

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

ABSCHLUSSBERICHT GRID2SMART (G2S)

2011 – 2014

Gefördert durch den
Innovationsfonds
Klima- und Wasserschutz

badenova
Energie. Tag für Tag

ABSCHLUSSBERICHT GRID2SMART (G2S)

2011 - 2014

Dr.-Ing. Bernhard Wille-Hausmann
Prof. Dr.-Ing. Christof Wittwer
Dipl.-Ing., M.Sc. Raphael Hollinger
Dipl.-Ing. Hermann Laukamp
Dipl.-Ing. Wolfgang Biener
Dipl.-Ing. Paul-Steven Ganer
B.Sc. Alexander Spieß

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE
in Freiburg.

Projektpartner: badenovaNETZ, badenova WÄRMEPLUS, badenova Innovationsfond,
Gemeindewerke Gundelfingen

Inhalt

1	Motivation und Projektziele	8
1.1	Thesen „Die Energiewende im Verteilnetz“	8
1.2	Der Weg zum Smart Grid: Grid2Smart	9
1.3	Grid2Smart in Freiburg.....	9
2	Auswertung des Netzbetriebes der badenova.....	10
2.1	Beschreibung des Netzes.....	11
2.2	Impedanzmodell des Netzes auf Basis von GIS-Daten	13
2.3	Integration von PQ-Messungen aus der Leitwarte in die Netzsimulation	14
2.3.1	Bestehende Messungen	15
2.3.2	Temporäre Messung	15
2.3.3	Dauerhafte erweiterte Messungen	16
2.4	Einbinden von Lasten und Erzeugern in die Simulation.....	16
2.4.1	Lastflusssimulation	16
2.4.2	Zustandsschätzung.....	18
2.4.2.1	Zustandsschätzung mit Leistungsflussmessung	20
2.4.2.2	Zustandsschätzung mit Leistungsfluss- und Spannungsmessung.....	23
2.4.2.3	Zustandsschätzung mit Strommessung	25
2.4.2.4	Zustandsschätzung mit Strom- und Spannungsmessung	28
2.4.2.5	Fazit Zustandsschätzung.....	29
2.5	Lokalisierung von kritischen Leitungsabschnitten im Netz.....	31
2.6	Analyse der Blindleistungsregelung der PV-Anlage am Eichelbuck.....	33
2.7	Fazit.....	36
3	Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen.....	38
3.1	Messdatenübertragung	38
3.2	Portierung der Netzsimulation auf ein online System.....	39
3.3	Simulationsstudie für zukünftige Erzeugungsszenarien.....	40
3.4	Abschätzung von Einsatzentscheidungen	41
3.5	Webbasierte Visualisierung	44
3.6	Testphase der Visualisierung	45
3.7	Fazit.....	46
4	Energiewirtschaftliche Einbindung von KWK-Anlagen.....	48
4.1	Analyse neuer Vermarktungskonzepte für strom-wärmegeführte KWK- Anlagen	48
4.1.1	Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz.....	48
4.1.2	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz	49
4.1.3	EEG-Umlage.....	50
4.1.4	Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)	51
4.1.5	Steuerentlastungen	51
4.1.6	Die Einspeisevarianten Volleinspeisung und Eigenbedarfsdeckung	52
4.2	Ökonomische und ökologische Bewertung unterschiedlicher KWK- Betriebsführungen.....	53
4.2.1	EEG-Umlage.....	55
4.2.2	Eigenstromnutzung.....	56
4.2.3	Empfehlungen	58
4.3	Auswirkungen des ökonomisch optimierten Betriebs auf das Stromnetze	59
5	Schlussfolgerungen – Lessons Learned	60
5.1	Zustandsschätzung mittels Weighted-Least-Square	60

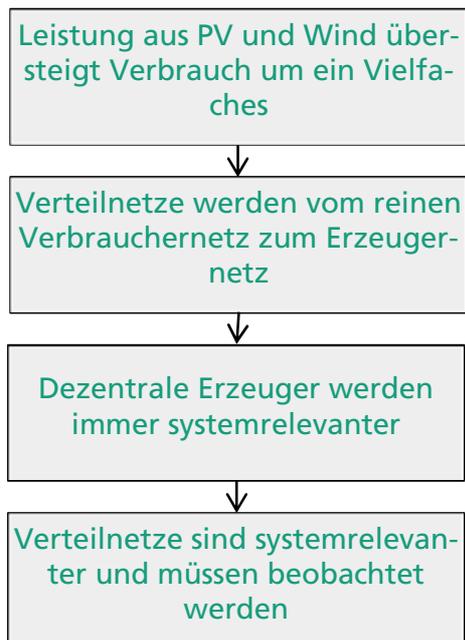
5.2	Netzregelung muss nachgewiesen werden.....	60
5.3	Interaktion von Reglern.....	61
5.4	Ausbauplanung nach aktueller Auslastung.....	61
5.5	Wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Analgen.....	61
6	Literaturverzeichnis.....	64
7	Anhang: Überprüfung Blindleistungsregelung.....	65
8	Veröffentlichungen.....	73

Kurzfassung

Das Projekt „Grid2Smart“ war ein Forschungsprojekt des Fraunhofer ISE, badenovaNETZ, badenova WÄRMEPLUS, Gemeindewerke Gundelfingen. Gefördert wurde es durch den badenova Innovationsfond. Das Projekt startete 2011 und endete 2014.

Ausgangslage

Motivation für das Projekt war die Energiewende und deren Auswirkungen auf unsere Versorgungsstruktur. Aus dem Blickwinkel des Verteilnetzes ist die folgende Entwicklung maßgeblich:



Ausgehend hiervon ergab sich die folgende Zielstellung für Grid2Smart:

Zustandsschätzung als Methode für die smarte Netzauslegung



Beobachtbarkeit des Netzes ermöglicht realitätsnahe Betriebsüberwachung und Netzplanung

Ziel des Projektes war es moderne Smart Grid Funktionalitäten im Stromnetz der badenova zu testen. Für Grid2Smart in Freiburg bedeutet dies folgende Arbeitsschritte:

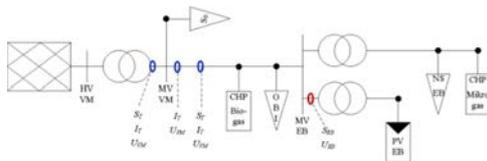
1. Auswertung des Netzbetriebs der badenovaNETZ bzgl. der Beobachtbarkeit des Zustandes.
2. Entwickeln und Bewerten von dezentralen Spannungsreglern.
3. Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen auf einer Homepage.
4. Analyse der Möglichkeiten zur energiewirtschaftlichen Einbindung von KWK-Anlagen.

Im Lauf des dreijährigen Projektes wurden die oben gestellten Fragen für einen Netzausschnitt in Freiburg untersucht und bearbeitet.

Auswertung des Netzbetriebs der badenovaNETZ

Für die genaue Auswertung wurde der Netzstrang vom Umspannwerk Vordermattenstraße zur PV-Anlage am Eichelbuck als wichtig identifiziert. Der Strang wurde auf dominante Erzeuger und Verbraucher reduziert, da eine genauere

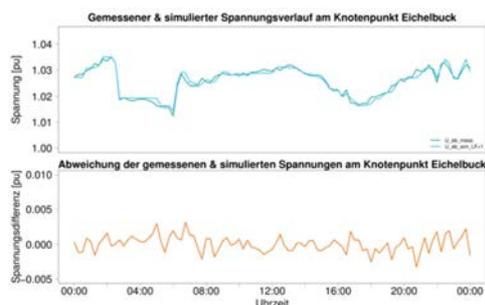
Beschreibung aus Mangel an Messungen nicht möglich ist. Um eine dem Bedarf angepasste Beobachtbarkeit zu erreichen, wurden zusätzliche Messgeräte installiert und an die Leitwarte kommunikativ angekoppelt.



Durch diese Maßnahmen ist der Zustand des Stranges bekannt. Eine der Messungen war eine Wirk- und Blindleistungsmessung der PV-Anlage am Eichelbuck.

Zustandsschätzung

Mit dem Weighted-Least-Square (WLS) Verfahren konnten Knotenspannungen und Lastflüsse im Verteilnetz berechnet werden können. Obwohl keine vollständige Vermessung vorhanden ist, kann mit moderater Messtechnikausstattung eine hinreichende Beobachtbarkeit sichergestellt werden.



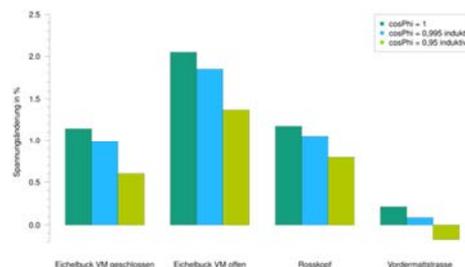
Je nach Durchdringung mit Messtechnik schwankt die Qualität. Ein aufwandsoptimaler Punkt ist bei bekannter Netzstruktur erreicht mit Messung von Wirk-, Blindleistung und der Spannung an der Transformatorsammelschiene. Für die PV-Leistung sind Messwerte nicht unbedingt erforderlich. Sofern von einem fehlerfreien Betrieb der PV-Anlage ausgegangen werden kann, ist es möglich die PV-

Leistung über Hochrechnung zu nutzen. Eine Spannungsmessung am Einspeisepunkt ist dann nicht erforderlich.

Entwicklung und Bewertung von dezentralen Spannungsreglern

Mit dieser Messung kann nun überprüft werden, wie sich die PV-Anlage an die von der badenovaNetz geforderten Regelcharakteristiken hält. Um einem hohen Anteil erneuerbarer Energieträger Rechnung zu tragen, dürfen Netzbetreiber solche Regelcharakteristiken vorgeben. Der Betreiber der Anlage wurde dazu aufgefordert die Parameter der Wechselrichter so anzupassen, dass die Vorgaben der badenovaNETZ erfüllt werden (vgl. Abschnitt 8).

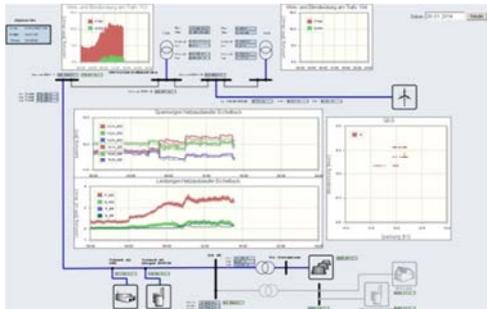
Durch die bekannten Netzzustände kann auch der Einfluss dieser Regler auf das übrige Stromnetz analysiert werden. Hier ist wird die Auswirkung der Blindleistungsregelung auf die Spannung am HS/MS-Stufensteller gezeigt.



Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen auf einer Homepage

Für den im Projekt betrachteten Netzstrang wurde eine Visualisierung aufgebaut. Die Visualisierung kann auf einer passwortgeschützten Internetseite des Fraunhofer ISE mit einem Browser geöffnet werden. Es werden dann die Messungen der Leitwarte und die mit der Zu-

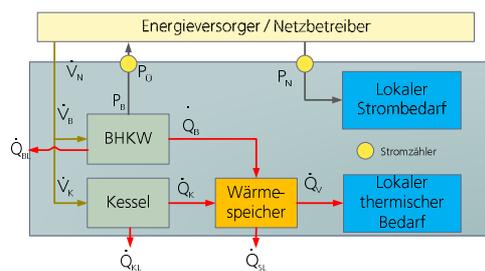
standsschätzung errechneten Größen dargestellt.



Durch die Visualisierung kann die Auslastung des Netzstranges effizient analysiert werden und abgeschätzt werden, ob zusätzliche Erzeuger oder Lasten integriert werden könnten.

Analyse der Möglichkeiten zur Energiewirtschaftlichen Einbindung von KWK-Anlagen

In diesem Abschnitt wurden zuerst die Möglichkeiten BHKWs zu betreiben dargestellt. Anschließend wurden zwei vielversprechenden Betriebsarten basierend auf Messdaten von BHKWs in Gundelfingen ökonomisch bewertet.



Es wurden zwei Betriebsmöglichkeiten getestet. Die erste Betriebsmöglichkeit ist die Umstellung auf Biogas. Der damit einhergehende Betrieb als EEG-Anlage ist nicht wirtschaftlicher als der aktuelle Betrieb. Die zweite Möglichkeit ist es das BHKW so zu betreiben, dass es die Spitzenlast des Netzes senkt und den produzierten Strom selbst im Schwimmbad

nutzt. Bei dieser Methode ergeben sich deutliche ökonomische Vorteile.

Öffentlichkeitsarbeit

Gerade beim Netzbetrieb ist Sorgfalt in hohem Maß geboten. Um das Vorgehen unter wissenschaftlichen Kriterien beurteilen zu lassen, wurden die angewandten Methoden in Form von Papern auf Konferenzen eingebracht.

1 Motivation und Projektziele

Die Energiewende ist in Deutschland als gesamtgesellschaftliches Ziel etabliert. Der Umbau der Stromversorgung führt zu einem Wandel in der Versorgungsstruktur, die sich bis auf die unterste Ebene des Verteilnetzes auswirkt und die Ausgangslage für das Vorhaben Grid2Smart bildet.

1.1 Thesen „Die Energiewende im Verteilnetz“

1. Leistung aus PV und Wind übersteigt Verbrauch um ein Vielfaches

Studien, die einen hohen Versorgungsanteil für Deutschland mit Energie aus erneuerbaren Quellen untersuchen, berechnen erhebliche Erzeugungskapazitäten für Wind- und Solarenergie. Für beide Technologien werden Leistungen von einigen Hundert Gigawatt benötigt. Dem steht aktuell eine Last zwischen 40 und 80 GW gegenüber. Diese Diskrepanz verändert langfristig die Struktur unserer Netze.

2. Verteilnetze werden vom reinen Verbrauchernetz zum Erzeugernetz

Insbesondere gilt dies für die Verteilnetze, die einen Großteil der Photovoltaikanlagen anschließen. Schon heute gibt es insbesondere im ländlichen Bereich Netze mit einem großen Ungleichgewicht zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsleistung. Immer häufiger kommt man davon ab, diese Integrationsaufgabe nur mit Netzausbau zu lösen. „Smarte“ Lösungen sind hier die Einführung von Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung oder der Regelbare Ortsnetztransformator.

3. Dezentrale Erzeuger werden immer systemrelevanter

Systemrelevante Dienstleistungen wie Frequenzregelung und Blindleistungsbilanz im Übertragungsnetz werden traditionell von großen zentralen Kraftwerken erledigt. Diese Einheiten werden aber zunehmend von fluktuierenden Erzeugertechnologien abgelöst. So müssen auch dezentrale Erzeuger Systemverantwortung übernehmen. Beispielsweise wurde bereits die Funktionalität nachgerüstet, dass der Übertragungsnetzbetreiber in systemrelevanten Situationen die EEG-Anlagen in den Verteilnetzen regeln kann. Eine Bereitstellung von Blindleistung durch Verteilnetze wird aktuell beim FNN diskutiert. Diese neuen Funktionalitäten müssen überwacht werden.

4. Verteilnetze sind systemrelevanter und müssen beobachtet werden

um die neuen Funktionalitäten zu überwachen und nachzuweisen. Diese Überwachung ist aktuell in Verteilnetzen nicht gegeben. Verteilnetze sind historisch so geplant, dass im Normalbetrieb keine kritische Netzbelastung auftreten kann. Dieser Grundsatz kann aber mit höheren Leistungen nicht mehr garantiert werden. Alternativ zur Netzpunktscharfen Vermessung z. B. mit intelligenten Messsystemen (sogenannten Smart Metern) kann die Beobachtung auch mit weniger Messpunkten und einem modellbasierten Ansatz realisiert werden. Dies ist die Ausgangslage für Grid2Smart.

1.2 Der Weg zum Smart Grid: Grid2Smart

Das Vorhaben Grid2Smart untersucht, wie der momentane Belastungszustand im Netz hinreichenden genau bestimmt werden kann, ohne jeden Netzknoten mit einem intelligenten Messsystem ausstatten zu müssen. Hier sollen Zustandsschätzungsverfahren angewendet werden, um den Netzzustand ausgehend aus vorhandenen Messungen zu berechnen.

Zustandsschätzung als Methode für die smarte Netzauslegung

Durch neue Messtechnik in Verbindung mit Zustandsschätzung kann die Beobachtbarkeit des Netzes verbessert werden und damit der Betrieb von Erzeugern und insbesondere deren Regelung bewertet und analysiert werden. Dies gilt sowohl für den Betrieb bereits angeschlossener als auch geplanter Anlagen. Für letztere kann die Netzplanung durch mehr Wissen über Netzzustände realitätsnäher durchgeführt werden.

Beobachtbarkeit des Netzes ermöglicht realitätsnahe Betriebsüberwachung und Netzplanung

Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nehmen vor diesem Hintergrund eine tragende Rolle im Energiesystem der Zukunft ein. Abschließend untersucht Grid2Smart, wie sich die KWK-Anlagen, die nicht mehr den Vorteil von Förderungen genießen, wirtschaftlich betrieben werden können.

1.3 Grid2Smart in Freiburg

Grid2Smart betrachtet und analysiert an einem Netzgebiet in Freiburg die zuvor beschriebenen Methoden. Dabei wird das Fraunhofer ISE von badenovaNetz, dem Verteilnetzbetreiber in Freiburg, badenova WÄRMEPLUS als Betreiber von Erzeugungsanlagen und den Gemeindewerken Gundelfingen, als regionalem Energieversorger, unterstützt.

Das Mittelspannungsnetz der badenovaNetz wurde bereits stark durch die Energiewende geprägt. Im betrachteten Netzgebiet sind rund 10 MW erneuerbare Erzeuger angeschlossen. Die badenova WÄRMEPLUS betreibt selbst Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung. Die im Folgenden beschriebenen Ergebnisse gliedern sich gemäß Projektplan in:

1. *Auswertung des Netzbetriebs der badenova*
2. *Visualisierung des Netzbetriebs auf einer Homepage*
3. *Energiewirtschaftliche Einbindung von KWK-Anlagen*

Am Ende werden Schlussfolgerungen für eine „smarten“ Verteilnetzbetrieb gezogen.

2 Auswertung des Netzbetriebes der badenova

In diesem Kapitel wird der Betrieb für einen Teil des Mittelspannungsnetzes im Industriegebiet Nord in Freiburg beschrieben und analysiert. Das Industriegebiet Nord ist für eine genaue Betrachtung äußerst interessant, da hier die Verbrauchscharakteristiken von Industrie auf der einen Seite und die Erzeugungscharakteristiken erneuerbarer Energien auf der anderen Seite aufeinander treffen. Für die Analyse des Netzes im Industriegebiet wurde ein Zustandsschätzungsalgorithmus entwickelt und validiert. Durch die Zustandsschätzung kann das Netz beobachtet werden ohne Kosten für zusätzliche Messgeräte tragen zu müssen.

Es wird zuerst ein Überblick über das betrachtete Teilnetz gegeben, anschließend wird dargestellt wie aus Geoinformationsdaten (GIS-Daten) ein Netzmodell für weitere Simulationen abgeleitet wird. Im nächsten Schritt wird erklärt, wie die der Leitwarte zur Verfügung stehenden Messungen in die Simulation integriert werden. In einem abschließenden Schritt werden Ersatzerzeuger und -verbraucher in die Simulation integriert.

In

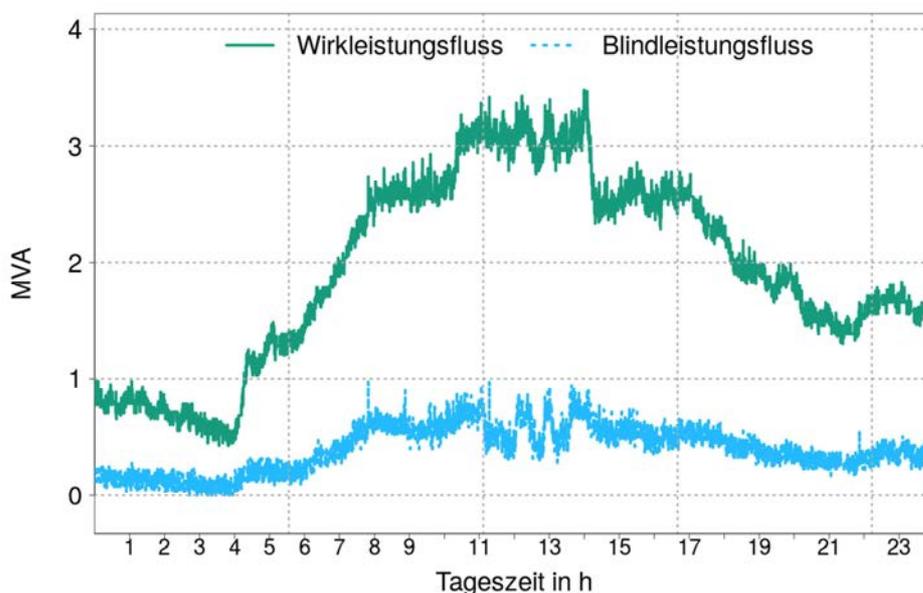


Abbildung 1 ist der Wirk- und Blindleistungsfluss des betrachteten Netzgebietes dargestellt. An diesem Tag hat die Photovoltaik aufgrund schlechten Wetters nur am Nachmittag eine geringe Leistung einspeist. Es ist zu erkennen, wie der Leistungsbedarf über den Tag ansteigt und gegen Abend wieder abflacht.

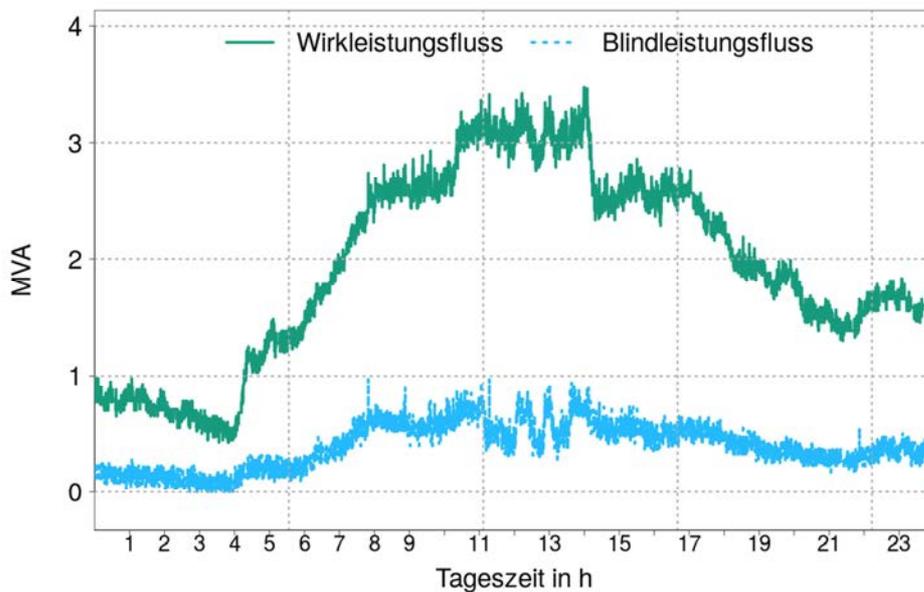
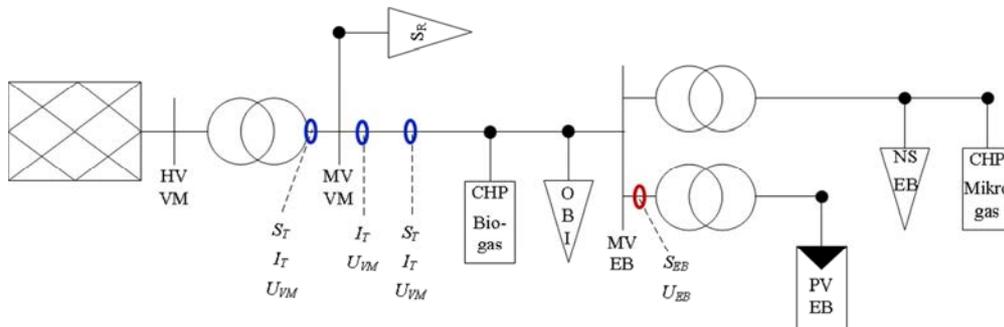


Abbildung 1: Verlauf der in den Strang fließenden Wirk- und Blindleistung am 16 Januar 2014.

2.1 Beschreibung des Netzes

Um die Auswirkungen von Erneuerbaren Energien und Smart Grid Technologien zu untersuchen, wurde ein Teilnetzgebiet des 20 kV Mittelspannungsnetzes der badenovaNetz ausgewählt. Dabei handelt es sich um den Verteilnetzabschnitt Vordermattenstraße – Mooswaldallee. Nach ersten Analysen und Rücksprache mit badenovaNetz wurde festgestellt, dass im Abschnitt Mooswaldallee das Netz sehr stark ausgebaut ist, weshalb im aktuellen Ausbauzustand keine Netzprobleme aufgrund von Verbrauch oder Einspeisung zu erwarten sind. Nach weiterer Rücksprache mit der badenovaNetz wurde beschlossen den Netzabschnitt um die Sammelschiene Vordermattenstraße zu untersuchen. In den übrigen Mittelspannungsnetzen der badenovaNetz sind keine Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen zu erwarten, deshalb wurde der zu betrachtende Netzabschnitt auf den im Folgenden eingeführten Abschnitt reduziert.

Das betrachtete Teilnetz ist der Strang von der Sammelschiene Vordermattenstraße zu der PV-Anlage (vgl. Abbildung 2). Die PV-Anlage ist in der Grafik gesondert markiert. Die 2,52 MW große PV-Anlage wurde auf der stillgelegten Mülldeponie am Eichelbuck errichtet und ist über einen langen Netzausläufer an das MS-Netz gekoppelt. Der Netzausläufer lässt einen hohen Spannungshub erwarten.



Auswertung des Netzbetriebes
der badenova

Abbildung 3: Ersatzschaltbild des reduzierten Netzmodells

In Tabelle 1 werden die in Abbildung 3 vorkommenden Ersatzverbraucher und Erzeuger genauer charakterisiert. Bei S_R handelt es sich um eine künstliche Leistung, die dazu dient den Spannungsabfall über den Transformator zu modellieren, der nicht von den Elementen verursacht wird, die sich im betrachteten Strang befinden. S_R ist die Differenz zwischen der über den Transformator fließenden Leistung und der in den Strang hineinfließenden Leistung.

Da über die Verbraucher im Netzstrang selber keine Echtzeitdaten bekannt sind, wurden sie zu einem Summenverbraucher zusammengefasst. Da der Verbraucher elektrisch an der der Stelle des OBI-Marktes platziert wurde, ist sein Name „OBI“. Neben den Verbrauchern und der PV-Anlage im Eichelbuck gibt es noch ein Biogaskraftwerk, welches hier mit „CHP-Biogas“ bezeichnet wird.

Abbildung 4 zeigt die reale Leitungsführung für den modellierten Netzstrang, es ist zu sehen, dass im Wald ein Anschlusspunkt des Netzstranges liegt. Das ist der Punkt an dem die große PV-Anlage am Eichelbuck „PV EB“ mit dem Netz verbunden wird. Neben der PV-Anlage sind noch ein kleiner Verbraucher „NS EB“ und ein kleines Depo-niegaskraftwerk „CHP-mikro Gas“ angeschlossen. Da diese Anlagen nicht elektrisch nahe dem Rest des Netzes sind, werden sie gesondert modelliert.

Name	S_R	CHP Bio-gas	OBI	PV EB	NS EB	CHP-Mikro gas
Beschreibung	Er-satz-last	0,95 MW CHP	Ersatzlast	2,5 MW PV	Verbraucher	130 kW Erzeuger

Tabelle 1: Definition der im reduzierten Netzmodell angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger

2.2 Impedanzmodell des Netzes auf Basis von GIS-Daten

Um den betrachteten Netzabschnitt mathematisch zu modellieren, wurden dem Fraunhofer ISE Daten zu Leitungsimpedanzen und Stromtragfähigkeiten des betrachteten Netzabschnitts übergeben. Bei den Leitungen handelt es sich ausschließlich um Kabel. Die Informationen über die Kabeltypen wurden nicht mit übergeben. Um ein Netzmo-

dell für die Lastflussberechnungen in DigSilent PowerFactory (PF) und in SimTOOL aufzubauen, wurden diese manuell übertragen, entsprechend parametrisiert und gegen Simulationsergebnisse bei badenovaNETZ validiert. Dieses Impedanzmodell des Netzstrangs bildet die Ausgangslage für die Arbeiten in Grid2Smart. Anschließend wurden die Netzdaten mit GIS-Daten ergänzt, um eine Darstellung entsprechend der realen Leitungsführung zu erstellen.

In Abbildung 4 wird eine GIS-Repräsentation des Stranges zum Eichelbuck gezeigt. Die Karte ist um 90 Grad im Uhrzeigersinn gedreht. Insbesondere ist zu sehen, dass der längste Teil des Stranges durch den Wald verläuft und demnach auf diesem Stück auch keine Erzeuger und Verbraucher angeschlossen sind.

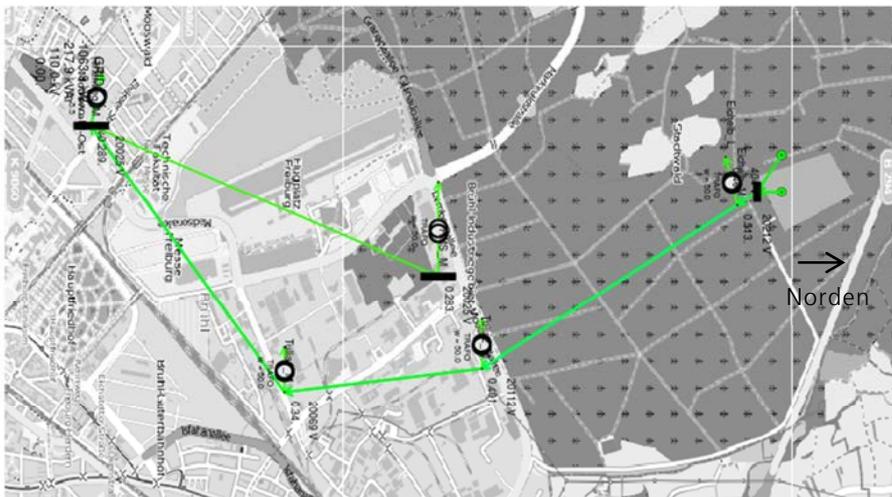


Abbildung 4: GIS-Repräsentation des mit dem Strang zum Eichelbuck

2.3 Integration von PQ-Messungen aus der Leitwarte in die Netzsimulation

Um Aussagen über das Verhalten des Netzes während des Betriebs treffen zu können, müssen Messgrößen in die Simulation integriert werden. Das Kapitel untergliedert sich in 3 Abschnitte. Zuerst wird vorgestellt welche Messungen von der badenovaNetz schon vor der Projektdurchführung gemacht wurden. Dann wird das Messsystem beschrieben, das temporär an der PV-Anlage am Eichelbuck installiert war. Schließlich werden die neu eingerichteten dauerhaften Messungen beschrieben, die auch nach Abschluss des Projektes noch von der badenovaNetz benutzt werden.

2.3.1 Bestehende Messungen

Die Leitwarte der badenovaNetz misst und speichert Spannungen, Ströme, Wirk- und Blindleistung an ihren HS/MS-Transformatoren. In Tabelle 2 werden die Kennzahlen des Messsystems des Transformators an der Vordermattenstraße dargestellt. Die Gesamtgenauigkeit ergibt sich aus der Summe der Ungenauigkeiten des Messsystems. Der Schwellwert für Änderungen, dessen Überschreitung jeweils ein senden des Messwertes auslöst, wird wie eine Messungenauigkeit behandelt. Dafür wird er durch eine Nenngröße der gemessenen Größe am System geteilt. Ist der Schwellwert bei der Spannung z.B. 200 V, wird dieser Wert durch die Nennspannung 20.000 V geteilt und die Messungenauigkeit erhöht sich um 1 %. Die Gesamtungenauigkeit ist eine Größe, die später wichtig für die Zustandsschätzung ist. Da es sich bei den Messgeräten oft um Systeme handelt, die hauptsächlich für den Schutz verwendet werden, sind die garantierten Genauigkeiten der Messgeräte sehr niedrig. 5P10 bedeutet beispielsweise, dass noch eine 5%-ige Genauigkeit bei einer 10-fachen Überschreitung des Nennwertes garantiert wird. Es wird also nur eine 5%-ige Genauigkeit garantiert. Für die Zustandsschätzung geht die Messgenauigkeit dann als Worst-Case-Abschätzung ein. Im Netzbetrieb wird mit guter Näherung häufig von einer symmetrischen Belastung ausgegangen, sodass nur einzelne Phasen im Netz gemessen werden.

	Genauigkeit Wandler	Genauigkeit Messung	Schwellwert	Gesamt-Genauigkeit
Spannung	0,5%	0,5%	100 V	1,5%
Strom	5%	0,5%	36 A	9,3%
Wirkleistung	5,5%	1%	330 kW	8,7%
Blindleistung	5,5%	1%	330 kVar	8,7%

Tabelle 2: Messungen am Transformator Vordermattenstraße

An den Sammelschienen Abgängen zum Eichelbuck und zum Rosskopf wurden Strom und Spannung gemessen. In Abbildung 3 wird die Stelle, an der die Messung am Strang zum Eichelbuck durchgeführt wird, durch einen blauen Kreis gekennzeichnet. Im Laufe des Projektes wurden die alten Messgeräte durch neue genauere Messgeräte die zusätzlich noch Wirk- und Blindleistung messen können erfasst.

2.3.2 Temporäre Messung

Um zu überprüfen, ob die PV-Anlage am Eichelbuck die von der badenovaNetz geforderte Q(U)-Kennlinie abfährt und um mehr Messgrößen für die Netzsimulation und die Zustandsschätzung zu erhalten, wurde temporär ein Messsystem an der PV-Anlage am Eichelbuck installiert. Die erste temporäre Messung ging vom 23.11.2012 bis zum 3.12.2012 und die zweite vom 20.03.2013 - 29.04.2013. Die zweite Messung wurde durchgeführt, da es bei der ersten Messung zu wenig PV-Einstrahlung gab und so keine Aussage über das Regelverhalten der PV-Anlage getroffen werden konnte. Bei dem Messgerät handelte es sich um die PQBox 100 von a-eberle. Das Gerät wird in allen Spannungsebenen zur Netzanalyse verwendet. Da auch noch nach der zweiten

Messperiode zusätzlicher Analysebedarf festgestellt wurde, wurde eine dauerhafte Messung eingebaut.

2.3.3 Dauerhafte erweiterte Messungen

Während der temporären Messung kamen Zweifel auf, dass die PV-Anlage am Eichelbuck die geforderte Q(U)-Statik einhält. Um dies anhand einer größeren Datengrundlage untersuchen zu können, wurde eine dauerhafte Messung von Spannung, Wirk- und Blindleistung an der PV-Anlage am Eichelbuck installiert. Das Messsystem wird in Tabelle 3 detailliert beschrieben.

	Genauigkeit Wandler	Genauigkeit Messung	Schwellwert	Gesamt-Genauigkeit
Spannung	0,5%	>0,1%	50 V	0,85%
Strom	1%	>0,1%	3 A	4,8%
Wirkleistung	1%	>0,2%	100kW	1,6%
Blindleistung	0,5%	>0,2%	25 kVar	1,3%

Tabelle 3: Dauerhafte Messung am Eichelbuck

Um den Zustand der Netze besser schätzen zu können, wurden an der Sammelschiene Vordermattstraße an den Strangabgängen zum Eichelbuck und zum Rosskopf bessere Messgeräte installiert. Die neuen Messgeräte messen eine Leiter-Leiter Spannung, die in den Strang hineinfließenden Leistungen und die Ströme.

	Genauigkeit Wandler	Genauigkeit Messung	Schwellwert	Gesamt-Genauigkeit
Spannung	0,5%	0,5%	200 V	2%
Strom	5%	0,5%	12 A	12%
Wirkleistung	5,5%	1%	330kW	12%
Blindleistung	5,5%	1%	330 kVar	11,2%

Tabelle 4: Messungen am Strang zum Rosskopf und am Strang zum Eichelbuck.

2.4 Einbinden von Lasten und Erzeugern in die Simulation

Im vorherigen Kapitel wurde aufgezeigt welche Messtechnik an welchen Punkten im Netz zum Einsatz kommt. In Abschnitt 2.1 wurde dargestellt, wie das reale Netz so reduziert wurde, dass die wesentlichen Netzbereiche adäquat abgebildet werden können. In diesem Kapitel wird vorgestellt, wie aus den Messungen und dem Wissen über die Charakteristik des Netzes, der Lasten und Erzeuger das reduzierte Netz modelliert werden können.

2.4.1 Lastflusssimulation

In Abbildung 5 wird das Netz gegenüber Abbildung 3 noch einmal weiter vereinfacht.

Die Ersatzlast S_R kann wegfallen, da der Einfluss des restlichen Netzes bereits über die Spannungsmessung an der Sammelschiene abgebildet wird.

Da für das 0,95 MW CHP keine Leistungsmessungen vorhanden ist wurde sie mit dem Summenverbraucher OBI zusammengefasst. Da es zudem vom Verbraucher und von der Mikrogasanlage am Eichelbuck keine Messungen gibt, werden auch beide zusammengefasst. Aus der Leistungsflussmessung in den Strang hinein und der Leistungsmessung an der PV-Anlage kann die Differenzleistung im Strang errechnet werden. Die Differenzleistung wird nun auf die Ersatzlast am Strang und auf die Ersatzlast am Eichelbuck verteilt.

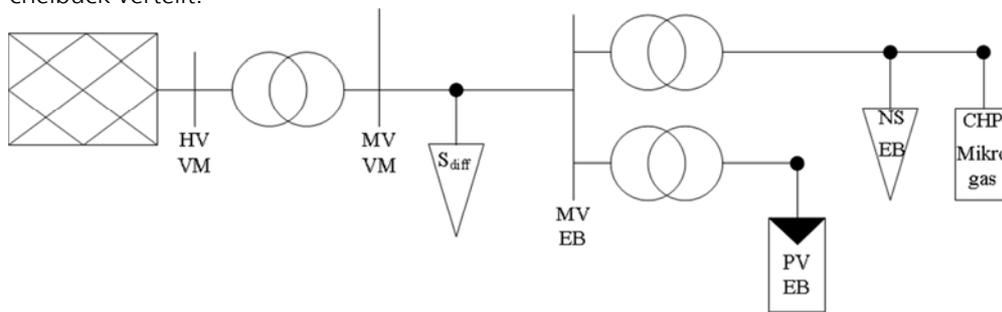


Abbildung 5: Ersatzschaltbild des differenzierten Strangmodells mit Differenzlastprofil

Mit den oben erklärten Annahmen wird die Lastflusssimulation für das Netz durchgeführt. In Abbildung 6 wird verglichen, wie die gemessene Spannung im Vergleich zur berechneten Spannung verläuft. Insgesamt wird der Trend der Spannung gut erkannt. Da die Spannungsmessung aber eine höhere zeitliche Auflösung hat, bzw. die Schwellwerte von Spannungs- und Leistungsmessungen nicht direkt miteinander vergleichbar sind, wird die Fluktuation der Spannung nicht exakt getroffen. Es kann festgestellt werden, dass das Messsystem wesentlich seltener Änderungen vom Leistungsfluss wahrnimmt, als von der Spannung. Die Lastflusssimulation hat als Eingangsmessgröße nur die Leistungsmessungen. Wenn sich also die an die Simulation übergebenen Leistungen nicht verändern, ändert sich die Spannung in der Simulation auch nicht. In der Simulation bleibt zum Beispiel die Spannung von 2 bis 5 Uhr morgens quasi konstant. Die nicht erfassten Spannungsänderungen lassen sich auf die kleinen nicht erfassten Leistungsänderungen, Messfehler und auf Modellungenauigkeiten zurückführen.

