

OPTIONEN FÜR DIE GESTALTUNG DES ZUKÜNFTIGEN BLINDLEISTUNGSAUSTAUSCHS AN DER SCHNITTSTELLE VERTEIL-/ÜBERTRAGUNGSNETZ

Philipp SCHÄFER, Dr. Hendrik VENNEGEERTS,
Dr. Simon KRAHL, Univ.-Prof. Dr. Albert MOSER

FGH e.V., Roermonder Str. 199, D-52072 Aachen, Tel.-Nr. 0241/997857-19, Fax
0241/997857-22, philipp.schaefer@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

Kurzfassung: Die zunehmende Verdrängung konventioneller, direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener Großkraftwerke durch steigende Anschlussleistung dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland führt zu neuen Herausforderungen in der Sicherstellung der Systemstabilität. Insbesondere der Wegfall von Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz legt die Frage nahe, inwieweit Blindleistungspotentiale, z.B. in Form von dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz, für die Unterstützung der Spannungshaltung des Übertragungsnetzes nutzbar sind. Dieser Beitrag zeigt verschiedene Konzepte und Strategien für einen spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungsaustausch auf und stellt diese in einen technischen und gesamtwirtschaftlichen Vergleich. Mit Hilfe der Untersuchungen ist es möglich, grundlegende Empfehlungen für die Gestaltung des zukünftigen Blindleistungsaustausches an den Schnittstellen der Spannungsebenen sowie zukünftiger Richtlinien abzuleiten.

Keywords: Systemdienstleistung Spannungshaltung, vertikaler Blindleistungsaustausch

1 Einleitung

Die Veränderungen im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem im Rahmen der „Energiewende“, die sich durch steigende installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in den Verteilnetzen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) und Verdrängung konventioneller Erzeugungsleistung im Höchstspannungsnetz ausprägen, führen zu neuen Herausforderungen in der Sicherstellung der Systemstabilität. Eine dieser Herausforderungen ist in der Spannungshaltung der Netze zu sehen. Die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen zu einem starken regionalen Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Einspeisung. Dies und der zunehmende Stromhandel führen im Übertragungsnetz zu größeren Transportentfernungen, die einen erhöhten Blindleistungsbedarf (Q-Bedarf) zur Folge haben. Die zur Q-Bereitstellung maßgeblich eingesetzten Synchrongeneratoren der Großkraftwerke stehen dem Netzbetreiber dabei zunehmend weniger zur Verfügung. Zur Deckung des situationsabhängigen Bedarfs werden alternative Blindleistungsquellen (Q-Quellen) im HöS-Netz errichtet, was naturgemäß und gerade bei weiter steigendem Bedarf entsprechende Kosten verursacht. Daher liegt es nahe, bereits vorhandene Q-Quellen auch im Verteilnetz zu nutzen. Dabei bieten sich insbesondere die dort angeschlossenen DEA an, die gemäß der geltenden Anschlussregeln

in einem definierten Umfang Blindleistung bereitstellen können müssen. So ist grundsätzlich ein teilweiser Übergang der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ für das HöS-Netz zu Blindleistungsquellen im Verteilnetz vorstellbar.

Jedoch bestehen durch den Zubau von EE-Erzeugung auch in den Verteilnetzen neue Herausforderungen bei der Gewährleistung der Spannungshaltung. Einerseits erhöht die Einspeisung aus DEA aufgrund des physikalischen Zusammenhangs die Spannung in den Netzen. Andererseits zeigt sich ein zunehmender Trend zur Verkabelung, was zu einem stärker kapazitiven Verhalten der Netze führt und somit ebenfalls spannungssteigernd wirkt.

Eine Transformation der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ lässt erwarten, dass durch den Wegfall von Freiheitsgraden im Verteilnetz Flexibilität eingebüßt und somit Mehrkosten anfallen. Zwar kann auf der einen Seite der Zubaubedarf an Kompensationsanlagen im vorgelagerten Netz verringert werden, auf der anderen Seite ist gegebenenfalls eine Bereitstellung kapazitiver Blindleistung von DEA für die Spannungsreduktion im Verteilnetz nicht nutzbar, da dies zu einem stark induktiven Verhalten des Netzes und somit zu einer Überschreitung der vorgegebenen Begrenzung führen würde (Abbildung 1).

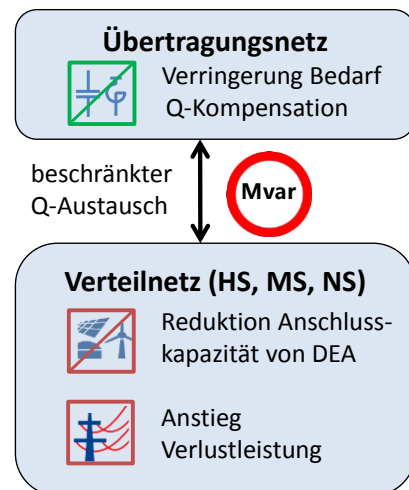


Abbildung 1 Zielkonflikte

Somit kann sich die Anschlusskapazität für Erzeugungsanlagen im Verteilnetz reduzieren. Ein weiterer Nachteil ist die mögliche Erhöhung der Wirkleistungsverluste, da keine aus Verteilnetz-Sicht optimale Blindleistungseinspeisungen angefahren werden. Daher ist die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Gestaltung des vertikalen Blindleistungsflusses zu ermitteln, diese aber auch praxisgerecht und somit betrieblich anwendbar in Regelwerke zu verankern, so dass allen beteiligten Netzbetreibern ausreichende Planungssicherheit geboten wird. Planungssicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber ist erforderlich, da u.a. für die Installation von Q-Kompensationsanlagen ein mehrjähriger Planungs- und Errichtungszeitraum erforderlich ist.

