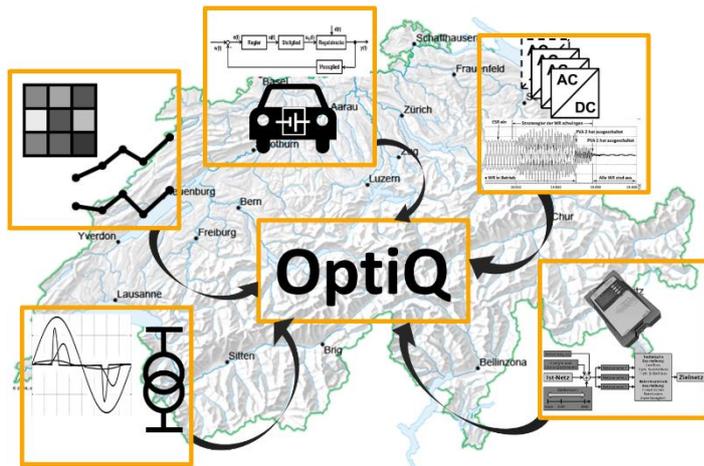




Berner
Fachhochschule



OptiQ – Bericht WP 3

Regelstrategien mit dezentralen Anlagen

Autoren: Lukas Heiniger, Thiago Novais
Co-Autoren: Stefan Schori, Michael Höckel

Auftraggeber: Bundesamt für Energie BFE
Projektpartner: AEW, BKW, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun, ewz, Repower, Schaffner, Service Industriels de Genève, HES-SO Valais-Wallis

Unterstützt durch: SCCER FURIES (Innosuisse)

Version: 2.0
Ort: Nidau
Datum: 30.10.2020

Berner Fachhochschule
BFH-Zentrum Energiespeicherung
Labor für Elektrizitätsnetze
Aarbergstrasse 5
CH-2560 Nidau

1 Abstract

Deutsche Version

Das Arbeitspaket WP 3 untersuchte Regelstrategien mit dezentralen Anlagen. In einem Niederspannungsnetz von Energie Thun standen zwei Anlagen zur Regelung der Spannung zur Verfügung: Zum einen zwei parallele, regelbare Ortsnetztransformatoren und zum anderen die regelbaren Wechselrichter einer 660-kVA-Photovoltaik-Anlage. Anhand einer flächendeckenden Messkampagne in diesem Stromnetz, wie auch mittels Simulationen, wurden verschiedene Regelstrategien sowie mögliche Ausbausituationen im Netz untersucht. Weiter wurden basierend auf einem Niederspannungsnetz von Repower die Integration eines Demand-Side-Management-Gerätes (Smart Manager) und die Umsetzung eines neuen Tariffsystems analysiert. Ziel solcher Lösungen ist es, Investitionssicherheit zu gewinnen und das Ausbausparpotential möglichst gut auszuschöpfen.

English version

The work package WP 3 investigated control strategies with decentralized systems. A low voltage grid of Energie Thun contained two systems to control the voltage: On the one hand, two parallel, controllable distribution transformers and on the other hand, the controllable inverters of a 660 kVA PV system. Based on a comprehensive measurement campaign in this grid, as well as by means of simulations, various control strategies and possible expansion situations in the grid have been examined. Furthermore, the integration of a demand-side management device (Smart Manager) and the implementation of a new tariff system was analysed based on a low voltage grid of Repower. The aim of such solutions is to maintain investment security and to exploit the potential for cost savings as large as possible.

2 Management summary

In einem vom Netzbetreiber Energie Thun betriebenen Niederspannungsnetz (NS-Netz) in Thun standen zwei Anlagen zur Regelung der Spannung zur Verfügung: Zum einen zwei parallele, regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) und zum anderen die regelbaren Wechselrichter (WR) einer 660-kVA-Photovoltaik-Anlage. Mit der Netzanalysesoftware PowerFactory vom Hersteller DigSILENT wurde ein Modell des Niederspannungsnetzes, inklusive der Stufenregelung der RONT, implementiert. Anhand dieses Netzmodells wurden verschiedene Regelstrategien bezüglich der Spannungsregelung im Niederspannungsnetz untersucht. Dabei wurde das Potential der P(U)- und der Q(U)-Regelung einer Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) beurteilt. Die Simulation verdeutlichte, dass bei beiden Regelungsvarianten die Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der PV-Anlage umso grösser war, je weiter weg sich die Anlage von der TS befindet, respektive je kleiner die Kurzschlussleistung an deren Anschlusspunkt ist. Die Q(U)-Regelung in Kombination mit Anpassung der Wirkleistung stellte für PV-Anlagen mit grosser sowie mit kleiner Kurzschlussleistung die effektivere Form der Spannungsregelung dar. Die Spannung bei beiden Regelstrategien konnte nicht nur lokal bei der Anlage reduziert werden, sondern, bedingt durch die Impedanz der Trafos, im gesamten Netz.

Verschiedene Regelkonfigurationen von RONT und regelbaren PV-Anlagen wurden untersucht. Dabei zeigte die Simulation, dass beim Einsatz eines RONT insbesondere die Wahl des Spannungsreferenzpunktes für die Stufenregelung von entscheidender Bedeutung ist. Bei einer grossen PV-Einspeisung ist es sinnvoll, die Spannungsreferenz möglichst nahe bei der entsprechenden PV-Anlage zu platzieren, um den durch die Einspeisung verursachten Spannungsanstieg effektiv zu kompensieren. Bei mehreren PV-Anlagen gilt es, die Situation im Netz individuell zu beurteilen. Werden mehrere Verursacher von grossen Spannungsschwankungen, d. h. grosse Lasten und PV-Anlagen, über unterschiedliche Leitungen an die Trafostation (TS) angeschlossen, ist es generell am sinnvollsten, die Sammelschiene in der TS als Spannungsreferenz zu definieren. Wird ein RONT in Kombination mit der Q(U)-Regelung einer PV-Anlage für die Spannungsregelung eingesetzt, kann die Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage zwar effektiv geregelt werden, jedoch kann die Q(U)-Regelung das Schaltverhalten der RONT ungünstig beeinflussen, wodurch an anderen Anschlusspunkten mit PV-Anlagen teils höhere Spannungswerte erreicht werden als ohne Q(U)-Regelung.

In einem Niederspannungsnetz von Repower wurde die Integration eines Demand-Side-Management-Gerätes (Smart Manager) und die Umsetzung eines neuen Tarifsystems untersucht. Ziel solcher Lösungen ist es, Investitionssicherheit zu erhalten und das Ausbausparpotential möglichst gut auszuschöpfen. Weiter soll der Kunde durch Kostenersparnisse einen Anreiz erhalten, eine von ihm gewählte Leistungsgrenze im Normalfall nicht zu überschreiten. Lastflussberechnungen für ein Ziel-Szenario im Jahr 2050 mit und ohne Einsatz des Smart Managers wurden durchgeführt. Eine Kostenreduktion von 33 % gegenüber heute könnte für die Endkunden durch den Einsatz des Smart Managers erreicht werden. Mit Smart Manager können auch Investitionskosten vermieden werden. Lastspitzen könnten reduziert werden, womit die Spannung im Netz die Grenzwerte gemäss EN 50160 [1] auch im untersuchten Szenario nicht verletzen würde. Die Auslastung der Leitungen bliebe im untersuchten Netz dank Smart Meter immer unterhalb von 100 %, was ohne Smart Manager nicht der Fall wäre. Der Smart Manager und das neue Tarifsystem können die Investitionssicherheit erhöhen. Basierend auf der Netztopologie, den Ausbauplänen und der Summe der Leistungsgrenzen, die sich aus den Tarifen ergeben, kann der Netzbetreiber die im Netz auftretenden Leistungsspitzen besser abschätzen und gleichzeitig unnötige Investitionen verhindern.

Im Rahmen des BFE-Projektes Prosumer-Lab wurde anhand von Simulationen der Einfluss von Prosumer auf die Verteilnetzstabilität untersucht [2]. Für das Projekt OptiQ ist die Beeinflussung der Prosumerprofile durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen (EMS) von Interesse. Die Simulationen haben gezeigt, dass die Speicher bei standardmässiger Dimensionierung am Nachmittag generell vollgeladen wären, was eine starke Spannungserhöhung durch die PV-Einspeisung zur Folge hätte. Um dem entgegenzuwirken, wäre es sinnvoll, bei einer bevorstehenden Schönwetterperiode den Ladevorgang des Speichers hinauszuzögern, wodurch die PV-Spitzenleistung gespeichert werden könnte (peak shaving). Dadurch könnten die hohen Spannungsspitzen am Nachmittag reduziert werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Abstract	I
2	Management summary	II
3	Ausgangslage und Forschungsfragen	1
3.1	Ausgangslage	1
3.2	Forschungsfragen	1
4	Ergebnisse	2
4.1	Spannungsregelung im Niederspannungsnetz.....	2
4.1.1	Messung der $\cos(\varphi)$ -Steuerung einer PV-Anlage	2
4.1.2	Vergleich der P(U)- und Q(U)-Regelung von PV-Anlagen mittels Simulation ..	3
4.1.3	Simulation verschiedener Regelkonfigurationen.....	5
4.1.4	Netzausbau wegen E-Mobilität und einer neuen PV-Anlage	7
4.1.5	Bestehende Studien über die Spannungsregelung	9
4.2	Beeinflussung von Prosumer-Profilen	9
4.3	Pilotversuch Demand-Side-Management in einem realen Verteilnetz.....	10
4.3.1	Smart Manager	11
4.3.2	Leistungsprofile für die Simulation	12
4.3.3	Einfluss des Smart Managers	13
4.3.4	Sparpotential eines smarten Kunden	15
5	Empfehlungen	18
6	Zielerreichung	19
7	Ausblick	19
8	Danksagung	20
9	Glossar	20
10	Abbildungsverzeichnis	21
11	Referenzen	22
12	Versionskontrolle	22

3 Ausgangslage und Forschungsfragen

3.1 Ausgangslage

Durch den stetigen technologischen Fortschritt verändert sich das Stromnetz. Mit der starken Zunahme von PV-Anlagen verlagert sich einerseits die Stromerzeugung vermehrt in das Niederspannungsnetz, während andererseits die bevorstehende Zunahme der Elektromobilität für weitere Herausforderungen betreffend der Netzbelastung sorgt. Dies bringt insbesondere hinsichtlich des Lastmanagements sowie auch der Spannungshaltung eine neue Komplexität für die Verteilnetzbetreiber mit sich. So können durch die dezentrale Energieerzeugung im Netz teils kritisch hohe Spannungswerte entstehen. Um dem entgegenzuwirken, existieren verschiedene Möglichkeiten der Spannungsregelung. So kann beispielsweise die Spannung durch das Umschalten der Wicklungszahl in einem regelbaren Transformator oder durch die Veränderung des Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ eines Wechselrichters (Q(U)-Regelung) geregelt werden. Dabei ist der Einfluss eines einzelnen Reglers auf die Spannung meist vorhersehbar. Das Zusammenspiel von verschiedenen Regelanlagen und Lasten könnte aber zumindest theoretisch Instabilitäten zur Folge haben. Ein Niederspannungsnetz von Energie Thun bot eine ideale Umgebung zur Untersuchung verschiedener Strategien zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz.

Eine weitere Möglichkeit, die Auslastungen und Spannungen im Niederspannungsnetz zu beeinflussen, bietet sich durch den Einsatz von Energiemanagementsystemen (EMS) bei Prosumern oder durch Demand-Side-Management-Systeme (wie dem Smart Manager von Repower) bei den Kunden. Das EMS steuert z. B. den Lade- und Entladevorgang eines Speichers sowie den Zustand einer Wärmepumpe, mit dem Ziel den Eigenverbrauch des Prosumers zu optimieren. Dieses Vorgehen kann aber auch für den Netzbetreiber Vorteile mit sich bringen. Das Potential diesbezüglich wurde im Projekt Prosumer-Lab von der BFH zusammen mit dem CSEM und der BKW untersucht [2].

Der Smart Manager von Repower erhält aktuelle Leistungsdaten vom Zähler und steuert die Geräte auf der Basis eines neuen leistungsbasierten Tarifsystems (Smart Tarif oder auch Smartpower), bei dem die Kunden eine bestimmte Leistungsobergrenze erwerben. Oberhalb dieser Grenze fallen für den Kunden weitere Kosten an, was ihn animieren soll, die Grenze möglichst selten zu überschreiten. Das Smartpower-System wurde gemeinsam mit Repower in einem Pilotversuch in einem realen Verteilnetz simuliert und erprobt.

3.2 Forschungsfragen

Das Arbeitspaket WP 3 befasste sich mit der Untersuchung von Regelstrategien mit dezentralen Anlagen. Dabei wurde anhand eines Niederspannungsnetzes von Energie Thun untersucht, wie gross das Potential dieser Regelanlagen für die Spannungsregelung ist und wie deren Betrieb sinnvoll kombiniert werden kann um kritische Spannungen im Netz effizient zu vermeiden. Zusätzlich wurden diesbezüglich auch bestehende Studien konsultiert.

Anhand des Einsatzes von Smart Managern im Pilotnetz von Repower wurde untersucht, welches Potential ein solches Demand-Side-Management-System für den Netzbetreiber zur Netzstabilisierung mit sich bringt. Zentrale Fragen waren, wie stark die Auslastungen bestimmter Leitungen oder Transformatoren reduziert werden und wie effektiv kritische Spannungsabfälle im Netz dadurch vermieden werden können.