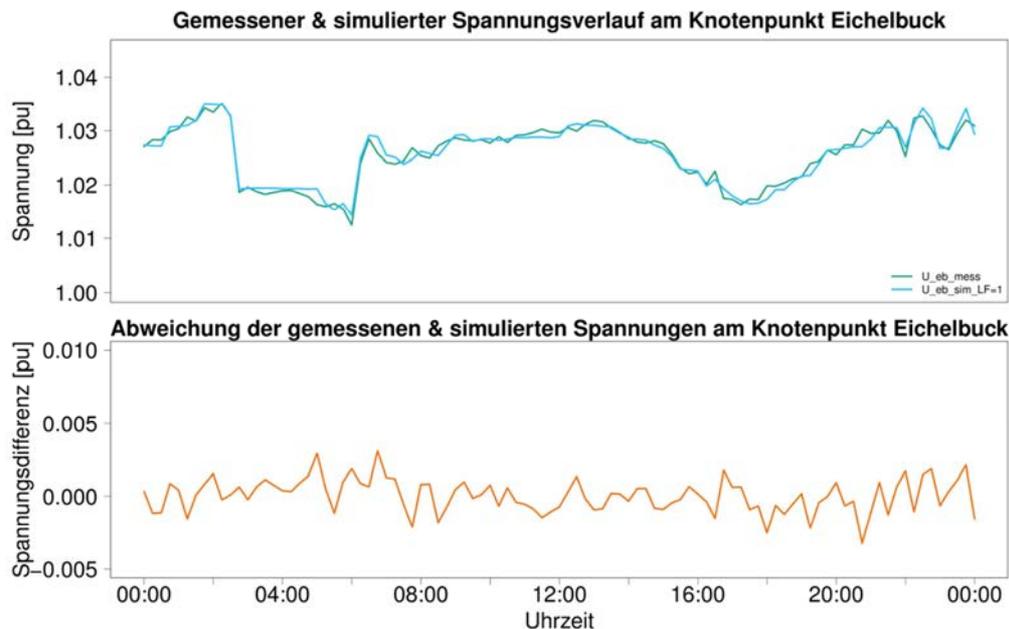


Abbildung 6: Vergleich zwischen berechneter und gemessener Spannung. Die grüne Kurve im oberen Bild stellt die gemessene Kurve dar. Die türkise Kurve ist die simulierte Spannung. Im unteren Bild wird die Differenz der beiden Spannungen dargestellt.

2.4.2 Zustandsschätzung

Im vorherigen Abschnitt wurden zur Bestimmung des Netzzustandes Leistungsflussrechnungen durchgeführt. Leistungsflussrechnungen berechnen den Systemzustand auf Grund vorgegebener Leistungen oder Spannungen an den Knoten. Außerdem muss für einen Referenzknoten die Spannung angegeben werden. Zusätzliche Informationen können in die Leistungsflussrechnung nur in Form der Spannung am Referenzknoten mitaufgenommen werden [1].

In diesem Abschnitt findet der Übergang von der Leistungsflussrechnung zur Zustandsschätzung statt. Zustandsschätzalgorithmen können alle Messgrößen im Netz zur Berechnung des Systemzustands verwenden. Die Algorithmen berechnen aufgrund der vorliegenden Messgrößen den wahrscheinlichsten Systemzustand. Das System ist durch die Spannungen an allen Modellknoten eindeutig bestimmt [2]. Dazu benötigen sie neben den reinen Messgrößen noch eine Aussage über die Qualität der Messungen. Das Ergebnis des Schätzprozesses sind zum einen der Systemzustand und zum anderen der Endwert der Zielfunktion. Ist der Endwert der Zielfunktion höher als gewöhnlich lässt dies schließen, dass bei den Eingangsgrößen für die Zustandsschätzung ein Fehler vorliegt. Der Fehler kann unter anderem sein, dass sich der Schaltzustand des Systems geändert hat oder ein Messgerät kaputt ist. Durch gezieltes ausprobieren können die Fehlerursachen erkannt werden und so im Schätzprozess berücksichtigt werden. Bei defekten Messgeräten könnte zum Beispiel auch die Leitwarte informiert werden.

Für die Zustandsschätzung wurde das Netzmodell weiter vereinfacht, da der Zustandsschätzungsalgorithmus diesbezüglich flexibler ist als die Lastflussberechnung. In Abbildung 7 wird das neue Netzmodell dargestellt. Im neuen Netzmodell wurde der Slack-Knoten von der Hochspannungsseite auf die Mittelspannungsseite verlegt und der Transformator vernachlässigt. Weiterhin wurde die Ersatzlast an der Sammelschiene von der Betrachtung ausgeschlossen, da ihr Einfluss bereits durch die Messung der Spannung an der Sammelschiene mit berücksichtigt wird. Da sowohl Leistungsfluss als auch Spannung auf der Mittelspannungsseite der PV-Anlage gemessen werden, kann hier der Transformator von der Mittelspannung zum Niederspannungsnetz weggelassen werden und das Netz somit weiter reduziert werden. Durch die geringere Anzahl zu betrachtender Knoten, wird Rechenzeit eingespart.

Wie schon für die Lastflusssimulation müssen auch für die Zustandsschätzung Annahmen für Erzeuger und Lasten getroffen werden. Die Biogasanlage speist laut badenovaNetz quasi konstant mit 950 kW ein, sie wird im Folgenden als konstante Einspeisung angenommen. Der Ersatzverbraucher OBI ergibt sich aus der Summe der in den Strang hineinfließenden Leistung plus der Leistung der Biogasanlage und der PV-Anlage. Die Leistung der PV-Anlage wird gemessen. Da vom Erzeuger CHP Mikro gas und vom Verbraucher NS-EB keine Messungen zur Verfügung stehen, wird angenommen, dass diese in Summe keine Auswirkungen auf das Netz haben. Die Annahme hat sich in den folgenden Simulationen bewährt.

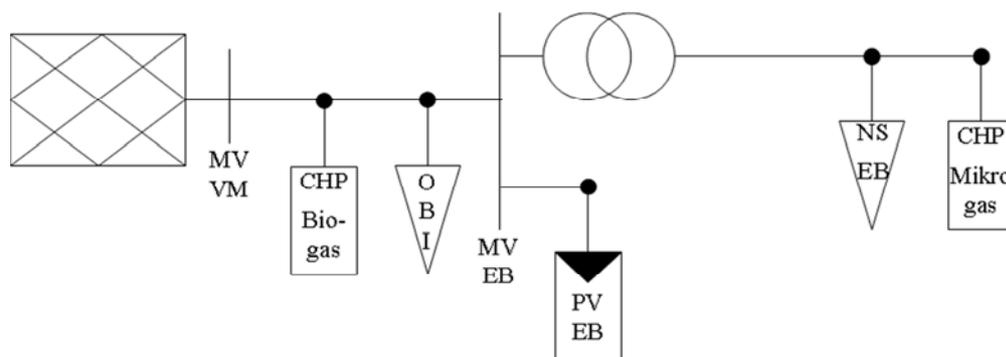


Abbildung 7: Das für die Zustandsschätzung verwendete Ersatzschaltbild des Netzes.

Der für die Zustandsschätzung ausgesuchte Tag ist Samstag der 12. April 2014. Es war ein sonniger Tag, mit einer Spitzeneinspeisung der PV-Anlage am Eichelbuck von ca. 2 MW. In Abbildung 8 wird die Einspeisekurve der Anlage dargestellt. Die in dem Netzbereich angeschlossene Industrie verbraucht am Samstag weniger Energie als an Werktagen. Das hat zur Folge, dass die PV-Leistung weiter vom Einspeisepunkt entfernt verbraucht wird oder an extremen Tagen der Netzstrang rückspeist. Somit ergibt sich eine höhere Auswirkung der eingespeisten Spannung auf die Spannung am Anschlusspunkt der Anlage.

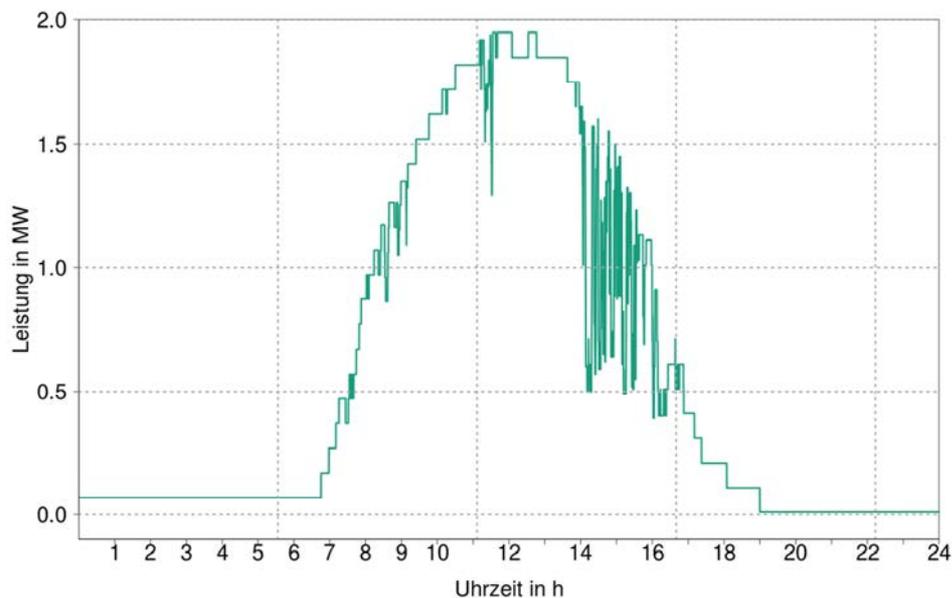


Abbildung 8: Tagesverlauf der Energieproduktion der PV-Anlage am 12.4.2014.

Für die Zustandsschätzung steht nun eine Reihe von Messgrößen zur Verfügung. In den folgenden Abschnitten wird untersucht, mit welchen Messungen die Zustandsschätzung gute Ergebnisse liefert. Dafür werden vier unterschiedliche Messkonfigurationen betrachtet.

2.4.2.1 Zustandsschätzung mit Leistungsflussmessung

In diesem ersten Fall, weiterhin Fall 1 genannt, werden als Messgrößen die Spannung an der Vordermattenstraße, die in den Strang hineinfließende Wirk- und Blindleistung sowie die von der PV-Anlage am Eichelbuck eingespeiste Wirk- und Blindleistung verwendet.

Da durch die Auslegung des Netzes sichergestellt ist, dass es nicht thermisch überlastet wird, ist die Netzspannung für den Netzbetrieb relevanter als die fließende Leistung. Der Fokus der Untersuchung liegt deshalb auf der Abschätzung der Spannung an der PV-Anlage am Eichelbuck.

In Abbildung 9 werden gestrichelt die Messungen der Spannungen an der Sammelschiene Vordermattstraße und an der PV-Anlage Eichelbuck dargestellt. Die durchgezogenen Linien sind die Resultate der Zustandsschätzung. Das Messgerät an der Vordermattstraße sendet nur einen neuen Spannungswert, wenn sich die Spannung um mindestens 200 V ändert oder die Summe des Betrags der Änderungen mehr als 200 V ist (additiver Schwellwert). Aufgrund des Schwellwertes werden nur wenige Fluktuationen in der Spannung übermittelt. Da die Spannung an der Vordermattstraße in diesem Szenario der Zustandsschätzung die einzige Spannungsreferenz ist, ergibt sich nur eine

kleine Abweichung von der Schätzung zur Messung. An der PV-Anlage am Eichelbuck weicht die Schätzung der Spannung deutlich von der Messung ab. Insgesamt ist zu beobachten, dass die Schätzung grob der Messung an der Vordermattstraße folgt und zwischen den großen Änderungen nur leicht moduliert wird.

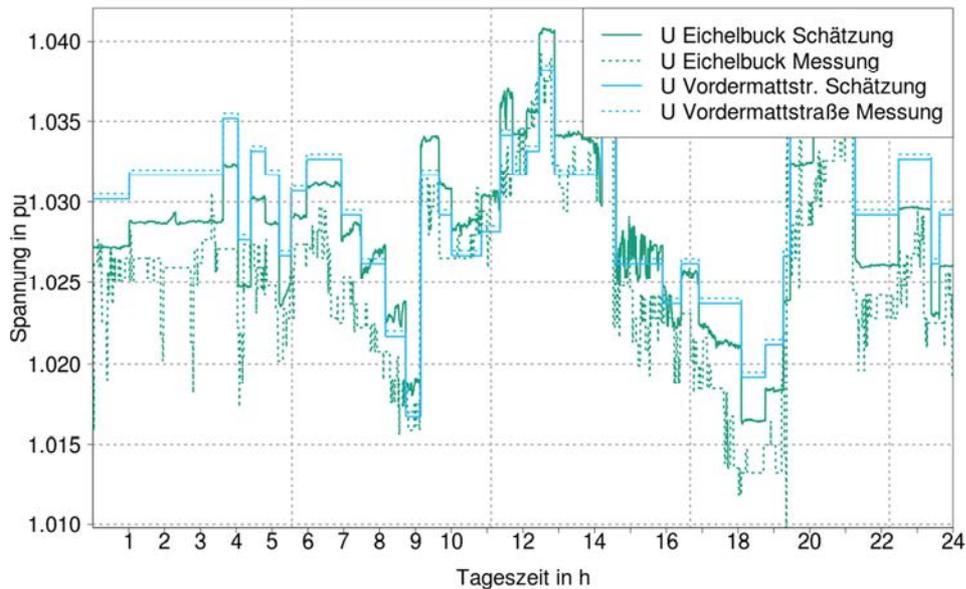


Abbildung 9: Spannungen an der Vordermattstraße und am Eichelbuck. Vergleich der Resultate der Zustandsschätzung mit den Messungen. ¹

In Abbildung 10 wird die Differenz zwischen der Schätzung und der Messung der Spannungen dargestellt. Wie oben beschrieben, weichen Schätzung und Messung an der Vordermattstraße nur wenig voneinander ab. An der PV-Anlage am Eichelbuck ist die Differenz zwischen Schätzung und Messung erheblich. Durch den Zustandsschätzer wird die Spannung im Mittel überschätzt, wobei die maximale Abweichung bei knapp 2 % der Nennspannung liegt.

¹ Unter pu wird die auf 20 kV bezogene Spannung verstanden. Der Wert 1 entspricht folglich der Nennspannung im Netz von 20 kV.

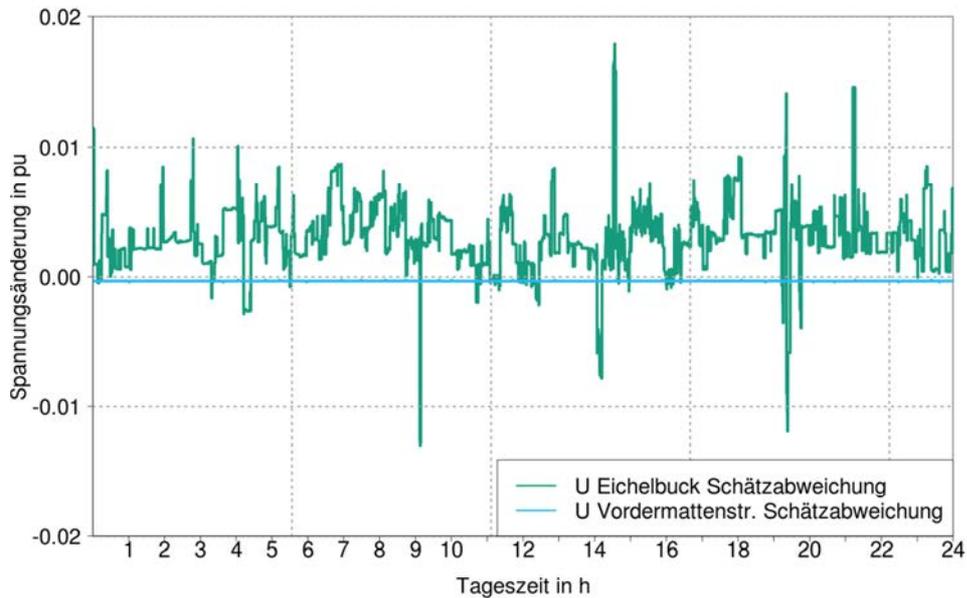


Abbildung 10: Differenz zwischen Messung und Schätzung der Spannungen

Um zu zeigen, dass Last und Erzeugungsknoten vom Zustandsschätzer gut geschätzt werden, wird in Abbildung 11 die Einspeisung der PV-Anlage dargestellt. Bei den anderen Lasten ist das Ergebnis der Schätzung ähnlich gut. Die Schätzung weicht nur bei der Blindleistung leicht von den vorgegebenen Messungen ab.

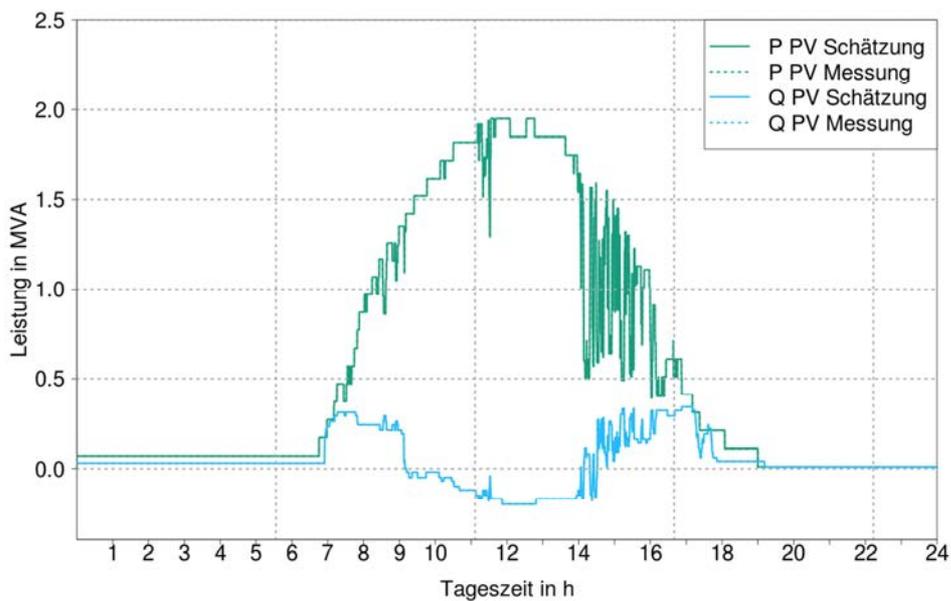


Abbildung 11: Wirk- und Blindleistungseinspeisung der PV-anlage am Eichelbuck.

Als weitere Messgröße liegt der Leistungsfluss von der Sammelschiene Vordermattstraße in den Strang zum Eichelbuck vor. Messung und Schätzung sind in Abbildung 12 aufgetragen. Da schon die Einspeise- und Lastknoten sehr gut geschätzt wurden, ist es konsequent, dass sich auch die fließende Leistung nicht von der Messung unterscheidet.

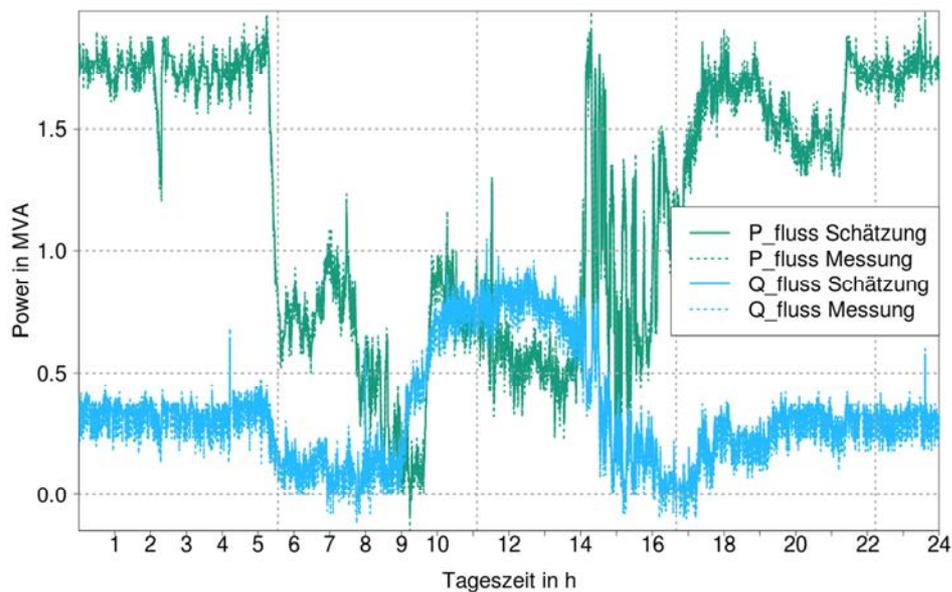


Abbildung 12: Leistungsfluss in den Strang Eichelbuck von der Sammelschiene Vordermattstraße.

Bei der vorliegenden Konfiguration liegen zusammenfassend alle untersuchten gemessenen Größen nahe an den vom Zustandsschätzer abgeschätzten Werten. Auch die Spannung am Eichelbuck wurde in der Tendenz gut geschätzt, wobei durch eine höher aufgelöste Messung der Spannung an der Sammelschiene die Dynamik besser abgebildet werden könnte.

2.4.2.2 Zustandsschätzung mit Leistungsfluss- und Spannungsmessung

Die Schwachstelle der Zustandsschätzung mit der Leistungsflussmessung war der Schätzwert der Spannung am Eichelbuck. Um diesen Wert zu verbessern, wird in Fall 2 nun die Spannungsmessung am Eichelbuck mit in den Zustandsschätzungsprozess einbezogen. In Abbildung 13 ist zu sehen, dass die Spannung am Eichelbuck nun deutlich näher an der gemessenen Spannung liegt. Diese bessere Abschätzung wird jedoch durch ein stärkeres Abweichen der Spannung an der Vordermattenstraße erkauft. Der Schwellwert der Spannungsmessung an der Vordermattenstraße liegt bei 200 V. Am Eichelbuck sind es 50 V. Das heißt vom Eichelbuck liegen deutlich präzisere Messungen vor. Nachdem der Zustandsschätzer die Genauigkeit der Messungen mit in den Schätzprozess einbezieht, kann somit geschlossen werden, dass das Ergebnis näher an der Realität liegt, als die Schätzung ohne Berücksichtigung der Spannungsmessung am Eichelbuck.

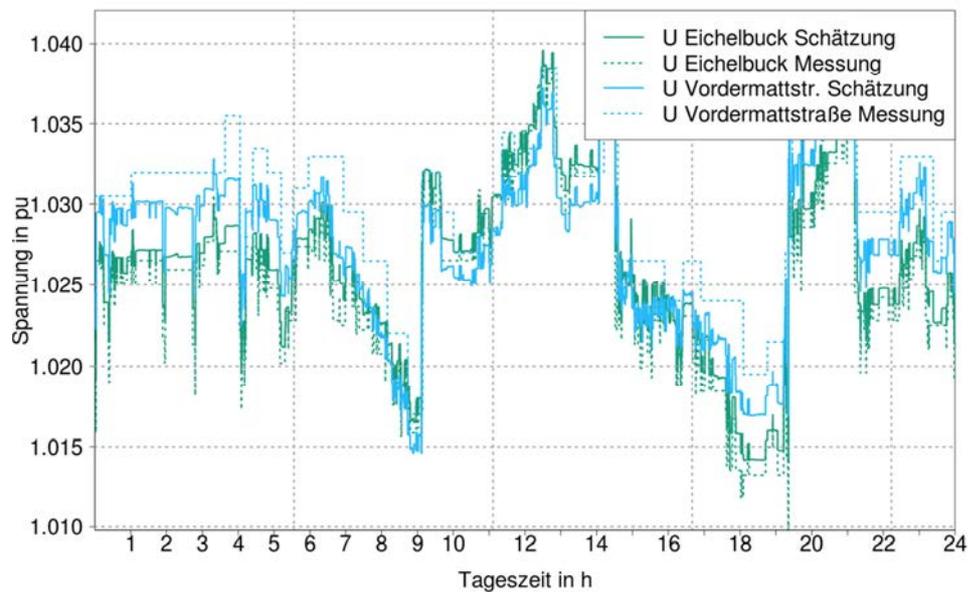


Abbildung 13: Vergleich der geschätzten und gemessenen Spannungen an der Vordermattstraße und am Eichelbuck.

In Abbildung 14 werden die Differenzen zwischen gemessener und geschätzter Spannung dargestellt. Die Schätzung der Spannung am Eichelbuck weicht deutlich weniger von der Messung ab als in Abbildung 10, was daran liegt, dass für den Schätzprozess mehr Messgrößen zur Verfügung stehen. Die anderen im vorherigen Abschnitt betrachteten Größen werden ähnlich gut geschätzt, weshalb sie hier nicht noch einmal betrachtet werden.

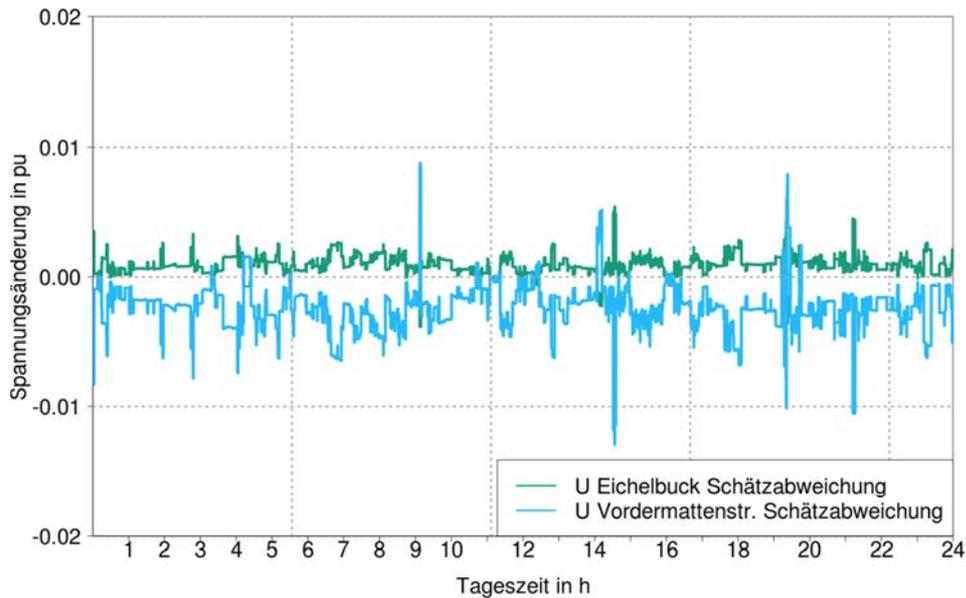


Abbildung 14: Abweichung der geschätzten Spannungen von den gemessenen Spannungen.

Als Fazit kann gezogen werden, dass die zusätzliche Messung erhebliche Verbesserungen in der Qualität der Systemmodellierung nach sich zieht und so die Dynamik der Spannung am Eichelbuck deutlich besser abgebildet wird.

2.4.2.3 Zustandsschätzung mit Strommessung

Mit dem alten Messgerät war am Abgang zum Eichelbuck keine Leistungsflussmessung möglich. Um zu testen wie gut die Zustandsschätzung noch funktioniert, wenn keine gemessene Leistung zur Verfügung steht, wird in Fall 3 der Zustandsschätzer getestet wenn nur der Strom als Eingangsgröße zur Verfügung steht. Aus dem gemessenen abgehenden Strom und aus der Spannung an der Sammelschiene wird die in den Strang fließende Scheinleistung berechnet. Dabei beeinflussen drei Faktoren die Zustandsschätzung negativ. Zum einen ist der Winkel zwischen Strom und Spannung unbekannt und es muss eine Abschätzung getroffen werden. Zum anderen ist die Richtung des Wirkleistungsflusses unbekannt, außerdem haben sowohl Strom als auch Spannungsmessung einen Schwellwert. An sonnigen Feiertagen kann es zur Lastflussumkehr kommen, da hier die ansässige Industrie wenig Energie verbraucht. Die Lastflussumkehr wird von der Strommessung nicht erkannt. Im Normalfall fließt die Leistung in den Strang hinein, deshalb wird dies im Folgenden angenommen. Im Lauf der Untersuchungen hat sicher herausgestellt, dass die Annahme eines Leistungsfaktors von 0,99 induktiv adäquat ist. Durch den Blindleistungsregler der PV-Anlage wird diese Annahme, wie sich später zeigt jedoch verschlechtert. Die mit mehr Unsicherheiten behafteten Annahmen machen sich darin bemerkbar, dass die Qualität der Schätzung abnimmt.

In Abbildung 15 wird deutlich, dass die Schätzung der Spannungen im Vergleich zu den beiden vorherigen Schätzversuchen erheblich verschlechtert wurde. Ohne die Leistungsmessung leidet auch die Abschätzung der Lasten im Netz.

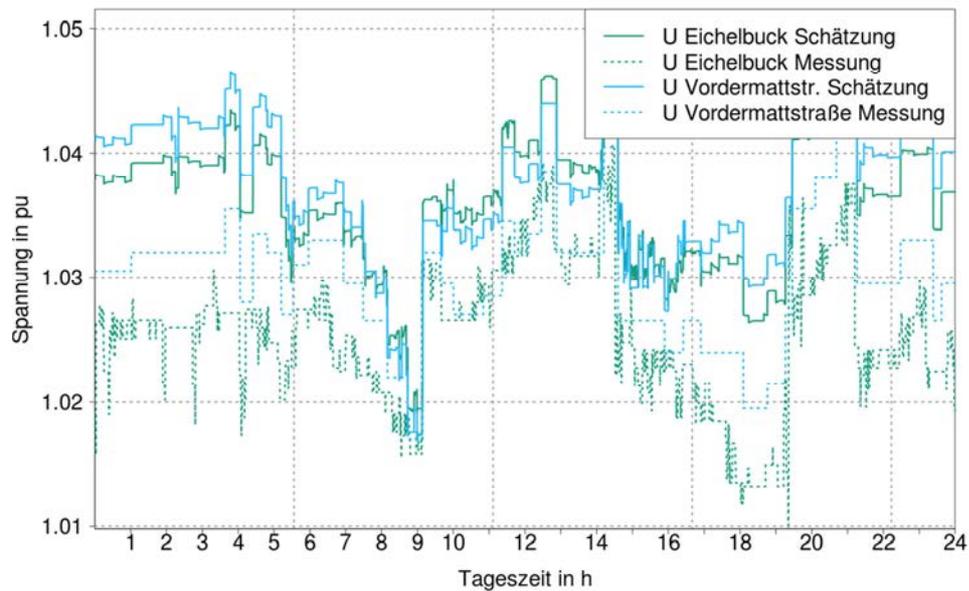


Abbildung 15: Schätzung der Spannung am Eichelbuck und an der Sammelschiene Vordermattstraße

In Abbildung 16 ist der geschätzte Leistungsfluss und der gemessene Leistungsfluss dargestellt. Der Wirkleistungsfluss wird abgesehen von der Zeit von 10 Uhr bis 15 Uhr, wenn hohe PV-Einstrahlung ist, gut abgeschätzt. Beim Blindleistungsfluss ergeben sich deutlich sichtbar größere Differenzen von der Schätzung zur Messung, wobei auch hier die Abweichung zur Mittagszeit am höchsten ist. Im Vergleich zur nächtlichen guten Schätzung kommt es hier jedoch auch morgens ab 6 und abends bis ca. 19 Uhr zu erheblichen Abweichungen. Die höheren Abweichungen lassen sich vollständig durch die Einspeisung der PV-Anlage und ihre Blindleistungsregelung erklären. Hätte die PV-Anlage keine Blindleistungsregelung, würde der Leistungsfaktor am Strang trotzdem absinken, da sie nur den Wirkleistungsbedarf der angeschlossenen Verbraucher decken würde. Schon damit würde die Annahme des konstanten Leistungsfaktors obsolet. Zur Mittagszeit bezieht die Anlage Blindleistung (siehe Abbildung 11), was dazu führt, dass der Leistungsfaktor noch weiter absinkt und sich die Annahme weiter verschlechtert. Durch den Blindleistungsregler wird morgens und abends Blindleistung bereitgestellt, sodass der Leistungsfaktor am Strang Anfang steigt. Es ist demnach schwierig den Effekt des Blindleistungsreglers zu modellieren, da nicht sichergestellt ist, ob sich die Anlage an die vorgegebene Statik hält.

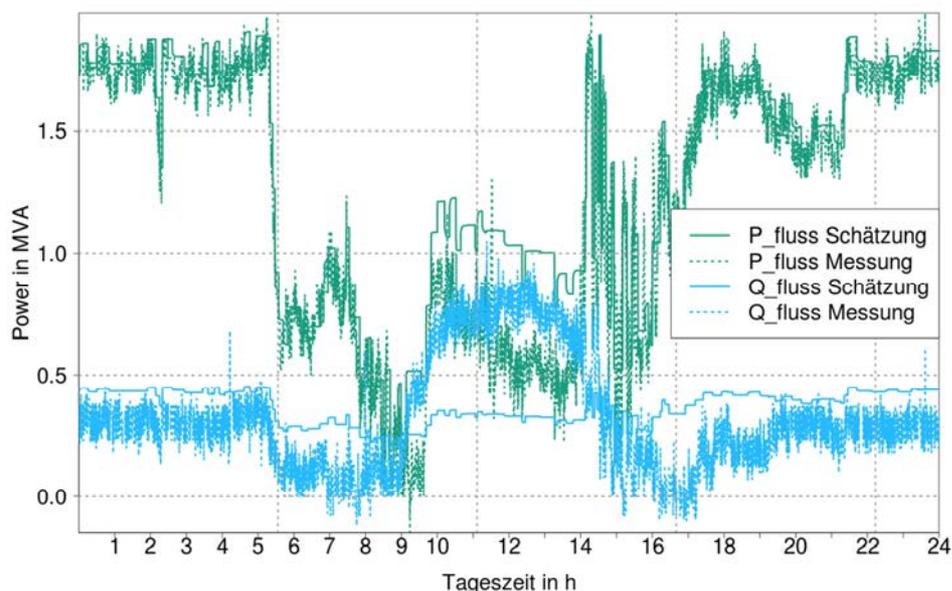


Abbildung 16: Messung und Schätzung des Leistungsflusses.

Im Gegensatz zu den vorherigen Schätzungen weichen die Schätzungen in diesem Szenario von den Vorgaben ab, was konsistent zu den Abweichungen in der Leistungsflussschätzung ist. In Abbildung 17 wird die Vorgabe der Last am Anschlusspunkt OBI und die Schätzung der Last dargestellt. Da zur Mittagszeit die vorgegebene Last vom realen Systemzustand abweicht, weicht hier auch die Schätzung von der Messung ab.

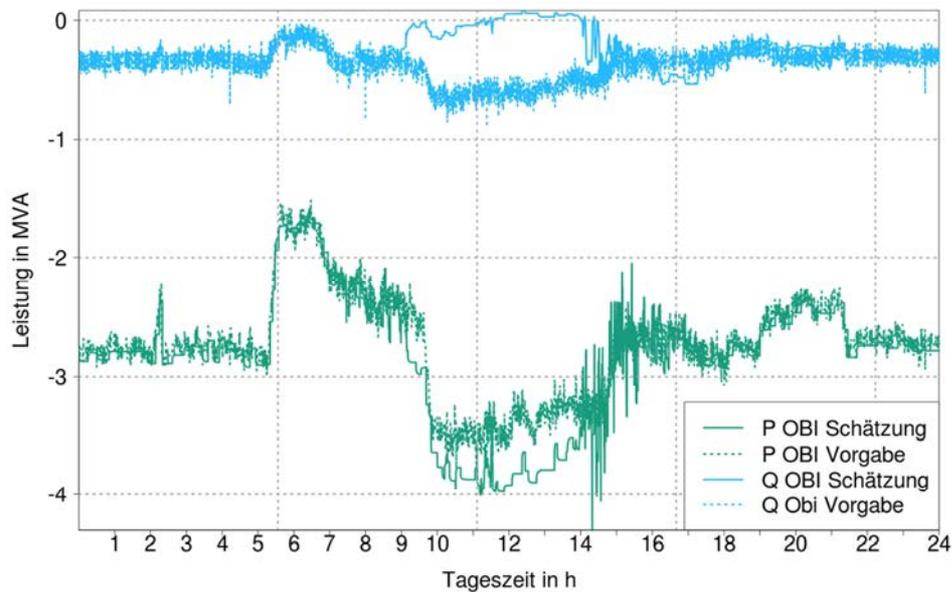


Abbildung 17: Vorgabe der Last am Netzanschlusspunkt OBI und die dazugehörige Schätzung

2.4.2.4 Zustandsschätzung mit Strom- und Spannungsmessung

Da in Fall 3 die Ergebnisse der Zustandsschätzung insbesondere bei der Spannung sehr ungenau sind, wird für Fall 4 die Spannungsmessung am Eichelbuck als zusätzliche Eingangsgröße für den Zustandsschätzer verwendet.

In Abbildung 18 wird dargestellt, wie die Spannung unter Zuhilfenahme der Spannungsmessung am Eichelbuck geschätzt wird. Das Ergebnis ist deutlich besser als ohne die zusätzliche Messung in Abbildung 15. Die restlichen Schätzwerte verändern sich durch die zusätzliche Messung nicht nennenswert.