Zu einer Vereinheitlichung des Regelwerks hat die europäische Kommission die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie zur Ausarbeitung die ENTSO-E beauftragt, einen Netzkcode zu entwickeln, der einen Rahmen definiert, in dem sich europaweite Vorgaben an den Schnittstellen zwischen Übertragungsnetz und unterlagerten Netzen bewegen sollen [1]. Aufgrund von Länder- und lokalen Spezifika können europaweit jedoch nur sehr weitgefaste Vorgaben erfolgen, die zur Schaffung von Planungssicherheit und für die Praxis detaillierter ausgearbeitet werden müssen. Zudem sollte gewährleistet sein, dass die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Gestaltungsform gewählt ist. So könnte sich eine effiziente Gestaltung der Vorgaben für den vertikalen Blindleistungsaustausch neben der Festlegung eines obligatorischen Blindleistungsbereichs auch in anderer Form, z.B. über einen durch den Übertragungsnetzbetreiber kontrollierten Blindleistungsaustausch, ergeben. Gegebenenfalls könnte sich auch ein Verzicht auf Vorgaben an den Netzschnittstellen als gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Alternative

herausstellen. Die komplexen Wechselwirkungen und daraus entstehenden technischen und wirtschaftlichen Zielkonflikte machen deutlich, dass umfangreiche Modelluntersuchungen und Optimierungsverfahren notwendig sind, um diese Frage zu beantworten.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist es, mithilfe der gewonnenen Erkenntnisse aus modellhaften Untersuchungen und anhand der abgeleiteten Methodik grundsätzliche Empfehlungen zur Gestaltung des zukünftigen spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungsaustausches abzuleiten. Durch die Untersuchungen sollen regionalspezifische, aber auch allgemeine Einflussgrößen identifiziert werden, die die technische, organisatorische und wirtschaftliche Eignung der Gestaltungskonzepte herausstellt und vergleicht, um damit Anhaltspunkte für eine geeignete Umsetzung von Vorgaben in Regelwerken geben zu können.

2 Analyse

2.1 Beeinflussungsmöglichkeiten des Q-Verhaltens

Bevor Strategien für den Blindleistungsaustausch untersucht werden können, ist zunächst zu analysieren, welche Freiheitsgrade den Netzbetreibern zur Verfügung stehen, um das Blindleistungsverhalten des Netzes zu beeinflussen.

Zu den unmittelbar im Netzbetrieb umsetzbaren Möglichkeiten gehören:

- Beeinflussung der Q-Bereitstellung von konventionellen Kraftwerken und DEA
- spannungsbedingter Redispatch bzw. Erzeugungsmanagement
- Stufung von Transformatoren
- Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen
- netztopologische Maßnahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber geben in den Netzanschlussverträgen mit Kraftwerksbetreibern vor, welche Blindleistungsanforderungen netzseitig bestehen. Die minimale und maximale vorzuhaltende Q-Bereitstellung durch DEA im Verteilnetz ist in den technischen Anschlussbedingungen der einzelnen Spannungsebenen festgelegt [2] [3] [4]. Die dort vorgegebenen wirkleistungsabhängigen Grenzwerte erscheinen nicht nur aus Sicht des Anschlussnetzes, sondern auch eines spannungsebenenübergreifenden Regelungskonzepts hilfreich, da gerade bei hoher EE-Einspeisung ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung besteht. Das Blindleistungsverhalten eines Netzes lässt sich neben einer Anpassung der Blindleistungsfahrweise einer Erzeugungsanlage auch über Erzeugungsmanagement in Form der Abregelung von Wirkleistungseinspeisung beeinflussen. Abschätzungen auf Basis der EEG-Vergütungszahlungen lassen erwarten, dass ein dauerhaftes Erzeugungsmanagement nur aus Spannungshaltungsgründen oder übergeordnetem Blindleistungsmanagement im Vergleich zur alternativen Errichtung von anderen Blindleistungsquellen unwirtschaftlich ist und daher hier nicht betrachtet wird.

Die Änderung der Spannung im unterlagerten Netz und somit einem veränderten Blindleistungsbedarf von Betriebsmitteln und angeschlossenen Kunden mittels automatisierter Stufung von HöS/HS- und HS/MS-Umspannwerkstransformatoren oder der

Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen kann ebenfalls das Q-Verhaltens des Netzes beeinflussen.

Die Abhängigkeit des Blindleistungsbedarfs der Betriebsmittel von deren Auslastung ermöglicht in einigen speziellen Fällen eine Blindleistungsbeeinflussung durch gezielte Schaltmaßnahmen im Netz. Im Bereich der Netzplanung werden heute üblicherweise topologische Sondermaßnahmen nicht berücksichtigt. Vielmehr wird ein optimierter Schaltzustand als sogenannter „topologischer Grundfall“ angenommen, der Basis für alle Netznutzungsfälle ist [5]. Die verbleibende Reserve durch Schaltmaßnahmen bleibt dem Betrieb und somit planerisch nicht erfassten Ausnahmesituationen vorbehalten. Ein weiterer Grund ist, dass bestimmte bei Untersuchungen nicht betrachtete Risiken, wie z.B. eine Reduktion der Winkelstabilität, bei Schaltmaßnahmen auftreten können, so dass die Betriebsführung bestrebt ist, die Anzahl an notwendigen Schaltheandlungen klein zu halten. Daher werden im Rahmen dieser Untersuchungen das planerische Vorgehen angewandt und topologische Maßnahmen in Form von Schaltmaßnahmen im Übertragungsnetz nicht berücksichtigt.

