

# KOORDINATIONSKONZEPTE ZUR HEBUNG VON BLINDLEISTUNGSPOTENTIALEN AUS DER VERTEILNETZEBENE

Christian Ziesemann\*, Jonas Mehlem, Albert Moser

IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen,  
+49 241 80 92473, c.ziesemann@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de/>

**Kurzfassung:** Das Elektrizitätsversorgungssystem steht im Zuge der Energiewende vor einem Wandel. Dieser lässt sich durch einen Wegfall von konventionell betriebenen Großkraftwerken mit direktem Anschluss im Übertragungsnetz, bei gleichzeitigem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien mit Anschluss in den unterlagerten Verteilnetzen charakterisieren. Aus Sicht der Systemstabilität ergeben sich aus dieser Entwicklung zunehmende Herausforderungen, welche im Besonderen aus dem Wegfall von Blindleistungspotentialen im Übertragungsnetz resultieren. Vor dem Hintergrund der massiv steigenden Anschlussleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in der Verteilnetz-Ebene lässt sich folgend die Frage formulieren, ob zukünftig Blindleistungspotentiale aus der Verteilnetz-Ebene zur Stützung des Übertragungsnetzes dienen und zur Spannungshaltung eingesetzt werden können. Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Koordinationskonzepte für eine spannungsebenen-übergreifende Spannungs-Blindleistungsoptimierung vorgestellt. Mittels eines Vergleichs dieser Koordinationskonzepte kann folgend die Hebung von Blindleistungspotentialen aus der Verteilnetz-Ebene gezeigt werden. Neben einer Auswertung der Blindleistungsflüsse an den Netzkuppeltransformatoren zwischen dem Übertragungsnetz und der Verteilnetz-Ebene werden zudem der Einsatz von Kompensationsanlagen sowie die Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen untersucht.

**Keywords:** Blindleistung, stationäre Spannungshaltung, Systemdienstleistung Verteilnetz, vertikaler Blindleistungsaustausch, Übertragungsnetz

## 1 Hintergrund und Motivation

Die klimapolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung führen zu einem Wegfall von einem großen Anteil an konventionell betriebenen Großkraftwerken mit direktem Anschluss im Übertragungsnetz (ÜN) bei einer gleichzeitigen Zunahme der Stromerzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) auf Basis von Erneuerbaren Energien mit vornehmlichem Anschluss auf Verteilnetz-Ebene (VN). Diese Entwicklungen sollen gemäß dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung durch einen früheren Kohleausstieg „idealerweise“ bis 2030 und einer Verschärfung der Ausbauziele von Erneuerbaren Energien weiter verstärkt werden. [1]

Die beschriebene Entwicklung um den Rückbau von konventionell betriebenen Großkraftwerken führt zu einem Wegfall von Blindleistungspotentialen im ÜN. Dieser Entwicklung stehen steigende Blindleistungsbedarfe im ÜN gegenüber. Ursächlich hierfür sind neben steigenden Transportentfernungen aufgrund eines regionalen Auseinanderfallens von Erzeugung und Verbrauch, ebenso der weiterhin zunehmende Stromhandel. Gemäß des Netzentwicklungsplan Strom wurde für das Zieljahr 2035 ein Blindleistungszubaubedarf in Höhe von 13 Gvar spannungssenkend und 21 Gvar spannungshebend ausgewiesen. [2]

Gemäß der aktuellen Ausgestaltung nutzt der Übertragungsnetzbetreiber zur Deckung der Blindleistungsbedarfe ausschließlich die im ÜN angeschlossenen Blindleistungsquellen. Zur Deckung der zukünftigen Blindleistungsbedarfe wäre somit ein massiver Zubau von Kompensationsanlagen notwendig. Den steigenden Blindleistungsbedarfen im ÜN stehen zunehmende Anschlussleistungen aus DEA mit Anschluss in der VN-Ebene gegenüber, welche ebenso wie konventionelle Kraftwerke Blindleistung über ihren Wechselrichteranschluss bereitstellen können. Vor diesem Hintergrund lässt sich die Fragestellung formulieren, ob im Rahmen der Spannungshaltung Blindleistungspotentiale aus der VN-Ebene zur Stützung des ÜN und somit zur Reduktion des Zubaubedarfs an Blindleistungsquellen im ÜN dienen können. [3, 4]

