

Modifikation des Blindleistungsverhaltens bestehender Photovoltaik-Freiflächenanlagen

M.Sc. Stefan Ott

Hochschule München – Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

stefan.ott.automation@gmail.com

Vorwort

Das vorliegende Manuskript spiegelt nicht im vollen Umfang eine Masterarbeit wieder. Es handelt sich lediglich um eine erweiterte Zusammenfassung der Thematik „Modifikation des Blindleistungsverhaltens bestehender Photovoltaik-Freiflächenanlagen“ und ist bereits beim PV Symposium 2017 des OTTI e.V. in Bad Staffelstein vorgestellt und veröffentlicht worden.

1. Kurzfassung

Der massive Zubau von Photovoltaikanlagen erfordert aufgrund der fluktuierenden Erzeugung Maßnahmen zur Systemstabilität des Stromnetzes auf sämtlichen Spannungsebenen. Die meist dezentral situierten Photovoltaikanlagen im Megawattbereich weisen zudem oftmals aufgrund langer Mittelspannungsanschlussleitungen bei niedriger Einspeiseleistung ein Blindleistungsdefizit am Netzanschlusspunkt auf. Im Zuge der Erstellung von Anlagenzertifikaten durch ein unabhängiges Zertifizierungsunternehmen werden die Probleme des Blindleistungsdefizits spätestens offensichtlich und müssen im Hinblick der Ausstellung der abschließenden Konformitätserklärung behoben werden. Die vorliegende Arbeit greift diese Problematik anhand zweier, an das Mittelspannungsnetz angeschlossener, Photovoltaikanlagen auf und stellt Systemlösungen auf Mittel-, wie auch Niederspannungsseite vor. Die Findung der für die Referenzanlagen am besten geeigneten Lösungen erfordert die Berücksichtigung der elektrischen Eigenschaften sämtlicher Betriebsmittel, um ein optimales System, basierend auf einer Simulation, nachbilden zu können. Unter Zuhilfenahme von reellen Messdaten der untersuchten Anlage über einen Jahreszyklus wurden Profile für verschiedene Betriebsmittel zur Blindleistungskompensation, basierend auf einer Zeitschrittsimulation, erstellt und ausgewertet.

Zusammenfassend ist die universellste und für den Parkbetreiber einfachste Lösung der Einsatz von Wechselrichtern zur Blindleistungskompensation unter Wirkleistungsbezug im Schwachlastbetrieb (Nachtbetrieb), jedoch ist eine Kompensationslösung durch intelligente Ansteuerung von Niederspannungsdrosseln aus Sicht der Investitionskosten und Betriebsverluste überlegen. Dies verdeutlicht, dass es keine zwangsläufig wirtschaftlichste Standardlösung des Blindleistungsdefizits zu Schwachlastzeiten gibt und jede Anlage im Hinblick der Findung der jeweils idealen Lösung individuell untersucht werden muss.

2. Motivation

Die Verantwortlichkeit der Netzsicherheit obliegt mit steigender Anzahl regenerativer Erzeugungsanlagen (EZA) nicht mehr nur den übergeordnet operierenden Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), sondern in zunehmenden Maße den Verteilnetzbetreiber (VNB), in deren Nieder- und Mittelspannungsnetze die oftmals dezentral situierten EZA ihre elektrische Energie einspeisen. Der Anschluss von dezentralen EZA der Größenordnung von mehreren Megawatt Erzeugungsleistung an das Mittelspannungsnetz kann Schwankungen, wie auch ein Defizit des Blindleistungsverhaltens am Netzanschlusspunkt (NAP) hervorrufen. Dies stellt die verantwortlichen Betreiber vereinzelt vor Probleme, welche zum Zeitpunkt der Bauphase nicht mit „eingerechnet“ worden waren.

Aktuell erhalten zunehmend mehr Besitzer von Photovoltaik-Freiflächenanlagen von den verantwortlichen VNB die Aufforderung zur Einreichung eines Anlagenzertifikats für ihre an das Mittelspannungsnetz gekoppelte Erzeugungsanlage. Dem Autor sind mehrere Fälle bekannt, bei welchen das Zertifikat bislang nicht erteilt werden konnte, geschuldet dem nicht Mittelspannungsrichtlinien-konformen Anlagenverhalten. Ursache der Probleme sind größtenteils unzureichendes Wirk- und Blindleistungsverhalten der untersuchten EZA. Zur Erlangung des geforderten Anlagenzertifikats sind sämtliche, durch die unabhängige Zertifizierungsstelle bemängelten Probleme, binnen einer festgeschriebenen Frist nachträglich zu beheben, um konform den Anforderungen der verantwortlichen Netzbetreiber zu operieren. Der Nachweis der Funktionsfähigkeit sämtlicher zertifizierter Punkte ist dem VNB ebenfalls vorzulegen.

Der hohe Individualitätsgrad der PV-Anlagen macht es schwierig, eine allgemeingültige Lösung anzubieten, um den benötigten Blindleistungsbedarf bereitzustellen. Demzufolge bedarf es für jede einzelne Anlage einer genauen Analyse der vorhandenen Infrastruktur sowie der installierten elektrischen Komponenten.

Die vorliegende Arbeit befasst sich schwerpunktmäßig mit unzureichendem Blindleistungsverhalten von PVA und gibt Aufschluss über verschiedene Herangehensweisen mit dem Ziel der Lösung der Blindleistungsproblematik in unterschiedlichen Betriebssituationen, unter Betrachtung zweier Referenzanlagen im MW-Bereich.

3. Modellierung der Infrastruktur einer Referenzanlage

Der benötigte Blindleistungsbedarf am NAP einer PVA wird prinzipiell aus der nachfolgenden typischen Anlagenstruktur ermittelt.

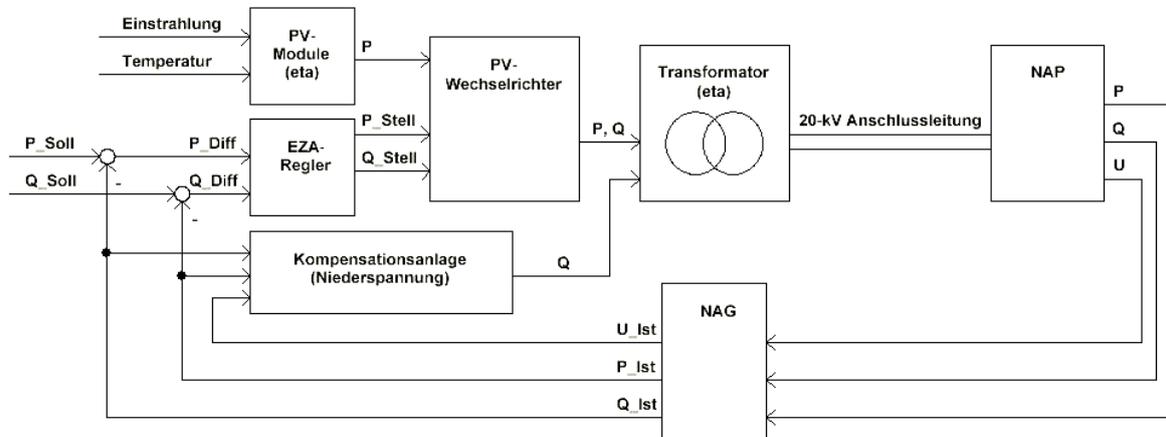


Abbildung 1: Elektrische Betriebsmittel eines PV-Parks mit zugehörigen Eingangs- und Ausgangsgrößen

