HYBRID-VPP4DSO: EINSATZ VON VIRTUELLEN KRAFTWERKEN ZUR AKTIVEN VERTEILNETZUNTERSTÜTZUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG EINES FLEXIBILITÄTS-EINSATZES AN DEN MÄRKTEN

Johanna Spreitzhofer [(*)(1)], Roman Schwalbe [(*)(1)], Daniel Burnier de Castro [(1)], Gregor Taljan [(2)], Uršula Krisper [(3)], Christoph Gutschi [(4)], Simon Stukelj [(5)], Wolfgang Gawlik [(5)], Tara Esterl [(*)(1)]

[(1)] AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Mobil: +43 664 8157810, E-Mail: johanna.spreitzhofer.fl@ait.ac.at, Web: www.ait.ac.at

[(2)] Energienetze Steiermark, Leonhardgürtel 10, gregor.taljan@e-netze.at

[(3)] Elektro Ljubljana, Slovenska cesta 58, ursula.krisper@elektro-ljubljana.si

[(4)] cyberGRID, Inkustraße 16, 3400 Klosterneuburg, cg@cyber-grid.com

[(5)] ESEA TU Wien, Gußhausstraße 25-29/370-1, 1040 Wien, stukelj@ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: Durch die zunehmende Nutzung dargebotsgeführter erneuerbarer Energieträger steigt der Bedarf an Flexibilität im Energiesystem, insbesondere auf lokaler Ebene. Ein Ansatz, um dieser Herausforderung zu begegnen, sind virtuelle Kraftwerke (Virtual Power Plants – VPPs), bei denen sich eine Vielzahl unterschiedlicher Netzteilnehmer zu einer Einheit zusammenschließt, um gemeinsam am Strommarkt teilzunehmen. Bei dem in diesem Beitrag vorgestellten hybriden Modell dienen die VPPs zusätzlich der aktiven Netzunterstützung, indem die Teilnehmer ihre verfügbare Flexibilität kombinieren und somit einen Ausgleich zur volatilen Erzeugung darstellen. In einem ersten Proof of Concept wurde anhand mehrerer Fallstudien mit Hilfe von Simulationen der Einfluss von VPPs auf ausgewählte Testnetze ermittelt und der Nutzen des hybriden Ansatzes bestätigt.

Keywords: Virtuelles Kraftwerk, Verteilnetz, Netzsimulationen, Mittelspannung, Flexibilität, Netzengpass

1 Inhalt

Durch die zunehmende Nutzung dargebotsgeführter erneuerbarer Energieträger steigt der Bedarf an Flexibilität im Energiesystem, insbesondere auf lokaler Ebene. Ein Ansatz, um dieser Herausforderung zu begegnen, sind virtuelle Kraftwerke (Virtual Power Plants – VPPs), bei denen sich eine Vielzahl unterschiedlicher Netzteilnehmer zu einer Einheit zusammenschließt. Sowohl Erzeuger als auch Verbraucher können so ihre verfügbare Flexibilität kombinieren und gemeinsam eine entscheidende Rolle im Stromnetz der Zukunft spielen.

[(*)] JungautorIn

Im Rahmen des e!MISSION Projektes Hybrid-VPP4DSO [1] wird ein Konzept entwickelt, das VPPs den kombinierten Einsatz am Markt und in der aktiven Netzunterstützung ermöglicht. Durch Nachfrage- und Erzeugungssteuerung können Kunden so an den verschiedenen Energiemärkten, wie etwa am Regelenergiemarkt oder am Day-Ahead Markt teilnehmen und Erträge erzielen. Außerdem kann ihre Flexibilität den Verteilnetzbetreiber dabei unterstützen, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dies ermöglicht auch den Anschluss von mehr erneuerbaren Energieträgern an das Netz, da das VPP deren volatile Erzeugung und damit verbundene Netzprobleme ausgleichen kann.

Um das VPP-Konzept zunächst theoretisch validieren und testen zu können, wurden im Rahmen des Projektes Netzsimulationen an ausgewählten Netzabschnitten durchgeführt. Mittels Befragung der Netzkunden über ihre vorhandenen Flexibilitätspotentiale wurde für jeden Abschnitt ein VPP zusammengestellt. Im Rahmen dieses Beitrages soll in einem ersten Proof of Concept mit Hilfe der Simulationen der Einfluss des VPPs auf die Netze ermittelt werden. Dazu werden die Netze analysiert und Problemstellen identifiziert. Es wird versucht, Netzengpässe mit Hilfe des VPPs zu beseitigen oder zumindest zu verringern. Außerdem wird ein möglicher marktgeführter Einsatz des VPPs berücksichtigt. Dabei wird betrachtet, ob und wieviel Flexibilität nach dem Einsatz im Netz noch für den Markt übrig wäre bzw. ob und wie sich ein marktgeführter Betrieb des VPPs auf das Netz auswirken würde.

Im weiteren Projektverlauf soll der Einsatz des VPPs sowohl am Markt als auch für das Netz über ein ganzes Jahr simuliert und optimiert werden.

2 Methodik

Im Folgenden werden die Auswahl der Netze, sowie die durchgeführten Simulationen beschrieben.

2.1 Ausgewählte Netze

Für das Projekt wurden in Absprache mit den jeweiligen Netzbetreibern beispielhafte Abschnitte des Mittelspannungsnetzes in Österreich und in Slowenien ausgesucht. Die Regionen wurden danach gewählt, dass für sie der Einsatz eines VPPs von Interesse sein könnte. Um ein realistisches VPP zu erstellen, wurden Interviews mit Industriekunden und Kraftwerksbetreibern in Österreich und Slowenien geführt, wobei der Fokus auf den ausgewählten Netzbereichen lag. Dabei wurden das prinzipielle Interesse an der Teilnahme an einem solchen VPP, sowie das vorhandene Potential für Nachfrage- und Erzeugungssteuerung ermittelt.

2.1.1 Österreich

In Österreich wurden zwei Netzbereiche aus dem Steirischen 30 kV-Verteilnetz für das Projekt ausgewählt, die getrennt betrieben werden, aber einen gemeinsame Verbindungspunkt haben. Netzbereich 1 wird von einem 32 MVA-Transformator versorgt, Netzbereich 2 von einem bzw. in Spitzenlastzeiten von zwei parallel betriebenen 22 MVA-Transformatoren. Für die Wahl dieser Abschnitte gab es mehrere Gründe: In den letzten Jahrzehnten wurde die Erzeugungskapazität konstant erweitert, was zu signifikanten

Spannungsanhebungen führte. Das ländliche Verteilnetz versorgt ein gebirgiges Gebiet mit vielen Freileitungen; Regen bzw. Schneestürme führen öfter zu Netzausfällen. Des Weiteren gibt es hier viele Wasserkraftanlagen, die häufig am Ende von langen Freileitungsabschnitten lokalisiert sind und insbesondere im Frühling und Sommer zu hohen Erzeugungsspitzen führen. Da außerdem weitere Neuanschlüsse geplant sind, reicht die vorhandene Spannungsregelung alleine nicht aus, weshalb im Rahmen dieses Projektes zusätzlich eine Steuerung der Wirkleistung ermöglicht werden soll. Ziel dabei ist es, das Netz in Zeiten mit hohen Spannungen zu stabilisieren und bei Netzausfällen zu unterstützen.

