

Technische und wirtschaftliche Analyse des Einsatzes von Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz zur Wahrung der stationären Spannungsstabilität

Florian Bennewitz, Fabian Zimmermann, Sebastian Weck,
Christina Fuhr, Jutta Hanson

Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien
TU Darmstadt
Landgraf-Georg-Str. 4, 64283 Darmstadt
0049 - (0) 6151 - 16 24666
florian.bennewitz@e5.tu-darmstadt.de
www.e5.tu-darmstadt.de

Kurzfassung: Im Zuge der Energiewende kommt es zunehmend zu Erzeugungssituationen, bei denen elektrische Leistung teils über weite Übertragungsstrecken zu den Verbrauchern transportiert werden muss. Dies verursacht zusätzliche Blindleistungsverluste im Übertragungsnetz, die gedeckt werden müssen. Gleichzeitig werden durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien zunehmend konventionelle Kraftwerke, die bisher für das Gros der Systemdienstleistungen zuständig waren, aus dem elektrischen Energieversorgungssystem verdrängt. Entsprechend muss die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung und zur Wahrung der Spannungsstabilität mit anderen Technologien vorgehalten werden. Hierzu können auch Kompensationsanlagen benutzt werden. Die vorliegende Arbeit stellt dabei eine Methodik vor, wie sowohl der technische Aspekt der Spannungsstabilität, als auch der wirtschaftliche Aspekt der Gesamtinvestition in die entsprechenden Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung, bewertet werden können. In den Untersuchungen zeigt sich, dass die Spannungsstabilitätsgrenze als technisches Kriterium und der Kapitalwert der Gesamtinvestition als wirtschaftliches Kriterium gegensätzliche Verläufe für den zunehmenden Zubau von Kompensationsanlagen aufweisen. Entsprechend hat sowohl das jeweilige Erzeugungsszenario als auch der Vergütungssatz der Blindleistungseinspeisung einen hohen Einfluss auf das Ergebnis der Bewertung.

Keywords: Stationäre Spannungsstabilität, Kompensationsanlagen, Investitionsentscheidung

1 Einleitung und Motivation

Durch die Energiewende bedingt werden zunehmend Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im elektrischen Energieversorgungssystem installiert. Aus wirtschaftlichen Gründen erfolgt dies an Standorten, an denen das Primärenergiedargebot, bspw. Windaufkommen und Sonneneinstrahlung, hoch ist. Diese Standorte befinden sich allerdings häufig nicht in unmittelbarer Nähe zu den Verbraucherzentren. Im Gegensatz zur elektrischen Energieversorgung vor der Energiewende, wo der Großteil der konventionellen thermischen Kraftwerke in der Nähe der Verbraucherzentren angesiedelt war, ergeben sich somit größere Übertragungsentfernungen für die elektrische Energie. Sowohl der Ausstieg aus der Kernenergie, als auch der reduzierte Betrieb konventioneller Kraftwerke bedingt durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien führen dazu, dass der Betrieb der Kraftwerke zunehmend unwirtschaftlich wird. Diese Kraftwerke haben in der Vergangenheit den Großteil der Systemdienstleistungen erbracht [1].

Die beschriebenen Entwicklungen führen zu einem Anstieg der Blindleistungsverluste im Gesamtsystem. Gleichzeitig wird allerdings durch den Rückgang der konventionellen Kraftwerke die lokal verfügbare Bereitstellung von Blindleistung reduziert. Dies hat entsprechende Auswirkungen auf Spannungshaltung und Spannungsstabilität des elektrischen Energieversorgungssystems, die damit im Zuge der Energiewende neu bewertet werden müssen. Neben der Möglichkeit, Blindleistung durch Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in unterlagerten Spannungsebenen bereitzustellen, werden zunehmend Kompensationsanlagen eingesetzt. Dabei stellt sich sowohl die Frage nach den technischen Auswirkungen dieser Anlagen als auch nach der Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Investitionen. In Deutschland wird die grundlegende Bereitstellung von Blindleistung über technische Anschlussregeln wie etwa [2] geregelt. Es ist in Zukunft denkbar, dass die Bereitstellung von Blindleistung fest vergütet wird. Hiermit könnten wirtschaftliche Anreize gesetzt werden, in entsprechende Anlagen zu investieren.

Die vorliegende Untersuchung betrachtet die Auswirkungen eines Zubaus von Kompensationsanlagen im System sowohl auf die Spannungsstabilität als auch auf die Wirtschaftlichkeit der Investitionen. Kapitel 2 schildert die Grundlagen der technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen. Anschließend wird in Kapitel 3 die Berechnungsmethodik beschrieben. Die grundlegende Fragestellung, also der Zusammenhang zwischen technischen und wirtschaftlichen Kriterien beim Zubau von Kompensationsanlagen, wird in Kapitel 4 untersucht. Ein Fazit in Kapitel 5 schließt die Untersuchung ab.

2 Technische und wirtschaftliche Grundlagen beim Zubau von Kompensationsanlagen

Abschnitt 2.1 beschreibt zunächst Spannungshaltung und Spannungsstabilität, ehe in Abschnitt 2.2 der Einfluss von Kompensationsanlagen vorgestellt wird. Weiterhin wird in Abschnitt 2.3 die zugrundeliegende Bewertung von Investitionsentscheidungen aufgezeigt. Abschließend wird in Abschnitt 2.4 ein kurzer Überblick über die prinzipiell mögliche Vergütungen von Blindleistung gegeben.

2.1 Spannungshaltung und Spannungsstabilität

Spannungsstabilität wird im Allgemeinen als die Fähigkeit eines Systems definiert, die Spannungen an den Sammelschienen innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten [3]. Diese Definition ist deckungsgleich mit dem Begriff der Spannungshaltung. Diese wird von den ÜNB zur Einhaltung eines stationär zulässigen Arbeitspunktes gewährleistet. Im Zuge der Vereinigung der Network Codes von Europäischer Kommission, ACER und ENTSO-E zu einer „guideline on electricity transmission system operation“ wurde dabei für den Übertragungsnetzbetrieb in Kontinentaleuropa für Netzennennspannungen zwischen $300 \text{ kV} \leq U_n \leq 400 \text{ kV}$ das Spannungsband nach (1) für $u_{\text{SSch},i}$ als zulässig festgelegt [4].

$$0,9 \text{ p.u.} \leq u_{\text{SSch},i} \leq 1,05 \text{ p.u.} \quad (1)$$

Die beschriebene Definition bzw. die Bewertung der Spannungsstabilität anhand von (1) muss allerdings hinsichtlich des lokalen Blindleistungshaushaltes des Systems erweitert werden. Wirk- und Blindleistungsübertragung sind neben der Netztopologie von Betrag und Phase der komplexen Knotenspannungen abhängig. Im Übertragungsnetz kann zudem ein kleines R/X -Verhältnis vorausgesetzt werden. Hieraus folgt, dass die Wirkleistungsübertragung über eine Leitung stark mit der Änderung der Phasenwinkel zwischen Anfangs- und Endknoten der Leitung korreliert, wohingegen eine Änderung der Spannungsbeträge nur eine geringe Auswirkung auf die Wirkleistungsübertragung hat. Dies ist diametral anders bei der Übertragung von Blindleistung. In diesem Fall überwiegt eine Änderung der Spannungsbeträge den Einfluss einer Änderung der Phasenwinkel deutlich. Dies bedingt, dass Wirkleistung über weitere Strecken übertragen werden kann als Blindleistung, da sich sonst die Knotenspannungen zu stark ändern. Blindleistung muss folglich zur Wahrung der Spannungshaltung lokal in ausreichendem Maße vorgehalten werden.