In Abbildung 5 ist ersichtlich, dass Einstrahlung und Temperatur die maßgebenden Parameter der PV-Module sind, welche die erzeugte elektrische Leistung über DC-Leitungen an die nachgelagert verbundenen Wechselrichter übertragen. Diese verringern, aufgrund von Umwandlungsverlusten, die übertragene AC-Leistung, die an die dreiphasigen 0,4 kV / 20 kV-Transformatoren transferiert wird. Magnetisierungsströme in den Wicklungen der Transformatoren nehmen ihrerseits induktiven Einfluss auf das Blindleistungsverhalten des gesamten Systems, welchen der massive kapazitive Einfluss der 20-kV-Anschlussleitung entgegenwirkt, was am Netzanschlusspunkt ein stark kapazitives Verhalten der gesamten Erzeugungsanlage zur Folge hat. Die am NAP, durch ein Netzanalysegerät (NAG) aufgenommenen Messwerte der Ströme, Spannungen, Wirk- und Blindleistungswerte, dienen dem in der Parktopologie verbauten EZA-Regler zur Stellwertbildung der Wirk-, sowie der Blindleistungsvorgabe, die an die zu steuernden Erzeugungseinheiten übermittelt werden, um die Anforderungen des verantwortlichen Netzbetreibers umsetzen zu können. Das Blindleistungsdefizit der EZA im Schwachlastbereich, in welchem die EZE nicht in der Lage sind konform den Anforderungen zu agieren, gleicht beispielsweise eine Kompensationsanlage auf Niederspannungsebene durch intelligente Ansteuerung aus (siehe Abbildung 1).

4. Exemplarische Freiflächenanlagen

Q-Kompensation zum Erhalt des Anlagenzertifikats

Detaillierte Hintergrundinformationen ergeben sich aus der letztjährigen Veröffentlichung zum Thema „Nachträgliche Modifikation des Blindleistungsverhaltens bestehender PV-Freiflächenanlagen“ [1]. Der zuständige Netzbetreiber fordert in seinen Netzanschlussbedingungen unter anderem die Einhaltung der $\cos \phi$ -Vorgaben in einem Wertebereich von $\cos \phi = 0,95$ kapazitiv ... 1,0 ... 0,95 induktiv am NAP ab einer Wirkleistungseinspeisung von 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung (P_{AV}) [3]. Weiter ist eine maximale Einspeisung von 10 % der P_{AV} an kapazitiver Blindleistung zulässig, sofern die aktuelle Wirkleistungseinspeisung am NAP kleiner 10 % der P_{AV} beträgt. Abbildung 1 zeigt eine am NAP gemessenen, exemplarischen Tagesverlauf einer PV-Freiflächenanlage: oben: der typische Wirkleistungsverlauf der Anlage an einem zweitweise bewölkten Sommertag. Mitte: der gemessene Blindleistungsverlauf der Anlage.

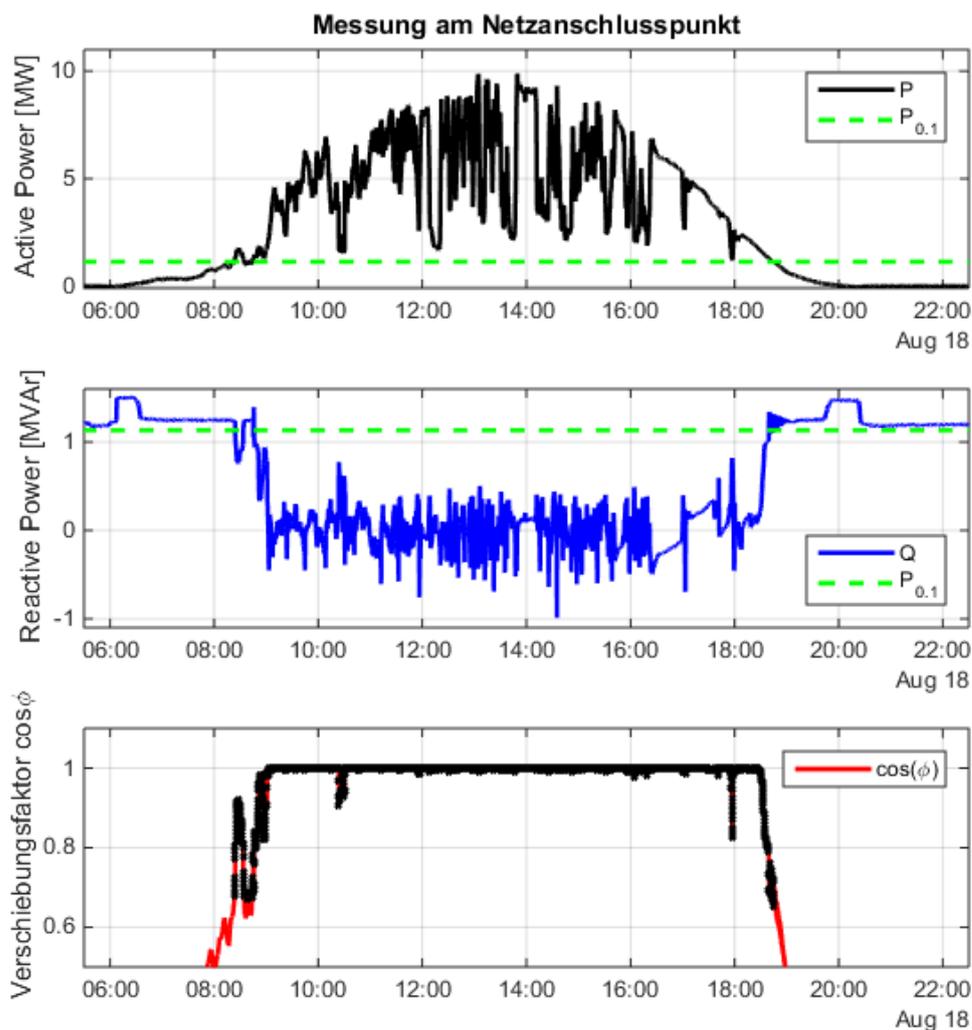


Abbildung 2: Messung von P, Q und $\cos \phi$ am Netzanschlusspunkt – Wechselrichter mit max. Beitrag

Unten: der daraus resultierende Leistungsfaktor der Anlage am NAP. Die Anlage zeigt ein tendenziell kapazitives Anlagenverhalten des PV-Parks ($P_{AV} > 10 \text{ MW}$), speziell bei Wirkleistungseinspeisung $< 10 \%$ von P_{AV} (vor ca. 8 Uhr, bzw. nach 19 Uhr), aufgrund der mehrere Kilometer langen Mittelspannungsanschlussleitung.