Die aktuelle Ausgestaltung der Spannungshaltung wird in dieser Arbeit über das Konzept „keine aktive Koordination“ abgebildet. Hierbei optimieren sich die ÜN- und VN-Ebene innerhalb der technischen und betrieblichen Grenzen unabhängig voneinander. Diesem Konzept wird eine „zentrale Optimierung“ gegenübergestellt, in welcher die Netzebenen spannungsebenen-übergreifend optimiert werden.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist es, die Möglichkeit zur Hebung von Blindleistungspotentialen aus den unterlagerten VN-Ebene für eine spannungsebenen-übergreifende Spannungshaltung aufzuzeigen. Im Rahmen der Untersuchungen werden hierzu die resultierenden Blindleistungsflüsse an den Netzkuppeltransformatoren, wie auch der Einsatz der Kompensationsanlagen im ÜN ausgewertet.

## **2 Analyse**

### **2.1 Spannungshaltung in Höchst- und Hochspannungsnetzen**

Im Zuge der Spannungshaltung hat der Netzbetreiber im Rahmen seiner Systemdienstleistungsverantwortung für ein bedarfsgerechtes Spannungsprofil zu sorgen. Um dies zu gewährleisten ist das Spannungsprofil stets mit einem vorgegebenen Sicherheitsabstand innerhalb der betrieblichen und physikalischen Spannungsbänder zu halten.

Realisiert wird die Spannungshaltung in der Höchst- und Hochspannungsebene über eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz, welche wiederum abhängig vom Blindleistungsbedarf des Netzes und der angeschlossenen Lasten ist. Eine Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens kann über verschiedene netzplanerische und betriebliche Maßnahmen erfolgen. Hierbei entspricht die Bereitstellung von induktiver Blindleistung gemäß dem Erzeugerzählpeilsystem mit positivem Vorzeichen einem spannungshebenden Verhalten. Analog wirkt die Bereitstellung von kapazitiver Blindleistung gemäß dem Verbraucherzählpeilsystem mit negativem Vorzeichen spannungssenkend. [4]

### **2.2 Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens**

Die Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens in der Höchst- und Hochspannungsebene kann über verschiedene netzplanerische und betriebliche Maßnahmen erfolgen. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Betrachtung von betrieblichen Maßnahmen, welche folgend als Freiheitsgrade der stationären Spannungshaltung erachtet werden.

Die Abbildung 1 gibt eine Übersicht über unmittelbar im Netzbetrieb beeinflussbare Freiheitsgrade zur Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens.

Q-Bereitstellung konventioneller Kraftwerke	
Q-Bereitstellung durch DEA	
Stufung von HöS/HS- oder HS/MS-Transformatoren	
Betrieb von Kompensationsanlagen/ HGÜ-Konvertern	
Topologische Maßnahmen	

Abbildung 1: betriebliche Maßnahmen zur Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens im ÜN

Die Blindleistungsbereitstellung von konventionellen Kraftwerken respektive Einspeisungen basiert auf bilateralen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern, welche in Netzanschlussverträgen festgehalten werden. Die Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung an den Netzanschlusspunkten werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Für die Einhaltung dieser Anforderungen durch die Bereitstellung von Blindleistung wird der Anlagenbetreiber arbeits- wie auch leistungsbezogen vergütet.