Zusammenfassend wurden für das Arbeitspaket WP 3 die nachfolgenden Ziele definiert:

- Welches sind die Vor- und Nachteile verschiedener Steuer-/Regelstrategien für die Spannungshaltung in NS-Netzen mit grosser Durchdringung von PV-Anlagen?
- Können sich verschiedene Regler gegenseitig stören oder zu instabilem Verhalten führen?
- Wie viel Kapazitätsreserve hat das untersuchte Netz, um noch Ladeinfrastruktur hinzuzufügen? Ab wann wird ein Netzausbau oder eine Leistungsbegrenzung notwendig?
- Welchen Einfluss hat Demand-Side-Management auf die Netzinvestitionen und auf die Netzverluste?
- Welches Sparpotential ergibt sich durch neue leistungsbasierte Tarifmodelle für einen Kunden, der seine Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt?

4 Ergebnisse

4.1 Spannungsregelung im Niederspannungsnetz

Mit der starken Zunahme von PV-Anlagen verlagert sich die Stromerzeugung vermehrt in das Niederspannungsnetz. Dies bringt unter anderem hinsichtlich der Spannungshaltung Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber mit sich. In einem von Energie Thun betriebenen Niederspannungsnetz in Thun standen zwei Anlagen zur Regelung der Spannung zur Verfügung. Bei der ersten Anlage handelte es sich um zwei parallele, regelbare Ortsnetztransformatoren des Herstellers Schneider Electric mit einer Nennleistung von je 630 kVA. Diese verfügen über insgesamt fünf Schaltstufen, wobei jede Stufenumschaltung eine Spannungsänderung von 2.5 % auf der Niederspannungsseite verursacht. Als Referenz für die Stufenregelung galt die Spannung an der NS-Sammelschiene in der TS. Die Sollspannung beträgt 237 V. Überschreitet die Spannung die Totbandgrenze von ± 4 V bezogen auf die Sollspannung, wird nach Ablauf einer Totzeit von 120 Sekunden eine Stufenumschaltung eingeleitet. Liegt die Spannung danach immer noch ausserhalb des Totbandes, wird nach 10 Sekunden eine weitere Stufenumschaltung eingeleitet. Bei der zweiten Regelanlage handelte es sich um regelbare Wechselrichter der PV-Anlage 1 (PVA 1). Diesen konnte ein Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 0.9 kapazitiv bis 0.95 induktiv über die Leitstelle vorgegeben werden. Anhand einer flächendeckenden Messkampagne im Netz, wie auch mittels Simulationen, wurden mögliche Wechselwirkungen zwischen den Regelanlagen, verschiedene Regelstrategien sowie mögliche Ausbausituationen im Netz untersucht, um Empfehlungen an die Verteilnetzbetreiber abzugeben.

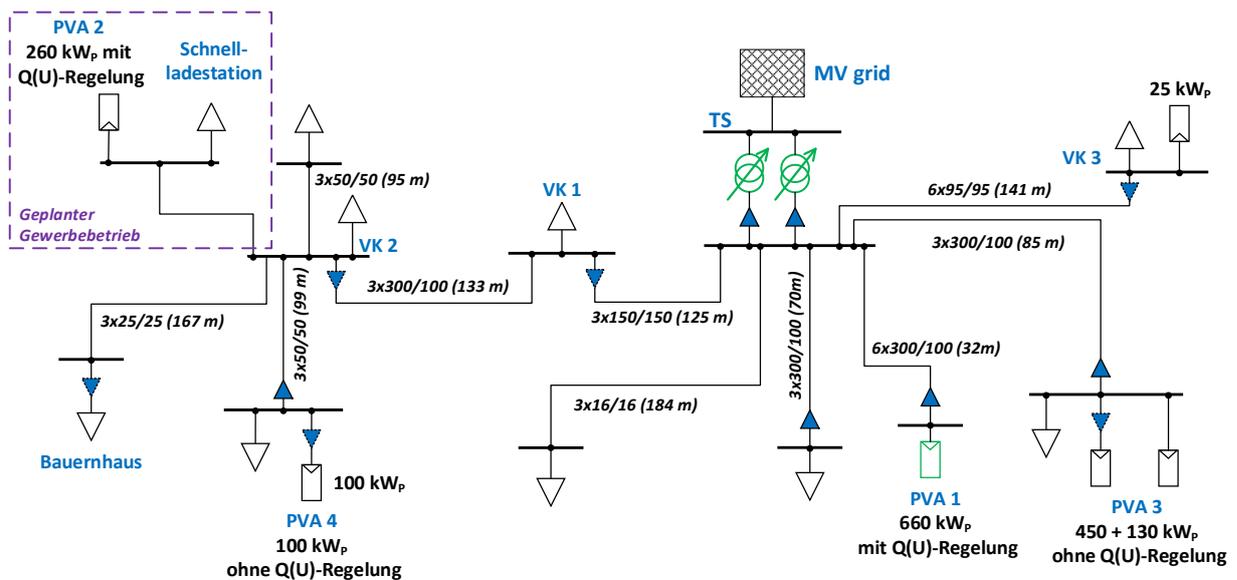


Fig. 1: Netzschema mit eingetragenen Messpunkten (blau) und grün markierten Regelanlagen

Fig. 1 zeigt eine schematische Darstellung des Netzes mit eingetragenen PQ-Boxen¹. Die Pfeilrichtung zeigt die Messrichtung des Stromes an. Diese Messungen dienen einerseits der Untersuchung möglicher Wechselwirkungen zwischen den Regelanlagen und andererseits als Basis für weitere Simulationen mit der Netzanalysesoftware PowerFactory des Herstellers DigSILENT.

4.1.1 Messung der $\cos(\varphi)$ -Steuerung einer PV-Anlage

Am 09.10. und 10.10.2018 wurde bei der PVA 1 die Spannung über eine Variation des $\cos(\varphi)$ beeinflusst. Die WR erlaubten den Betrieb mit drei verschiedenen Blindleistungsstufen. Die WR wurden von der Leitstelle aus gesteuert und befinden sich standardmässig in einem Betrieb mit einem $\cos(\varphi)$ von 1.

Fig. 2 zeigt den gemessenen Spannungsverlauf in der TS, während die WR vom Betrieb mit einem $\cos(\varphi)$ von 0.9 kapazitiv auf 0.95 induktiv umschalteten, woraus eine Spannungsänderung von ca. 2 V bei der NS-

¹ Messgerät des Herstellers «a-eberle» für die Messung von Spannungsqualitäts- und Leistungsdaten

Sammelschiene in der TS resultierte (die PVA 1 speiste zu diesem Zeitpunkt eine Wirkleistung von 240 kW ins Netz ein). Eine Stufenumschaltung der RONT hätte hingegen am selben Ort eine Spannungsänderung von ca. 5.75 V zufolge, und wäre somit deutlich grösser als die Spannungsänderung, die von der $\cos(\varphi)$ -Regelung der PVA 1 verursacht wurde. Auch wenn die PVA mit Nennleistung betrieben worden wäre, wäre die durch die $\cos(\varphi)$ -Regelung resultierende Spannungsreduktion gemäss der Simulation kleiner als 5.75 V. Es ist somit sehr unwahrscheinlich, dass sich die RONT und die WR gegenseitig «ausregeln», also zu einem instabilen Verhalten führen. Aufgrund dieses Ergebnisses und insbesondere, weil der $\cos(\varphi)$ der WR keiner automatischen Regelung unterliegt, sondern von der Leitstelle vorgegeben wird, ist nicht von ungünstigen Wechselwirkungen zwischen der Stufenregelung der RONT und den Wechselrichtern auszugehen.

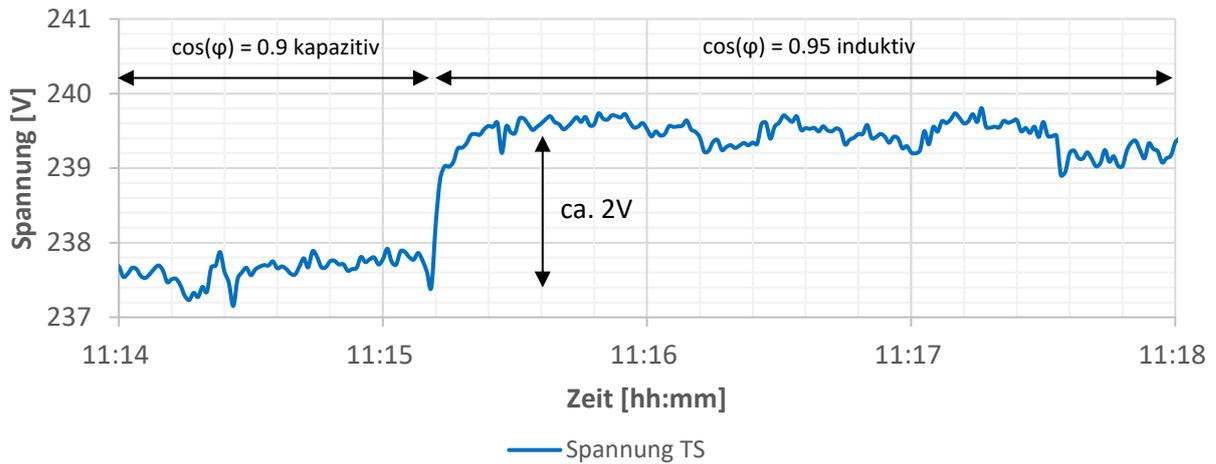


Fig. 2: Gemessene Spannung in der TS beim Umschalten der WR von $\cos(\varphi) = 0.9$ kap. auf $\cos(\varphi) = 0.95$ ind.

4.1.2 Vergleich der P(U)- und Q(U)-Regelung von PV-Anlagen mittels Simulation

Um den durch die PV-Einspeisung verursachten Spannungsanstieg zu reduzieren, bieten die Wechselrichterhersteller zwei Optionen. Einerseits kann die einzuspeisende Wirkleistung der PV-Anlage durch den WR limitiert werden (P(U)-Regelung). Andererseits kann der Wechselrichter mit einem bestimmten $\cos(\varphi)$ betrieben werden. Durch den damit verbundenen Blindleistungsfluss ergibt sich in Abhängigkeit der Leitungs- und Trafoimpedanz eine Reduktion der Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage (Q(U)-Regelung).

Fig. 3 vergleicht die simulierte Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der PVA 1 im Falle der P(U)-Regelung sowie der Q(U)-Regelung. Diese Anlage befindet sich sehr nahe an der TS und verfügt daher über eine hohe Kurzschlussleistung (S_k) am Anschlusspunkt. Der Betrieb der WR der PVA 1 mit einem $\cos(\varphi)$ von 0.9 resultierte in einer Spannungsreduktion von ca. 4 V und zugleich in einem Verlust der Wirkleistung von 66 kW. Eine P(U)-Regelung mit derselben Wirkleistungsreduktion von 66 kW hatte lediglich eine Spannungsreduktion von ca. 0.85 V zur Folge. Ähnliches zeigte sich beim Vergleich der Q(U)- und P(U)-Regelung bei der PVA 2, welche an einem Anschlusspunkt mit kleiner S_k angeschlossen ist (Fig. 4). Die PVA 2 ist eine geplante, aber noch nicht umgesetzte PV-Anlage. Die Q(U)-Regelung in Kombination mit Wirkleistungsreduktion war in beiden Fällen die effektivere Spannungsregelung, da diese mit weniger Verlust der Wirkleistung eine grössere Spannungsreduktion erreichte als die P(U)-Regelung. Es sei angemerkt, dass bei der Q(U)-Regelung mit steigender Blindleistung auch die Wirkleistungseinspeisung entsprechend reduziert wurde, damit die totale Scheinleistung die Nennleistung der Wechselrichter nicht überstieg.

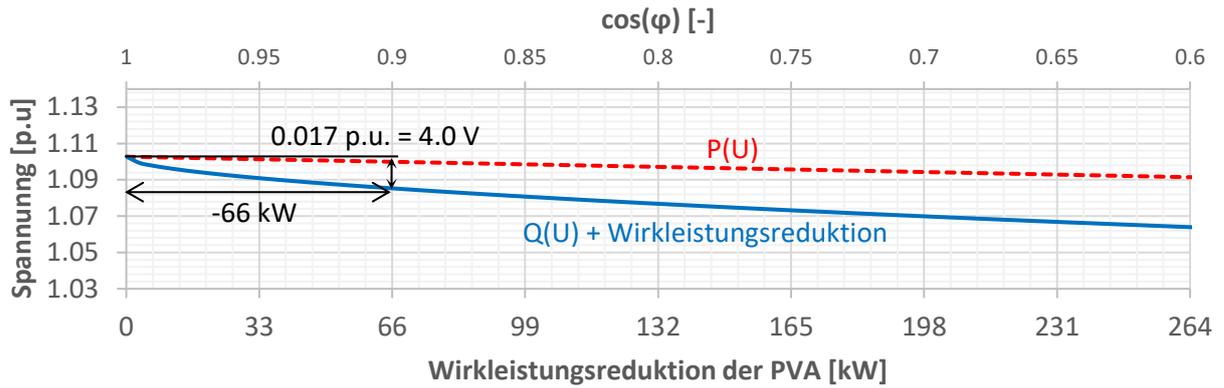


Fig. 3: Simulierte Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der PVA 1 während der P(U)- und Q(U)-Regelung

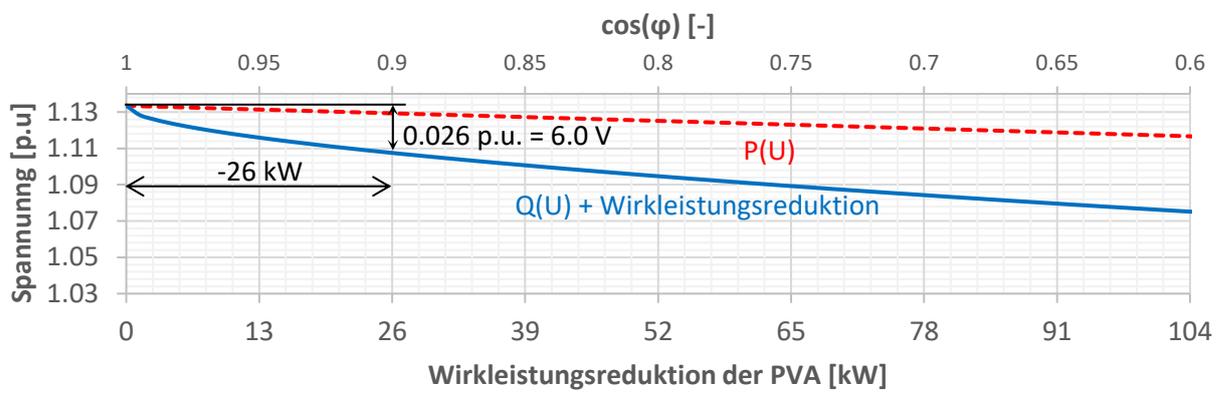


Fig. 4: Simulierte Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der PVA 2 während der P(U)- und Q(U)-Regelung

Bei beiden Regelvarianten war die Spannungsreduktion beim Anschlusspunkt der PV-Anlage grösser, je kleiner die Kurzschlussleistung (S_K) war, was in Fig. 5 zu erkennen ist. Die Scheinleistung der Anlage entsprach bei dieser Simulation immer dem Nennwert der Anlage (260 kVA und 660 kVA). Bei Anpassung des $\cos(\varphi)$ durch die Q(U)-Regelung wurde somit mit steigender Blindleistung auch die eingespeiste Wirkleistung reduziert, damit die Scheinleistung in der Summe konstant auf dem Anlagenmaximum blieb.