Die Wechselrichter (String- und Zentralwechselrichter) des PV-Parks sind derzeit, trotz erster durchgeführter Hardwareanpassungen, noch nicht in der Lage, den geforderten Leistungsfaktor (in Abbildung 1, $\cos \varphi = 1,0$) in allen Betriebspunkten einzustellen ((Abbildung 1-unten: schwarze Markierung bei $P > 10\%$). Die vorangegangenen Messungen beziehen sich auf die Nennspannung von $U_N = 20,4 \text{ kV}$ am NAP. Zur Erlangung der Konformitätserklärung ist ein konformes Blindleistungsverhalten für Spannungsniveaus am NAP von $0,9 \cdot U_N < U < 1,1 \cdot U_N$ einzuhalten. Diese Forderung hat zur Folge, dass die Anschlussleitung des PV-Parks bei $U = 1,1 \cdot U_N$ einen noch höheren kapazitiven Blindleistungsbeitrag am NAP verursacht, und der zur Erfüllung der Netzanschlussbedingungen notwendige Bedarf an induktiver Blindleistung den bei Nennspannung weiter übersteigt. Der PV-Park verhält sich ohne weitere Maßnahmen nicht konform zu diesen Netzanschlussbedingungen. Der PV-Park ist über eine lange Anschlussleitung am Netzanschlusspunkt angeschlossen, mit, im Vergleich zu Freileitungen, großen Kapazitätsbelag, was aufgrund $Q_C = \omega \cdot C' \cdot l \cdot U^2$ zu einem stark kapazitiven Verhalten führt. Dieses Blindleistungsverhalten am NAP hängt wie in der genannten Gleichung illustriert quadratisch von der Betriebsspannung U der Leitung, aber auch von dessen Auslastung durch den Einspeisebetrieb des Parks, sowie der Transformatoren im Park, jeweils mit $Q_L = \omega \cdot L' \cdot l \cdot I^2$ ausgedrückt, ab. Dieses induktive Verhalten wirkt dem kapazitiven der Leitung entgegen, was in Abbildung 3 (links) mit den jeweiligen Abhängigkeiten, Wirkleistungseinspeisung über den NAP, sowie Netzspannung und deren zulässige Toleranzen, dargestellt ist.

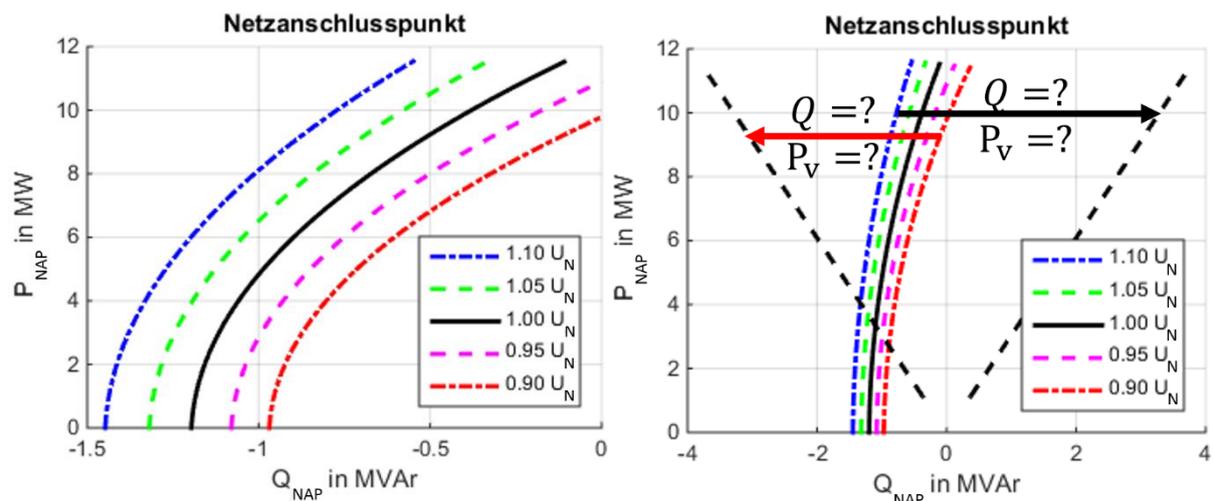


Abbildung 3: links: Verhalten des PV-Parks am Netzanschlusspunkt (ohne weitere aktive/passive Maßnahme), rechts: Anforderung des Einstellbereichs zur statischen Spannungshaltung laut Mittelspannungsrichtlinie [3], [2] bei einer Spannung $0,9 \cdot U_N < U < 1,1 \cdot U_N$

In Abbildung 3 (rechts) sind zusätzlich zum passiven Verhalten des PV-Parks bei variierender Netzspannung und Wirkleistungseinspeisung schwarz gestrichelt die geforderten Grenzwerte

seitens der Mittelspannungsrichtlinie aufgezeigt. Diese stellen den Blindleistungsbedarf am NAP (x-Achse) in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung dar, um $\cos \varphi = 0,95_{\text{kap}}$ ($Q_{\text{NAP}} < 0$), sowie $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$ ($Q_{\text{NAP}} > 0$), am NAP einzustellen, wie bereits beschrieben ab einer Wirkleistungseinspeisung $P_{\text{ist}} = 0,1 \cdot P_{\text{AV}}$. Die Differenz aus dem Blindleistungsverhalten des PV-Parks (Abbildung 3, links) und der Forderung der Mittelspannungsrichtlinie muss über den definierten Betriebsbereich von aktiver und/oder passiver Hardware im PV-Park kompensiert werden, damit der PV-Park dahingehend als konform bewertet wird. Mögliche Hardware für die Bereitstellung der notwendigen kapazitiven und induktiven Blindleistung wird bezüglich der Eignung, Verluste und letztendlich Wirtschaftlichkeit im folgenden Kapitel genauer analysiert, und bewertet.

Q-Kompensation als wirtschaftlicher Vorteil

Andere Anwendungsfälle stützen sich auf das wirtschaftliche Einsparpotential, welche Blindleistungskompensation auf Niederspannungsseite dem Betreiber bietet. So ist es gängige Praxis mehrerer Verteilnetzbetreiber, den Betreibern von EZA einen Betrag für ungewünschte kapazitive/induktive Blindarbeit in Rechnung zu stellen. Die vorliegende Arbeit greift diese Problematik auf, und stellt eine Umsetzung anhand einer an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Photovoltaikanlage vor.

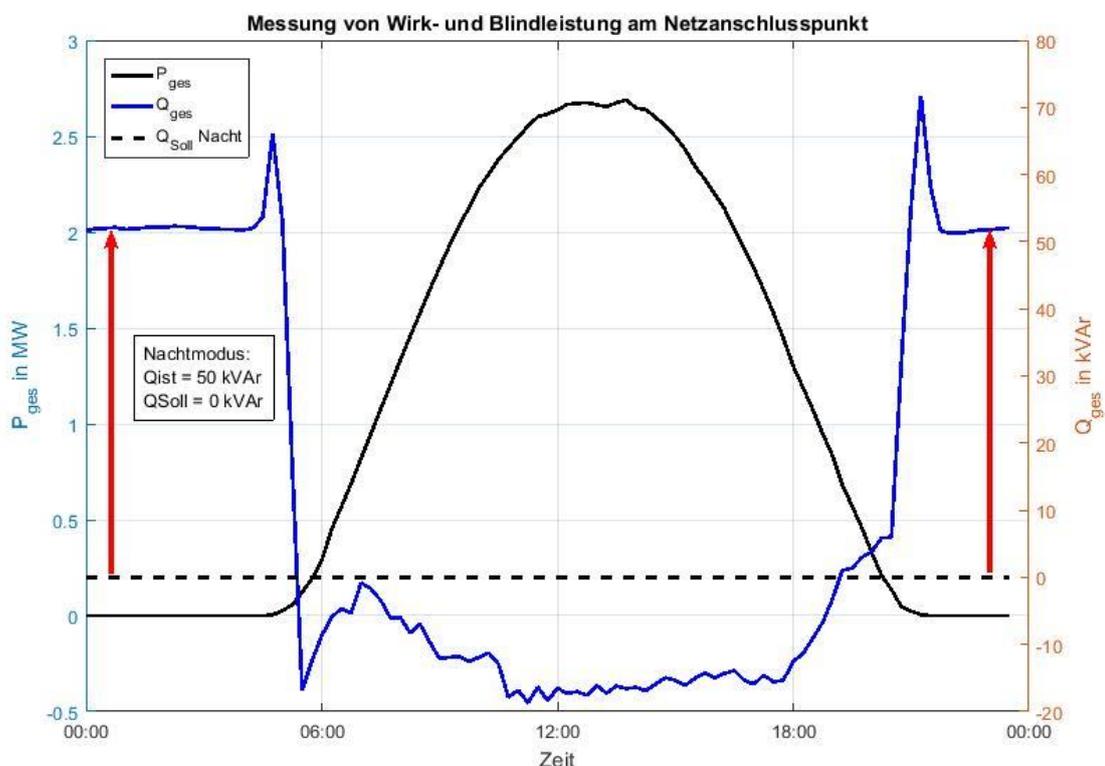


Abbildung 4: Lastgang am NAP einer 4 MWp PV Freiflächenanlage mit Anschluss an ein 20 kV Mittelspannungsnetz an einem wolkenlosen Sommertag und deren Betrieb im Schwachlastbetrieb (Nachtmodus).