Dies gilt gleichermaßen für Starklastszenarien, in denen der induktive Verbrauch überwiegt, wie auch für Schwachlastszenarien, bei denen der kapazitive Verbrauch dominiert. In Letzteren kann die Blindleistungsbilanz durch das Abschalten schwach ausgelasteter Leitungen gewährleistet werden. In Starklastszenarien kann die Blindleistungsbilanz gefährdet sein, wenn induktive Verbraucher hohe Lastbezüge aufweisen oder induktiv wirkende Betriebsmittel hoch ausgelastet sind. Können Blindleistungsquellen wie bspw. Synchrongeneratoren keine zusätzliche Blindleistung mehr bereitstellen, so gefährdet dies ebenfalls die Blindleistungsbilanz. In diesem Fall führt eine weitere Steigerung des Blindleistungsverbrauchs in der kritischen Region des Systems zu absinkenden Knotenspannungen. Schließlich tritt ein nicht mehr zu deckendes Blindleistungsungleichgewicht auf, was einen lokalen Spannungskollaps und somit einen Netzzusammenbruch zur Folge hat [5].

Aus den vorangegangenen Überlegungen ergibt sich, dass sowohl eine Verletzung des Spannungstoleranzbandes nach (1) als auch ein Spannungskollaps vom ÜNB vermieden werden müssen. Zusammengefasst werden beide Ereignisse im Folgenden als Spannungsinstabilität. Entsprechend ist ein ausreichender Abstand des Arbeitspunktes zum ersten Auftreten von Spannungsinstabilität nötig, der weiterhin als Spannungsstabilitätsmarge (SSM) bezeichnet wird. Eine beispielhafte $U(P)$ -Charakteristik eines Knotens, an dem der Spannungskollaps eintritt, ist in Abbildung 1 gezeigt.

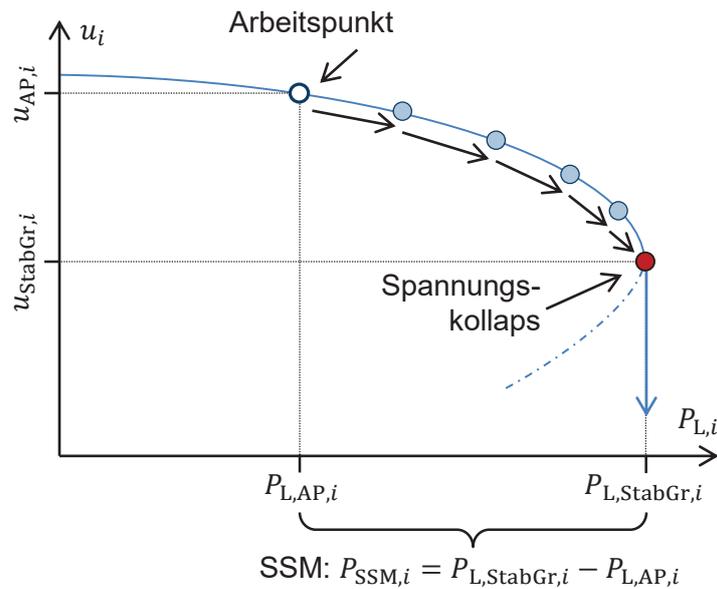


Abbildung 1: $U(P)$ -Charakteristik am kritischen Knoten i mit Spannungsstabilitätsmarge

2.2 Einfluss von Kompensationsanlagen

Auftretende Blindleistungsbedarfe im System führen zu Änderungen der Spannungsbeträge an den Sammelschienen des Systems. Um dabei die Spannungen im Toleranzband zu halten, werden neben der Spannungsregelung der Synchrongeneratoren auch weitere Betriebsmittel eingesetzt. Durch die Bereitstellung von Blindleistung wird so der Blindleistungsbedarf kompensiert. Diese Untersuchung beschränkt sich wegen des Umfangs an möglichen Betriebsmitteln auf Ladestromspulen und Kondensatorbänke.

Bei Ladestromspulen können in diskreten Schritten Wicklungen der jeweiligen Spule zu- oder abgeschaltet werden. Hierdurch kann der induktive Blindleistungsbezug dieser Anlagen erhöht oder gesenkt werden. Durch den induktiven Leistungsbezug wirken diese Anlagen spannungssenkend. Entsprechend werden diese Anlagen häufig in Schwachlastsituationen zugeschaltet, wenn kapazitive Verbräuche überwiegen und andernfalls zu hohe Spannungen auftreten. Bei Kondensatorbänken werden ebenfalls in diskreten Schritten Kondensatorstufen geschaltet, womit der kapazitive Blindleistungsverbrauch angepasst wird. Somit wirken diese Anlagen spannungssteigernd und werden insbesondere in Starklastsituationen eingesetzt. In diesen überwiegen induktive Verbräuche, entsprechend treten sonst zu niedrige Spannungen auf [6]. Im Rahmen dieser Untersuchung wird für die Spannungsregelung der induktiven Kompensationsanlagen angenommen, dass bei Überschreitung der oberen Grenze des Schalttoleranzbandes nach Tabelle 1 eine Stufe zugeschaltet wird. Tritt hingegen eine Unterschreitung der unteren Grenze auf, so wird eine Stufe abgeschaltet. Bei kapazitiven Anlagen ist dies entsprechend umgekehrt.

Der Einfluss einer zunehmend kapazitiven Kompensation auf die Spannungsstabilitätsgrenze und den Betrag der Knotenspannung am kritischen Knoten ist in Abbildung 2 gezeigt. Es ist ersichtlich, dass bei einer geringen und mittleren Blindleistungskompensation die Lasterhöhung durch das Spannungstoleranzband begrenzt ist. Wird die verfügbare kapazitive Blindleis-

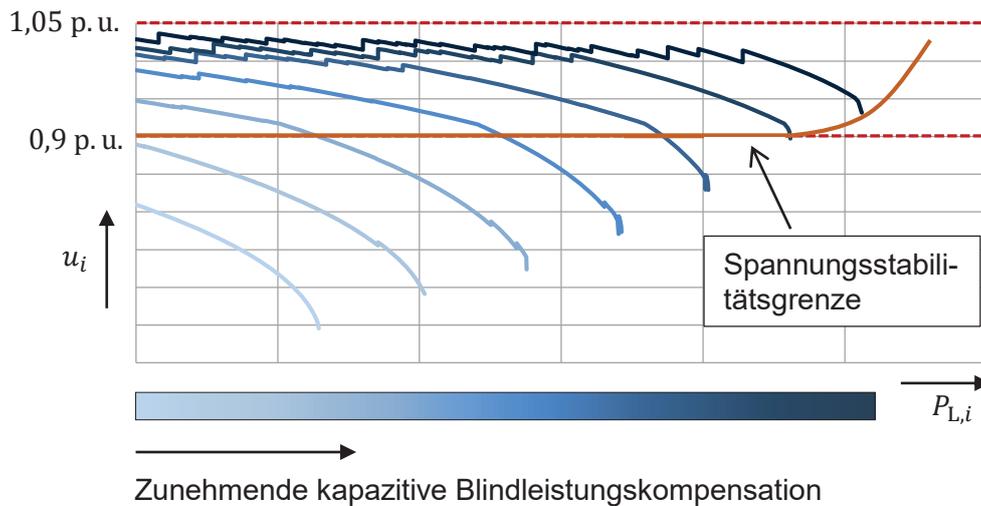


Abbildung 2: Einfluss von kapazitiver Blindleistungskompensation auf Spannungsstabilität

tung gesteigert, so erhöht sich die mögliche Lasterhöhung $P_{L,StabGr,i}$. Gleichsam steigt auch die Spannung, bei welcher der Spannungskollaps auftritt. Erst bei einer hohen Blindleistungskompensation wird der Spannungskollaps zum begrenzenden Faktor, da die Spannungsinstabilität nun innerhalb des Toleranzbandes auftritt. Dies verdeutlicht, dass eine Bewertung der Spannungsstabilität lediglich unter dem Gesichtspunkt der Spannungshaltung nach (1) nicht genügt [5].