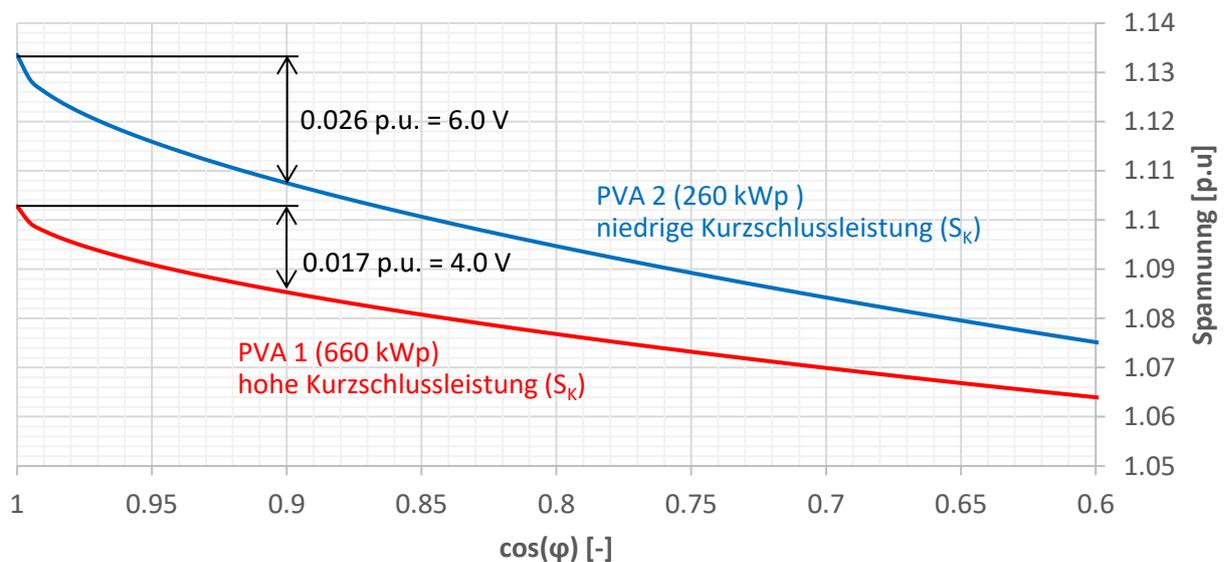


Fig. 5: Simulierte Spannungsreduktion beim Anschlusspunkt der PVA 1 und 2 während der Q(U)-Regelung

Bezüglich Spannungsreduktion stellte die Q(U)-Regelung in Kombination mit Wirkleistungsreduktion für PV-Anlagen mit grosser sowie mit kleiner Kurzschlussleistung die effektivere Form der Spannungsregelung dar (gegenüber reiner P(U)-Regelung). Jedoch gilt an diese Stelle anzumerken, dass bei der Q(U)-Regelung zusätzliche Verluste auftreten, falls der zusätzliche Blindleistungsfluss zu einem insgesamt grösseren Leistungsfluss durch Leitungen und Transformatoren führt (d. h., wenn nicht gleichzeitig die Wirkleistung entsprechend reduziert wird). Weiter muss die benötigte Blindleistung von der überlagerten Netzebene bereitgestellt werden, was weitere Kosten verursacht. Diese Punkte wurden im Rahmen dieser Untersuchung nicht analysiert. In Fig. 6 werden die beiden Regelarten einander gegenübergestellt. Die Piktogramme stellen die Effektivität hinsichtlich der Spannungsreduktion dar.

	PV-Anlage mit grosser S_K	PV-Anlage mit niedriger S_K
P(U)-Regelung	☹️	😐
Q(U)-Regelung + Wirkleistungsreduktion	😊	😊

Fig. 6: Effektivität der P(U)- und Q(U)-Regelung hinsichtlich der Spannungsreduktion am Anlagenanschlusspunkt

Weiter haben die Simulationen gezeigt, dass die Spannung bei beiden Regelstrategien nicht nur lokal bei der Anlage reduziert werden konnte, sondern, bedingt durch die Impedanz der Trafos, im gesamten Netz.

4.1.3 Simulation verschiedener Regelkonfigurationen

Die Regelstrategien der RONT und der PV-Wechselrichter wurden mittels quasi-dynamischer Simulation analysiert. Als Basis für den Vergleich dienten die gemessenen Last- und PV-Profile des 12.10.2018. Dabei handelt es sich um einen Werktag mit hoher PV-Einspeisung. In Fig. 7 wird die jeweilige maximale simulierte Spannung vom 12.10.2018 im aktuellen Netzzustand betrachtet. Der rote Balken repräsentiert das Spannungsmaximum bei aktueller Konfiguration der Regelanlagen im untersuchten Netz, d. h. bei aktivierter Stufenregelung der RONT mit der Referenzspannung auf der NS-Sammelschiene in der TS und bei Betrieb der regelbaren WR der PVA 1 mit einem $\cos(\varphi)$ von 1. Es ist erkennbar, dass eine Änderung des Spannungsreferenzpunktes der RONT kaum eine Verbesserung der Situation zur Folge hatte. So war die maximale Spannung an allen betrachteten Netzpunkten generell höher, wenn die Verteilkabine 2 (VK 2) als Spannungsreferenz für die RONT diente (blaue Balken). Dies kommt daher, dass die beiden grössten PV-Anlagen, PVA 1 und PVA 3, direkt an die TS 129 angeschlossen sind. Bis der durch die PV-Anlagen verursachte Spannungsanstieg die obere Totbandgrenze der Stufenregelung der RONT von 241 V in der VK 2 überschritt und dadurch die Schaltstufe geändert wurde, war die Spannung im gesamten Netz schon erheblich weiter angestiegen. Diente hingegen der Anschlusspunkt der PVA 1 als Spannungsreferenzpunkt für die RONT, konnte eine Verbesserung der Situation erzielt werden. Die maximale Spannung im Netz war in diesem Fall allgemein niedriger. Der Unterschied vom grössten zum kleinsten Spannungsmaximum, welches bei verschiedenen Regelkonfigurationen an den verschiedenen Netzpunkten simuliert wurde, beträgt 3.2 V.

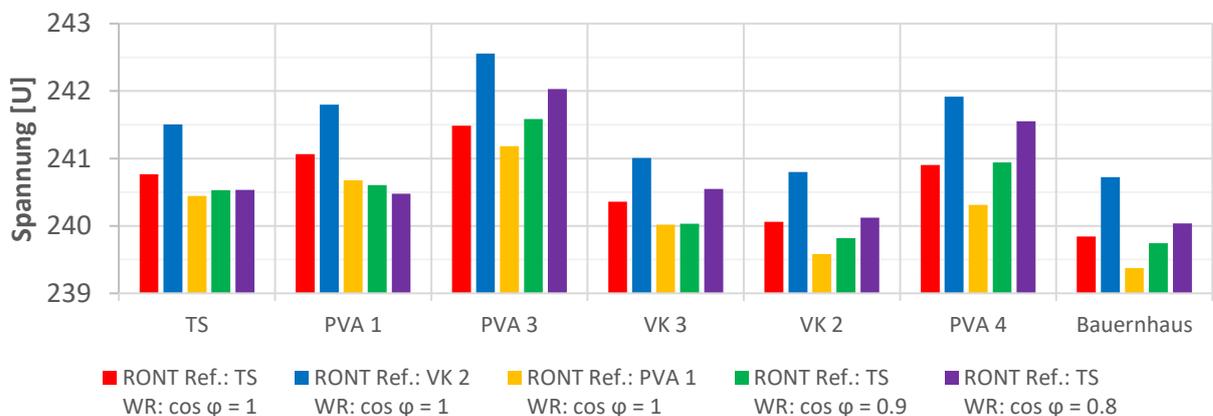


Fig. 7: Maximale simulierte Spannungen während verschiedener Regelkonfigurationen

Empfehlungen für regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT):

Beim Einsatz eines RONT ist insbesondere die Wahl des Spannungsreferenzpunktes für die Stufenregelung von entscheidender Bedeutung. In einem Netz mit einer leistungsstarken PV-Anlage ist es sinnvoll, die Spannungsreferenz möglichst nahe bei der PV-Anlage zu platzieren, um den durch die Einspeisung verursachten Spannungsanstieg effektiv zu kompensieren. Bei mehreren PV-Anlagen gilt es, die Situation im Netz individuell zu beurteilen. Allenfalls lässt es die Netzplanung zu, dass ein grosser Teil der PV-Anlagen über eine VK erschlossen werden kann, wobei sich dann ebendiese VK als Spannungsreferenz eignen würde. Im Falle eines grossen Lastvorkommens können die Spannungsabsenkungen effektiver ausgeglichen werden, wenn sich die Spannungsreferenz nahe bei den Lasten befindet. Auch hier gilt es individuell abzuwägen, welche Last die grösste Spannungsabsenkung verursacht und ob gewisse Lasten wie auch die PV-Anlagen allenfalls über eine VK erschlossen werden können, wobei diese VK als Spannungsreferenz verwendet werden könnte. Werden mehrere Verursacher von grossen Spannungsschwankungen, d. h. grosse Lasten und PV-Anlagen, durch unterschiedliche Leitungen an die TS angeschlossen, ist es generell am besten, die Sammelschiene in der TS als Spannungsreferenz zu definieren.

Wechselwirkung zwischen RONT und Q(U)-Regelung:

Die Simulationen zeigten, dass die Q(U)-Regelung der PVA 1 in der derzeitigen Netzsituation das Spannungsmaximum vorwiegend nur an deren Anschlusspunkt sowie in der TS zu reduzieren vermochten (Fig. 7). Beim Anschlusspunkt der PVA 4 und des Bauernhauses ergab sich z. B. beim Betrieb der PVA 1 mit einem $\cos(\varphi)$ von 0.8 sogar eine Erhöhung des Spannungsmaximums. Der Grund dafür ist, dass die Q(U)-Regelung die Spannung in der TS soweit reduzierte, dass die Totbandgrenze der Stufenregelung bei den RONT erst verzögert überschritten wurde und diese die Schaltstufe daher später herunterregelten. Mit steigender Einspeisung der PVA 4 nahm der Spannungsanstieg über deren Anschlussleitung jedoch stärker zu, als die Spannung durch die Q(U)-Regelung der PVA 1 gesenkt wurde, was anhand des Spannungsverlaufes in Fig. 8 gut zu erkennen ist.

Dies führt zu folgender Schlussfolgerung: Wird ein RONT in Kombination mit der Q(U)-Regelung einer PV-Anlage für die Spannungsregelung eingesetzt, kann die Spannung beim Anschlusspunkt der PV-Anlage zwar effektiv geregelt werden, jedoch kann die Q(U)-Regelung das Schaltverhalten der RONT ungünstig beeinflussen, was sich an anderen Anschlusspunkten mit PV-Anlagen negativ auswirken kann.