Abbildung 4 veranschaulicht den Lastgang dieser Beispielanlage ($P_{AV} \sim 4 \text{ MW}_p$) mit Anschluss an ein 20 kV Mittelspannungsnetz.

Im vorliegenden Fall ist der Anlagenbetreiber zu einer Ausgleichszahlung von ca. 0,01 €/kVarh verpflichtet, sofern am NAP kapazitive oder induktive Blindleistung unter Wirkleistungsbezug und Abhängigkeit des aktuellen Stromtarifs in das nachgelagerte Mittelspannungsnetz eingespeist wird. Der Parkregler der Erzeugungsanlage ist im Einspeisebetrieb ($P_{ist} > 70 \text{ kW}$) in der Lage durch Ansteuerung der verbauten Wechselrichter ($\cos \varphi_{max} = \pm 0,8$), den Verschiebungsfaktor auf $\cos \varphi = 1,0$ bereitzustellen. Im Leerlaufbetrieb weist der NAP der Anlage einen Überschuss von 50 kVar kapazitiver Blindleistung am NAP auf. Im Monatsmittel sind für den Anlagenbetreiber für diese Anlage Kosten $> 200 \text{ €}$ zu erwarten, welche jedoch durch Einbau von intelligenter Technik größtenteils kompensiert werden können.

Der hohe Individualitätsgrad der PV-Anlagen hinsichtlich Hardware, Vergütung, Kosten des Wirkleistungsbezugs usw. erfordert für eine optimale Auslegung, die exakte Berücksichtigung der elektrischen Eigenschaften sämtlicher Betriebsmittel. Unter Zuhilfenahme von realen Messdaten der untersuchten Anlage über einen Jahreszyklus wurde ein Profil zur Blindleistungskompensation, basierend auf einer Zeitschrittsimulation erstellt und ausgewertet.

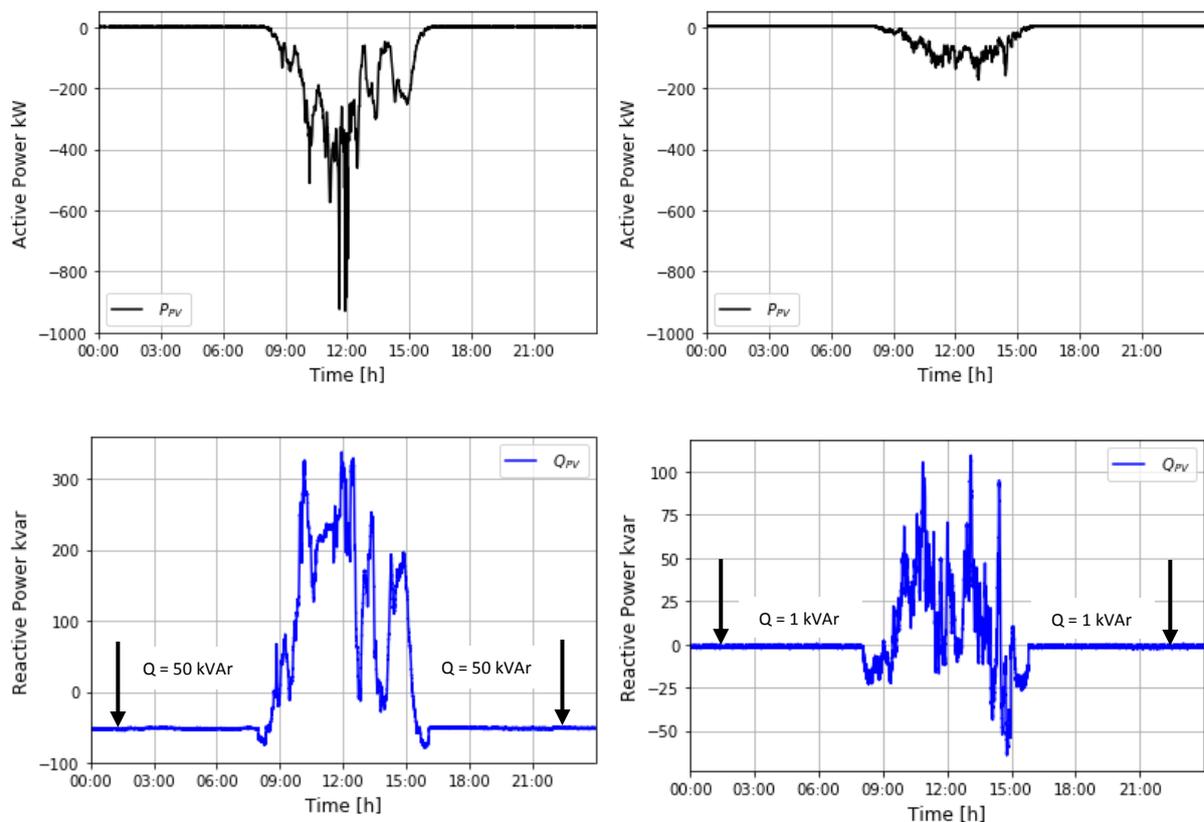


Abbildung 5: Messwerte von Blind- und Wirkleistung am Netzanschlusspunkt einer $\sim 4 \text{ MW}_p$ PV-Anlage; links: Wirk- und Blindleistungsmesswerte am NAP ohne Kompensation; rechts: Wirk- und Blindleistungsmesswerte am NAP mit Kompensation

In die Topologie der zuvor vorgestellten $\sim 4 \text{ MW}_p$ PV-Anlage wurde eine Drosselspule mit 50 kVAr induktiver Blindleistung ($U = 400 \text{ V}$) inklusive intelligenter Ansteuerung integriert, um das Blindleistungsdefizit am NAP der Anlage zu minimieren. Abbildung 5 zeigt den Vergleich der Q-Messwerte am NAP der PVA zwischen dem Anlagenbetrieb ohne (unten links) sowie mit Blindleistungskompensation (unten rechts). Der mittlere Blindleistungswert im Schwachlastbetrieb konnte dadurch ausgehend von 50 kVAr beinahe komplett kompensiert werden, unter einem zusätzlichen Wirkleistungsbezug von etwa 0,7 kW. Pro bezogener Kilowattstunde aus dem Netz werden durch den Netzbetreiber 19,58 ct abgerechnet. Im betrachteten Beispiel ergibt sich für den Kunden je Betriebsstunde ein wirtschaftlicher Vorteil von etwa 0,4 €. Für diesen exemplarischen Fall beträgt das Einsparpotential der vorgestellten Kompensationslösung mehr als 1300 € pro Jahr, bei einer mittleren täglichen Betriebsdauer von 9 Stunden pro Tag.