Die Entwicklungen im Verteilnetz, insbesondere mit Blick auf ein zukünftiges „Smart Grid“, rückt die Frage der Ansteuerungs- und Regelungsverfahren für Blindleistungsquellen und Beeinflussungsmöglichkeiten in den Vordergrund. Können alle Quellen über eine zentrale Steuerinstanz angesprochen werden, ist ein optimiertes, auf den Netznutzungsfall und die aktuelle Netztopologie angepasstes übergeordnetes Blindleistungsmanagement möglich. Auf der einen Seite birgt diese zentrale Ansteuerung bezogen auf die Fähigkeit, das Blindleistungspotential im Verteilnetz unmittelbar anzusprechen, hohe Flexibilität, auf der anderen Seite führt die Implementierung entsprechender informations- und kommunikationstechnischer Anbindung der Komponenten – oftmals aber auch aus anderen Gründen wie einem engpassinduziertem Einspeisemanagement ohnehin erforderlich – zu höheren Kosten und einer steigenden Komplexität der Netzführung. Alternative Konzepte basieren auf dezentralen, autonomen Regelungen der entsprechenden Netzkomponenten und DEA, wie beispielsweise über ein Kennlinienverfahren oder die Einstellung eines fixen $\cos(\varphi)$. Im Hinblick auf ein zukünftiges „Smart Grid“ sowie des Aufzeigens der maximalen Q-Bereitstellungsmöglichkeiten aus Verteilnetzen soll in diesem Beitrag der Fokus auf der zentrale Ansteuerung der Komponenten liegen.

2.2 Potentielle Gestaltungsoptionen für Vorgaben an den Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Die teils aus der Historie begründeten derzeitigen Vorgaben und Verrechnungsmodelle für den Blindleistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetz sind unter Maßgabe der zukünftigen Herausforderungen in Form weiter steigender EE-Einspeisung und Rückgang konventioneller, am HöS-Netz angeschlossener Großkraftwerke, zu überdenken und ggf. anzupassen oder zu vereinheitlichen.

Eine Gesamtoptimierung aller Spannungsebenen im Betrieb erscheint nicht praxisgerecht, da sich der Austausch von Informationen und der Problemumfang als sehr umfangreich herausstellen und vor allem die Verantwortungsbereiche unterschiedlich sind. Daher bietet es sich an, die Netzführung und somit die Steuerung der Q-Quellen weiterhin in den Händen des zuständigen Netzbetreibers zu belassen, jedoch die Schnittstellen zwischen

Übertragungs- und Verteilnetz mit entsprechenden Vorgaben zu versehen. Die Gestaltung dieser Vorgaben lässt sich dabei in drei übergeordnete Konzepte kategorisieren, die jeweils einen unterschiedlichen Grad der Einschränkung für die unterlagerte Netzebene vorsehen [6].

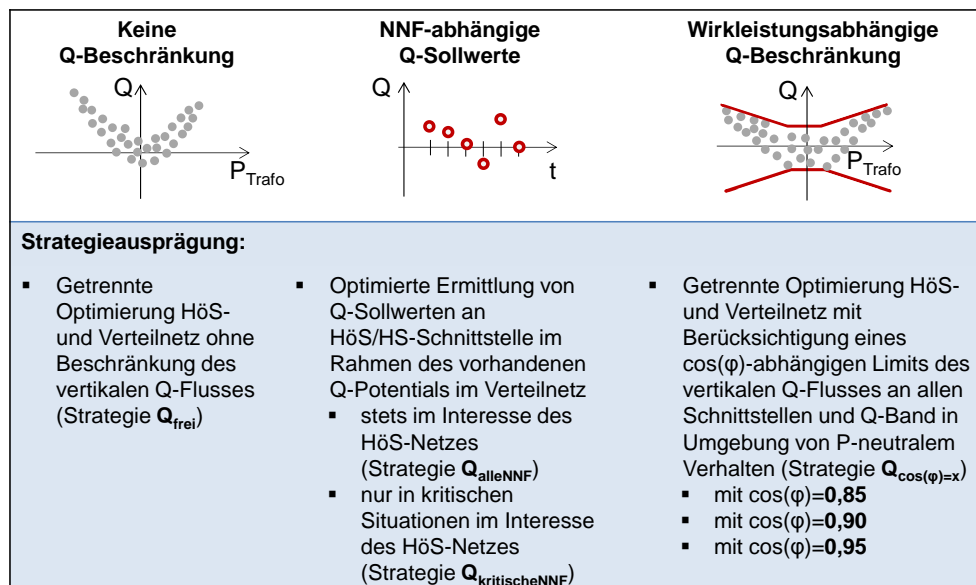


Abbildung 2 Gestaltungsoptionen für den vertikalen Blindleistungsaustausch

2.2.1 Keine Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Bei dieser Strategie bestehen keine Vorgaben an den Schnittstellen und jede Spannungsebene optimiert nur zugunsten seines eigenen Netzes. Das Übertragungsnetz – verantwortlich für die Systemstabilität - fungiert mit den dort angeschlossenen Blindleistungsquellen im klassischen Sinne als „Ausgleichsbecken“ für die Blindleistung [7]. Daher ist in dieser Strategie für ausreichende Mittel zur Q-Kompensation in der Übertragungsnetzebene zu sorgen. Einseitige Maßnahmen zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz und somit zur Gewährleistung der Systemstabilität können technisch und gesamtwirtschaftlich betrachtet von Vorteil sein, da zusätzliche Q-Quellen mit größtmöglicher Sensitivität auf den Spannungstrichter platziert werden können. Würden Q-Quellen dagegen im Verteilnetz installiert, wäre ggf. aufgrund weiter Transportstrecken nur ein Teil der Blindleistung für das Übertragungsnetz nutzbar und daher ein höherer Bedarf erforderlich. Außerdem liefert die Bewertung dieser Strategie Aussagen darüber, mit welchem Q-Bedarf aus dem Verteilnetz für das Übertragungsnetz zu rechnen ist, wenn seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine einschränkenden Vorgaben getätigt werden.

2.2.2 Übertragungsnetz kontrolliert Blindleistungsaustausch mit Verteilnetz

Eine weitere Strategie für die Gestaltung des Blindleistungsaustausches besteht darin, dass der Übertragungsnetzbetreiber unter Kenntnis des Blindleistungspotentials im Verteilnetz den Blindleistungsfluss über die Schnittstelle explizit oder zumindest in Form einer Anpassung in die gewünschte Richtung vorgeben kann. So können Q-Quellen im Verteilnetz für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz genutzt werden.