2.3 Bewertung von Investitionsentscheidungen

Zur Vorbereitung von Investitionsentscheidungen werden Wirtschaftlichkeitsrechnungen eingesetzt. Im Rahmen dieser Untersuchung wird eine vollkommene Sicherheit der Einflussfaktoren über den Investitionszeitraum angenommen, d.h. Unsicherheiten etwa in der Zinsentwicklung werden nicht betrachtet. Zur Bewertung der Investitionsentscheidungen wird die Kapitalwertmethode verwendet, die den dynamischen Investitionsrechenverfahren angehört. Der resultierende Kapitalwert gibt den Wert einer Investition zu einem bestimmten Zeitpunkt an, wenn neben der Anfangsinvestition durch Abzinsung alle späteren Einnahmen und Ausgaben berücksichtigt werden. Demnach entspricht der Kapitalwert dem Vermögenszuwachs, den die Investition unter der Berücksichtigung von Zinsen zu Beginn des Planungszeitraumes erbringt. Entsprechend gilt ein positiver Kapitalwert als wirtschaftlich rentabel, ein negativer als unrentabel [7].

Der Kapitalwert KW_0 berechnet sich aus den Investitionskosten K_0 , den finanziellen Rückflüssen Z_t in Periode t , dem Kalkulationszinssatz i und der Nutzungsdauer der Investition T gemäß (2), wobei Liquidationsauszahlungen nicht berücksichtigt sind. Die finanziellen Rückflüsse Z_t stellen dabei die Differenz aus Auszahlungen A_t und Einzahlungen E_t in Periode t dar.

$$KW_0 = -K_0 + \sum_{t=0}^T \left(\frac{Z_t}{(1+i)^t} \right) = -K_0 + \sum_{t=0}^T \left(\frac{A_t - E_t}{(1+i)^t} \right) \quad (2)$$

Werden gleichmäßige Rückflüsse Z über die gesamte Nutzungsdauer vorausgesetzt, so kann

(2) mit Hilfe der Rentenbarwertformel zu (3) vereinfacht werden [7].

$$KW_0 = -K_0 + Z \cdot \frac{(1+i)^T - 1}{i \cdot (1+i)^T} = -K_0 + (A - E) \cdot \frac{(1+i)^T - 1}{i \cdot (1+i)^T} \quad (3)$$

2.4 Vergütung von Blindleistung

In Europa existiert kein einheitliches System zur Vergütung von Blindleistung. In Deutschland wird die Einspeisung von Blindleistung durch technische Anschlussrichtlinien, wie etwa [2], geregelt. Hierbei ist die Einspeisung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen für die Betreiber verpflichtend und für die ÜNB kostenfrei. Bilateral können die ÜNB Verträge mit Anlagenbetreibern abschließen, um eine zusätzliche Einspeisung von Blindleistung entsprechend zu vergüten. Im Jahr 2016 vergütete z.B. die Amprion GmbH eine über den Rahmen von [2] hinausgehende induktive Blindleistungseinspeisung mit $k_{DE} = 0,35 \frac{\text{€}}{\text{Mvarh}}$, wohingegen die zusätzliche Einspeisung von kapazitiver Blindleistung nicht vergütet wurde [8].

Ein ähnliches, aber weitergehendes Konzept wurde 2011 vom Schweizer ÜNB Swissgrid entwickelt. Dieses hatte zum Ziel, weitere Blindleistungsquellen zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz verfügbar zu machen. Für eine konforme, d.h. zulässige Bereitstellung von Blindleistung je nach Höhe der Spannung am Anschlussknoten, werden dabei $k_{CH} = 0,3 \frac{\text{Rp}}{\text{kvarh}} \approx 2,592 \frac{\text{€}}{\text{Mvarh}}$ vergütet [9]. Die Spanne zwischen k_{DE} und k_{CH} verdeutlicht den regional stark unterschiedlichen Charakter der Vergütung von Blindleistung. Dieser hängt maßgeblich auch von weiteren Faktoren wie etwa den Investitionskosten in die entsprechenden Anlagen ab und wird deswegen im Rahmen dieser Untersuchung weiter betrachtet.

3 Berechnungsmethodik für die wirtschaftliche und technische Untersuchung

Abschnitt 3.1 stellt zunächst das verwendete Modell des elektrischen Energieversorgungssystems vor. Weiterhin beschreibt Abschnitt 3.2 die Methodik der technischen und wirtschaftlichen Bewertung.

3.1 Verwendetes Netzmodell

Für die vorliegende Untersuchung wird das Nordic32 Test System verwendet, welches von Walve entwickelt wurde und in Abbildung 3 gezeigt ist [10]. Dieses stellt ein fiktives elektrisches Energieversorgungssystem dar, welches Ähnlichkeiten mit dem schwedischen Übertragungsnetz um das Jahr 1990 aufweist. Das Netzmodell besteht aus vier Regionen, von denen im standardmäßig implementierten Betriebsfall die nördliche Region die höchste Erzeugungsleistung aufweist. Die zentrale und die südliche Region werden hingegen von Verbraucherlasten dominiert. Insgesamt ergibt sich eine summierte Verbraucherlast von $P_L = 11,06 \text{ GW}$, demgegenüber steht eine installierte Bemessungsleistung der Generatoren von $P_{r,Gen} = 24,18 \text{ GW}$. Darüber hinaus kann von den Synchrongeneratoren eine Blindleistung von $Q_{Gen,untererregt} = -18,73 \text{ Gvar}$ bzw. $Q_{Gen,übererregt} = 20,83 \text{ Gvar}$ bereitgestellt werden. Weitergehende Informationen wie etwa Erzeugungs- und Lastzeitreihen oder die auftretende Jahreshöchstlast sind nicht bekannt. Das