5. Möglichkeiten der (nachträglichen) Blindleistungskompensation

Dezentrale Kompensation durch Niederspannungsdrosseln

Niederspannungsdrosseln im Bereich eines Blindleistungsvermögens von beispielsweise 50 kVAr / 100 kVAr bieten aufgrund ihrer kompakten Bauart in Schaltschrankgröße einen wesentlichen Vorteil, da sie sich in vielen Fällen dezentral mit in die 0,4 / 20-kV Trafostationen der PV-Anlage integrieren lassen und somit keine zusätzlichen Kosten für ein wetterfestes Gehäuse anfallen und lediglich ein Berührschutz berücksichtigt werden muss.



Abbildung 6: Transformatorstation einer 4 MWp PV-Anlage inklusive 50 kVAr-Kompensationsdrossel mit korrespondierender Ansteuerung. A) Steuerschrank; B) Kompensationsdrossel

Abbildung 6 veranschaulicht den Platzbedarf sowie die sehr einfache Integrierbarkeit der Kompensationslösung für den in Abschnitt 3 angesprochenen 4 MW_p PV-Park. Diese Anwendung eignet sich dadurch ideal als Retrofit-Umsetzung für Bestandsanlagen. Durch einen intelligenten Algorithmus, welcher in eine Steuerung implementiert ist, lässt sich die Verlustleistung P_V der Drosselspulen im Einspeisebetrieb signifikant reduzieren. Es werden beispielsweise die Freiheitsgrade durch Nutzung der jeweils optimalen Blindleistungsquellenkombination (Wechselrichter/Drosselspule) ausgenutzt. Eine integrierte Schalttechnik erlaubt ein netzfreundliches Zu- und Abschalten der Drosselspule. Die Zu- und Abschaltvorgänge wurden im Vorfeld der Inbetriebnahme der Kompensationsanlage im Labor getestet und die Parameter der Steuerungstechnik optimiert. Aufgrund des Betriebs auf Niederspannungsseite ergeben sich deutlich geringere Investitionskosten, als bei vergleichbaren Drosselspulen (Kompensationsanlagen) auf Mittelspannungsniveau.

Das an dieser Stelle vorgestellte Gesamtsystem kann ebenso zur Kompensation von Kabel-Kapazitäten in Verteilnetzen eingesetzt und betrieben werden. In zunehmendem Maße sind VNB durch ihre übergeordneten ÜNB verpflichtet, an den Kopplungspunkten der Umspannwerke, ein zulässiges Toleranzband der Blindleistung einzuhalten. Andererseits geben die betreffenden VNB diese Pflicht an deren Anschlussnehmer, wie untergeordnete Stadtwerke weiter. Die nachfolgende Abbildung (links) gibt Aufschluss über das Blindleistungsverhalten eines Stadtwerkeverbands aus dem Jahr 2015 mit Anschluss an einen übergeordneten, großen Verteilnetzbetreiber in Deutschland.

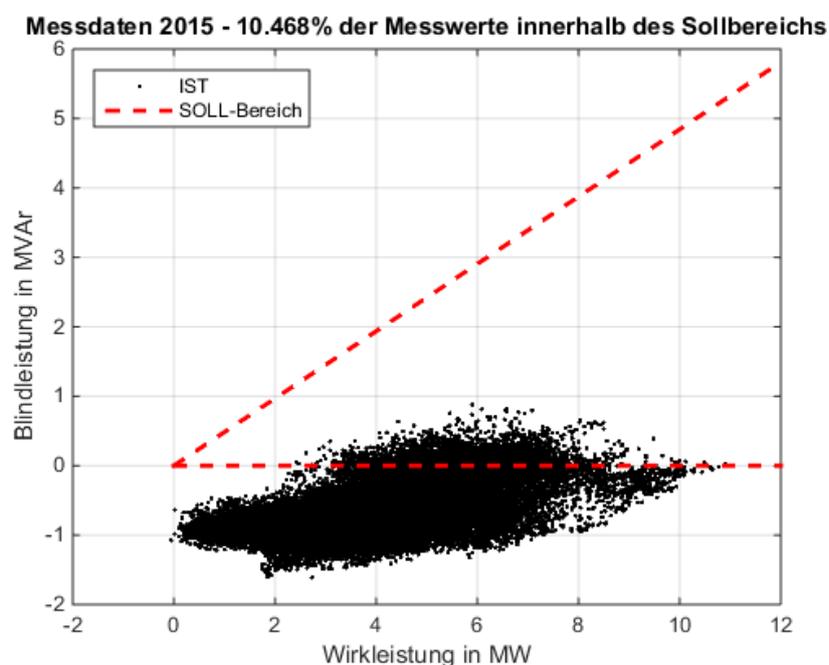


Abbildung 7: Blindleistungsmesswerte sowie zulässiger Sollwertbereich eines Stadtwerkeverbands mit Anschluss an ein übergeordnetes Verteilnetz aus dem Jahr 2015

Die Analyse der aufgetragenen Messdaten ergab, dass nur etwa 10 % der Blindleistungsmesswerte des betrachteten Zeitraums im zulässigen Sollwertbereich des VNB

liegen. Das kapazitive Blindleistungsdefizit wird im Wesentlichen durch Kabel-Kapazitäten verursacht und durch den werktäglichen Betrieb von industriellen Maschinen (induktives Verhalten von Elektromotoren) verringert.

Der verteilte Einsatz von gesteuerten Niederspannungsdrosseln entsprechend der in diesem Kapitel vorgestellten Größe stellt eine praktikable und sehr einfach nachzurüstende Lösung im angesprochenen Netzgebiet, für die aufgezeigte Blindleistungsproblematik dar.

Vorteile der dezentralen Drossel im Vergleich zu zentralen Mittelspannungsdrosseln:

- Selektive Ansteuerung der Drosseln zur Verringerung von P_V
- Investitions- und Betriebskosten deutlich geringer als bei MS-Drosseln
- Oftmals in bestehende Infrastruktur integrierbar

Verluste durch Blindleistungskompensation mittels Einsatz von Drosseln

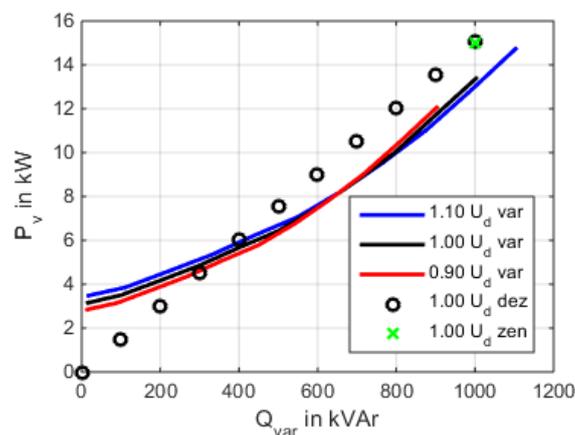


Abbildung 8: Vergleich der Verlustleistung der betrachteten Drosselvarianten

Aus Abbildung 8 geht hervor, dass die während des Betriebs anfallenden Verluste beim Einsatz von dezentralen 100 kVAr-Niederspannungsdrosseln bis zu einer Anzahl von ca. vier im Vergleich zu einer variablen Mittelspannungsdrossel ($Q_{L,max} = 1 \text{ MVar}$) geringer sind. Darüber hinaus übersteigen die Verluste der Niederspannungsdrosseln die der variablen Drossel. Die Mittelspannungsdrossel mit fixem Blindleistungswert ($Q_{L,max} = 1 \text{ MVar}$) übersteigt die Verluste der variablen Drossel im gleichen Maße wie die Konfiguration mit 10 Niederspannungsdrosseln. In Abbildung 8 ist der Übersicht halber für die festen Drosseln nur der Verlustwert als Funktion der Blindleistung bei Nennspannung aufgezeigt, für den beispielhaften PV-Park entspricht dies >99 % der Betriebszeit. In Abbildung 7 ist ersichtlich, dass eine konstante Kompensation mit 1 MVar die Messpunkte nicht in den roten Bereich verschieben könnte, sondern für diverse Messpunkte überkompensieren würde. Demzufolge ist ein intelligenter Regelungsalgorithmus notwendig, um etwas variabel auf die aktuellen Betriebspunkte zu reagieren.

