter Forschungsprogramm Photovoltaik, NET Nowak Energy & Technology Ltd., Tel. +41 26 494 00 30,
stefan.nowak@netenergy.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501094-01

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

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

In der Überbauung Eich in Frenkendorf (BL) wurden im Jahr 2012 29 Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) mit einer Gesamtleistung von 134 kWp resp. einer Wechselrichterleistung von 131 kVA installiert. Das Niederspannungs-Verteilnetz kann jedoch nach gängiger Berechnungspraxis nur knapp 80 kW Wirkleistung aufnehmen, ohne dass die Netzspannung unzulässig ansteigt.

Im Projekt Smart Grid Eich (SGE) wurde ein neuartiges Regelsystem entwickelt und getestet, welches die Blindleistung der PV-Anlagen dynamisch regelt und bei Bedarf die Wirkleistung begrenzt. Dank diesem System konnte auf einen Netzausbau verzichtet werden, ohne dass mehr als 0.3 % der Solar-energie abgeregelt wurde. Das System wurde im Jahr 2014 in Betrieb genommen und im Jahr 2015 überwacht und optimiert.

Résumée

Sur les bâtiments du lotissement Eich à Frenkendorf (BL) ont été installées des panneaux photovoltaïques avec une puissance de 134 kWp, respectivement une puissance de l'onduleur de 131 kVA. Le réseau de distribution basse-tension ne peut toutefois pas, selon les estimations pratiques courantes, admettre une puissance effective de plus 80 kW sans que la tension réseau dépasse un seuil admissible.

Dans le cadre du projet Smart Grid Eich (SGE), un nouveau système de réglage a été développé et testé, permettant un contrôle dynamique de la puissance réactive des panneaux photovoltaïques, et si besoin une limitation de la puissance effective. Grâce à ce système, une extension du réseau a pu être évitée, sans que l'énergie solaire soit diminuée de plus de 0.3%. Ce système a été mis en service en 2014, et surveillé et optimisé en 2015.

Abstract

In 2012, 29 photovoltaic power plants have been built in the Eich neighbourhood in Frenkendorf (BL). The nominal DC power of the PV plants was 134 kWp, the AC inverter power 131 kVA. However, the low voltage distribution grid could only host 80 kW due to voltage constraints.

A control system has been set up to control the reactive power output of the PV systems and to limit active power curtailment if necessary. Using this system, grid reinforcement was not necessary. The curtailed energy was about 0.3 %. The system was commissioned in 2014 and operated and optimised in 2015.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumée	3
Abstract	3
Inhaltsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	6
1. Ausgangslage	7
1.1. Massnahmen zur Einhaltung der Spannungstoleranz	7
2. Ziel der Arbeit	8
3. Grundlagen – Randbedingungen	9
3.1. Übersicht Quartier Eich	9
4. Konzept – Anlagenbeschrieb	11
4.1. Regelungskonzept	11
4.2. Eingesetzte Komponenten.....	13
4.2.1. Bestehende Komponenten	13
4.2.2. Neue Komponenten	14
5. Vorgehen / Methode	15
6. Ergebnisse / Erkenntnisse	16
6.1. Betriebserfahrungen.....	16
6.1.1. Herausforderung Kommunikation	16
6.2. Messergebnisse	17
6.2.1. Last- und Regelungsprofile	17
6.2.2. Statistik der Regelungsstufen	19
6.2.3. Wirkung der Blindleistungsregelung	20
6.2.4. Schieflast.....	20
6.2.5. Fehlerstatistik	21
6.3. Energieertragsberechnungen	22
6.3.1. Methode der Energieertragsberechnung	22
6.3.2. Ergebnisse der Energieertragsberechnung	23
6.4. Maximale Spannungs- und Leistungswerte	24
7. Dissemination	25
8. Diskussion / Würdigung der Ergebnisse / Erkenntnisse	26
9. Schlussfolgerungen	27



10. Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss.....	28
11. Referenzen.....	29
Anhang: Studie Lastmanagement	30
Einleitung	30
Situationsbeschreibung	30
Methodik, Simulationsalgorithmen	31
Nachbetrieb	32
Tagbetrieb	32
Allgemeine Simulationsparameter	33
Resultate und Interpretation	34
Interpretation	34



Abkürzungsverzeichnis

- AC Alternating Current (Wechselstrom)
APC Active Power Curtailment (Wirkleistungsbegrenzung)
DC Direct Current (Gleichstrom)
EBL Genossenschaft Elektra Baselland, Energieversorger
HAK Hausanschlusskasten
kWp Kilowatt-Peak, DC-Nennleistung eines PV-Generators
PV Photovoltaik
P+D Pilot- und Demonstration
RPC Reactive Power Control (Blindleistungsregelung)
SGE Smart Grid Eich, Projektname des vorliegenden Projekts



1. Ausgangslage

Die Überbauung Eich in Frenkendorf besteht aus acht Wohngebäuden (Haus A bis Haus H), welche jeweils fünf bis sieben Eigentumswohnungen beinhalten. Die einzelnen Wohnungen sind nebeneinander angeordnet und verfügen deshalb über je eine eigene Dachfläche.

Im Jahr 2012 wurde auf rund zwei Drittel dieser Dachflächen eine PV-Anlage mit einer Leistung von vier bis sechs Kilowatt installiert. Die Gesamtleistung aller Anlagen im Projektperimeter (Haus B bis Haus H) summierte sich auf 131 kVA (AC-Leistung der Wechselrichter). Berechnungen der EBL haben gezeigt, dass nur rund 80 kW ins Netz eingespeist werden dürfen, damit die Netzspannung nicht mehr als 3% angehoben würde. Gemäss DACHCZ-Regeln [1] ist die Überschreitung dieser 3% nicht zulässig, weshalb die EBL verschiedene Massnahmen zur Einhaltung dieser Grenzwerte geprüft haben.

Damit die Netzstabilität jederzeit gewährleistet werden konnte, wurden die PV-Anlagen nach Inbetriebnahme bis zur Umsetzung der spannungsstabilisierenden Massnahmen fix auf 60% der Nennleistung begrenzt. Damit verbunden waren nach Berechnungen der EBL Energieertragseinbussen von rund 6%.

1.1. Massnahmen zur Einhaltung der Spannungstoleranz

Zur Einhaltung der Spannungstoleranz wurden von der EBL vier Massnahmen geprüft:

1. Klassischer Netzausbau
2. Dynamische Blindleistungsregelung (Reactive Power Control RPC) und Wirkleistungsreduktion (Active Power Curtailment APC)
3. Lastmanagement mit Elektroboilern und den PV-Anlagen
4. Quartierakku

Aufgrund der Investitions- und Betriebskostenschätzungen, der erwarteten technischen Auswirkungen sowie dem Zukunftspotenzial wurde die Massnahme 2 (APC und RPC) zur Umsetzung weiterverfolgt.

Zum Zeitpunkt des Projektstarts im Jahr 2014 fehlten in der Schweiz Erfahrungen mit Wirk- und Blindleistungsregelungen von einer grossen Anzahl an PV-Anlagen, welche individuell ins Netz einspeisen. Aus diesem Grund wurde das Projekt als Pilot- und Demonstrationsprojekt (P+D) vom BFE gefördert.



2. Ziel der Arbeit

Im Rahmen des P+D-Projekts werden folgende fünf Ziele festgehalten:

1. **Verhinderung Netzausbau:** Der Solarstrom soll ins Netz eingespeist werden können, ohne dass dieses verstärkt werden muss.
2. **Reduktion Ertragsverlust:** Der Ertragsverlust von 6% der Energie bei statischer Abregelung der PV-Anlagen auf 60% soll um mindestens einen Drittelpunkt auf 4% reduziert werden.
3. **Demonstration Kosteneinsparung für Folgeprojekte:** Das Projekt soll aufzeigen, dass gegenüber dem Netzausbau auf lange Sicht (d. h. insbesondere bei der Ausweitung auf weitere Netzgebiete) Kosten eingespart werden können.
4. **Rolle der Kommunikation von Netzbetreiber zu PV-Anlage aufzeigen:** Es soll aufgezeigt werden, ob und wie die Kommunikation zwischen Netzbetreiber und PV-Anlage gelöst werden kann; welche Chancen und Herausforderungen sich dabei ergeben.
5. **Sicherstellung Netzstabilität:** Durch das Pilotprojekt darf die Netzstabilität zu keiner Zeit beeinträchtigt werden.



3. Grundlagen – Randbedingungen

Diverse Grundlagen und Randbedingungen grenzen den Spielraum des Projekts ein. Diese werden in der folgenden Liste aufgestellt:

- Bestehende PV-Anlagen: Die PV-Anlagen sind bereits erstellt, die Wechselrichter sind mehrheitlich vom Typ Piko 4.2 und Piko 5.5 von Kostal. Diese verfügen über eine Schnittstelle (4 Binär-Kontakte) zur Fernsteuerung der Wechselrichter. Eine lokale (dezentrale) spannungsgeführte Blind- oder Wirkleistungsregelung kann nicht implementiert werden. Die Wechselrichter speisen den Strom 3-phasisch ins Netz ein. An den Wechselrichtern sollen keine wesentlichen Modifikationen vorgenommen werden (lediglich Konfigurationsänderungen)
- Die EBL verfügt über eine Rundsteueranlage, welche voraussichtlich noch längere Zeit (>10-20 Jahre) in Betrieb bleibt. Falls eine Kommunikationsschnittstelle für das Smart Grid Eich nötig ist, soll deshalb die Rundsteueranlage dafür verwendet werden. Damit sind zwar nicht dieselbe Funktionalitäten wie mit einem Smart Metering-System und Breitbandkommunikation verfügbar, jedoch sprechen zwei starke Gründe für die Beibehaltung der Rundsteuerung in diesem Projekt:
 1. Die Rundsteuerung ist nicht nur bei den EBL, sondern in weiten Teilen der Schweiz ein Rückgrat Lastregelung und wird dies voraussichtlich an vielen Orten auch noch bleiben.
 2. Ein Systemumstieg nur für das Smart Grid Eich alleine wäre wirtschaftlich nicht effizient.
 3. Die Anforderungen an die Kommunikation werden mit dem bestehenden Rundsteuersystem erfüllt.
- Die technischen Anforderungen nach DACHCZ [1] und nach EN50160 [4] sollen eingehalten werden. Ausgenommen ist die relative Spannungserhöhung von 3% nach DACHCZ, welche im Falle einer dynamischen Regelung durch eine absolute Spannungsobergrenze ersetzt werden darf.
- Zukunftsfähig: Die in diesem Projekt gewählte Lösung soll grundsätzlich auf weitere Netzgebiete ausgedehnt werden können.