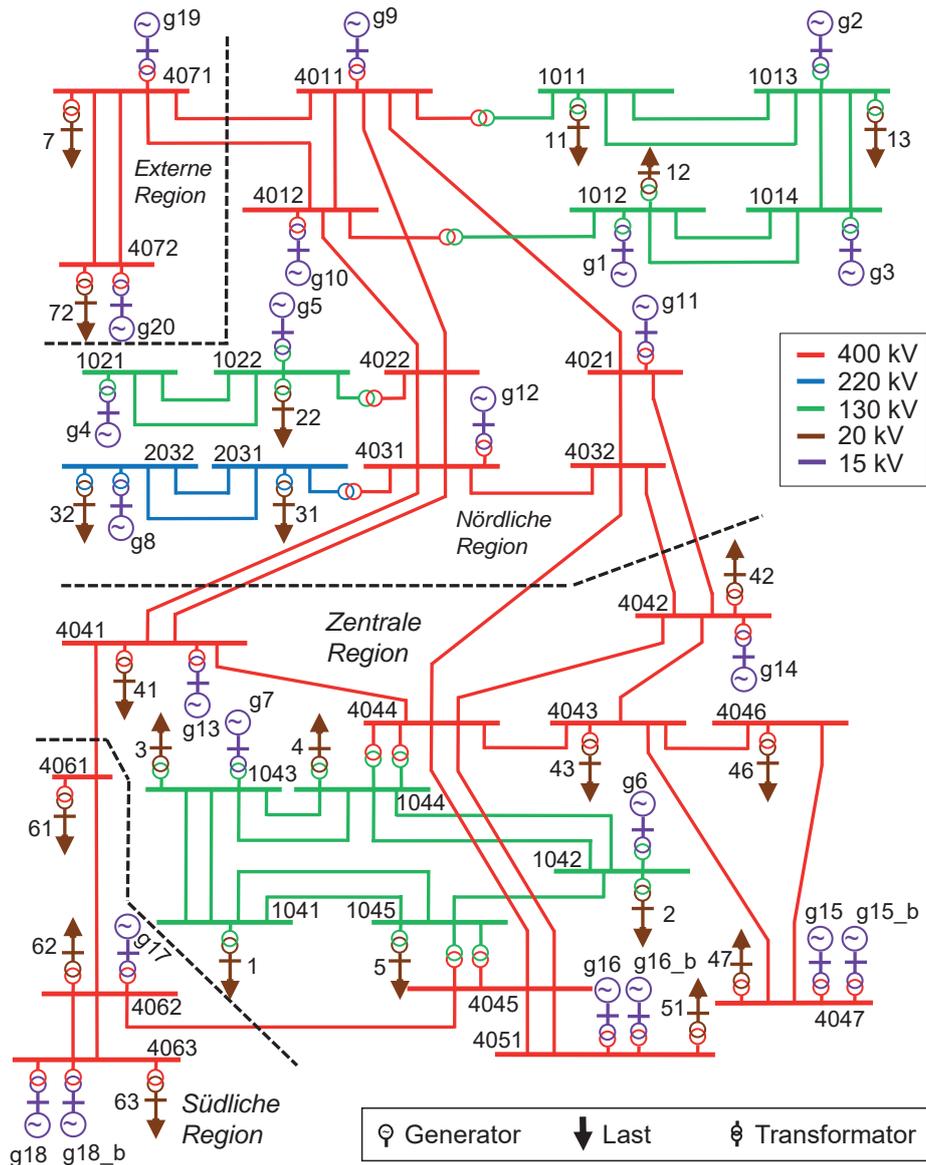


Abbildung 3: Verwendetes Netzmodell Nordic32 Test System

verwendete Netzmodell wird häufig für Untersuchungen zur Spannungsstabilität elektrischer Energieversorgungsnetze eingesetzt, so etwa in [11]. Grund dafür sind die teilweise sehr langen Übertragungsleitungen insbesondere zwischen der nördlichen und der zentralen Region. Hierdurch können Erzeugungs- und Lastszenarien betrachtet werden, die kritisch für die Spannungsstabilität sind.

Im Rahmen dieser Untersuchung werden einige Modifikationen am Netzmodell vorgenommen. Stufenschalter, die mit einer Spannungsregelung ausgestattet sind, werden vernachlässigt. Dies vermeidet negative Beeinflussungen zwischen den Stufenschaltern und der Spannungsregelung der Synchrongeneratoren. Weiterhin sind im ursprünglichen Netzmodell bereits Kompensationsanlagen vorhanden. Diese Anlagen werden nicht betrachtet.

Tabelle 1: Technische Parameter der Untersuchung

Bemessungsleistung Kompensationsanlagen	$Q_{r,Komp} = 150 \text{ Mvar}$
Anzahl schaltbarer Stufen	$n_{\text{Stufen,Komp}} = 6$
Schalttoleranzband der Kompensationsanlagen	$0,98 \text{ p.u.} \leq u_i \leq 1,05 \text{ p.u.}$

Tabelle 2: Wirtschaftliche Parameter der Untersuchung

	Induktive Kompensation	Kapazitive Kompensation
Marktzins	$i_{\text{Zins}} = 10 \%$	
Investitionskosten	$k_{\text{Invest,Ind}} = 30 \text{ €/kvar}$	$k_{\text{Invest,Kap}} = 19 \text{ €/kvar}$
Nutzungsdauer	$T_{\text{Nutzung}} = 35 \text{ a}$	
Betriebskosten	$k_B = 2 \% \cdot k_{\text{Invest},i}$	
Wirkleistungsverluste	$P_{\text{Loss,Ind}} = 16 \text{ W/kvar}$	$P_{\text{Loss,Kap}} = 7 \text{ W/kvar}$
Verlustkosten	$k_{\text{Loss}} = 3,475 \text{ c€/kWh}$	
Vergütung	$p_{\text{Vergütung}} = [0,259 \quad 0,148 \quad 0,035] \text{ c€/kvarh}$	

3.2 Methodik der Untersuchung

Die prinzipielle Vorgehensweise ist in Abbildung 4 dargestellt. Die technischen Parameter sind in Tabelle 1 zu finden. Während sich die Bemessungsleistung dabei an der Untersuchung in [11] orientiert, werden für die Anzahl an schaltbaren Stufen und für das Schalttoleranzband übliche Annahmen getroffen. Die wirtschaftlichen Parameter sind in Tabelle 2 wiedergegeben. Sofern nicht anders angegeben, gelten dabei die gleichen Werte für Ladestromspulen und Kondensatorbänke. Die Parameter sind [12] entnommen.

Iterativ werden Kompensationsanlagen an Knoten des Hoch- und Höchstspannungsnetzes implementiert, wobei jeder Zubau einer Iteration entspricht. Als Anschlussknoten wird dabei jeweils derjenige Knoten gewählt, der die höchste $Q(U)$ -Sensitivität aufweist und somit am kritischsten für eine Spannungsinstabilität ist [3]. Anschließend wird für jede Iteration sowohl eine wirtschaftliche - Unterabschnitt 3.2.1 - als auch eine technische - Unterabschnitt 3.2.2 - Bewertung durchgeführt, um die jeweilige Bewertungskenngröße zu ermitteln. Die Methodiken für beide Bewertungen sind in Abbildung 5 zusammengefasst.

3.2.1 Wirtschaftliche Bewertung

Als Bewertungskenngröße für die wirtschaftliche Bewertung wird der Kapitalwert der Gesamtinvestition KW_0^{it} in alle installierten Anlagen in Iteration it nach (3) bestimmt. Hierzu muss zunächst die jährliche Einspeisung an kapazitiver und induktiver Blindleistung der Kompensationsanlagen $W_{Q,Kap}^{it}$ und $W_{Q,Ind}^{it}$ bestimmt werden. Die dazu benötigten stündlichen Erzeugungs- und Lastgänge sind im vorliegenden Netzmodell nicht bekannt. Aus diesem Grund werden die folgenden Berechnungen jeweils für unterschiedliche Erzeugungsszenarien durchgeführt, die in Kapitel 4 vorgestellt werden. Für die Bestimmung der Lastgänge wird zunächst der deutsche Lastgang des Jahres 2016 herangezogen. Dieser wird aus Vereinfachungsgründen in n_{Lb} Lastbereiche (LB) eingeteilt und auf die aufgetretene Maximallast des Jahres bezogen. Als Stützstellen werden dabei die Mittelwerte der Lastbereiche verwendet. Mit den so bekannten Werten kann für jeden Lastbereich die jeweilige Skalierung der Verbraucherlasten im Nordic32 Test System bestimmt werden. Wird $n_{Lb} = 5$ gewählt, so ergeben sich die Werte in Tabelle 3. Das