Ebenso wie konventionelle Kraftwerke können DEA Blindleistung bereitstellen und somit Einfluss auf die Spannungshaltung nehmen. DEA unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Stromerzeugungstechnologie und können über unterschiedliche Anschlusskonzepte an das Hochspannungsnetz angeschlossen werden. Je nach Anschlusskonzept und Stromerzeugungstechnologie variiert dabei das Potenzial an Blindleistung, welches durch die Anlage bereitgestellt werden kann. Die minimale und maximale vorzuhaltende Blindleistung einer DEA ist durch die technischen Anschlussbedingungen vorgegeben. Die technischen Anschlussbedingungen sind wiederum in Abhängigkeit der Spannungsebene definiert. Gemäß der aktuellen regulatorischen Ausgestaltung wird die Blindleistungsbereitstellung von DEA grundsätzlich nicht vergütet. [4, 5]

Die unterlagerte Hochspannungsebene ist mit dem ÜN über gestufte Netzkoppeltransformatoren gekoppelt. Folgend beeinflussen Änderungen des Blindleistungsbedarfs der unterlagerten Netzebenen die Blindleistungsflüsse des ÜN und umgekehrt. Eine aktive Beeinflussung auf die resultierenden Blindleistungsflüsse über die Netzkoppeltransformatoren kann über eine Anpassung der Stufung erfolgen.

Ferner ist die Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens im ÜN durch induktiv und kapazitiv wirkende Kompensationsanlagen möglich. Zur stationären Spannungshaltung werden vor allem Kondensatorbänke und Drosseln eingesetzt.

Spannungsregelnde Betriebsmittel basierend auf leistungselektronischen Komponenten, welche vor allem im Rahmen der dynamischen Spannungshaltung zum Einsatz kommen, Topologiemassnahmen oder Maßnahmen aus dem Bereich der Netzplanung stehen nicht im Vordergrund der Betrachtung.

Hinsichtlich des Einflusses von Schaltmaßnahmen wird über alle Netznutzungsfälle hinweg ein „topologischer Grundfall“ angenommen. Resultierende Potentiale aus Schaltmaßnahmen können somit als betriebliche Reserve aufgefasst werden. [4, 6]

## **2.3 Spannungsebenen-übergreifende Koordination des vertikalen Blindleistungsaustauschs**

Eine spannungsebenen-übergreifende Koordination des Blindleistungsaustauschs zwischen der unterlagerten VN-Ebene und dem ÜN könnte zu einer Hebung von Blindleistungspotentialen führen und somit den zukünftigen Blindleistungszubaubedarf im ÜN reduzieren.

Neben dem technischen Potential zur Blindleistungsbereitstellung, welches durch eine massiv steigende Anschlussleistung von DEA geschaffen wird, ist darüber hinaus eine informations- und kommunikationstechnische Anbindung der Anlagen notwendig. Diese ist für DEA gegeben und findet unter Anderem im Rahmen des Einspeisemanagements Anwendung.

Mögliche Ansteuerungs- und Regelungsverfahren von DEA zur Erbringung von Blindleistung sind in den Technischen Anschlussbedingungen festgelegt. Zu den dezentralen, autonomen Regelungskonzepten zählen beispielsweise das Kennlinienverfahren oder die Einstellung eines fixen  $\cos(\varphi)$ -Wertes. [5]

Durch die Erfüllung der Voraussetzungen einer informations- und kommunikationstechnischen Anbindung sowie der Möglichkeit der Blindleistungsregelung besteht die Möglichkeit einer zentralen Steuerung der DEA. Somit sind die Grundvoraussetzungen für ein übergeordnetes, spannungsebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement gegeben. [6]

Gemäß einem übergeordneten, spannungsebenen-übergreifenden Blindleistungsmanagements kann eine zentrale Instanz neben den Blindleistungsquellen mit Anschluss im ÜN folgend auch DEA aus der VN-Ebene steuern.

## **3 Modellierung und methodisches Vorgehen**

### **3.1 Optimierungsframework der Spannungs-Blindleistungsoptimierung**

Das Ziel der Spannungs-Blindleistungsoptimierung besteht in einer Minimierung der Wirkleistungsverluste in einem betrachteten Netz. Die Wirkleistungsverluste ergeben sich aus den Scheinleistungsflüssen auf den Leitungen.

Die in dieser Arbeit verwendete Spannungs-Blindleistungsoptimierung basiert auf einem sukzessiv linearen Optimierungsansatz. Hierbei werden die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems linearisiert und die Zielfunktion linear angenähert.