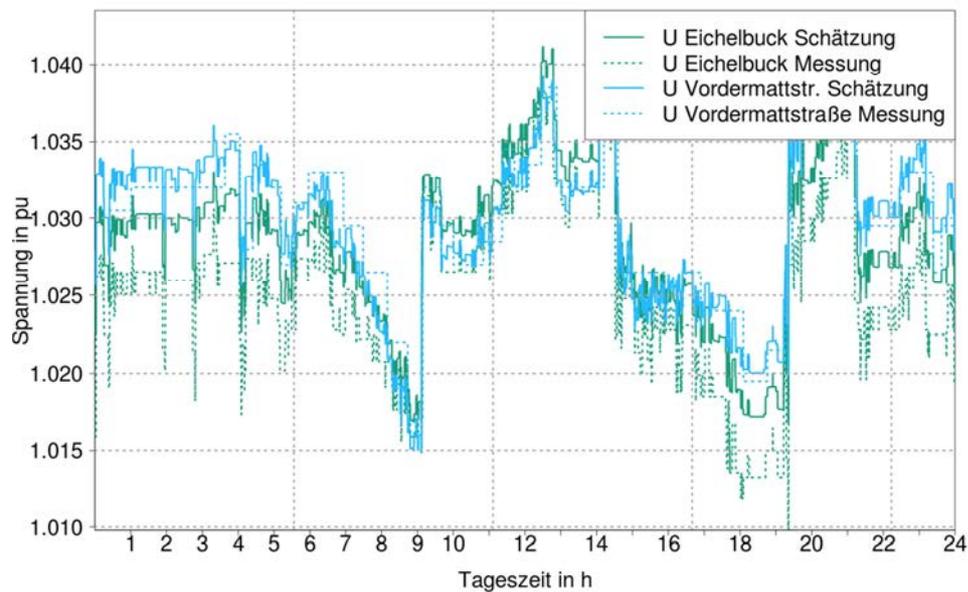


Abbildung 18: Vergleich der gemessenen und der geschätzten Spannungen an der Vordermattstr. und an der PV-Anlage am Eichelbuck

2.4.2.5 Fazit Zustandsschätzung

In diesem Kapitel wurden vier unterschiedliche Messsystemkonfigurationen betrachtet, um den Zustand des Systems Stromnetz abzuschätzen. Von den vier Konfigurationen waren drei hinreichend gut, um zu beurteilen, ob in dem Netz kritische Zustände auftreten könnten. Im Endeffekt verbessert jede hinzu gekommene Information das Ergebnis des Zustandsschätzers. Tabelle 5 gibt einen Überblick, ob die Ergebnisse der Zustandsschätzung hinreichend genau sind, um Aussagen über den Zustand des Netzes zu treffen. Das schlechteste der vier Ergebnisse ist Fall 3. Fall 3 hat als Eingangsgrößen nur die Spannung an der Sammelschiene, den Stromfluss in den Strang und die Leistung an der PV-Anlage. Dies entspricht den vor dem Projekt verfügbaren Daten. Die Ergebnisse von Fall 3 weichen aber stark von den gemessenen Werten ab.

Besser sind die Schätzungen, die entweder die Spannung (Fall 4) an der PV-Anlage am Eichelbuck oder den Winkel zwischen Strom und Spannung an der Sammelschiene (was dem Leistungsfluss in den Strang entspricht, Fall 1) berücksichtigen. Noch besser ist das Ergebnis wenn die beiden Größen mit einander verknüpft werden, Fall 2.

Eine offene Frage ist, in wie fern die auf die Messung am Eichelbuck verzichtet werden könnte, wenn die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage mit Wetterdaten abgeschätzt wird und die Blindleistung als spannungsabhängige Größe vorgegeben wird. Über das Ergebnis der Zielfunktion könnte so überprüft werden, ob die Anlage richtig

parametriert ist. Dafür müssten jedoch die Zustandsschätzungsalgorithmen noch deutlich weiter entwickelt werden.

Tabelle 5: Bewertung der Zustandsschätzung mit unterschiedlichen Eingangsgrößen

	Fall 1	Fall 2	Fall3	Fall 4
Spannungsmessung am Transformator	✓	✓	✓	✓
Leistungsmessung in Strang	✓	✓	X	X
Strommessung in Strang	X	X	✓	✓
PQ- Messung an PV-Anlage	✓	✓	✓	✓
Spannungsmessung an PV-Anlage	X	✓	X	✓
Ergebnis	Gut	Sehr gut	Zu ungenau	Gut

Bei dem betrachteten Netz handelt es sich um ein typisches industriell geprägtes Stromnetz. Oft werden auf industriellen Flachdächern große Photovoltaikanlagen installiert. Um zu beurteilen, ob trotz der installierten Erzeugungsleistung die Spannung in den planerisch vorgegebenen Grenzen bleibt, kann sie entweder gemessen oder durch Zustandsschätzung errechnet werden. Durch die Kenntnis der Spannung im Netz kann im besten Fall Netzausbau verzögert oder vollständig vermieden werden. Wird die Information statt durch Messung durch Zustandsschätzung gewonnen, kann Geld für die Messhardware eingespart werden.

Mit den Untersuchungen wurde gezeigt, dass die Spannung an der PV-Anlage auch adäquat abgeschätzt werden kann, wenn Blind- und Wirkleistungseinspeisung der Anlage bekannt sind. Die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage kann mit einer Strahlungsmessung oder einer Strahlungsprognose und einem Anlagenmodell berechnet werden. Die Blindleistungseinspeisung kann durch das Modell des Blindleistungsreglers in die Zustandsschätzung miteinbezogen werden. Für die Ausarbeitung der letzten beiden Ideen war während des Projektes jedoch keine Zeit mehr. Es sind dafür Veröffentlichungen dazu bei der Solar Integration Conference in Berlin und bei der „DACH Konferenz Energieinformatik“ in Zürich geplant. In den beiden Veröffentlichungen sollen diese Themen explizit untersucht werden.

2.5 Lokalisierung von kritischen Leitungsabschnitten im Netz

Die kritischen Zustände, die in der Netzplanung für den Normalbetrieb betrachtet werden, sind thermische Leitungsüberlastungen und unzulässige Abweichungen von der Sollspannung. Das Netz wurde für den Verbrauch ausgelegt. Im Weiteren wird deshalb davon ausgegangen, dass der Verbrauch das Netz nicht überlastet. Die Annahme ist gerechtfertigt, da das Netz seit langer Zeit problemlos seinen Zweck erfüllt.

Die zunehmende Integration von Erneuerbaren Energien ist eine neue Aufgabe für das Stromnetz. In diesem Projekt soll evaluiert werden, wie gut das Netz Erneuerbare Energien integrieren kann. Um zu überprüfen, wie sich Erneuerbare Energien auf das Netz auswirken, wird das Vorgehen aus der Mittelspannungsrichtlinie des BDEW [3] angewendet. In ihr wird vorgeschlagen den Einfluss der Erneuerbaren Erzeuger auf das Netz ohne Berücksichtigung von Verbrauchern zu bewerten.

Zuerst wird überprüft, ob die Stromtragfähigkeit der Leitungen im Strang zum ausreichend für die Erzeuger ist. Der thermische Nennstrom der Leitungen beträgt 211 A, was einer maximal übertragbaren Leistung von 7,3 MW entspricht. Die summierte Leistung aller Erzeuger im Strang entspricht 3,6 MW. Die Stromtragfähigkeit ist also in jedem Fall unkritisch.

Nach [3] dürfen alle Erzeuger am kritischsten Punkt im Netz nur eine Spannungsänderung von maximal 2% verursachen. Es müssen dabei alle im Normalbetrieb vorkommenden Schaltzustände berücksichtigt werden. Da die Auswirkungen aller Erneuerbaren Energien betrachtet werden müssen, kann der Strang zum Eichelbuck nicht gesondert betrachtet werden und der Windpark am Rosskopf muss in die Betrachtung mitbezogen werden.

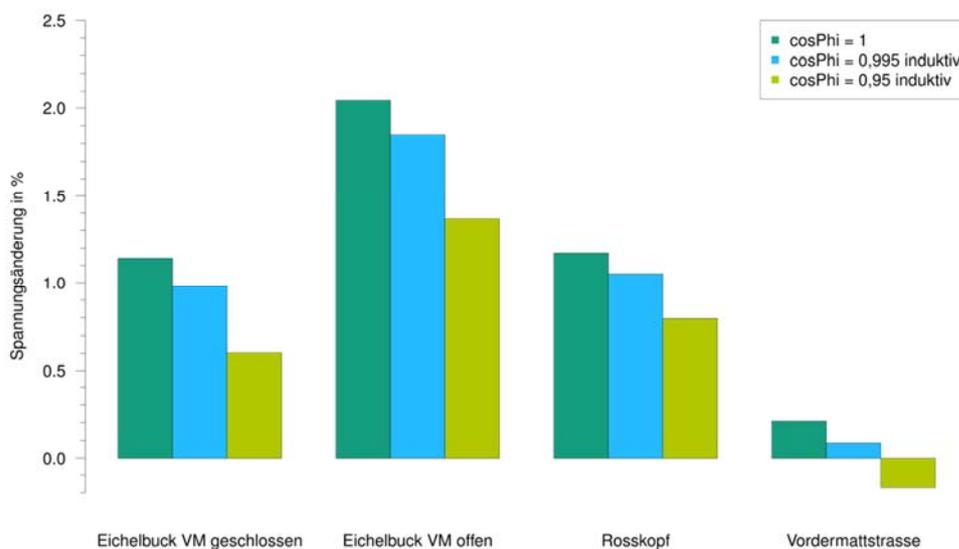


Abbildung 19: Einfluss der Erneuerbaren Energien auf die Spannung im Netz für verschiedene Leistungsfaktoren der Einspeisung

In Abbildung 19 wird der Einfluss der Erneuerbaren Energien Einspeisung auf die Spannung im Netz dargestellt. Es werden nur die Spannungen an den Strangausläufern und am Übergang zum überlagerten Netz betrachtet. Die Spannung an den Strangausläufern wird betrachtet, da hier die Spannungserhöhung durch Einspeisung aufgrund der hohen ohmschen Leitungsimpedanz am größten ist. Die Spannung am Übergang zum überlagerten Netz am Transformator an der Vordermattenstraße wird betrachtet, da hier das R/X Verhältnis im Netz am kleinsten ist. Das heißt der Einfluss der Blindleistung auf die Spannung wird im Vergleich zur Wirkleistung höher. Es könnte der Fall eintreten, dass durch Blindleistungseinspeisung die Spannung weiter abgesenkt wird als erlaubt. In diesem Fall ist das jedoch kein Problem.

Es werden zwei Betriebszustände betrachtet, die sich jedoch nur auf die Spannung am Eichelbuck auswirken. Der erste betrachtete Betriebszustand ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Trennschalter zum Abgang 2 an der Sammelschiene Vordermattenstraße ist geschlossen. In diesem Betriebszustand treten mit keinem Leistungsfaktor $\cos\varphi$ unerlaubte Spannungserhöhungen auf. Im zweiten Fall ist der Schalter an Abgang 2 offen und der Netzstrang wird über den Abgang 4 an die Vordermattenstraße angebunden. In dieser Konfiguration steigt bei einem $\cos\varphi$ von 1 an der PV-Anlage die Spannung um mehr als die erlaubten 2% an. Wird der $\cos\varphi$ auf 0,995 (induktiver Verbrauch) abgesenkt, bleibt die Spannung knapp unterhalb der 2% Grenze und es wird ein regelkonformer Betrieb sichergestellt. Es ist zu beachten, dass bei der Änderung des Leistungsfaktors nur am $\cos\varphi$ der PV-Anlage am Eichelbuck variiert wird. Nach [3] kann der Netzbetreiber von den Anlagenbetreibern verlangen, die Anlage mit einem minimalen $\cos\varphi$ von 0,95 zu betreiben. Wird der $\cos\varphi$ auf 0,95 eingestellt, wird die Spannung noch weniger angehoben. Bereits mit einem $\cos\varphi$ von 0,995 wird die Spannung mit sehr geringem Einsatz an Blindleistung im erlaubten Bereich gehalten.

Am Anschlusspunkt am Rosskopf ist die Änderung der Spannung im Allgemeinen niedriger. Es treten bei egal welcher Einstellung des $\cos\varphi$ keine Spannungsprobleme dort auf.

An der Vordermattenstraße wird die Spannung bei reiner Wirkleistungseinspeisung und maximaler Einspeisung um etwa 0,25% angehoben. Wird an der PV-Anlage am Eichelbuck der $\cos\varphi$ abgesenkt, sinkt die Spannung deutlich ab. Bei einem $\cos\varphi$ von 0,95 wird die Spannung um ca. 0,2% abgesenkt.

Insbesondere wird in Abbildung 19 deutlich, dass der Windpark am Rosskopf und die PV-Anlage am Eichelbuck über die Vordermattenstraße miteinander gekoppelt sind. Wird an der PV-Anlage am Eichelbuck der $\cos\varphi$ verändert, ändert sich die Spannung am Rosskopf um genauso viel, wie sie sich an der Vordermattenstraße ändert.

2.6 Analyse der Blindleistungsregelung der PV-Anlage am Eichelbuck

Wie oben beschrieben wurde für die Zustandsschätzung ein Messgerät an der PV-Anlage am Eichelbuck integriert. Während der temporären Installation des Messgerätes war vermutet worden, dass das Gerät nicht die geforderte $Q(U)$ -Kennlinie einhält. Da in der Messperiode jedoch zu wenige sonnige Tage für eine stichhaltige Aussage waren, wurde anschließend ein dauerhaftes Messgerät installiert.

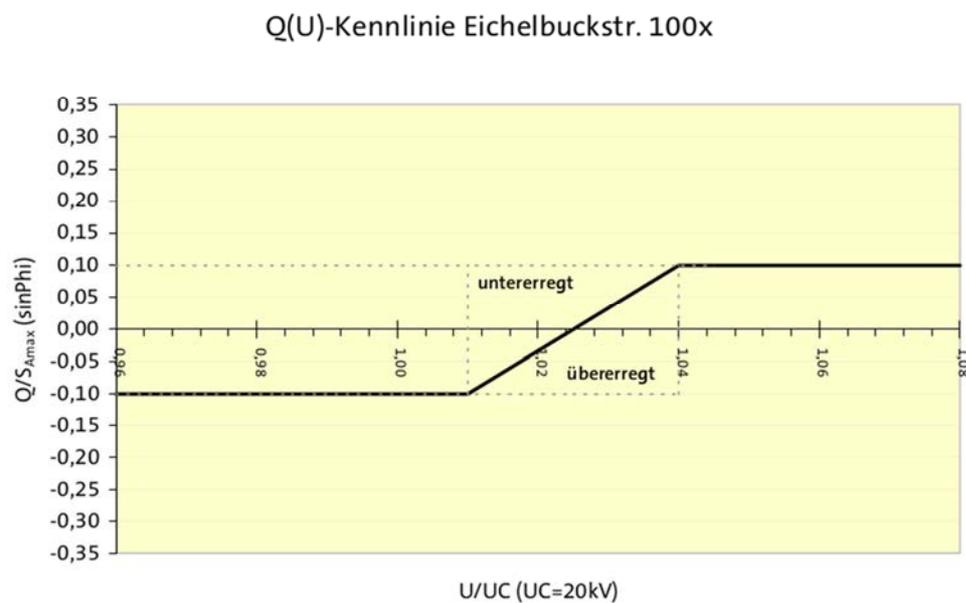


Abbildung 20: Vorgabe für das $Q(U)$ -Verhalten der PV-Anlage am Eichelbuck

In Abbildung 20 wird die von der badenovaNetz geforderte $Q(U)$ -Kennlinie der PV-Anlage am Eichelbuck dargestellt. Die Anlage soll bis zu einer Spannung von 1,01 pu die Spannung durch übererregte Blindleistung in der Höhe von 250 kVar stützen. Ab 1,01 pu steigt die Kennlinie an. Bei einer Spannung 1,025 pu soll keine Blindleistung eingespeist werden. Der Anstieg der Kennlinie geht stetig weiter bis zu einer Spannung von 1,04 pu, ab der die Spannung durch untererregte Blindleistung mit 250 kVar abgesenkt werden soll.

In Abbildung 21 wird die $Q(U)$ -Sollkennlinie gegenüber tatsächlichen gemessenen $Q(U)$ -Wertepaaren aufgetragen, wobei nur Messpunkte berücksichtigt wurden zu deren Zeitpunkt mindestens 100 kW Wirkleistung eingespeist wurden. Der Messzeitraum ist der Oktober 2010. Es fällt auf, dass die gemessene und die geforderte Blindleistungseinspeisung deutlich voneinander abweichen. Nach der Messung wird fast nur übererregte Blindleistung zur Spannungserhöhung eingespeist, obwohl die Spannung über den 1,025 pu oder 20,5 kV ist. Die Regressionsgerade verdeutlicht diesen Zusammenhang. Sie bleibt im Spannungsbereich in dem Messwerte vorhanden sind unter der

Nulllinie. Nach der Regression würde ein Vorzeichenwechsel erst bei ca 21,1 kV stattfinden. Es bleibt anzuerkennen, dass die Parametrierung der PV-Anlage schwierig ist, da die Anlage nicht aus einem oder wenigen zentralen Wechselrichtern besteht, sondern aus 115 verteilten Wechselrichtern besteht. Die Wechselrichter stehen in Gruppen bei den an ihnen gekoppelten Modulen. Die Q(U)-Kennlinie wird an der Übergabestelle zum Netzbetreiber und nicht an der Stelle Wechselrichter verlangt, da das unterlagerte Netz zur Anlage gehört und der Netzbetreiber nicht für die Spannungshaltung darin zuständig ist. Für die Parametrierung der Wechselrichter impliziert dies, dass für jeden Standort eine Kennlinie vorgegeben werden muss, die den Einfluss des Netzes bis zur Übergabestelle mit berücksichtigt, sodass an der Übergabestelle die geforderte Kennlinie eingehalten wird.

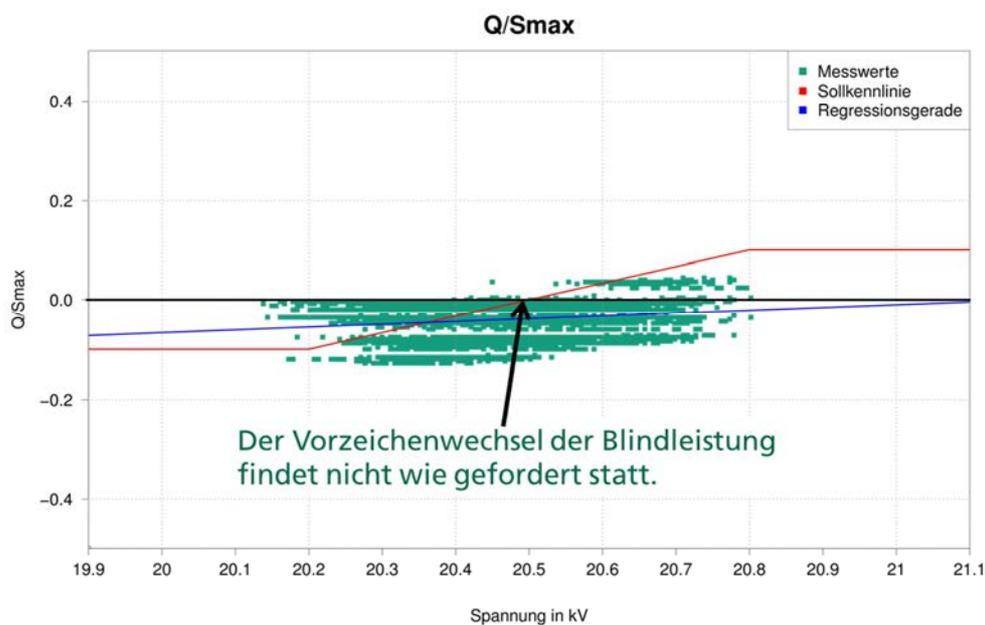


Abbildung 21: Sollkennlinie gegenüber gemessener Blindleistung, Oktober 2013.

Nachdem die falsche Parametrierung der Anlage aufgefallen war wurde eine neue Parametrierung der Wechselrichter gefordert. Die Parametrierung erfolgte im Dezember 2013. In Abbildung 22 wird der Messzeitraum im Januar 2014 dargestellt. Durch die Neueinstellung der Wechselrichter wird im Vergleich zum Oktober 2014 die Sollkennlinie, wenn überhaupt nur wenig besser getroffen. Inzwischen hat der Anlagenbetreiber den Auftrag geben eine zentrale Regelung für die Wechselrichter zu installieren. So fällt der Aufwand der Berechnung einzelner dezentraler Kennlinien für die Wechselrichter weg und die vorgegebene Kennlinie kann dann zum Beispiel mittels eines PI-Reglers, der die dezentralen Einheiten ansteuert eingestellt werden. Es müssen jedoch die Kosten für die Kommunikationsinfrastruktur, den Regler und die Zentrale Messung vom Anlagenbetreiber aufgebracht werden.

Da durch die Analyse der Q(U)-Kennlinie festgestellt wurde, dass die EEG-Anlagen die gestellten Forderungen nicht erfüllen, wird nun im Gebiet der badenovaNetz von jeder Anlage ab 1 MW Leistung die Installation eines Messgerätes gefordert, mit dessen Hilfe der Nachweis eines korrekt eingestellten Reglers möglich ist. Die Grenze wurde aufgrund des wesentlichen Einflusses von Erzeugungsanlagen auf das bestehende Netz, bezogen auf die Kurzschlussleistung, festgelegt.

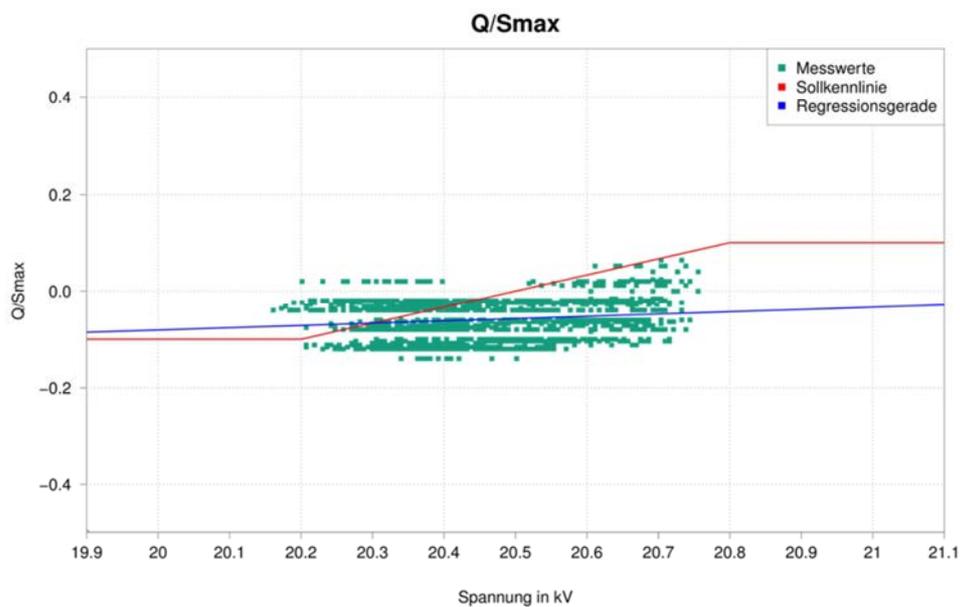


Abbildung 22: Sollkennlinie gegenüber gemessener Blindleistung, Januar 2014.

2.7 Fazit

In dem Arbeitspaket wurde ein Teilnetz der badenova modelliert. Mit den entwickelten Algorithmen kann der Netzabschnitt beobachtet werden, sodass eine Aussage über thermische und Spannungsbelastungen möglich ist. In darauf aufbauenden Veröffentlichungen konnte gezeigt werden, dass auch ohne direkte Messung an der Anlage eine hinreichend genaue Aussage über den Spannungsverlauf getroffen werden kann. Für die Schätzung der Einspeiseleistung an der PV-Anlage werden dann jedoch lokale Strahlungsprognosen oder Messungen benötigt. Wobei mit lokal ein Umkreis von wenigen Kilometern gemeint ist. Es sind weitere Untersuchungen dazu geplant inwiefern mithilfe eines komplexeren Modells für die Berechnung der in den Strang hineinfließenden Scheinleistung auf die Installation der Leistungsflussmessung verzichtet werden. Für den Netzbetrieb können so Aussagen über die Netzbelastung ohne die kostenaufwändige Installation zusätzlicher Hardware getroffen werden.

Zudem wurde erkannt, dass EEG-Anlagen teilweise ungeahnte Probleme haben den Vorgaben des Netzbetreibers Folge zu leisten, weshalb nun die Pflicht eingeführt wurde, die Anlagen zum Funktionsnachweis mit einem Messgerät auszustatten. Nur mit Anlagen die entsprechend der Vorgaben arbeiten ist ein zuverlässiger und sicherer Netzbetrieb möglich. Wenn kein Verlass auf die korrekte Einstellung der Anlagen ist, sind Netzbetrieb und Planung Blindflug. Letzen Endes kann der Netzbetreiber den übrigen Anschlussnehmern nicht mehr die Einhaltung der in der DIN EN 50160 geforderte Spannungsqualität garantieren. Eine weiteres Risiko wäre, dass die willkürlich eingestellten Blindleistungsregler untereinander oder mit den Stufenstellern der Transformatoren anfangen zu schwingen beginnen und so der Stufensteller schneller altert oder allgemein Probleme mit der Spannungsstabilität auftreten. Daraus könnte resultieren, dass sich Anlagen aufgrund zu hoher oder zu niedriger Spannung vom Netz trennen bzw. beschädigt werden.

In den auf den Projektergebnissen aufbauenden Publikationen konnte gezeigt werden, dass durch den entwickelten State Estimation Ansatz in Kombination mit einer Erzeugungssimulation für die PV-Anlage der Systemzustand hinreichend genau berechnet werden konnte. Als Eingangsdaten werden lediglich elektrische Messungen am Strangbeginn und Strahlungsmessungen oder -prognosen benötigt. Die Messungen am Strangbeginn sind teilweise schon vorhanden bzw. können einfach aufgerüstet werden. Prognosen solarer Strahlung können entweder von Wetterdiensten gekauft werden oder es können frei verfügbare Messungen von Wetterstationen verwendet werden. Werden Strahlungsprognosen verwendet, kann die zukünftige Netzbelastung antizipiert werden. Eine Abschätzung der Kostenersparnis durch die Zustandsschätzung kann über die Kosten für die Messgeräteinstallation an der PV-Anlage am Eichelbuck vorgenommen werden. Die Installation des Messgerätes an der Anlage am Eichelbuck beläuft sich inklusive dem Messgerät und dem Einbau, auf 8 400 €, wobei die Messwandler nicht im Preis begriffen sind, da sie bereits vorhanden waren. Bei den genannten Kosten handelt es sich nur um die Kosten für einen einzelnen Netzstrang. Soll das Netz flächendeckend beobachtet werden, würden sich die Kosten vervielfachen. Die Kosten für die Zustandsschätzung sind, da es sich um ein reines Softwareprodukt handelt weitestgehend unabhängig vom Umfang des zu beobachtenden Netzgebietes. Die anfallenden Kosten im Speziellen sind: Hardware und Lizenzkosten,

Parametrierung sowie Wartung und Aktualisierung. Bei einem größeren zu beobachtenden Netzgebiet steigt vor allem der Aufwand für die Parametrierung der Software.

Auswertung des Netzbetriebes
der badenova

3 Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen

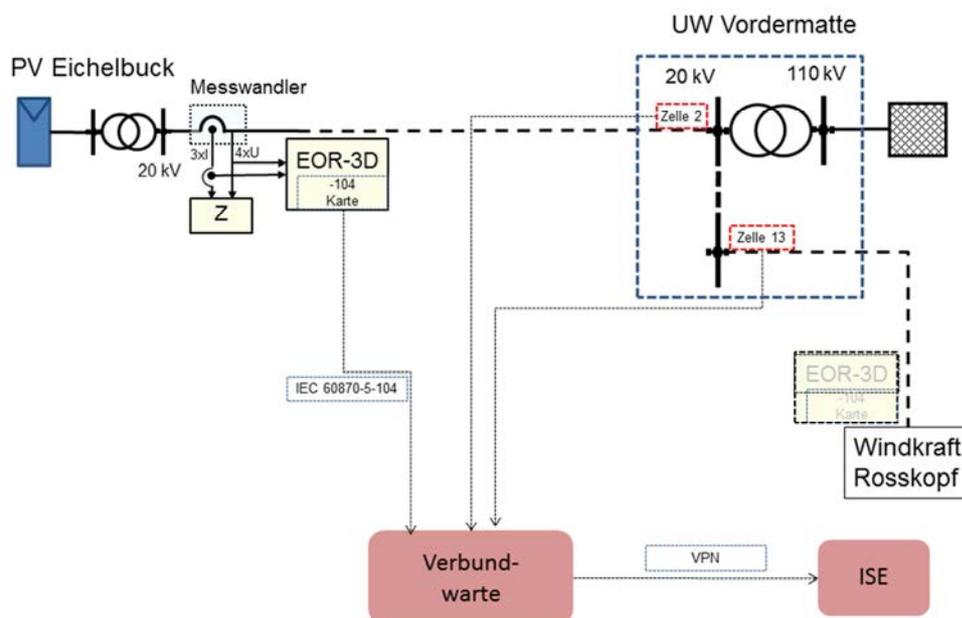
Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen

Ursprünglich war geplant den bestehenden Betriebsführungsassistenten für steuerbare Erzeuger aus dem Projekt Virtplant um eine Netzsimulation zu erweitern. Die technischen Voraussetzungen dafür wurden in dem Projekt „G2S“ geschaffen. Es wurde eine Zustandsschätzung für Teile des Mittelspannungsnetzes der badenovaNetz entwickelt. In Kapitel 4 wurden Betriebsarten für BHKW ökonomisch bewertet und simuliert. Aus Sicht der Netzoptimierung wären hier die vermiedenen Netznutzungsentgelte interessant. Die Zustandsschätzung wurde dann auf ein online System aufgespielt und der aktuelle Netzzustand wird in Echtzeit mit den Messwerten der Leitwarte berechnet und visualisiert. In dem einzigen als möglicherweise kritisch erachteten Netzstrang der badenovaNetz, befindet sich jedoch kein steuerbarer Erzeuger. Der Betriebsführungsassistent konnte demnach nicht sinnvoll um Netzberechnungen erweitert werden, da die steuerbaren Erzeuger nicht in Netzgebieten sind, die im heutigen Ausbauzustand überlastet werden können. Es würden sich demnach keine Restriktionen für die steuerbaren Erzeuger aus der Miteinbeziehung des Netzes ergeben. Um die jeweiligen Netzgebiete zu überwachen, wäre die Installation zusätzlicher Messgeräte notwendig. Dies würde erhebliche Investitionen bedeuten, die keine Verbesserung für Netz- und Anlagenbetrieb nach sich ziehen würden.

Um die prinzipielle Funktionsweise einer netzzustandsabhängigen Betriebsführung aufzuzeigen, wurde der Betrieb eines BHKWs am Anschlusspunkt der PV-Anlage am Eichelbuck simuliert. Es wurde mit dem aufgebauten Netzmodell evaluiert wie viele Betriebsstunden ein BHKW an dieser Stelle im Netz hat, wenn es immer abgeschaltet wird, sobald die Spannung zu weit ansteigt und gleichzeitig die PV-Anlage einspeist. In diesem Kapitel wird zuerst die Messdatenübertragung beschrieben. Anschließend wird die Portierung der Netzsimulation auf ein online System beschrieben, dann werden Betriebsweise und Kenngrößen des BHKW am Platz der PV-Anlage erklärt. Im Anschluss werden die möglichen Betriebszeiten des BHKWs pro Jahr berechnet. Schließlich wird die webbasierte Visualisierung vorgestellt und die Testphase der Visualisierung beschrieben.

3.1 Messdatenübertragung

In Abbildung 23 wird dargestellt wie die Messdaten von den Messgeräten über die Leitwarte zum Fraunhofer ISE geleitet werden. Generell sind die Messgeräte an die Leitwarte gekoppelt. Von der Leitwarte geht ein VPN-Tunnel, über den die zur Verfügung stehenden Messdaten abgefragt werden. Die grundsätzliche Kommunikationsstruktur wurde schon für das Projekt VIRTPLANT aufgebaut. Neu hinzugekommen ist die Messung am Eichelbuck. Das dort installierte EOR-3D Gerät kommuniziert über das IEC-60870-104 Protokoll mit dem Leitsystem PRINS der Badenova.



Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen

Abbildung 23: Kommunikationsanbindung der Messgeräte an die Leitwarten und Übergabe an das ISE

3.2 Portierung der Netzsimulation auf ein online System

Um eine online Netzsimulation durchführen zu können, müssen die Messdaten live an das Fraunhofer ISE übertragen. Dazu wurde die Leitstelle der Badenova kommunikationstechnisch mit den ISE Servern gekoppelt.

Zu den Eingangsgrößen der Visualisierungsplattform gehören die Messdaten des badenova Leitsystems und die Ergebnisse der Zustandsschätzung. Dabei werden die Messdaten vom Leitsystem der badenova über eine serielle IEC 60870 Verbindung auf einem lokalen Embedded PC gesammelt. Zur Weiterverarbeitung werden die Daten über eine VPN-Verbindung zu einem Server des Fraunhofer ISE übertragen. Die Verbindung zum Internet aufbauende Plattform befindet sich auf demselben Server. Die Zustandsschätzung wird auf dem Server durchgeführt und in die Visualisierung integriert. Die Darstellung geschieht auf einer passwortgeschützten Website mittels Webtechnologien (JavaScript, HTML, CSS). Am Fraunhofer ISE wurde eine auf Skriptsprachen und dem Vektorzeichenprogramm Inkscape basierende Lösung zur komfortablen Platzierung und Gestaltung entwickelt.

3.3 Simulationsstudie für zukünftige Erzeugungsszenarien

Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen

Für die zukünftige Entwicklung des Netzes ist es insbesondere wichtig zu wissen, ob zusätzliche Erzeuger in das Netz integriert werden können. Bei der aktuellen Einstellung ($\cos\varphi=0,995$ bei der PV Anlage am Eichelbuck) der Erzeuger ist die Spannungserhöhung am Eichelbuck nach Abschnitt 2.5 knapp unter den erlaubten 2%. Ohne die anderen Erneuerbaren Erzeuger neu zu parametrieren ist also nur noch die Integration von sehr kleinen Anlagen im Strang zum Eichelbuck möglich. Eine andere Möglichkeit ist es die Einspeisung der Erzeuger in Abhängigkeit der Spannung am Eichelbuck zu regeln.

Beispielhaft soll die Integration eines BHKWs mit 2 MW elektrischer Nennleistung am Netzausläufer Eichelbuck berechnet werden. Die zusätzliche Leistung kann durch das Netz problemlos abtransportiert werden, da wie in 2.5 beschrieben das Netz 7,3 MW Leistung transportieren kann und einschließlich des neuen BHKWs nur 5,6 MW Erzeuger angeschlossen sind. Der Vorteil der spannungsabhängigen Einspeisung durch das BHKWs liegt an den möglichen unterschiedlichen Erzeugungscharakteristiken der Erzeuger. Die PV-Anlage speist nach Sonnenuntergang keine Leistung in das Netz ein. In der Zeit kann das BHKW ohne Einschränkungen in das Netz einspeisen, da hier die Bedingungen nach der Mittelspannungsrichtlinie nicht verletzt werden. Tagsüber können die beiden Erzeuger so lange gleichzeitig einspeisen, wie die Spannung nicht über die erlaubten 2% ansteigt.

Der Spannungsanstieg von 2% wird an der Abweichung gegenüber der Sollspannung an der Unterspannungsseite des Stufenstellers in der Vordermattenstraße festgemacht. Der Stufensteller regelt die Spannung auf 20,6 kV, was dem 1,03-fachen der Nennspannung von 20 kV entspricht. Die Spannung darf folglich um 0,4 kV auf 21 kV ansteigen.

BHKWs benötigen eine Anfahrzeit von ca. 5 Minuten. Häufiges an und ausschalten verursacht thermischen Stress für die Generatoren. Der thermische Stress führt zu einer schnellen Alterung der BHKWs. Wird die Spannungsobergrenze deshalb an einem Tag überschritten, wird das BHKW abgeschaltet und bleibt bis zum Sonnenuntergang des Tages abgeschaltet. So ist sichergestellt, dass das BHKW nicht zu oft an und ausgeschaltet wird.

Im nächsten Abschnitt wird untersucht auf wie viele Betriebsstunden das BHKW mit dem eben beschriebenen Verfahren kommt.

3.4 Abschätzung von Einsatzentscheidungen

In diesem Unterkapitel wird abgeschätzt, auf wie viele Betriebsstunden das in Unterkapitel 3.4 beschriebene BHKW pro Jahr kommt. Für einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb, muss ein BHKW auf mindestens 5000 Betriebsstunden im Jahr kommen.

Wie oben beschrieben hängt die Möglichkeit des BHKWs, Strom in das Netz einzuspeisen, lediglich von der Spannung und der Tageszeit ab. Tagsüber wenn die PV-Anlage einspeisen könnte, muss das BHKW abgeschaltet werden, wenn die Spannung über 21 kV ansteigt. Nachts speist die PV-Anlage nicht ein, deshalb kann die Spannungserhöhung dann nicht auf die Erzeuger zurückgeführt werden. Die Auswirkung des BHKWs auf die Spannung wird mit Hilfe der Vorgabe aus der Mittelspannungsrichtlinie abgeschätzt.

In Abbildung 24 wird die Spannung am Eichelbuck für den September 2013 dargestellt. Ohne BHKW wird die Obergrenze der Spannung von 21 kV nie erreicht. Wird der Einfluss des BHKW mit einberechnet übersteigt die Spannung an einigen Tagen das erlaubte Niveau.

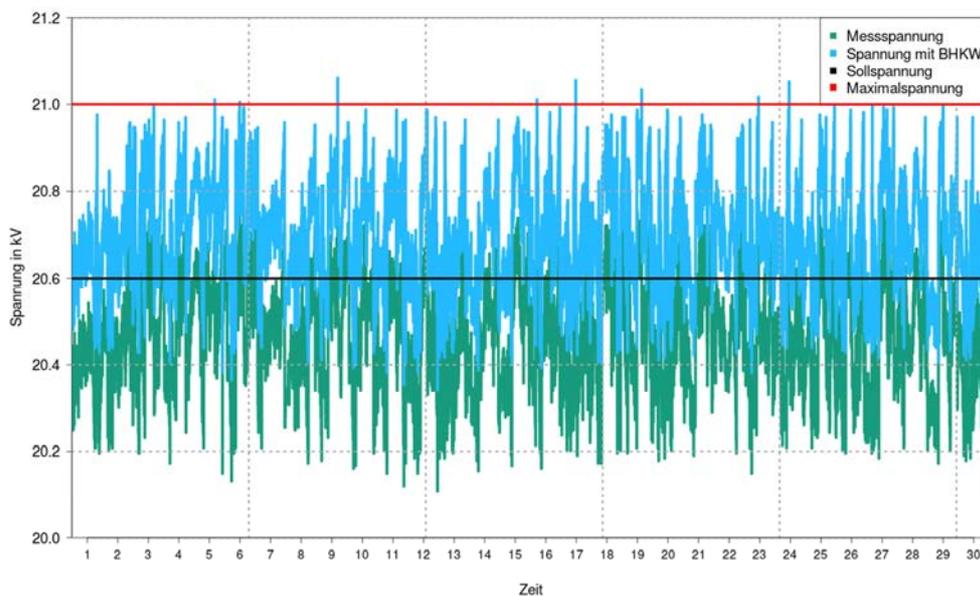


Abbildung 24: Spannung am Eichelbuck ohne BHKW in grün und mit eingerechneten BHKW in hellblau.