Eine Realisierungsoption ergibt sich durch die Vorgabe von Sollwerten für den vertikalen Blindleistungsfluss. Dies erfordert eine Spannungs-Blindleistungsoptimierung im Übertragungsnetz, um geeignete, netznutzungsfallabhängige Zielwerte zu ermitteln. Die Vorgabe von Sollwerten darf nicht zulasten der Netzsicherheit im Verteilnetz gehen, daher ist die Kenntnis des netznutzungsfallabhängigen Potentials an Blindleistungsbereitstellung unter Einhaltung der Spannungs- und Strombelastungsgrenzwerte erforderlich. Dieses Potential ist stark von der Entwicklung des Verteilnetzes abhängig. Es ist sicher zu stellen, dass netznutzungsfallabhängige Blindleistungsstellbereiche aus dem Verteilnetz mindestens für eine Dauer garantiert werden können, in der der Übertragungsnetzbetreiber weitere Blindleistungsquellen realisieren könnte.

2.2.3 Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses aus dem Verteilnetz

Eine weniger aufwendige Gestaltungsmöglichkeit stellt eine Vorgabe in Form einzuhaltender Grenzwerte dar. Diese Möglichkeit bietet den Vorteil, dass jeder Netzbetreiber innerhalb dieser Grenzen für sich planen kann und damit keine weitere spannungsebenenübergreifende Koordination erforderlich ist. Der Übertragungsnetzbetreiber erhält Planungssicherheit, der Verteilnetzbetreiber steht dagegen in der Pflicht, für ausreichende Kompensation seines Blindleistungsbedarfes zu sorgen. Blindleistungspotentiale im Verteilnetz zur Unterstützung des Übertragungsnetzes können dagegen gegebenenfalls nicht ausgenutzt werden, da diese zum Einhalten der Grenzwerte nicht notwendigerweise aktiviert werden müssen. Zu enge Grenzwerte können vielerorts unnötigen Kompensationsbedarf erfordern. Aus gesamtwirtschaftlicher Sichtweise ist daher die Wahl des obligatorischen Blindleistungsbereichs von großer Bedeutung.

3 Modellbildung und methodischer Ansatz

3.1 Netzmodell

Die für die Untersuchung erforderliche Modellbildung erfolgt über eine detailgetreue Nachbildung des zukünftigen Übertragungsnetzes anhand von Daten aus dem deutschen Netzentwicklungsplan sowie des 110-kV-Hochspannungsnetzes (u.a. mithilfe von veröffentlichten Netzschmaplänen). Die ebenfalls für die Bewertung erforderlichen MS/NS-Netze werden über auf Basis realer Daten parametrisierten Musternetze abgebildet. Diese sind oftmals nur über eine Schnittstelle mit dem vorgelagerten Netz verbunden und können daher auf Wirk- und Blindleistungsflüsse an der Schnittstelle zum HS-Netz reduziert werden. Zur Berücksichtigung des Q-Potentials in diesen Spannungsebenen wird das Verteilnetz als sogenanntes virtuelles Flächenkraftwerk abgebildet. Analog eines konventionellen Generators werden dazu wirkleistungsabhängige Q-Grenzen und Informationen zur Verlustleistung des MS/NS-Netzes in Abhängigkeit des Q-Verhaltens hinterlegt. Die Blindleistungsgrenzen werden dabei über ein optimiertes Abtasten unter Einhaltung der Randbedingungen zu Spannungsgrenzen gemäß der Richtlinie EN50160 [8] für Verteilnetze und den thermischen Belastbarkeitsgrenzen der Betriebsmittel ermittelt.

3.2 Bewertungsmethodik von Blindleistungsstrategien

Die Untersuchung und insbesondere der Vergleich verschiedener Strategien für die Gestaltung eines spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungsaustausches erfordern aufgrund der komplexen Wechselwirkungen einen Optimierungsansatz, bei dem sowohl betriebliche Restriktionen zur thermischen Belastung und Spannungshaltung in den Netzen der verschiedenen Spannungsebenen als auch eine Optimierung der vergleichenden Bewertungsgrößen erfolgt. Für jede untersuchte Strategie garantiert der Optimierungsansatz somit die bestmögliche Lösung und erlaubt dadurch einen objektiven Vergleich.

Die Methodik verlangt in Abhängigkeit der Strategie die unabhängige Optimierung von Netzen unterschiedlicher Spannungsebenen, die über Vorgaben und Rückwirkungen miteinander gekoppelt sind. Dies wird über ein mehrstufiges Optimierungsverfahren realisiert, bei dem Spannungsebenen einzeln betrachtet werden. Die vorgestellten Strategien erfordern individuelle Lösungen für den Aufbau der anzuwendenden Optimierungsansätze, wobei die grundlegende Struktur vergleichbar ist (Abbildung 3). In einem ersten Optimierungsschritt werden zunächst unter der Nebenbedingung strategieabhängiger Blindleistungsvorgaben aus dem vorgelagerten Netz die netzbetrieblichen Q-Quellen des Verteilnetzes optimiert und gegebenenfalls erweitert. Verbleibende Flexibilität der Q-Quellen kann zu einer auf die gesamte modellierte Verteilnetzebene bezogenen Verlustminimierung eingesetzt werden. In einem zweiten Schritt erfolgt die Optimierung der netzbetrieblichen Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz, jedoch ohne erneute Anpassung der Quellen im Verteilnetz. Somit ist sichergestellt, dass sich das Verteilnetz innerhalb der vertikalen Q-Vorgaben und der betrieblichen Grenzen (Stromtragfähigkeit, Spannungshaltung) weiterhin im verlustoptimalen Zustand befindet.