Im Rahmen der sukzessiv linearen Programmierung wird eine Kombination aus einer linearen Optimierungsberechnung auf Basis einer linearisierten Abbildung des Systemzustands und einer iterativ durchgeführten Lastflussberechnung genutzt.

Ausgehend von einem initialen Netzzustand, der durch eine Lastflussberechnung bestimmt wird, bilden die Sensitivitäten den linearen Einfluss der Stellgrößen auf den Netzzustand ab. Mit Hilfe der linearen Abbildungen wird ein im Rahmen der Nebenbedingungen und der Zielfunktion entsprechender optimaler Zustand ermittelt. Der optimale Zustand liefert konkrete Werte der Stellgrößen der berücksichtigten Freiheitsgrade. Mit diesen Werten für die Stellgrößen wird erneut ein Lastfluss gerechnet. Aufgrund der Nicht-Linearität der Lastflussgleichungen weicht das Ergebnis des Lastflusses jedoch vom ermittelten optimalen Zustand ab. Ausgehend vom errechneten Lastflussergebnis werden folgend die Sensitivitäten aktualisiert und die lineare Optimierungsrechnung mit anschließender Lastflussrechnung iterativ wiederholt.

Dieser iterative Prozess wird solange wiederholt, bis die Abweichung zwischen Optimierungsergebnis und Lastflussergebnis unterhalb einer festgelegten Konvergenzschranke liegt und alle Nebenbedingungen eingehalten werden können.

Das zu lösende Optimierungsproblem setzt sich aus Freiheitsgraden, Nebenbedingungen und der Zielfunktion zusammen. Die Freiheitsgrade geben hierbei das maximale Potenzial der Stellgrößen vor. In dieser Arbeit werden als Stellgrößen die Blindleistungsbereitstellung von DEA innerhalb der Mindestanforderungen gemäß der Technischen Anschlussbedingungen, die Stufung von Netzkuppeltransformatoren sowie der Einsatz von Kompensationsanlagen berücksichtigt. Die Nebenbedingungen der Optimierung bilden die betrieblichen Grenzwerte ab und schränken den Lösungsraum der Optimierung ein. Die Spannungsnebenbedingungen sind hierbei in Abhängigkeit der Spannungsebene gemäß der Tabelle 1 gewählt.

*Tabelle 1: Gewählte Spannungsgrenzen im n-0 Fall*

<i>Nennspannung der Spannungsebene</i>	<i>Gültiger Bereich der Betriebsspannung im n-0 Fall</i>
110 kV	100 kV – 121 kV
220 kV	200 kV – 242 kV
380 kV	370 kV – 420 kV

### 3.2 Netzmodell

Im Rahmen der Untersuchungen wurde ein Netzmodell sowie Last- und Einspeise-Zeitreihen eines Netzdatensatzes der öffentlich zugänglichen Plattform Simbench genutzt [7]. Im genutzten Netzmodell mit dem Bezeichner „1-EHVHV-mixed-1-0-sw“ sind die Netzebenen des ÜN, namentlich die 220-kV-Ebene und die 380-kV-Ebene, sowie die 110-kV-Ebene des Verteilnetzes explizit abgebildet. Die 220-kV- und die 380-kV-Ebene wird im Rahmen dieses Beitrags folgend auch als Höchstspannungs-Ebene (HöS-Ebene) und die 110-kV-Ebene als Hochspannungs-Ebene (HS-Ebene) bezeichnet. Das genutzte Netzmodell ist initial hinsichtlich der Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen engpassfrei.