3.1. Übersicht Quartier Eich

Das Quartier Eich in Frenkendorf BL besteht aus acht Reiheneinfamilienhäusern A bis H, welche jeweils fünf oder sieben Wohnungen beinhalten. Die Wohnungen in jedem Gebäude werden im Stich ab den Hauptverteilungen in den jeweiligen Gebäuden erschlossen. Die Hauptverteilungen der Gebäude sind ab dem Hausanschlusskasten (HAK) im Gebäude B im Stich erschlossen (Abbildung 1). Das Gebäude B seinerseits wird über eine rund 200 m lange Aluminiumleitung (240 mm²) vom Mittelspannungstransformator im Quartier versorgt resp. speist auf diesen ein.

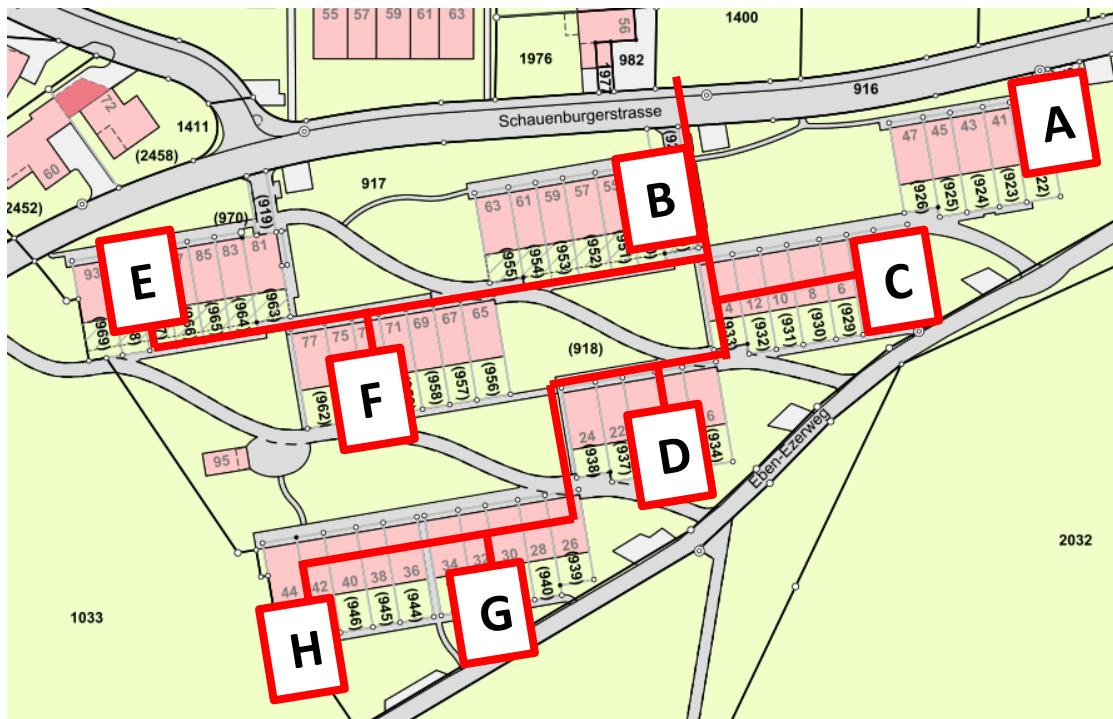


Abbildung 1: Elektrische Erschliessung (Trassen) des Quartiers Eich.

Die Wärmeversorgung des Quartiers erfolgt im Winter über eine Fernwärmeleitung. Im Sommer wird das Trinkwarmwasser dezentral in Warmwasserboiler mit einer Leistung von jeweils 6 kW bereitgestellt. Die Warmwasserboiler werden über die Rundsteuerung kontrolliert.

4. Konzept – Anlagenbeschrieb

In diesem Kapitel wird das Konzept des Smart Grid Eich im Detail vorgestellt. Kapitel 4.1 stellt das Regelungskonzept vor, während die eingesetzten Komponenten in Kapitel 4.2 beschrieben werden.

4.1. Regelungskonzept

Das Regelungskonzept bedient sich des bekannten "Droop Controls", welches in der Elektrizitätswirtschaft insbesondere für die Frequenzregelung (Primärregelung), aber auch für die Spannungsregelung verwendet wird [2]. Die dazugehörige Regelungskennlinie bezieht sich auf die Ausgangsleistung der PV-Wechselrichter und ist in Abbildung 2 dargestellt. Das Verhalten der geregelten Wechselrichter kann wie Folgt beschrieben werden:

1. Ist die Netzspannung tiefer als ein bestimmter erster Grenzwert (z. B. 237 V), so dürfen die PV-Anlagen ihre Leistung unlimitiert ins Netz einspeisen. Der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ ist 1.0.
2. Steigt die Netzspannung über den ersten Grenzwert, so wird die Wirkleistung nach wie vor nicht begrenzt, $\cos(\varphi)$ wird jedoch linear zur Spannungsüberhöhung auf bis 0.9 abgesenkt.
3. Steigt die Netzspannung über einen zweiten Grenzwert, so setzt zusätzlich zur Blindleistungsregelung die Wirkleistungsbegrenzung ein. Linear zur weiteren Spannungsüberhöhung wird die maximal zulässige Wirkleistung der PV-Anlage auf bis zu 60% begrenzt.

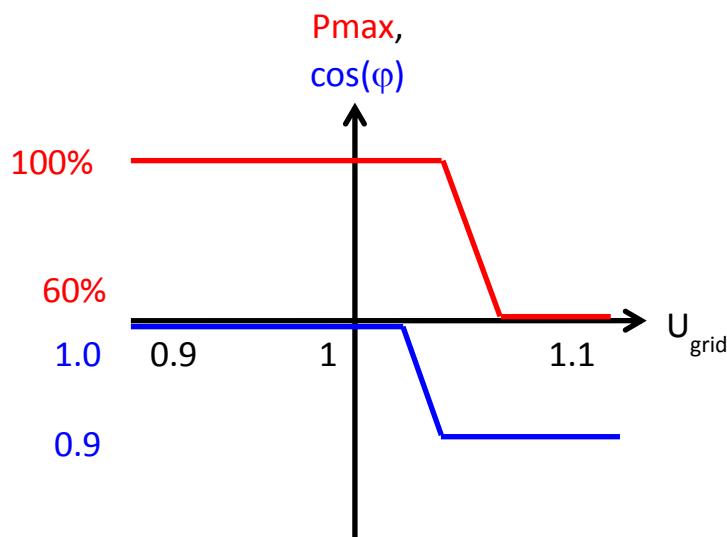


Abbildung 2: Droop Control-Regelung des Smart Grid Eich.

Das Blockdiagramm des Regelkreises ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Regelstrecke besteht vereinfacht aus folgenden fünf Schritten:

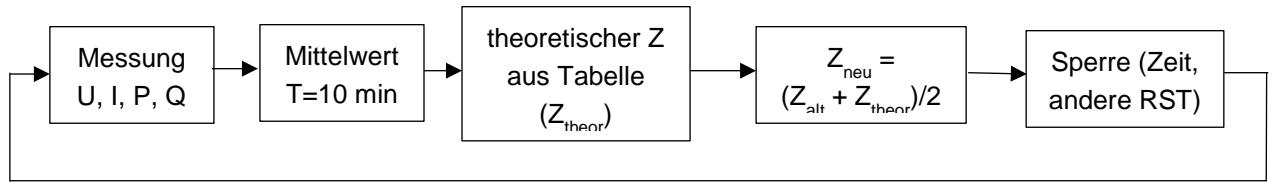


Abbildung 3: Blockdiagramm der Regelung.

1. Die Netzspannung am HAK Eich wird gemessen. Ebenso werden Strom, Wirk- und Blindleistung gemessen und übertragen, diese gehen aber nicht in die Regelung ein.
2. Der gleitende Mittelwert der Spannungsmessung (Durchschnitt der drei Phasen) über die letzten 10 Minuten wird gebildet.
3. Ausgehend von diesem Mittelwert wird der Soll-Zustand des SGE aus Tabelle 1 gelesen.
4. Damit die Regelung nicht schwingt, wird dieser Sollzustand tiefpassgefiltert: Der neue Zustand Z_{neu} entspricht dem Durchschnitt aus dem alten und dem theoretischen Zustand aus der Tabelle.
5. Zur Sicherstellung des Betriebs der Rundsteueranlage für deren primären Verwendungszweck sowie zur Verhinderung von unnötigen Sendungen in der Nacht gibt es Sperrzeiten, zu denen das Signal nicht gesendet werden darf. Zu den anderen Zeiten wird in diesem Schritt das Rundsteuersignal abgeschickt.

Dieser Regelkreis wird einmal pro Minute aufgerufen.

Regelstufe(Z)	Spannung	P	cos(phi)	Bemerkung
8	240.0 V	0.6	0.90 ind.	fail save
7	239.5 V	0.7	0.90 ind.	
6	239.0 V	0.8	0.90 ind.	
5	238.5 V	0.9	0.92 ind.	
4	238.0 V	1	0.94 ind.	P evtl. durch SWR begrenzt
3	237.5 V	1	0.96 ind.	P evtl. durch SWR begrenzt
2	237.0 V	1	0.98 ind.	P evtl. durch SWR begrenzt
1	236.5 V	1	1	

Tabelle 1: Look-Up-Tabelle zur Definition der Regelungszustände.

4.2. Eingesetzte Komponenten

Abbildung 4 gibt eine Übersicht über die eingesetzten Komponenten. Im Folgenden werden diese vorgestellt, unterteilt in die Kategorien "bestehende Komponenten" und "neue Komponenten".