Für das VPP wurden mittels Kundenbefragungen geeignete Netzteilnehmer ausgewählt, wobei die wichtigsten Parameter ihre installierte Kapazität und ihr Anschlusspunkt im Netz waren. Teilnehmer können umso mehr Einfluss auf die Spannung nehmen, je mehr Leistung sie haben und desto weiter weg von der Transformatorstation sie sich befinden.

2.1.2 Slowenien

Auch in Slowenien wurden zwei Netzabschnitte vom Netzbetreiber ausgewählt. Der erste, Netzbereich 1, ist in einer ländlichen Gegend mit vorwiegend 20 kV-Freileitungen angesiedelt, welche von einem 20 MVA-Transformator versorgt wird. Es handelt sich um ein landwirtschaftliches Gebiet mit geringer Bevölkerungsdichte, weshalb der Energieverbrauch niedrig ist. Dem gegenüber steht ein relativ starker Ausbau von Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren. Dieses Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch konnte bis jetzt mittels Stufensteller-Transformatoren ausgeglichen werden. Wenn sich der Ausbau an Erzeugungsleistung im Netz jedoch fortsetzt, könnte diese Maßnahme nicht mehr ausreichen und ein VPP notwendig werden. Das zweite Gebiet, Netzbereich 2, liegt in einem städtischen Gebiet, in dem das Netz aus einer Kombination von Kabeln und Freileitungen, mit nur wenigen Erzeugungsanlagen besteht. Die 10 kV-Ebene wird von einem 31,5 MVA-Transformator versorgt. Dieser Bereich wurde ausgewählt, da hier eine größere Anzahl an Kunden zu erwarten war, die Interesse an Erzeugungssteuerung haben. Allerdings ist dieser Netzabschnitt im Moment sehr gut ausgebaut, weshalb kaum Probleme zu vermuten sind.

Beide slowenischen Netze bestehen nur aus einem Hauptstrang mit wenigen bzw. kurzen Abzweigen von diesem Hauptstrang.

Für die Zusammenstellung eines realistischen VPPs wurden Kundenbefragungen durchgeführt, sowie Annahmen durch den Netzbetreiber getroffen. Die resultierende Kundengruppe, die Flexibilität zur Verfügung stellen kann, ist sehr divergent. Sowohl verschiedene Kraftwerksanlagen, als auch Betriebe mit Ersatzdieselgeneratoren und ein Kunde, dessen Klimaanlage zeitlich begrenzt ausgeschalten werden kann, haben Flexibilitätspotential.

2.2 Simulationen

Die Simulationsmodelle der Netzabschnitte wurden in DIgSILENT Power Factory erstellt. Es wurden verschiedene Szenarien definiert und der Einsatz des VPPs anhand ausgewählter Anwendungsfälle getestet.

2.2.1 Basisszenario

Basierend auf einer Mischung aus gemessenen und künstlich generierten Lastprofilen wurden Simulationsmodelle der gewählten Netzabschnitte für jeweils ein aktuelles Jahr erstellt. In den österreichischen Netzen stammen die Daten aus dem Jahr 2013. Für die beiden slowenischen Netzbereiche entspricht das Basisszenario dem Jahr 2014. In allen Netzen wird nur die Mittelspannungsebene betrachtet. Nachdem keine Spannungsprofile der Hochspannungsseite des Umspannwerk(UW)-Transformators vorhanden waren, wurde der Slack auf die Mittelspannungs-Sammelschiene gesetzt und damit das UW-Regler-Totband in der Simulation nicht berücksichtigt. Eine mögliche Überlastung der Transformatoren wird somit nicht betrachtet; diese wird aber auch aufgrund der vorhandenen Messwerte und der Simulationsergebnisse nicht erwartet.

2.2.2 Zukunftsszenarien

Neben diesem Basisszenario wurden auch zwei Zukunftsszenarien für die Jahre 2020 und 2030 entwickelt. Dafür wurden die Modelle um zusätzliche Erzeugung und zusätzlichen Verbrauch erweitert.

In den österreichischen Netzabschnitten wurden für 2020 in Absprache mit dem Netzbetreiber bereits geplante Anlagen in die Simulationen eingefügt. Da bis 2030 noch keine genauen Planungsdaten vorhanden sind, wurde hier entschieden den Erzeugungszuwachs abzubilden, indem die Erzeugung aus allen bestehenden Anlagen aus dem 2020-Szenario um 10% erhöht wurde. Der Zuwachs des Verbrauchs wurde aus Erfahrungswerten des Netzbetreibers für 2020 mit 6% angenommen und bis 2030 mit 15,2% - jeweils im Vergleich zum Basisszenario.

In den slowenischen Netzbereichen wurden sowohl für 2020, als auch für 2030 Abschätzungen durch den Netzbetreiber über zukünftige Einspeiseanlagen getroffen. Laut Netzbetreiber gibt es einen jährlichen Zuwachs des Verbrauchs von ca. 1,2%, welcher als konstant über den gesamten Zeitraum angenommen wurde. Daher wurden die Lasten 2020 um 7,4% und 2030 um 21,0%, im Vergleich zum Basisjahr erhöht.

2.2.3 Netzgeführter Betrieb des virtuellen Kraftwerks

Um den netzdienlichen Einsatz des VPPs zu testen, werden zunächst die Netze in allen drei Szenarien analysiert und kritische Situationen ermittelt. Daraus wird in jedem der Netzabschnitte eine beispielhafte Woche ausgewählt, in der es zu Netzrestriktionen kommt. Anschließend wird getestet, ob diese mit Hilfe der virtuellen Kraftwerke gelöst werden können bzw. wie hoch der Einfluss der virtuellen Kraftwerke auf die kritischen Stellen im Netz ist.

2.2.4 Marktgeführter Betrieb des virtuellen Kraftwerks

Es wird evaluiert, ob bzw. wie sich ein marktgeführter Betrieb des virtuellen Kraftwerkes auf das jeweilige Netz auswirken würde. Dazu wird eine Woche herausgegriffen und ein Marktabruf des VPPs simuliert. Dieser wird zu einem für das Netz ungünstigen Zeitpunkt durchgeführt, um zu überprüfen, ob das Netz durch einen Marktabruf überlastet werden könnte. Außerdem wird analysiert, ob bei Nutzung des VPPs für das Netz eine gleichzeitige Nutzung am Markt möglich wäre.

3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulationen sowie der einzelnen Szenarien und Anwendungsfälle präsentiert:

Im Basisszenario traten erwartungsgemäß in keinem der untersuchten Netze Engpässe auf, da der Ist-Zustand der Netze unter Einhaltung der heutzutage üblichen Netzplanungsgrundsätze entstanden ist.

In allen untersuchten Netzen stellten sich Spannungsanhebung und Spannungsabfall als die bedeutendsten Systemgrenzen heraus, da alle Netze weit entfernt von Auslastungsgrenzen betrieben werden. Daher wird der Fokus der Analysen im Folgenden auf die Netzspannungen und die Einhaltung von Spannungsgrenzwerten gelegt.

Sämtliche Mittelspannungsnetze wurden ohne Berücksichtigung der Hochspannungsseite simuliert, indem der Slack für die Simulation auf die UW-Mittelspannungssammelschiene gesetzt wurde. Damit wurde das in der Netzplanung für die Umspannwerks-Stufensteller-Regelung reservierte Spannungsband (typischerweise 2%) in der Simulation nicht berücksichtigt. Deshalb beziehen sich die Netzspannungen und Spannungsgrenzwerte auf die UW-Sollwert-Linie (mittlere rote Linie in den folgenden Abbildungen) und stellen keine absoluten Werte dar.