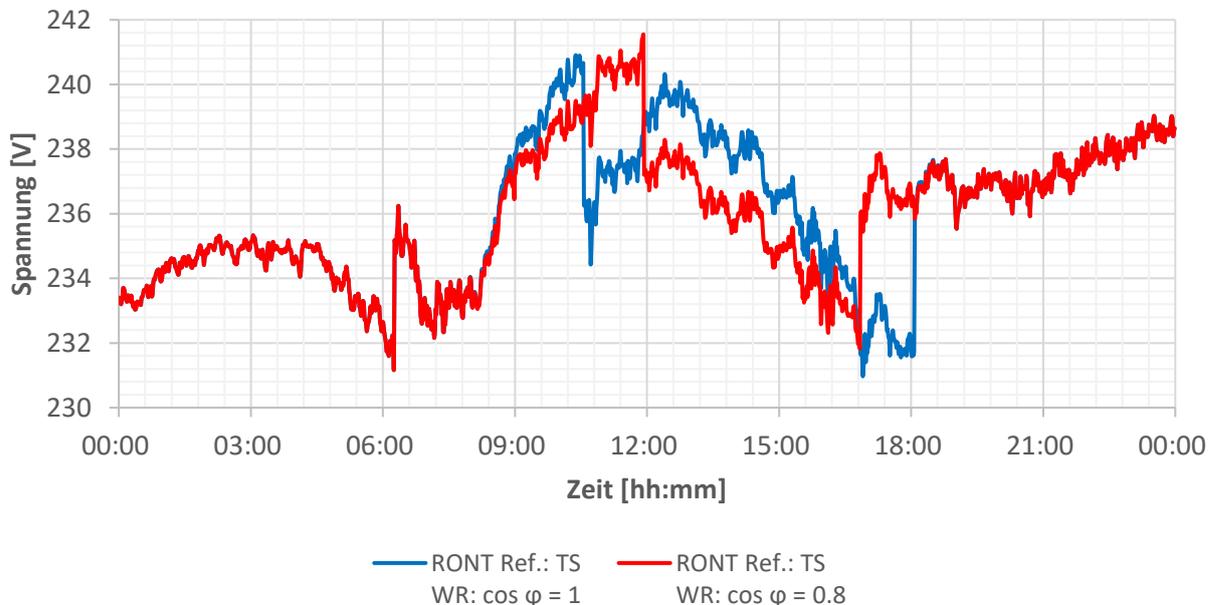


Fig. 8: Simulierter Spannungsverlauf an der PVA 4 mit und ohne Q(U)-Regelung der PVA 1

4.1.4 Netzausbau wegen E-Mobilität und einer neuen PV-Anlage

Im untersuchten Niederspannungsnetz in Thun soll in naher Zukunft ein Gewerbebetrieb gebaut werden. Ein Anschlussgesuch oder detaillierte Angaben zur benötigten Leistung lagen nicht vor. Bekannt war aber, dass Schnellladestationen von bis zu 300 kW Leistung für die Elektromobilität zu erwarten sind. Weiter konnte damit gerechnet werden, dass die Dachfläche für eine PV-Anlage genutzt wird. Dieses Kapitel beschreibt die Abschätzung der möglichen maximalen Last und PV-Einspeisung am Anschlusspunkt des geplanten Gewerbebetriebs, welche das Netz im derzeitigen sowie im verstärkten Zustand zulassen würde. Auch das Potential zur Spannungshaltung mit den RONT in dieser Situation wurde abgeschätzt. Es wurde angenommen, dass der Gewerbebetrieb ab der VK 2 versorgt wird. Als Zuleitung wurde mit einem Kabel des Typs GKN 3x300/300 gerechnet. Die heutige Netzsituation und ein mögliches Ausbauszenario, in dem die Zuleitungen zur VK 1, zur VK 2 und zum Gewerbebetrieb verstärkt werden, wurde analysiert (Fig. 9).

	aktuelles Netz	verstärktes Netz (Annahme)
Zuleitung VK 1	GKN 3x240	GKN 3x580
Zuleitung VK 2	GKN 3x300/300	GKN 3x600/600
Zuleitung Gewerbebetrieb	GKN 3x300 (Annahme)	GKN 3x600

Fig. 9: Kabeldaten im aktuellen sowie verstärkten Netz (Annahme)

Fig. 10 zeigt die simulierten Spannungen am Anschlusspunkt des Gewerbebetriebs in Abhängigkeit der Leistung der installierten Schnellladestation. Für die Simulation wurde ein Zeitpunkt mit einer starken Belastung des Netzes und geringer PV-Einspeisung gewählt. Es ist zu erkennen, dass auch bei einer sehr hohen Belastung von 0.5 MW die Spannung im heutigen Zustand des Netzes die nach EN 50160 definierte Grenze von -15 % der Nennspannung nicht verletzen würde, da die RONT durch die Stufenschaltungen die Spannung ca. um 5 V anheben könnten. Würden die Leitungen zur VK 1, zur VK 2 und zum Gewerbebetrieb gemäss Fig. 9 verstärkt, könnte der Spannungsabfall über den Leitungen bei einer Belastung von 0.5 MW ca. um weitere 10 V reduziert werden (grün). Die Stufenregelung der RONT schaltete dabei auch nur eine Schaltstufe hoch. Würde die VK 2 als Spannungsreferenz für die Stufenregelung der RONT definiert, schalteten diese auf die maximale Stufe (gelb) wodurch die Spannungsabsenkung noch um weitere 4 V reduziert werden könnte. Von dieser Strategie ist jedoch abzuraten, da, wie in Fig. 7 gezeigt, die maximale Spannung bei grosser PV-Einspeisung deutlich grössere Werte annimmt, wenn die Spannungsreferenz in der VK 2 liegt.

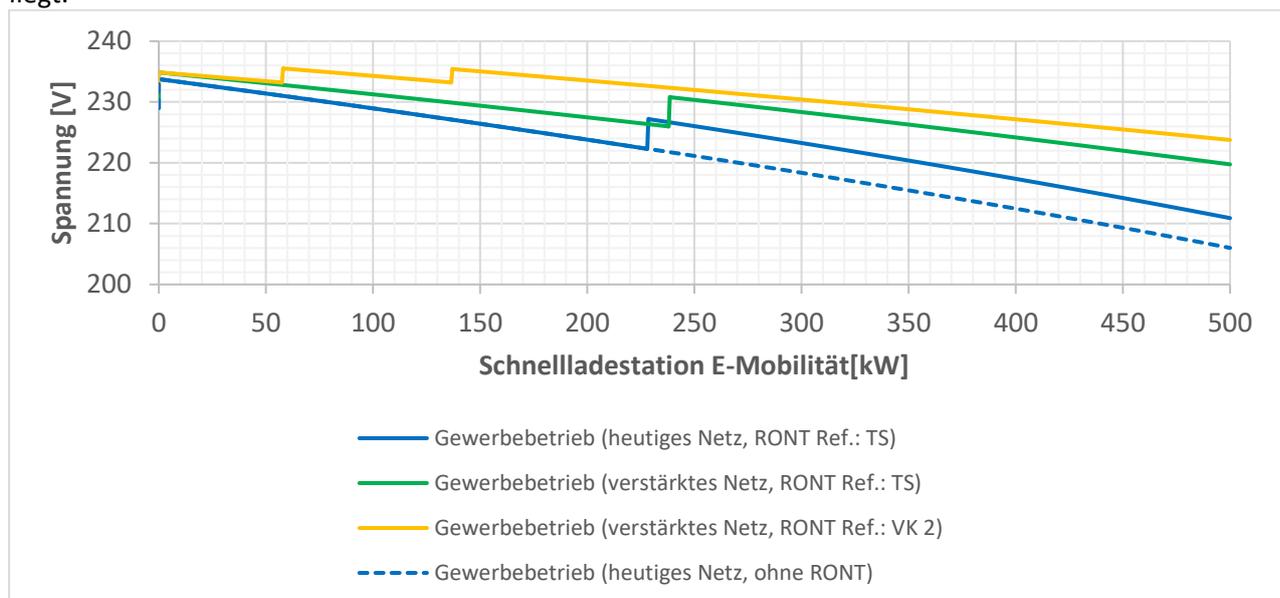


Fig. 10: Simulierte Spannung am Anschlusspunkt des geplanten Gewerbebetriebs in Abhängigkeit der Leistung der Schnellladestation während starker Belastung des Netzes und geringer PV-Einspeisung (Zeitpunkt: 12.10.2018 07:10)

In Fig. 11 ist die Ladeleistung beim Laden eines Nissan Leaf mittels der Schnellladestation Terra 54 CJG von ABB dargestellt [3]. Obschon sowohl das Fahrzeug als auch die Schnellladestation eine Ladeleistung von 50 kW ausweisen, wird diese nicht erreicht. Die maximale Leistung beträgt 46 kW, worauf diese mit zunehmendem Ladezustand (SOC) der Batterie abnimmt. Nach fünf Minuten ist die Ladeleistung bereits kleiner als 40 kW. Die Tatsache, dass die Lastspitze nur von kurzer Dauer ist, kann von entscheidender Bedeutung für die Dimensionierung des Netzes sein.

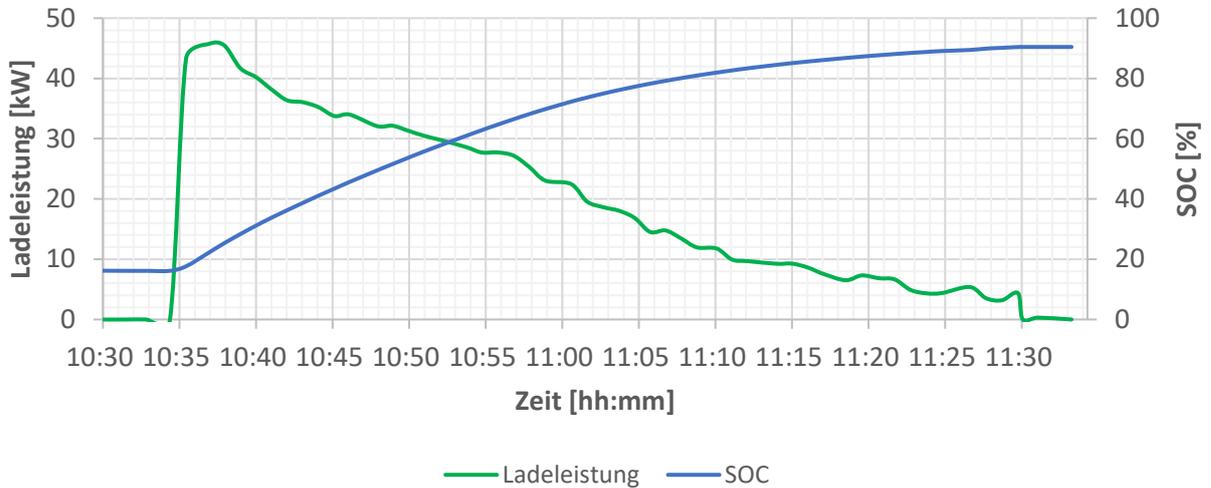


Fig. 11: Schnellladung eines Nissan Leaf an der Schnellladestation Terra 54 CJG von ABB an der Autobahnraststätte Grauholz [3]

Die heutige Netzsituation, basierend auf den durchgeführten Messungen und Simulationen, erlaubt eine maximale Anschlussleistung für den geplanten Gewerbebetrieb von 135 kW. In Anbetracht der potentiellen Schnellladestationen mit einer Leistung von bis zu 300 kW ist dies deutlich zu niedrig. Eine Netzverstärkung wäre daher notwendig. Dabei könnte die maximale Anschlussleistung auf 473 kW erhöht werden (Fig. 12). Bei dieser höheren Leistung würden die RONT eine Auslastung von über 80 % erreichen.

Im heutigen sowie verstärkten Netz beträgt die maximal mögliche PV-Leistung für den geplanten Gewerbebetrieb 260 kW_p. Dies basiert auf der Annahme, dass die existierenden PV-Anlagen mit 80 % der jeweiligen Nennleistung einspeisen. Dabei muss vermerkt werden, dass die RONT dabei eine Auslastung von beinahe 100 % erreichen. Bei einer Einspeisung der existierenden PV-Anlagen mit Nennleistung sind die RONT bereits im heutigen Netzzustand zu 100 % ausgelastet. Um die maximale Anschlussleistung sowie die PV-Leistung für den geplanten Gewerbebetrieb weiter zu erhöhen, ist eine Netzverstärkung oder ein Netzausbau, d. h. eine Erweiterung der bestehenden oder ein Neubau einer zusätzlichen Trafostation, erforderlich.

	Heutiges Netz	Verstärktes Netz
Max. Anschlussleistung Gewerbebetrieb	135 kW	473 kW
Max. PV-Nennleistung Gewerbebetrieb (alle PV-Anlagen im Sommerbetrieb)	260 kW _p	260 kW _p

Fig. 12: Maximale Anschlussleistung und PV-Nennleistung des geplanten Gewerbebetriebs

4.1.5 Bestehende Studien über die Spannungsregelung

Im Forschungsprojekt «U-Control», welches von der TU Braunschweig, der TU München, der RWTH Aachen und der FGH durchgeführt wurde, wurde anhand von Simulationen, Labortests und Feldversuchen die Thematik der Spannungsregelung untersucht. Anbei werden die wichtigsten Erkenntnisse dieser Studie aufgelistet.

Technisch [4]:

- Der RONT weist durch Öffnung des gesamten Spannungsbandes für das Niederspannungsnetz mit Abstand die höchste Effektivität auf.
- Die Q(U)-Regelung kann bis zu 80 % der Jahresblindenergie gegenüber einem fest eingestellten $\cos(\varphi)$ einsparen.
- Beim Einsatz einer Q(U)-Regelung in Kombination mit einem RONT sollte der RONT priorisiert werden: Die Verzögerungszeit des RONT sollte kleiner sein als die Einstellzeit der Q(U)-Regelung, im besten Falle um den Faktor drei. So kann unnötige Blindleistungsbereitstellung vermieden werden.
- Wechselwirkungen von RONT und Q(U)-Regelung im Sinne eines grenzstabilen Verhaltens ist bei korrekter Parametrierung in der Praxis ausgeschlossen.
- Ein einmaliges, durch die Blindleistung der Q(U)-Regelung bedingtes Stufen des RONT ist in der Praxis möglich. Dies fällt jedoch in den Bereich normaler Wechselwirkungen und kann gegebenenfalls durch eine geeignete Parametrierung der Betriebsmittel verhindert werden.