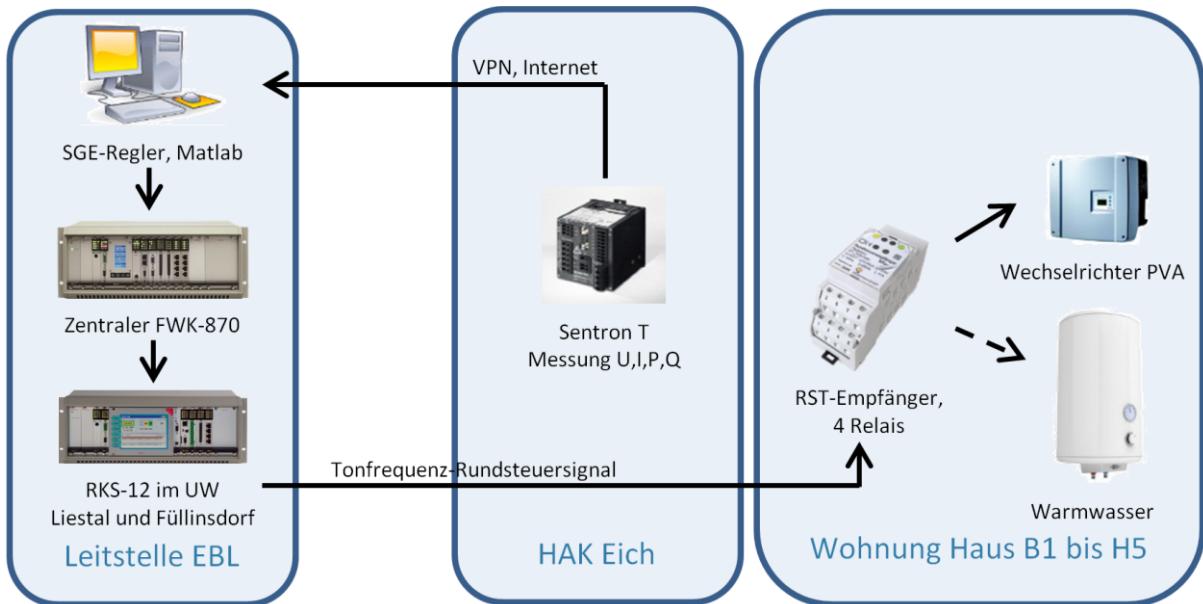


Abbildung 4: Blockschema des Regelungssystems des Smart Grid Eich.

4.2.1. Bestehende Komponenten

Die bestehenden Komponenten sind unabhängig vom Smart Grid Eich für den Betrieb des Verteilnetzes notwendig oder projektunabhängig verfügbar. Im Smart Grid Eich wird auf diese Komponenten zurückgegriffen:

- Zentraler Fernwirkkopf FWK-870 und RKS-12 im UW Liestal und Füllinsdorf: Diese machen gemeinsam mit der Rundsteuerungssoftware das Herz der bestehenden Rundsteuerung aus. Das Rundsteuerungsprotokoll ist bei Projektstart Decabit und wird noch im Jahr 2014 auf Swistra umgestellt.
- Wechselrichter PVA: Alle WR, welche für das SGE verwendet werden, sind vom Typ Piko 4.2 und Piko 5.5 von Kostal.
- Boiler für Trinkwarmwasser: Die Boiler haben eine Leistung von 6 kW und werden mit zentralen Rundsteuerungsrelais und abgeschraufen Steuerkabel angesteuert.
- Internetzugang: Der Internetzugang vom HAK Eich ist bestehend und kann für die Messung der Netzspannung verwendet werden.



4.2.2. Neue Komponenten

Ergänzend zu den bestehenden Komponenten werden im Smart Grid Eich folgende neuen Komponenten eingesetzt:

- SGE-Regler (Matlab): Auf einem vom Netzbetrieb unabhängigen PC läuft die Matlab-Software, welche die Messungen auswertet und die entsprechenden Stellsignale an das Rundsteuersystem weitergibt.
- Für jeden Wechselrichter ist ein neuer Vierkanal-Rundsteuerempfänger angebracht, welcher das Rundsteuersignal empfängt und in ein binäres Vierkanalsignal ($2^4=16$ Zustände, wovon $2^3=8$ Zustände zur Regelung der Wechselrichter verwendet werden) umwandelt.
- Sentron T: Mittels eines digitalen Messwandlers werden Spannung, Strom, Leistung und Phasenwinkel gemessen und mittels eines html-Protokolls zur Verfügung gestellt. Die Daten können ca. alle zwei Sekunden abgerufen werden.
- VPN-Tunnel: Die Übertragung zwischen Sentron T und SGE-Regler erfolgt über einen sicheren VPN-Tunnel.

Die Benutzeroberfläche des SGE-Reglers wird in Abbildung 5 dargestellt.

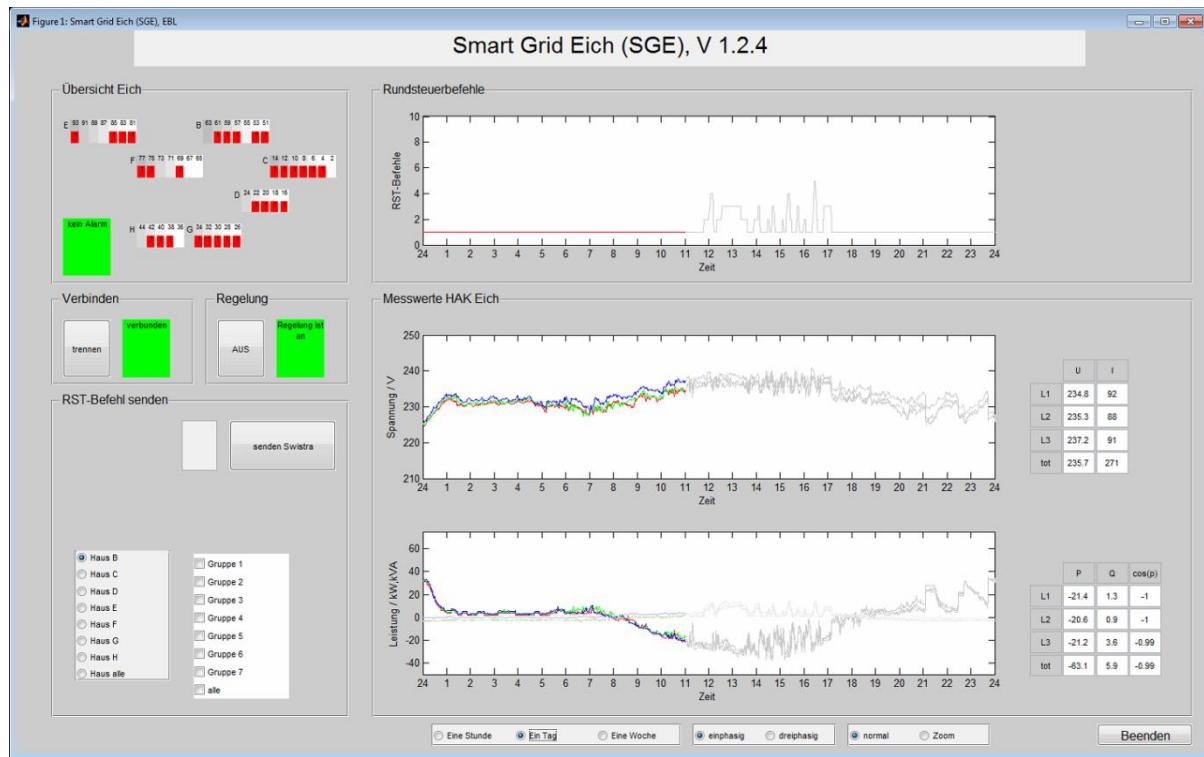


Abbildung 5: Benutzeroberfläche des SGE-Reglers (programmiert in Matlab).

5. Vorgehen / Methode

Tabelle 2 zeigt den chronologischen Ablauf des Pilotprojekts SGE.

Datum	Meilenstein
2012	Installation der meisten PV-Anlagen. Wirkleistungsbegrenzung auf 60%. Vorstudien zum SGE und Variantenentscheid.
Frühjahr 2014	Definition der Anforderungen an das SGE.
Sommer 2014	Aufbau des SGE. Programmierung des Reglers und der Schnittstellen. Konfigurieren der Rundsteuerung. Installation der Rundsteuerempfänger und Konfigurieren der Wechselrichter für das SGE.
Herbst 2014	Stufenweise Inbetriebnahme des SGE.
2015	Betrieb, Auswertung und Optimierung des SGE.
Frühjahr 2016	Abschluss des Pilotprojekts. Der Betrieb des SGE wird fortgesetzt.

Tabelle 2: Arbeitsschritte und Meilensteine des SGE.



6. Ergebnisse / Erkenntnisse

Nach dem ersten Betriebsjahr (2015) werden in diesem Kapitel die Betriebserfahrungen erläutert und die Messergebnisse vorgestellt und interpretiert.

6.1. Betriebserfahrungen

Die Betriebserfahrungen mit dem SGE sind insgesamt als sehr positiv zu werten. Netzspannungsüberhöhungen konnten 100% zuverlässig verhindert werden, ohne dass eine relevante Energiemenge der PV-Anlagen abgeregelt werden musste.

Der Regelungsalgorithmus hat gut funktioniert und Blindleistungsregelung sowie Wirkleistungsbegrenzung wenn immer notwendig korrekt eingesetzt. Die Regelung war schnell genug, um Spannungsspitzen selbst im Minutenbereich konsequent während des ganzen Jahres zu verhindern. Dies war insbesondere deshalb möglich, weil sich schnelle Spannungsänderungen (z. B. wegen Wolkenzug) nur in einem relativ schmalen Spannungsband abspielen, und grosse Spannungsänderungen eher langsam auftreten. Entsprechend regelt das SGE lediglich die grossen Spannungsänderungen, was jedoch zur Einhaltung der Spannungsqualität ausreichend ist.

6.1.1. Herausforderung Kommunikation

Die einzige Komponente, welche sich im Lauf des Betriebsjahres 2015 als unzuverlässig herausgestellt hat, ist die Kommunikationsverbindung zwischen der Leitstelle und dem Messgerät im HAK Eich. Zwar ist die Kommunikationsverbindung meist verfügbar, jedoch variiert die Verbindungsgeschwindigkeit sehr stark.

Abbildung 6 zeigt die Zeitverzögerung bei der Auslesung des Sicam T-Messgeräts im HAK Eich. Im optimalen Betriebsfall dauert dieser Vorgang rund 0.5 Sekunden, im Fehlerfall beliebig lange. Zeitverzögerungen von mehr als 10 Sekunden werden als Fehler registriert.