Während in keinem der untersuchten Netze im Ist-Zustand eine Stromkompoundierung eingesetzt wird, wurde der Einsatz einer solchen als primäre Abhilfemaßnahme von Spannungsbandproblemen angenommen, sofern die Simulation Spannungsbandprobleme bei lokaler Sammelschienenregelung ergeben hat. Weiters wurde in den österreichischen Netzen zur Reduktion von hohen Spannungsanstiegen auch die Möglichkeit künftiger Kraftwerke genutzt, über eine Q(U)-Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung beizutragen.

3.1 Basisszenario

Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse der Jahressimulation der beiden österreichischen Netzabschnitte im Basisszenario. Während in Netzbereich 2 die in Österreich häufig verwendeten 2% Spannungsanhebung und 5% Spannungsabfall für die Mittelspannung zugeteilt sind, wurde in Netzbereich 2 der UW-Sollwert von 104% auf 100,8% reduziert um einen hohen Anteil an dezentraler Einspeisung zu ermöglichen. In beiden Netzen bewirkt der hohe Anteil an Wasserkraft im Frühjahr, ausgelöst durch die Schneeschmelze, die höchsten Spannungsanstiege, während im Winter die höchsten Spannungsabfälle auftreten.

Abbildung 2 zeigt die Ergebnisse der Jahressimulation der beiden slowenischen Netze im Basisszenario. Hier wurde der UW-Sollwert auf 105% festgelegt, es sind 2% für Spannungsanstieg und 2,5% für Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz reserviert. Während in Netzbereich 1 KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) über das Jahr relativ konstante Spannungsanhebungen produzieren, ist in Netzbereich 2 nur wenig Erzeugung vorhanden (Spannungsanstiege ergeben sich über die Stromkompoundierung).

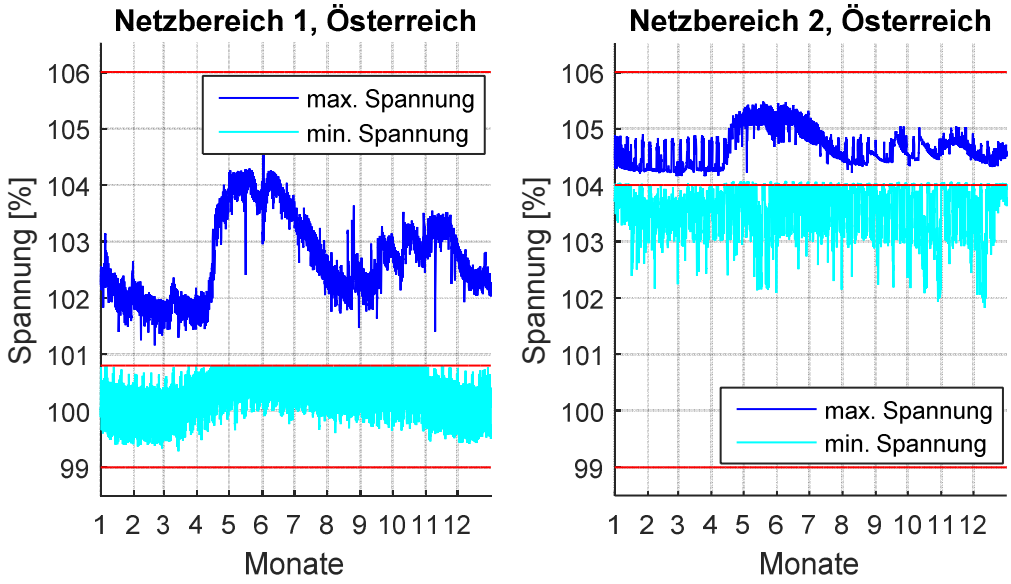

Abbildung 1: Minimale und maximale Spannung in den beiden österreichischen Netzbereichen im Basisszenario. (rote Linien zeigen das für den Spannungsanstieg (oben) und Spannungsabfall (unten) reservierte Spannungsband entsprechend der Spannungsbandeinteilung des Netzbetreibers, sowie die UW-Sollwert-Linie (Mitte))

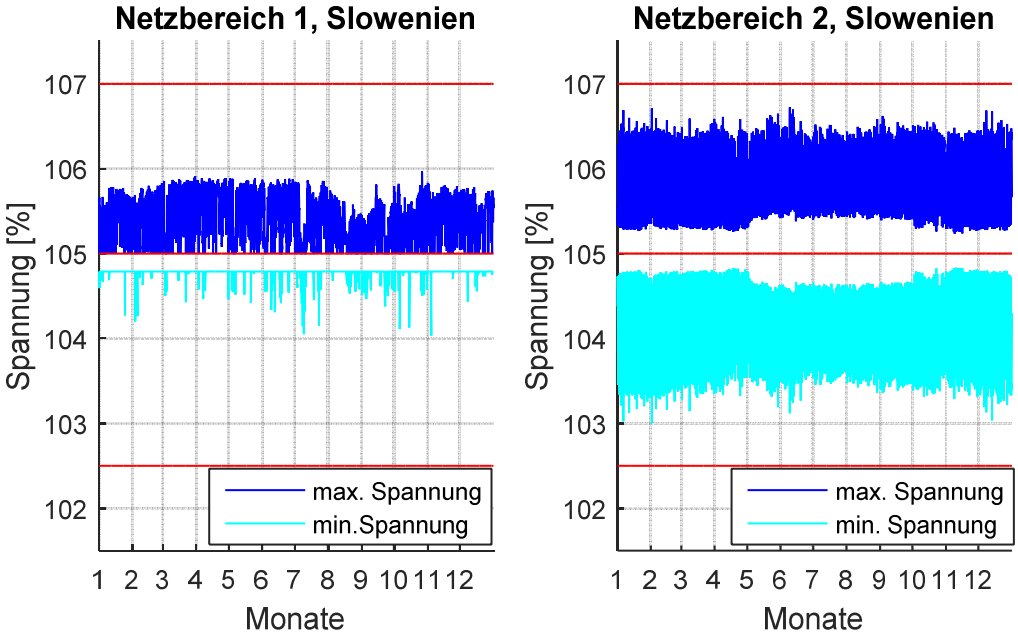

Abbildung 2: Minimale und maximale Spannung im Basisszenario, mit Stromkompoundierung in Netzbereich 2. (rote Linien zeigen das für den Spannungsanstieg (oben) und Spannungsabfall (unten) reservierte Spannungsband entsprechend der Spannungsbandeinteilung des Netzbetreibers, sowie die UW-Sollwert-Linie (Mitte))

3.2 Zukunftsszenario 2020

Abbildung 3 zeigt im Zukunftsszenario 2020 in beiden österreichischen Netzabschnitten signifikante Steigerungen des Spannungsanstiegs im Vergleich zum Basisszenario. Die Neuanschlüsse dezentraler Einspeiser (vorrangig bestehend aus Wasserkraftwerken und PV-Anlagen) verstärken die Spannungsanhebung im Frühjahr und Sommer. Zusätzlich sinkt durch die Laststeigerung auch die niedrigste Spannung im Netz, sodass in Netzbereich 1

das Spannungsband schon voll ausgenutzt wird. Nach konventioneller Netzplanung hätten nicht alle Neuanschlüsse genehmigt werden können.