In Abbildung 25 wird der Spannungsverlauf des 4. Septembers 2013 dargestellt. Gegen 16 Uhr überschreitet die Spannung mit BHKW die Grenze von 21 kV. Ohne das BHKW liegt die Spannung in dem Bereich um die Sollspannung und überschreitet die Grenze nicht. Mit spannungsgeregeltem BHKW wird beim Überschreiten der Grenzspannung das BHKW heruntergefahren.

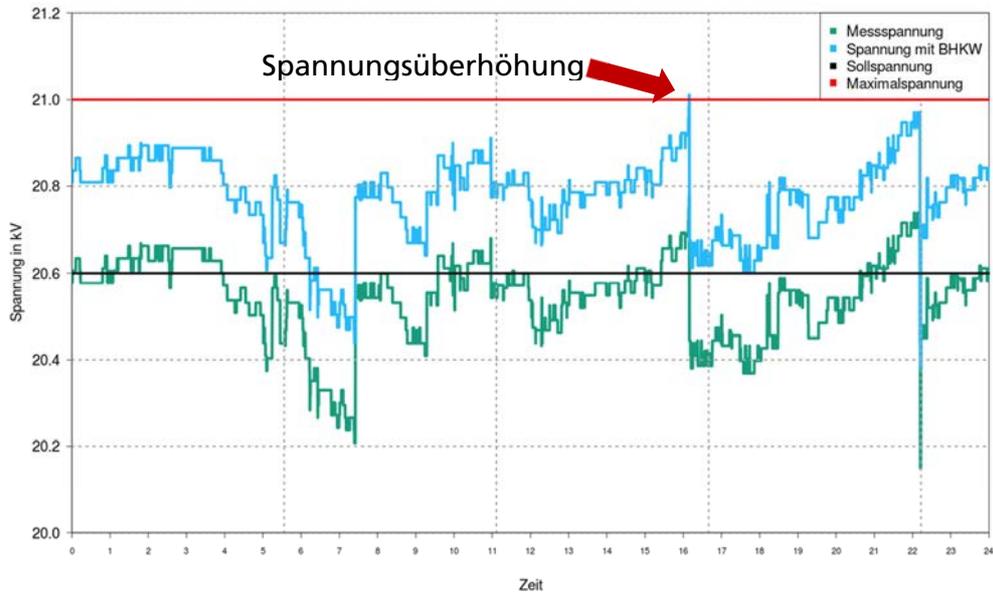


Abbildung 25: Tagesverlauf der Spannung mit und ohne unreguliertem BHKW am Eichelbuck.

Der Effekt der Spannungsregelung auf den Spannungsverlauf mit BHKW ist in Abbildung 26 zu sehen. Wird die maximale Spannung überschritten, wird das BHKW abgeschaltet und die Spannung entspricht der Spannung ohne BHKW. Nachdem Sonnenuntergang wird das BHKW wieder eingeschaltet und Spannung steigt wieder an, bleibt nun jedoch unterhalb der Grenze von 21 kV.



Abbildung 26: Spannungsverlauf am Eichelbuck mit spannungsgeregeltem BHKW.

Da für die Spannung am Eichelbuck keine Messung für das Gesamtjahr vorliegt, müssen die Betriebsstunden mit Hilfe der vorhandenen Messungen interpoliert werden. Mit Hilfe von drei Messungen, die jeweils einen Monat dauern, werden die Zeiten abgeschätzt, an denen das BHKW abgestellt sein muss. Die Messzeiträume sind jahreszeitlich verteilt. Die erste Messung ist in der Übergangszeit von Mitte März bis Mitte April. Die zweite Messung ist im Sommer von Mitte August bis Mitte September. Die letzte Messung liegt im Winter und deckt den Dezember ab. Der Monat in der Übergangszeit wird zu einem Drittel dem Winter und zu zwei Dritteln dem Sommer zugeordnet. In Tabelle 6 wird aufgeschlüsselt, wie lange das BHKW in Sommer, Winter und im Gesamtjahr läuft. Die Mindestbetriebsdauer von 5000 h für einen wirtschaftlichen Betrieb wird weit überschritten. Insbesondere wenn miteinbezogen wird, dass die Schätzung am unteren Limit liegt, da die Spannung durch das BHKW in der Realität nicht so stark ansteigt.

	Abschalttage	Abschaltdauer	Betriebsstunden
Winter	32	296 h	4 072 h
Sommer	76	1 148 h	3 243 h
Gesamt	108	1 454 h	7 315 h

Tabelle 6: Abschalttage, -dauer und Betriebszeiten des BHKWs im Sommer und im Winter und im ganzen Jahr.

Für die Prognose der Spannungsüberhöhungen ist kein direkter Indikator aufgefallen, da dies nicht nur vom BHKW Betrieb, sondern auch vom Spannungslevel des überlagereten Netzes, abhängt.

3.5 Webbasierte Visualisierung

Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen

In den vorhergehenden Kapiteln wurde aufgezeigt, wie die Netzsimulation auf ein online System portiert wurde und wie der Einfluss von Erneuerbaren Energien auf den Netzstrang berechnet wird. In dem im Projekt betrachteten Netzstrang gibt es weder Probleme mit dem Netz noch Lasten oder Erzeuger, die von der badenovNetz zur Betriebsoptimierung geschaltet werden könnten. Es gibt demnach keinen Grund und keine Möglichkeit in das Netz regelnd einzugreifen. Es wurde dennoch eine webbasierte Visualisierung des Stranges aufgebaut. Mit deren Hilfe kann das Netz analysiert werden.

In Abbildung 27 ist ein Screenshot der online Visualisierung des Strangs zum Eichelbuck am 30. Januar 2014 zu sehen. In den blauen Kästchen sind die Messgrößen aufgetragen, in den grünen die Schätzgrößen der Zustandsschätzung. Im Diagramm links oben wird die Leistung die über den linken Trafo fließt dargestellt. In rot ist die Wirkleistung eingetragen, grün ist die Blindleistung. Selbiges gilt grundsätzlich auch für den rechten Transformator und das rechte Diagramm. Der rechte Transformator ist jedoch im Normalfall vom Netzgetrennt und dient nur als Back-up Lösung.

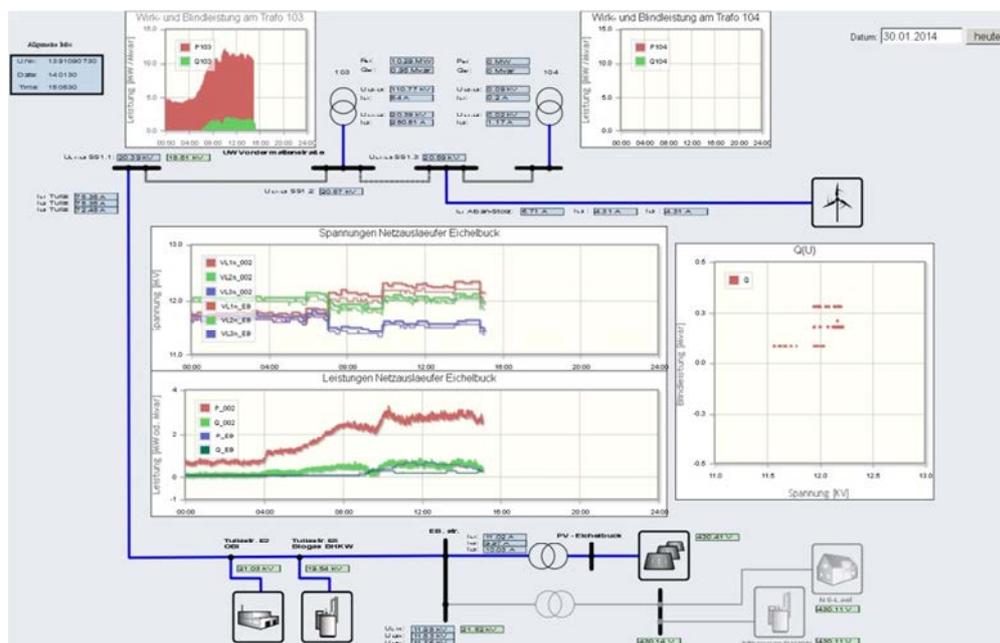


Abbildung 27: Online Visualisierung des Zustands des Strangs zum Eichelbuck am 30 Januar 2014.

Zwischen den Leitungen sind noch drei Diagramme. Das obere der linken Diagramme stellt die Leiter-Erde Spannungen am Eichelbuck und an der Sammelschiene dar. Das untere Diagramm stellt die Wirk- und die Blindleistung der in den Strang hineinfließen-

den Leistung und der PV-Anlage am Eichelbuck dar. Das rechte Diagramm zeichnet die Q(U)-Kennlinie der PV-Anlage am Eichelbuck auf.

Da beobachtet werden muss, ob der Anlagenbetreiber die Q(U)-Kennlinie richtig einstellt, ist dieses Diagramm wertvoll für die Analyse des Netzstranges.

Eine wichtige Funktionalität der Visualisierung ist der Kalender rechts oben. In ihm kann der Tag ausgewählt werden, für den der Zustand des Netzes visualisiert werden soll.

 Integration von dezentralen
 Erzeugern in das Stromnetz und
 Visualisierung der Auswirkungen

In Abbildung 28 wird der grundsätzliche Datenfluss der Visualisierungsplattform gezeigt. Die Eingangsgrößen der Plattform sind die Messgrößen aus dem Leitsystem. Diese werden im Zustandsschätzer verarbeitet. Zuerst werden mit Hilfe von Verbraucher- und Erzeugermodellen Knotenleistungen als Grundlage für die Zustandsschätzung bestimmt. Als nächstes wird der Zustandsschätzungsprozess gestartet und der quasi Echtzeitbetriebszustand des Netzes berechnet. Schließlich werden sowohl die Eingangsdaten, als auch die Daten der Zustandsschätzung abgelegt, damit Netzzustände später mit Hilfe der Kalenderfunktion der Homepage visualisiert werden können. So wird neben der Live-Netzüberwachung eine nachfolgende Analyse ermöglicht.

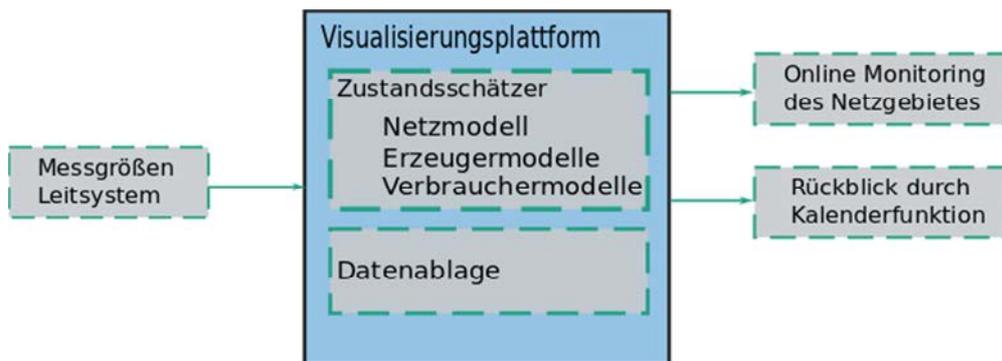
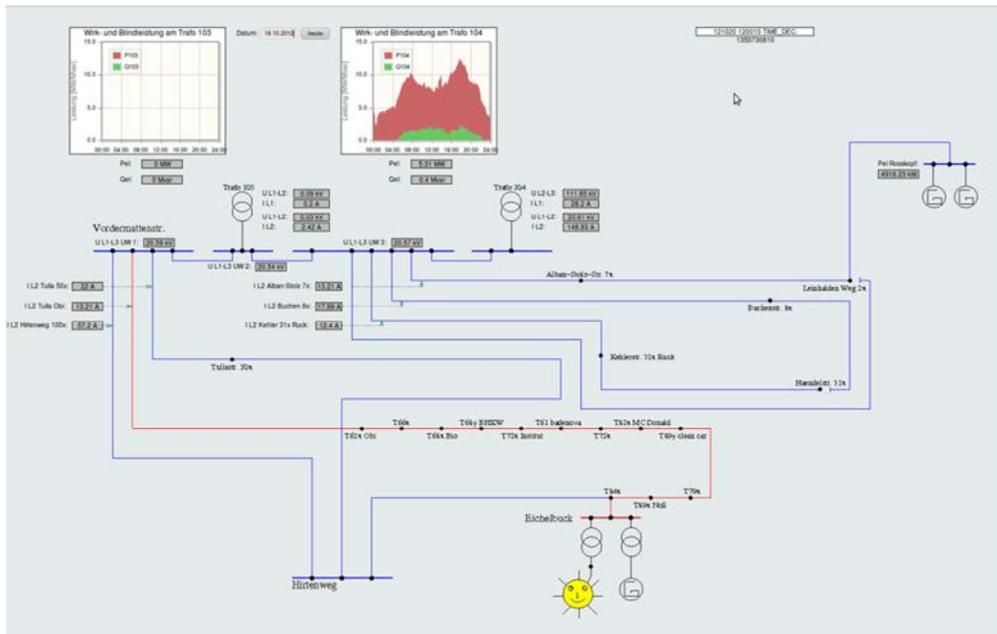


Abbildung 28: Flussdiagramm der webbasierten Visualisierungsplattform

3.6 Testphase der Visualisierung

Die Visualisierung läuft seit Monaten stabil auf einer internen Homepage des Fraunhofer ISE. Während der Testphase wurde die graphische Oberfläche im Laufe der Zeit weiter auf Nutzerfreundlichkeit und Übersichtlichkeit optimiert. Der State-Estimation Algorithmus wurde im Laufe der Testphase weiter optimiert, sodass die Abweichungen der Schätzungen von den realen Messwerten deutlich verkleinert werden konnten. In Abbildung 29 wird das erste Design der Visualisierung gezeigt.



Integration von dezentralen Erzeugern in das Stromnetz und Visualisierung der Auswirkungen

Abbildung 29: Altes Design der Visualisierung.

In Abbildung 27 wird das aktuelle Design der Visualisierung gezeigt. Es wurde auf die wesentlichen zu beobachtenden Stränge reduziert. Außerdem wurden mehr Informationen zu Leistungsflüssen und Spannungsverläufen über den jeweiligen Tag in die Homepage integriert. Das Diagramm in der Mitte rechts stellt die eingespeiste Blindleistung über der Spannung am Eichelbuck dar. So kann einfach beobachtet werden, ob sich die Anlage an die von der Badenova vorgegebene Statik hält. Die neue Visualisierung läuft nun seit Monaten stabil und es gab keine Probleme bei der Bedienung.

3.7 Fazit

Es wurde ein Netzstrang genau analysiert und mit Hilfe des aufgebauten Modells eine Anwendung simuliert, die nach den geltenden Richtlinien nicht den Anschlussrichtlinien entspricht, aber das Netz durch netzreaktives Verhalten nicht überlastet. Das heißt das Netz kann theoretisch risikolos mehr Erzeuger und Verbraucher aufnehmen als bisher angenommen. Die Ergebnisse aus der Netzbetrachtung sind durch den Beitritt zur FNN² Arbeitsgruppe Blindleistung in die Verbesserung von Anschlussrichtlinien für Erneuerbare Erzeugungsanlagen und Gridcodes eingeflossen. Durch bessere Planungsgrundlagen und Anschlussbedingungen können Netzausbau und damit erhebliche Infrastrukturin-

² Der FNN (Forum Netzleittechnik/Netzbetrieb) ist ein Bereich innerhalb des VDE, der sich insbesondere mit dem Erstellen und dem Verbessern von Gridcodes und Anschlussbedingungen beschäftigt.

Investitionen vermieden werden. Die vorhandenen Netzkapazitäten könnten so eine deutlich höhere Auslastung erzielen als bisher und so die Kosten pro transportierter kWh senken.

Die Kenntnis über den Spannungsverlauf über den Netzstrang könnte dazu verwendet werden, den unterlagerten Niederspannungsnetzen Positionsabhängig ein erlaubtes Spannungsband zuzuweisen. Ist beispielsweise ein Niederspannungsnetz nahe am HS/MS Transformator, sind die Spannungsänderungen deutlich geringer als am Ende des Stranges. Bisher gelten für jedes unterlagerte Netz dieselben Planungsgrundlagen. Mit lokal angepassten Planungsvorgaben könnte erheblicher Ausbaubedarf vermieden werden.

Integration von dezentralen
Erzeugern in das Stromnetz und
Visualisierung der Auswirkungen

4 Energiewirtschaftliche Einbindung von KWK-Anlagen

4.1 Analyse neuer Vermarktungskonzepte für stromwärmegeführte KWK-Anlagen

In diesem Kapitel werden die möglichen Vermarktungskonzepte für stromwärmegeführte KWK-Anlagen vorgestellt und anschließend unter Marktgesichtspunkten beurteilt. Für dezentrale Stromerzeuger sind die Marktbarrieren zur direkten individuellen Teilnahme an den Energiemärkten kaum überwindbar. Mit dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) unterstützt der Gesetzgeber den wirtschaftlichen Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen jedoch. Für die Förderung durch das EEG besteht eine zeitliche Begrenzung auf 20 Jahre. Der Anspruchszeitraum auf Zuschlagszahlungen nach KWKG ist dagegen von der Kategorisierung der KWK-Anlage abhängig. Die Dauer wird dabei entweder in Jahren oder in Vollbenutzungsstunden angegeben. Der längste Förderungszeitraum beträgt 10 Jahre. Die Gesetze und Vergütungsmöglichkeiten für KWK-Anlagen werden im Weiteren näher vorgestellt.

4.1.1 Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Im April 2002 trat KWKG in Deutschland in Kraft. Vorgänger des KWKG war das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung. Der ursprüngliche Grund für die Einführung des Gesetzes zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung war die Unwirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen durch die neuen Anforderungen des liberalisierten Stromhandels. Die in dieser Studie betrachtete Fassung ist die Novellierung des KWKG vom 19. Juli 2012. Die Novellierung des KWKG verfolgt dabei folgende Zwecke:

- die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen,
- die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle,
- die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen sowie des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältespeichern, in die Wärme oder Kälte aus KWK-Anlagen eingespeist wird. (vgl. §1 KWKG, 2012)

Für die Erfüllung dieser Zwecke regelt das KWKG die Abnahme und Vergütung von KWK-Strom, Zuschläge für den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältespeichern. Für Anlagen, die gemäß KWKG betrieben werden, besteht für den vorgelagerten Netzbetreiber die Abnahme- und Anschlusspflicht. Der Netzbetreiber ist daher dazu verpflichtet die Anlagen unverzüglich ans Netz anzuschließen sowie den erzeugten Strom vorrangig abzunehmen.

Unter dem KWKG bestehen zwei unterschiedliche Vergütungsvarianten für die eingespeiste elektrische Energie. In der ersten Variante vereinbaren der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber einen Preis für die Kilowattstunde Strom. Zusätzlich erhält der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber Zuschlagszahlungen in Höhe der festgelegten Werte im KWKG. Falls keine Vereinbarung zustande kommt, greift die zweite Variante. Der Preis ergibt sich dabei durch den durchschnittlichen Preis für den Grundlaststrom an der Strombörse EPEX im jeweils vorangegangenen Quartal. Zuzüglich erhält der Betreiber der Anlage den Arbeitspreis der vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE) und die KWKG-Zuschlagszahlungen. Für den Fall, dass die Anlage nicht mehr im zuschlagsberechtigten Bereich liegt, entfallen die Zuschlagszahlung für beide Varianten.

4.1.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Es wurde die zum Zeitpunkt der Untersuchungen aktuelle Version des EEG vom 12. Januar 2012 betrachtet. Das EEG dient zur Förderung der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen unter anderem mit dem Ziel eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland zu ermöglichen. Das EEG regelt dabei die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Netzbetreiber einschließlich des Verhältnisses zu Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Prämien für die Integration dieses Stroms in das Elektrizitätsversorgungssystem (§2 Abs. 2 EEG, 2012).

Der Betrieb von BHKW mit erneuerbaren Brennstoffen fällt in den meisten Fällen unter das EEG. Als erneuerbare Brennstoffe gelten Pflanzenöle und Biogase sowie Grubengas, Klärgas und Deponiegas. Ab §16 bis einschließlich §33 behandelt das EEG die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Darunter fallen die Grundvoraussetzungen für den Anspruch sowie die Höhe der Vergütung. Grundsätzlich stehen zwei Vergütungsvarianten im EEG zur Verfügung:

- Feste Vergütungssätze pro Kilowattstunde
Energiequelle, Anlagenalter und Anlagengröße bestimmen dabei die Höhe des Vergütungssatzes.
- Direktvermarktung der Einspeiseleistung an Dritte (vgl. §33a Abs. 1 EEG, 2012)
Der Anspruch auf die festgelegten Vergütungssätze entfällt, jedoch kann der Anlagenbetreiber zusätzliche Einnahmequellen generieren. Dafür wurde im EEG 2012 das Marktprämienmodell eingeführt. Direkt vermarkteter Strom wird nun mit einer zusätzlichen Marktprämie gefördert. Die Zusammensetzung der Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem festgelegten Preis nach EEG und dem monatlich ermittelten Durchschnittspreis der EPEX-Strombörse. Wechselt ein Anlagenbetreiber zur Direktvermarktung, muss er jedoch fortan Prognosen des Einspeisefahrplans abgeben. Verfehlt ein Anlagenbetreiber seinen prognostizierten Fahrplan muss er Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen. Die Zahlung einer Managementprämie soll dieses wirtschaftliche Risiko beim Wechsel zur Direktvermarktung ausgleichen.

Bei Strom aus Biogas kann zusätzlich eine Flexibilitätsprämie erwirtschaftet werden. Die Flexibilitätsprämie stellt dabei eine Förderung für den Ausbau der Anlagenleistung dar. Um die Förderung zu erhalten darf die Anlage jedoch nicht dauerhaft oberhalb der ursprünglichen Anlagenleistung betrieben werden. Die Zusätzlich installierte Leistung darf ausschließlich bei Spitzenlasten zugeschaltet werden. Des Weiteren darf die Leistung im Monatsmittel den Wert der ursprünglichen Anlagenleistung nicht überschreiten. Die Flexibilitätsprämie fördert demnach die Flexibilisierung und damit das Potential eines nachfrageorientierten Betriebes von Biogasanlagen (im Gegensatz zum heute üblichen Dauerbetrieb). Gleichzeitig bietet die Direktvermarktung für Anlagenbetreiber einer Biogasanlage die Chance auf höhere Gewinne und sogar die Teilnahme an Regelleistungsmärkten (derzeit sind etwa 800 MW Biogas für Sekundär- und Tertiärregelung präqualifiziert, wie Ergebnisse aus dem Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus EE zeigen³). Abbildung 30 zeigt das Potential der drei Regelleistungsprodukte auf. Es wird deutlich, dass der Sekundär- und Primärregelungsmarkt (bei Vernachlässigung des Arbeitspreises) besonders interessant ist. Wobei für Biogas-BHKW wohl die Anforderungen und die Preise des negativen Sekundärregelungsmarktes besonders interessant sind (siehe z. B. den grünen und orangenen Balken im Jahr 2013 für Sekundärregelung). Für die Bereitstellung negativer Sekundärregelung, müssten die BHKW ihre Leistung zu jeder Zeit reduzieren können, was bei Anlagen mit hohen Volllaststundenzahlen und thermischen Kesseln als thermischer Ersatzleistung meist gut möglich ist.

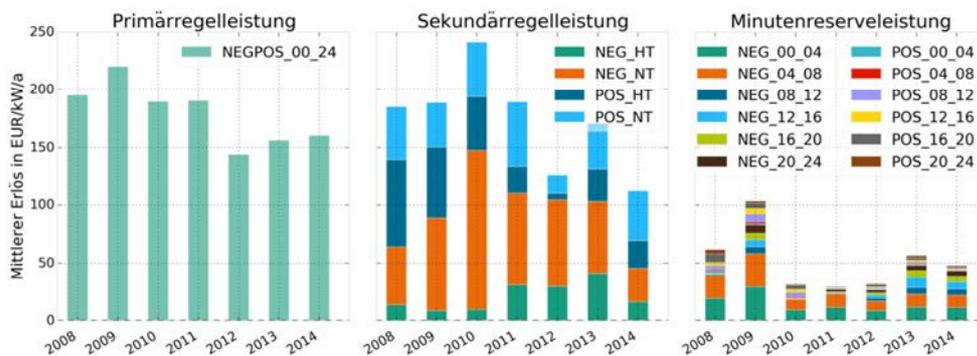


Abbildung 30: Vergleich des theoretischen Einnahmepotentials aus dem Leistungspreis der drei Regelleistungsarten (die Zahlen für 2014 bis einschließlich KW18)

4.1.3 EEG-Umlage

Die Kosten der Förderung für die Erneuerbaren Energien trägt der Endverbraucher mit der in den Strompreis eingerechneten EEG-Umlage. Die EEG-Umlage stellt einen Ausgleichsmechanismus für die anfallenden Kosten der Übertragungsnetzbetreiber bei der

³ Vgl. Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen – Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse, Fraunhofer IWES, Kassel April 2014

Umsetzung des EEG dar. Stromerzeugern unter dem EEG ist die vollständige Abnahme der erzeugten elektrischen Energie zu festgelegten Preisen zugesichert. Diese orientieren sich daher nicht am Marktpreis.

Energiewirtschaftliche Einbindung
von KWK-Anlagen

Die Kosten für die Abnahme hat der jeweilige Netzbetreiber aufzubringen, welcher den Strom an die Übertragungsnetzbetreiber weiterleitet. Dieser erstattet wiederum dem Netzbetreiber die angefallenen Kosten. Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten den Strom an der Strombörse. Die Differenz zwischen Kosten für die Förderung und den Einnahmen durch die Vermarktung des Stromes verbleibt ohne EEG-Umlage vorerst beim Übertragungsnetzbetreiber. Die EEG-Umlage stellt den Ausgleich für diese Kosten sicher. Für die Berechnung der EEG-Umlage wird die Gesamtsumme der EEG-Förderung auf den (anzusetzenden) Gesamtstromverbrauch in Deutschland umgelegt.

4.1.4 Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)

Netznutzungsentgelte spiegeln die Kosten für die Netznutzung beim Transport von Strom wieder. Im Gegensatz zu Großkraftwerken speisen dezentrale Energieerzeugungsanlagen jedoch meist in die Nieder- oder Mittelspannungsebene ein. Mit dem eingespeisten Strom werden dann Endverbraucher direkt auf derselben Anschlusssebene versorgt und damit die höheren Netzspannungsebenen umgangen.

Die Netznutzungsentgelte für den Betrieb der Hochspannungsnetze werden hingegen ohne Beachtung der eigentlichen Netzbelastungen allgemein dem Endverbraucher in Rechnung gestellt. Der Netzbetreiber leitet dem übergeordneten Netzbetreiber aber nur die tatsächlich anfallenden Netznutzungsentgelte weiter. Die Differenz wird dem Anlagenbetreiber der dezentralen Erzeugungsanlage vergütet. Diese Differenzen werden allgemein als vermiedene Netznutzungsentgelte bezeichnet. Die vNNE teilen sich nach §18 Abs. 2 bis 4 des StromNEV bei Lastganggemessenen Kunden in einen Arbeitspreis und einen Leistungspreis auf. Der Arbeitspreis bezieht sich auf die eingespeiste Kilowattstunde der dezentralen Erzeugungsanlage in das vorgelagerte Netz. Der Leistungspreis ergibt sich ggf.⁴ für die eingespeiste Leistung der dezentralen Anlagen bei Betrieb der Anlagen zur Jahreshöchstlast der vorgelagerten Netzebene.

4.1.5 Steuerentlastungen

KWK-Anlagen die einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % aufweisen, kann die Energiesteuer bei den Brennstoffen Erdgas, Heizöl oder Flüssiggas erlassen werden. Die Höhe der Steuererstattung richtet sich nach der Brennstoffart. Sie beträgt für den

⁴ Anlagen, „welche keinen überwiegenden Anteil an der Vermeidungsleistung haben, können zwischen einer Berechnung auf Basis ihrer tatsächlichen Vermeidungsleistung und einem alternativen Verfahren, welches ihre Vermeidungsleistung verstetigt, wählen. Bei dezentralen Einspeisungen ohne Lastgangmessung ist grundsätzlich nur die Vermeidungsarbeit zu berücksichtigen.“ (§ 18 Abs. 3 Satz 2 und 3 Strom NEV)

Einsatz von Erdgas 0,55 ct/kWh und für den Einsatz von leichtem Heizöl 0,6135 ct/kWh. (vgl. § 2 Abs. 3 EnergieStG).

Energiewirtschaftliche Einbindung
von KWK-Anlagen

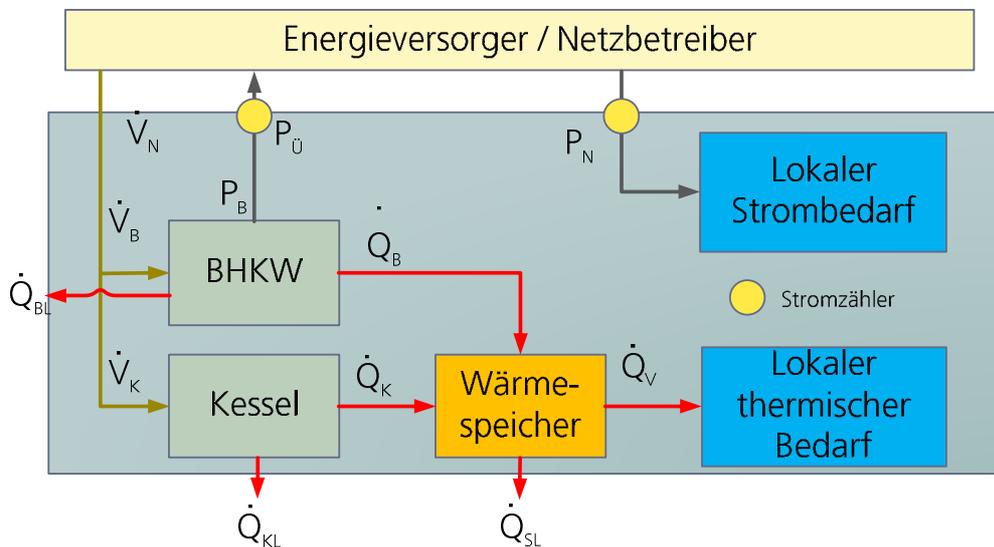
Strom aus Anlagen bis 2 MW, der für den Selbstverbrauch erzeugt und in räumlichen Zusammenhang entnommen wird, wird nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a Stromsteuergesetz (StromStG) von der Stromsteuer befreit. Dies gilt auch dann, wenn der Betreiber einen Endkunden in räumlichem Zusammenhang versorgt (vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 3 b). Die Definition des räumlichen Zusammenhangs war dabei schon häufiger im Mittelpunkt juristischer Auseinandersetzungen. Fest steht, dass ein räumlicher Zusammenhang auch innerhalb eines Areals, zum Beispiel eines Gewerbe- oder Wohngebiets, gegeben sein kann. Somit kann gegebenenfalls auch die Versorgung Dritter als Eigenversorgung geltend gemacht und Anspruch auf die Befreiung der Stromsteuer erhoben werden.

Nicht anzuwenden ist die Stromsteuerbefreiung bei Vermarktung am Großmarkt oder Einspeisung in das öffentliche Netz nach § 4 KWK. Da es sich um eine Steuerbefreiung handelt, ist die Höhe der Einsparung direkt abhängig vom geltenden Steuersatz. Der Regelsteuersatz liegt derzeit bei 20,5 €/MWh (vgl. § 3 Stromsteuergesetz).

4.1.6 Die Einspeisevarianten Volleinspeisung und Eigenbedarfsdeckung

Ein KWK-Betreiber hat mit der Volleinspeisung und der Eigenstromnutzung zwei verschiedene Einspeisestrategien zur Auswahl. Die vollständige Einspeisung der erzeugten elektrischen Energie in das vorgelagerte Stromnetz wird als Volleinspeisung bezeichnet. Der eingespeiste Strom wird dem Anlagenbetreiber auf die jeweilige Kilowattstunde vergütet. Die Höhe der Vergütung regelt sich entweder nach den Vergütungssätzen des KWKG oder EEG. Den eigenen Strombedarf muss der Anlagenbetreiber wiederum mit Strombezug aus dem Netz decken. Die Eigenstromnutzung mit Überschusseinspeisung deckt vorerst den eigenen Strombedarf um die Kosten für den Strombezug zu vermeiden. Grundlage bietet dafür das KWKG. Das KWKG erlaubt die Deckung des Eigenbedarfs mit dem selbst erzeugten Strom. Überschussanteile in der Stromerzeugung können wie bei der Volleinspeisung nach den Richtlinien des KWKG in das Netz eingespeist werden. Es handelt sich bei den Varianten um eine rein bilanzielle Unterscheidung. Der physikalische Stromfluss ändert sich nicht. Für die Mehrzahl der KWK-Anlagen ist ein Betrieb mit Eigenstromnutzung wirtschaftlicher, da die vermiedenen Strombezugskosten höher sind als die mögliche Einspeisevergütung. Unter Volleinspeisung werden meist nur Biogas-Anlagen nach dem EEG betrieben, da die Vergütung unter dem EEG deutlich höher ausfällt.

In Abbildung 31 werden schematisch die Energieflüsse eines BHKWs dargestellt. Das BHKW produziert Wärme und Strom. Die Wärme wird über einen Wärmespeicher dem lokalen Bedarf zugeführt. Im Standardfall wird der Strom in das Netz eingespeist und der lokale Bedarf über das Netz gedeckt. Wird die Betriebsweise Eigenstromnutzung gewählt kann der zeitgleich zur Stromproduktion verbrauchte Strom, direkt genutzt werden ohne dafür Strom zu beziehen.



Energiewirtschaftliche Einbindung
von KWK-Anlagen

Abbildung 31: Schema der Eigenstromnutzung eines BHKWS

Bei Eigenstromnutzung muss eventuell zusätzlich die EEG-Umlage abgeführt werden. Dieser Fall tritt vor allem bei Anlagen auf, die in einem Contracting-Modell betrieben werden. Es besteht jedoch Anspruch auf die Befreiung von der Stromsteuer (siehe Kapitel 4.1.5).

4.2 Ökonomische und ökologische Bewertung unterschiedlicher KWK-Betriebsführungen

Im vorhergehenden Unterkapitel wurde der regulatorische Rahmen für denkbare ökonomische Betriebsarten von BHKWs abgesteckt. In diesem Kapitel werden zwei daraus hervorgehende vielversprechende Ansätze untersucht. Zunächst wird untersucht, ob sich die Nutzung der EEG-Vergütung lohnen könnte. Anschließend wird der Betrieb zur Eigenstromnutzung kombiniert mit dem Abschöpfen der vNNE simuliert und ökonomisch bewertet.

Bevor im nächsten Abschnitt die wirtschaftliche Analyse durchgeführt wird, werden in Tabelle 7 die Kenndaten der betrachteten BHKWs aufgeführt. Die BHKWs liegen im elektrischen Leistungsbereich von 110 kW bis 410 kW. Falls die thermische Leistung der BHKWs nicht ausreichend, ist bei allen BHKWs ein Kessel installiert, um den thermischen Bedarf der Gebäude zu decken.

	Obermattenbad	Seniorenzentrum	Nägelesee	Energiewirtschaftliche Einbindung von KWK-Anlagen
Leistung [kWel]	2 x 205	110	110	
Leistung [kWth]	2 x 365	235	193	
cos phi	96.3	0.84	0.96	
Nennwirkungsgrad [%]	90.08	95.6	94.2	
Kessel 1 [kW]	672	430	540	
Kessel 2 [kW]	672	-	870	
Pufferspeicher [m³]	50	10	16	
Brauchwasser [m³]	900	3	-	
Umwälzung [m³]	100	-	-	

Tabelle 7: Kenndaten der betrachteten BHKWs.

Um zu beurteilen, ob eine Betriebsweise der BHKWs ökonomisch sinnvoll ist, müssen Gaskosten, Vergütungen für eingespeiste Leistung und für den Eigenverbrauch auch Stromkosten bekannt sein. In Tabelle 8 werden die für die Szenarien angenommenen Kosten und Vergütungen übersichtlich dargestellt.

Vermiedene Netznutzung

Leistungspreis	104,86 €/kW/a
Arbeitspreis	0,320 ct/kWh

Eingespeiste Energie

Arbeitspreis KWKG	8,180 ct/kWh
Arbeitspreis EEG	14,3 ct/kWh bis 22,3 ct/kWh

Strombezugskosten

Arbeitspreis HT	19,725 ct/kWh
Arbeitspreis NT	14,825 ct/kWh

Gasbezugskosten

Arbeitspreis konventionelles Gas	3,442 ct/kWh
Arbeitspreis Biogas	6,6 ct/kWh bis 8,5 ct/kWh

Tabelle 8: Übersicht über die in den Szenarien angenommenen Preise.

4.2.1 EEG-Umlage

Wie in Unterkapitel 4.1 gezeigt, kann der Betrieb unter dem EEG eine Möglichkeit darstellen BHKWs wirtschaftlich zu betreiben. Wird ein BHKW unter dem EEG betrieben, fallen andere Erlösquellen wie Eigenstromnutzung oder Gelder durch vNNE aus regulatorischen Gründen weg. Im Weiteren werden Kosten und Erlös für das Obermattenbad berechnet, wenn dieses als EEG-Anlage betrieben wird. Das Szenario wird beispielhaft für das Obermattenbad berechnet, da es für dieses BHKW die beste Datengrundlage gibt und deshalb der Erlös des Betriebs unter EEG-Bedingungen mit dem Betrieb zur Eigenstromnutzung miteinander verglichen werden können. Da die BHKWs alle in einer Größenordnung sind, können die Ergebnisse später auf die anderen BHKWs übertragen werden.

In Tabelle 9 wird der Zeitraum dargestellt, für den die EEG-Vergütung der drei betrachteten BHKWs noch in Anspruch genommen werden kann. Da die EEG-Vergütung nur bis zu 20 Jahre nach der Inbetriebnahme bezahlt wird, kann für das Obermattenbad keine EEG-Vergütung mehr beansprucht werden. Für die beiden BHKW Seniorenzentrum und Nägelesee ergeben sich Restlaufzeiten von 4 und 6 Jahren basierend auf dem Jahr 2012.

	Obermattenbad	Seniorenzentrum	Nägelesee
Jahr der Inbetriebnahme	1990	1996	1998
Max. Jahre EEG	-2	4	6

Tabelle 9: Inbetriebnahme Jahre der BHKWs und daraus folgende Betriebszeiten mit EEG-Vergütung.

Die für den EEG Betrieb geltenden Preise sind in Tabelle 8 dargestellt. Die Vergütungssätze pro eingespeister kWh lagen 2012 zwischen 14,3 ct und 22,3 ct. Der mittlere Verkaufspreis für Biomethan lag 2010 bei 8,1 ct/kWh. Der Preis bewegte sich zwischen 6,6 ct/kWh und 8,5 ct/kWh.