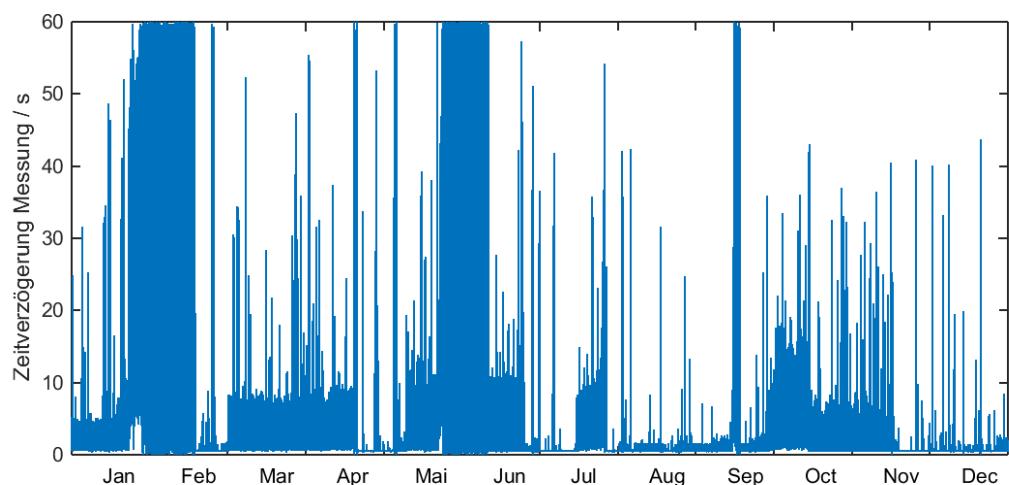


Abbildung 6: Zeitverzögerung bei der Auslesung des Messgeräts. Zeitverzögerungen von mehr als 10 Sekunden werden als Fehler registriert. Die Werte sind Modulo 60 dargestellt.

6.2. Messergebnisse

In den folgenden Abbildungen werden die Messergebnisse aus dem Betriebsjahr 2015 vorgestellt. Die Beschreibung zu den Messungen ist in den jeweiligen Bildunterschriften festgehalten.

6.2.1. Last- und Regelungsprofile

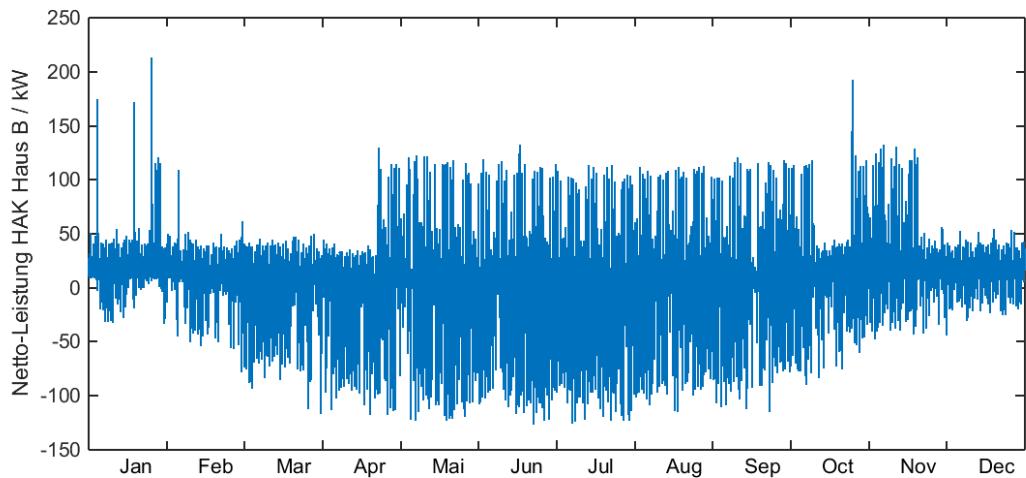


Abbildung 7: Jahres-Nettolastprofil des HAK Eich. Negative Werte beziehen sich auf Stromeinspeisung, positive Werte auf Strombezug. Auffällig ist der erhöhte Bezug im Sommer, welcher auf den elektrischen Betrieb der Boiler zurückzuführen ist. Im Winter werden die Boiler über die Fernwärme gespeist.

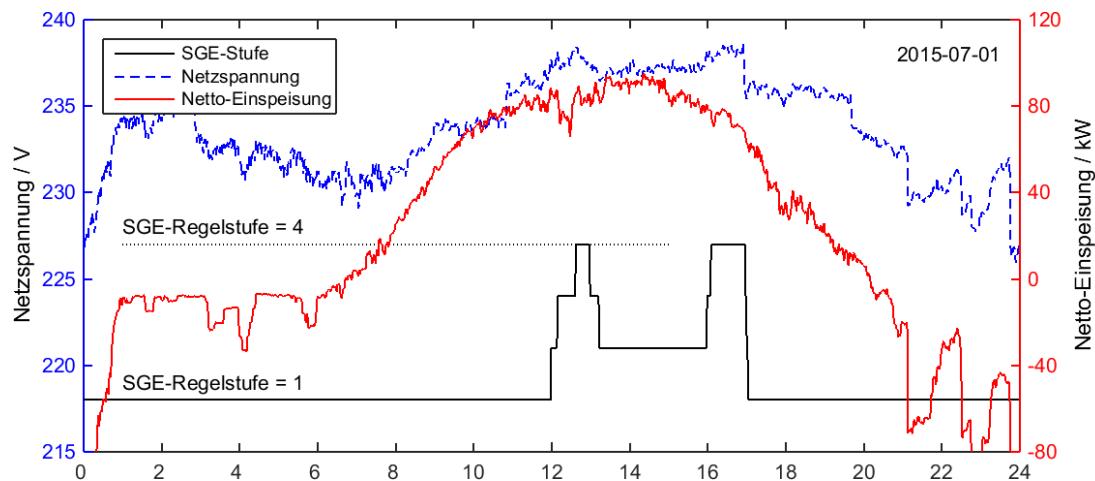


Abbildung 8: Tages-Nettoeinspeisung (rot) und Netzspannung (blau) vom 1. Juli 2015. Dieser Tag ist nahezu wolkenlos. Die maximale Regelstufe ist SGE Regelstufe 4 (schwarze Linie). Das SGE sendet 9 Steuerbefehle.

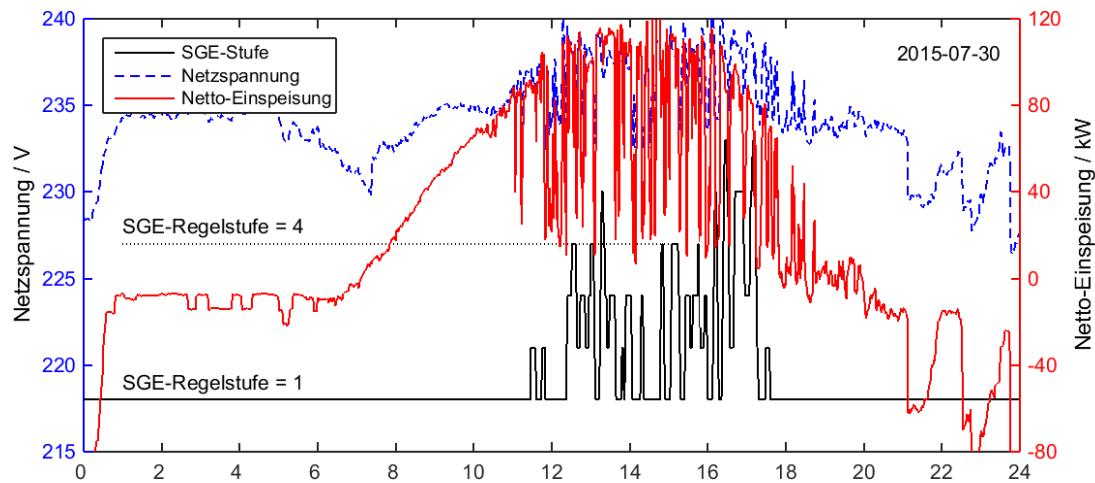


Abbildung 9: Tages-Nettoeinspeisung (rot) und Netzspannung (blau) vom 30. Juli 2015. Dieser Tag ist wechselhaft bewölkt. Die maximale Regelstufe ist SGE Regelstufe 6 (schwarze Linie). Das SGE sendet rund 80 Steuerbefehle.

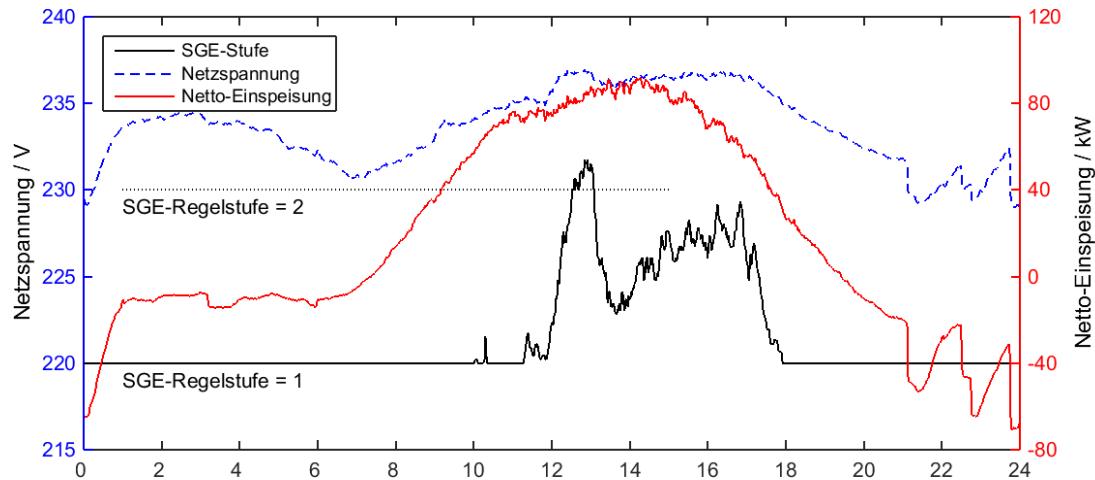


Abbildung 10: Durchschnittliche Tages-Nettoeinspeisung (rot) und Netzspannung (blau) von 50 sonnigen Sommertagen. Ein Spannungsmaximum ist um 12:00 Uhr festzustellen, ein zweites gegen 16:00 Uhr. Der SGE-Regler regelt fast ausschliesslich über Mittag und am Nachmittag, wobei der SGE Regelstufe 2 im Durchschnitt nur am Mittag überschritten wird.