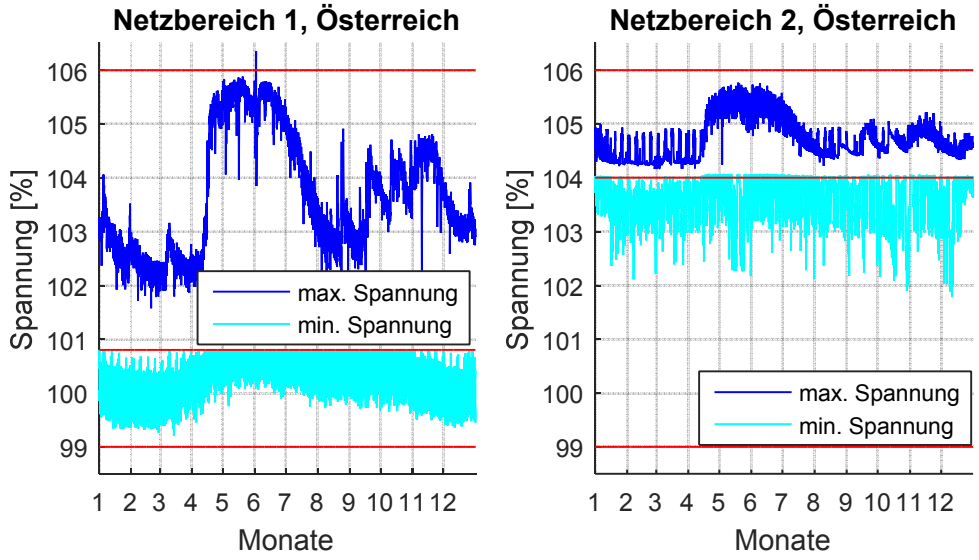

Abbildung 3: Minimale und maximale Spannung in den beiden österreichischen Netzbereichen im Zukunftsszenario 2020. (rote Linien zeigen das für den Spannungsanstieg (oben) und Spannungsabfall (unten) reservierte Spannungsband entsprechend der Spannungsbandeinteilung des Netzbetreibers, sowie die UW-Sollwert-Linie (Mitte))

Unter der Annahme, dass alle im Basisszenario existierenden Kraftwerke Blindleistung mit cos(φ) = 0,95 liefern können und alle neu hinzukommenden Kraftwerke Blindleistung entsprechend einer Q(U)-Kennlinie bereitstellen, ergeben sich signifikant geringere Spannungsanstiege, wie in Abbildung 4 dargestellt ist. Zusätzlich wurde in Netzbereich 1 eine Stromkompoundierung am UW-Regler simuliert und der Sollwert des UW-Reglers von 100,8% auf 102% erhöht (Abbildung 4 links). Mit diesen Maßnahmen kann das Spannungsband gut eingehalten werden und es ist noch Reserve vorhanden.

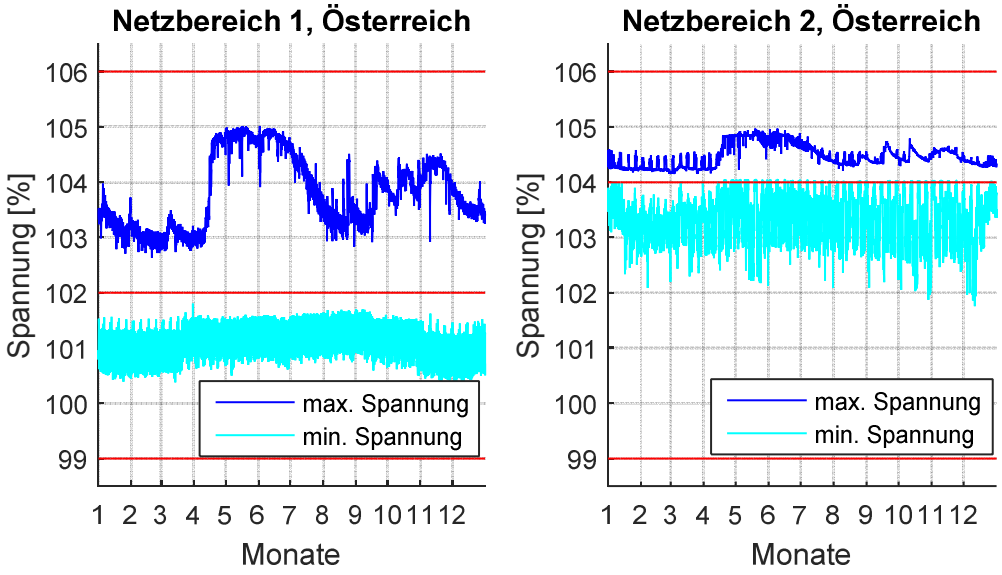

Abbildung 4: Minimale und maximale Spannung in den beiden österreichischen Netzbereichen im Zukunftsszenario 2020, mit Q(U)-Regelung und cos(φ)=0,95 in beiden Netzbereichen und Stromkompoundierung und Sollwerterhöhung im Netzbereich 1. (rote Linien zeigen das für den Spannungsanstieg (oben) und Spannungsabfall (unten) reservierte Spannungsband entsprechend der Spannungsbandeinteilung des Netzbetreibers, sowie die UW-Sollwert-Linie (Mitte))

In Slowenien ergeben sich durch den prognostizierten Zuwachs an dezentralen Einspeisern und der prognostizierten Lasterhöhung keine Probleme, wie Abbildung 5 zeigt. Allerdings produzieren nun in Netzbereich 2 zwei große KWK-Anlagen vor allem im Winter einen signifikanten Spannungsanstieg, welcher nur noch über eine Stromkompoundierung ausgeglichen werden kann.

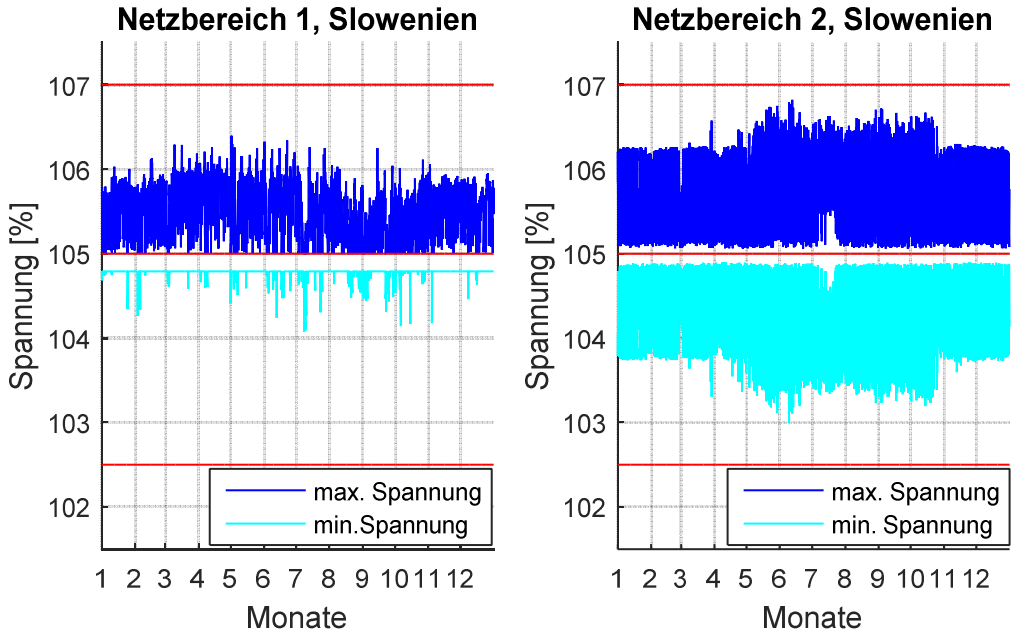

Abbildung 5: Minimale und maximale Spannung in den beiden slowenischen Netzbereichen im Zukunftsszenario 2020, mit Stromkompoundierung im Netzbereich 2. (rote Linien zeigen das für den Spannungsanstieg (oben) und Spannungsabfall (unten) reservierte Spannungsband entsprechend der Spannungsbandeinteilung des Netzbetreibers, sowie die UW-Sollwert-Linie (Mitte))