In Abbildung 32 werden die Betriebskosten und die Einnahmen des BHKW Obermattenbad dargestellt, wenn dieses EEG-Vergütung in Anspruch nehmen sollte. Bei einem mittleren Gaspreis von 8,1 ct/kWh wäre der Betrieb in jedem Fall unwirtschaftlich. Für die weitere Berechnung wird deshalb der minimale Gaspreis aus 2010 von 6,6 ct/kWh angenommen. Für die Vergütung werden die beiden Fälle minimale und maximale EEG-Vergütung berechnet. Die Kosten pro in das Netz eingespeister kWh setzen sich aus den vom elektrischen Wirkungsgrad des BHKWs abhängigen spezifischen Gaspreises und den durchschnittlichen Wartungskosten der Anlage zusammen. Die Einnahmen des BHKWs sind die EEG-Vergütung und der vermiedene Kesselinsatz. Der vermiedene Kesselinsatz ist in den Fällen minimale und maximale EEG-Vergütung gleich. Bei maximaler EEG-Vergütung ergibt sich ein positiver Deckungsbeitrag von 4,38 ct/kWh wohingegen der Deckungsbeitrag bei minimaler EEG-Vergütung negativ ist und bei -3,63 ct/kWh liegt. Die Einnahmen mit maximaler EEG-Förderung summieren sich auf 27.649 €/a.

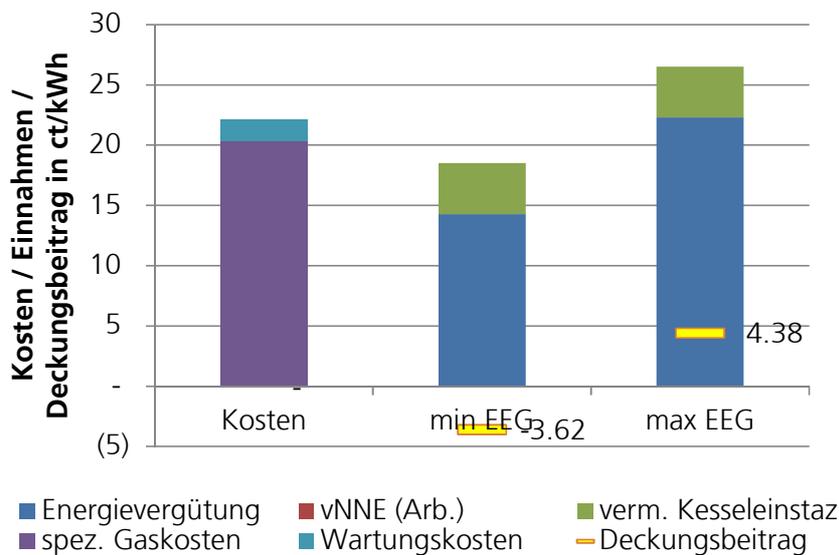
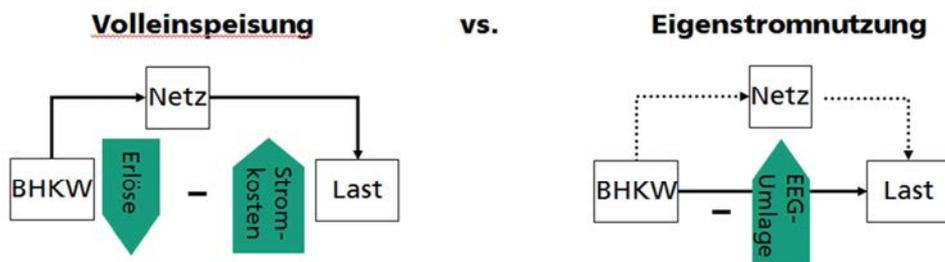


Abbildung 32: Betriebskosten und Erlös des BHKW Obermattenbad beim Betrieb mit EEG-Vergütung

4.2.2 Eigenstromnutzung

Die aktuelle Betriebsweise der BHKWs ist die Volleinspeisung kombiniert mit den Zahlungen des Netzbetreibers für vNNE. Soll der produzierte Strom selbst verbraucht werden, dann müssen Stromverbrauch und Erzeugung als Gesamtsystem betrachtet werden, wie in Abbildung 33 rechts und nicht wie in Abbildung 33 links dargestellt.

Um den Preisvorteil der Eigenstromnutzung darzustellen wird zuerst der Fall Volleinspeisung wie in Abbildung 33 links betrachtet. Wird der Strom produziert und gleichzeitig besteht Strombedarf, ergeben sich Stromkosten von 11,5 ct/kWh. Es wird dabei mit einer Vergütung von 8,2ct/kWh und Stromkosten von 19,7 ct/kWh gerechnet. Wird der Strom dagegen selbst verbraucht ohne den Umweg über das Netz zu gehen, werden die 8,2 ct/kWh Vergütung nicht verdient, dafür müssen aber auch nicht 19,7 ct/kWh für den verbrauchten Strom bezahlt werden. Es muss eventuell die EEG-Umlage von 3,6 ct/kWh bezahlt werden. Bei der Eigenstromnutzung ergibt sich also ein Vorteil von 8 ct/kWh respektive von 11,5 ct/kWh, wenn keine EEG-Vergütung bezahlt werden muss.



Energiewirtschaftliche Einbindung von KWK-Anlagen

Abbildung 33: Vergleich Volleinspeisung mit Eigenstromnutzung.

Im Folgenden wird das wirtschaftliche Potential der Eigenstromnutzung dargestellt. In Abbildung 34 wird die elektrische Erzeugung des BHKWs im Obermattenbad und der elektrische Verbrauch des Obermattenbades für ein Jahr aufgezeichnet. Eine tiefere Analyse der Daten zeigt, dass 51% der elektrischen Last durch die Erzeugung gedeckt wären. 99% des verdrängten Strombezugs läge in der Hochtarifzeit. 33% des erzeugten Stromes wäre lokal verbraucht worden.

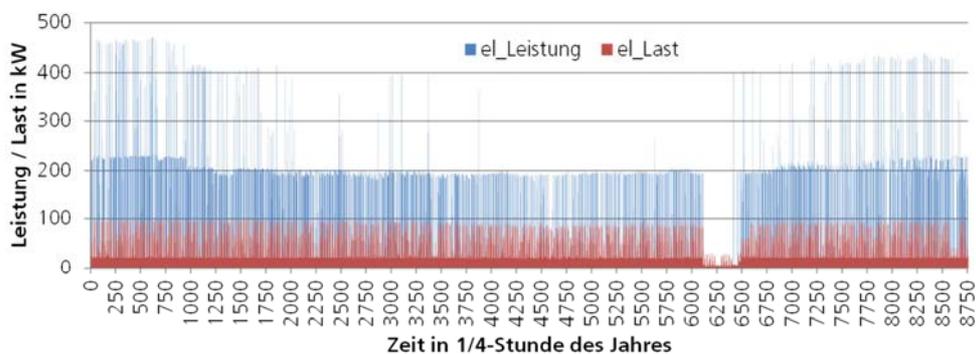


Abbildung 34: Elektrische Last und Erzeugung des Obermattenbades.

In Abbildung 35 wird dargestellt, wie stark sich der Deckungsbeitrag eines BHKWs in Abhängigkeit vom lokal verbrauchten Strom erhöht. Die Frage, ob EEG-Umlage gezahlt werden muss, ist dabei entscheidend für die Höhe des zusätzlichen Deckungsbeitrages. Maximal hätte 2010 ein Mehrerlös von 27.669 € bzw. von 42.409 € mit EEG-Umlage erzielt werden können. Ohne weitere Optimierung wären 2010 Mehreinnahmen von 15.883 € bzw. 23.297 € mit EEG-Umlage möglich gewesen.

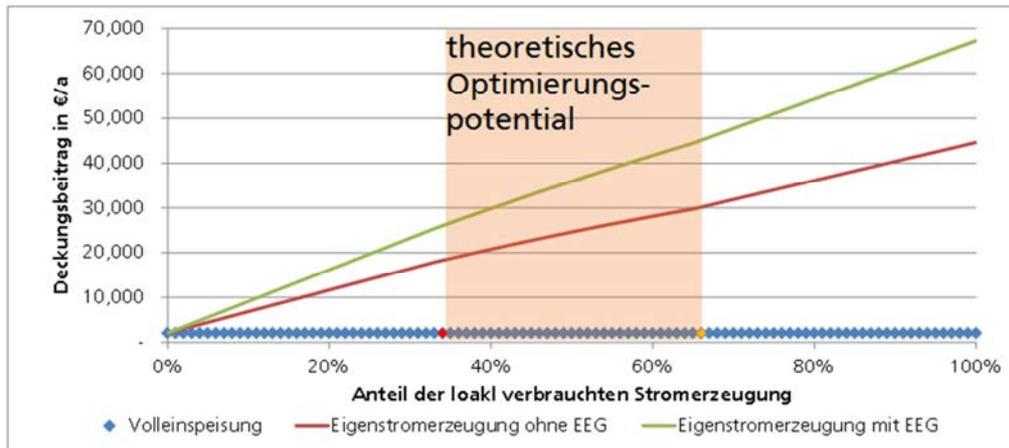


Abbildung 35: Erhöhung des Deckungsbeitrages in Abhängigkeit vom Anteil des lokal verbrauchten Stromes.

Der Nachteil des Eigenverbrauchs ist, dass die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast eigenverbrauchte Leistung nicht zum Leistungspreis der vNNE gerechnet wird. Es wäre jedoch denkbar den Energieverbrauch zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast durch ein Energiemanagementsystem zu reduzieren und so die leistungsabhängigen vNNE wieder zu erhöhen. Wie in Abbildung 34: Elektrische Last und Erzeugung des Obermattenbades dargestellt ist, bleibt die elektrische Last des Obermattenbades immer unter 100 kW. Wenn die Jahreshöchstlast richtig prognostiziert wird, läuft das BHKW zu dem Zeitpunkt unter Vollast. Die leistungsabhängigen vNNE belaufen sich demnach auf 42.992 €. Wird zur selben Zeit maximal verbraucht, reduzieren sie sich um 10.485 € auf 32.506 €. Demgegenüber stehen Mehreinnahmen von mindestens 15.883 € bis hin zum theoretischen Optimum 42.409 € durch Eigenverbrauch. Der Eigenverbrauch lohnt sich also in jedem Fall.

4.2.3 Empfehlungen

In den beiden vorangehenden Abschnitten wurde der Deckungsbeitrag für das BHKW im Obermattenbad für zwei Betriebsarten berechnet. Die erste Betriebsart ist der Betrieb des BHKWs als EEG-Anlage. Der Betrieb führt nur dann zu einem positiven Deckungsbeitrag, wenn der minimale Gaspreis von 2010 angenommen wird und das BHKW die maximal mögliche EEG-Vergütung erhält. Da auch dann die Einnahmen niedriger als der Erlös aus den vNNE sind, wird der Betrieb als EEG-Anlage nicht nahe gelegt.

Als zweites wurde die Wirtschaftlichkeit der Eigenstromnutzung gegenüber der Volleinspeisung überprüft. Die Differenz zwischen der Vergütung pro eingespeister kWh und den Stromkosten bei Netzbezug liegt bei 8 ct/kWh bzw. 11,5 ct/kWh. Das heißt pro selbstverbrauchter kWh müssen 8 ct bzw. 11,5 ct weniger für Strom bezahlt werden. Der Vorteil wird dadurch erkaufte, dass für selbstverbrauchte Leistung keine

vNNE bezahlt werden. Durch Eigenverbrauch können trotzdem zwischen 5.000€ und 32.000€ mehr verdient werden, als mit Volleinspeisung.

Energiewirtschaftliche Einbindung
von KWK-Anlagen

4.3 Auswirkungen des ökonomisch optimierten Betriebs auf das Stromnetze

Da wie am Anfang zu Kapitel 2 besprochen keine negativen Auswirkungen des BHKW Betriebs auf das Netz zu erwarten sind, wurde dies nicht genauer untersucht.

5 Schlussfolgerungen – Lessons Learned

5.1 Zustandsschätzung mittels Weighted-Least-Square

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass mit dem Weighted-Least-Square (WLS) Verfahren Knotenspannungen und Lastflüsse im Verteilnetz berechnet werden können. Obwohl keine vollständige Vermessung vorhanden ist, kann mit moderater Messtechnikausstattung eine hinreichende Beobachtbarkeit sichergestellt werden. Je nach Durchdringung mit Messtechnik schwankt die Qualität. Ein aufwandsoptimaler Punkt ist bei bekannter Netzstruktur mit der Messung von Wirk-, Blindleistung und der Spannung an der Transformatorsammelschiene erreicht. Für die PV-Leistung sind Messwerte nicht unbedingt erforderlich. Sofern von einem fehlerfreien Betrieb der PV-Anlage ausgegangen werden kann, ist es möglich die PV-Leistung über Hochrechnung zu nutzen. Eine Spannungsmessung am Einspeisepunkt ist dann nicht erforderlich, da diese vom Zustandsschätzer errechnet werden kann. Beim Netzmodell muss beachtet werden, dass sich dies mit den Schaltzuständen ändert.



WLS-Methode erlaubt Zustandsschätzung mit

- **Impedanzmodell des Netzes**
- **Wirk-, Blindleistung und Spannung am Trafoabgang**
- **Leistung dezentraler Erzeuger**

5.2 Netzregelung muss nachgewiesen werden

In den hohen Netzebenen ist die Blindleistungsregelung bekannt und wird allgemein eingesetzt. Für dezentrale Anlagen ist diese Methode erst seit wenigen Jahren vorgesehen. In Grid2Smart wurde diese erstmals für eine größere PV-Anlage im Freiburger Stromnetz eingesetzt und messtechnisch begleitet. Es hat sich gezeigt, dass aufgrund verschiedener Faktoren eine alleinige Vorgabe der Regelcharakteristik nicht ausreichend ist. Die Messungen haben gezeigt, dass in jedem Fall eine Kontrolle erforderlich ist. Erst nach Aufforderung zur Nachbesserung (vgl. Abschnitt 8) konnte die Freiburger ASF die Funktion verbessern. Aus diesem Grund wurde seitens badenovaNetz beschlossen, dass für diejenigen Erzeuger, die an Blindleistungsregelung teilnehmen, eine Power Quality Messung zum Nachweis installiert werden muss.



Für Erzeuger die an Blindleistungsregelung teilnehmen gilt:

- **PQ-Messung muss installiert werden**
- **Nachweis über vorgegebene Regelcharakteristik**
- **badenovaNetz überprüft inwiefern regelmäßige Reports gestaltet werden können**

5.3 Interaktion von Reglern

Sind in einem Netzgebiet verschiedene Regler installiert, besteht die Gefahr einer gegenseitigen negativen Beeinflussung oder eines Aufschwingens. Im konkreten Fall sind hiervon betroffen: Der Stufensteller am Transformator zur Hochspannung, der eine nahezu konstante Netzspannung auf der Mittelspannung einstellt, und die Blindleistungsregler im Netz. Simulationen in Grid2Smart haben gezeigt, dass bei sinnvollem Blindleistungsanteil zur Spannungsregelung die Änderungen an der Transformator-sammelschiene unter 0,3 % liegen. Dies ist deutlich unterhalb des Totbandes des Stufenstellers.



Solange Blindleistung maßvoll eingesetzt wird, sind keine Reglerinterferenzen mit dem Stufensteller zu erwarten.

5.4 Ausbauplanung nach aktueller Auslastung

Mit einer genauen Kenntnis über den zeitlichen Verlauf der Lasten und Erzeuger im Stromnetz ist eine bessere Auslastung des Netzes möglich. Eine Planung, wie sie bisher durchgeführt wird, nach worst-case Szenarien, führt in der Regel zu einer Überdimensionierung des Netzes. Mit realen Profilen können die Auslegungskriterien regelmäßig überprüft werden.



Mit bekannten Leistungskurven, ermittelt über Messung oder Zustandsschätzung, können die Netzauslegungskriterien regelmäßig überprüft werden.

5.5 Wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Anlagen

Die Untersuchung des realen KWK-Betriebes hat gezeigt, dass der Betrieb der Anlagen bereits sehr gut ist. Für die betrachteten Anlagen war ein Betrieb zur Senkung der Spitzenlast optimal. Dies ist nahezu vollständig gegeben, wenn die Anlagen zur Hochpreiszeit betrieben werden. Die Wirtschaftlichkeit hängt unter den aktuellen Rahmenbedingungen stark vom Leistungspreis ab.

Neue Chancen für Anlagen ohne Förderung sind:

- Eigenstromversorgung
Wirtschaftlichkeit hängt primär vom administrativen Aufwand ab
- Vermarktung auf Basis eines höher aufgelösten Tarifs
z. B. durch Direktvermarktung

- Teilnahme an Regelleistungsreserve-Pool
- Biomethanbetrieb unter EEG-2012 (mit Direktvermarktung)

Schlussfolgerungen – Lessons
Learned

Zur Zeit Reduktion der Spitzenleistung wirtschaftlich



Zukünftige/alternative Optionen (im Einzelfall zu prüfen)

- **Eigenversorgung: abhängig vom Bedarf**
- **Direktvermarktung**
- **Regelenergiemarkt (wenige Betriebsstunden)**
- **Biomethanbetrieb**

6 Danksagung

Dem Innovationsfonds für Klima- und Wasserschutz der Badenova danken wir für die Förderung des Projektes Grid2Smart. Im Rahmen des Projektes konnten wegweisende Konzepte zur Systemintegration erneuerbarer Energien untersucht werden. Damit konnte ein Beitrag zum Klimaschutz geschaffen werden.

Gefördert durch den
Innovationsfonds
Klima- und Wasserschutz

badenova
Energie. Tag für Tag

7 Literaturverzeichnis

- [1] Adolf J Schwab. *Elektroenergiesysteme*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [2] Ali Abur and Antonio Gomez Exposito. *Power System State Estimation - Theory and Implementation*. dekker New York, 2004.
- [3] BDEW. *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. VWEW-Energieverl., Berlin, 2008.

8 Anhang: Überprüfung Blindleistungsregelung

Anhang: Überprüfung
Blindleistungsregelung

Im Projekt wurde die Parametrierung der Blindleistungsregelung der PV-Anlage am Eichelbuck überprüft. Da die Anlage nicht die geforderte Kennlinie erfüllt, wurde der Anlagenbetreiber dazu aufgefordert die Regler nachzuparametrieren. Der Brief an den Betreiber befindet sich im auf den folgenden Seiten.

badenovaNETZ GmbH
Tullastraße 61
79108 Freiburg i. Br.
Telefon 0800 2 21 26 21
Telefax 0761 508283
badenovanetz.de



badenovaNETZ GmbH
Postfach 53 05 - 79630 Freiburg

Abfallwirtschaft und
Stadtreinigung Freiburg GmbH
Herrn Broglin
Hermann-Mitsch-Straße 26
79108 Freiburg

Bearbeiter/in Herr Hirsch
Unser Zeichen NET-1-5, Netzmanagement Strom
Telefon 0761/279-27 45
Telefax 0761/279-24 73
E-Mail peter.hirsch@badenova.de

Ihr Zeichen/Ihre Nachricht

Datum
27.05.2014

Verletzung der Vorgaben des Netzbetreibers am Netzverknüpfungspunkt Eichelbuckstraße 100x

Sehr geehrter Herr Broglin,

die ASF Solar betreibt auf der Mülldeponie Eichelbuck eine 2,5 MW Photovoltaikanlage.
Die Anlage ging im Dezember 2011 in Betrieb.
Die Vorgaben des Netzbetreibers gem. BDEW Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, werden nachweislich nicht eingehalten.
Dies belegen Messungen aus den Jahren 2012 und 2013 (siehe Anlage).
Die Abweichungen sind derart eklatant, dass sogar der Grenzwert $\cos\phi_{\text{sp}}^i$ von 0,9 induktiv gem. Einspeisevertrag §3 Abs. 2 verletzt wird.
Damit wird das Netz des Netzbetreibers unzulässig hoch belastet.

Das Fraunhofer Institut ISE hat für uns die Daten ausgewertet und bereits mit dem Planungsbüro mehrfach Kontakt aufgenommen.
Da dies bisher nicht zum gewünschten Erfolg führte, wenden wir uns nun an Sie.

Wir bitten Sie, diese technischen Mängel unverzüglich zu beheben.
Sollten wir von Ihnen bis zum 27.06.2014 keine Rückmeldung erhalten, so müssen wir von unserem Recht gem. Stromeinspeisungsvertrag §6 Abs. 4 auf Netztrennung Gebrauch machen um das Netz und die daran angeschlossenen Kunden vor unzulässigen Störungsauswirkungen zu schützen.

Mit freundlichen Grüßen

badenovaNETZ GmbH

i. V.

Willi Zimtaefflin

i. A.

Peter Hirsch

Anlagen

905653

badenovaNETZ GmbH
Amtsgericht Freiburg – HRB 290381

Eine Tochtergesellschaft der
badenova AG & Co. KG

Commerzbank Freiburg
140 772 000 (GLZ 68040007)
IBAN: DE38 6804 0007 0160 7720 00
BIC: COBADE33XXX

Geschäftsführer:
Volker Geis
Ottmar Bauer

Hirsch Peter

Von: Hirsch Peter
Gesendet: Montag, 27. Februar 2012 17:03
An: 'Armin.Steck@diehl-controls.com'
Cc: 'joren.menke@relatio.de'; 'Uwe Ilgemann'; Hoffmann Ralf; Preiser Klaus; Burger Siegfried; 'ebel@abfallwirtschaft-freiburg.de'
Betreff: PV Anlage Freiburg Eichelbuck
Anlagen: 20120227_Q-U-Kennlinie.pdf

Verlauf:	Empfänger	Übermittlung	Gelesen
	'Armin.Steck@diehl-controls.com'		
	'joren.menke@relatio.de'		
	'Uwe Ilgemann'		
	Hoffmann Ralf	Übermittelt: 27.02.2012 17:03	
	Preiser Klaus	Übermittelt: 27.02.2012 17:03	Gelesen: 28.02.2012 11:21
	Burger Siegfried	Übermittelt: 27.02.2012 17:03	Gelesen: 28.02.2012 07:53
	'ebel@abfallwirtschaft-freiburg'		

Sehr geehrter Herr Steck,

wie mit Ihnen am 23.02.2012 abgestimmt erhalten Sie mit der Anlage die Q(U)-Kennlinie gemäß BDEW Richtlinie 2.5.4.

Diese Kennlinie gilt nur für den Anschluss Eichelbuckstr.100x.

Nach Einstellung der Wechselrichter werden wir eine vorübergehende Kontrollmessung vornehmen.

Nachfolgend die Angaben für die Schutzeinrichtung der Erzeugungseinheiten:

Funktion	Schutzrelaiseinstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,2 U _{NS}	≤ 100 ms
Spannungsrückgangsschutz U<	0,8 U _{NS}	1,5 s
Spannungsrückgangsschutz U<<	0,45 U _{NS}	150 ms
Frequenzsteigerungsschutz f>	51,5 Hz	< 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz f>>	47,5 Hz	≤ 100 ms

Für Fragen stehe ich gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

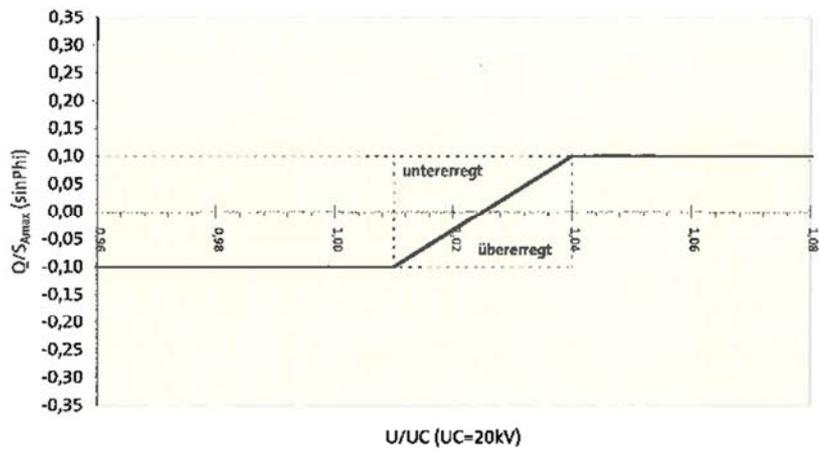
P. Hirsch

Fachreferent Netzmanagement Strom

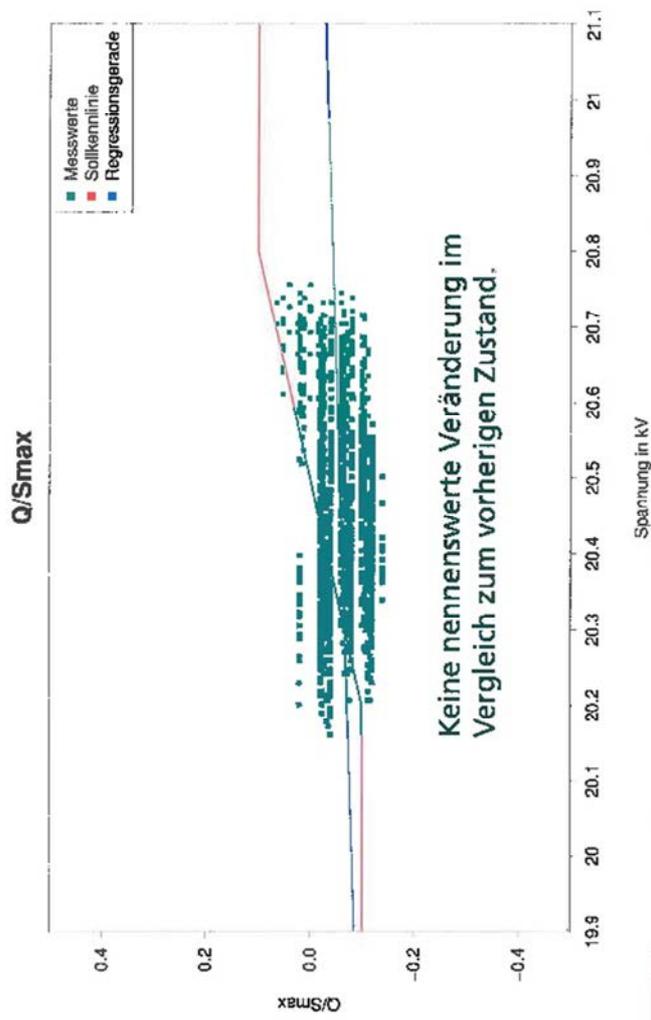
badenovaNETZ GmbH
 Tullastraße 61
 79108 Freiburg i. Br.
 Telefon 0761 279-2745
 Telefax 0761 279-2473
peter.hirsch@badenova.de
www.badenovanetz.de

badenovaNETZ GmbH (Sitz: Freiburg, Amtsgericht Freiburg HRB 290381)
 Geschäftsführer: Volker Geis

Q(U)-Kennlinie Eichelbuckstr. 100x



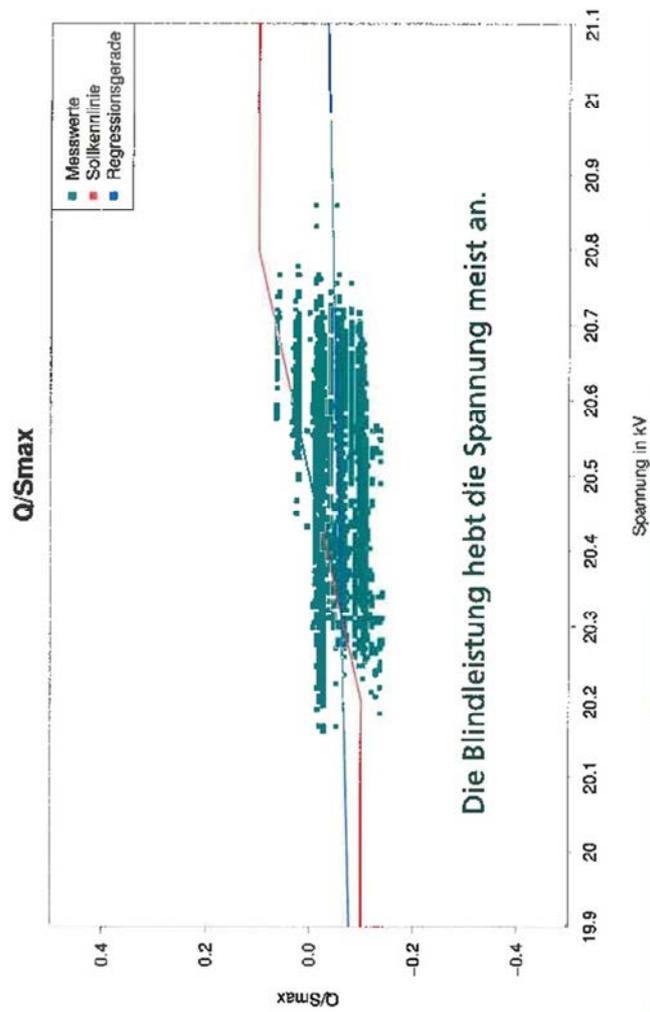
Datenanalyse Eichelbuck
Messzeitraum Januar

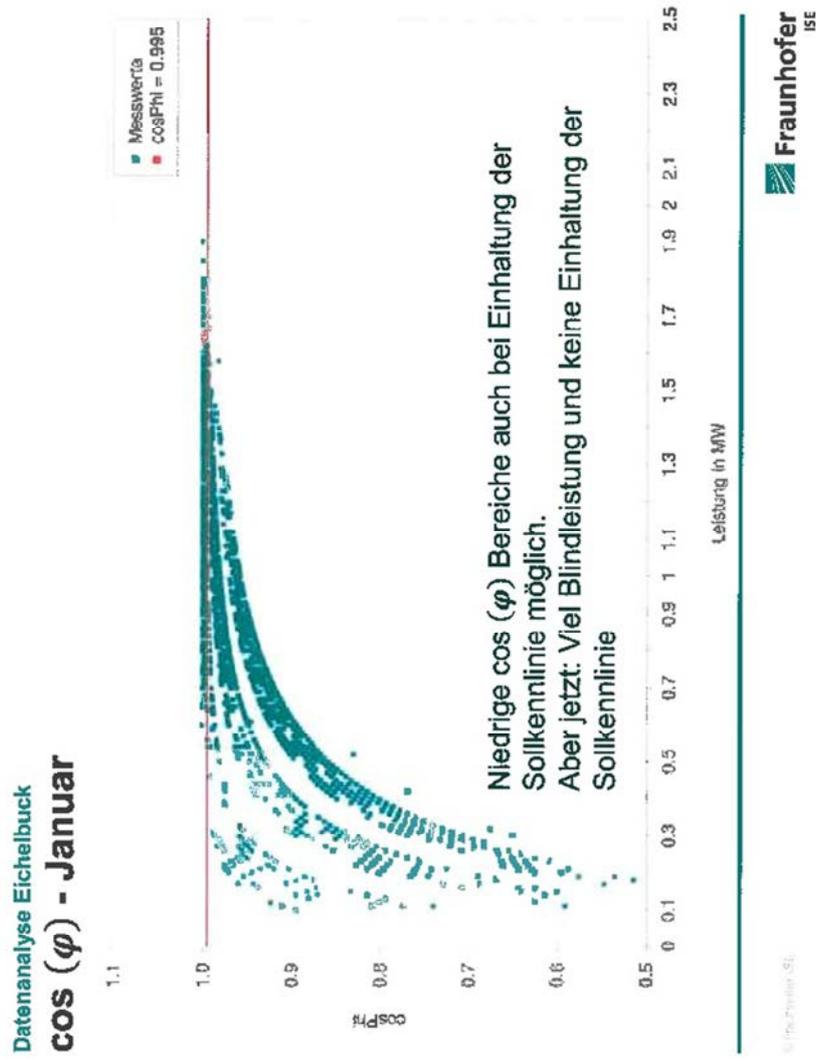


© Fraunhofer ISE

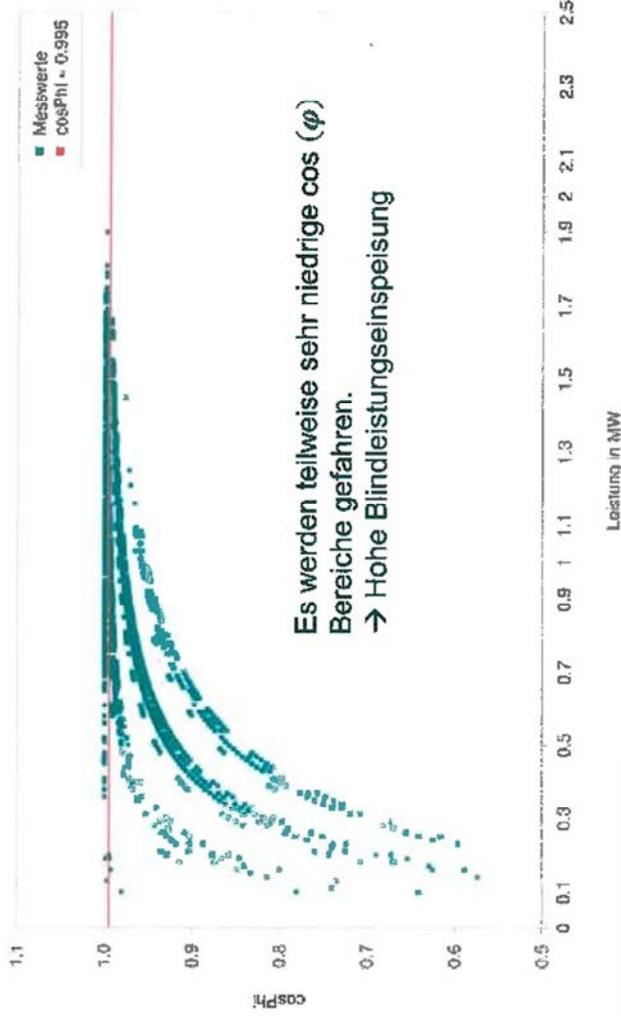
Anhang: Überprüfung
 Blindleistungsregelung

Datenanalyse Eichelbuck Messzeitraum November





Datenanalyse Eichelbuck
 $\cos(\varphi)$ - Oktober



9 Veröffentlichungen

In diesem Abschnitt werden kurz die Veröffentlichungen vorgestellt, die auf den Ergebnissen des Projektes basieren. Unter der Beschreibung sind die Veröffentlichungen eingefügt.

In dem Paper „Modelling active and reactive power of PV-Systems as input for State Estimation“ wurde gezeigt, dass Wirk- und Blindleistung hinreichend genau zur Netzzustandsbestimmung modelliert werden können und so teure Messgeräte ersetzt werden können. Die Wirkleistung wird mittels einer Strahlungsmessung oder einer Strahlungsprognose gewonnen. Die Blindleistungseinspeisung wird durch die Integration des Modells des Blindleistungsreglers in den Zustandsschätzer bestimmt. In dem Paper „Evaluation des Mehrwerts genauerer und zusätzlicher Messungen für die Zustandsschätzung in einem Verteilnetz“ wurde betrachtet, wie sich zusätzliche Messungen auf die Qualität der Zustandsschätzung im Verteilnetz auswirken. Ein Fokus liegt insbesondere darauf zu beurteilen, ob die in den Schützen bereits installierten Messungen ausreichend sind, um den Systemzustand hinreichend genau abzuschätzen. Mit den beiden Veröffentlichungen zur Zustandsschätzung wurde gezeigt, dass die im Netz vorhandenen Messungen lediglich durch eine Leistungsfluss Messung am Strangbeginn ergänzt werden müssen, sodass eine genaue Zustandsschätzung möglich ist. Es sind weitere Untersuchungen notwendig, um festzustellen, ob die vorhandenen Strommessungen durch eine Modellerweiterung ausreichend sind, um eine genaue Zustandsschätzung durchzuführen. Eine Schwäche der bisherigen Annahme ist der feste Leistungsfaktor der in den Strang hineinfließenden Leistung. Wird allerdings die Wirkleistung zum Teil von der PV-Anlage geliefert, muss dieselbe Blindleistung bei kleinerem Wirkleistungsfluss bereitgestellt werden. Dieser Effekt lässt sich mit den bekannten Größen berücksichtigen.

Die Veröffentlichung „Applied approach for reactive power control within medium voltage distributed units“ schlägt ein Verfahren vor Blindleistungsregler in Mittelspannungsnetzen netzoptimal zu parametrieren. „Reactive Power Control in Low Voltage Distribution Grids: Comparison of Centralized and Decentralized Q(U)-controller Designs Based on Probabilistic Power Flow Analysis“ vergleicht zentrale und dezentrale Q(U)-Regler auf Basis von probabilistischen Lastflussberechnungen. Auf der OTTI-Netze Konferenz wurde der Beitrag „Verteilnetzplanung mit dezentralen Blindleistungsreglern und rONT“ eingereicht. Hier wird das Zusammenspiel von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) und Blindleistungsreglern untersucht, wobei der rONT Spannungsmessungen von unterschiedlichen Messpunkten als Eingangsgröße hat. In den Veröffentlichungen zur Blindleistungsregelung wurde untersucht, ob der Netzbetrieb durch effiziente Parametrierung von Blindleistungsreglern verbessert werden kann.

Modelling active and reactive power of PV-systems as input for State Estimation

Wolfgang Biener*, Sven Killinger*, Bernhard Wille-Haussmann* and Christof Wittwer*

* Department Smart Grids

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 79110 Freiburg

Email: wolfgang.biener@ise.fraunhofer.de

Abstract—Within the last ten years the installed capacity of PV-power in Germany has grown by a factor of more than 17 [1]. Because of this PV-plants have become an important factor for the medium and low voltage distribution grids. There are three possibilities to integrate PV-plants in grid operation and planning. The classical approach is to operate and plan only based on the technical specifications of the connected plants. This leads in general to high security margins in grid operation and might cause expensive investments in grid reinforcement. The second approach is more advanced. Measurement devices are installed to observe the grid, which is expensive, too. Therefore this paper proposes a third option which is a combination between the two possibilities and investigates it in a real grid. Solar irradiation and solar prognosis in combination with plant specifications are used to simulate the active power production of the PV-plant. A model of the reactive power consumption is used to calculate the reactive power production of the plant. A state estimator uses thereby gained real-time data and other measurements that are available in the grid as input to calculate the grid state. Hence no new measurements have to be installed for PV-plants. The results of the state estimation are evaluated with the existing measurements within the grid. The main focus of the state estimation is the calculation of the voltage at the end of the feeder. Due to the robust system model the effect of a bad solar prediction on the voltage calculation is weak. Hence the root mean square error between the measured voltage and the estimation based on simulated PV active and reactive power at day time is 0.003 pu.