Wirtschaftlich [4]:

- Die geringsten Netzausbaukosten entstehen beim Einsatz der Kombination Q(U) und RONT.
- Mit Spannungshaltung durch Blindleistung können die spannungsgetriebenen Netzausbaukosten stark gesenkt werden.

4.2 Beeinflussung von Prosumer-Profilen

Im Projekt Prosumer-Lab wurde anhand von Simulationen der Einfluss von Prosumer auf die Verteilnetzstabilität untersucht [2]. Als Basis diente ein ländliches Niederspannungsnetz im Raum Bern (Fig. 13). Für das Projekt OptiQ ist die Beeinflussung der Prosumerprofile durch den Einsatz eines Energiemanagementsystems (EMS) von Interesse.

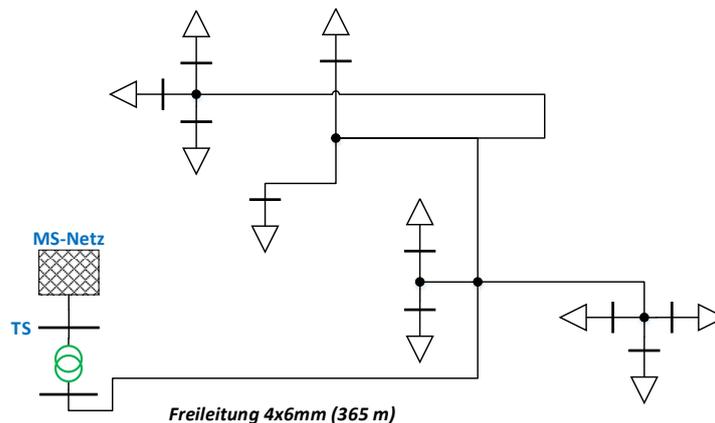


Fig. 13: Schema des untersuchten Niederspannungsnetzes

Fig. 14 vergleicht die Hüllkurven der simulierten Spannungen aller Netzknoten für verschiedene Anlagenkonfigurationen. Für jede Konfiguration werden zwei Hüllkurven dargestellt, eine für die maximale und eine für die minimale simulierte Spannung im Netz. Es ist erkennbar, wie bei den verschiedenen Anlagekonfigurationen die EMS die Prosumerprofile unterschiedlich beeinflussen, was sich in der Spannung widerspiegelt. Die blauen Kurven repräsentieren die Situation ohne EMS, resp. ohne Speicher. Die Spannungen stiegen dabei im Netz um bis zu 7 % über den Nennwert. Wurden die PV-Anlagen in Kombination mit Speicher und

EMS mit einem Totband² von ± 1 kW betrieben, konnte vor allem der erste Teil des Spannungsanstieges kompensiert werden, indem mit der überschüssigen PV-Leistung die Speicher geladen wurden. Am Nachmittag waren die Speicher jedoch unter dieser Konfiguration jeweils voll, wodurch die PV-Leistung ins Netz gespeist wurde und hohe Spannungserhöhungen auftraten (rote Kurven). Um dem entgegenzuwirken, wäre es sinnvoll, das Leistungstotband in Abhängigkeit des Wetters anzupassen. So sollte bei einer bevorstehenden Schönwetterperiode die obere Totbandgrenze erhöht werden, wodurch die PV-Spitzenleistung gespeichert werden könnte (peak shaving). Dadurch könnten die hohen Spannungsspitzen am Nachmittag reduziert werden (grüne Kurven). Wie die Simulation zeigte, führte die Verdoppelung der Speicherkapazität zu einer weiteren Verbesserung der Situation (gelbe Kurven).

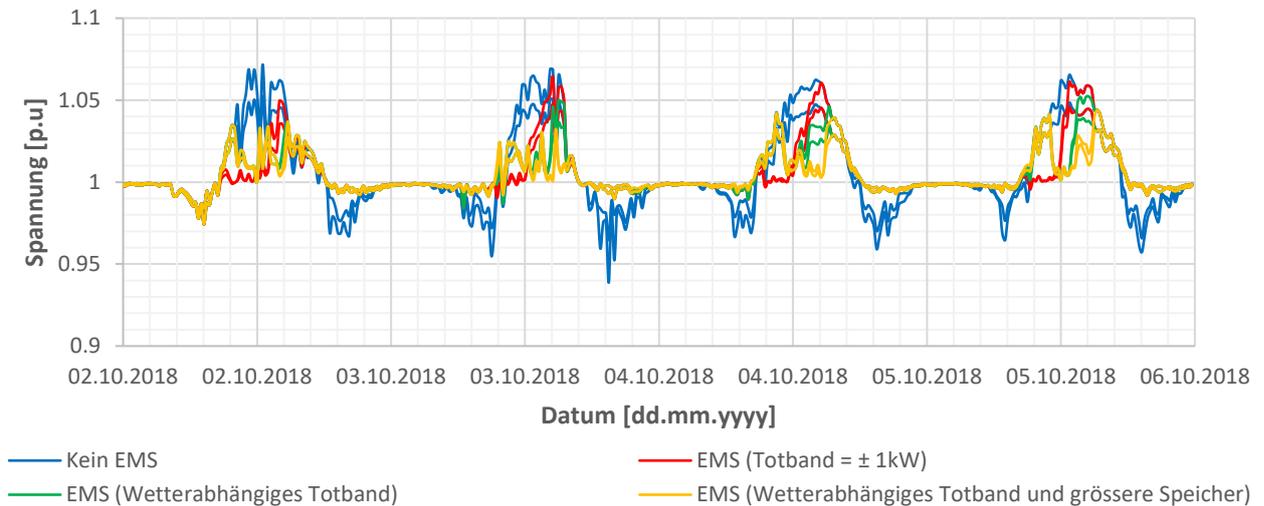


Fig. 14: Hüllkurven der simulierten Spannungen aller Netzpunkte während der verschiedenen EMS-Konfigurationen

4.3 Pilotversuch Demand-Side-Management in einem realen Verteilnetz

Seit Mitte 2018 führt Repower gemeinsam mit der BFH einen Pilotversuch durch, um Demand-Side-Management in einem realen Verteilnetz zu erproben. Repower hat eigene Steuergeräte (Smart Manager) entwickelt, welche in der Lage sind, Geräte im Haus ein- und auszuschalten. Der Smart Manager erhält aktuelle Leistungsdaten vom Zähler und steuert die Geräte auf der Basis eines neuen, leistungsbasierten Tarifsystems (Smart Tarif), bei dem die Kunden eine bestimmte Leistungsobergrenze erwerben. Oberhalb dieser Grenze fallen für den Kunden weitere Kosten an, was ihn animieren soll, die Grenze möglichst selten zu überschreiten. Überschreitet die bezogene Leistung die erworbene Grenze, sperrt z. B. ein Algorithmus automatisch bestimmte Geräte, die an den Smart Manager angeschlossen sind. Möchte der Kunde nicht, dass ein Algorithmus seine Geräte steuert, so kann er Benachrichtigungen per App erhalten und die Geräte selbst steuern.

In dieser Studie wurde die Integration des Smart Managers und die Umsetzung des neuen Tarifsystems untersucht. Als Pilotnetz wurde ein von Repower betriebenes Niederspannungsnetz ausgewählt (Fig. 15). Lastprofile, die aus Messungen in der Region stammen, wurden den individuellen Kunden zugeordnet, um die heutige Situation des Pilotnetzes zu validieren. Um Prognosen für das Jahr 2050 zu erstellen, dienten der Energieverbrauch und die Profile basierend auf der Energiestrategie (ES) 2050 als Grundlage. Dabei wurden verschiedene Durchdringungsraten von PV-Anlagen, Elektroautos und Wärmepumpen berücksichtigt. In einem ersten Schritt wurden die Systeme einzeln mit verschiedenen Durchdringungsraten simuliert, um die Auswirkungen der verschiedenen Technologien separat zu untersuchen. In einem zweiten Schritt wurde ein Szenario angenommen, das sowohl PV-Anlagen, Elektroautos und Wärmepumpen beinhaltete. Für dieses Szenario wurden Lastflussberechnungen mit und ohne Smart Manager durchgeführt. Ein Smart Manager verfügt über vier Relais, welche den Betrieb von Elektroboilern, Elektroauto-Ladestationen (3.7 kW und/oder 11 kW) sowie Wärmepumpen steuern. Die Kosteneinsparung eines smarten Kunden, die

² Das EMS setzt die Speicherleistung abhängig vom Leistungsfluss, gemessen am Hausanschluss. Liegt dieser Wert innerhalb eines definierten Totbandes, reagiert das EMS nicht.

Netzauslastung und die Spannungen im Netz wurden mit und ohne den Einsatz von Smart Managern berechnet. Die Simulationen zeigten, dass ein Kunde durch den Einsatz eines Smart Managers bis zu 33 % der Kosten gegenüber dem heutigen Tarif einsparen könnte. Andererseits muss aber der Kunde dem Smart Manager seine Flexibilität zur Verfügung stellen. Der Kunde überlässt also dem Smart Manager die Entscheidung zum Ein- und Ausschalten von spezifischen Geräten, um die Kosten zu reduzieren. Falls der Kunde die Flexibilität nicht verlieren will, ist dies mit dem untersuchten Szenario immer noch möglich, wobei noch 5 % der Kosten eingespart werden könnten (Fig. 28). Die Auswahl eines Tarifs mit zu niedriger Leistungsgrenze könnte die Kosten um 24 % erhöhen (zusätzliche Kosten durch Überschreitung der Leistungsgrenze) und ein Tarif mit zu hoher Leistungsgrenze könnte die Kosten insgesamt um bis zu 9 % erhöhen.

Dies zeigt, dass die Kosten sensitiv auf den gewählten Tarif reagieren, aber hauptsächlich von der Bereitschaft des Kunden abhängen, Flexibilität anzubieten. Diese Sensitivität wird die Kunden anregen, sich vermehrt mit ihrem Stromverbrauch auseinanderzusetzen und ihre Flexibilität zu nutzen, um vom neuen Tarif zu profitieren.

Es konnte der Schluss gezogen werden, dass der Einsatz der Smart Manager im Pilotnetz folgende Vorteile für den Netzbetreiber haben könnte:

- Reduktion der Lastspitzen, so dass die Auslastung immer niedriger als die Nennbelastung ist.
- Verhinderung von Verletzungen der Spannungsgrenzen gemäss EN 50160.
- Reduktion der Netzverluste im Verteilnetz.

Basierend auf der Netztopologie und der Summe der Leistungsgrenzen, die sich aus den Tarifen ergeben, kann der Netzbetreiber die im Netz auftretenden Leistungsspitzen besser abschätzen und gleichzeitig unnötige Investitionen verhindern.

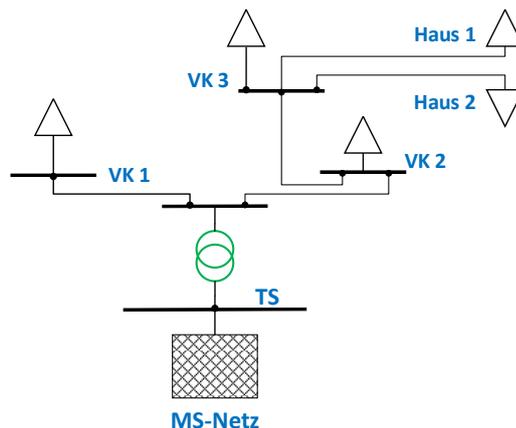


Fig. 15: Pilotnetz

4.3.1 Smart Manager

Der Smart Manager (SM) ist ein Demand-Side-Management-Gerät mit vier Schaltern zum Steuern von Verbrauchern. Für die Studie wurden die folgenden Gerätetypen zur Steuerung durch die Smart Manager ausgewählt:

- Elektroboiler
- Wärmepumpen
- Ladestationen für Elektroautos (3.7 kW dreiphasig / 11 kW dreiphasig)

In Fig. 16 ist ein vereinfachtes Beispiel mit der Beschreibung der Funktionsweise des Smart Managers dargestellt. In Schwarz ist ein Lastprofil ohne Smart Manager und in Rot ist ein Lastprofil mit Smart Manager eingezeichnet. Die blaue Kurve zeigt die Leistungsgrenze von 5 kW (die selbst produzierte PV-Leistung wird zu dieser Kurve addiert, da der Kunde 5 kW plus die PV-Leistung verbrauchen kann) und die grüne Kurve zeigt die Leistung der PV-Anlage.

In diesem Szenario sind alle vier Relais im Einsatz und werden vom Smart Manager gesteuert. Jedes Relais steuert ein Gerät mit einer Leistung von 0.5 kW.