Im Übertragungsnetz wird als weitere Nebenbedingung eine Vorgabe aus dem ENTSO-E „operation handbook“ [9] und den Planungsgrundsätzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber herangezogen, die einen möglichst ausgeglichenen Blindleistungsaustausch mit den Nachbar-Regelzonen vorschreiben. Die Vorgabe trägt u.a. zur Spannungsstabilität bei und ermöglicht einen sicheren Kraftwerksbetrieb, indem die Auswirkungen von Ausfällen auf die Spannungshaltung reduziert werden. Die Vorgabe kann bei ausreichender Größe auch auf einen Netzausschnitt aus einer Regelzone übertragen werden, da der Q-Transport entfernungs-technisch eingeschränkt ist.

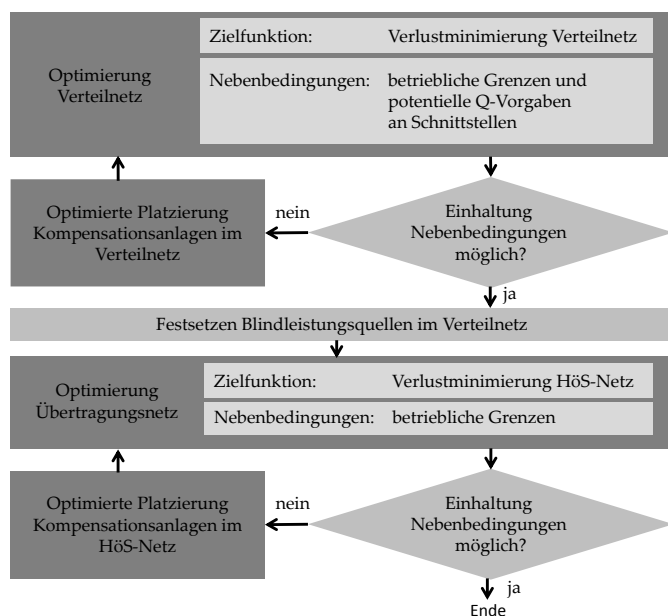


Abbildung 3 Grundlegender Aufbau des Optimierungsansatzes zur Bewertung der Q-Strategien

Können die Nebenbedingungen nicht eingehalten werden, sind durch einen weiteren Optimierungsschritt zusätzliche Kompensationsanlagen ins Netz zu integrieren.

3.3 Technische und ökonomische Bewertungsgrößen

Die Verfahren zur Optimierung der Fahrweise der Q-Quellen bzw. der blindleistungsminimale Zubau neuer Kompensationsanlagen hat zum Ziel, eine objektive Bewertungsgrundlage zum Vergleich der Strategien zu gewährleisten. In allen Verfahrensansätzen hat die Einhaltung der betrieblichen Randbedingungen oberste Priorität, so dass in allen Strategien gleiche Grundvoraussetzungen gelten und somit die technische Bewertung bereits implizit im Optimierungsverfahren berücksichtigt ist. Weitere Bewertungen wie Planungssicherheit und Koordinationsaufwand erfolgen qualitativ.

Quantitativ kann dagegen ein Vergleich der Strategien über den entstehenden gesamtwirtschaftlichen Nutzen erfolgen. Dabei sind nur Kosten relevant, die durch das übergeordnete Blindleistungsmanagement beeinflusst werden. Die zu bewertenden Größen sind:

- Annuitätische Kosten für den Zubau an Kompensationsanlagen
- Jährliche Verlustkostendifferenz zwischen Blindleistungsstrategien im HöS- und Verteilnetz

4 Exemplarische Untersuchungen

4.1 Untersuchungsprogramm

Es ist zu erwarten, dass ein spannungsebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement zukünftig insbesondere in Regionen mit hohem Anteil an EE-Einspeisung erforderlich ist. Zielkonflikte zwischen Spannungsebenen treten insbesondere in ländlichen Gebieten auf, da dort im Verteilnetz oftmals selbst die Problematik Spannungshaltung auftritt.

Aus den genannten Gründen werden im Rahmen dieses Beitrags zwei ländlich geprägte Gebiete untersucht, die einen hohen EE-Anteil aufweisen. Unterschieden wird zwischen einem Gebiet im Norden Deutschlands, das sowohl durch den starken Zubau an WEA an Land und auf See, als auch, insbesondere in der NS-Ebene, durch hohe PV-Durchdringung geprägt ist, und einem Gebiet im Süden, in dem sich die Erzeugungsstruktur im Wesentlichen aus einem sehr hohen Anteil an PV-Anlagen in der NS- und MS-Ebene zusammensetzt (Abbildung 4).



Abbildung 4 Betrachtete Modellregionen

Für die vorgestellten Modellregionen erfolgt jeweils separat eine Betrachtung der in Abbildung 2 vorgestellten Strategien für die Gestaltung des Blindleistungsaustausches.

4.2 Bewertung der Blindleistungsstrategien in Modellregion Nord

Für die Bewertung der Strategien sind die gemäß Abschnitt 3.3 genannten Ergebnisgrößen miteinander zu vergleichen. Als Referenz des Vergleiches dient ein theoretisches Optimum $Q_{\text{GesamtOpt}}$, bei dem unterstellt ist, alle Spannungsebenen könnten von einer Instanz im Hinblick auf Verluste und unter Einhaltung sämtlicher Nebenbedingungen gemeinsam optimiert werden. In Abbildung 5 ist der für alle Strategien zusätzliche Kompensationsbedarf in den einzelnen Spannungsebenen sowie die im Vergleich zu $Q_{\text{GesamtOpt}}$ auftretende Jahresverlustenergie dargestellt.