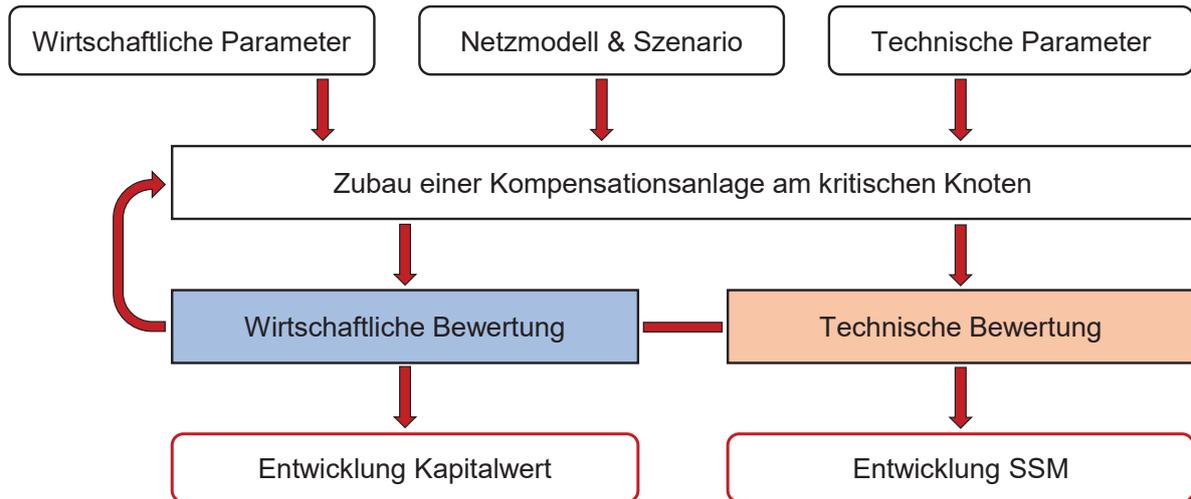


Abbildung 4: Methodisches Vorgehen zur Bewertung des Zubaus von Kompensationsanlagen

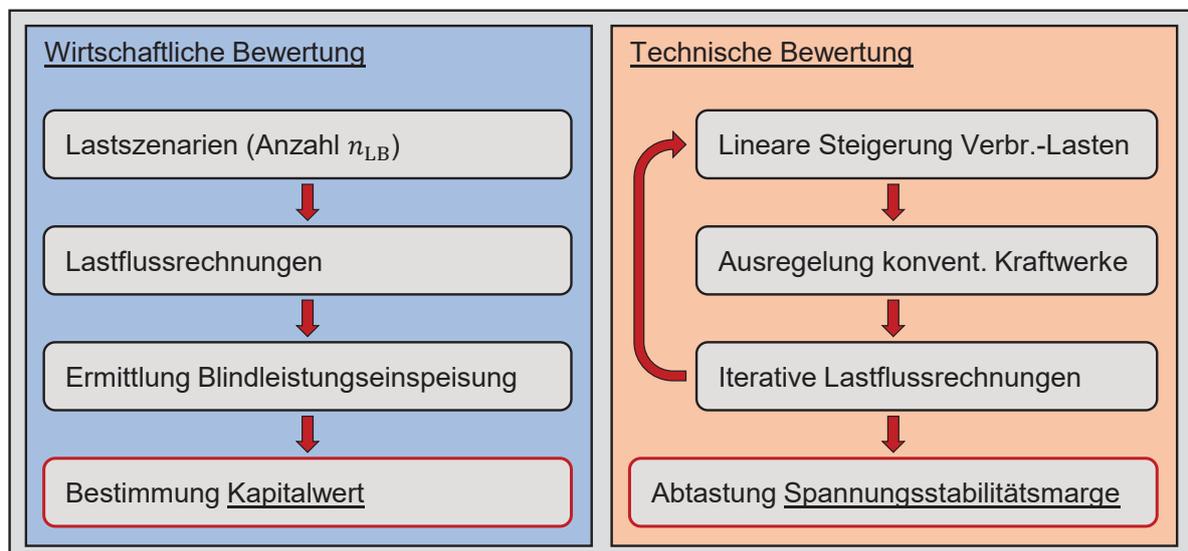


Abbildung 5: Wirtschaftliche und technische Bewertung des Zubaus einer Kompensationsanlage

jeweilige Erzeugungsszenario wird ebenfalls entsprechend skaliert.

Für jede Stützstelle l kann dann mittels einer Lastflussrechnung unter Verwendung der Matlab-Ergänzung Matpower nach [13] die Blindleistungseinspeisung je Anlage bestimmt werden. Werden die entsprechenden Ergebnisse addiert, so resultiert die summierte Leistungseinspeisung $Q_{\text{Ind},l}$ von induktiven und $Q_{\text{Kap},l}$ von kapazitiven Kompensationsanlagen. Somit ergibt sich die gesamte kapazitive Blindleistungseinspeisung eines Jahres aus Kompensationsanlagen $W_{\text{Q,Kap}}^{\text{it}}$ gemäß (4), wobei die $W_{\text{Q,Ind}}^{\text{it}}$ analog berechnet wird. Im Rahmen der Untersuchung wird $n_{\text{Lb}} = 20$ verwendet.

$$W_{\text{Q,Kap}}^{\text{it}} = 8760 \frac{\text{h}}{\text{a}} \cdot \sum_{l=1}^{n_{\text{Lb}}} p_{\text{LB},l} \cdot Q_{\text{Kap},l} \quad (4)$$

Wird die installierte Leistung in kapazitiven Kompensationsanlagen mit $Q_{\text{r,Kap}}^{\text{it}}$ und die installier-

Tabelle 3: Skalierung Verbraucherlasten in fünf Lastbereiche entsprechend Lastgang DE 2016

LB	LB in DE in GW	Auftrittshäufigkeit LB	$p_{LB,t}$ in %	LB in % von $P_{L,max}$
1)	25,04 – 34,87	0,54		33,03 – 46,43
2)	34,88 – 44,73	20,14		46,44 – 59,82
3)	44,74 – 55,34	31,99		59,83 – 73,21
4)	55,35 – 65,96	29,88		73,22 – 86,61
5)	65,97 – 75,81	17,46		86,62 – 100

te Leistung in induktiven Kompensationsanlagen mit $Q_{r,Ind}^{it}$ bezeichnet, so ergeben sich Investitionskosten von $K_0^{it} = Q_{r,Ind}^{it} \cdot k_{Invest,Ind} + Q_{r,Kap}^{it} \cdot k_{Invest,Kap}$. Die abhängigen Betriebskosten betragen dann $K_B^{it} = k_B \cdot K_0^{it}$. Somit ergibt sich die jährliche Einzahlung E^{it} aus der Summe der abhängigen Betriebskosten und der Verlustkosten nach (5).

$$E^{it} = K_B^{it} + k_{Loss} \cdot \left(W_{Q,Ind}^{it} \cdot P_{Loss,Ind} + W_{Q,Kap}^{it} \cdot P_{Loss,Kap} \right) \quad (5)$$

Die jährliche Auszahlung A^{it} folgt dann aus der bereitgestellten Blindleistung und der gewählten Vergütung nach (6).

$$A^{it} = p_{Vergütung} \cdot \left(W_{Q,Ind}^{it} + W_{Q,Kap}^{it} \right) \quad (6)$$

Somit lässt sich unter Verwendung von (3), (4), (5) und (6) sowie den wirtschaftlichen Parametern aus Tabelle 2 für jede Iteration der zugehörige Kapitalwert KW_0^{it} nach (7) ermitteln.

$$KW_0^{it} = -K_0^{it} + (A^{it} - E^{it}) \cdot \frac{(1 + i_{Zins})^{T_{Nutzung}} - 1}{i_{Zins} \cdot (1 + i_{Zins})^{T_{Nutzung}}} \quad (7)$$

Prinzipiell kann dabei jeder der zugrundeliegenden Parameter variiert werden. In der vorliegenden Arbeit wird die Vergütung der eingespeisten Blindleistung untersucht. Gemäß Abschnitt 2.4 wird als Minimalwert der Vergütung k_{DE} und als Maximalwert k_{CH} gewählt. Weiterhin wird als dritte mögliche Vergütung ein gemittelter Wert k_{Med} verwendet.