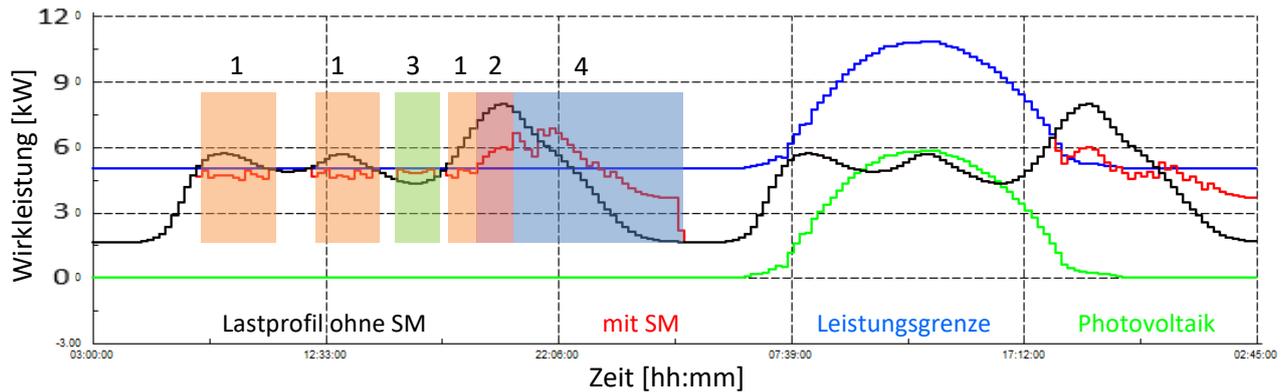


Fig. 16: Simuliertes Lastprofil ohne SM (schwarz) und mit SM (rot), Leistungsgrenze (blau), Photovoltaik (grün)

Der Smart Manager zählt die 15-Minuten-Intervalle, während derer der SM die einzelnen Lasten wegschaltet. Sobald die Last grösser als die vertraglich vereinbarte Leistungsgrenze ist (Fig. 16), versucht der SM die Schalter so einzustellen, dass die Belastung unterhalb der Leistungsgrenze verbleibt. Ist die Belastung wieder niedriger als die Leistungsgrenze, versucht der SM die ausgeschalteten Lasten wieder einzuschalten, ohne dabei die Leistungsgrenze zu überschreiten. Ist die Leistung auch nach dem Ausschalten aller Relais immer noch grösser als die vertraglich festgelegte Leistungsgrenze, versucht der Smart Manager, die Last so gering wie möglich zu halten, indem alle Relais ausgeschaltet bleiben. Die Energiebilanz pro Gerät muss bis um 03:00 Uhr morgens auf «null» gebracht werden. Das heisst, ein Gerät muss mindestens so lange eingeschaltet sein, wie es ausgeschaltet war.

In Fig. 16 sind vier Zustände der Regelung erkennbar (Zustand 1, 2, 3 und 4):

1. Die Last wäre ohne SM oberhalb der Leistungsgrenze, aber eine Last oder mehrere Lasten können ausgeschaltet werden, um die Last unterhalb der Grenze zu halten.
2. Die Last ist oberhalb der Leistungsgrenze. Auch wenn alle Geräte ausgeschaltet sind, bleibt die Last über der Grenze.
3. Die Last liegt unter der Leistungsgrenze und es gibt genügend Reserve, um eines der zuvor deaktivierten Geräte einzuschalten, um die Energiebilanz dieses Geräts auszugleichen.
4. Die Energiebilanz für jedes Gerät muss bis um 03:00 Uhr ausgeglichen werden. Darum werden die Schalter des SM, wenn nötig erzwungen, eingeschaltet, um zumindest die weggeschaltete Energie dem entsprechenden Gerät noch zur Verfügung zu stellen.

4.3.2 Leistungsprofile für die Simulation

Der Jahresverbrauch von allen Verbrauchern des Pilotnetzes war bekannt. Gemessene und synthetisierte Leistungsprofile standen für die Simulationen zur Verfügung. Dabei wurden diese auf den jeweiligen Jahresverbrauch des Verbrauchers skaliert.

Die Profile für die PV-Anlagen wurden basierend auf gemessenen Anlagen in Deutschland für die Süd- und Ost-Ausrichtung erstellt [5] [6]. Für die West-Ausrichtung wurde das Profil der Ost-Ausrichtung an der vertikalen Achse um 13:30 Uhr gespiegelt. Für das «Ost-West»-Profil wurden die Profile «West» und «Ost» addiert und durch zwei geteilt, unter der Annahme, dass bei der «Ost-West»-Ausrichtung die eine Hälfte der Module nach Westen und die andere Hälfte der Module nach Osten ausgerichtet ist (Fig. 17).

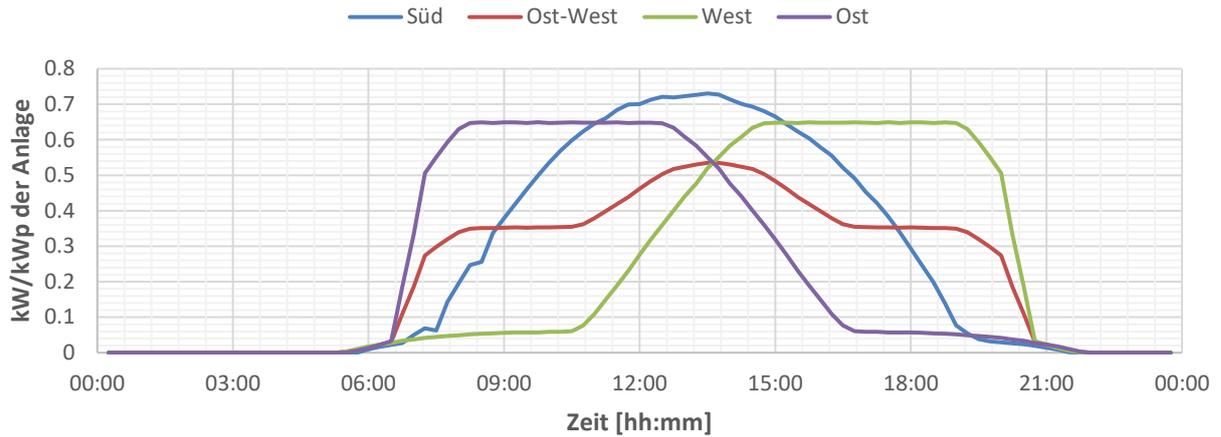


Fig. 17: Profile einer PV-Anlage je nach Ausrichtung

Die Profile für die E-Mobilität wurden gemäss [7] erstellt. Dabei wurde angenommen, dass 80 % der Ladestationen eine maximale Leistung von 3.7 kW beziehen und 20 % der Ladestationen eine maximale Leistung von 11 kW.

4.3.3 Einfluss des Smart Managers

Das Szenario zur Untersuchung des Einflusses der Smart Manager basierte auf der Energiestrategie 2050. Es wurde mit und ohne Smart Manager simuliert. Dabei wurden für die einzelnen Technologien die in Fig. 18 aufgelisteten Durchdringungsraten angenommen:

Durchdringung	
Photovoltaik	75 % (100 % = 327 kWp)
Elektromobilität	75 % (100 % = 90 Elektroautos)
Wärmepumpen	50 % der Häuser

Fig. 18: Ausgewähltes Szenario für die Simulation mit Smart Manager

Netzverluste

In der Simulation reduzierte der Einsatz der Smart Manager im Pilotnetz die Netzverluste um etwa 7 %. Die Netzverluste pro Monat mit und ohne Smart Manager sind in Fig. 19 dargestellt.

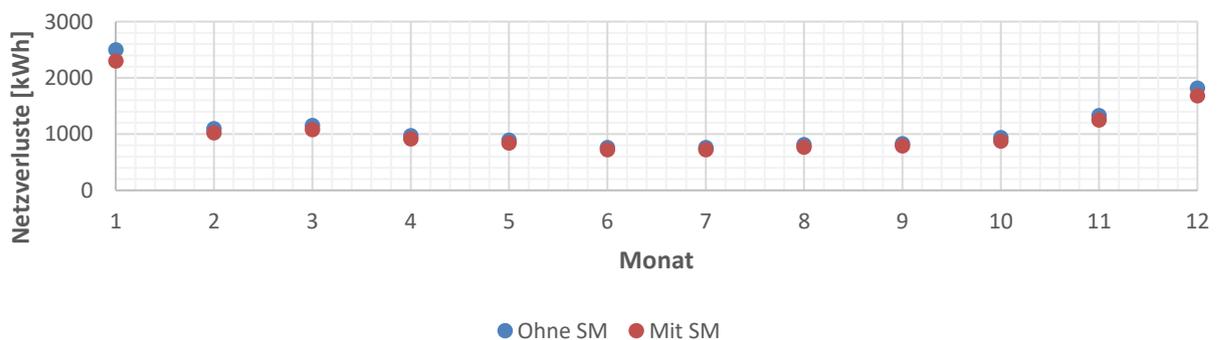


Fig. 19: Simulierte, monatliche Netzverluste im Pilotnetz mit (rot) und ohne (blau) Smart Manager

Auslastung von Transformator und Leitungen

Fig. 20 zeigt die Auslastung des Trafos und der Leitungen zwischen der Trafostation und den Verteilcabinen mit und ohne SM. Dabei sind die simulierten Werte eines Jahres in Form von Boxplots zusammengefasst. Die Hauptleitungen (zwischen der TS und den VK) zeigten ohne SM Auslastungsspitzen von über 100 %. Mit den SM konnten die Überschreitungen der 100%-Grenze vermieden werden.

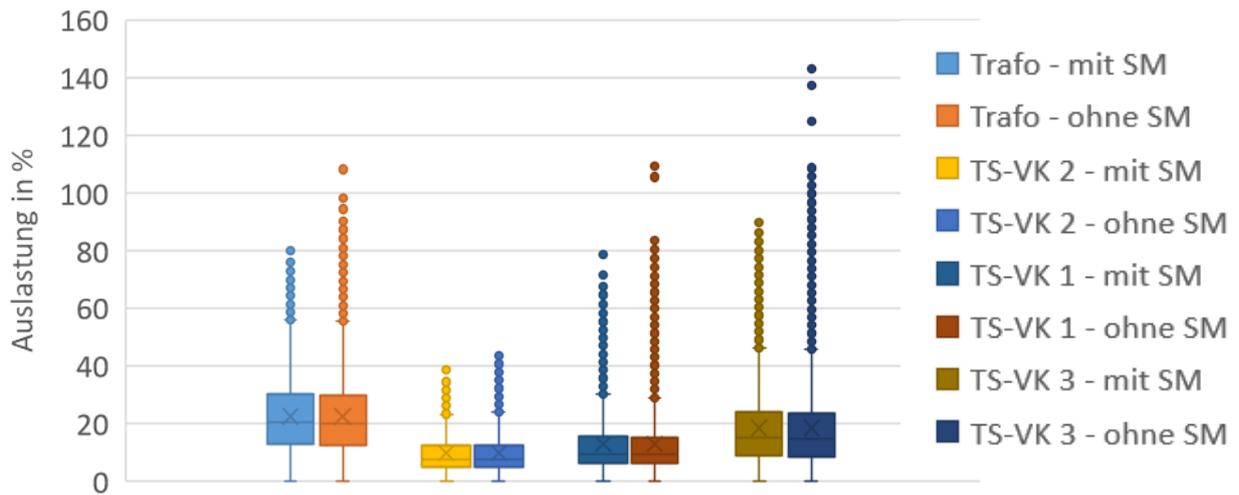


Fig. 20: Simulierte Auslastung des Trafos und der Leitungen zwischen Trafo und VK mit und ohne SM

In der Simulation wurde die Leitung zwischen der TS und der VK 3 mit über 140 % am stärksten belastet. Auch die Leitung von der TS zur VK 1 wurde mit über 100 % belastet. Am Trafo trat eine maximale Auslastung von ca. 110 % auf. Die Auslastungen von über 100 % traten an weniger als 1 % der simulierten Zeitpunkte auf. Die kritischen Auslastungen wurden mit den SM durch Lastverschiebung verhindert. Dadurch betrug die höchste Auslastung der Leitungen nur noch 90 % und die maximale Trafo-Auslastung noch 80 %.

Trafoauslastung

Fig. 21 zeigt die Auslastung des Trafos vom 03.01. Dieser Tag entspricht gemäss der Simulation jenem mit der maximalen Auslastung. Die rote Kurve entspricht der Belastung ohne Smart Manager und die blaue Kurve jener mit SM. Die Summe aller Leistungsgrenzen der Kunden (Smart Tarif) im Pilotnetz wird durch die grüne, gestrichelte Linie repräsentiert und entspricht 525 kW. Die orange, gestrichelte Linie entspricht der Transformator-Nennleistung von 630 kVA.

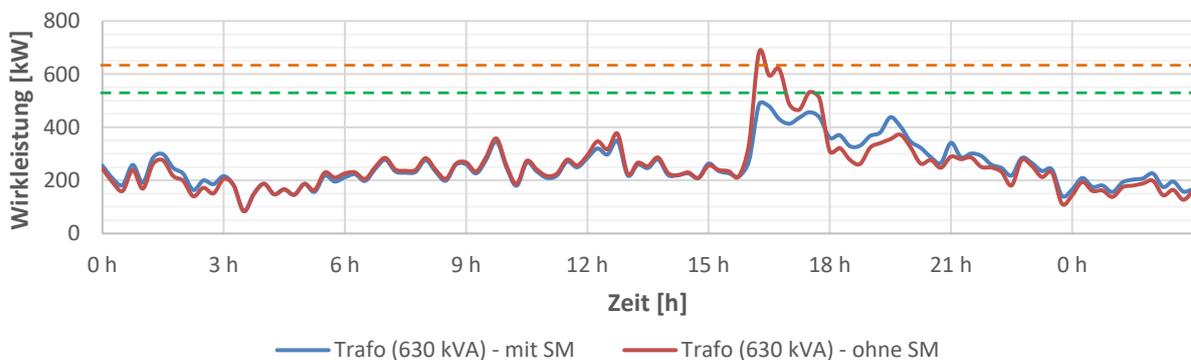


Fig. 21: Höchste Auslastung des Trafos mit SM und ohne SM (Simulation)

Aus dem Verhältnis der höchsten Auslastung des Trafos und der Summe der Leistungsgrenzen gemäss den neuen Tarifen im Messgebiet kann ein Gleichzeitigkeitsfaktor für das Netz berechnet werden. Dieser kann bei der Netzausbauplanung verwendet werden, um die erwartete maximale Belastung des Netzes zu berechnen.