Kompensation mittels PV-Wechselrichter

Aktuelle Wechselrichter für den Einsatz in PV-Parks sind immer in der Lage, einen Beitrag zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt bereit zu stellen. In Abbildung 9 sind zwei Varianten dargestellt, die aktuell am Markt verfügbar sind.

Der in Abbildung 9 links dargestellte 30 kW Stringwechselrichter kann einen Leistungsfaktor $\cos \varphi_{\max} = 0,8$ einstellen, was wegen $Q_{AC\max} = P_{AC} \cdot (\text{acos}(0,8))$ zu dem rot gestrichelten Maximalbeitrag, jeweils in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung führt. Die aufgezeigten Höhenlinien zeigen jeweils die Verluste des Wechselrichters (in kW) auf (Annahme: $V_{AC} = 400 \text{ V}$, $V_{DC} = 650 \text{ V}$). Reine Wirkleistungseinspeisung $\cos \phi = 1,0$ an den Klemmen des Wechselrichters bei z.B. 25 kW verursachen Umwandlungsverluste im Wechselrichter von ca. 700 W, eine zusätzliche Bereitstellung von $Q = 12 \text{ kVAr}$ erhöht die Umwandlungsverluste lediglich um 100 W auf 800 W.

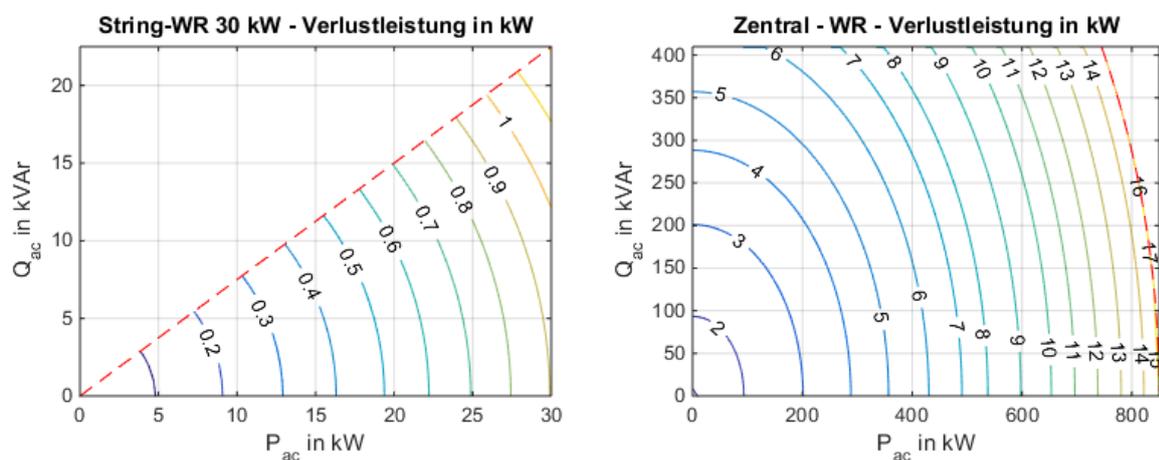


Abbildung 9: links: Blindleistungsbereitstellung mittels Stringwechselrichter mit $\cos \varphi$ -Begrenzung (hier $\cos \varphi_{\max} = 0,8$), rechts: Blindleistungsbereitstellung mittels Zentralwechselrichter mit Wirkleistungsbegrenzung (hier $Q_{\max} = \min(409 \text{ kVAr}, \sqrt{S_n^2 - P^2})$)

Der in Abbildung 9 rechts dargestellte 850 kW Zentralwechselrichter kann einen von der Wirkleistungseinspeisung unabhängigen Blindleistungsbetrag von max. 409 kVAr bereitstellen. Die aufgezeigten Höhenlinien zeigen ebenfalls die Verluste des Zentralwechselrichters (in kW) an (Annahme: $V_{AC} = 400 \text{ V}$, $V_{DC} = 680 \text{ V}$). Reine Wirkleistungseinspeisung $\cos \phi = 1,0$ an den Klemmen des Wechselrichters bei z.B. 600 kW verursacht Umwandlungsverluste im Wechselrichter von ca. 9 kW, eine zusätzliche Bereitstellung von $Q = 250 \text{ kVAr}$ erhöht die Umwandlungsverluste, geschuldet der höheren Strombelastung um 1 kW auf 10 kW. Jedoch verursacht der in Abbildung 9 rechts dargestellte ZWR zur Bereitstellung von 100 kVAr induktiver Blindleistung, Wirkleistungsverluste $> 2 \text{ kW}$ und übersteigt somit die Verluste der dezentralen Niederspannungsdrosseln ($< 1,5 \text{ kW}$) im selben Arbeitspunkt. Zwar liegen die Verluste des ZWR zur Erzeugung von 400 kVAr im Bereich der Drosseln, jedoch beeinträchtigt der maximale Blindleistungsbetrieb zusätzlich deren Lebensdauer. Aktuell auf dem Markt verfügbare Wechselrichtermodelle können einen Beitrag

zur Blindleistungsbereitstellung leisten, welcher zwar mit Verlusten verbunden ist, im Vergleich mit den zuvor gezeigten passiven Methoden aber dahingehend meist vorteilhafter in Erscheinung tritt, da die Verluste zur Bereitstellung der angeforderten Blindleistung im Einspeisebetrieb deutlich geringer ausfallen, als bei konventionellen Kompensationsdrosseln auf MS-Seite (siehe Abbildung 8).

Vergleich der Betriebsverluste zur Blindleistungskompensation bei Nennspannung

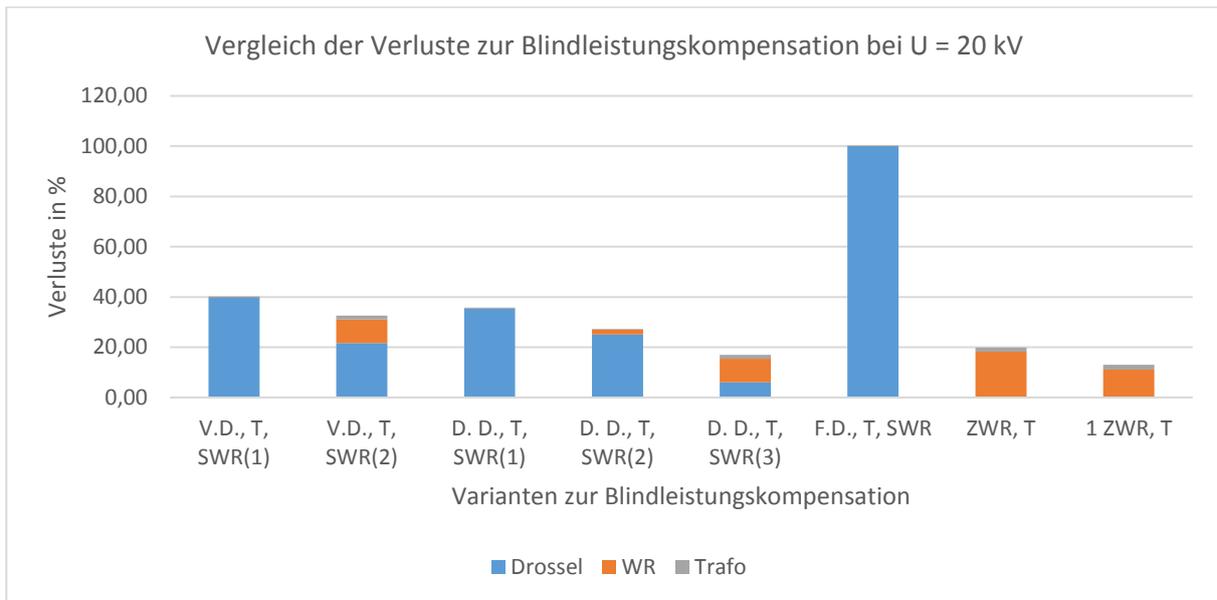


Abbildung 10: Vergleich der Blindleistungskompensationslösungen bei U = 20 kV (NAP) & $\cos \phi = 1,0$.