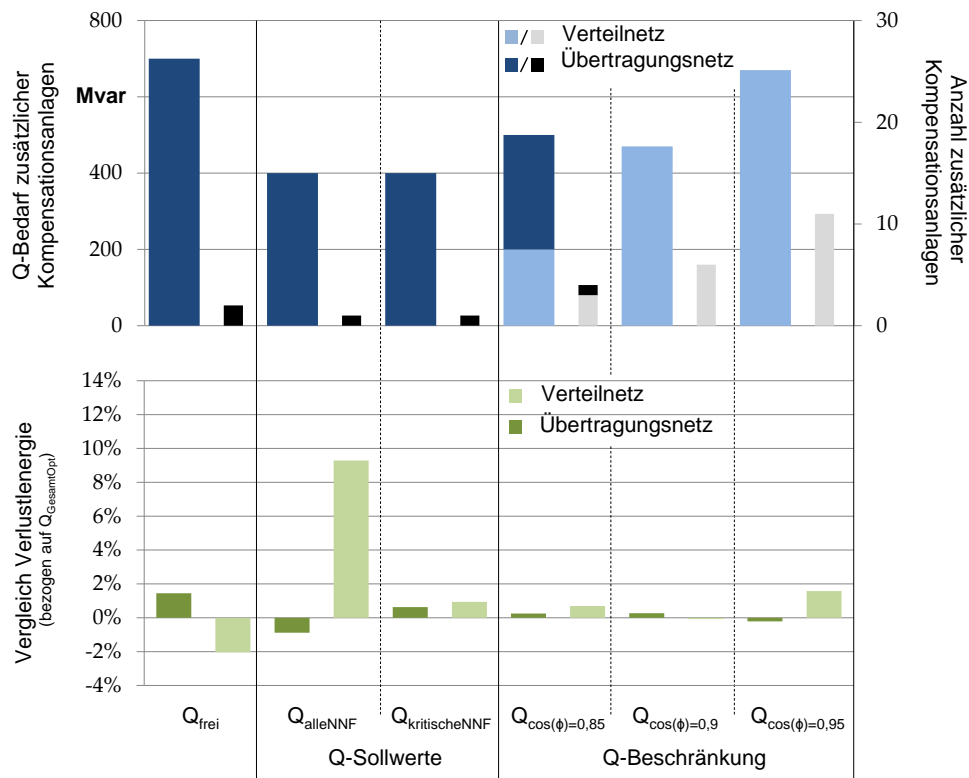


Abbildung 5 Bedarf an zusätzlichen Kompensationsanlagen und Vergleich der Verlustenergie für Modellregion Nord

In der Strategie ohne Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses ist insbesondere in Situationen mit hoher EE-Einspeisung der induktive Blindleistungsbezug des Verteilnetzes besonders hoch und erfordert somit etwa 700 Mvar zusätzlichen Kompensationsbedarf. Wird dagegen der vertikale Blindleistungsaustausch innerhalb des bestehenden Potentials des Verteilnetzes durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben, reduziert sich der Bedarf auf etwa 400 Mvar. Dies hat jedoch Konsequenzen für die Verteilnetzverluste, die aufgrund der verringerten Flexibilität deutlich höher ausfallen als im Fall der uneingeschränkten Optimierung des Verteilnetzes. Um diesen Effekt abzuschwächen ist es denkbar, dass der Übertragungsnetzbetreiber nur in den Netznutzungsfällen Sollwerte vorgibt, in denen allein mithilfe der Q-Quellen im Übertragungsnetz ein sicherer Netzbetrieb nicht möglich ist. Somit verbleibt dem VNB in allen anderen Netznutzungsfällen ausreichende Flexibilität zur Verlustminimierung.

In den Strategien mit Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses ist zur Einhaltung der Grenzwerte zusätzlicher Kompensationsbedarf in der HS-Ebene erforderlich und je nach Grenzwerten auch zusätzlicher Kompensationsbedarf im Übertragungsnetz. Die sehr verteilte Q-Kompensation führt dabei teilweise zu einer Verringerung der Verluste, da Blindleistungsflüsse im Netz reduziert werden.

Die monetäre Bewertung der Ergebnisgrößen (Abbildung 6) erfolgt ebenfalls im Vergleich zur gesamtoptimalen Strategie. Die linken Balken geben für jede Strategie die entstehenden Mehrkosten an. Davon abgezogen werden in den rechten Balken die jährlichen Einsparungen. Das Saldo, gekennzeichnet durch die horizontale Linie, kann unter den Strategien verglichen werden, wobei für $Q_{GesamtOpt}$ ein Saldo von 0 Euro angenommen ist. Erwartungsgemäß sind die Kosten für alle untersuchten Strategien höher als für den Referenzfall, der jedoch nur ein theoretisches Optimum darstellt. Die Kosten der einzelnen Strategien schwanken zwischen Mehrkosten von etwa 0,5 Mill. Euro bis zu 2 Mill. Euro pro Jahr für die betrachtete Region.

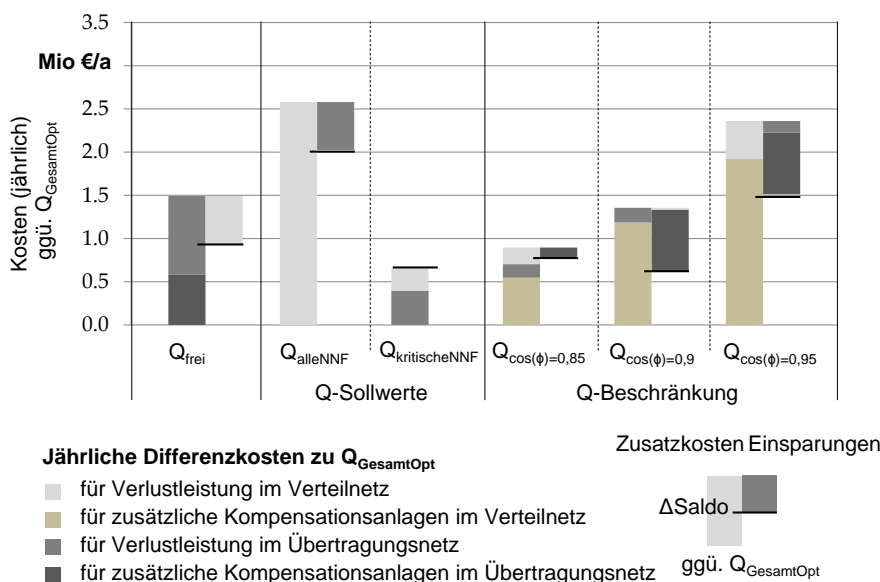


Abbildung 6 Gesamtwirtschaftlicher Vergleich der Strategien für Modellregion Nord