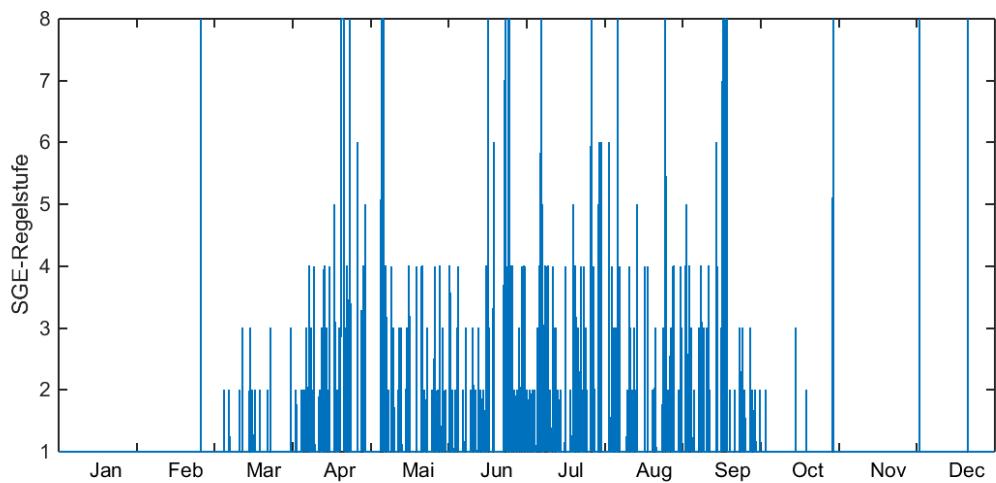


Abbildung 11: SGE-Regelstufen im Jahresverlauf. Die Regelstufen 7 und 8 sind typischerweise durch Ausfall der Kommunikation bedingt. In den Monaten Oktober bis Februar regelt der SGE-Regler praktisch nie. Wirkleistungsreduktion ist nur selten und nur in den Monaten April bis September nötig.

6.2.2. Statistik der Regelungsstufen

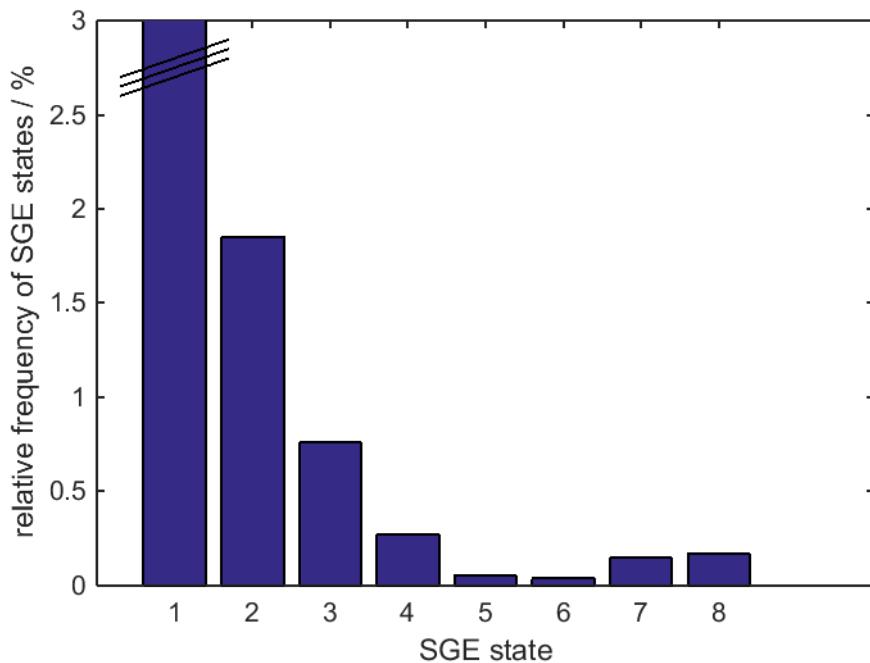


Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung (Histogramm) der Regelungsstufen. Die Stufen 7 und 8 sind insbesondere Kommunikationsfehlern geschuldet.

6.2.3. Wirkung der Blindleistungsregelung

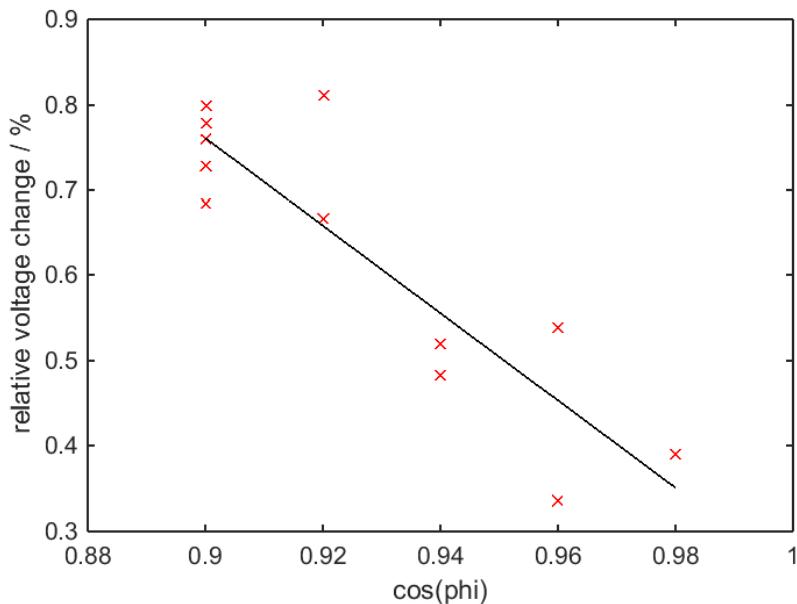


Abbildung 13: Eine Veränderung des Leistungsfaktors $\cos(\phi)$ von 1.0 auf 0.9 senkt die Spannung um durchschnittlich 0.75 %.

6.2.4. Schieflast

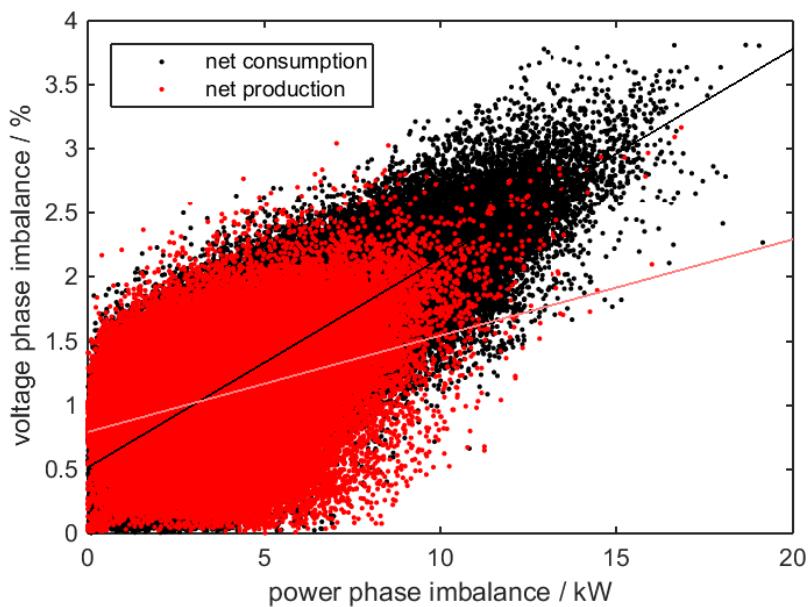


Abbildung 14: Auswirkung der Leistungsschieflast auf die Spannungsdifferenzen. Die Unterschiede zwischen Einspeisung und Bezug sind sehr gering. Insgesamt ist die Schieflast bei der Einspeisung geringer als beim Bezug, sowohl bezüglich Leistung wie auch bezüglich der Spannung.

6.2.5. Fehlerstatistik

Die folgenden drei Graphiken (Abbildung 15) zeigen, zu welcher Tageszeit (oben links), an welchen Tagen (oben rechts) respektive in welchen Monaten (unten) relativ gesehen wie viele Fehler auftreten. Dabei sind keine Muster zu erkennen. Die Kommunikationsstörungen treten zu jeder Tages- und Jahreszeit auf.