I. INTRODUCTION

Distribution grids change towards active distribution grids because of the rising production of renewable energy sources especially PV plants which increased in Germany from an installed capacity of 2.1 GW in 2005 to 35.9 GW in 2013 [1]. The simultaneous power in-feed times of PV plants cause grid problems such as voltage rise and thermal overloads [2]. Possible solutions are either reactive power in-feed or throttling active power in-feed of PV systems in critical hours. Therefore critical situations have to be identified by knowing the state of the grid. To identify the actual state of a grid, some parameters have to be measured or estimated. In comparison to transport grids, distribution grids are not well equipped with measurement devices, because they are too expensive. An approach to reduce the necessary number of measurement devices is given in [3]. This paper proposes a method not to reduce the critical measurements but substitute them by simulation. The simulation is based on free or cheap available data as irradiation measurements or prognosis. To provide observability for a grid node, values of two parameters have to be obtained. First the value of the active power in-feed is gained via PV power simulation. And second the reactive power generation, is received via

modelling of the controllers characteristic. The active power is an input value for the weighted-least-squares state estimator which models the reactive power. The uncertainties in the models can be included by the choice of the weighing parameters. The simulation of PV power is conducted for measured and for predicted irradiation on surface, including orientation, type and thermal behaviour of the modules. For both methods of PV power simulation a state estimation (SE) is processed. The SE algorithm used for this investigation was first proposed by Schweppe [4]–[6]. The results of the state estimation, as well as the results of the PV power simulation, can be evaluated with the measurements of a grid and PV plant with an installed capacity of 2.5 MW. A statistical analysis answers the question whether the PV power simulation in combination with a state estimation tool can replace expensive measurements in the grid. The Paper is divided into five parts. The following part describes the methodology which includes the simulation of PV power, the SE algorithm, the reference system and the investigated scenarios. Chapter III shows the results of the investigation and chapter IV discusses the results and gives a critical reflection. In chapter V a summary and an outlook is given.

II. METHODOLOGY

The methodology is structured into four parts. The first part contains the simulation of PV power. The SE process including the reactive power controller model is shown within in the second part. After this the reference system is introduced. In the last part the investigated scenarios are explained.

A. Simulation of PV power

The PV power is simulated on basis of irradiance and temperature. In this paper weather data of a weather station as well as weather model data is used and compared. The weather station is located approximately 4.6 kilometres to the south of the PV plant and has a time interval of 20 seconds. The weather model COSMO-DE maintained by the German Weather Service (DWD) provides hourly weather data with a spatial resolution of 2.8 km for almost 200.000 gridpoints over the German area and its neighbouring countries [7]. With the meteorological input as a basis, the simulation of PV power is conducted according to the scheme displayed in Fig. 1 and described in [8].

In a first step the global irradiance on the module is simulated. The global irradiance consists of a direct, diffuse and reflected part. The reflected irradiance is calculated out of diffuse and direct irradiance. Taking the position of the sun

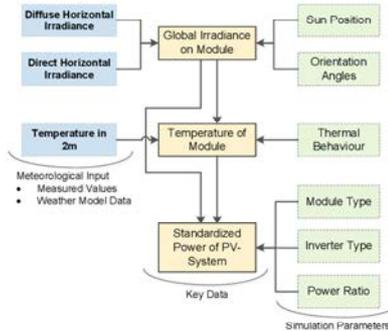


Fig. 1. Methodology of simulation of PV power (own illustration).

and the orientation angles of the PV module into account, the global irradiance onto the module can be calculated based on horizontal irradiance [9]. In a second step the temperature on the module is simulated as it influences the degree of efficiency [9]. The power output of a PV system depends on the global irradiance and temperature on the modules as well as technical parameterisations, involved in the third step and further described in [10]–[13]. As a result, the standardized PV power of an individual PV system can be simulated.

B. State Estimation

This section introduces the extended WLS-algorithm. Apart from the extension the description of the algorithm follows [14]. In Fig. 2 the corresponding flow chart is shown.

Supposed that grid topology and utilities are known, the bus admittance matrix (BAM) can be calculated. The BAM and the complex voltages at each bus describe an electricity completely. The complex voltages represent amplitude and phase of the voltages. Assuming that the system has n nodes it can be defined by $2n$ states [15]. The initial condition is logically divided from the actual system state x . In the first iteration step the starting condition is transferred to the system state. From the actual system state the estimated measured values z are calculated by use of the non-linear function $h(x)$

$$z = h(x). \tag{1}$$

In the whole system there is only one vector known and it is not changed during a time-step, besides from the controller model. It is the vector of measured values \tilde{z} . The tilde indicates that the vector is not changed but from the controller model. It may contain all electrical values, like current flows, active and reactive power flows, in-feed and consumed active and reactive power as well as voltage magnitudes and phases. For the estimation of the system at least $2n$ measurements are necessary since the algorithm can't solve under-determined systems.

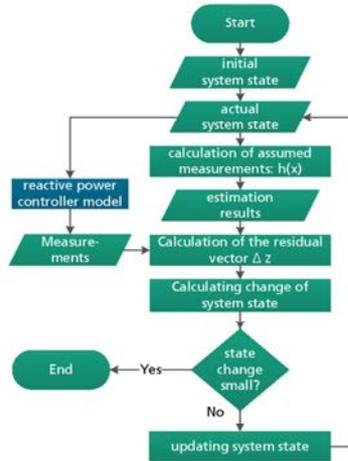


Fig. 2. Flow-Chart of the extended WLS-Algorithm (own illustration).

Knowledge of the system may reduce the necessary amount of measurements. E.g. buses without consumers and producers need no additional measurements. This information is incorporated in \tilde{z} . Since it is originally no measured value it called virtual measurement.

In the next step the algorithm calculates the difference between the measurement and the estimated measurement

$$\Delta z = \tilde{z} - z. \tag{2}$$

This difference is included in the objective function

$$J(x) = \Delta z^T R^{-1} \Delta z \tag{3}$$

and is minimized under this condition. R is the weighting matrix with the variances of the measurements on its main diagonal. By R the measurements accuracy is included within the state estimation. Exact measurements have more influence on the objective function as inaccurate ones. The choice of variance for virtual measurements is arbitrary. Due to numerical stability, it should be in the dimension of real measurements.

To derive the objective function in x , it must be rewritten

$$J(x) = (\tilde{z} - h(x))^T R^{-1} (\tilde{z} - h(x)). \tag{4}$$

At the minimum the first order optimality criterion has to fulfilled

$$g(x) = \partial J(x) / \partial x = -H(x)^T R^{-1} (\tilde{z} - h(x)) = 0. \tag{5}$$

In which the measurement Jacobian is $H(x) = \partial h(x) / \partial x$. Developing the non-linear function $g(x)$ in its Taylor series

and neglecting the higher order terms it results

$$g(x^{k+1}) = g(x) + G(x)(x^{k+1} - x) = 0. \quad (6)$$

The Index $k+1$ shows that it is the new calculated x . The equation (6) can be transformed into

$$G(x)\Delta x = H(x)^T R^{-1} \Delta z. \quad (7)$$

with (1), (2) und (5). The gain matrix $G(x)$ is the deviation of $g(x)$ by x :

$$G(x) = \partial g(x)/\partial x = H(x)^T R^{-1} H(x). \quad (8)$$

$$\Delta x = (x^{k+1} - x) \quad (9)$$

(9) is the change of the state-vector for next iteration step. To obtain Δx , (7) has to be solved by x . In the end the state vector has to be updated:

$$x_{update} = x + \Delta x. \quad (10)$$

x_{update} is finally the input value for the next iteration step. The algorithm finishes when the biggest absolute value of Δx is smaller than a chosen minimum.

1) *Extension of the algorithm:* In this paper an extension of the algorithm is proposed. Originally state estimation techniques were developed for ultra-high voltage transport grids. Those grids are in general well equipped with measurement devices [16]. In distribution grids there are less measurement devices and more nodes. To gain observability nevertheless new methods to produce pseudo measurements have to be found. Here the model of a voltage dependent reactive power controller will be used to create pseudo measurements of reactive power in-feed. In Germany RES are obliged to contribute to voltage stability by feeding in reactive power. For reactive power in-feed different methods are proposed in [17]. The DSO is free to choose the suitable method for its grid. In this case a Q(V)-droop was chosen. Assuming that controllers works correctly, Q(V)-droops can be used to calculate a pseudo measurement. An exemplarily Q(V)-droop is shown in Fig. 3. When nodal voltage is below the desired voltage overexcited reactive power is generated to rise the nodal voltage. Reactive power generation is calculated with nodal voltage and the model of the Q-controller. The nodal voltage is an entry of the state vector x of the WLS algorithm. The Q(V)-droop is defined by the DSO. Hence the model of the controller may be integrated into the algorithm. The measurements vector \tilde{z} from equation (2) is updated at each iteration step. Normally, the measurements vector \tilde{z} is an input value which is not changed. The extension of the algorithm is highlighted blue in Fig. 2.

C. Reference System

The model of the investigated feeder is shown in Fig. 4 it is placed within an industrial area. The positions of the measurement devices are given by the red circles. The nominal phase to phase voltage is 20 kV. The overall length of the feeder is 5.2 km. The positions of the connected units are shown in the figure, too. Lines are all the same type having a resistance of 0.4 Ω /km and an inductivity

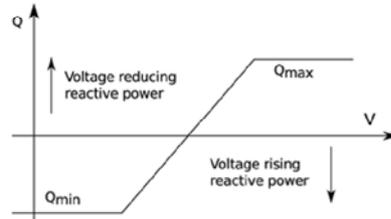


Fig. 3. Q(V)-droop of the intern controller model(own illustration).

of 0.4 mH/km. The resulting X/R-ratio is 0.3. Using this information the BAM of the grid is calculated. The influence on and of the surrounding grid is modeled by the knowledge of the voltage at the slack node. Thus the transformer to the high voltage grid and the nearby feeders are not taken into account.

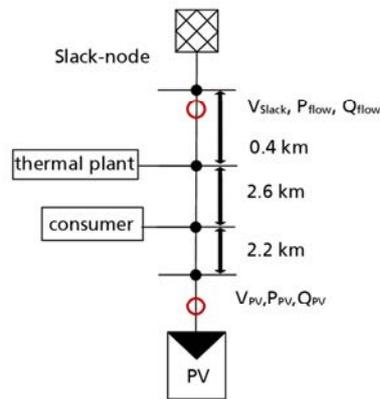


Fig. 4. Model of the examined grid. The red circles show the position of the measurement devices (own illustration).

The sensitivity of the voltage at connection point of the PV plant to active and reactive power characterizes the investigated grid. The exact values need to be calculated for each time-step because it depends on the grid load. In [18] a method is described to calculate voltage rise with a simplified formula in dependence of short circuit power, R/X-ratio and nominal voltage.

TABLE I
SENSIVITY OF THE VOLTAGE TO ACTIVE AND REACTIVE POWER

	PV original	Slack	PV resulting
$\delta U/\delta P$	0.0036 pu/MW	0.0002 pu/MW	0.0034 pu/MW
$\delta U/\delta Q$	0.0063 pu/MVar	0.0048 pu/MVar	0.0015 pu/MVar

In TABLE I the sensitivities of the voltage to active

and reactive power are shown for the slack node and for connection point of the PV plant. For this investigation only the sensitivity of the PV plants voltage to the slack node is important since there is a voltage measurement. Therefore the sensitivity at the slack node is subtracted from the original sensitivity at the position of the PV plant. The resulting sensitivity can be observed in the following investigations.

1) *Model of Consumers:* In the real grid there are a lot of consumers. Since there is a lack of knowledge about their characteristics they cannot be modelled separately but for the SE algorithm it is necessary to give two measurements for each additional node as input values. Therefore all consumers are gathered in only one consumer. The consumer model is placed somewhere in the balance point of the real consumers to model the impact on the grid as good as possible. Moreover there are two producers in the grid: a thermal plant with a nominal power of 950 kW and a PV plant at the end of the feeder with a nominal power of 2.5 MW. The drawn power of the consumer is calculated by the equation

$$S_{consumer} = P_{flow} + jQ_{flow} + P_{PV} + jQ_{PV} + P_T \quad (11)$$

At the slack node the active and reactive power flow in the grid is measured and defined as P_{flow} and Q_{flow} , respectively. The consumption in the grid is the sum of the power flow in the grid plus the production of the PV plant P_{PV} , jQ_{PV} , plus the production of the thermal plant P_T . The production of the PV plant is measured but for the SE also simulated PV power is used. In the previous sections the sensitivity of the voltage to active and reactive power change is described. By this load model the sensitivity is lowered because the effect of a wrong assumption of PV power is balanced at the connection point of the consumer. The production of the thermal plant is not measured but usually it has a constant in-feed of 950 kW.

D. Scenarios

For the evaluation of the impact of the quality of the calculation of active power production of the PV plant and the model of the reactive power controller on the SE, 6 cases are investigated. The 6 cases are divided into 2 scenarios. The first scenario answers the question what SE can contribute to the knowledge of a medium voltage grid when there are only measurements at the bus bar directly connected to the transformer. Consequently only the power flowing into the feeder is known and PV power is calculated on the basis of a measurement or irradiation prediction. Since the chosen model is very robust concerning the error of the in-feed PV power a second artificial scenario is created which shows the impact of prediction errors on the state estimation. The solar power prediction is only used as input value for state estimation and the consumer within the grid is calculated with the measurement of the PV power. This would be realistic if the consumption of all connected consumers was known and the PV plants production was simulated.

In TABLE II the cases and their use is shown. Case 1 and 2 are just used for comparison of the results. In case 1 the measurements of active and reactive power production are

used as input values for the SE. In the second case a calculation of the active power production based on an irradiation measurement substitutes the active power measurement. The reactive power measurement is taken to depict the effect of the active power calculation. Case 3 and 4 belong to scenario 1. Case 3 uses the irradiation measurements for active power and the Q(V) controller model for reactive power. Case 4 differs from Case 3 only in the active power calculation. The raw data is not measured but taken from an irradiation prognosis.

Case 5 and 6 belong to scenario 2. They differ from the cases 3 and 4 in just one fact. Within this calculation the load model is not used consequently. Instead of modelling the load on the basis of the active and reactive power assumption, the load is calculated using the measurements in the grid. Using the real load instead of the load calculated by the load model emphasises the effect of the quality of the prediction.

III. RESULTS

The results section is structured into two parts. First the PV power simulation is presented. Second the state estimation results are shown.

A. PV power

For the evaluation of the results only the time from 8am to 8pm (CET) is considered. In III the evaluation of the simulated PV power is done. Basis for the statistical evaluation are time series simulated according to the methodology described in II-A. As these time series are normalized to values between a range from 0 to 1, units are given as percentage values. The meteorological data of the weather station and the numerical weather model COSMO-DE were used for power simulation and then compared to the measured values of the PV plant. The weather station has a higher time resolution and is located next to the PV system, resulting in a lower root mean square error (RMSE), mean error (ME) and mean absolute error (MAE) values than the input data of the numerical weather model. As a consequence the correlation coefficient is also higher.

TABLE III
THE STATISTICAL EVALUATION OF THE PV POWER SIMULATION
(WITHOUT NIGHT) IS SHOWN.

	weather station	COSMO-DE
RMSE P_{PV}	0.096	0.137
ME P_{PV}	-0.007	0.031
MAE P_{PV}	0.054	0.082
correlation P_{PV}	0.917	0.820

B. State Estimation

In TABLE IV the statistical evaluation of the SE data is shown, considering all days but the 12th of december because there were problems with the voltage measurements. The results of the SE are compared against the measurements taken at the PV plants grid connection point. The input value for the SE depend on the cases which are defined in TABLE II. The first row shows the RMSE of the PV power calculated by the state-estimator. The RMSE is normalized to the PV plants nominal power of 2.5 MW. As stated before the

TABLE II
DESCRIPTION OF THE INVESTIGATED CASES.

	case 1	case 2	case 3(5)	case 4(6)
PV active power	measurement	irradiation measurement	irradiation measurement	irradiation prognosis
PV reactive power	measurement	measurement	controller model	controller model
use of the case	comparison	comparison	scenario 1 (2)	scenario 1 (2)

differences in the RMSE are mainly based on the difference of the input values. Having the same input values case 2 and case 3 consequently have the same RMSE considering active power. In Fig. 5 the estimated and the measured active power is shown. All figures in this paper are from December 27th, 2013. The measured active power and the estimation based on the measurement are equal. The estimations based on the irradiation measurement is not far from the measured active power see TABLE III. The hourly prognosis of the irradiation just gives a trend of the irradiation so does the SE based on that data.

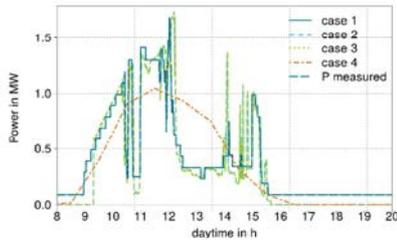


Fig. 5. Active power estimation by the state estimation.

not work how it should work. Consequently the model of the controller can't determine the correct reactive power in-feed. Secondly the estimation of the voltage does not perfectly fit the real voltage as shown in Fig. 7. Regarding the measured reactive power and the measured voltage it can be guessed that the droop of the reactive power controller is shifted towards a higher voltage compared to the demanded droop. Between 11 and 12 o'clock the voltage is at the highest level of the day. This is when the measured reactive power switches from over-excited to under-excited and lowers the voltage.

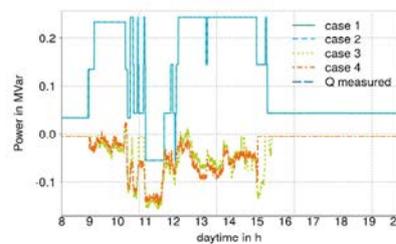


Fig. 6. Reactive power estimation by the state estimation.

The second row of TABLE IV depicts the RMSE for reactive power which is normalized to 0.25 MVar. The normalizing value of 0.25 MVar is chosen because this is the maximal reactive power demanded by the DSO. Active and reactive power show the same behaviour concerning the RMSEs. The difference is that input values for reactive power with the controller model are worse. This is the reason why case 3 to 6 have a higher RMSE. Fig. 6 depicts the measured reactive power in-feed in comparison to the estimated reactive power. The figure shows the same effect of the active power. If the measurement is taken as input value, the estimation is quite good. If the controller works based on the estimated voltage there are big differences between the estimation and the measurement. The difference between the estimation result and the measurement is caused by two facts. Firstly the reactive power controller of the plant does

The RMSE of the estimated and the measured voltage is shown in the third row of TABLE IV. The first four cases differ only on a very low level because wrong assumptions of the power production of the PV plant are corrected by the load model as described in section II-C1. In the following rows the correlation coefficients of the estimated and the measured voltages are shown. The first four cases vary on a very high level. Fig. 7 shows that estimated voltages fit quite well to the measured voltages as it was prescribed by the figures in TABLE IV. Before 9 o'clock when there is no or not much PV-production the voltage is underestimated. During the day the estimation fluctuates around the measurement with a tendency to overestimate it. During 12 and 14 when the PV-prediction of the COSMO-DE model overestimates PV power by 500 kW to 200 kW it can be observed that the estimation of case 4 using this prediction as input value is slightly higher than the rest of the estimations. Whereas during the rest of the of the day the COSMO-DE model underestimates PV-production. Consequently during this period the voltage in case 4 is underestimated.

Fig. 8 shows the differences from the estimated voltages to measured voltage. The maximal error of the voltage estimation is independent from the quality of the active power estimation.

The means of the objective functions for the first four

TABLE IV
THE STATISTICAL EVALUATION OF SE RESULTS WITHIN THE MEASUREMENT PERIOD (WITHOUT NIGHT) IS SHOWN.

	case 1	case 2	case 3	case 4	case 5	case 6
RMSE P_{PV}	0.001	0.075	0.075	0.124	0.072	0.118
RMSE Q_{PV}	0.022	0.022	0.542	0.562	0.523	0.623
RMSE U_{PV}	0.003	0.003	0.003	0.003	0.004	0.005
ME U_{PV}	-0.001	-0.002	-0.002	-0.001	-0.002	-0.001
corr. U_{PV}	0.932	0.932	0.932	0.934	0.910	0.886
mean of J	0.008	0.008	0.009	0.009	0.021	0.047

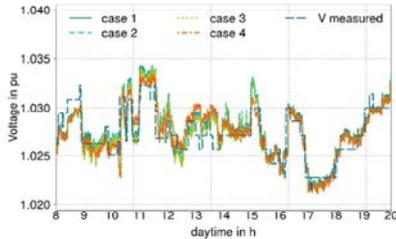


Fig. 7. Estimation of the voltages.

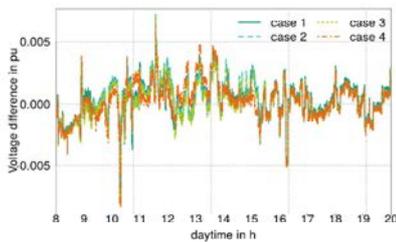


Fig. 8. Differences between the measured voltage and the estimated voltages.

cases differ on a very low level, see TABLE IV. In Fig. 9 the objective functions of the cases 1 to 4 are shown. Even if the voltage measurement is not included to the state estimation process the objective function of case 3 and 4 has its highest value at same time of the highest error of the voltage estimation. The high value of objective function can be a hint for the wrong voltage estimation. But there are values for the objective function in the same range at other times of the day too. Hence a detection using this does not work.

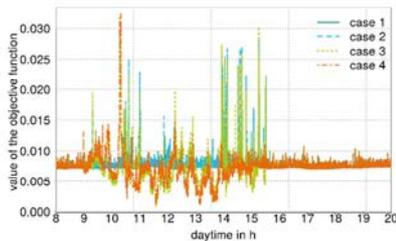


Fig. 9. Objective functions during the day.

The analysis of TABLE IV regarding the cases 5 and 6 shows only slight differences in the RMSE values of the voltages. The correlation of the measured voltage and of

the estimated voltage decreases. Case 5 decreases by 2 % compared to case 3 and case 6 is lowered by 5 % compared to case 4. The worse correlation is due to the lack of the balancing effect of the load model. The most significant change is shown by the objective function. The objective function is increased from 0.009 in case 3 to 0.021 in case 5 and from 0.009 in case 4 to 0.047 in case 6. The growth of the value of the objective function is caused by the contradiction within the power balance of the system. The load-model builds the load on the basis of the measurement in-feed power of the PV plant, the measurement of the power flowing into the feeder and the thermal plant. For the cases 5 and 6 the calculation of the load is not consistent with the simulated PV power production. The calculations and the measurement diverge naturally. Hence the state estimator has to find a way to handle this contradiction. The measurement of the power flowing into the feeder is far worse than the measurement quality of the PV power since it is within a protection device. Therefore it has less weight within the SE process. Consequently the estimation of PV power is not worsened and mainly the estimation of the flowing power and of the modelled consumer is worse.

IV. DISCUSSION

A. PV power

The results displayed in III show better key figures of the power simulation on basis of the weather station when compared to the weather model COSMO-DE. This is not a big surprise, as the distance to the PV system is lower than 5 km and the time resolution with 20s much higher than the hourly data of the weather model. Additionally the data of the weather model are forecast values and no measured values like from the weather station. In 10 the normalized PV power of December 27th, 2013 of the two power simulations and the measured values at Eichelbuck are displayed. As the power values at Eichelbuck are only measured, when they exceed a threshold value, the red power curve shows characteristic steps and even positive power values at night. The fluctuation of the simulated PV power on basis of the weather station (green) is therefore even higher and indicates a good timely matching with the measured values. The PV power on basis of COSMO-DE (blue) in contrary only delivers hourly values without any short-term peaks.

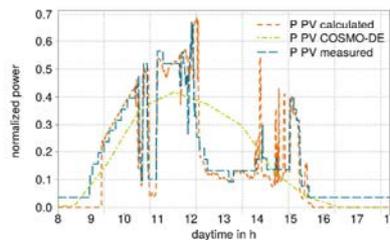


Fig. 10. Normalized PV power of different sources at December 27th, 2013.

B. State estimation

At first the cases 1 to 4 are analysed. The first thing to mention is that input values of the SE fit very well to its output values. This is due to the lack of measurements within the system. In general WLS-SE determines the most probable state of the system by minimizing the weighted difference from the real measurements to the estimated measurement values. In this case there are just enough measurements in the grid to determine the grid state. Consequently a bad measurement does not contradict to the other measurements and it can be fitted quite well. In addition to that the load model balances wrong assumptions of PV-production. If the grid load was directly measured a wrong assumption in the PV-production would cause a difference between the in-feed power and the power flow measurement. This are the reasons why all input measurements are guessed well by the WLS SE and there is no big difference within the residuals. This is substantiated by the small differences in the means of the objective functions.

A problem of the model based reactive power in-feed is that it only works for correctly working reactive power controllers. This model cannot help to predict the behaviour of a Q(V) controller that does not work as it is expected.

The measured voltage is not used as input value for the SE because the goal of the paper is to show how it can be determined without measurements at the PV plant. The RMSE of the voltage estimation of the first 4 cases differs only on a very low level and is after rounding by 0.003 pu. The correlation coefficient of case 1 and 2 differs only on a very low level. Case 3 is slightly better. This is caused by the reactive power controller. The sensitivity of the voltage to active and reactive power at the end of the long feeder is expected to be higher than it is shown by the RMSE and by the figures. In reality it is higher too, but it is balanced by the load model. When active or reactive power are estimated to high at the PV plant the consumption of the load model is raised. Hence the sensitivities at the place of the PV plant are lowered by the sensitivities at the place of the load model. Hence by the introduction of the load model the estimation of the voltage at the PV plant becomes more robust but the worth of good in-feed power simulations is lowered. This load model can be used for any medium voltage feeder because at the substation there is normally communication infrastructure and only the costs for the additional measurement has to be paid. The voltage measurement at the beginning of incorporates the voltage change up to this point. Hence the overall sensitivity of the voltage to active and reactive power is lowered. This makes the estimation even more robust.

In this part scenario 2 is discussed. By the substitution of the load model by the real load the result of the SE depends stronger on the quality of the PV power prediction. This is shown by the means of the objective function. The mean of the objective function of case 5 is 55% lower than the mean of the objective function regarding case 6. A more

distinct hint is the correlation coefficient. The correlation coefficient of case 5 is 2.4 % higher than of case 6. The good PV power prediction is in the middle of case 1 and case 6.

C. Critical reflections on the presented approach

A general problem of this investigation is the used data. There are no exact measurements of the grid available. All the measurements are dependent on thresholds. Hence all the figures based on measurements contain the characteristic stairs of the thresholds. Consequently the time resolution of the grid measurements of 10s must be seen under this constraint. But in the end of the day this is the available data for a DSO and it can be used to gain a sufficient exact information about the grid state. Another problem is the short measurement period. There is only data available for 3 months from december to february. A complete year would have shown if the model works for all seasons. Since the PV power simulation can be extended easily to more PV plants it would have been interesting to see if it works as good for a system with more PV plants. Especially the Q(V) would have been interesting to see within a grid with more PV plants because different Q(V)-controllers interact due to their effect on the voltage. For the Q(V)-model it would have been good to have a correct working Q(V)-controller to prove that the concept works. But the model of the Q(V)-controller outputs the reactive power that is determined by the voltage at its connection point. Hence it seems to work well for a correct voltage estimation.

V. SUMMARY AND OUTLOOK

Within this paper the state of a medium voltage feeder was estimated. Since measurement equipment in electric grids is costly it was tried to substitute the measurements by SE. The goal is to determine voltage at a PV plant which is at the end of the feeder. Therefore the PV power production was simulated based on an irradiation measurement 5 km away from the PV plant and based on forecast data of a weather model. The reactive power was determined with a controller model. Using this input values it could be shown that voltage at PV plant could be determined well. The RMSE between the estimated and the measured voltage was 0.003 pu. and the correlation coefficient was in both cases above 0.93. Hence differing quality of PV power simulation as shown in TABLE III does not affect the quality of the voltage estimation in the same amount see TABLE IV. This is due to the low sensitivity of the voltage to active and reactive power. The robustness of voltage to active and reactive power in-feed change is due to two effects within the model. The predominant effect is the voltage measurement at the beginning of the feeder. By this the sensitivity to reactive power is decreased by a factor of three. The sensitivity to active power is lowered by the load model by a factor of approximately two. The outcome is a good voltage estimation with both PV power simulations because of the low sensitivity of the voltage at the PV plant to active and reactive power. By using free available input data a good estimation at the end of the feeder is possible and costs for measurement devices could be saved.

Regarding the results there arise some questions. First the statistical evaluation shows a mean error in the result. Therefore further investigations are necessary if this error can be eliminated by adapting the grid model. In this paper a grid with only one PV plant was investigated. The approach needs to be extended to grids with a higher PV-penetration especially to investigate the dependencies of different controller models.

REFERENCES

- [1] BMWi, "Development of renewable energy sources in germany 2013," 2014, [Online]. Available: <http://www.bmwi.de>
- [2] A.-C. Agricola, B. Höflich, P. Richard, J. Völker, C. Rehtanz, M. Greve, B. G. J. Kays, T. Noll, J. Schwippe, A. Seack, J. Teuwsen, G. Brunekreft, R. Meyer, and V. Liebert, *dena-Verteilernetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012.
- [3] D. Eichtensacht, C. Linnemann, and A. Moser, "Optimized positioning of measurements in distribution grids," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, Oct 2012, pp. 1–7.
- [4] F. Schweppe and J. Wildes, "Power system static-state estimation, part i: Exact model," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 120–125, Jan 1970.
- [5] F. Schweppe and D. Rom, "Power system static-state estimation, part ii: Approximate model," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 125–130, Jan 1970.
- [6] F. Schweppe, "Power system static-state estimation, part iii: Implementation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 130–135, Jan 1970.
- [7] M. Baldauf, S. Klink, T. Reinhardt, and C. K. Schraffl, Eds., *Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kurzzeitfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD*. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2011.
- [8] R. McKenna, T. Heffels, E. Merkel, D. Fehrenbach, S. Killinger, and W. Fichtner, "Selected approaches to integration management for renewable energies," *UmweltWirtschaftsForum*, vol. Volume 21, no. Issue 3–4, pp. 199–207, 2013.
- [9] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*, 8th ed. München: Carl Hanser Verlag, 2013.
- [10] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer, and M. Topic, "Mapping the performance of pv modules, effects of module type and data averaging," *Solar Energy*, vol. 84, no. 2, pp. 324–338, 2010.
- [11] W. N. Macêdo and R. Zilles, "Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (isf)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 15, pp. 337–352, 2007.
- [12] G. Schubert, "Modellierung der stündlichen photovoltaik- und windstromeinspeisung in europa," 12. Symposium Energieinnovation and 15.-17.2.2012 and Graz/Austria.
- [13] M. Suri, T. A. Huld, E. D. Dunlop, and Ossenbrink, Heinz A., "Potential of solar electricity generation in the european union member states and candidate countries," *Solar Energy 81*, pp. 1295–1305, 2007.
- [14] A. Abur and A. G. Exposito, *Power System State Estimation - Theory and Implementation*. dekker New York, 2004.
- [15] A. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung Und Verteilung Elektrischer Energie*. Springer, 2012. [Online]. Available: <http://books.google.de/books?id=TK5-rXa7mwOC>
- [16] B. Merkt, *Beitrag zur Zustandsidentifikation von elektrischen Energieversorgungsnetzen*, 1st ed. Aachen: Shaker, 2008.
- [17] BDEW, *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. Berlin: VDEW-Energieverl., 2008.
- [18] VDE-AR-N 4105 *Anwendungsregel:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) Std. [Online]. Available: <http://www.vde-verlag.de/normen/0105029/vde-ar-n-4105-anwendungsregel-2011-08.html>

Evaluation des Mehrwerts genauere und zusätzlicher Messungen für die Zustandsschätzung in einem Verteilnetz

W. Biener, K. Dalmer-Zerbe, B. Wille-Hausmann, P. Hirsch, B. Berthold¹

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Deutschland, Tel.: +49 761/4588-5893, wolfgang.biener@ise.fraunhofer.de
¹ badenova NETZE, Tullastraße 61, 79108 Freiburg

Motivation

In Verteilnetzen sind nur ausgewählte Punkte im Netz leittechnisch erfasst und können im täglichen Betrieb für die Beobachtung des Netzes verwendet werden. In Zeiten mit einem steigenden Erzeugungsanteil in der Verteilnetzebene wird der momentane Netzzustand jedoch immer wichtiger für den Betrieb, da Netze stärker an ihrer Auslastungsgrenze betrieben werden. Dieses Poster bewertet an einem realen Netz, ob diese Lücke mit Hilfe von Zustandsschätzung geschlossen werden kann.

WLS-Zustandsschätzung

Mit Hilfe der Weighted-Least-Squares (WLS) Zustandsschätzung [1][2] wird evaluiert, welche Messungen notwendig sind, um den Systemzustand zu bestimmen.

Insbesondere soll bestimmt werden, ob die bereits in den Schutzgeräten vorhandenen Messungen schlechter Güte ausreichend sind. Die Genauigkeit der Spannungsmessung liegt bei 1,5%, der Strommessung bei 9,3% und der Leistungsmessungen bei 8,7%. Der WLS-Algorithmus ist in Abb. 1 dargestellt.

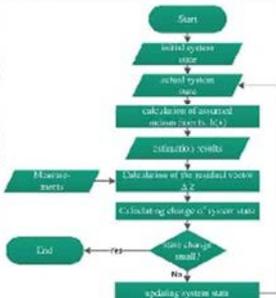


Abb. 1: WLS-Algorithmus

Untersuchtes Netz und Messgrößen

Um das WLS-Verfahren zu testen wird ein reales Netz auf die wesentlichen Größen reduziert, um ein genau bzw. überestimates System zu erreichen. Unter der Anwendung folgender Regeln entsteht ein Netz (vgl. Abb. 2) mit deutlich reduzierter Knotenzahl.

- Verbraucher werden zu Summenverbraucher zusammengefasst
- thermisches Kraftwerk liefert konstante Leistung von 950 kW
- Leistung der PV Anlage 2,5 MWp am Strangende

Verfügbare Messgeräte sind in Abb. 2 durch rote Kreise markiert.

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
U _{Sammelschiene}	✓	✓	✓	✓
S _{Strang}	x	x	✓	✓
U _{Strang}	✓	✓	x	x
S _{PV-Anlage}	✓	✓	✓	✓
U _{PV-Anlage}	x	✓	x	✓

Tab. 1: Szenarien der Zustandsschätzung nach verfügbaren Messgrößen.



Abb. 2: Untersuchtes Netz und Messgrößen

Ergebnisse der Zustandsschätzung

Durch die Zustandsschätzung werden die Spannungen an den einzelnen Netzknoten bestimmt. Der wichtigste Wert für die Güte der Zustandsschätzung ist die Spannung an der PV-Anlage am Strangende, da hier die höchsten Spannungen zu erwarten sind. Durch die Auslegung der Betriebsmittel ist sichergestellt, dass die angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher keine thermischen Überlastungen verursachen. In Abb. 3 werden die Differenzen zwischen der geschätzten und der gemessenen Spannung an der PV-Anlage und an der Sammelschiene dargestellt. Die Anzahl der vorhandenen Messgrößen wird von Fall 1 bis Fall 4 sukzessive erhöht (vgl. Tabelle 1).

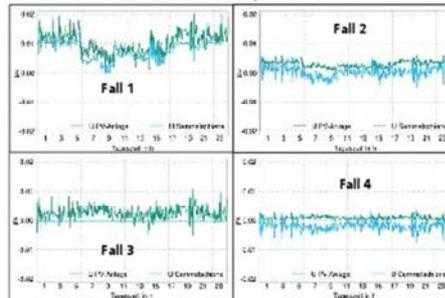


Abb. 3: Differenzen zwischen gemessener und geschätzter Spannung

In Fall 1 weicht die Schätzung der Spannung an der PV-Anlage stark von der Messung ab. Das Ergebnis ist ungenügend. Das schlechteste Ergebnis in diesem Punkt war zu erwarten, da hier die wenigsten Messungen verfügbar waren. In Fall 2 und Fall 4 wird die Spannung an der PV-Anlage gut geschätzt. Da jedoch die Messung in die Schätzung Eingang findet ist das Ergebnis für die Anwendung irrelevant.

In Fall 3 wird durch die Messung der in den Strang hineinfließenden Wirk- und Blindleistung die Spannung an der PV-Anlage adäquat geschätzt.

Ausblick

Durch die Messung der in den Strang hineinfließenden Scheinleistung kann die Spannung an der PV-Anlage hinreichend genau berechnet werden. Für diese Untersuchung wurde die Leistung an der PV-Anlage gemessen. In einer anderen Veröffentlichung wurde gezeigt, dass die PV-Anlagen Leistung für die Zustandsschätzung hinreichend genau aus Strahlungsmessungen oder Prognosen berechnet werden kann. Die Sensitivität der Spannung an der PV-Anlage zur Blindleistungsänderung bezogen auf die Messung an der Sammelschiene ist sehr gering. Damit kann die Blindleistungserspeisung entweder vernachlässigt werden oder sie kann durch das Blindleistungs-Reglermodell berechnet werden. Durch die Zustandsschätzung kann somit auf den Aufbau zusätzlicher Messtechnik an den PV-Anlagen verzichtet werden.

[1] FC. Schweppé and J. Wildes. Power system static-state estimation, part I-II: Exact model, Approximate model, Implementation. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, PAS-89(1): 120-135, Jan 1970.

[2] Ali Abur and Antonio Gomez-Exposito. Power System State Estimation - Theory and Implementation. Dekker New York, 2004.

Diese Arbeit wurde unterstützt von badenova Innovationsfonds, Tullastraße 61, 79108 Freiburg

Evaluation des Mehrwerts genauerer und zusätzlicher Messungen für die Zustandsschätzung in einem Verteilnetz

Evaluation of the surplus given by additional measurements for state estimation within a distribution grid

Wolfgang Biener¹, Kilian Dallmer-Zerbe¹, Bernhard Wille-Haussmann¹, Peter Hirsch², Bernhard Berthold²
 Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme¹, badenovaNetz², Freiburg, wolfgang.biener@ise.fraunhofer.de

Kurzfassung

Die Verteilnetze haben im Zuge der Energiewende mit der Integration von erneuerbaren Energien und energieangebotsabhängiger Beeinflussung des Verbrauchs zusätzliche Aufgaben bekommen. Um bewerten zu können, ob die Verteilnetze diese Aufgaben erfüllen können, werden Echtzeitinformationen von den Netzen benötigt. Die Informationen, die aufgrund von Messungen zur Verfügung stehen sind nicht ausreichend und müssen ergänzt werden. Eine günstige Alternative zum Messsystemausbau ist Zustandsschätzung. Im Folgenden wird ein Stromnetz untersucht in das zusätzliche Messgeräte zur Verbesserung und zur Evaluation der Zustandsschätzung eingebaut wurden. Es wird die Frage beantwortet welche zusätzlichen Messungen besonders zur Verbesserung der Zustandsschätzung beitragen.