In Abbildung 10 sind die Wirkleistungsverluste der jeweils an der Variante zur Blindleistungskompensation beteiligten Komponenten prozentual für den typischen Betrieb des PV-Parks bei einer verketteten Spannung $U = 20 \text{ kV}$ und Sollwertvorgabe von $\cos \phi = 1,0$ aufgetragen. Die genauen Zahlenwerte können Tabelle 1 entnommen werden. Die Prozentwerte referenzieren sich in diesem Fall auf die Summe der Verlustenergie der Mittelspannungsdrossel mit festen Kompensationswert ($Q_L = 1 \text{ MVar}$), der Transformatoren (T) sowie der verbauten Stringwechselrichter (SWR) (Abbildung 10 F. D. T, SWR), welche in vorliegendem Vergleich die höchsten Verluste aller Einzelkomponenten aufweist und den Wert 100 % zugewiesen bekommt. Die hohen Verluste erklären sich dabei durch den Dauerbetrieb der Drossel bei einer Nennverlustleistung von $P_{VD} = 15 \text{ kW}$.

Die Verluste einer variabel geregelten Mittelspannungsdrossel ($Q_{Lmax} = 1 \text{ MVar}$) in Kombination mit den vorhandenen SWR, sind in Abbildung 10 (V. D., SWR(1), V. D., SWR(2)) aufgetragen.

Weiter sind in Abbildung 11 die Verluste von drei Varianten (D. D., T, SWR (1); D. D., T, SWR (2), D. D., T, SWR (3)) aufgetragen, bei denen bis zu zehn Niederspannungsdrosseln zur Blindleistungskompensation ($Q_{L,max} = 10 \cdot 100 \text{ kVar}$) eingesetzt

werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Niederspannungsdrosseln schaltbar betrieben werden können.

Bei Einsatz einer ausreichenden Anzahl von ZWR im PV-Park, mit der in Abbildung 10 rechts aufgezeigten Charakteristik, sind keine weiteren Komponenten zur Bereitstellung der geforderten Blindleistung erforderlich, könnten jedoch für den Betrieb des PV-Parks vorteilhaft sein. Auch kann die Priorisierung der Zentral- oder String-Wechselrichter bei den resultierenden Verlusten durch die Blindleistungsbereitstellung signifikant sein (nicht dargestellt). Beispielhaft sind die Wirkleistungsverluste der Kompensation bei Einsatz von zwölf Zentralwechselrichtern (gesamter PV-Park) mit vollständiger Blindleistungsfähigkeit, wie in Abbildung 10 (ZWR, T; 1 ZWR; T) aufgetragen. Dabei werden alle Zentralwechselrichter gleichverteilt zur Kompensation der Blindleistung am Tag und in der Nacht eingesetzt (ZWR, T), während bei der anderen Variante, alle ZWR am Tag, jedoch nur ein ZWR zur Kompensation in der Nacht eingesetzt wird (1 ZWR, T). Es ist ersichtlich, dass die Betriebsverluste bei gleichverteilter Kompensation über aller WR höher sind, als beim Nachtbetrieb eines ZWR, welcher einen höheren Kompensationswert bereitstellen muss. Die Trafoverluste in Variante (1 ZWR, T) übersteigen jene in Variante (ZWR, T) aufgrund des höheren Blindstroms, da dieser, quadratischen Einfluss auf die Verluste nimmt.

Es handelt sich bei dieser Untersuchung um einen Auszug an Möglichkeiten zur nachträglichen Blindleistungskompensation. Die Verluste der vorgestellten Kompensationsvarianten wurden ebenfalls für die anderen einzuhaltenden Betriebspunkte am NAP ($U = 18 \text{ kV} \dots 22 \text{ kV}$; $\cos \varphi = 0,95_{\text{induktiv}} \dots 0,95_{\text{kapazitiv}}$) untersucht, sind in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht aufgeführt. Es gibt zahlreiche weitere Kombinationen, um den Anforderungen an die Netzanschlussbedingungen gerecht zu werden.

Verluste [%] U = 20 kV (NAP):	V.D., T, SWR(1)	V.D., T, SWR(2)	D. D., T, SWR(1)	D. D., T, SWR(2)	D. D., T, SWR(3)	F.D., T, SWR	ZWR, T	1 ZWR, T
Drossel	39,98	21,68	35,54	25,10	6,09	100,00	0,00	0,00
WR	0,12	9,32	0,12	1,89	9,32	0,21	18,23	11,14
Trafo	0,02	1,55	0,02	0,31	1,55	0,04	1,63	1,86
Gesamt:	40,12	32,56	35,68	27,30	16,96	100,25	19,86	13,00

Tabelle 1: Normierter Vergleich der Verluste zur Blindleistungskompensation bei $U = 20 \text{ kV}$ (NAP) & $\cos \phi = 1,0$ bezogen auf die Betriebsverluste einer MS-Drossel mit fixem Blindleistungswert.

Unter der vereinfachten Annahme einer Einspeisevergütung k_{Einsp} von $0,15 \text{ €/kWh}$, Strombezugskosten k_{Bezug} bei Nacht von $0,25 \text{ €/kWh}$ und gleiche Dauer von Tag und Nacht über ein ganzes Jahr gesehen, errechnet sich ein gemittelter Wert der Stromkosten, die rein zur Blindleistungskompensation entstehen, zu $k_{\text{Komp}} = 0,20 \text{ €/kWh}$. Der Wirkleistungsbezug der festen 20-kV-Mittelspannungsdrossel (= 100% in Tabelle 1) beträgt $P_{\text{VD}} = 15 \text{ kW}$. Die jährlichen Strombezugskosten ($t_{\text{anno}} = 8760 \text{ h}$) errechnen sich somit zu:

$$k_{\text{anno}} = P_{\text{VD}} \cdot t_{\text{anno}} \cdot k_{\text{Komp}} = 15 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h/a} \cdot 0,20 \text{ €/kWh} = 26.280 \text{ €/a}$$

Über die typische Dauer t von 20 Jahren, in denen die EEG-Vergütung gesetzlich festgeschrieben ist, entstünden allein durch die Blindleistungskompensation mittels der betrachteten Mittelspannungsdrossel, Kosten k von über 525.600 €, wie nachfolgend erklärt.

$$k_{\text{Komp, EEG}} = k_{\text{anno}} \cdot t_{\text{EEG}} = 525.600 \text{ €}$$

Die in Tabelle 1 dargestellten Werte beziehen sich prozentual auf die vorangegangene Annahme der Stromkosten.