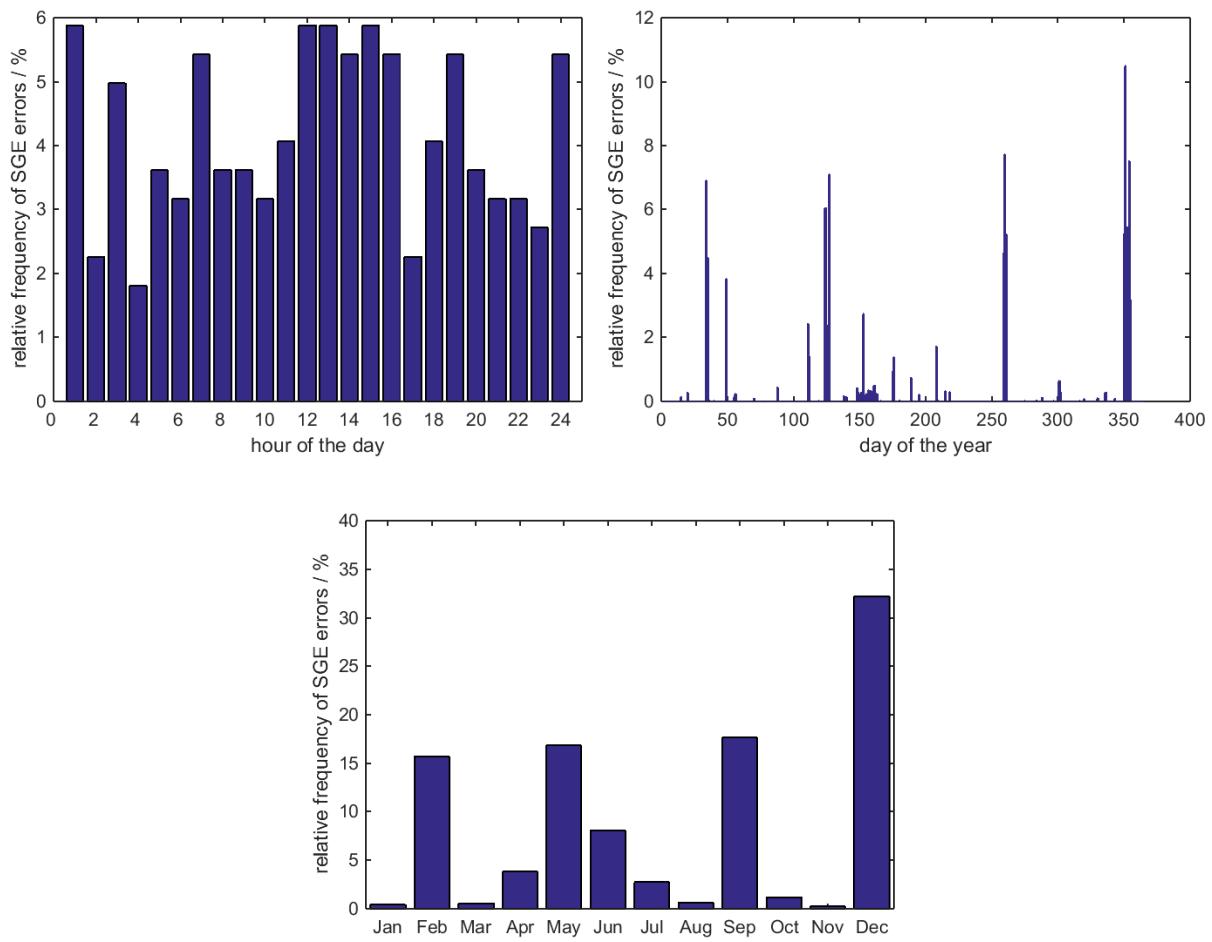


Abbildung 15: Auftreten von Fehlern, meist Kommunikationsfehlern.



6.3. Energieertragsberechnungen

6.3.1. Methode der Energieertragsberechnung

Die mittels Wirkleistungsreduktion abgeregelte Energiemenge kann nicht direkt gemessen und muss daher hochgerechnet werden. Dafür wird folgendes Vorgehen gewählt:

1. Bezug von 10-Minutenwerte Globalhorizontalstrahlung Station Basel Binnigen, Meteo Schweiz.
2. Interpolation der 10-Minutenwerten auf 1-Minutenwerte.
3. Simulation einer 1 kWp PV-Anlage mit den 1-Minutenwerten.
4. Korrelation der simulierten Ertragsdaten auf den Jahresertrag der PVA von zwei PV-Anlagen, von welchen die gemessenen Jahreserträge bekannt sind.
5. Hochrechnung der Daten auf den Jahresertrag aller SGE-Anlagen.
6. Korrelierung (zeitlicher Versatz von ca. 15 Min) der Daten mit den Messwerten aus dem SGE zur Kompensation des zeitlichen Versatzes von Bewölkung zwischen der Messstation und dem SGE.
7. Festlegung der Einspeisegrenzen gemäss SGE-Regelung (Logfile). Fehlende Daten werden mit SGE Stufe 8 (60 % Wirkleistungsreduktion) bewertet.

Dieses Verfahren birgt einige Unsicherheiten, ist aber deutlich genauer als der Vergleich der Anlageerträge verschiedener Jahre. Dies zeigen auch Abbildung 16 und Tabelle 3, in welchen die Jahreserträge von zwei Beispielanlagen in den Jahren 2013 bis 2015 dargestellt sind. Diese variieren trotz gleichem Standort und gleicher Ausrichtung unterschiedlich stark, was sich in Ungenauigkeiten bei der Hochrechnung auf den gesamten Anlagepark niederschlägt.

Die Herausforderungen bei der Ertragsberechnung sind insbesondere:

- Einstrahlungsdaten und PV-Anlagen sind ortsversetzt. Insb. schnelle Wolkenzüge werden darum nicht korrekt abgebildet.
- Die Genauigkeit der Messdaten liegt unterhalb des zu prognostizierenden Energieertragsverlusts.
- Ertragsdaten liegen nur von 2 PVA vor, diese liegen weit auseinander.
- Individuelle Unterschiede der PVA werden nicht berücksichtigt (Verschmutzungsgrad, Degradation etc.)
- Sanity-Check: Hätte das SGE bei jeder Regelung direkt auf SGE Stufe 7 geregelt (Einspeisebegrenzung 70%), so würde der Ertragsverlust bei 0.9 % liegen. Für Stufe 8 (Einspeisebegrenzung 60%) liegt derselbe Wert bei 2.2%.

Anlage	Leistung	Ertrag 2015	Spez. Ertrag 2015
PVA 1	5.8 kWp	5'992 kWh	1'033 kWh / kWp
PVA 2	4.35 kWp	4'901 kWh	1'127 kWh / kWp

Tabelle 3: Jahreserträge von zwei exemplarischen PV-Anlagen im SGE.



Abbildung 16: Jahreserträge von zwei exemplarischen PV-Anlagen im SGE.

6.3.2. Ergebnisse der Energieertragsberechnung

Die Ergebnisse der Energieertragsberechnung sind in Tabelle 4 dargestellt. Insgesamt hat die Regelung des SGE 0.2% des Energieertrags durch Wirkleistungsbegrenzung abgeregelt. Von diesen 0.2 % sind jedoch nur rund ein Drittel notwendige Abregelungen wegen hohen Spannungen, die übrigen zwei Drittel sind aufgrund von Fehlern in der Kommunikationsverbindung präventiv abgeregelt worden.

Parameter	Wert
Theoretischer Energieertrag (ohne Wirkleistungsbegrenzung, Basis 133 kWp)	144.99 MWh
Effektiver Energieertrag	144.72 MWh
Theoretischer Energieertrag (mit konstanter Wirkleistungsbegrenzung 60%)	135.63 MWh
Energieertragsverlust durch SGE	0.2 %

Tabelle 4: Energieertragsverlust durch die Regelung des SGE.



6.4. Maximale Spannungs- und Leistungswerte

Die minimalen und maximalen Spannungen sowie die maximalen Leistungen, welche im Betriebsjahr 2015 im SGE aufgetreten sind, werden in Tabelle 5 aufgeführt. Speziell zu bemerken ist, dass die maximale Spannung zu keiner Zeit auf keiner Phase über 242.1 V getreten ist (1-Minutenmittelwert), der dreiphasige Mittelwert des Maximums über zehn Minuten liegt sogar bei nur 239.8 V.

Die maximale Bezugsleistung sowie die tiefsten gemessenen Spannungen basieren laut EBL auf den Lasttests, bei welchen Ende Januar 2015 sämtliche Boiler für eine kurze Zeit gleichzeitig eingeschaltet wurden (siehe auch Abbildung 7).

	1 min	10 min
1 phase	242.1 V	240.8 V
3 phase	240.9 V	239.8 V
<hr/>		
minimum voltage	1 min	10 min
1 phase	215.5 V	216.9 V
3 phase	217.0 V	217.8 V
<hr/>		
maximum 3 phase power	1 min	10 min
injection	126.1 kW	115.9 kW
consumption	213.1 kW	196.5 kW

Tabelle 5: Extremwerte von Spannung und Leistung.



7. Dissemination

Zum SGE wurden im in- und Ausland zahlreiche Vorträge gegeben und Publikationen veröffentlicht. Tabelle 6 zeigt die vollständige Liste der Aktivitäten zur Projektkommunikation.

Datum	Medium	Titel und Anlass	Hauptautor / Referent
*28. August 2014	AGORA Tagung Basel	Methoden zur Erhöhung des Solarstromanteils im Verteilnetz - Alternativen zum Netzausbau	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
*1. Oktober 2014	VSE-Tagung	Neues bei KEV und Eigenverbrauch	Dominik Müller (Solvatec AG)
*23./24. Oktober 2014	Smart Energy Days	Beispiele erfolgreicher Eigenverbrauchsoptimierung	Dominik Müller (Solvatec AG)
17. März 2015	PV-Tagung Basel	Referat: "Smart Grid Eich – Köpfchen statt Kupfer"	Beat Andrist (EBL)
März 2015	Bulletin VSE / electrosuisse	Fachartikel: "Smart Grid statt Netzausbau"	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
*20. März 2015	Innovationsforum Energie, Zürich	Referat: "Massnahmen zur Netzintegration von PV-Anlagen"	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
16. April 2015	IEA Hybrid el. Vehicle, Burgdorf	Referat: "Smart Grid Eich"	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
*18. Juni 2015	VSE Aarau	Abwicklung von Eigenverbrauch, KEV und Einmalvergütung	Dominik Müller (Solvatec AG)
August 2015	Energy Now!	Publireportage: Smart Grid Eich	Adrian Toller (Swistec Systems AG)
18. September 2015	PVSEC 2015, Hamburg	Paper und Referat: "Ripple Control Based Control System for Decentralised PV Power Plants"	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
*24. September 2015	EPN-Tagung	Photovoltaik und Speicher; erste Erfahrungen aus der Praxis	Dominik Müller (Solvatec AG)
*8. Oktober 2015	VSE Betriebsleiter-tagung	Einfluss von Speicher auf Eigenverbrauch	Dominik Müller (Solvatec AG)
30. Oktober 2015	Treffen Anwohner Eich	Referat und Vorstellung des Projekts / Zwischenstand	Udo Schuster (EBL)
7. Dezember 2015	IEA PVPS Task 14, Toronto	Referat: "PV Smart Grid integration in distribution grid Eich"	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
22./23. Februar 2016	PV-Tagung Bern	Smart Grid Eich - Auswertung des ersten Betriebsjahrs (2015)	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
Mai 2016	BFE Schlussbericht	Schlussbericht Smart Grid Eich	Christof Bucher (Basler & Hofmann)
22-24 Juni 2016	EEA Conference Wellington	Paper und Referat: "Ripple Control Based Control System for Decentralised PV Power Plants"	Adrian Toller (Swistec Systems AG)

Tabelle 6: Liste der Publikationen und Vorträge zum SGE. Bei den mit * gekennzeichneten Beiträgen wurde das SGE vorgestellt, war jedoch nicht das Hauptthema des Beitrags.