3.2.2 Technische Bewertung

Zur Bestimmung der Spannungsstabilitätsmarge, die als Bewertungskenngröße verwendet wird, wurde in vorherigen Untersuchungen eine Methodik entwickelt [14]. Hierbei wird die Auslastung des Systems schrittweise über eine lineare Steigerung der Verbraucherlasten aus dem Starklastfall heraus erhöht. Wirk- und Blindleistungserhöhung der Verbraucherlasten werden durch die aktiven konventionellen Kraftwerke ausgeglichen. Wenn nicht bereits vorher eine Verletzung des Spannungstoleranzbandes stattgefunden hat, ist am Punkt des Spannungskollapses keine weitere Steigerung der Verbraucherlasten möglich. Die Spannungsstabilitätsmarge P_{SSM} wird definiert als die Summe der individuellen Spannungsstabilitätsmargen $P_{SSM,i}$ an jedem Knoten i gemäß (8). Diese berechnet sich wiederum als Differenz aus der jeweiligen Verbraucherlast, bei der eine Spannungsinstabilität an einem Knoten im System zuerst auftritt, $P_{L,StabGr,i}$ und der Verbraucherlast im Arbeitspunkt $P_{L,AP,i}$. Der Knoten, an dem eine Spannungsinstabilität zuerst auftritt, wird als kritischer Knoten bezeichnet.

Tabelle 4: Summierte Erzeugungsleistungen nach Regionen im Erzeugungsszenario „Nord“

Externe Region	Nördliche Region	Zentrale Region	Südliche Region
1,69 GW	4,63 GW	1,59 GW	3,45 GW

$$P_{SSM} = \sum_i P_{SSM,i} = \sum_i (P_{L,StabGr,i} - P_{L,AP,i}) \quad (8)$$

In den nachfolgenden Untersuchungen wird die Spannungsstabilitätsmarge dargestellt, wobei zwischen einer Verletzung des Spannungstoleranzbandes und dem Spannungskollaps als begrenzende Faktoren unterschieden wird.

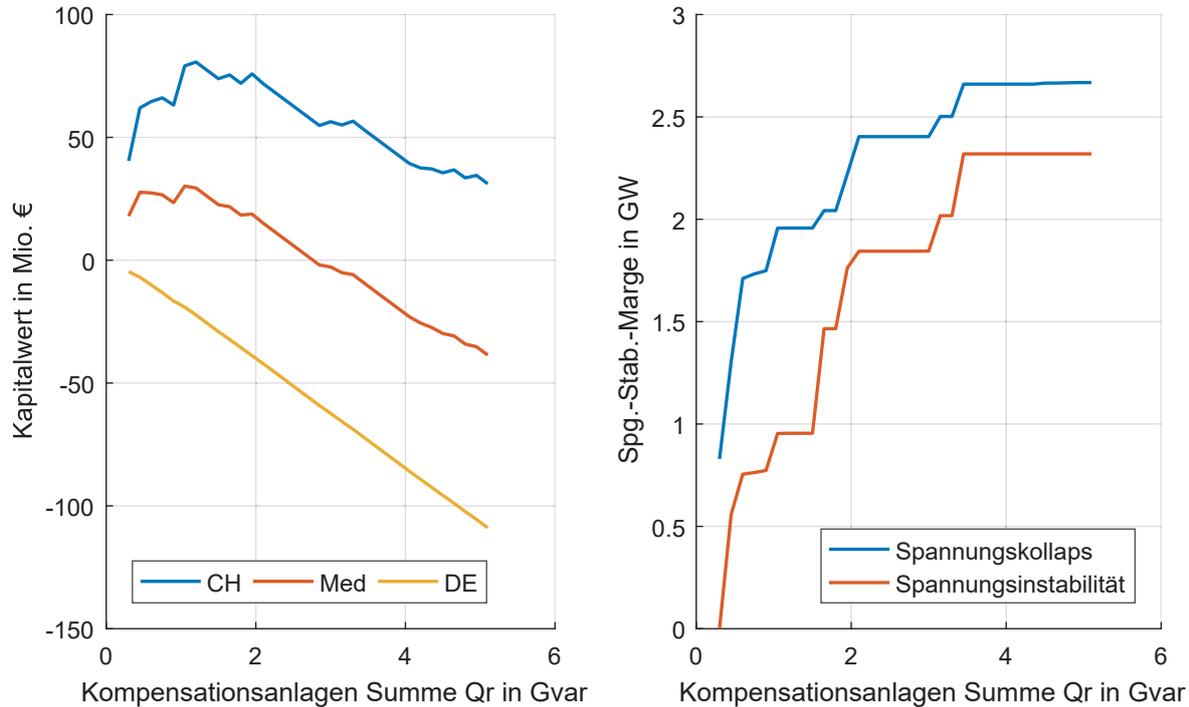
4 Untersuchungen zu technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen

In Abschnitt 4.1 wird zunächst das standardmäßig hinterlegte Erzeugungsszenario „Nord“ untersucht. Weiterhin wird dann in Abschnitt 4.2 ein verbraucherfernes Erzeugungsszenario betrachtet.

4.1 Erzeugungsszenario „Nord“

In Abbildung 6 sind die Bewertungsergebnisse für das Erzeugungsszenario „Nord“ dargestellt. Das untersuchte Erzeugungsszenario weist dabei in den Regionen nach Abbildung 3 die summierten Erzeugungsleistungen gemäß Tabelle 4 auf. Es ergeben sich in diesem Szenario Wirkleistungsverluste der Leistungsübertragung von $P_{Verl,ErzNord} = 195,71$ MW.

Bei der Betrachtung der Kapitalwerte in Abbildung 6a zeigt sich ein erheblicher Einfluss der gewählten Vergütung. Wird als Vergütungssatz k_{DE} zu Grunde gelegt, so ergibt sich ein durchgehend negativer Kapitalwert, der mit dem Zubau von Kompensationsanlagen weiter abfällt. Somit ist die Gesamtinvestition in diesem Fall, unabhängig vom Zubau von Kompensationsanlagen, nicht wirtschaftlich. Wird hingegen k_{Med} als Vergütungssatz zu Grunde gelegt, so ergibt sich eine prinzipielle Wirtschaftlichkeit, d.h. ein positiver Kapitalwert bei Zubauten bis $Q_{r,Zubau}^{KW=0} = 2,8$ Gvar. Hierbei liegt das Maximum des Kapitalwertes bei $KW_{0,k_{Med}}^{max} = 30,182$ Mio. € und ist bei einem Zubau von $Q_{r,Zubau}^{KW,max} = 1,05$ Gvar erreicht. Jeder weitere Zubau einer Kompensationsanlage führt zu einem abnehmenden Kapitalwert und senkt damit die Wirtschaftlichkeit der Gesamtinvestition. Ein Investor wird in diesem Falle keine weiteren Anlagen zubauen um den maximalen Kapitalwert zu erreichen. Wird k_{CH} als Vergütung zu Grunde gelegt, ergibt sich ein ähnliches Bild wie im gemittelten Fall. Der Kapitalwert bleibt dabei durchgehend höher als bei k_{Med} und weiterhin über den gesamten Untersuchungsrahmen wirtschaftlich. Allerdings folgt nur ein geringer Mehrwert für das Übertragungsnetz: Zur Erreichung des maximal möglichen Kapitalwertes ist ein Zubau von $Q_{r,Zubau}^{KW,max} = 1,2$ Gvar erforderlich. Dieser Zubau liegt damit nur geringfügig höher als bei Vergütung mit k_{Med} , bedingt aber entsprechende Mehrausgaben. Wird daher die Vergütung unter k_{Med} gesenkt, so ergibt sich eine Verschiebung des wirtschaftlichen Optimums hin zu einem geringeren Zubau an Kompensationsanlagen. Wird die Vergütung hingegen gesteigert, so verschiebt sich das wirtschaftliche Optimum in Richtung eines zunehmenden Zubaus. Der