	Höchste Last [kW]	Summe der Tarife [kW]	Gleichzeitigkeitsfaktor
Mit Smart Manager	487	525	93 %
Ohne Smart Manager	682	-	-

Fig. 22: Gleichzeitigkeitsfaktor

Spannung

Fig. 23 stellt die Boxplots mit den Spannungsbereichen der TS, der VK und der zwei am weitesten entfernten Verbraucher (Haus 1 und Haus 2, die ab VK 3 gespeist werden) für das Szenario mit und ohne Smart Manager dar.

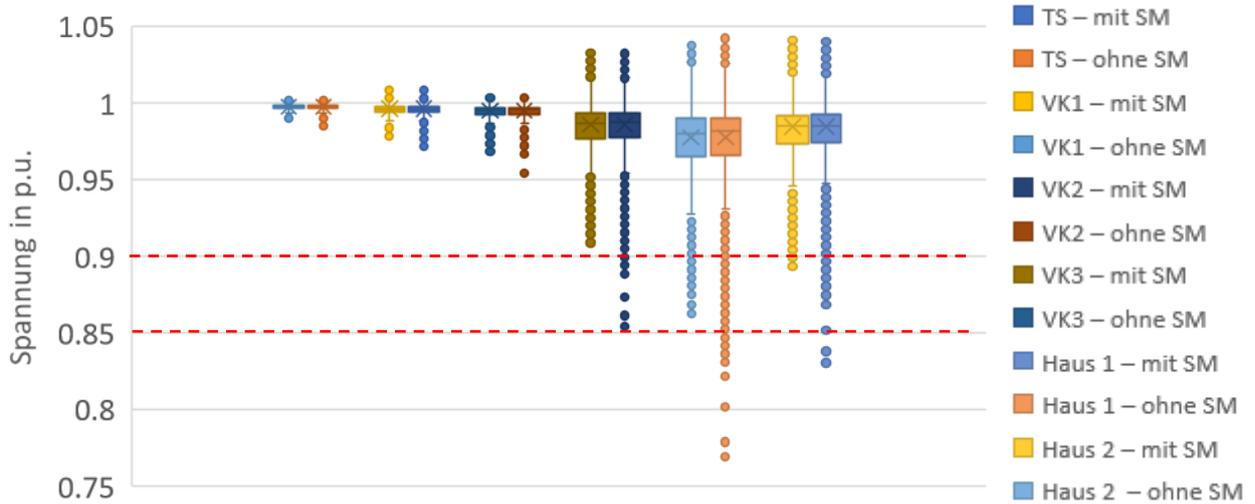


Fig. 23: Simulierte Spannungen der Trafostation, der Verteilnkabinen und von zwei Häusern mit und ohne SM

Die Spannungen an den Verteilnkabinen VK 1 und VK 2 schwankten um ca. +/-2.5 % in der Nähe der Nennspannung. Der Einfluss der Smart Manager auf die Spannung in diesen VK war gering. Beide VK hatten genügend Reserve bis zur Spannungsgrenze von +10 %, -10 % und -15 % nach EN 50160 [1]. An der VK 3 wurde der -10%-Grenzwert verletzt. Bei den Häusern 1 und 2, die über die VK 3 erschlossen sind, wurde der -15%-Grenzwert unterschritten. Diese Unterschreitungen machten jedoch bezogen auf die ganze Datenmenge weniger als 3 % aus.

Mit SM betrug die maximale Unterschreitung des Grenzwerts -13 % im Haus 1. Die Unterschreitungen der -10%-Grenze traten dabei bei weniger als 1 % der Werte auf, bezogen auf die gesamte Datenmenge, was bedeutet, dass die Vorgaben nach EN 50160 beim Einsatz der Smart Manager nicht verletzt wurden.

4.3.4 Sparpotential eines smarten Kunden

Ein Leistungsprofil eines Hauses mit einer Wärmepumpe und einem Elektrofahrzeug wurde als Referenz für einen smarten Kunden gewählt. Die Profile für die Wärmepumpe und das Elektrofahrzeug wurden synthetisiert und zu einem gemessenen Lastprofil hinzugefügt.

Die Kosten wurden basierend auf den Tarifdaten in Fig. 24 berechnet. Die Bezeichnungen BRUTTO, PACCHETTO und EFFETTIVO stehen für die verschiedenen Tarifpakete.

		BRUTTO	PACCHETTO		EFFETTIVO
Netztarife		Basistarif ab 0 kW	M Bis 5 kW	L Bis 7 kW	Variabel Ab 0 kW
Netz Grundpreis / Paketpreis	CHF/Mt.	16.50	78.00	110.00	65.00
Netzleistungspreis	CHF/kW/Mt.	---	---	---	7.20
Netz Sparbonus bei Unterschreitung	CHF/kW/Mt.	---	-11.70	-12.60	---
Netz Zusatzkosten bei Überschreitung	CHF/kW/Tag	---	1.1	1.1	---
Netz Einheitspreis	Rp./kWh	10.30	---	---	4.10
swissgrid SDL	Rp./kWh	0.24	Im Leistungspreis beinhaltet		0.24

Fig. 24: Kosten der verschiedenen Tarife

Fig. 25 zeigt einen Vergleich der Tarife BRUTTO (Basistarif), PACCHETTO (M und L) und EFFETTIVO (Variabel). Wenn ein Kunde den Smart Manager nutzt und den Tarif PACCHETTO M abonniert, ist es möglich, bis zu 33 % der Kosten im Vergleich mit dem Tarif BRUTTO (Basistarif) zu sparen. Wählte derselbe Kunde den Tarif PACCHETTO L, könnte er im Vergleich zum aktuellen Tarif (BRUTTO) bis zu 5 % sparen.

	BRUTTO	PACCHETTO		EFFETTIVO
	Basistarif ab 0 kW	M bis 5 kW	L bis 7 kW	Variabel ab 0 kW
Energieverbrauch [kWh]	9802			
Kosten [CHF/Jahr]	1232	822	1169	1836
Sparpotential mit SM verglichen mit dem aktuellen Tarif (BRUTTO)	-	-33 %	-5 %	-

Fig. 25: Kosten und Sparpotential mit den neuen Tarifen mit Smart Manager

Fig. 27 und Fig. 28 zeigen, wie das Lastprofil durch den SM beeinflusst wurde, um die genannten Einsparungen zu erzielen. Am 11.01 und 12.01. hat der SM den Ladebeginn des Elektroautos um 15 Minuten verschoben, um unterhalb der vertraglich vereinbarten Leistungsgrenze von 5 kW zu bleiben (Fig. 26). Solche Lastverschiebungen des Smart Managers könnten für den Kunden Kosteneinsparungen bringen und würden den Kunden und seine Nutzung des Elektrofahrzeugs höchstwahrscheinlich nicht beeinträchtigen.

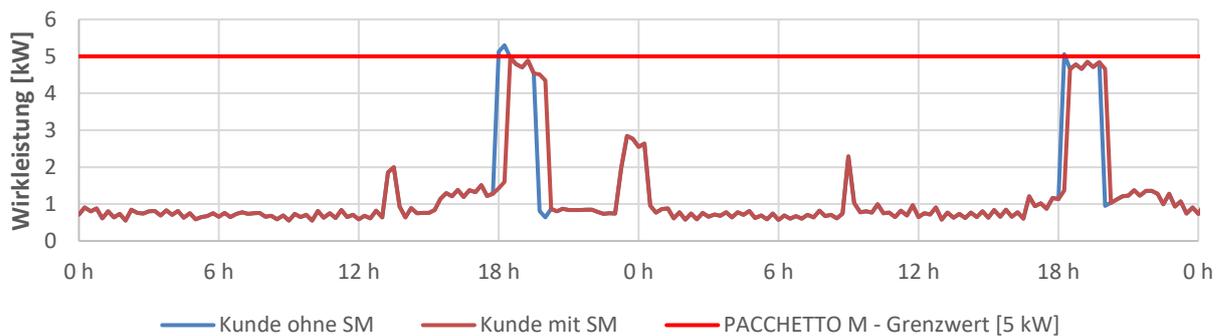


Fig. 26: Simuliertes Lastprofil mit und ohne Smart Manager (11./12.01.)

Am 24. November trat eine ähnliche Situation auf, aber diesmal wurde das Laden um 6 Stunden verzögert und statt des sofortigen Ladens beim Einstecken des Fahrzeugs um 18:00 Uhr begann der Ladezyklus erst um 23:45 Uhr (Fig. 27).



Fig. 27: Simuliertes Lastprofil mit und ohne Smart Manager (24.11.)

Aus diesen Fällen lässt sich schliessen, dass Smart Manager zusammen mit leistungsbasierten Tarifen Kosteneinsparungen für den Kunden ermöglichen, indem sie die Flexibilität des Kunden beeinflussen. Je höher die gewählte Leistungsgrenze, desto höher ist die Flexibilität des Kunden, aber umso höher sind auch die Kosten. Bei einer vertraglich vereinbarten Leistung von 7 kW statt 5 kW, die dem Kunden mehr Flexibilität bieten würde, könnten gemäss Simulation mit dem neuen Tarif immer noch jährliche Einsparungen erzielt werden.

Zum Vergleich wurden die Kosten mit den neuen Tarifen (PACCHETTO P, PACCHETTO M oder PACCHETTO L) berechnet, wenn der Kunde dem Smart Manager keine Flexibilität zur Verfügung stellt. Entscheidet sich der Kunde für eine zu niedrige Leistungsgrenze (PACCHETTO P), würden die Kosten im Vergleich zum aktuellen energiebasierten Tarifsystem (BRUTTO) um rund 24 % steigen. Durch die Wahl von PACCHETTO M könnte der Kunde eine Kostenreduktion von 5 % erzielen, sogar bei Überschreitung der vereinbarten Leistungsgrenze. Ein zu hoher leistungsbasierter Tarif (PACCHETTO L) würde aufgrund der höheren Paketkosten (40 % höher als PACCHETTO M) zu 9 % höheren Kosten führen, obwohl die Anzahl der Überschreitungen der vertraglich vereinbarten Leistungsgrenze stark abnehmen würde.

Wie bereits weiter oben erwähnt wurde, zeigt dies, dass die Kosten sensitiv auf den gewählten Tarif reagieren, aber hauptsächlich von der Bereitschaft des Kunden abhängen, Flexibilität anzubieten. Diese Sensitivität wird die Kunden anregen, sich vermehrt mit ihrem Stromverbrauch auseinanderzusetzen und ihre Flexibilität zu nutzen, um vom neuen Tarif zu profitieren.

	BRUTTO	PACCHETTO		
	Basistarif ab 0 kW	P bis 3 kW	M bis 5 kW	L bis 7 kW
Anzahl Überschreitungen (Summe der kW/Tag)	-	883	215	15
Kosten (CHF/Jahr)	1232	1523	1173	1337
Sparpotential, ohne dem Smart Manager Flexibilität zur Verfügung zu stellen	-	+24 %	-5 %	+9 %

Fig. 28: Kosten und Sparpotential mit den neuen, leistungsbasierten Tarifen, ohne dem Smart Manager Flexibilität zur Verfügung zu stellen

Der Einsatz des Smart Managers in Verbindung mit einem leistungsbasierten Tarif kann für den Kunden von Vorteil sein. Selbst wenn eine bestimmte Leistungsgrenze gewählt wird, kann sich der Kunde entscheiden, die vereinbarte Leistungsgrenze zu überschreiten, falls er die zusätzlichen Kosten akzeptiert. Sogar in diesem Fall könnten niedrigere Gesamtkosten im Vergleich mit dem energiebasierten Tarif resultieren.

5 Empfehlungen

Basierend auf den Ergebnissen zur Spannungsregelung und zum Demand-Side-Management werden Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb abgegeben. Sie orientieren sich thematisch an den Forschungsfragen aus Kapitel 3.2.

Wo ist der Spannungsreferenzpunkt eines RONT zu platzieren?

- Beim Einsatz eines RONT ist insbesondere die Wahl des Spannungsreferenzpunktes für die Stufenregelung von wichtiger Bedeutung. Der Referenzpunkt sollte sich nahe beim Verursacher der stärksten Spannungsschwankungen befinden, also in der Regel in der Nähe der leistungsstärksten Anlage(n). Lässt sich dies nicht eindeutig bestimmen, ist es generell am sinnvollsten, die NS-Sammelschiene in der TS als Spannungsreferenz zu definieren.

Welche Vor- und Nachteile bringen die Q(U)- und P(U)-Regelung mit sich?

- Aus Sicht der Spannungsreduktion stellt die Q(U)-Regelung in Kombination mit Wirkleistungsreduktion verglichen mit der P(U)-Regelung für PV-Anlagen an Anschlusspunkten mit grosser sowie mit kleiner Kurzschlussleistung die effektivere Form der Spannungsregelung dar, da diese mit weniger Verlust der Einspeisewirkleistung eine grössere Spannungsreduktion verursacht.
- Bei der Q(U)-Regelung werden zusätzliche Netzverluste bedingt durch den Blindleistungsfluss durch die Leitungen und die Trafos verursacht, insofern die zusätzliche Blindleistung zu einem grösseren Leistungsfluss führt (d. h., wenn nicht gleichzeitig die Wirkleistung entsprechend reduziert wird). Zudem muss die benötigte Blindleistung von der überlagerten Netzebene bereitgestellt werden, was weitere Kosten nach sich ziehen kann.
- Die Simulationen haben gezeigt, dass die Spannung mittels der Q(U)-Regelung sowie der P(U)-Regelung nicht nur lokal bei der PV-Anlage reduziert werden kann, sondern, bedingt durch die Impedanz des Trafos, im gesamten Netz.