3.3 Zukunftsszenario 2030

Der positive Einfluss der Q(U)-Regelung und der Stromkompoundierung bewirkt auch im Zukunftsszenario 2030 keine Grenzwertverletzungen, wie Abbildung 6 zeigt. Unter Betrachtung der Netzspannungen ist vor allem in Netzbereich 2 noch sehr viel Potential für die Integration zusätzlicher Netzkunden vorhanden. Obwohl in Netzbereich 1 in Summe mehr als 1% Spannungsband in dieser Simulation ungenutzt ist, ist anzunehmen, dass Netzbereich 1 nicht weit von seiner Kapazitätsgrenze entfernt ist, da hier nur der Normalschaltzustand des Netzes analysiert wird und für Umschaltungen und Ersatzversorgungen in jedem Fall Spannungsbandreserven vorzuhalten sind. Künftig könnte allerdings der Einsatz von VPPs für Netzdienstleistungen dazu beitragen, dass der Netzbetreiber weniger Spannungsbandreserven für Umschaltungen vorhalten muss, da diese Reserven auch durch Flexibilitäten im Netz zu Verfügung gestellt werden können.

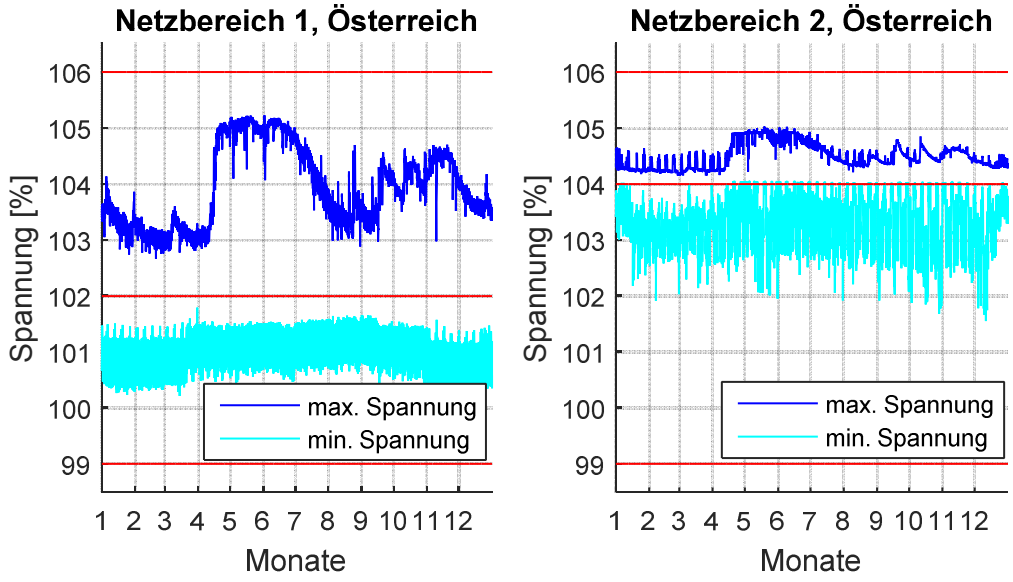

Abbildung 6: Minimale und maximale Spannung in den beiden österreichischen Netzbereichen im Zukunftsszenario 2030, mit Q(U)-Regelung und cos(φ)= 0,95 in beiden Netzbereichen und Stromkompoundierung im Netzbereich 1. (rote Linien zeigen das für den Spannungsanstieg (oben) und Spannungsabfall (unten) reservierte Spannungsband entsprechend der Spannungsbandeinteilung des Netzbetreibers, sowie die UW-Sollwert-Linie (Mitte))

Abbildung 7 zeigt die Spannungssituation in den beiden slowenischen Netzen im Zukunftsszenario 2030: In Netzbereich 1 erzeugt eine große Windkraftanlage Spitzen, deshalb wird nun auch in diesem Netzbereich eine Stromkompoundierung eingesetzt. Trotz massiver Einspeisung in beiden Netzen können die Spannungsgrenzen eingehalten werden, allerdings ist Netzbereich 2 nahe an der Kapazitätsgrenze, da hier kaum mehr Reserven für Umschaltungen existieren. Dadurch ergibt sich auch hier ein möglicher VPP Einsatz.

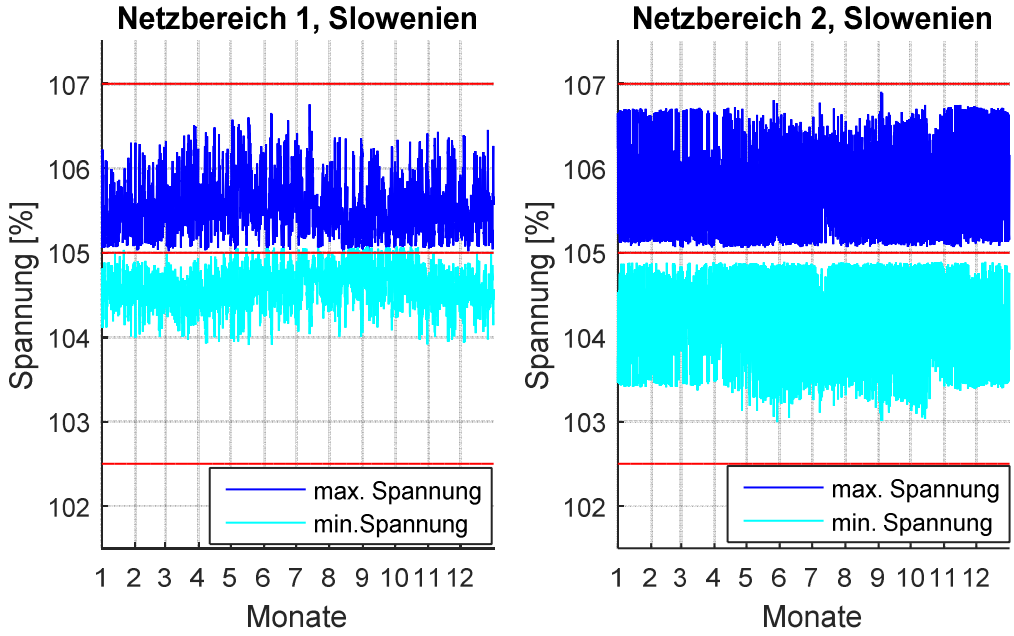

Abbildung 7: Minimale und maximale Spannung in den beiden slowenischen Netzbereichen im Zukunftsszenario 2030, mit Stromkompoundierung in beiden Netzen. (rote Linien zeigen das für den Spannungsanstieg (oben) und Spannungsabfall (unten) reservierte Spannungsband entsprechend der Spannungsbandeinteilung des Netzbetreibers, sowie die UW-Sollwert-Linie (Mitte))

3.4 Netzgeführter Betrieb des virtuellen Kraftwerks

Da im Basisszenario, sowie im Zukunftsszenario 2020 in keinem der Netze Spannungsbandverletzungen auftreten und genügend Reserven vorhanden sind, wird zur Analyse eines möglichen Einsatzszenarios des virtuellen Kraftwerkes das Zukunftsszenario 2030 verwendet.