(a) Wirtschaftliche Bewertung: Kapitalwert

(b) Technische Bewertung: Spannungsstabilität

Abbildung 6: Bewertung des Zubaus von Kompensationsanlagen für Erzeugungsszenario „Nord“

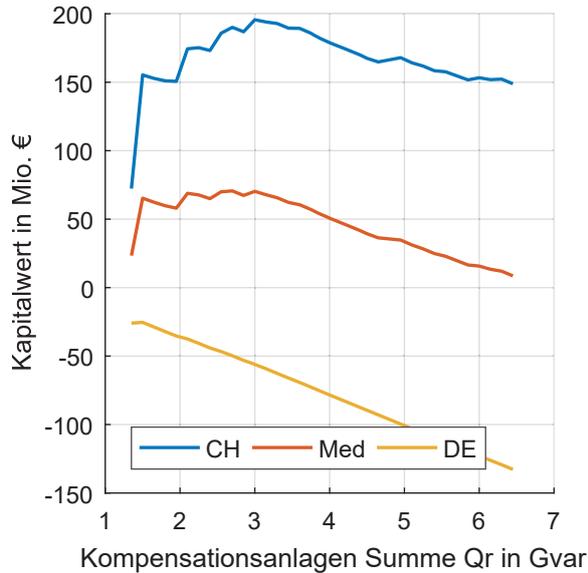
Wahl einer sinnvollen Vergütung kommt somit eine Schlüsselrolle zu.

Wird die Entwicklung der Spannungsstabilitätsgrenze in Abbildung 6b betrachtet, so ergibt sich, dass für alle betrachteten Fälle eine Spannungsinstabilität durch eine Verletzung des Toleranzbandes auftritt. Dies bedeutet, dass der Spannungskollaps außerhalb des Spannungstoleranzbandes liegt. Für den initialen Fall mit dem Zubau von zwei Kompensationsanlagen zur Sicherstellung der Konvergenz ergibt sich $P_{SSM} = 0$. In diesem Fall ist demnach keine Steigerung der Verbraucherlasten möglich, da direkt Spannungsinstabilität auftritt. Werden weitere Kompensationsanlagen zugebaut, so erhöht dies die Spannungsstabilitätsmarge. Bei einem Zubau von über $Q_{r,Zubau} > 3,45$ Gvar stagniert die Spannungsstabilitätsmarge bei $P_{SSM}^{max} = 2,32$ GW und kann nicht mehr weiter gesteigert werden. In diesem Fall tritt eine Verletzung des Spannungstoleranzbandes an einem Lastknoten im unterlagerten Netz auf. Für eine weitere Verbesserung der Spannungsstabilität muss der Blindleistungsbedarf der Verbraucherlast direkt am Lastknoten kompensiert werden. Da dies aus übergeordneter wirtschaftlicher und technischer Sicht im Sinne der Untersuchung nicht sinnvoll ist, wird auf eine entsprechende weitergehende Betrachtung verzichtet.

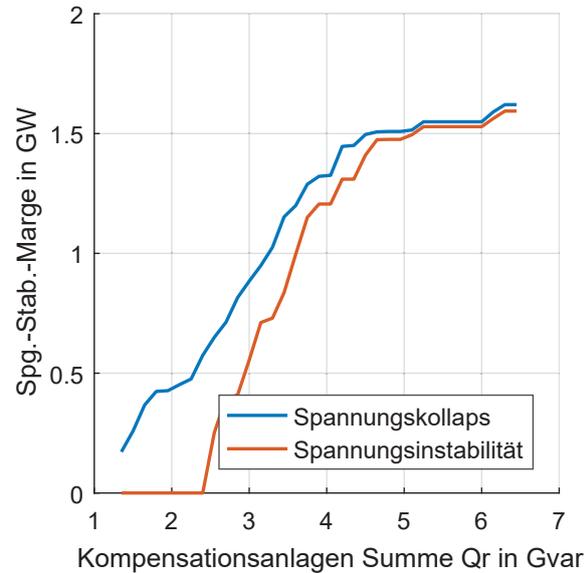
Wird der wirtschaftlich sinnvolle Zubau an Kompensationsanlagen betrachtet, so ergibt sich für $Q_{r,Zubau}^{KW,max} = 1,05$ Gvar eine Spannungsstabilitätsmarge von $P_{SSM}^{KW,max} = 0,954$ GW. Somit können die Verbraucherlasten bei einem entsprechenden Zubau von Kompensationsanlagen im Starklastfall um $\sim 8,6\%$ gesteigert werden, ehe Spannungsinstabilität auftritt. Im Vergleich der Bewertungskriterien zeigt sich, dass unter den Parametern der Untersuchung der wirtschaft-

Tabelle 5: Summierte Erzeugungsleistungen nach Regionen im verbraucherfernen Erzeugungsszenario

Externe Region	Nördliche Region	Zentrale Region	Südliche Region
3,02 GW	4,26 GW	1,83 GW	2,62 GW



(a) Wirtschaftliche Bewertung: Kapitalwert



(b) Technische Bewertung: Spannungsstabilität

Abbildung 7: Bewertung des Zubaus von Kompensationsanlagen für ein verbraucherfernes Erzeugungsszenario

liche Optimum, d.h. ein maximaler Kapitalwert, nicht mit dem technischen Optimum, d.h. einer maximalen Spannungsstabilitätsmarge, übereinstimmt. Die Entwicklung der beiden Bewertungskenngrößen verläuft antiparallel. Aus der Literatur ist dabei keine Spannungsstabilitätsmarge bekannt, die als sicher gilt. Damit bleibt es der Entscheidung des ÜNB überlassen, eine Marge zu definieren und bei Bedarf weitere Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

4.2 Verbraucherfernes Erzeugungsszenario

Das verbraucherferne Erzeugungsszenario ist in Tabelle 5 beschrieben. Es ergeben sich Wirkleistungsverluste der Leistungsübertragung von $P_{\text{Verl,ErzFern}} = 669,58 \text{ MW}$.

Bei der Entwicklung der Kapitalwerte in Abbildung 7a ergibt sich ein vergleichbares Bild wie zuvor. Es zeigt sich, dass eine Vergütung mit k_{DE} über den gesamten Betrachtungsbereich nicht wirtschaftlich ist. Weiterhin lässt sich bei Vergütung mit k_{Med} bzw. k_{CH} ein wirtschaftlich optimaler Zubau an Kompensationsanlagen identifizieren, bei dem der Kapitalwert der Gesamtinvestition maximal wird. In diesem Fall ist dies bei $Q_{\text{r,Zubau}}^{\text{KW,max}} = 3 \text{ Gvar}$ der Fall. Der Kapitalwert beträgt dann bei Vergütung mit k_{Med} $KW_{0,k_{\text{Med}}}^{\text{max}} = 70,29 \text{ Mio. €}$ und liegt somit über dem zuvor bestimmten Wert für das Erzeugungsszenario „Nord“. Die durchweg höheren Kapitalwerte bei Vergütung mit k_{Med} bzw. k_{CH} erklären sich in diesem Fall über das Erzeugungsszenario. Vergleicht man die auftretenden Wirkleistungsverluste $P_{\text{Verl,ErzFern}}$ mit $P_{\text{Verl,ErzFern}}$ so sind diese im

verbraucherfernen Erzeugungsszenario mehr als dreifach höher. Aufgrund der höheren Übertragungsentfernung der elektrischen Leistung gilt dies auch für die Blindleistungsverluste, die ebenfalls zusätzlich abgedeckt werden müssen. Aus diesem Grund speisen die Kompensationsanlagen auch bei niedrigeren Verbraucherlasten mehr Blindleistung ein als im Vergleichsfall, was die Wirtschaftlichkeit erhöht.