Abstract

Due to a lack of measurement devices within distribution grids real time information about the system state have to be gained in another way. One solution to gain this information is to use state-estimation algorithms. Anyway for state-estimation some real time information is necessary. In the investigated medium voltage grid some measurements were available in the control room. For the improvement of the state-estimation additional measurements are installed. This paper evaluates the surplus of the added measurement devices for the result of the state-estimation.

1 Einleitung

Die Verteilnetze der Mittel- und Niederspannungsebene müssen im Rahmen der Energiewende zusätzliche Aufgaben übernehmen, als bei deren Planung und Bau abzusehen war. Um beurteilen zu können, ob die Netze dafür ausgebaut werden müssen und wie der Netzbetrieb optimiert werden kann, ist es wichtig Kenntnisse über die Spannungs- und Strombelastungen der Netze zu erhalten. Da aufgrund mangelnder Messungen oder Messungen der falschen Art die Eingangsgrößen für die klassische Leistungsflussberechnungen fehlen, kommt die Methode der Zustandsschätzung zum Einsatz. Für die Zustandsschätzung können alle elektrischen Messgrößen im System als Eingangsgrößen verwendet werden.

Im folgenden wird die Methode der Weighted-Least-Squares Zustandsschätzung (WLS) verwendet. Dabei handelt es sich um ein Verfahren, das in den 70er Jahren von Schweppe für das Übertragungsnetz entwickelt wurde. Es sollte dazu dienen den Einfluss von Messfehlern auf die Bewertung des Systemzustandes zu minimieren [1][2] [3]. Im betrachteten Mittelspannungsverteilstromnetz gibt es im Gegensatz zum Übertragungsnetz kein Überangebot an Messungen mit deren Hilfe der wahrscheinlichste Systemzustand berechnet werden kann. Es wird dagegen versucht mit möglichst wenigen Messungen einen Netzstrang zu be-

obachten. Dafür werden Messgrößen zum Teil abgeschätzt. Die Messungen werden als Referenz benutzt um zu beurteilen, ob die Schätzung adäquat ist.

Um die Komplexität des Systems und die Anzahl der notwendigen Messungen zu reduzieren, wird das Netz auf seine charakteristischen Verbraucher und Erzeuger reduziert. Im reduzierten Netz wird eine Betrachtung angestellt, welche zusätzlichen Messungen im Netz für die Zustandsschätzung unbedingt notwendig sind. Schließlich wird untersucht, welche zusätzlichen Messungen geeignet sind die Schätzung des Systemzustandes zu verbessern.

Das Dokument gliedert sich wie folgt: In Kapitel 2 wird das verwendete WLS-Verfahren beschrieben. Anschließend werden das betrachtete Netz und seine Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur beschrieben. Darauf folgend werden die Messkonfigurationen für die Zustandsschätzung im nächsten Abschnitt erklärt. Schließlich wird ein Ausblick gegeben und die Ergebnisse werden diskutiert.

2 WLS-State-Estimation

In diesem Kapitel wird der verwendete WLS Algorithmus eingeführt. Die Beschreibung orientiert sich an [4]. In Abbildung 1 wird der Flowchart des Algorithmus für einen Zeitschritt dargestellt. Die weitere Beschreibung folgt dem in der Abbildung skizzierten Verlauf.

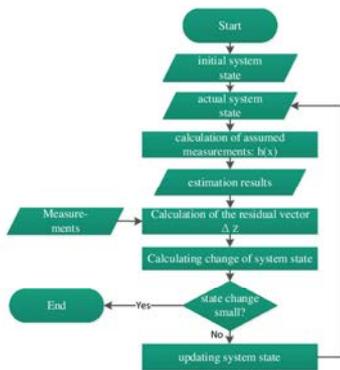


Abbildung 1 Flow-Chart des WLS Algorithmus.

Unter Voraussetzung der Kenntnis der Netztopologie und der Betriebsmittel. Kann die Knotenadmittanzmatrix(KAM) eines Stromnetzes berechnet werden. Mit der KAM und den komplexen Spannungen an jedem Knotenpunkt, kann ein Stromnetz vollständig beschrieben werden. Die komplexen Spannungen drücken Amplitude und Phasenverschiebung der Spannung an einem Knotenpunkt aus. Das heißt das Netz ist mit $2n$ Zuständen vollständig beschrieben [5]. Beim Start der Berechnung ist der Zustand des Netzes unbekannt. Es muss deshalb ein willkürlicher Anfangszustand gewählt werden. Es bietet sich an die Spannungsamplituden auf die Nennspannung und die Winkel auf null zu setzen. Werden mehrere Zeitschritte berechnet, kann die Rechenzeit verkürzt werden, indem der Endzustand des vorherigen Zeitschrittes als Anfangszustand verwendet wird.

Der Anfangszustand wurde der Übersichtlichkeit wegen logisch vom aktuellen Zustandsvektor x getrennt. Beim ersten Iterationsschritt geht er in diesen über. Aus dem aktuellen Systemzustand werden die geschätzten Messgrößen z mit Hilfe der nichtlinearen Funktion $h(x)$

$$z = h(x) \quad (1)$$

berechnet. Da es in dem System nur einen bekannten Vektor gibt wird dieser mit einer Tilde versehen, die übrigen Größen sind Schätzgrößen und werden nicht weiter gekennzeichnet. \tilde{z} ist der Vektor der gemessenen Größen. Er kann alle im Stromnetz vorkommenden elektrischen Messungen, wie Stromflüsse, Wirk- und Blindleistungsflüsse, eingespeiste und verbrauchte Wirk- und Blindleistung sowie Spannungsamplituden und -winkel enthalten. Um das System schätzen zu können, werden mindestens $2n$ Messungen benötigt.

Durch Systemkenntnis kann die Anzahl der zur System-schätzung notwendigen Messungen reduziert werden,

wobei pro Zustand wird wenigstens eine Messgröße benötigt wird, da der WLS-Algorithmus keine Lösungen für unterbestimmte Systeme findet. An Knoten ohne Verbraucher und Erzeuger muss nicht durch ein Messgerät erfasst werden, dass keine Leistung verbraucht oder erzeugt wird. Diese Information kann als zusätzliche Messung in \tilde{z} aufgenommen werden. Da es sich bei der Größe nicht im ursprünglichen Sinn um eine Messgröße handelt, wird sie als virtuelle Messung bezeichnet.

Im nächsten Schritt des Algorithmus wird die Differenz zwischen den geschätzten und den wirklichen Messungen

$$\Delta z = \tilde{z} - z \quad (2)$$

berechnet. Diese Differenz geht in die Zielfunktion

$$J(x) = \Delta z^T R^{-1} \Delta z \quad (3)$$

ein und wird nach dieser Vorschrift minimiert. R ist die Gewichtsmatrix mit den Varianzen der Messungen auf ihrer Hauptdiagonalen. Durch R geht die Messgenauigkeit mit in die Zustandsschätzung ein. Genaue Messungen haben so mehr Einfluss auf die Zielfunktion als ungenaue. Die Wahl der Varianz für virtuelle Messungen ist willkürlich. Aufgrund numerischer Stabilität sollte sie in der Dimension der verwendeten wirklichen Messungen liegen.

Um die Zielfunktion nach x ableiten zu können, muss diese umgeschrieben werden

$$J(x) = (\tilde{z} - h(x))^T R^{-1} (\tilde{z} - h(x)). \quad (4)$$

Am Minimum muss das erste Extremwertkriterium erfüllt sein

$$g(x) = \partial J(x) / \partial x = -H(x)^T R^{-1} (\tilde{z} - h(x)) = 0. \quad (5)$$

Wobei die Messjakobimatrix $H(x) = \partial h(x) / \partial x$ ist. Wenn die nicht lineare Funktion $g(x)$ in ihre Taylorreihe entwickelt wird und die Terme höherer Ordnung als eins vernachlässigt werden, ergibt sich

$$g(x^{k+1}) = g(x) + G(x)(x^{k+1} - x) = 0. \quad (6)$$

Der Index $k+1$ zeigt an, dass es sich um das neu berechnete x handelt. Die Gleichung (6) kann mit (1), (2) und (5) in

$$G(x)\Delta x = H(x)^T R^{-1} \Delta z. \quad (7)$$

umgewandelt werden. Die Verstärkungsmatrix $G(x)$ ist die Ableitung von $g(x)$ nach x :

$$G(x) = \partial g(x) / \partial x = H(x)^T R^{-1} H(x). \quad (8)$$

$\Delta x = (x^{k+1} - x)$ ist die Veränderung des Zustandsvektors zum nächsten Iterationsschritt. Um Δx zu erhalten muss (7) nach x aufgelöst werden. Zum Schluss muss der Zustandsvektor aktualisiert werden:

$$x_{update} = x + \Delta x. \quad (9)$$

x_{update} ist schließlich die Eingangsgröße für den nächsten Iterationsschritt. Der Algorithmus endet, wenn das größte Element von Δx kleiner ist, als ein gewähltes Maximum.

3 Modellierung

In diesem Abschnitt werden das betrachtete Stromnetz, die in ihm vorhandenen Messungen und die modellierten Erzeuger und Verbraucher vorgestellt.

3.1 Netzbeschreibung

In diesem Abschnitt wird das Modell des untersuchten Netzstrangs aus Abbildung 2 beschrieben. Der Strang befindet sich in einem industriell geprägten öffentlichen Mittelspannungsnetz. Die nominelle Leiter-Leiter Spannung beträgt 20 kV, die Spannungen werden im weiteren in per unit Werten (pu) angegeben und beziehen sich auf 20 kV.

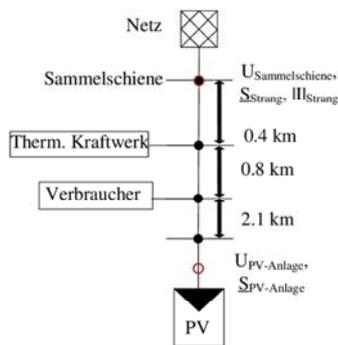


Abbildung 2 Reduziertes Modell des betrachteten Netzes. Die roten Kreise zeigen die Position der Messgeräte.

Der Strang hat eine Gesamtlänge von 3,3 km, wobei das thermische Kraftwerk 400 m von der Sammelschiene entfernt ist, der Summenverbraucher einen Abstand von 1,2 km zur Sammelschiene hat und das PV-Kraftwerk sich am Ende des Stranges befindet.

Die Leitungen sind alle vom selben Typ. Der Widerstandsbelag beträgt 0,4 Ω /km und der Induktivitätsbelag beträgt 0,4 mH/km. Das resultierende X/R Verhältnis liegt bei 0,3. Mit diesen Informationen kann die KAM für das Netz berechnet werden.

Der Einfluss des umliegenden Netzes auf den Strang wird durch die Spannungsmessung an der Sammelschiene abgebildet. In die Modellierung wird deshalb nur der Strang von der PV-Anlage bis zur Sammelschiene miteinbezogen.

3.2 Messsystem

Die Position der Messgeräte ist durch die roten Kreise in Abbildung 2 gegeben. An der Sammelschiene am Abgang

zum betrachteten Strang ist ein Messgerät, welches den Betrag von Strom I_{Strang} und Spannung U_{Strang} sowie die komplexe Scheinleistung S_{Strang} erfasst. Ursprünglich standen an der Stelle nur Messungen von Strom und Spannung zur Verfügung, die aus einem Schutzgerät ausgekoppelt werden konnten. Um die Zustandsschätzung zu verbessern, wurde das Messgerät gegen eines ausgetauscht, das zusätzlich die komplexe Leistung messen kann.

An der PV-Anlage wurde ein Messgerät installiert mit dem der Betrag der Spannung $U_{PV-Anlage}$ und die eingespeiste komplexe Scheinleistung $S_{PV-Anlage}$ gemessen. Ohne wenigstens zwei der Größen Spannung, Wirkleistung, Blindleistung an dieser Stelle konvergiert der Zustandsschätzer nicht.

3.3 Erzeuger und Verbraucher

Um das System mit einem Zustandsschätzer, unter der Voraussetzung der geringen Messstellenanzahl beobachten zu können, wurde das Netz aus Abbildung 2 reduziert. Dafür wurden die im Netz vorhandenen Verbraucher zu einem Summenverbraucher zusammengefasst. Das thermische Kraftwerk im Strang läuft dauerhaft mit einer Leistung von 950 kW und wird nicht gemessen. Die PV-Anlage hat eine Nennleistung von 2,5 MW und wird gemessen.

Der Verbrauch des Summenverbrauchers kann folglich mit der Formel

$$S_{Summenverbraucher} = S_{Strang} + S_{PV-Anlage} + P_{thermisch} \quad (10)$$

beschrieben werden. Die Last des Summenverbrauchers stellt die Summe aus in den Strang hineinfließenden Leistung plus der im Strang erzeugten Leistung dar.

In Abbildung 3 wird die von der PV-Anlage eingespeiste Wirkleistung dargestellt. Es handelt sich dabei um die einzige direkt gemessene Knotenleistung im Netz.

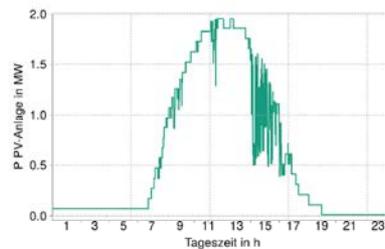


Abbildung 3 Gemessene Leistung der PV-Anlage am 12.4.2014

4 Vergleich der Eingangsgrößen

Ziel dieses Papers ist es zu bewerten welche Messungen für die Bestimmung des Systemzustandes wichtig sind und welchen Mehrwert der Einbau zusätzlicher Messtechnik einbringt. Dafür werden vier Anwendungsfälle mit unterschiedlichen Messkonfigurationen betrachtet. Insbesondere ist die Frage zu klären inwiefern die Zustandsschätzung von einer Leistungsmessung gegenüber einer reinen Strommessung profitiert, da Strommessungen aus Schutzgeräten ausgekoppelt werden können und keine zusätzlichen Investitionen notwendig sind. Deshalb sind die Anwendungsfälle 1 und 2 nur mit der Strommessung und die Anwendungsfälle 3 und 4 mit der Leistungsmessung. Welche Messungen in welchem Anwendungsfall zum Einsatz kommen wird in Tabelle 1 dargestellt.

	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
U _{Sammelschiene}	✓	✓	✓	✓
S _{Strang}	x	x	✓	✓
III _{Strang}	✓	✓	x	x
S _{PV-Anlage}	✓	✓	✓	✓
U _{PV-Anlage}	x	✓	x	✓

Tabelle 1 Aufstellung der für die Anwendungsfälle der Zustandsschätzung berücksichtigten Messungen.

4.1 Anwendungsfall 1 und 2

In den Anwendungsfällen 1 und 2 wird getestet, wie der Zustandsschätzer ohne die Scheinleistungsmessung in den Strang auskommt. In Abschnitt 3.3 wurde beschrieben, wie die Leistung für den Ersatzverbraucher berechnet wird. In Gleichung (10) fehlt die Messung der Leistung in den Strang. Aus der Strommessung und der Spannungsmessung am Beginn der Sammelschiene kann der Betrag der in den Strang hineinfließenden Scheinleistung berechnet werden. Da nur der Betrag von Strom und Spannung bekannt sind, muss für den $\cos\phi$ eine Annahme getroffen werden. Der $\cos\phi$ wird im folgenden als 0.99 angenommen. In Anwendungsfall 1 steht zur Strom und Spannungsmessung zusätzlich die Leistungsmessung an der PV-Anlage zur Verfügung. In Anwendungsfall 2 wird zu den Messungen noch die Spannungsmessung an der PV-Anlage hinzugezogen.

4.2 Anwendungsfall 3 und 4

Die Anwendungsfälle 3 und 4 unterscheiden sich zu den Anwendungsfällen 1 und 2 dadurch, dass sie statt der Strommessung eine Scheinleistungsmessung am Stranganfang haben. Formal betrachtet haben die Anwendungsfälle 3 und 4 durch die gemessene komplexe Scheinleistung je eine gemessene Information mehr als die Anwendungsfälle 1 und 2.

5 Simulationen

In diesem Kapitel werden die Zustandsschätzungen für die oben beschriebenen Fälle durchgeführt.

5.1 Anwendungsfall 1

In Abbildung 4 werden die Unterschiede zwischen den geschätzten und den gemessenen Spannungen an der Sammelschiene und an der PV-Anlage aufgetragen. Der RMSE der Schätzung der Spannung an der PV-Anlage ist 0,01 pu, was einem Prozent der Nennspannung entspricht. Der maximale Fehler liegt bei 0,02 pu.

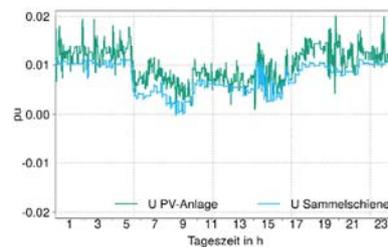


Abbildung 4 Differenz aus der geschätzten und der gemessenen Spannung an der Sammelschiene und an der PV-Anlage.

Die gemessenen Wirk und Blindleistungsflüsse werden in Abbildung 5 dargestellt. Messung und Schätzung stimmen dann gut überein, wenn die PV-Anlage keine Leistung einspeist. Bei Einsetzen der Einspeisung wird die Abschätzung deutlich schlechter, was an dem sich aufgrund der Einspeisung ändernden $\cos\phi$ liegt. Da der Blindleistungsbedarf im Netz unverändert bleibt, die Wirkleistung nun jedoch von der PV-Anlage geliefert wird verschiebt sich der $\cos\phi$. Der RMSE des Wirkleistungsflusses liegt bei 221 kW.

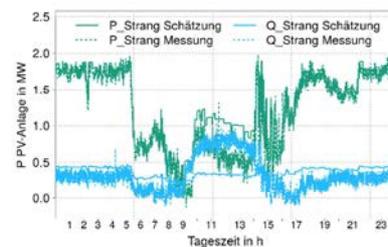


Abbildung 5 Geschätzter gegenüber gemessenem Wirk- und Blindleistungsfluss in den Strang.

5.2 Anwendungsfall 2

In Anwendungsfall 2 kommt zum Messaufbau aus Anwendungsfall 1 noch die Spannungsmessung an der PV-Anlage hinzu, was die Spannungsschätzung erwartungsgemäß erheblich verbessert. Der RMSE liegt bei nur noch 0,03 pu, siehe Abbildung 6. Die Schätzung des Leistungsflusses wird durch die zusätzliche Messung sogar ein wenig verschlechtert, der RMSE sinkt um ein halbes Prozent.

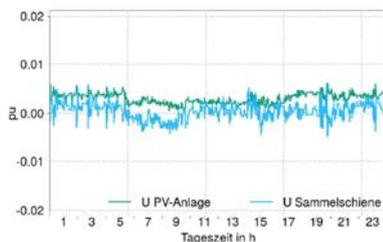


Abbildung 6 Differenz der gemessenen und der geschätzten Spannungen.

Die Zielfunktionen in Abbildung 7 die durch die Zustandsschätzung minimiert werden soll ändert sich durch die die zusätzliche Spannungsmessung nur minimal. Mit Spannungsmessung liegt der Mittelwert bei 0,46 und ohne bei 0,45. Mit Beginn der Einspeisung der PV-Anlage verbessert sich die Spannungsschätzung. Damit sinkt der Wert der Zielfunktion ab. Bei den Einspeiseeinbrüchen zwischen 14 und 17 Uhr ist deutlich zu erkennen, dass der Wert der Zielfunktion wieder ansteigt.

5.3 Anwendungsfall 3

Wird statt der Strommessung die Leistungsmessung verwendet ist der RMSE des geschätzten Wirkleistungsflusses bei nur noch 40 kW. Die Differenz zwischen der gemessenen und geschätzten Spannung ist auch ohne Spannungsmessung an der PV-Anlage ähnlich klein, wie in Anwendungsfall 2, siehe Abbildung 8, nur dass hier die Messung

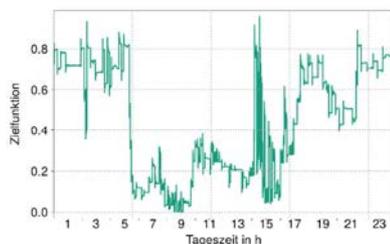


Abbildung 7 Zielfunktion der Zustandsschätzung im Tagesverlauf.

an der Sammelschiene deutlich besser getroffen wird und dass keine Spannungsmessung an der PV-Anlage notwendig ist. Der RMSE liegt auch bei 0,003 pu

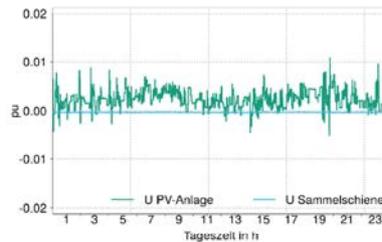


Abbildung 8 Differenz der gemessenen und der geschätzten Spannungen

5.4 Anwendungsfall 4

In Anwendungsfall 4 wird zudem noch die Spannung an der PV-Anlage als Messung in die Zustandsschätzung miteinbezogen. In Abbildung 9 ist zu erkennen, dass die Spannungsschätzung an der PV-Anlage so erheblich verbessert wird (RMSE liegt bei 0,001), dafür aber die Schätzung an der Sammelschiene schlechter wird.

Die Zielfunktionen Anwendungsfälle 3 und 4 sind ähnlich und befinden sich im selben Bereich, es wird deshalb in Abbildung 10 stellvertretend der Verlauf der Zielfunktion von Anwendungsfall 4 für die Anwendungsfälle 3 und 4 gezeigt. Der Mittelwert der Zielfunktion von Anwendungsfall 3 liegt bei 0,020 und von Anwendungsfall 4 bei 0,021. Der höhere Wert Mittelwert trotz der zusätzlichen Messung kann zum einen durch die hinzugekommene Messgröße erklärt werden. Insgesamt sind die Werte der Zielfunktion deutlich kleiner als bei den Anwendungsfällen 1 und 2, was daran liegt, dass Annahmen durch Messungen ersetzt wurden und im System so die Eingangsgrößen besser zueinander passen.

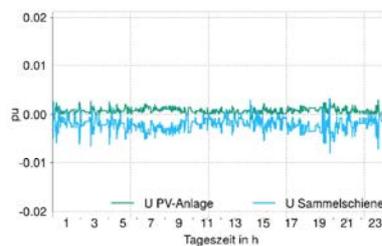


Abbildung 9 Differenzen zwischen den gemessenen und den geschätzten Spannungen.

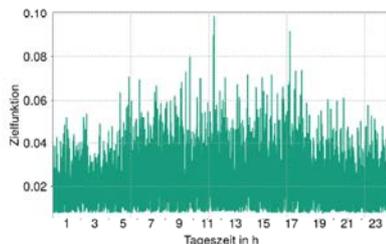


Abbildung 10 Verlauf der Zielfunktion während eines Tages.

6 Diskussion

Es wurde in 4 Anwendungsfällen beurteilt, wie sich unterschiedliche Messaufbauten auf das Resultat der Zustandsschätzung auswirken. Im 1. Anwendungsfall war die Schätzung der Spannung an der PV-Anlage am Ende des Stranges mit einer Abweichung von bis zu 2% der Nennspannung sehr ungenau. Dies konnte durch eine Spannungsmessung an der PV-Anlage behoben werden. Durch die Spannungsmessung am Ende des Stranges wurde jedoch die Schätzung der Leistungsflüsse nicht verbessert. Auch die Zielfunktion wurde so nicht sichtbar verbessert. Somit ist der Mehrwert der Spannungsmessung nur eine bessere Schätzung der Spannung, was trivial ist. In Anwendungsfall 3 wurde die Strommessung am Stranganfang durch eine Leistungsflussmessung ersetzt. Durch den nun bekannten Wirk- und Blindleistungsfluss kann der Summenverbraucher am Strang genauer modelliert werden. So konnte der maximale Fehler der Spannungsschätzung an der PV-Anlage auf 1% der Nennspannung reduziert werden. Nach den Planungsgrundsätzen der Netzbetreiber darf die Mittelspannungsebene in der Regel um ± 4 um die Nennspannung schwanken [6]. Die Erhöhung der Genauigkeit um 1% ist also ein viertel des erlaubten Bandes. Wird zusätzlich noch die Spannung an der PV-Anlage in den Schätzprozess mit einbezogen, wird der Fehler in der Spannungsschätzung deutlich geringer. In dem Strang ist aufgrund der Kenntnis über die angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher sichergestellt, dass keine thermischen Überlastungen auftreten. Ziel der Zustandsschätzung ist in diesem Fall noch zu erfassen, wie sich die Spannung verhält. Die Extremwerte der Spannung treten bei dieser Netzkonfiguration am Ende des Stranges auf. Da es das Ziel ist durch die Zustandsschätzung Messungen und/oder Kommunikationstechnik einzusparen ist es nicht sinnvoll die einzig relevante Größe durch Messung herauszufinden. Es ist schließlich eine ökonomische Fragestellung, ob es zielführend ist die Schätzung durch Installation einer Leistungsmessung zu verbessern oder die Schätzung im Endeffekt durch eine Messung zu ersetzen.

7 Ausblick

Wie am Anfang geschrieben stellt sich bei der Zustandsschätzung im Verteilnetz die Frage, mit welchen Eingangsgrößen der Netzzustand wie gut geschätzt werden kann. Die Wirkleistungsmessung an der PV-Anlage kann durch ein Modell der PV-Anlage, welches aus Wetterdaten die Anlagenleistung errechnet ersetzt werden [7]. Die Blindleistungsregelung der PV-Anlage kann durch das Modell ein in die Zustandsschätzung integriertes Modell eines Blindleistungsreglers ersetzt werden. Die Vorgabe eines starren $\cos\phi$ für die Berechnung der Leistung des Summenverbrauchers kann noch durch ein besseres Modell ersetzt werden, welches die Einspeisung der PV-Anlage mit berücksichtigt. Insgesamt besteht Potential das Netz sowohl ohne Messung an der PV-Anlage als auch ohne zusätzliche Leistungsmessung am Stranganfang adäquat abschätzen zu können.

8 Literatur

- [1] F.C. Scheppe and J. Wildes. Power system static-state estimation, part i: Exact model. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-89(1):120–125, Jan 1970.
- [2] F.C. Scheppe. Power system static-state estimation, part iii: Implementation. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-89(1):130–135, Jan 1970.
- [3] F.C. Scheppe and D.B. Rom. Power system static-state estimation, part ii: Approximate model. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-89(1):125–130, Jan 1970.
- [4] Ali Abur and Antonio Gomez Exposito. *Power System State Estimation - Theory and Implementation*. Dekker New York, 2004.
- [5] A.J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung Und Verteilung Elektrischer Energie*. Springer, 2012.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *dena-Verteilnetzstudie - Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. dena, 2012.
- [7] Russell McKenna, Tobias Heffels, Erik Merkel, Daniel Fehrenbach, Sven Killinger, and Wolf Fichtner. Selected approaches to integration management for renewable energies. *uwf UmweltWirtschaftsForum*, 21(3-4):199–207, 2013.

APPLIED APPROACH FOR REACTIVE POWER CONTROL WITH MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTED UNITS

Bernhard WILLE-HAUSSMANN
Fraunhofer ISE – Germany
bernhard.wille-haussmann@ise.fraunhofer.de

Wolfgang BIENER
Fraunhofer ISE – Germany
wolfgang.biener@ise.fraunhofer.de

Paul-Steven GANER
Fraunhofer ISE – Germany
paul-steven.ganer@ise.fraunhofer.de

ABSTRACT

Decentralized generators in modern distribution grids are supposed to take part in providing ancillary services e.g. reactive power control. This paper presents an approach to parameterize distributed Q(U)-controllers by evaluating the optimal centralized reactive power controller. Applying this method to a medium voltage grid raises grid capacity by around 60%.

INTRODUCTION

The more renewable sources contribute to energy systems, the more generation is shifted to distribution grids. Now, ancillary services also need to be provided by smaller and distributed plants. To realize this, many grid codes (e.g. [1]) enable distributed generators, like PV-plants, to do various control strategies, such as reactive power control. However, the question now is: How should these controllers be parameterized in an existing grid or how do parameters change if grid structure changes, e.g. connecting a new plant?

Recently, research projects focused on reactive power control strategies for electrical distribution grids that are exposed to a large amount of renewable energies [3], [4], [5], [6]. This paper contributes to current literature by suggesting a method to parameterize distributed reactive controllers that depend on the local voltage. This approach is based on a centralized controller that knows complete grid data and can optimally control the grid. Optimal in this context means keeping voltages in the defined limits and to minimize reactive power at the same time. This avoids overloading grid components. Parameters for the distributed controllers are derived based on these results. In the following sections, methods will be derived and presented with the medium voltage feeder showcase.

MV-FEEDER SHOWCASE

The medium voltage feeder presented in Figure 1 is used to illustrate the methods derived for defining distributed controllers for reactive power control. This feeder, with a nominal voltage of 20 kV, is coupled with a transformer, $S_N = 25$ MVA, to the high voltage grid. The cables of type NA2XS2Y1x070 connect 6 PV-plants (PV1, PV2, PV3, PV4, PV5, PV6). Nominal powers of the plants and distances in the grid can be seen in Table 1.



Figure 1: MV-grid structure used for the controller analysis connects 6 PV-plants

Table 1: shows distances in the grid and the nominal active power of the productions units

	PV1	PV2	PV3	PV4	PV5	PV6
Distance to previous node in km	0.5	0.5	0.5	1.0	2.5	1.0
Nominal Power in MW	4	4	5	1.3	3.1	1.3

CENTRALIZED OPTIMAL Q-CONTROLLER

A centralized optimal Q-controller is used in the previous defined grid to gain information about the potential of reactive power control (Q-control). This information can be used for the parameterization of a decentralized controller.

Definition

Optimality of control is assured by connecting and processing all relevant grid data. In a real system this would require a high-speed communication infrastructure as well as high real-time computing power, which is expensive. Relevant measurements are voltages at the nodes, the active and reactive power at the points of connection. To guarantee ideal usage of reactive power, it is necessary to know the impact of reactive power feed-in at one point on the voltages of all nodes.

The dependency of reactive power feed-in at each node to the voltage on each grid node can be obtained from the Newton-Raphson method as proposed in [3]. To calculate load flows, the Jacobian matrix according to [2] is first set up. With the Jacobian the relation between powers and voltages is described by:

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix} \quad (1)$$

The inverse of the Jacobian depicts the required sensitivity matrix in order to calculate the effects of

reactive power feed-in. The southeast corner, dU/dQ , represents the desired relation between Q and U .

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta \\ \Delta U \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{d\theta}{dP} & \frac{d\theta}{dQ} \\ \frac{dU}{dP} & \frac{dU}{dQ} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} \quad (2)$$

The controller measures all nodal voltages to control the voltage. If one voltage moves beyond the defined range of $\pm 2\% U_n$ [1], the controller increases the reactive power feed-in of the inverter, which has the highest impact on the critical voltage, according to [1]. If that inverter is already feeding in its maximum reactive power, the controller alters the reactive power feed-in of the inverter with the second highest influence and so on. The maximum reactive power of an inverter is defined by the reactive power which is fed-in at $\cos(\varphi) = 0.9$ and nominal active power. This implies that it is possible for singular plants to feed-in with $\cos(\varphi) < 0.9$ if they are feeding in with less than nominal power. The technical standard for connecting generators to the medium voltage [1] demands using $\cos(\varphi)$ of at least 0.95. For the presented study it was decided to use $\cos(\varphi) = 0.9$ to increase the effect of reactive power control at the most sensitive nodes. This method can be transferred to practice since present inverter are already capable of $\cos(\varphi)$ of 0.9.

Combining all plants, however, it cannot hold that $\cos(\varphi) < 0.9$. In the worst case, where all plants feed-in with nominal active power, $\cos(\varphi)$ equals to 0.9, but never less. $\cos(\varphi)$ is 1 (Figure 3), until any voltage criteria is violated. The reactive power to compensate voltage rise is raised as effectively as possible until all the plants are at their nominal active power. Reactive power feed-in starts at the inverter with the highest impact on the critical voltage and then selects the second best inverter. Therefore, the more reactive power is needed, the less effective it gets. In sum, $\cos(\varphi)$ is minimized at 100% of active power feed-in. Since the system is partially linear, no local maximums of reactive power feed-in occur and $\cos(\varphi)$ is never lower than 0.9.

Results

The algorithm described is used for the grid defined in Figure 1 and the results are presented in this section. Figure 2 shows the voltages at the grid nodes dependent on the relative active power feed-in of the plants.

Active power is simultaneously raised from 0 to 100% at all nodes. The voltage at PV6 reaches the limit of $102\% U_n$ at 60% of nominal active power. At this point, without reactive power control, the capacity of the grid would be reached by voltage limitation. The controller increases grid capacity by avoiding a further voltage rise

through reactive power feed-in. The relation of dU/dQ to dU/dP is minimal at the PV6 connection point. This implies that more reactive power is needed at this point for compensating a voltage rise than at any other. For this reason, the voltages at all the other connection points fall from 60% of nominal active power feed-in see Figure 2.

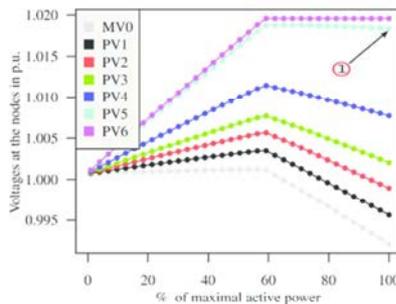


Figure 2: shows the node voltage in p.u. over the feeding active power. The red circles mark the points which will be used to configure the decentralized controllers.

In Figure 3, reactive power is drawn dependent on active power feed-in. The characteristic behavior of the centralized controller is that PV6 increases reactive power feed-in until it reaches its limit, since it has the highest impact on itself. Then, PV5, with the second highest impact on the connection point of PV6, starts reactive power feed-in. Since the impact of PV5 is less, the gradient of the curve is expected to be higher. However, reactive power is given in percent of the maximum reactive power in Figure 3. Therefore, the observed gradient for node PV5 is smaller, since installed power is larger.

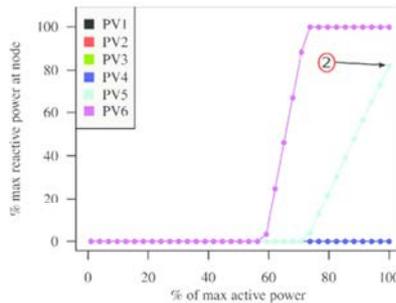


Figure 3: shows the percentage of the maximum reactive power that is fed into the grid. The red circles show the values which are needed for the configuration of the decentralized controllers.

DISTRIBUTED CONTROLLER

After calculating the optimal behavior of the centralized approach, the parameters for the distributed Q(U) controllers are derived.

Derive decentralized Q(U) controller

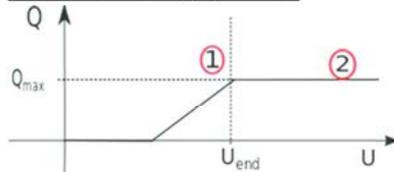


Figure 4: Shows the Q(U)-curve of the decentralized controllers. U_{end} and Q_{max} , marked as 1 and to 2, must be found with the help of the central controller.

The decentralized controller must maintain voltages within its boundaries at all times. As an auxiliary condition, it should spend as little reactive power as possible. Since a Q(U) static is sensitive to the voltage, it is possible to maintain it within its boundaries without using reactive power, when it is not required. Therefore, the initial information from the centralized controller is that only PV5 and PV6 need to feed-in reactive power (Figure 2). Figure 4 presents two interesting points for the decentralized controllers.

Since the decentralized controllers only have the voltage at their connection points as information, it is necessary to find the voltage at which the maximum reactive power is fed in. The voltage, U_{end} , from where the maximal reactive power is fed-in, is marked with a 1. Since the voltage rises to its maximum and then falls until maximum active and reactive power feed-in is reached, the voltage at this point needs to be selected, see Figure 3. The maximum reactive power, Q_{max} , needed at this voltage is marked with a 2.

The decentralized controller would already reach its maximum reactive power feed-in at less than 60% of active power feed-in when no Voltage limit is reached at all. Therefore, reactive power production for the decentralized controllers is restricted by $\cos(\varphi)=0.9$ at each inverter. This still leads to too much reactive power feed-in until the active power limit is reached, but less than without the $\cos(\varphi)$ -restriction.

SHOWCASE

Methods and parameters for the centralized and the decentralized reactive power controller have now been derived. In the following, this result is applied to a realistic PV generation profile.

Real PV-profile

In Figure 5, the PV-profile for which the central and the decentralized controllers are analyzed is shown.

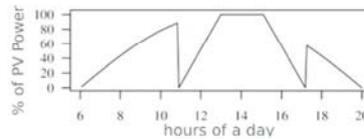


Figure 5: shows the PV profile for which the controllers are tested.

In Figure 6, the reaction of the grid with the centralized controller is presented. The controller handles the steps between 10:00 and 12:00 and between 16:00 and 18:00. The remaining results are as expected from the preceding definition.

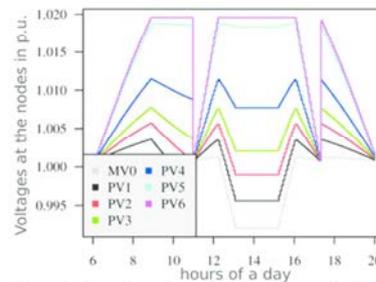


Figure 6: shows the voltages in the grid controlled by the central controller.

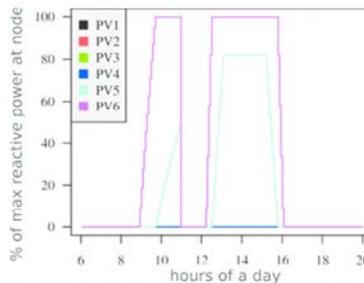


Figure 7: shows the reactive power feed-in by the inverters controlled by the central controller.

In Figure 7, the corresponding reactive power feed-in from the inverters is shown. During high PV feed-in,

large amounts of reactive power is needed for the compensation of the voltage rise. PV6 reaches its limit before PV5 starts to feed in and PV5 stops feeding in before PV6 starts to lower its reactive power feed-in, which is characteristic for the centralized controller. In Figure 8, the voltages in the grid with the decentralized controllers are shown. At the first spike, the decentralized controllers start reactive power feed-in (Figure 9) before the voltage limit is reached. This is the reason for having a voltage profile which is strongly related to the PV-Profile of Figure 5.

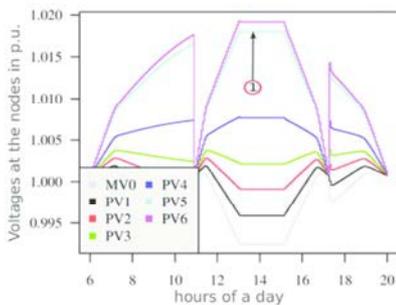


Figure 8: Voltages in the grid controlled by decentralized controllers placed in the inverters.

DISCUSSION

Comparing Figure 7 and 9, decentralized controllers produce more reactive power, since they start to feed-in at their voltage limits. Moreover, PV5 starts much earlier than in the centralized case.