Umsetzung/Investitionskosten

Sofern in der Infrastruktur des PV-Parks Zentralwechselrichter verbaut sind, ist die Kompensationsmöglichkeit mittels Zentralwechselrichtern am wirtschaftlichsten, da lediglich mit Aktivierungskosten der Blindleistungsfähigkeit der ZWR im Nachtbetrieb anfallen. Für die Umrüstung von String- auf Zentralwechselrichter sind pro Station ($P = 1 \text{ MW}$) mit Investitionskosten von ca. 150.000 – 200.000 € zu rechnen. Verglichen mit diesem Ansatz ist es ökonomisch sinnvoller, dezentrale Drosseln einzusetzen.

Das Investitionsvolumen für die benötigte Anzahl an dezentralen Niederspannungsdrosseln schlägt dagegen im Vergleich mit ca. 50 % zu Buche. Es bedarf bei dieser Variante eines intelligenten Steuerungsalgorithmus, welcher die Schaltvorgänge der Drosseln auf ein Minimum reduziert, um Langlebigkeit sicherzustellen sowie deren Betriebskosten zu minimieren. Der modulare Aufbau, die robuste Bauart und die sehr geringe Komplexität machen Wartungsarbeiten sehr einfach. Weiter spricht die zu erwartende Lebensdauer deutlich für die dezentralen Kompensationsdrosseln, welche durch die Hersteller auf Dauerbetrieb ausgelegt sind.

Mittelspannungsdrosseln mit festem Kompensationswert stellen aufgrund ihrer hohen Verluste und Beschaffungskosten, welche in etwa derer eines zuvor angesprochenen Wechselrichtertauschs entsprechen, in vorliegendem Vergleich keine wirtschaftliche Möglichkeit der Blindleistungskompensation dar. Für die variable Mittelspannungsdrossel liegen dem Autor zum Zeitpunkt der Fertigstellung des vorliegenden Manuskriptes keine Anschaffungskosten vor. Es werden um ca. 20 – 30 % höhere Kosten als bei einer Kompensationsanlage mit fixem Blindleistungswert angenommen, welche sich jedoch mit den geringeren Betriebskosten wiederum nach kurzer Zeit aufheben und über längere Betriebsdauer einen wirtschaftlichen Vorteil bedeuten. Die erhöhte Systemkomplexität führt zu größerem Wartungsaufwand der Anlage. Zudem gibt es derzeit zu dieser Variante nur sehr wenige Anbieter mit fundierten Kenntnissen über Lebensdauer und Verschleiß solcher Kompensationsanlagen, was die Frage nach der Verfügbarkeit dieser Technik in der Zukunft offenlässt.

6. Zusammenfassung/Fazit

Für eine nachträgliche Modifikation des Blindleistungsverhaltens bestehender PV-Freiflächenanlagen gibt es pauschal keine beste und effizienteste Lösung. Zentraler Ausgangspunkt für die Lösungsfindung sind im Einzelnen die vom zuständigen Netzbetreiber formulierten Anforderungen, die für den Netzanschluss maßgebend sind. Bereitstellung induktiver Blindleistung zum Ausgleich eines kapazitiven Defizits am NAP von PVA, kann wie in dieser Arbeit aufgezeigt, durch unterschiedliche Weisen umgesetzt werden, um die Netzanschlussbedingungen im ganzen Umfang zu erfüllen. Generell ist es möglich, Wechselrichter zur Blindleistungskompensation einzusetzen, sowohl im Einspeisebetrieb, wie auch unter Wirkleistungsbezug. Vor dem Hintergrund der Nachrüstung von Zentralwechselrichtern sind andere Lösungen meist deutlich kostengünstiger in Bezug auf die zu tätigen Investitions- und Betriebskosten. Eine weitere einfache und klassische Methode ist es, eine Kompensationsanlage auf der Mittelspannungsseite, mit einem fixen induktiven Blindleistungswert in ein bestehendes System zu installieren, jedoch entstehen dabei zu deren Betrieb die in der vorliegenden Arbeit größten ermittelten Wirkleistungsverluste, was unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten als nicht effizient bewertet werden kann, und über eine angenommene Betriebsdauer von 20 Jahren die höchsten Gesamtkosten zur Folge hat. Gestuft ansteuerbare, wie auch variabel geregelte Kompensationsanlagen auf Mittelspannungsseite erfüllen ebenfalls die Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung und weisen zusätzlich geringere Wirkleistungsverluste auf, als die Variante mit fixem Blindleistungswert. Auf der anderen Seite sind die Anschaffungskosten sowie Wartungs- und Reparaturaufwand dieser beiden Kompensationstechniken nicht zu vernachlässigen und bedürfen weiterer Recherchen nach effizienteren Lösungsmethoden. Offen bleibt auch die Frage, ob diese Technologie in Zukunft noch verfügbar sein wird.

Niederspannungsdröseln zur Blindleistungskompensation bieten aufgrund der im Vergleich zu anderen Techniken niedrigen Investitionskosten und geringsten Komplexität die Möglichkeit, eine wirtschaftlich und technisch effiziente Lösung zur Behebung der Blindleistungsproblematik darzustellen. Zudem können durch intelligente Ansteuerung der einzelnen Dröseln, die Betriebsverluste minimiert werden, da unter Wirkleistungseinspeisung die effizienteren Wechselrichter zur Blindleistungsbereitstellung priorisiert angesteuert werden können.

Es müssen vor Einbau oder Umbau von blindleistungsfähigen Hardware-Komponenten in eine Bestandsanlage möglichst viele unterschiedliche Lösungsansätze analysiert werden, um an eine sehr effiziente Lösung heranzukommen. Der in dieser Arbeit aufgezeigte Ansatz zur Lösungsfindung scheint geeignet, um aus der Vielzahl individueller Möglichkeiten eine herstellerunabhängige, kostenoptimierte Version zu finden. Der Aufwand hierzu ist nicht trivial, unter Berücksichtigung der Betriebskosten, z.B. >500 k€ für eine 1 MVar Kompensation über eine Betriebsdauer von 20 Jahren im ungünstigsten Lösungsansatz aber sicherlich angemessen.

Um zukünftig eine technisch effiziente, wie auch wirtschaftlich interessante Lösung von dezentral situierten Photovoltaik-Großprojekten zu finden, bedarf es bereits bei der Anlagenplanung der Berücksichtigung der Blindleistungsproblematik. Unter diesem Gesichtspunkt ergeben sich neue Lösungsmöglichkeiten, welche unter Anwendung, der in der vorliegenden Arbeit vorgestellten Methoden, ermittelt werden können.

Quellenverzeichnis

- [1] S. Ott und S. Schramm, „Nachträgliche Modifikation des Blindleistungsverhaltens bestehender PV-Freiflächenanlagen,“ OTTI e.V., Steingaden, München, 2016.
- [2] Bayernwerk AG, „<https://www.bayernwerk.de/>,“ Januar 2016. [Online]. Available: https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xbcr/bayernwerk/20151223_Ergaenzungen_TRA MS_Netz.pdf. [Zugriff am 12 Januar 2016].
- [3] B. B. d. E.-. u. W. e.V., „www.bayernwerk.de/,“ 12 Januar 2016. [Online]. Available: https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xbcr/bayernwerk/BDEW_TAB_EZ_Mittelspannung_2008-05-29.pdf.
- [4] Bayernwerk AG, „<https://www.bayernwerk.de/>,“ Bayernwerk AG, September 2015. [Online]. Available: https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xbcr/bayernwerk/TAB_MS.pdf. [Zugriff am 12 Januar 2016].