In Slowenien wird für beide Netzbereiche jeweils ein Anwendungsfall betrachtet. Die Teilnehmer der virtuellen Kraftwerke sind in Tabelle 1 angeführt. Im Netzbereich 1 stehen als Flexibilität drei Kraftwerke zur Verfügung, die ihre Einspeisung verringern und teilweise auch erhöhen können. In Netzbereich 2 ist eine flexible Last vorhanden, die durch kurzzeitiges Abschalten einer Klimaanlage ihren Verbrauch verringern kann. Außerdem gibt es hier zwei Industriekunden mit Ersatzdieselgeneratoren, die im Bedarfsfall an das Netz geschaltet werden können. Die etwaigen vorhanden zeitlichen Beschränkungen für die Teilnahme der einzelnen Elemente am VPP sind ebenfalls in Tabelle 1 angeführt.

Netz-bereich	Element	Nenn-leistung	Flexibilität	Zeitliche Beschränkung
NB 1	Kraftwerk 1	250 kW	+/- 10%	-
NB 1	Kraftwerk 2	1000 kW	- 50%	max. 60 min, mehrmals täglich möglich
NB 1	Kraftwerk 3	1000 kW	+/- 10%	max. 30 min, mehrmals täglich möglich
NB 2	Dieselgenerator 1	500 kW	+ 100%	-
NB 2	Last	370 kW	- 27%	max. 60 min, mehrmals täglich möglich
NB 2	Dieselgenerator 2	200 kW	+ 100%	-

Tabelle 1: Flexible Last- und Erzeugungselemente in den beiden slowenischen Netzbereichen.

In Österreich wird der VPP-Einsatz nur im Netzbereich 1 analysiert, da in Netzbereich 2 genügend Reserven im Spannungsband vorhanden sind. In Tabelle 2 sind die am virtuellen Kraftwerk teilnehmenden Kunden aufgelistet: Zwei Kraftwerke können ihre Einspeiseleistung teilweise reduzieren und ein Industriekunde kann seinen Verbrauch bei Bedarf erhöhen oder verringern. Hier gibt es bei keinem der Elemente eine zeitliche Beschränkung für den Einsatz im VPP.

Netz-bereich	Element	Nenn-leistung	Flexibilität	Zeitliche Beschränkung
NB 1	Kraftwerk 1	1100 kW	-70%	-
NB 1	Kraftwerk 2	1520 kW	- 70%	-
NB 1	Last	28000 kW	+/- 10%	-

Tabelle 2: Flexible Last- und Erzeugungselemente im österreichischen Netzgebiet 1.

Insgesamt werden drei Anwendungsfälle getestet, jeder in einem anderen Netzbereich. Es wird jeweils eine beispielhafte Woche aus dem Zukunftsszenario 2030 herausgegriffen, in der versucht wird, die Spannung im Netz mit Hilfe des VPPs innerhalb vorgegebener Grenzwerte zu halten. Diese wurden so gewählt, dass für etwaige Umschaltungen oder Ersatzversorgungen genügend Reserve im Spannungsband vorhanden ist.

3.4.1 Anwendungsfall 1

Als erstes wird der slowenische Netzbereich 1 betrachtet, im Zeitraum vom 3. – 9. Juni. Für die vorzuhaltende Reserve wurde hier festgelegt, dass die Netzspannung mindestens 0,5% unterhalb der oberen Spannungsbandgrenze, also unter 106,5% bleiben soll. Wie man in Abbildung 8 sieht, überschreitet die höchste Spannung im Netz (hellblau) an zwei Tagen diesen Grenzwert.

Mit Hilfe des virtuellen Kraftwerks (dunkelblau) konnten die Spannungsspitzen reduziert werden. Die Reduktion der Leistung durch das VPP würde auch ausreichen, um die Spannung unter der gewünschten Grenze zu halten, aufgrund der vorhandenen zeitlichen Beschränkung der Elemente (siehe Tabelle 1) konnte dies allerdings nicht im gesamten Betrachtungszeitraum erreicht werden.

Wenn die gesamte Kapazität des virtuellen Kraftwerkes eingesetzt wird, entspricht dies einer Verringerung der Einspeiseleistung um 625 kW. Dadurch konnte eine Änderung der Netzspannung um 0,24% erzielt werden.

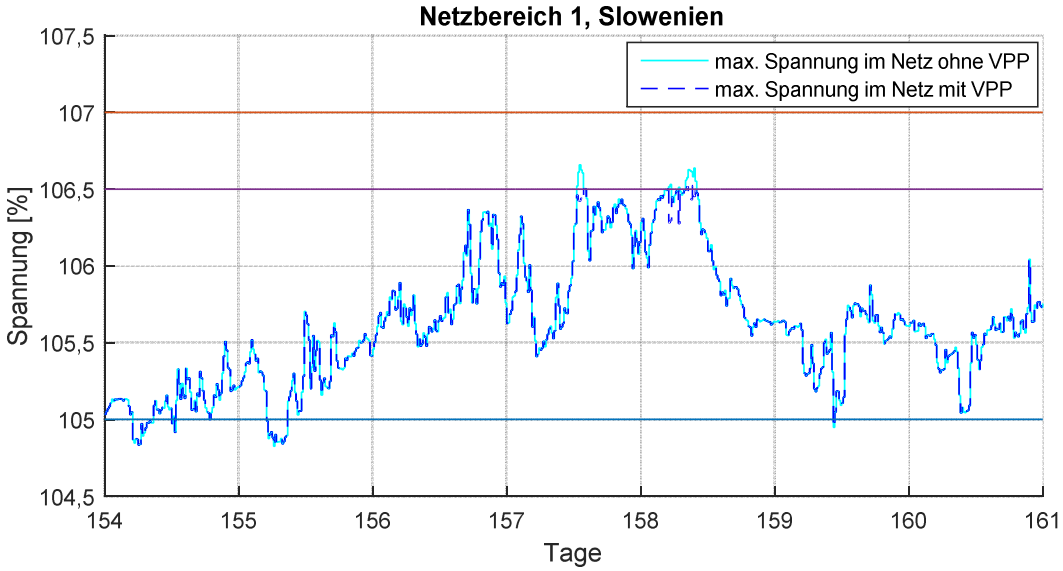

Abbildung 8: Einsatz des virtuellen Kraftwerks im Netzbereich 1 in Slowenien zur Verringerung der Spannungsspitzen. (Die rote Linie (oben) zeigt das für den Spannungsanstieg reservierte Spannungsband, blau (unten) ist die UW-Sollwert-Linie und violett (Mitte) die gewünschte Spannungsobergrenze.)