Da im Netzmodell keine Kompensationsanlagen im ÜN angeschlossen sind, wurden folgend Drosseln und Kondensatoren basierend auf einer Ausbaueuristik zugebaut. Hierzu wurde in einem ersten Schritt die Spannungsregelung von ausgewählten Generatoren mit Anschluss in der 220- und 380-kV-Ebene ausgeschaltet. Der Ausbau der Kompensationsanlagen erfolgt nachkommend basierend auf dem Grundlastfluss. Hierbei werden stationäre Kompensationsanlagen mit einer Standardparametrierung so zugebaut, dass ein konvergenter Grundlastfluss für alle betrachteten Netznutzungsfälle erreicht werden kann. Kondensatoren werden hierbei mit einer Bemessungsblindleistung von 100 Mvar und Drosseln mit einer Bemessungsblindleistung von 60 Mvar zugebaut, wobei mehrere Anlagen an einem Knoten zugebaut werden können.

Das Netzmodell wurde ferner hinsichtlich der Blindleistungsgrenzen der Netzeinspeisungen angepasst. Hierbei wurden die Blindleistungsgrenzen gemäß den Technischen Anschlussbedingungen modelliert. Die Blindleistungsgrenzen der Netzeinspeisungen ergeben sich somit in Abhängigkeit der Spannungsebene durch einen vorgegeben  $\cos(\varphi)$ -Faktor.

### **3.3 Verfahrensansatz**

Um eine Hebung von Blindleistungspotentialen aus der unterlagerten VN-Ebene aufzuzeigen, gilt es die aktuelle Ausgestaltung der Spannungshaltung mit einer zentral koordinierten, spannungsebenen-übergreifenden Spannungshaltung zu vergleichen. Hierzu werden zwei Formen der Ausgestaltung über die beiden nachfolgend beschriebenen Konzepte „keine aktive Koordination“ und „zentrale Koordination“ definiert.

Um eine Vergleichbarkeit innerhalb der Untersuchungen zu gewährleisten ist für beide Konzepte der gleiche Optimierungsansatz basierend auf der oben beschriebenen sukzessiv linearen Optimierung gewählt. Neben dem Optimierungsansatz sind vor dem selben Hintergrund auch die betrieblich einzuhaltenden Grenzen, respektive Nebenbedingungen, gleich gewählt und die Kostenfaktoren der Optimierung parametrisiert.

#### **3.3.1 Koordinationskonzept 1 – Keine aktive Koordination**

Das erste Koordinationskonzept orientiert sich an der aktuellen Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen dem ÜN und der VN-Ebene bezüglich einer spannungsebenen-übergreifenden Spannungshaltung. In diesem Konzept findet folgend keine aktive Koordination des vertikalen Blindleistungsaustausches statt.

Die Spannungs-Blindleistungsoptimierung erfolgt separat für die beiden Netzebenen und ist folgend über ein zweistufiges Verfahren umgesetzt. Die Zielfunktionen sind jeweils über die Minimierung der Verlustleistung aller Betriebsmittel im betrachteten Netzbereich gegeben. Ebenso gelten in den beiden separat optimierten Netzbereichen die Einhaltung der Spannungsgrenzen als Nebenbedingung.

In einem ersten Optimierungsschritt werden zunächst die betrieblichen Blindleistungsmaßnahmen des VN, hier der 110-kV-Ebene, optimiert. Als Freiheitsgrad steht hierzu die Blindleistungsbeeinflussung der auf 110-kV-Ebene angeschlossenen DEA zur Verfügung. Die bestehenden Blindleistungsmaßnahmen können dabei ausschließlich im Rahmen der technischen und betrieblichen Grenzen eingesetzt werden und dürfen nicht zu einer Verletzung von Blindleistungsgrenzen an den Netzkoppeltransformatoren führen.

In einem zweiten Schritt erfolgt die Optimierung der netzbetrieblichen Blindleistungsmaßnahmen im ÜN, wobei keine erneute Anpassung der Maßnahmen im VN zulässig ist. Die Stufensteller der HöS/HS-Netzkoppeltransformatoren werden als Freiheitsgrade des HS-Netzes angesehen. Da eine Anpassung des Einsatzes der HöS-Blindleistungsmaßnahmen das Spannungsniveau ändert und somit auch Einfluss auf die Spannungshaltung und Verlustleistung unterlagerter Netze hätte, wird der Spannungsbetrag der Netzkoppeltransformatoren auf die im ersten Schritt ermittelte optimale Knotenspannung im HS-Netz geregelt. [3]

Als Freiheitsgrade im HöS-Netz stehen neben der Beeinflussung der Q-Bereitstellung von DEA zudem der Einsatz bzw. die Stufung von Kompensationsanlagen zur Verfügung.