Was gilt es bei gleichzeitigem Einsatz von RONT und Q(U)-Regelung zu beachten?

- Wird ein RONT in Kombination mit der Q(U)-Regelung einer PV-Anlage für die Spannungsregelung eingesetzt, kann die Spannung durch die Q(U)-Regelung am Anschlusspunkt der PV-Anlage zwar effektiv geregelt werden. Jedoch könnte die Q(U)-Regelung das Schaltverhalten eines RONT ungünstig beeinflussen, was sich auf andere Anschlusspunkte mit PV-Anlagen durch höhere Spannungsmaxima negativ auswirken könnte.
- Beim Einsatz der Q(U)-Regelung in Kombination mit einem RONT sollte der RONT priorisiert werden: Die Verzögerungszeit des RONT sollte kleiner sein als die Einstellzeit der Q(U)-Regelung, im besten Falle um den Faktor drei [4].

Welche Varianten sind beim Bau einer Schnellladestation zu betrachten?

- Im untersuchten Netz betrug die maximal mögliche Anschlussleistung (Verbrauch) für den geplanten Gewerbebetrieb 135 kW (Kapitel 4.1.4). Falls Schnellladestationen mit einer Leistung von bis zu 300 kW gebaut werden sollen, ist eine Netzverstärkung (grössere Kabelquerschnitte) oder ein Netzausbau, d. h. eine Erweiterung der bestehenden oder ein Neubau einer zusätzlichen Trafostation, erforderlich. Als Alternative wurde im Arbeitspaket WP 5 auch der Einsatz eines Batteriespeichers beim Gewerbebetrieb geprüft werden, jedoch war diese Variante wesentlich teurer als eine neue Trafostation oder eine neue Leitung. Im Einzelfall sind beim Bau einer Schnellladestation die verschiedenen Lösungsvarianten technisch und wirtschaftlich miteinander zu vergleichen.

Welche Vorteile bietet der Einsatz von Demand-Side-Management?

- Für den Netzbetreiber konnte bestätigt werden, dass durch den Einsatz von Demand-Side-Management im untersuchten Netz folgende positiven Effekte zu verzeichnen waren:
 - Reduktion der Lastspitzen, so dass die Auslastung immer niedriger als 100 % war
 - Verhinderung von Verletzungen der Spannungsgrenzen gemäss EN 50160
 - Reduktion der Netzverluste im Verteilnetz

- Laststeuerung kann folglich gewisse Investitionskosten in das Netz vermeiden.
- Durch leistungsorientierte Tarife erhält der Netzbetreiber eine bessere Planungssicherheit, da er die maximal erwartete Leistung besser abschätzen kann als mit rein energiebasierten Tarifen.
- Aus Kundensicht wird empfohlen, Flexibilität zur Laststeuerung wo möglich zur Verfügung zu stellen, um unnötige Investitionskosten in das Stromnetz zu verhindern. Der Kunde und die Kundin können durch eine geeignete Kombination von steuerbaren Lasten und einem leistungsorientierten Tarif ihre Kosten senken.

6 Zielerreichung

Die für das Arbeitspaket WP 3 festgelegten Ziele wurden durch die Beantwortung der Forschungsfragen aus Kapitel 3.2 erreicht. Die Ergebnisse wurden im Kapitel 4 zusammengefasst.

Basierend auf den zwei durchgeführten Studien bei Energie Thun und Repower wurden Regelstrategien für dezentrale Anlagen untersucht und Empfehlungen abgegeben. Das Verteilnetz von Energie Thun erlaubte Analysen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren und regelbaren PV-Anlagen. Vorteile und Nachteile der Strategien zur Spannungsregelung wurden beschrieben. Messungen und Simulationen zeigten, dass nicht mit kritischen Wechselwirkungen zwischen den RONT und den regelbaren PV-Anlagen zu rechnen ist. Die Stabilitätsanalysen mittels Simulationsmodell wurden mit implementierter RONT-Regelung aber ohne Q(U)-Regelung durchgeführt. Da die Wechselrichter der PV-Anlagen im untersuchten Netz keiner aktiven Regelung unterlagen, sondern von der Leitstelle aus feste Arbeitspunkte vorgegeben wurden, sollte das Zusammenspiel von RONT und Wechselrichter anhand einer weiteren Simulation im Arbeitspaket WP 5 des Projekts betrachtet werden (Kapitel 7). Die vorhandenen Kapazitätsreserven für Schnellladestationen und eine neue PV-Anlage eines geplanten Gewerbebetriebs sind wurden mittels Simulation ermittelt.

Im Pilotnetz von Repower konnte das Demand-Side-Management (Laststeuerung) umfassend simuliert werden. Die Analysen beschreiben den Einfluss des DSM auf die Netzinvestitionen, Netzverluste, Auslastungen und Spannungen. Das Sparpotential eines smarten Kunden mit leistungsorientiertem Tarif ist berechnet worden.

7 Ausblick

Um Wechselwirkungen zwischen Spannungsreglern in Zukunft präziser zu untersuchen, könnte in einem nächsten Arbeitsschritt die Q(U)- und P(U)-Regelung in PowerFactory implementiert werden. Aktuell ist nur die RONT-Regelung implementiert. Das Verhalten und das Potential der Q(U)-Regelung im Kapitel 4.1.2 basiert auf der Simulation mittels einem hinterlegten Q-Profil. Ein weiteres mögliches Element zur Spannungsregelung im Niederspannungsnetz sind Längsregler. Diese wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht. Um das Potential der Längsregler für die Spannungsregelung, die Vor- und Nachteile für den Verteilnetzbetreiber und mögliche Wechselwirkungen zwischen Längsregler und den anderen Regelanlagen zu untersuchen, könnte ein Modell eines Längsreglers entwickelt und im bestehenden Netzmodell implementiert werden.

Die Arbeiten des Arbeitspakets WP 3 werden mit diesem Bericht abgeschlossen. Im Projekt OptiQ wurden und werden weiter die Arbeitspakete WP 4 bis WP 5 bearbeitet und mit einem öffentlichen Bericht dokumentiert. Die Titel dieser Arbeitspakete sind:

- WP 4: Effekt der Zunahme von nichtlinearen Geräten auf die Ausbreitung von Oberschwingungen und auf die Netzimpedanz
- WP 5: Zielnetzimpedanz

Die Ergebnisse der Arbeitspakete WP 1 bis WP 4 fließen in das Arbeitspaket WP 5 ein, um Empfehlungen und Tools für die Netzplanung und den Netzbetrieb zu erarbeiten. Einzelne spezifische Arbeiten aus den Arbeitspaketen WP 1 bis WP 4 werden im Arbeitspaket WP 5 des Projekts fortgesetzt. Schliesslich wird der Schlussbericht Ende September/Oktobre 2020 das Projekt abschliessen.

8 Danksagung

Wir danken den Partnern, dem Bundesamt für Energie BFE und Innosuisse für die Unterstützung. Die Arbeiten wurden im Rahmen des Schweizer Kompetenzzentrums für Energieforschung zur zukünftigen Schweizerischen elektrischen Infrastruktur (SCCER FURIES) mit finanzieller Unterstützung der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse – SCCER Programm) durchgeführt.

9 Glossar

BFE	Bundesamt für Energie
BFH / BFH-TI	Berner Fachhochschule / für Technik und Informatik
EMS	Energiemanagementsystem (Englisch: Energy Management System)
EN	Europäische Norm
ES	Energiestrategie
E-Mobilität	Elektromobilität
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
PQ	Power Quality (Spannungsqualität)
p.u.	per unit
P(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Wirkleistungseinspeisung
Q(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Blindleistungseinspeisung
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SCCER	Swiss Competence Center for Energy Research
SM	Smart Manager
SOC	State of charge (Deutsch: Ladezustand)
TS	Trafostation
VK	Verteilkabine
WR	Wechselrichter

10 Abbildungsverzeichnis

Fig. 1: Netzschema mit eingezeichneten Messpunkten (blau) und grün markierten Regelanlagen	2
Fig. 2: Gemessene Spannung in der TS beim Umschalten der WR von $\cos(\phi) = 0.9$ kap. auf $\cos(\phi) = 0.95$ ind.	3
Fig. 3: Simulierte Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der PVA 1 während der P(U)- und Q(U)-Regelung	4
Fig. 4: Simulierte Spannungsreduktion am Anschlusspunkt der PVA 2 während der P(U)- und Q(U)-Regelung	4
Fig. 5: Simulierte Spannungsreduktion beim Anschlusspunkt der PVA 1 und 2 während der Q(U)-Regelung	4
Fig. 6: Effektivität der P(U)- und Q(U)-Regelung hinsichtlich der Spannungsreduktion am Anlagenanschlusspunkt	5
Fig. 7: Maximale simulierte Spannungen während verschiedener Regelkonfigurationen	5
Fig. 8: Simulierter Spannungsverlauf an der PVA 4 mit und ohne Q(U)-Regelung der PVA 1.....	6
Fig. 9: Kabeldaten im aktuellen sowie verstärkten Netz (Annahme).....	7
Fig. 10: Simulierte Spannung am Anschlusspunkt des geplanten Gewerbebetriebs in Abhängigkeit der Leistung der Schnellladestation während starker Belastung des Netzes und geringer PV-Einspeisung (Zeitpunkt: 12.10.2018 07:10).....	7
Fig. 11: Schnellladung eines Nissan Leaf an der Schnellladestation Terra 54 CJG von ABB an der Autobahnraststätte Grauholz [3].....	8
Fig. 12: Maximale Anschlussleistung und PV-Nennleistung des geplanten Gewerbebetriebs.....	8
Fig. 13: Schema des untersuchten Niederspannungsnetzes.....	9
Fig. 14: Hüllkurven der simulierten Spannungen aller Netzkpunkte während der verschiedenen EMS-Konfigurationen	10
Fig. 15: Pilotnetz	11
Fig. 16: Simuliertes Lastprofil ohne SM (schwarz) und mit SM (rot), Leistungsgrenze (blau), Photovoltaik (grün)	12
Fig. 17: Profile einer PV-Anlage je nach Ausrichtung	13
Fig. 18: Ausgewähltes Szenario für die Simulation mit Smart Manager	13
Fig. 19: Simulierte, monatliche Netzverluste im Pilotnetz mit (rot) und ohne (blau) Smart Manager	13
Fig. 20: Simulierte Auslastung des Trafos und der Leitungen zwischen Trafo und VK mit und ohne SM	14
Fig. 21: Höchste Auslastung des Trafos mit SM und ohne SM (Simulation)	14
Fig. 22: Gleichzeitigkeitsfaktor	14
Fig. 23: Simulierte Spannungen der Trafostation, der Verteilnkabinen und von zwei Häusern mit und ohne SM	15
Fig. 24: Kosten der verschiedenen Tarife	15
Fig. 25: Kosten und Sparpotential mit den neuen Tarifen mit Smart Manager	16
Fig. 26: Simuliertes Lastprofil mit und ohne Smart Manager (11./12.01.)	16
Fig. 27: Simuliertes Lastprofil mit und ohne Smart Manager (24.11.)	16

Fig. 28: Kosten und Sparpotential mit den neuen, leistungs-basierten Tarifen, ohne dem Smart Manager Flexibilität zur Verfügung zu stellen 17

11 Referenzen

- [1] DIN - Deutsches Institut für Normung, «EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,» Berlin, 2011.
- [2] Bundesamt für Energie, «Projekt Prosumer-Lab,» [Online]. Available: <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=38327>.
- [3] B. Ulrich, «Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen,» Berner Fachhochschule, Burgdorf, 2016.
- [4] O. Marggraf, S. Laudahn, B. Engl, M. Lindner, C. Aigner, R. Witzmann, M. Cremer, M. Meyer, P. Georgens, A. Schnettler, M. Schoeneberger, S. Patzack und H. Vennegeerts, «Abschlussbericht zum Verbundvorhaben U-Control,» Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.
- [5] SMA Solar Technology AG, «Sunny Portal - Süd Ausgerichtete PV-Anlage,» SMA Solar Technology AG, [Online]. Available: <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?page=e0b67da1-1ba5-4b81-a5c8-66f3f72745b3&plant=8180904b-2547-4ed3-9828-fcb565936bfa&splang=en-US>. [Zugriff am 2018 07 10].
- [6] SMA Solar Technology AG, «Sunny Power - Ost Ausgerichtete Anlage,» SMA Solar Technology AG, [Online]. Available: <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?page=9e84fd61-1f59-4f17-985c-85e1486cd0a5&plant=223136f5-4522-4445-bed8-07a84020ad70&splang=en-US>. [Zugriff am 10 07 2018].
- [7] Repower AG, «Einfluss der Elektromobilität auf das Netz der Repower,» Hochschule für Technik und Wirtschaft Chur , Chur, 2016.

12 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
V0.0	8.4.2019	Vorlage übernommen	Lukas Heiniger
V0.4	18.6.2019	Bericht erstellt und korrigiert	Lukas Heiniger Thiago Novais
V1.0	24.6.2019	Freigabe	Lukas Heiniger
V1.1	19.9.2019	Kapitel 5 (Empfehlungen) erstellt	Lukas Heiniger
V1.2	4.10.2019	Bericht überarbeitet	Stefan Schori
V1.3	7.10.2020	Korrekturen	Stefan Schori
V2.0	30.10.2020	Korrekturen, Freigabe	Stefan Schori