3.4.2 Anwendungsfall 2

Als zweiter Anwendungsfall wird die Woche vom 31. August – 6. September im slowenischen Netzbereich 2 ausgewählt. Auch hier war das Ziel, dass die maximale Spannung zur Reservevorhaltung unter 106,5% bleibt. Abbildung 9 zeigt, dass dafür im Betrachtungszeitraum an sechs Tagen das virtuelle Kraftwerk zum Einsatz kommen muss.

In diesem Fall konnte die Spannung durch das VPP zu allen Zeiten unter der gewünschten Grenze gehalten werden. Dies konnte sogar mit der Verwendung von nur einem der beiden Ersatzdieselgeneratoren und der flexiblen Last bewirkt werden; durch Einsatz des gesamten virtuellen Kraftwerks wäre eine noch größere Reduktion der Spannung möglich gewesen.

Durch Aktivierung der gesamten Flexibilität, was einer Änderung der Leistung von 800 kW entspricht, konnte die Netzspannung um 0,68% verringert werden.

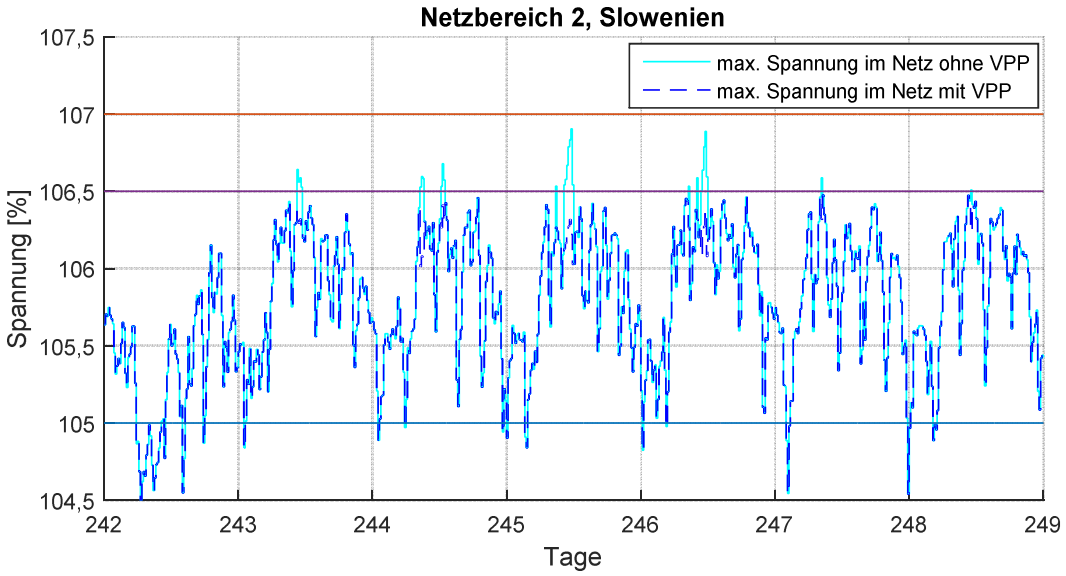

Abbildung 9: Einsatz des virtuellen Kraftwerks im Netzbereich 2 in Slowenien zur Verringerung der Spannungsspitzen. (Die rote Linie (oben) zeigt das für den Spannungsanstieg reservierte Spannungsband, blau (unten) ist die UW-Sollwert-Linie und violett (Mitte) die gewünschte Spannungsobergrenze.)

3.4.3 Anwendungsfall 3

Im dritten Anwendungsfall wird der österreichische Netzbereich 1 untersucht; als Betrachtungszeitrum wurde hier der 1. – 7. Juni gewählt und als gewünschte Spannungsobergrenze 105%. In Abbildung 10 sieht man, dass dieser Grenzwert zwar nicht stark, dafür über längere Zeiträume hinweg überschritten wird.

Zunächst wurde nur die Leistung der beiden flexiblen Kraftwerke in diesem Netzabschnitt verringert. Mit dieser Maßnahme konnte die Spannungsobergrenze allerdings nicht zu allen Zeitpunkten eingehalten werden. Daher wurde zusätzlich der Verbrauch der flexiblen Last erhöht, wodurch die Spannung im gesamten Betrachtungszeitrum unter den gewünschten 105% liegt (siehe Abbildung 10).

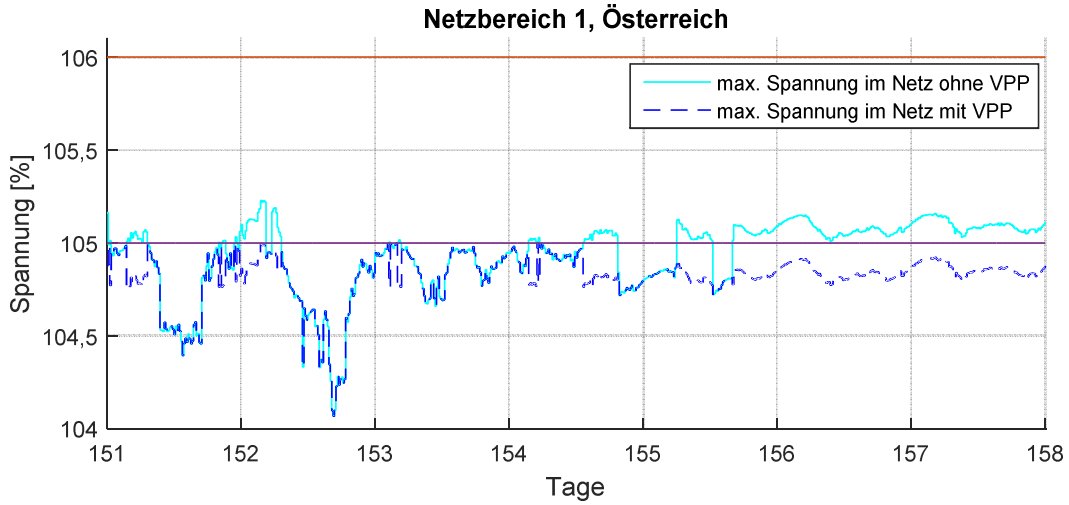

Abbildung 10: Einsatz des virtuellen Kraftwerks im Netzbereich 1 in Österreich zur Verringerung der Spannungsspitzen. (Die rote Linie (oben) zeigt das für den Spannungsanstieg reservierte Spannungsband, die violette (mitte) die gewünschte Spannungsobergrenze.)

Wenn das gesamte virtuelle Kraftwerk eingesetzt wird entspricht dies einer Reduktion der Einspeiseleistung um 2620 kW, bei gleichzeitigem Erhöhen der Last um 2800 kW. Dadurch konnte die Netzspannung um 0,24% verringert werden.

3.5 Marktgeführter Betrieb des virtuellen Kraftwerks

Wie bereits eingangs erwähnt, soll das virtuelle Kraftwerk nicht nur zur Unterstützung des Netzbetreibers eingesetzt werden, sondern auch am Markt teilnehmen. Daher wurde untersucht, ob ein Abruf des virtuellen Kraftwerkes durch den Markt in den betrachteten Netzbereichen möglich wäre oder ob es dadurch zu Spannungsbandverletzungen kommen würde.