#### **3.3.2 Koordinationskonzept 2 – Zentrale Koordination**

Das Konzept der zentralen Koordination dient zur Abbildung einer spannungsebenen-übergreifenden Spannungshaltung. Die zentrale Koordination beschreibt somit eine gemeinsame

Optimierung der HöS- und HS-Ebene. Hierbei wird von den individuellen Verantwortungsbe-  
reichen der ÜN- und VN-Betreiber abstrahiert und die Beobachtungs- und Steuerbereiche ei-  
ner zentralen, übergreifenden Instanz zugeordnet.

Der zentralen Instanz zur Koordination stehen folgend die Blindleistungsbereitstellung von  
DEA innerhalb der technischen und betrieblichen Grenzen, der Einsatz bzw. die Stufung von  
Kompensationsanlagen mit Anschluss auf HöS-Ebene sowie die Stufung der Netzkuppeltrans-  
formatoren zwischen der ÜN- und der VN-Ebene zur Verfügung. Die Stufung der Netzkup-  
peltransformatoren berücksichtigt hierbei, dass parallele Netzkuppeltransformatoren nur ge-  
meinsam gestuft werden dürfen, um gegenläufige Blindleistungsflüsse zu vermeiden.

## 4 Exemplarische Ergebnisse

Basierend auf dem in Unterpunkt 3.1 beschriebenen Ansatz zur Spannungs-Blindleistungsopti-  
mierung und dem in Unterpunkt 3.2 vorgestellten Netzmodell sind die beiden Koordinations-  
konzepte zur Regelung des vertikalen Blindleistungsaustauschs umgesetzt worden. Folgend  
werden die Ergebnisse der Untersuchungen aufgezeigt.

Als wesentliche Auswertungsgröße zur Bewertung der Hebung von Blindleistungspotentialen  
aus der VN-Ebene dient der resultierende Blindleistungsfluss über die Netzkuppeltransfor-  
matoren zwischen der HöS- und HS-Ebene. In der Abbildung 2 werden die resultierenden  
Wirkleistungs- und Blindleistungsflüsse in Abhängigkeit der beiden vorgestellten Koordinati-  
onskonzepte in Form von PQ-Diagrammen dargestellt. Der Blindleistungsfluss in der Einheit  
Mvar ist hierbei auf der x-Achse des Diagramms eingezeichnet, der Wirkleistungsfluss in der  
Einheit MW auf der y-Achse.

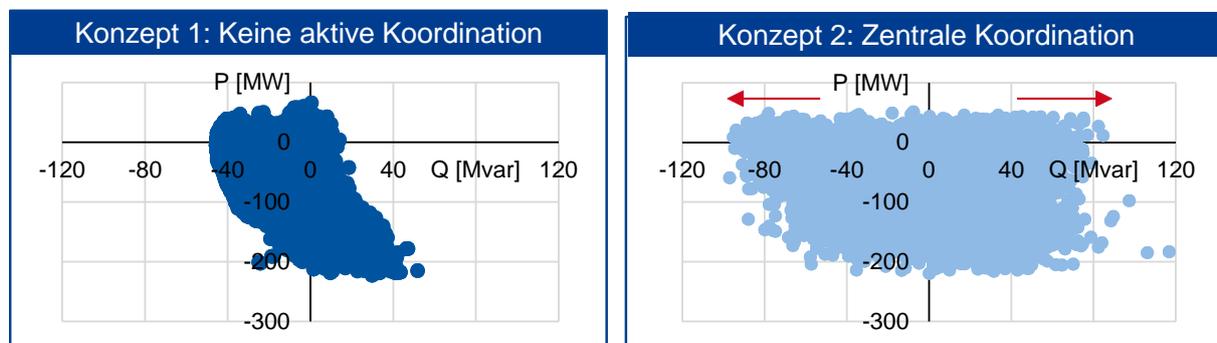


Abbildung 2: PQ-Flüsse in Abhängigkeit des gewählten Koordinationskonzeptes

Die Flussrichtung von Blind- und Wirkleistung ist von der HöS-Ebene in die unterlagerte HS-  
Ebene definiert. Die Vorzeichen der Blindleistung sind so zu interpretieren, dass ein negativer  
Blindleistungsfluss eine spannungshebende Wirkung auf das ÜN, während ein positiver Blind-  
leistungsfluss einen spannungssenkenden Einfluss hat.