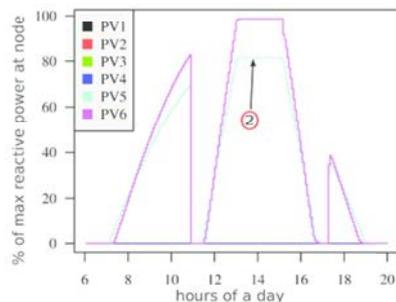


Figure 9: Reactive power feed-in by decentralized controlled inverters.

Regarding Figure 3, reactive power control starts to intervene at about 60% of maximal active power feed-in.

Without control the grid would operate beyond its limits from this point on. This means that both possibilities to control reactive power increase grid capacity by more than 60%.

CONCLUSION

This paper presents an approach to parameterize distributed reactive power controllers in a distribution grid. By first using an optimal centralized perfect controller, it is possible to derive near optimally distributed controllers. Additionally, both controllers increased grid capacity by more than 60%.

This algorithm can be used during the planning process to define optimal parameters for the connected inverters to guarantee both optimal voltage stability and minimal stressing due to reactive power. In the vision of the Smart Grid, where communication to the generators is available, the parameters could also be changed if the grid structure changes, e.g. a new plant is connected.

REFERENCES

- [1] W. Bartels et al., 2008 Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, BDEW, Berlin
- [2] V. Crastan, 2007 Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik, Springer, Berlin, Germany, 446-451
- [3] E. Demirok, 2010 "Evaluation of the Voltage Support Strategies for the low Voltage Grid Connected PV Generators", Energy Conversion Congress and Exposition, IEEE, 710-717
- [4] E. Demirok, 2011 "Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids", Journal of Photovoltaics, Vol. 1, No. 2, IEEE, 174-182
- [5] G. Kerber, 2009 "Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters", Power Quality, Alternative Energy and Distributed Systems, CSPE, 129-133
- [6] R. Witzmann, 2012 Schlussbericht Studie Q(U), Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, TU München, <http://www.hsa.ei.tum.de/Forschung/StudieQU-Schlussbericht.pdf>

Reactive Power Control in Low Voltage Distribution Grids: Comparison of Centralized and Decentralized Q(U)-controller Designs Based on Probabilistic Power Flow Analysis

Kilian Dallmer-Zerbe, Wolfgang Biener, Bernhard Wille-Haussmann
 Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg
 Tel.: +49 (0) 761/4588-5399, E-Mail: kilian.dallmer-zerbe@ise.fraunhofer.de

Abstract

The massive integration of new decentralized generators in distribution grids has led to voltage problems, especially in the low voltage (LV) grid, where most of the generators are connected. One possibility to solve this problems is the introduction of voltage dependent reactive power control Q(U) which can influence the voltage level. This paper evaluates different decentralized Q(U)-droop controller parametrization methods against the centralized controller design, which is assumed to be optimal in terms of minimizing the provided reactive power while solving the voltage problem. The influence of all controllers on the nodal voltage and line usage rate is calculated via probabilistic power flow analysis. Parametrizing the decentralized controller with results of the centralized controller yields a cost effective alternative to centralized reactive power control.

1 Introduction

The massive integration of new decentralized generators in distribution grids has led to voltage problems caused by higher voltage ranges. To solve these problems grid planning and operation has to be revised. The most important technical standards are for grid planning, VDE AR-N 4105 [3], and for grid operation, DIN EN 50160 [2]. For low voltage (LV) distribution grids the voltage change of every new connected generator has to be limited to 3% of the nominal voltage, V_n , or 0.03 p.u. DIN EN 50160 states that grid voltage has to be within a threshold of $\pm 10\%$ of V_n within the complete distribution grid [2]. This threshold splits into allowed operational voltage deviations of 4%, 2% and 4% for medium voltage level, transformation and low voltage level, respectively [4].

For a feeder the following questions arise: Can additional decentralized generation be installed? And what can be done to prevent voltage threshold violation during grid operation? Both questions are a matter of voltage control. The voltage level at the connection point of the generator can be manipulated by the injection of inductive reactive power, which reduces the voltage [5, 9]. At the same time reactive power injection can increase the thermal losses of the lines due to higher currents. Therefore minimizing reactive power provision while controlling voltage is preferable. In this paper different Q(U)-droop controller parametrization methods are compared on this basis.

2 Exemplary Showcase of LV Feeder

The low voltage feeder presented in Figure 1 is used to compare different methods of Q(U)-droop controller

parametrization. The rural grid is set up according to [10, 11]. The feeders are coupled with a transformer ($S_N = 50\text{kVA}$) to the medium voltage grid ($V_n = 20\text{kV}$). Within each feeder seven photovoltaic (PV) power plants - PV1 to PV7 and PV8 to PV14, respectively - are connected equidistantly with 56,7m of cable (type NAYY 4x150mm²).

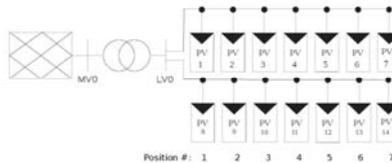


Figure 1: LV grid topology used for the controller analysis.

In this paper a probabilistic power flow approach is implemented. The nominal powers P_{nom} of the plants are listed in Table 1 and will be selected based on the likelihood p according to characteristic clustered values based on real low voltage grids in Germany of 2009 [11]. 400 configurations of P_n of the plants will be simulated. All PV plants are connected symmetrically to all three phases of the feeder. There are no connected loads to get the voltage deviation only based on the PV plants according to [3].

Table 1: Nominal power will be distributed according to likelihood of PV units.

P_{nom}	3.4	7.3	12.1	23.2	53
p in %	30.08	31.5	13.17	18.21	7.04

3 Base Scenarios

All scenarios are compared to two base scenarios characterizing the status quo without reactive power provision at $\cos \varphi$ of 1 and the maximal reactive power provision of the PV plants at $\cos \varphi$ of 0.9. PV plants feed in their nominal active power, P_{nom} , according to [3]. Additional reactive power provision up to $\cos \varphi$ of 0.9 is assumed to be possible at P_{nom} . In the next subsections the described base scenarios are presented.

3.1 No Reactive Power Control

The results of load flow calculations of 400 PV plant configurations are evaluated by nodal voltages via boxplot as depicted in **Figure 2**. The nodal voltages are normalized by the nominal voltage and therefore given in per unit (p.u.). Without reactive power provision the voltage boundary of 3% according to [3] is violated at all nodes but the ones at position 1, PV1 and PV8. The maximal nodal voltage is reached at the end of feeder 1 at 1.06 p.u. Hence grid reinforcements would be necessary in almost all cases. Even though the voltage problems, there are no current problems or too high line usage rates due to the ohmic characteristics of the low voltage feeders.

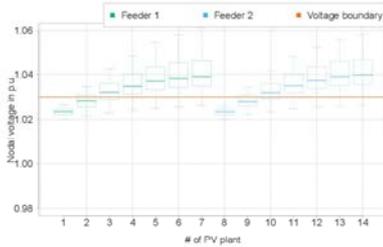


Figure 2: Box plot of nodal voltages of base scenario without reactive power control.

3.2 Maximal Reactive Power Provision

Reactive power provision can solve the voltage problems avoiding conventional grid reinforcements. Its potential is demonstrated applying maximal reactive power provision. As a consequence nodal voltage level is reduced below the voltage boundary in all cases as depicted in **Figure 3**. The maximal nodal voltage is decreased by 4% points to 1.02 p.u. in comparison to the base scenario with no reactive power provision as shown in Figure 2.

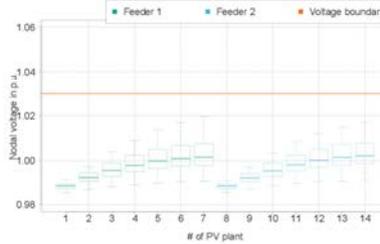


Figure 3: Box plot of nodal voltages applying fixed reactive power provision at $\cos \varphi$ of 0.9.

4 Centralized Optimal Reactive Power Control

A centralized optimal Q-controller in the previous defined grid is used to gain information about the potential key question: which generator should inject reactive power? Additionally to the grid topology and communication infrastructure to each PV plant the centralized controller needs information about the influence of reactive power feed-in on the nodal voltage. This information is provided by the sensitivity matrix which is part of the inverse of the jacobian matrix. The jacobian matrix is provided in (1) with its inverse in equation (2). The sensitivity matrix is used in the Newton-Raphson algorithm for load flow calculation [7] and for controller design [1, 8].

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} & \frac{\partial \theta}{\partial Q} \\ \frac{\partial U}{\partial P} & \frac{\partial U}{\partial Q} \end{pmatrix}}_{\text{Sensitivity matrix}} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} \quad (2)$$

The applied centralized control algorithm is visualized in **Figure 4**. The power flow is calculated based on nominal active power feed-in of the PV units as well as grid impedance data and yields the nodal voltages. If the nodal voltages violate the boundaries the node with maximal influence of the reactive power on the voltage ($\max \left(\frac{\partial U}{\partial Q} \right)$) is chosen based on the sensitivity matrix. In case the maximal reactive power provision of the node, Q_{max} , is not already reached, the reactive power feed-in is raised. If no further increase of the reactive power provision of the node is possible the best alternative node is chosen and reactive power feed-in is increased at the alternative node. Afterwards once again the power flow is calculated including the reactive power provision of the PV plants. The

reactive power feed-in is raised until the voltage problems are solved or all possibilities to provide reactive power are exploited. In case no voltage limit is violated the node with the least influence on the node with the highest voltage is chosen to decrease reactive power feed-in. If the node does not provide reactive power an alternative node with almost as small influence on the node with the highest voltage is chosen to decrease reactive power provision.

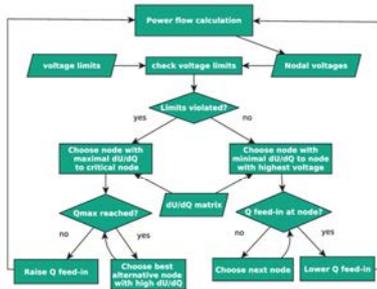


Figure 4: Flow diagram of centralized reactive power controller.

Since the potential of the reactive power provision to solve voltage problems is sufficient as shown in Figure 3 the centralized controller can solve all voltage problems. The results of the applied centralized controller are shown in Figure 5. The voltage boundary is not surpassed. In comparison to fixed reactive power provision at $\cos \varphi$ of 0.9 the nodal voltages are higher and the maximum is almost directly at the upper voltage boundary indicating an efficient reactive power provision.

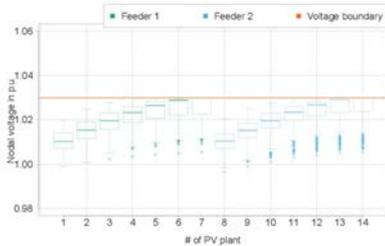


Figure 5: Box plot of nodal voltages of base scenario with centralized reactive power control.

The centralized controller is not always a preferable choice for the grid operation due to the high costs of the measuring equipment and communication infrastructure. In most cases decentralized systems are more cost effective. Hence the results of the centralized controller are used to parametrize decentralized controllers as described in the next section.

5 Decentralized Reactive Power Control

There are basically three possible methods of dynamic decentralized reactive power provision. It can either be set as a constant relation of the apparent power ($\cos \varphi = const$), depending on the height of the active power – $Q(P)$ – or on the nodal voltage – $Q(U)$. Only the parametrization of the controller via $Q(U)$ -droop uses the actual state of the grid connection point – the voltage. Additionally, it allows a deadband to switch reactive power off whenever not needed. Usually, the $Q(U)$ -droop includes the relation between active and reactive power provision and therefore a $\tan \varphi$ -dependency. A schematic $Q(U)$ -droop for generators is shown in Figure 6.

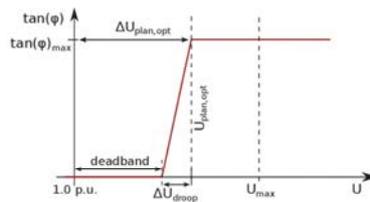


Figure 6: Droop of $Q(U)$ reactive power controller.

Necessary parameters to define the droop are the maximal relation between active and reactive power, $\tan \varphi_{max}$, the offset of the point of maximal reactive power provision to the nominal voltage, $\Delta U_{plan,opt}$ and the spread of the slope, ΔU_{droop} . In our case ΔU_{droop} is set to 0.01 p.u. and $\tan \varphi_{max}$ to 0.4843 corresponding to a $\cos \varphi$ of 0.9. Hence only $\Delta U_{plan,opt}$ or $U_{plan,opt}$ needs to be specified for each PV plant. All potential of reactive power provision should be exploited at the maximal allowed voltage U_{max} . Therefore (3) must hold true.

$$U_{plan,opt} \leq U_{max} \quad (3)$$

U_{max} is different for grid planning (1.03 p.u. [3]) and operation (1.1 p.u. [2]). To transfer droops for low voltage grid planning to operation the droop is shifted by $\Delta U_{plan2grid}$ from $U_{plan,opt}$ to $U_{oper,opt}$. The shift is necessary to limit the reactive power control frequency in grid operation. All

plants that are usually not necessary for the voltage control by reactive power provision form a backup level defined by ΔU_{backup} . The method is visualized in **Figure 7**. This paper focusses on grid planning. Using the described method all results can be transferred to grid operation.

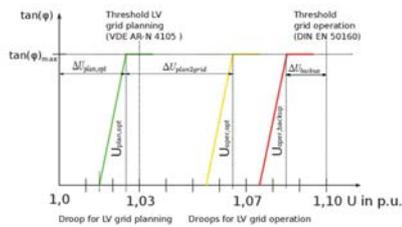


Figure 7: Q(U)-droops for LV grids in case of grid planning and operation.

5.1 Derived from Centralized Optimal Reactive Power Control

The results of the probabilistic power flow calculations with the centralized controller can be used to parametrize decentralized controllers. For each configuration of PV-plants an optimized parameter set for ΔU_{opt} is determined. Based on the nodal reactive power provision of the centralized controller and the corresponding nodal voltage as well as ΔU_{droop} , $\Delta U_{plan,opt}$ is calculated. **Figure 8** shows a boxplot of the voltages for the parametrization, $\Delta U_{plan,opt}$, per position within the feeders. If no reactive power is provided at the node $\Delta U_{plan,opt}$ is set to 0.03 p.u. corresponding to U_{max} . At position ID 1 only a few negative outliers differ on $\Delta U_{plan,opt}$ of 0.03 representing grids with multiple big PV units of P_{nom} of 53 MW. This results in reactive power provision at nominal voltage. The further the distance to the transformer is, the smaller deviates $\Delta U_{plan,opt}$ from 0.03 p.u.

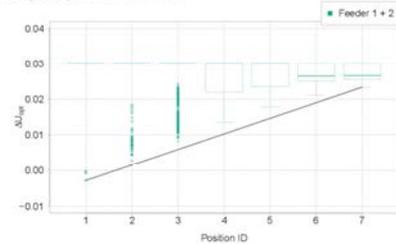


Figure 8: Box plot of derived Q(U)-parameter depending on position in line.

Using the smallest slope between the minima of $\Delta U_{plan,opt}$ a simplified parameter set can be derived, that fits for any tested PV-plant distribution. This line is included in black color in Figure 8. The simplified parameter set can be used to parametrize Q(U)-droops only based on the transformer distance. This method is not further investigated in this paper but results can be found in [6]. The effort and line usage rate of the distance depending method are between a specific centralized parametrization and a fixed $\cos \varphi$.

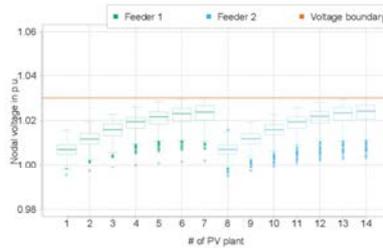


Figure 9: Box plot of nodal voltages of decentralized reactive power control parametrized by centralized controller.

With the derived parametrizations a power flow calculation is executed. Results of the nodal voltages are presented in **Figure 9** and show no violations of the voltage limits. Compared to the results of the centralized controller in Figure 5 a further voltage reduction becomes obvious. This implies a higher use of reactive power and a higher line usage rate. Since the decentralized controller has no communication he cannot provide minimal reactive power usage. Therefore these results were expected. If this control strategy is compared to the strategy with a fixed $\cos \varphi$ of 0.9 in Figure 3, the advantages of a specific parametrization can be observed. In general voltages are lowered less, because of a reduced use of reactive power. The efficiency of reactive power use as well as the costs of this method are between an optimal centralized Q-controller and a general, constant parametrization.

5.2 General, constant parameter set

A very simple method of parametrization is to set the voltage of maximal reactive power feed-in, $U_{plan,opt}$ for all PV units to the maximal allowed voltage U_{max} . In low voltage grid planning U_{max} is 1.03 p.u. The results of this parametrization are presented in **Figure 10**. There are no efforts necessary to derive specific parameters for the PV units. In general the voltage at which reactive power feed-in is maximal is higher compared to the specific parametrization method. Hence nodal voltages are lowered less and the amount of used reactive power is

lower resulting in decreased line usage rates. These advantages are paid with several violations of the voltage boundaries at the end of the feeders. Voltage boundaries are violated in less than 25 % of the PV-plant configurations and the maximal nodal voltage is significantly below the operational voltage boundary of 1.04 p.u. Additionally this is a worst-case analysis without loads. In practice nodal voltages are lowered by loads. Adjusting $U_{plan,opt}$ to smaller values solves the voltage problems.

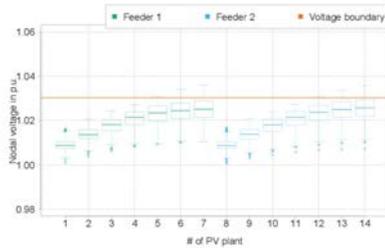


Figure 10: Box plot of nodal voltages of decentralized reactive power control with one constant parameter set for all nodes.

6 Comparison of the controllers

In this section the centralized and decentralized controller as well as the base scenarios are compared regarding location of reactive power provision and line usage rates. The centralized controller as described in section 4 is abbreviated to "centralized". The decentralized controllers with specific derived and general, constant Q(U)-droop as described in subsection 5.1 and 5.2 are shortened to "dec.: derived" and "dec.: constant", respectively.

6.1 Location and amount of reactive energy provision

The line usage rate increases with the amount of provided reactive energy. All reactive energies are normalized with the maximal reactive energy provision at $\cos \varphi = 0.9$. The results are presented in percentages in **Figure 11** for both feeders per position and all presented centralized and decentralized controllers. The base scenarios are not displayed since without reactive power provision the amount of reactive energy is for all positions zero and with fixed $\cos \varphi = 0.9$ maximal (100 %), respectively.

The amount of provided reactive energy increases with the distance to the transformer reaching a maximum of 72.8 % of the maximal reactive energy potential at Position ID7 for decentralized derived controllers. Comparing

the amount of used reactive energy and the resulting influence on the nodal voltage as presented in Figure 5, 9 and 10 the higher efficiency of the centralized controller in comparison to the decentralized controller becomes obvious. The percentage of the used reactive energy potential levels almost out for all controllers at the end of the feeders since all available potential is used in most configurations. At the beginning of the feeders a constant Q(U)-droop leads in no considered configuration to reactive power provision in contrast to specific parametrized controllers. The efficiency of the voltage control is at the begin of the feeder up to 99 % points higher in comparison to fixed reactive power provision ($\cos \varphi = 0.9$). The amount of provided reactive energy is reduced at least by 27 % points.

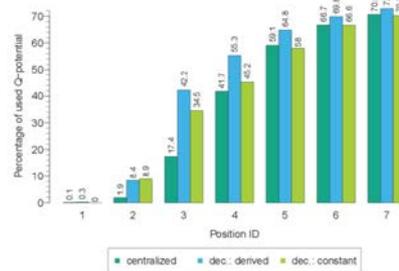


Figure 11: Percentage of used reactive energy potential.

6.2 Line usage rates

Additionally to the amount of provided reactive energy, the presented controller designs are evaluated based on the line usage rate as shown in **Table 2**.

The evaluation is differentiated to overall maximum, the maximum of the nodal mean and the overall mean or the mean of the nodal means, respectively. The maximum of the nodal means yields information of the mean line usage rate per position within the feeder whereas the overall mean represents the mean line usage rate of both complete feeders. Additionally, the costs of parametrization and communication infrastructure of the presented controllers are estimated and the information whether the voltage problems were solved is provided.

The base scenarios without reactive power controller and a fixed $\cos \varphi$ provision border the results of centralized and decentralized controllers. The maximal reactive power provision leads to an increase of the maximal line usage rate by 11.7 % points, of the maximal nodal mean by 7.5 % points and of the overall mean of the line usage rate by 4.2 % points.

Table 2: Maximum and mean of line usage rates in percentage per control strategy. Additionally, it is indicated, whether nodal voltage problems are solved and costs are estimated.

controller		centralized	dec.: derived	dec.: constant	\parallel $\cos \varphi$ 0.9
max	76.8	83.5	82.5	81.9	88.5
max(nodal mean)	49.1	51.1	51.5	51.2	56.6
mean(nodal mean)	26.8	28.6	28.9	28.5	31.0
problem solved	no	yes	yes	partly	yes
costs	-	++++	++	+	+

Whereas the centralized controller shows the smallest overall mean line usage rate besides the base scenario, the overall maximum is slightly higher than for decentralized controllers. Therefore the line losses are smallest for the centralized controller. Only the specific parametrized controllers solve the voltage problem, whereas the used general, constant parameter set solves the voltage problems partly.

Parametrizing the decentralized controller with results of the centralized controller yields a cost effective alternative to expensive, centralized reactive power control. If specific parametrization is not possible, the general, constant parameter set can be a cheap alternative.

References

- [1] *Evaluation of the voltage support strategies for the low voltage grid connected PV generators*, Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE. IEEE, 2010.
- [2] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen - DIN EN 50160*, 2011. ISO.
- [3] VDE-AR-N 4105, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, 2011. VDE Anwendungsrichtlinie.
- [4] A. Agricola and C. Rehtanz. *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, 2012.
- [5] H. Basse. *Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung*. Master's thesis, Universität Karlsruhe (TH), 2008.
- [6] W. Biener. *Regelungsoptionen im Verteilnetz durch verteilte Erzeuger*. Master's thesis, Universität Karlsruhe (TH), 2013.
- [7] Valentin Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007.
- [8] E. Demirok, P. Gonzalez, et al. *Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids*. *Photovoltaics, IEEE Journal of*, 1(2):174–182, oct. 2011.
- [9] G. Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. PhD thesis, Technische Universität München, 2010.
- [10] G. Kerber and R. Witzmann. *Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen*. *ew*, (6):22–26, 2008.
- [11] Amany von Oehsen, Yves-Marie Saint-Drenan, and Thomas Stetz. *Vorstudie zu Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung*, 2011. Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Ergänzte Fassung om 29.05.2012, Projektleitung Prof. Martin Braun.

Verteilnetzplanung mit dezentralen Blindleistungsreglern und rONT

Kilian Dallmer-Zerbe, Bernhard Wille-Haussmann

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg

Tel.: +49 (0) 761/4588-5399, E-Mail: kilian.dallmer-zerbe@ise.fraunhofer.de

Abstract

Die massive Integration von neuen, dezentralen, fluktuierenden Erzeugern im Verteilnetz führt insbesondere im Niederspannungsnetz zu Spannungsproblemen, da dort die meisten Erzeuger angeschlossen sind. Momentan werden regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung als vielversprechende Lösungen gesehen Netzausbau zu vermeiden. Diese Veröffentlichung evaluiert jede dieser Lösungen getrennt und als Kombination auf Basis eines ländlichen Verteilnetzes. Unterschiedliche Messpunkte des rONT werden bewertet, die die Spannung direkt am Transformator, in der Mitte und am Ende des Stranges messen. Der Einfluss auf die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen wird unter Anwendung des probabilistischen Lastflusses berechnet.

Einleitung

Die massive Integration von neuen dezentralen Erzeugern im Verteilnetz führt im Niederspannungsnetz zu Spannungsproblemen. Um diese Probleme zu lösen, muss die momentane Netzplanung und der momentane Netzbetrieb überarbeitet werden. Dabei sind die wichtigsten technischen Normen für die Netzplanung die Anwendungsrichtlinie VDE AR-N 4105 [2] und für den Netzbetrieb die DIN EN 50160 [1]. Demnach muss in der Planung von Niederspannungs-Verteilnetzen die Spannungsänderung aller verbundenen Generatoren auf 3 % der Nennspannung, V_n , beschränkt werden. DIN EN 50160 besagt, dass die Netzspannung innerhalb der Grenzen von $\pm 10\%$ von V_n für das gesamte Verteilnetz liegen muss [1]. Dieser Spannungsbereich lässt sich für den Verteilnetzbetrieb in Abweichungen von der Nennspannung in Höhe von 4%, 2% und 4% für die Mittelspannungsebene, die Transformation und die Niederspannungsebene aufteilen [3].

Momentan werden regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung als vielversprechende Lösungen gesehen Netzausbau zu vermeiden. Die Knotenspannung am Netzverknüpfungspunkt des Generators kann durch die Einspeisung von induktiver Blindleistung beeinflusst werden, die die Knotenspannung absenkt [4, 6]. Innerhalb dieser Untersuchung werden dezentrale Regler-Parametrierungen von einem zentralen, optimalen Regler abgeleitet wie in [5] präsentiert. Eine weitere Möglichkeit die Netzspannung eines unterlagerten Stranges zu beeinflussen ist das Anpassen des Übersetzungsverhältnisses des Transformators zwischen Mittel- und Niederspannung. Die Effizienz der Spannungsregelung dieser sogenannten regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) hängt stark von der Positionierung der Spannungsmessung ab.

Tabelle 1: Die Nennleistung der PV-Anlagen wird gemäß der jeweiligen Wahrscheinlichkeit p ausgewählt.

P_{nom} in kW	3.4	7.3	12.1	23.2	53
p in %	30.08	31.5	13.17	18.21	7.04

Aus diesem Grund wird diese in den betrachteten Szenarien variiert. Das in Abbildung 1 präsentierte Niederspannungs-Strangnetz wird verwendet um die unterschiedlichen Regler zu vergleichen. Das ländliche Verteilnetz ist gemäß [7, 8] aufgebaut. Die Stränge sind mit Hilfe eines Transformators ($S_N = 50\text{kVA}$) mit dem Mittelspannungsnetz ($V_n = 20\text{kV}$) verbunden. Innerhalb jedes Stranges werden sieben Photovoltaische (PV) Anlagen – PV1 bis PV7 beziehungsweise PV8 bis PV14 – mit einem Abstand von je 57 m Kabel (Typ: NAYY 4x150 mm²) verbunden. Die Anzahl der PV-Anlagen entspricht der Anzahl der Netzverknüpfungspunkte (eng.: grid connection points: GCP).

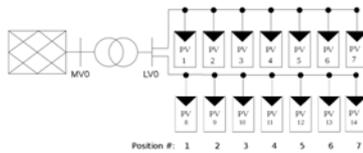


Abbildung 1: LV grid topology used for evaluation.

Die Nennleistung P_{nom} der Anlagen ist in Tabelle 1 aufgeführt und wird basierend auf der Wahrscheinlichkeit p ausgewählt gemäß charakteristischen gruppierten Werten von realen deutschen Niederspannungsnetzen aus 2009 [8]. 400 Konfigurationen der Nennleistung P_{nom} der Anlagen werden simuliert. Alle PV-Anlagen werden symmetrisch an alle drei Phasen des Stranges verbunden. Es werden keine zusätzlichen Lasten verwendet, um den Einfluss der PV-Anlagen gemäß [2] zu berechnen.

Basis-Szenario (Szenario 0)

Szenario 0 wird als Basis-Szenario verwendet. Es wird kein Regler verwendet und die PV-Anlagen sind gemäß vorheriger Beschreibung verteilt. Somit bilden die präsentierten Knotenspannungen das Spannungsproblem, dass durch die PV-Anlagen entsteht ab, das gelöst werden muss. Ergebnisse sind in Abbildung 3a dargestellt.

Ausschließlich rONT

Ein rONT wird parametrisiert über Totband, Anzahl der Stellstufen, Größe der Stellstufen und der gewünschten Spannung oder Führungsspannung. Wenn die Größe der Stellstufen größer als das Totband ist, kann es zu problematischen transienten Oszillationen des Reglers kommen. Das verwendete rONT Modell basiert auf Unterlagen der Maschinenfabrik Reinhausen und beinhaltet neun Stellstufen mit einer Größe von je 1.5% der Nennspannung. Die Stellstufen werden als negative Werte für Spannungsabsenkung und positive für

Spannungsstützung definiert. Die Stellstufe 0 wird auf die gewünschte Spannung gesetzt. Im unbelasteten Zustand ist dies die Nennspannung.

Messung am Strangbeginn (Szenario 1)

Die Änderung der Netzspannung bedingt durch die PV-Anlagen ist verhältnismäßig klein direkt an der Sammelschiene. Sie ist kleiner als die übliche Größe der Stellstufen von 1.5 % der Nennspannung. In diesem Szenario wird das Totband zu $\pm 0.4\%$ der Nennspannung gewählt. Die Stellstufen des rONT (eng: tap positions) sind in Abbildung 2a dargestellt. Wie erwartet führt der rONT nur spannungsabsenkende Maßnahmen während der Stunden mit der größten Erzeugungsleistung der PV-Anlagen durch. Die Knotenspannung per GCP sind in Abbildung 3b dargestellt. Die Grenzen des Spannungsbandes werden vielfach überschritten. Das Spannungsproblem am Ende des Stranges wird nicht gelöst, da es direkt an der Sammelschiene nicht hinreichend erkannt wird.

Messung an Strangmitte (Szenario 2)

In diesem Szenario wird das Totband auf $\pm 1.6\%$ der Nennspannung gesetzt und ist demnach größer als die Größe der Stellstufen. Der Messpunkt befindet sich jeweils in der Mitte der Stränge. Die Messung des Knotens mit der größten Abweichung zur gewünschten Spannung wird als kritischer Knoten priorisiert. Die Stellstufen sind in Abbildung 2b dargestellt und ergeben längere Zeiten von Spannungsabsenkungen und tiefere Stufenstellungen im Vergleich zu Szenario 1. Die Knotenspannungen werden bis auf wenige Ausnahmen in den gewünschten Bereich geregelt und somit ist das Spannungsproblem gelöst, wie in Abbildung 3c dargestellt.

Messung am Strangende (Szenario 3)

In Szenario 3 wird der rONT wie in Szenario 2 parametrisiert. Einzig die Position der Spannungsmessung wird jeweils an das Ende des Stranges verlegt. Die Stufenstellungen sind in Abbildung 2c und Knotenspannungen in Abbildung 3d visualisiert. Eine weitere Herausforderung des rONT wird klar durch die Unterspannungen, die nur im Strang 1 und nicht im Strang 2 auftreten. Die Parametrisierung des rONT mit mehreren Strängen wird um so schwieriger, je mehr sich die einzelnen Messpunkte in den Strängen unterscheiden.

Blindleistungsregelung ohne rONT (Szenario 4)

In Szenario 4 und 5 werden dezentrale Blindleistungsregler verwendet. Die verwendete Parametrisierung ist in [5] beschrieben. Die Regelstrategie basiert auf der Knotenspannung- $Q(U)$. Die bereitgestellte Blindleistung wird im Verhältnis zu der Scheinleistung begrenzt über $\cos \varphi$ von 0.9. Szenario 4 beinhaltet keinen rONT und stellt daher den Einfluss der Blindleistungsregler auf die Knotenspannungen separat dar. Die $Q(U)$ -Parametrisierung wird für jede Konfiguration einmalig für den Punkt der maximalen PV-Generation berechnet. Ergebnisse der Knotenspannungen werden in Abbildung 3e gezeigt. Die Spannungsgrenzen werden am Ende des Stranges einige wenige Male überschritten.

Blindleistungsregelung mit rONT (Szenario 5)

Szenario 5 stellt eine Kombination der Regler aus Szenario 2 und 4 dar. Die Stufenstellungen sind in Abbildung 2c und die Knotenspannungen in Abbildung 3d gezeigt. Der rONT ist weniger aktiv aufgrund der Blindleistungsregler. Die Knotenspannung wird in den gewünschten Spannungsbereich geregelt. Somit werden die Spannungsprobleme in diesem Szenario gelöst.

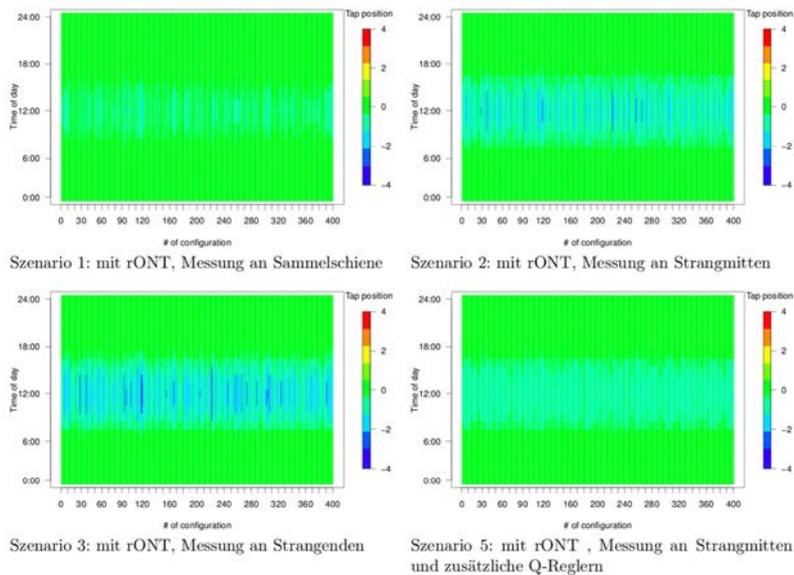


Abbildung 2: rONT Stufenstellungen pro Konfiguration als Carpetplot.

Leitungsauslastungen

Die vorgestellten Regler werden zusätzlich auf ihren Einfluss auf die Leitungsauslastung hin untersucht wie in Tabelle 2 gezeigt. In der Auswertung werden Gesamtmaximum, Maximum der Knotenmittelwerte und Gesamtmittelwert unterschieden. Das Maximum der Knotenmittelwerte stellt den Mittelwert der Leitungsauslastung pro Position innerhalb des Stranges dar, wohingegen der Gesamtmittelwert beide Stränge komplett mittelt. Zusätzlich werden die Kosten der Parametrisierung und Messinfrastruktur abgeschätzt. Es ist angegeben, ob die Spannungsprobleme im zugehörigen Szenario gelöst werden konnten. Der Einsatz eines rONT reduziert sowohl das Maximum der Leitungsauslastung als auch

das Maximum der Knotenmittelwerte. Die Verwendung von Blindleistungsreglern erhöht das Gesamtmaximum der Leistungsauslastung um 11 Prozentpunkte. Wenn rONT und Blindleistungsregler kombiniert werden, sinkt die Leitungsauslastung geringfügig im Vergleich zu Szenario 4 mit ausschließlich Blindleistungsreglern.

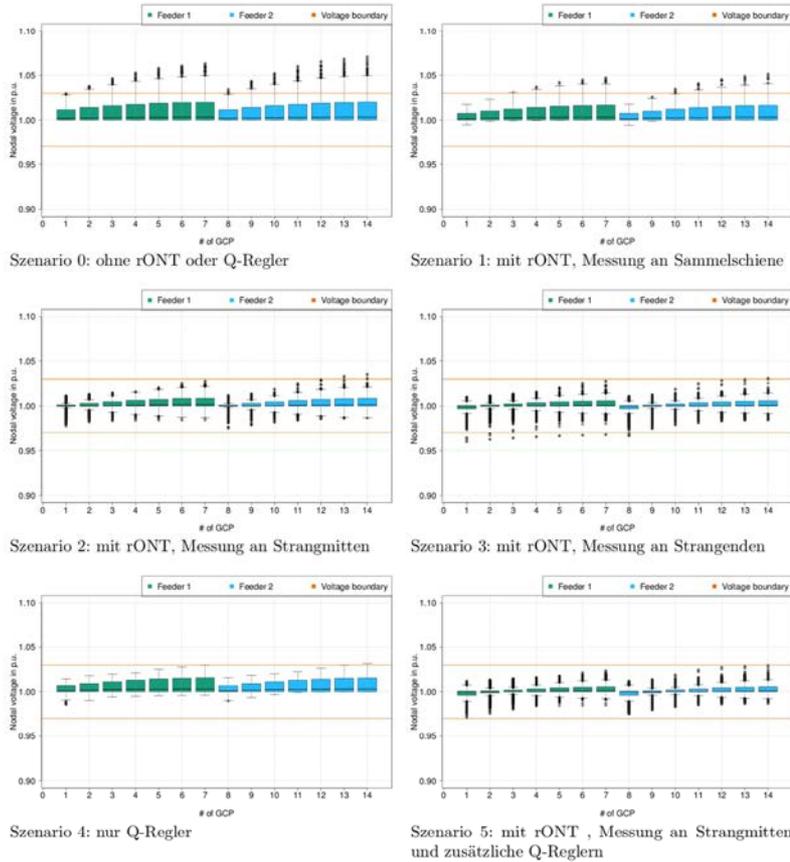


Abbildung 3: Knotenspannungen pro Netzanschlusspunkt als Boxplot.

Tabelle 2: Maximum and Mittelwert der Leitungsauslastung in Prozent pro Regelstrategie. Zusätzlich wird angezeigt, ob Spannungsprobleme gelöst wurden und in welcher Höhe die Kosten qualitativ abgeschätzt werden können.

Szenario	0	1	2	3	4	5
Gesamtmaximum	86.7	85.4	84.1	84.1	97.7	97.0
Maximum der Knotenmittelwerte	11.3	11.2	11.1	11.1	11.7	11.5
Gesamtmittelwert	6.1	6.0	6.0	6.0	6.4	6.3
Probleme gelöst	nein	nein	ja	ja	ja	ja
Kosten	-	++	+++	++++	+	++++

Literatur

- [1] Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen – DIN EN 50160, 2011. ISO.
- [2] VDE-AR-N 4105, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011. VDE Anwendungsrichtlinie.
- [3] A. Agricola and C. Rehtanz. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 2012.
- [4] H. Basse. Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung. Master's thesis, Universität Karlsruhe (TH), 2008.
- [5] Kilian Dallmer-Zerbe, Wolfgang Biener, and Bernhard Wille-Haussmann. Reactive power control in low voltage distribution grids: Comparison of centralized and decentralized q(u)-controller designs based on probabilistic. In *Security in Critical Infrastructures Today, Proceedings of International ETG-Congress 2013; Symposium 1*., pages 1–6, 2013.
- [6] G. Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. PhD thesis, Technische Universität München, 2010.
- [7] G. Kerber and R. Witzmann. Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen. *ew*, (6):22–26, 2008.
- [8] Amany von Oehsen, Yves-Marie Saint-Drenan, and Thomas Stetz. Vorstudie zu Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, 2011. Studie im Auftrag des BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V., ergänzte Fassung vom 29.05.2012, Projektleitung Prof. Martin Braun.