8. Diskussion / Würdigung der Ergebnisse / Erkenntnisse

Im Smart Grid Eich wurde aus der Not eine Tugend gemacht: Die wegen der Einspeisung des Solarstroms drohenden Überspannungen wurden nicht mit einer klassischen Netzverstärkung, sondern mit einer intelligenten Regelungslösung ohne grossen Hardware-Einsatz abgewehrt. Diesen Zweck hat das SGE vollumfänglich erfüllt.

Ein weiteres relevantes Kriterium bei der Entwicklung des SGE war die Multiplizierbarkeit der Ergebnisse: Ist das SGE eine Sonderlösung, welche nur im Quartier Eich funktioniert, oder lassen sich daraus Erkenntnisse für weitere Netzgebiete ableiten?

Darauf lassen sich folgende Antworten formulieren:

- Die Erkenntnisse bezüglich Spannungsstabilität, notwendiger Regelungsgeschwindigkeit, Energieertragsverlust etc. sind allgemeingültig und nicht abhängig von der Wahl des Systems. Sie lassen sich als Erfahrungswerte in anderen Projekten verwenden. Insbesondere lassen sich die Ergebnisse auf Verteilnetze übertragen, welche anstatt der Rundsteuerung mit einem Smart Metering System und Lastschaltgeräten ausgerüstet sind.
- Die Rundsteuerung als Broadcast-Kommunikationsmedium wird heute i. d. R. nicht mehr ausgebaut, aber noch von der Mehrheit der Netzbetreiber in der Schweiz verwendet. Die Erkenntnisse zur Eignung der Rundsteuerung können somit für weitere Projekte relevant sein.
- Das eigentliche Herzstück des SGE, der Regelungsalgorithmus, liefert wertvolle Erkenntnisse zu den funktionalen Anforderungen an das System. Es ist jedoch davon auszugehen, dass eine Erweiterung des Projekts oder ein ähnliches Projekt in einem anderen Verteilnetz nicht auf denselben Software aufbauen würde. Der Regelungsalgorithmus ist in Matlab implementiert, welches maximale Freiheitsgrade bei einer relativ einfachen Programmierung für ein Pilotprojekt ermöglicht. In Zukunft ist jedoch davon auszugehen, dass eine entsprechende Regelung in einem bestehenden Softwaretool integriert würde. Damit würde zwar die für ein Pilotprojekt notwendige Flexibilität reduziert, dafür wäre die Kontinuität und Professionalität der Software besser gewährleistet.



9. Schlussfolgerungen

Spezifisch auf die Projektergebnisse des Smart Grid Eich lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Das System funktioniert gut, die Projektziele wurden erreicht.
2. Die Abregelung der PV-Anlagen ist nur selten notwendig. Insbesondere am Vormittag und von 13:00 Uhr bis 16:00 Uhr dürfen die PV-Anlagen meistens voll einspeisen.
3. Die Netzspannung hat zwei typische Spitzen: mittags von 12:00 Uhr bis 13:00 Uhr und nachmittags von 16:00 Uhr bis 17:00 Uhr.
4. Wird der $\cos(\phi)$ von 1.0 auf 0.9 gesenkt, so sinkt die lokale Netzspannung um rund 0.75% resp. 1.7 V.
5. Die Kommunikation ist für den grössten Teil der Störungen im System verantwortlich.



10. Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss

Mit den Auswertungen und deren Publikation in diesem Schlussbericht ist das Pilotprojekt Smart Grid Eich abgeschlossen. Das Regelungssystem geht damit in den regulären Betrieb des Verteilnetzbetreibers über.

Folgende weitere Schritte sind geplant:

- Optimierung des Systems für das Tagesgeschäft der EBL.
- Prüfung der Standardisierung / Optimierung des Systems zur Ausweitung auf weitere Quartiere.

11. Referenzen

- [1] G. Bartak, H. Holenstein, J. Meyer, Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen (DACHCZ), Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Verband der Netzbetreiber (D), Ceske sdruzeni regulovanych elektroenergetickych spolecnosti, 2007.
- [2] G. Kerber, R. Witzmann, and H. Sappl, "Voltage limitation by autonomous reactive power control of grid connected photovoltaic inverters," in Compatibility and Power Electronics, 2009. CPE '09., 2009, pp. 129–133.
- [3] VDE-AR-N 4105, Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks, VDE VERLAG GMBH, Berlin, Germany, 2011.
- [4] Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, EN50160, Europäische Norm, Februar 2011.



Anhang: Studie Lastmanagement

Im Verlauf des Projekts Smart Grid Eich (SGE) wurde geprüft, ob mit einem zusätzlichen Lastmanagementsystem die Netzspannung ohne Abregelung der PV-Anlagen stabilisiert werden könnte. In diesem Anhang wird die Studie vorgestellt.

Einleitung

Damit im Quartier Eich in Frenkendorf das Netz trotz der Installation von 33 Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) nicht ausgebaut werden musste, wurde das Smart Grid Eich (SGE) ins Leben gerufen. Seit dem Sommer 2014 werden die PV-Anlagen über die Rundsteuerung geregelt. Steigt die Netzspannung im Quartier zu stark an, so wird bei einer ersten Spannungsgrenze die Blindleistungsregelung aktiviert, bei einer zweiten Grenze wird die Wirkleistung begrenzt.

Im Rahmen dieser Studie wird untersucht, welchen zusätzlichen Nutzen die zusätzliche Einbindung der Boiler in das SGE hätte.

Situationsbeschreibung

Der Projektperimeter ist der Strang 6 der Transformatorstation (TS) Lindenstrasse (Abbildung 17) und alle daran angeschlossenen Stromverbraucher. Für die Simulationen werden drei PV-Ausbauszenarien berücksichtigt (Tabelle 7). Die drei Szenarien können wie folgt beschrieben werden:

- **Szenario 1**, Stand heute: Dieses Szenario berücksichtigt alle heute bereits gebauten PV-Anlagen, sowie alle heute installierten Warmwasserboiler. Während die PV-Anlagen fast vollständig in der Überbauung Eich installiert sind, haben die meisten Liegenschaften am Strang 6 einen Elektroboiler. Im Szenario 1 wird jedoch angenommen, dass nur die Elektroboiler im Quartier Eich an der Boilerregelung partizipieren, die restlichen Boiler werden ausschliesslich konventionell (d.h. im Nachtbetrieb) betrieben.
- **Szenario 2**, alle Dächer wie Eich: In diesem Szenario wird angenommen, dass die PV-Leistung pro Dachfläche für den ganzen Strang 6 ungefähr so weit ausgebaut wird, wie es in der Überbauung heute der Fall ist. Das Szenario ist somit als durchaus realistisch einzuschätzen, wenn vermutlich auch nicht in den nächsten paar Jahren mit einem entsprechenden Ausbau gerechnet werden muss. Es wird dabei angenommen, dass alle Boiler an der neuen Boilerregelung angeschlossen sind.
- **Szenario 3**, Vollausbau: Bei dem Szenario 3 wird angenommen, dass alle Dachflächen vollständig mit PV-Modulen mit einem hohen Wirkungsgrad belegt sind. Für die Überbauung Eich bedeutet dies, dass die noch nicht belegten Dachflächen ebenfalls belegt werden, und dass die bestehenden Anlagen mit PV-Modulen mit einem höheren Wirkungsgrad ersetzt werden ("Repowering"). Dieses Szenario zeigt somit auf, was heute theoretisch technisch möglich wäre, ist aber in den kommenden zwanzig Jahren nicht als realistisch einzustufen – insbesondere weil in dieser Zeit die bestehenden Anlagen vermutlich nicht ersetzt werden. Auch hier wird angenommen, dass alle Boiler an der neuen Boilerregelung angeschlossen sind.



Abbildung 17: Strang 6 der Transformatorstation Lindenstrasse.

Szenario	PV-Ausbau	DC-Leistung (kWp)	AC-Leistung (kVA)	ca. Jahres-Ertrag (MWh)	Netto-Anteil an Strombedarf
1	Stand heute	162	158	147	37%
2	Alle Dächer wie Eich	378	340	336	85%
3	Vollausbau (max. Dächerpotenzial)	755	680	672	170%

Tabelle 7: PV-Ausbauszenarien für die Simulationen.

Für die drei Szenarien werden jeweils zwei Steuerungen bzw. Regelungen für die Boiler verwendet. Entsprechend werden die drei Szenarien in je zwei Unterszenarien a) und b) unterteilt.

- a) **Nachtbetrieb:** Keine Boilerregelung, die Boiler werden wie heute in der Nacht betrieben (gesteuert nach Fahrplan)
- b) **Tagbetrieb:** Die Boiler werden tagsüber zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Strangs für Solarstrom betrieben (geregelt in Abhängigkeit der Netzspannung). Falls die Spannung nicht über ein voreingestelltes Niveau steigt, werden die Boiler ebenfalls in der Nacht geladen.

Sowohl für die Steuerung (a) wie für die Regelung (b) werden realistische und über die Rundsteuerung angesteuerte Ein- und Ausschaltzeiten der Boiler vorgegeben.

Methodik, Simulationsalgorithmen

Zur Simulation werden realistische Last- und Produktionszeitreihen mit einer Auflösung von einer Minute generiert. Dabei werden die Warmwasserboiler zunächst vernachlässigt. Für jede Minute wird die Netzspannung an allen 13 Lastknoten ermittelt. Jeweils für Tag- und Nachtbetrieb werden nun unterschiedliche Algorithmen zum Betrieb der Boiler verwendet. Bei beiden Betriebsarten werden die Boiler



jedoch in eine bestimmte Anzahl Gruppen eingeteilt. Die Boiler innerhalb einer Gruppe werden jeweils gleichzeitig ein- und ausgeschaltet – wobei sich der Ausschaltzeitpunkt ggf. auch durch den Füllstand des Boilers ergibt.

Nachbetrieb

Im Nachbetrieb (Status Quo) werden die Boiler ca. zwischen 22 Uhr und 3 Uhr eingeschaltet. Die genauen Schaltzeitpunkte haben jedoch keinen Einfluss auf die Simulationsresultate, da der Direktverbrauch von Solarstrom in den Boilern in der Nacht ohnehin null ist.