Das PQ-Diagramm für das Konzept 1 zeigt Wirkleistungsflüsse zwischen 65 MW  
und -215 MW. Der Vergleich mit dem PQ-Diagramm des Konzeptes 2 zeigt, dass eine zentrale  
Koordination zu leicht geringeren Wirkleistungsflüssen von der HöS- in die unterlagerte HS-  
Ebene geführt hat. Unabhängig von der Wahl des Koordinationskonzeptes ist in einem Groß-  
teil der betrachteten Netznutzungsfälle ein Wirkleistungsfluss von der HS-Ebene in die HöS-  
Ebene zu erkennen.

Im Konzept 1, keine aktive Koordination, liegt der Blindleistungsaustausch zwischen 45 Mvar spannungshhebend und 51 Mvar spannungssenkend. Zu erkennen ist, dass die unterlagerte HS-Ebene überwiegend spannungshhebend auf die HöS-Ebene wirkt. Im Konzept 2 liegen die maximalen induktiven und kapazitiven Blindleistungsflüsse deutlich weiter auseinander. Im Maximum beträgt der Blindleistungsaustausch mit spannungshhebender Wirkung 96 Mvar und mit spannungssenkender Wirkung 123 Mvar. Ebenso wie in Konzept 2 ist die Wirkung der resultierenden Blindleistungsflüsse überwiegend spannungshhebend. Im Vergleich zu Konzept 1 werden allerdings vor allem spannungssenkende Blindleistungspotentiale gehoben. Die Höhe der spannungssenkenden Blindleistungsflüsse ist zudem deutlich weniger korreliert vom Wirkleistungsfluss, als im Konzept 1.

Der Vergleich der Konzepte zeigt somit, dass eine spannungsebenen-übergreifende Koordination im Rahmen der Spannungshaltung zu einer deutlichen Anhebung der Blindleistungsflüsse auf den Netzkuppeltransformatoren führt. Somit kann eine Hebung von Blindleistungspotentialen aus der VN-Ebene nachgewiesen werden.