Gesamtwirtschaftlich kontraproduktiv sind Strategien, die das Verteilnetz stark einschränken. Dazu zählt die Strategie $Q_{Soll_alleNNF}$, die ausschließlich im Interesse des Übertragungsnetzes liegt und hohe Verlustleistungskosten im Verteilnetz verursacht. Auch eine Strategie $Q_{cos(\phi)}$ mit starker Beschränkung des Blindleistungsflusses ist gesamtwirtschaftlich ungünstig, da hoher Bedarf an zusätzlichen Kompensationsanlagen in der Verteilnetzebene besteht. Diese umso mehr, da im Übertragungsnetz an vielen Stellen bereits bestehende und somit gesamthaft redundante Quellen vorhanden sind. Gesamtwirtschaftlich sinnvoll erscheint dagegen eine Strategie mit Sollwerten nur in für das Übertragungsnetz kritischen Situationen, da hierdurch zum einen der Bedarf an zusätzlichen Kompensationsanlagen im HöS-Netz auf ein Minimum gesenkt werden und zum anderen trotzdem in einer Vielzahl der Netznutzungsfälle das Verteilnetz sich selbst optimieren kann. Alternativ kann auch eine geeignete Blindleistungsbeschränkung zu geringen Kosten führen, die sowohl dem Verteilnetz ausreichend Raum für eigene Optimierungen bietet, als auch nicht zu

Redundanzen der Blindleistungsquellen unterschiedlicher Spannungsebenen führt. Ein uneingeschränkter Blindleistungsaustausch führt zu hohen Investitionskosten für Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz, die aus gesamtwirtschaftlicher Sichtweise nur teilweise durch eine Verlustreduktion in der Verteilnetzebene ausgeglichen werden.

4.3 Bewertung der Blindleistungsstrategien in Modellregion Süd

In der stärker durch PV geprägten Region ist die Erzeugungsstruktur zu einem Großteil in der NS-Netzebene vorzufinden. Da für Anlagen in dieser Spannungsebene aufgrund des hohen Aufwands einer IKT-Anbindung keine zentral regelbare Blindleistung angenommen wird, ist mit reduzierter Flexibilität des Verteilnetzes im Betrieb zu rechnen (Abbildung 7).