Tagbetrieb

Im Tagbetrieb wird ein bestimmter Regelungsalgorithmus durchgefahren. Dazu werden folgende Begriffe / Variablen eingeführt:

- **Spannungsprognose:** Unter Vernachlässigung der Boilerlasten wird eine Spannungsprognose für das ganze Jahr erstellt. Für die Simulation werden dafür die Spannungen anhand von Last- und PV-Daten berechnet – in der Realität können diese anhand von Wetterprognosen und / oder historischen Daten erstellt werden.
- **Boilerprognose:** Für jede Boilergruppe wird eine Prognose erstellt, welche Leistung pro Tag während welcher Zeit abgerufen werden kann. Diese erfolgt in der Simulation anhand von statistischen Daten zum Warmwasserverbrauch.
- **Boiler-Einschaltschwelle:** Die Spannungsschwelle, ab welcher die Boiler Tagsüber fröhstens eingeschaltet werden sollen.
- **PV-Ausschaltenschwelle:** Die Spannungsschwelle, ab welcher die PV-Anlagen trotz Boilerregelung in ihrer Leistung reduziert werden sollen. Diese Schwelle ist relevant für den prognostizierten Ertragsausfall.
- **Minimale Einschaltzeitdauer:** Es wird vorgegeben, wie lange eine Boilergruppe mindestens eingeschaltet sein soll. Selbst wenn eine Spannungsspitze nur sehr kurz andauert, sollen die Boiler trotzdem während einer Minimalzeit betrieben werden. Damit wird verhindert, dass zu viele Rundsteuersignale gesendet werden müssen.

Anhand der Spannungsprognose wird ein Fahrplan erstellt, wann welche Boilergruppe eingeschaltet werden soll.

Zur Generierung des Fahrplans für die Boiler wird nur der Teil der Spannungsprognose verwendet, welcher oberhalb der Boiler-Einschaltschwelle liegt (Abbildung 18). Über die Spannungsprognose oberhalb der Einschaltschwelle wird ein Gitternetz gelegt. Die Abstände des Gitters auf der Zeitachse entsprechen der minimalen Einschaltzeitdauer der Boilergruppen, die Abstände des Gitters auf der Spannungssachse entsprechen der durchschnittlichen prognostizierten Spannungsabsenkung der Boilergruppen. Aus Gründen der Anschaulichkeit sind diese in Abbildung 18 übertrieben gross dargestellt.

Die vom Spannungsprofil überdeckten Flächen im Gitternetz werden von oben nach unten nummeriert, wobei mit den Flächen begonnen wird, welche vom Spannungsprofil am meisten ausgefüllt sind (Abbildung 18). Entsprechend dieser Prioritätenlisten werden die Boilergruppen zugeschaltet.

Bevor die Boiler Tagsüber eingeschaltet werden, wird angenommen, dass die Spannung mithilfe des Blindleistungsmangements der Wechselrichter abgesenkt werden kann.

Die Wirkleistungsbegrenzung wird erst nach einmaligem Durchlaufen der Simulation aktiviert. Dabei wird die Wirkleistung so begrenzt, dass die nach Blindleistungsregelung und Boilerregelung immer noch resultierenden unzulässigen Spannungsspitzen gebrochen werden. Das daraus resultierende Profil hat somit eine gesetzte Spannungsobergrenze.

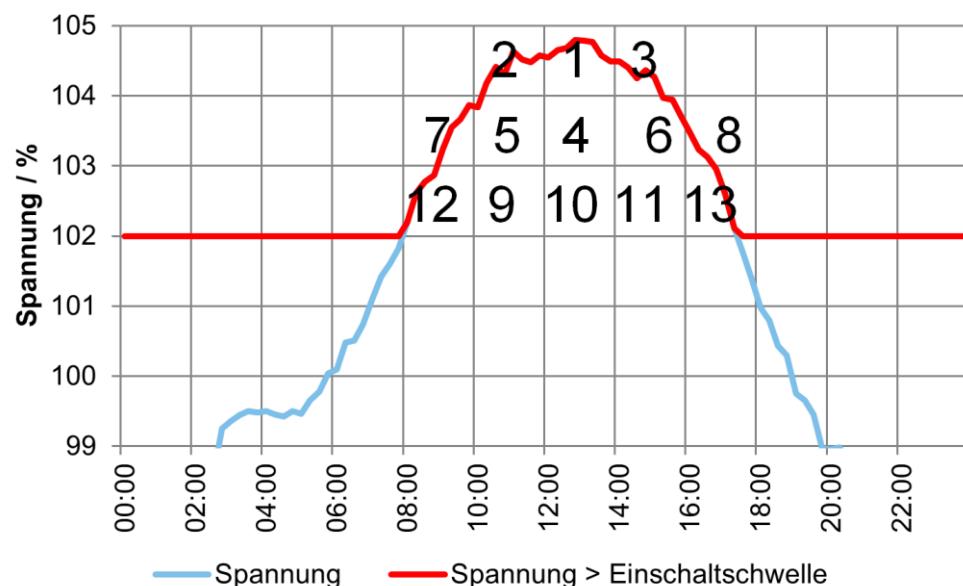


Abbildung 18: Prioritätsliste für die Einschaltung der Boilergruppen.

Allgemeine Simulationsparameter

Die allgemeinen für die Simulation verwendeten Parameter sind in Tabelle 8 abgebildet.

Szenario	Wert	Einheit
Minimale Einschaltzeit	10	Minuten
Anzahl Boilergruppen	8	-
Einschaltung erste Boilergruppe bei Nachtbetrieb	22:00	Uhr
minimaler cos(phi) für PV-Anlagen	0.9	-

Tabelle 8: Parameter für die Simulation.



Resultate und Interpretation

Die Simulationsresultate werden in diesem Kapitel aufgezeigt und interpretiert. Die Resultattabelle Tabelle 9 ist wie folgt aufgebaut:

1. **Szenario:** Name des Szenarios
2. **Beschreibung:** Beschreibung des Szenarios
3. **Max. theoretische Spannungsanhebung (%)**: Die maximale Spannungsdifferenz zwischen Transformator und einem Hausanschlusskasten, die trotz Boilerregelung auftreten kann. Dabei wird angenommen, dass die PV-Anlagen zwar eine Blindleistungsregelung implementiert haben ($\cos\phi \geq 0.9$), die Wirkleistung jedoch nicht begrenzt ist.
4. **Ertragsverlust PVA (kWh / %) Spannungstoleranz SGE**: In diesen Spalten wird der Ertragsverlust der PV-Anlagen angegeben, welcher resultieren würde, falls die Wechselrichter gemäss den Spannungstoleranzen des SGE abgeregelt würden (Spannung darf nie über 242 V steigen, bei einer maximalen Spannung von 237 V am Transformator). Dabei wird die Regelungstechnische Implementierung des SGE berücksichtigt. Insbesondere wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die Wechselrichter bereits unterhalb von 242 V gedrosselt werden, um ein abruptes Einsetzen der Leistungsreduktion zu verhindern.
5. **Ertragsverlust PVA (kWh / %) Spannungstoleranz 3%**: In diesen Spalten wird der Ertragsverlust der PV-Anlagen angegeben, welcher resultieren würde, falls die Spannung ausgehend vom Transformator um 3 % ansteigen dürfte.

Szenario	Beschreibung	Max. theor. Spannungs- Anhebung (%)	Ertragsverlust PVA (kWh / %) Spannungstoleranz SGE	Ertragsverlust PVA (kWh / %) Spannungstoleranz 3%		
Szenario 1a	Stand heute, Nachtbetrieb	2.14	1'198	0.82	0	0.00
Szenario 1b	Stand heute, Tagbetrieb	1.91	92	0.06	0	0.00
Szenario 2a	Dächer wie Eich, Nachtbetrieb	4.27	54'274	16.1	2'099	0.62
Szenario 2b	Dächer wie Eich, Tagbetrieb	3.99	20'056	5.96	42	0.01
Szenario 3a	Vollausbau, Nachtbetrieb	9.22	299'606	44.5	135'653	20.2
Szenario 3b	Vollausbau, Tagbetrieb	8.06	241'001	35.8	88'870	13.2

Tabelle 9: Zusammenfassung der Simulationsresultate für den Fall, dass die momentanen Spannungstoleranzen beibehalten werden sollen.

Interpretation

Die Simulationen zeigen, dass bei dem heutigen PV-Ausbau (Szenario 1) der Energieertragsverlust bereits sehr gering ist und mit der zusätzlichen Boilerregelung kaum ein Mehrwert erzielt werden kann. Werden jedoch zusätzliche PV-Anlagen installiert, so ist die Boilerregelung sehr wirkungsvoll. Ihren Hauptnutzen hat sie jedoch nicht bei der Absenkung der höchsten Spannungsspitzen (dafür müssen die PV-Anlagen abgeregelt werden), sondern beim Erhöhen des Eigenverbrauchs im Quartier und damit bei der Reduktion der Energie, welche abgeregelt werden muss.



In ihrer eigentlichen Funktion und Verfügbarkeit kann die Boilerregelung als zuverlässig betrachtet werden. Eine zentrale Anforderung, nämlich das Begrenzen der Spannungsspitzen, kann sie jedoch nur begrenzt zuverlässig wahrnehmen. Gerade an sonnigen Sommertagen kann es sein, dass der Warmwasserbedarf nicht gross genug ist, um die Spannungsspitzen wirkungsvoll zu brechen. Deshalb ist es unerlässlich, dass in diesem Fall die PV-Anlagen geregelt werden (Blind- und bei Bedarf Wirkleistung). Diese Regelung kann jedoch auch dezentral implementiert werden; entweder in den Wechselrichtern direkt, oder mit einem zusätzlichen Regler wie SolarLog.

Die Boiler haben einen Jahresenergiebedarf von rund 70 MWh. Rund 70% davon, also 50 MWh, können je nach Szenario direkt mit Solarstrom gespeist werden. Dies hat zur Folge, dass z.B. im Szenario 3 auch mit der Boilerregelung trotzdem noch viel Energie abgeregelt werden muss, denn die Boiler haben einen deutlich geringeren Energiebedarf als die PV-Anlagen als Überschuss generieren. Hingegen ist der Effekt beim Szenario 1 genau umgekehrt, hier ist die abgeregelte Energiemenge zu klein, als dass sie den Einsatz eines Boilerregelungssystems rechtfertigen würde.