Die Betrachtung der Spannungsstabilität in Abbildung 7b ergibt, dass nach der initialen Konvergenz zunächst ein weiterer Zubau $\Delta Q_{r,Zubau} > 1,05$ Gvar erforderlich ist, ehe die Spannungsstabilität im Arbeitspunkt des Starklastfalls nicht mehr unmittelbar bedroht ist. Ein weiterer Zubau von Kompensationsanlagen lässt die Spannungsstabilitätsgrenze dann langsamer ansteigen als zuvor im Erzeugungsszenario „Nord“. Dies kann wiederum mit den höheren Blindleistungsverlusten in diesem Szenario erklärt werden. Für einen Zubau an Kompensationsanlagen $Q_{r,Zubau} > 4,6$ Gvar ergibt sich, dass der Spannungskollaps sehr nahe an das Spannungstoleranzband heranrückt. Während Spannungsinstabilität für diesen Zubau bei $P_{SSM} = 1,47$ GW erreicht wird, tritt der Spannungskollaps bei $P_{SSM,Kollaps} = 1,51$ GW auf. Da in diesem Fall allerdings der Abstand zum Arbeitspunkt des Starklastfalls ausreichend hoch ist, liegt keine Gefährdung vor.

Wird das wirtschaftliche Optimum, d.h. $Q_{r,Zubau}^{KW,max} = 3$ Gvar, für die Betrachtung der Spannungsstabilität angesetzt, so ergibt sich $P_{SSM}^{KW,max} = 0,55$ GW. Die Spannungsstabilitätsmarge im wirtschaftlichen Optimum hat sich somit im Vergleich zum Erzeugungsszenario „Nord“ verringert. Es ist daher zu erwarten, dass im Falle von Erzeugungsszenarien mit noch höheren Übertragungsentfernungen die Entwicklung von Kapitalwert und Spannungsstabilitätsmarge weiter auseinander geht und somit unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten keine ausreichende Spannungsstabilitätsmarge mehr gewährleistet werden kann.

5 Fazit der Untersuchung

Im Rahmen der Untersuchung wird ein Vergleich zwischen einem wirtschaftlichen Bewertungskriterium, dem Kapitalwert der Gesamtinvestition, und einem technischen Bewertungskriterium, der Spannungsstabilität, für den Zubau von Kompensationsanlagen durchgeführt. Hierbei zeigt sich, dass sich beim Zubau von Kompensationsanlagen beide Bewertungskriterien antiparallel entwickeln. Wirtschaftlich betrachtet wird je nach Höhe der Vergütung ein Optimum dann erzielt, wenn die vorhandenen Anlagen im Jahr möglichst viel Blindleistung einspeisen können. Werden anschließend weitere Anlagen zugebaut, so sinkt der Kapitalwert wieder. Technisch betrachtet erhöht sich die Spannungsstabilitätsmarge mit dem Zubau von Kompensationsanlagen fortlaufend, bis aufgrund technischer Charakteristika keine weitere Steigerung mehr möglich ist. Ein erheblicher Einfluss kommt der Wahl der Vergütung zu. Je nach Höhe verschiebt sich das wirtschaftliche Optimum hin zu einem stärkeren oder schwächeren Ausbau von Kompensationsanlagen. Die entsprechenden Ergebnisse sind dabei stark abhängig vom betrachteten Erzeugungsszenario und auch von strukturellen Charakteristika des elektrischen Energieversorgungssystems. Somit muss die Festlegung eines sinnvollen Vergütungssatzes immer spezifisch für eine Region eines elektrischen Energieversorgungssystems erfolgen. Dies ist auch unter dem Gesichtspunkt sinnvoll, dass in kritischen Regionen eine höhere Vergütung angesetzt werden kann, um dort den Ausbau von Kompensationsanlagen stärker zu fördern.

Für die vorliegende Untersuchung werden einige Annahmen getroffen, die in weiteren Untersuchungen konkretisiert werden können. Hierbei erscheint zunächst eine genauere Implementierung von Erzeugungs- und Lastgängen über die Nutzungsdauer der Gesamtinvestition sinnvoll, um somit eine bessere Aussage hinsichtlich der Blindleistungseinspeisung der Kompensationsanlagen zu erhalten. Außerdem können weitere Möglichkeiten berücksichtigt werden, Blindleistung im Übertragungsnetz bereitzustellen, u.a. sollten Stufensteller entsprechend berücksichtigt werden. Die Betrachtung von Verteilnetzen auch in der technischen Bewertung erscheint dabei sinnvoll, da somit der Blindleistungsbezug von hohen Verbraucherlasten entsprechend direkt kompensiert werden kann.

Literatur

- [1] S. Dierkes, T. van Leeuwen, und A. Moser, „Impact of Shunt Compensation on Voltage Stability of Power Systems with a Significant Share of Renewable Energies,” *Cigré - Conference on Innovation for Secure and Efficient Transmission Grids, Brüssel, Belgium,*, 2014.
- [2] H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer, und J. Vanzetta, „TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,” Verband der Netzbetreiber, VDN, beim VDEW, techreport, 2007.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education - Europe, 1994. [Online]. Available: http://www.ebook.de/de/product/4031445/prabha_kundur_power_system_stability_and_control.html
- [4] *Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation*, Nr. 2017/1485, The European Commission. Official Journal of the European Union, Aug. 2017. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj>
- [5] S. Dierkes, „Bewertung der Spannungsstabilität im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem,” phdthesis, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, 2015.
- [6] K. Heuck, K.-D. Dettmann, und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Vieweg+Teubner Verlag, 2010.
- [7] U. Götze, *Investitionsrechnung*. Springer-Verlag GmbH, 2014. [Online]. Available: http://www.ebook.de/de/product/22780232/uwe_goetze_investitionsrechnung.html
- [8] Amprion GmbH, „Muster Anschlussnutzungsvertrag Kraftwerke,” Amprion GmbH, Tech. Rep., 2015. [Online]. Available: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Netzkunde/Netzanschlussregeln/Kraftwerke.html>
- [9] M. Geidl und M. Kurzidem, „Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz ab 2011,” swissgrid ag, Tech. Rep., 2010. [Online]. Available: <https://www.swissgrid.ch/de/issaid/de/home/de/press/medien/pressenews/pressenews/altersrapport.html>

- [10] K. Walve, „Nordic32A—A Cigre test system for simulation of transient stability and long term dynamics,” *Svenska Kraftnät*, 1993.
- [11] T. van Cutsem und L. Papangelis, „Description, Modeling and Simulation Results of a Test System for Voltage Stability Analysis,” University of Liège, Masterarbeit, Nov. 2013.
- [12] F. Zimmermann, „Technische und wirtschaftliche Analyse der Blindleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz zur Wahrung der Spannungsstabilität im Rahmen der Energiewende,” TU Darmstadt, Masterarbeit, Dez. 2017.
- [13] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, und R. J. Thomas, „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, Nr. 1, S. 12–19, feb 2011. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051168>
- [14] F. Bennewitz, N. Hoesch, und J. Hanson, „Influence of HVDC P2P Links on Static Voltage Stability in Transmission Grids with High Shares of Renewable Energy,” in *ICREPCQ 2016*, Mai 2016. [Online]. Available: <http://tubiblio.ulb.tu-darmstadt.de/80452/>