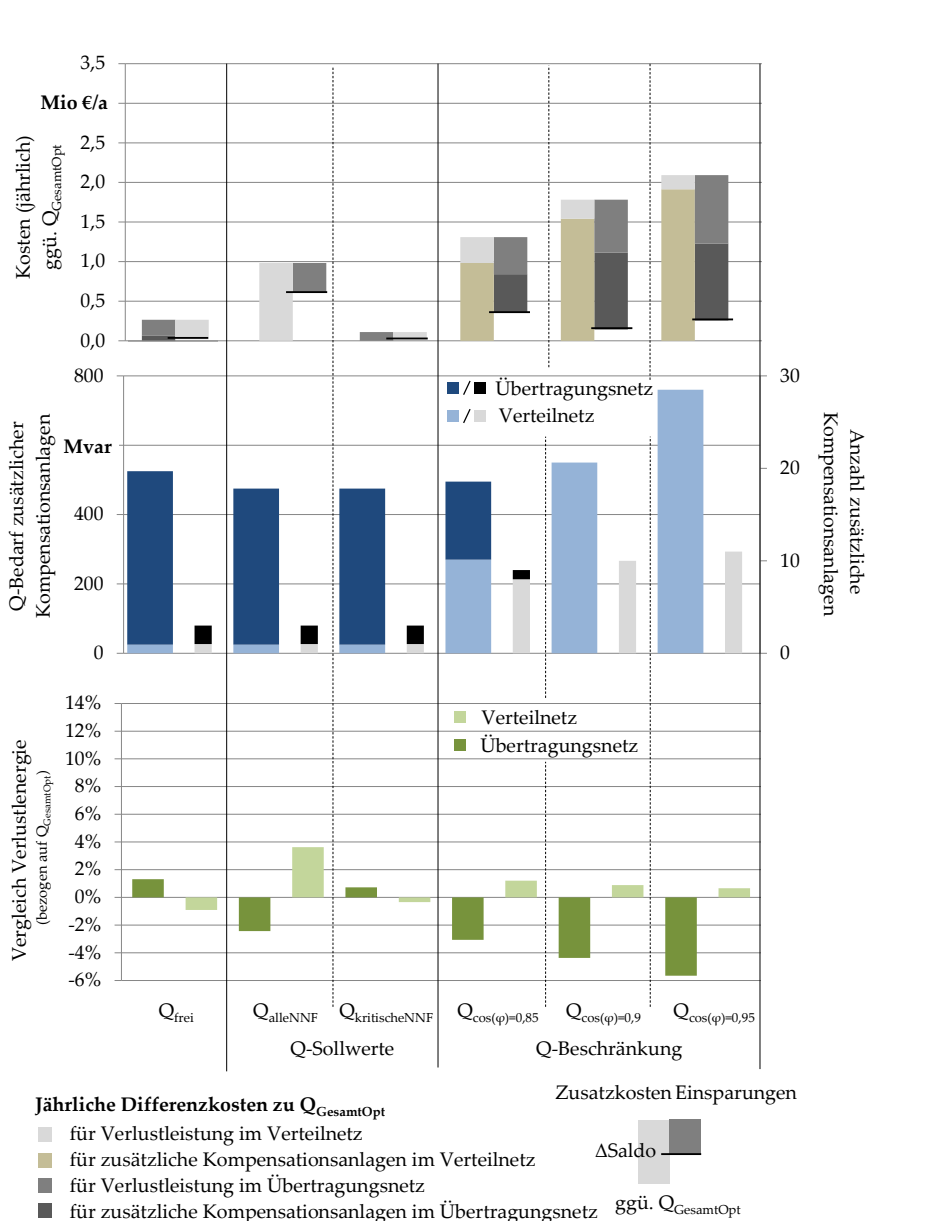


Abbildung 7 Gesamtwirtschaftlicher Vergleich der Strategien für Modellregion Süd

Aus diesem Grund sind Unterschiede zwischen den Strategien ohne Koordination und mit Sollwertvorgabe weniger stark ausgeprägt als in der nördlichen Modellregion. Dennoch ist auch für diese Region als gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Strategie eine bedarfsweise Vorgabe von netznutzungsfallabhängigen Sollwerten auszumachen. Im Gegensatz zu Strategien mit Beschränkung des vertikalen Blindleistungsflusses fallen die Kosten für zusätzliche Kompensationsanlagen im HöS-Netz deutlich geringer aus. In der Strategie Q_{frei} sind die Kosten für zusätzliche HöS-Kompensationsanlagen im Vergleich zur Strategie mit Q-Sollwerten nur geringfügig höher. Zusätzlich lassen sich besonders in weniger auslegungsrelevanten Situationen die Verteilnetzverluste ohne Beschränkung verhältnismäßig stark reduzieren, so dass sich für diese Region aus gesamtwirtschaftlicher Sicht auch eine solche Strategie anbietet. Eine $\cos(\varphi)$ -Beschränkung an allen Schnittstellen HöS/HS erfordert dagegen teils Kompensationsanlagen an weniger kritischen Stellen im Netz, um überall die Vorgaben einhalten zu können, so dass diese für den Übertragungsnetzbetreiber weniger nützlich sind als gezielt platzierte Anlagen. Aus diesem Grund ist ein Mehrbedarf an Kompensationsanlagen im Vergleich zu den anderen Strategien erforderlich. Dennoch lässt sich durch eine stärker verteilte Blindleistungsbereitstellung ähnlich zur nördlichen Modellregion eine Verlustkostenreduktion im Übertragungsnetz erzielen. Im gesamtwirtschaftlichen Vergleich fallen die Ausgestaltungen dieser Strategie in Summe aller Einflussfaktoren jedoch teurer aus.

5 Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden aktuelle Forschungsergebnisse für die Gestaltung des spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsaustausches vorgestellt. Der Vergleich der Strategien zeigt, dass in Regionen mit hoher Q-Flexibilität vor allem im HS-Netz eine sollwertbasierte Vorgabe die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Variante ergibt. Dabei ist vorausgesetzt, dass diese nur in für das Übertragungsnetz gefährdeten Netznutzungsfällen eingesetzt wird.

Neben wirtschaftlichen Aspekten ist die Frage nach der Planungssicherheit des Übertragungsnetzbetreibers wesentlich. Die Entwicklungen insbesondere im Bereich des EE-Ausbau führen dazu, dass sich das Blindleistungsverhalten der Verteilnetze kontinuierlich verändert. Ohne geeignete Vorgaben an den Schnittstellen muss sich der Übertragungsnetzbetreiber somit ggf. kurzfristig auf einen veränderten, in der Regel ungünstigeren Blindleistungsaustausch mit dem unterlagerten Netz einstellen. In vielen Fällen werden mittelfristig umsetzbare Maßnahmen – z.B. der Installation neuer Kompensationsanlagen – erforderlich sein. Zumindest für die Übergangszeit bis zur Realisierung dieser Maßnahmen muss der Übertragungsnetzbetreiber Planungssicherheit erlangen. Die maximale Sicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber ist durch die Strategie der vertikalen Blindleistungsbeschränkung gegeben, da in diesem Fall allein der Verteilnetzbetreiber für eine ausreichende Blindleistungsbereitstellung im Zuge der Entwicklung in seinem Netz verantwortlich ist. Allerdings hat sich gezeigt, dass dieses Vorgehen einen hohen Mehrbedarf an Kompensationsanlagen in der Verteilnetzebene mit sich führt, der abhängig von der Wahl des Grenzwertes teilweise redundant oder für das Übertragungsnetz nicht erforderlich ist und somit zu Mehrkosten führt.

Die sollwertbasierte Strategie weist allein gesehen keine Planungssicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber auf, da nur das vorhandene Blindleistungspotential aus dem

Verteilnetz verwendet werden kann. Die Entwicklungen im Verteilnetz verschieben dabei stets dieses Potential. Um dennoch Planungssicherheit zu erreichen bieten sich zwei Möglichkeiten an:

- Rechtzeitiger Austausch von Informationen zur Entwicklungen im Netz zwischen den Netzbetreibern
- Kombinierung mit Strategie zur Beschränkung des vertikalen Q-Austausches

In der Strategie ohne Vorgaben besteht naturgemäß keine Planungssicherheit für den Übertragungsnetzbetreiber. Daher wäre diese nur in Regionen zu wählen, in denen über viele Jahre nur überschaubaren Veränderungen in den Verteilnetzen erfolgen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, Network Code on Demand Connection, Brussels, 2012.
- [2] VDN e.V., *TransmissionCode - Netz- und Systemregeln der dt. Übertragungsnetzbetreiber*, August 2007.
- [3] BDEW, *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Juni 2008.
- [4] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105:2011-08)*, 2011.
- [5] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes,“ April 2015.
- [6] P. Schäfer, H. Vennegeerts, S. Krahl und A. Moser, *Derivation of Recommendations for the Future Reactive Power Exchange at the Interface between Distribution and Transmission Grid*, Lyon: CIRED, 2015.
- [7] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), *Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen*, Berlin, 2014.
- [8] Deutsches Institut für Normung e. V., Hrsg., *DIN EN 50160:2010 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Berlin: Beuth Verlag, 2010.
- [9] ENTSO-E, „Continental Europe Operation Handbook P3 - Policy 3: Operational Security,“ 2009.