Die Simulationen haben gezeigt, dass die Marktteilnahme im Basisszenario, sowie im Zukunftsszenario 2020 in allen betrachteten Netzbereichen uneingeschränkt möglich ist, da keinerlei Spannungsbandprobleme aufgetreten sind. Auch 2030 sind im österreichischen Netzbereich 2 und im slowenischen Netzbereich 1 genügend Reserven im Spannungsband vorhanden, um einen beliebigen markgeführten Einsatz des VPPs zu erlauben. Für diesen Anwendungsfall wurde daher der slowenische Netzbereich 2, im Szenario 2030 ausgewählt, da hier ein signifikanter Einfluss des VPPs auf die Einhaltung des Spannungsbandes möglich wäre.

Da in diesem Netzbereich insbesondere viele KWK-Anlagen vorhanden sind, ist hier der Spannungsanstieg vor allem im Winter hoch. Daher wurde als Betrachtungszeitraum der 21. – 27. Jänner ausgewählt (siehe Abbildung 11). Die Aktivierung des VPPs durch den Markt wurde bewusst auf einen für das Netz ungünstigen Zeitpunkt gelegt, zu dem die Spannung durch die Erzeugung der KWK-Anlagen bereits hoch war. Es wurde ein dreimaliger, einstündiger Abruf der gesamten Flexibilität durch den Markt simuliert. Wie man in Abbildung 11 sieht, kommt es durch das virtuelle Kraftwerk zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes.

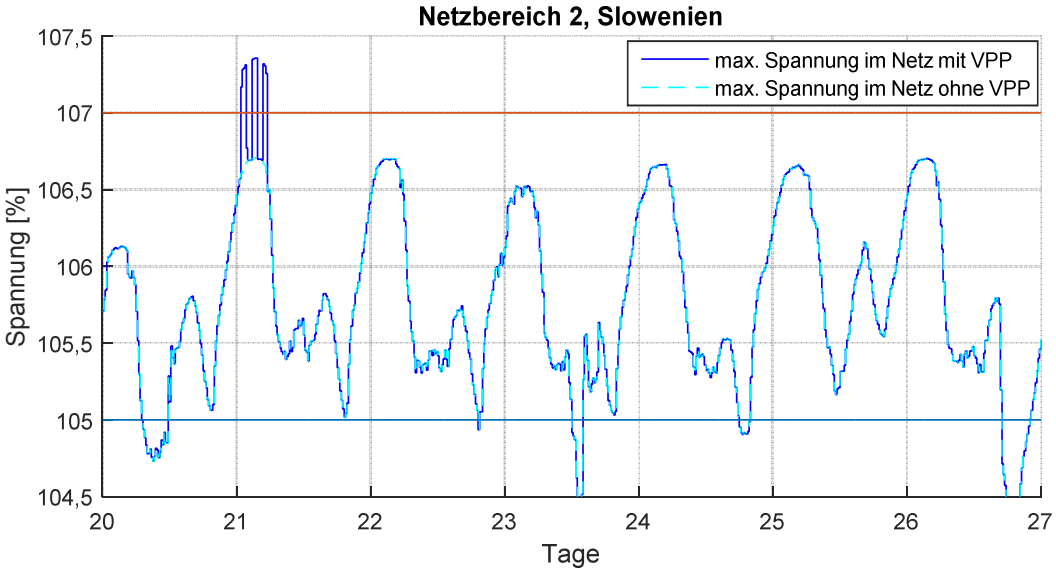

Abbildung 11: Beispielhafter Abruf des virtuellen Kraftwerks im Netzbereich 2 in Slowenien durch den Markt. (Die rote Linie (oben) zeigt das für den Spannungsanstieg reservierte Spannungsband, blau (unten) ist die UW-Sollwert-Linie und violett (Mitte) die gewünschte Spannungsobergrenze.)

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Simulationen haben gezeigt, dass virtuelle Kraftwerke einen signifikanten Einfluss auf die Spannung im Netz haben können.

Im netzgeführten Betrieb können sie so den Netzbetreiber unterstützen und Spannungsbandprobleme verhindern. Dies ist insbesondere bei Netzen mit vielen volatilen Erzeugungsanlagen wie Wind oder Photovoltaikanlagen sinnvoll, da es hier zu kurzzeitigen Spitzen im Spannungsverlauf kommt. Dies konnte in den beiden slowenischen Netzen beobachtet werden. Ein weiteres Ergebnis war hier, dass virtuelle Kraftwerke zur Spannungsstützung nicht nur ausreichend Kapazität zur Verfügung haben müssen, sondern diese auch über längere Zeiträume hinweg vorhanden sein müssen (siehe Anwendungsfall 2). In den betrachteten österreichischen Netzbereichen konnte beobachtet werden, dass der Einsatz von virtuellen Kraftwerken in Netzen mit viel Wasserkraft nur bedingt sinnvoll ist. Hier gibt es weniger Volatilität in der Erzeugung und etwaige Spannungsbandprobleme treten nicht stundenweise auf, sondern halten über größere Zeiträume hinweg an (siehe Anwendungsfall 3). Ein solcher Einsatz eines virtuellen Kraftwerkes wäre nur schwer wirtschaftlich realisierbar, bzw. bei zeitlich beschränkter Verfügbarkeit der Flexibilitäten gar nicht möglich. Allerdings hängt dies auch stark von den zukünftigen rechtlichen Rahmenbedingungen und den Anschlussbedingungen der Kraftwerke ab, bzw. ob der Netzbetreiber Kraftwerke in ihrer Einspeisung beschränken kann, wenn das Netz dies erfordert.

Im marktgeführten Betrieb hat sich gezeigt, dass virtuelle Kraftwerke auch negativen Einfluss auf das Stromnetz haben können. Wenn der Abruf der Flexibilität zu Zeitpunkten erfolgt, in denen die Spannung im Netz ohnehin schon nahe ihrer Grenzen ist, kann es durch die zusätzliche Einspeisung oder den zusätzlichen Verbrauch zu Spannungsbandverletzungen kommen. Umgekehrt gibt es aber auch Zeitpunkte bzw. Netzabschnitte, in denen ein Marktabruf für das Netz kein Problem darstellen würde.

Daher wurde bestätigt, dass ein hybrider Einsatz von virtuellen Kraftwerken, bei dem diese zwar am Markt teilnehmen, aber auch das Netz berücksichtigen, sinnvoll ist. Realisiert werden könnte dies beispielsweise dadurch, dass der Netzbetreiber verschiedene Zeitbereiche für das VPP definiert. Diese Idee wird in [2] unter dem Begriff „Ampelmodell“ vorgestellt: Zu netzunkritischen Zeiten darf das VPP beliebig am Markt teilnehmen. Wenn wenig Reserve im Spannungsband vorhanden ist, ist die Marktteilnahme nur eingeschränkt erlaubt, es darf beispielsweise nur Einspeiseleistung verringert werden, aber nicht erhöht. Zu kritischen Zeitpunkten wird das VPP direkt für den Netzbetreiber zur Spannungsregelung eingesetzt.

Nach welchen Kriterien diese Zeitbereiche ausgewählt werden, soll im weiteren Projektverlauf evaluiert werden. Weiters werden die Rahmenbedingungen analysiert, unter denen solche hybriden VPPs rechtlich möglich und wirtschaftlich sinnvoll sind. Außerdem soll der hybride Einsatz des VPPs sowohl am Markt als auch für das Netz über ein ganzes Jahr optimiert werden.

5 Literatur

[1] Gregor Taljan, Franz Strempfl, Christoph Gutschi, Helfried Brunnier, „Das *hybrid*VPP-Konzept – Demand Response unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen“, 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz, 2014.

[2] Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, Berlin, 11. Februar 2013.