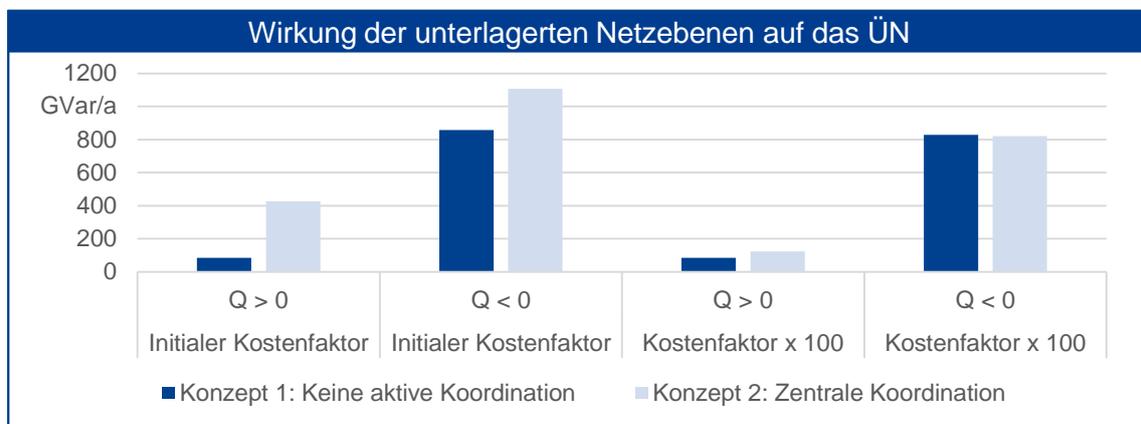


Abbildung 3: Wirkung der HS-Ebene auf das ÜN

Die Abbildung 3 stellt die Summe des Blindleistungsaustauschs über alle Netzkuppeltransformatoren der betrachteten Netznutzungsfälle dar. Aus der Abbildung 3 wird analog zum Vergleich der PQ-Diagramme deutlich, dass eine zentrale Koordination im Besonderen zu einer Hebung der spannungssenkenden Blindleistungspotentiale geführt hat.

Zur Untersuchung der Sensitivität der PQ-Flüsse gegenüber einer Pönale auf den Blindleistungsaustausch über die Netzkuppeltransformatoren wurde der initiale Kostenterm angepasst. Die Abbildung 3 zeigt, dass die Einführung einer Pönale auf den Blindleistungsaustausch die Hebung von Blindleistungspotentialen deutlich einschränkt, sodass für diesen Fall auch eine zentrale Koordination keine signifikanten Blindleistungspotentiale aus der HS-Ebene heben würde.

Die Analyse des Einsatzes der DEA in Abhängigkeit der Spannungsebenen zeigt, dass durch eine zentrale Koordination eine hohe Anhebung induktiver und kapazitiv wirkender Q-Potentiale aus der 110-kV-Ebene folgt. Diesem Anstieg der Potentiale folgt eine leichte Reduktion des Einsatzes von DEA mit Anschluss im ÜN.

Die Untersuchungen haben keine signifikanten Auswirkungen der gewählten Koordinationskonzepte auf die Stufung der im ÜN angeschlossenen Kompensationsanlagen gezeigt. Zu begründen ist dies über den Modellierungsansatz, in welchem kein Anreiz für das Ausschalten einer Kompensationsanlage besteht.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Vor dem Hintergrund steigende Blindleistungsbedarfe im ÜN zu decken, stellt sich die Frage, inwieweit die VN-Ebene die überlagerte Spannungsebene im Rahmen der Spannungshaltung unterstützen kann. Die Hebung von Blindleistungspotentialen aus der VN-Ebene wird in dieser Arbeit über einen Vergleich von zwei Koordinationskonzepten zur Spannungshaltung untersucht.

Über die Umsetzung eines zentralen Koordinationskonzeptes zu einer spannungsebenenübergreifenden Spannungshaltung im Rahmen einer Spannungs-Blindleistungsoptimierung konnte die Hebung von induktiven und kapazitiv wirkenden Blindleistungspotentialen aus der unterlagerten VN-Ebene aufgezeigt werden.

Zukünftig lässt sich die Frage formulieren, ob durch die Nutzung von Blindleistungspotentialen aus der VN-Ebene der Zubaubedarf an Kompensationsanlagen im ÜN reduziert werden könnte. Hierzu ist neben der technischen Bewertung, ebenso eine volkswirtschaftliche Betrachtung notwendig. Zudem sollten aktuelle Diskussionen um eine zukünftige Beschaffung von Blindleistung beispielsweise über eine marktliche Beschaffung oder durch Vergütungsanreize berücksichtigt werden.

## 6 Literatur

- [1] SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN UND FDP, "Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP): Mehr Fortschritt wagen Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit," 2021.
- [2] Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), zweiter Entwurf.
- [3] OTH Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Endbericht zum Dienstleistungsauftrag "Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit", 2016.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, "Diskussionspapier - Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb," 2018.
- [5] Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, "Technische Anschlussregel Hochspannung (VDE-AR-N 4120)," 2018.
- [6] P. C. Schäfer, "Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz," Dissertation, RWTH Aachen; Print Production M. Wolff GmbH, 2016.
- [7] Simbench, *Netzdatensatz "1-EHVHV-mixed-all-1-sw"*. [Online]. Available: <https://simbench.de/de/datensatze/> (accessed: Feb. 13 2022).