

Betrachtung von Spannungshaltungskonzepten in hochausgelasteten Verteilnetzen

David Matzekat ¹, Klaus Pfeiffer ², Harald Schwarz ³, Christin Schmoger ⁴,
Ronald Halbauer ⁵, Uwe Zickler ⁶, Matthias Hable ⁷

¹ BTU Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halse-Ring 13, 03050 Cottbus,
+49 355 69 5573, david.matzekat@b-tu.de

² BTU Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halse-Ring 13, 03050 Cottbus,
+49 355 69 4035, klaus.pfeiffer@b-tu.de

³ BTU Cottbus-Senftenberg, Siemens-Halse-Ring 13, 03050 Cottbus,
+49 355 69 4503, harald.schwarz@b-tu.de

⁴ E.DIS Netz GmbH, Langewahler Straße 60, 15517 Fürstenwalde/Spree,
+49 3361 70 2452, christin.schmoger@e-dis.de

⁵ Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal
+49 345 216 3234, ronald.halbauer@mitnetz-strom.de

⁶ TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Schwerborner Straße 30, 99087 Erfurt,
+49 361 652 2766, uwe.zickler@thueringer-energienetze.com

⁷ SachsenNetze HS.HD GmbH, Rosenstraße 32, 01067 Dresden,
+49 351 468 4366, matthias.hable@sachsenenergie.de

Kurzfassung: Durch den Einsatz hochtemperaturbeständiger Freileitungsseile in Kombination mit Bündelleiterausführung können heutzutage dauerhaft zulässige Betriebsströme in Höhe von bis zu 3 kA erreicht werden. In derart stark ausgelasteten Netzen treten hohe Blindleistungsbedarfe auf, die je nach Netzsituation zu Spannungsinstabilitäten führen können. Um die Interaktionen zwischen den spannungs- und blindleistungsregelnden Anlagen zu untersuchen und um das zeitabhängige Verhalten unterschiedlicher Blindleistungsregelverfahren zu analysieren, wurden für zwei reale 110-kV-Verteilnetze ostdeutscher Flächennetzbetreiber umfangreiche Berechnungen durchgeführt. Dabei sind verschiedene Betriebsfälle (hochausgelasteter Normalbetrieb, Systemverhalten nach Ausfällen, Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz für das Übertragungsnetz, Schwach- bzw. Teillastbetrieb) zugrunde gelegt worden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Verteilnetze eine hohe Spannungssensitivität aufweisen. Zur Beherrschung von stationären und dynamischen Vorgängen im Verteilnetz benötigt der Netzbetreiber eine ausreichende Blindleistungs-Sicherheitsreserve. Insbesondere bei Netzsicherheitsmanagement-Maßnahmen (Redispatch2.0) muss gewährleistet werden, dass EE-Anlagen mit einer technischen Mindestleistung von z.B. 20 % am Netz verbleiben, um deren Blindleistungspotential weiterhin verfügbar zu haben. Die Ergebnisse zeigen weiterhin Auswirkungen auf die aktuell angewendeten Netzschutzkonzepte, so dass deren langfristige Eignung geprüft werden muss. Schlussendlich wird verdeutlicht, dass zukünftig schnelle und zwischen den Netzebenen koordinierte Maßnahmen für die Spannungsstabilität an Bedeutung gewinnen.

Keywords: Verteilnetz, Spannungshaltung, Blindleistungspotential, Blindleistungsregelung

1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur verlangt von den Netzbetreibern, zur Integration von EE-Anlagen und zur Sicherung des Netzbetriebs das sogenannte NOVA-Prinzip anzuwenden. NOVA steht für Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau. Dadurch soll zunächst durch neue Technologien und neue Betriebsmittel der Netzbetrieb optimiert werden. Die Anwendung des NOVA-Prinzips führt zu einer signifikant höheren Belastung der 110-kV-Verteilnetze. Durch den Einsatz von

- Leiterseilmonitoring,
- Hochtemperaturleiterseilen (HTSL-Beseilung) und
- höheren Leiterseil-Querschnitten sowie Bündelleitern

können dauerhaft zulässige Betriebsströme in Höhe von bis zu 3 kA erreicht werden. In derart stark ausgelasteten Netzen treten hohe Blindleistungsbedarfe auf, die je nach Netzsituation zu Spannungsinstabilitäten führen können.

In der ARGE FNB OST (Arbeitsgemeinschaft der 110-kV-Flächennetzbetreiber in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz) sind alle Verteilnetzbetreiber mit einem direkten Übertragungsnetzanschluss in Ostdeutschland organisiert. Die ARGE verfolgt das Ziel, zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam abgestimmte Lösungen für ähnliche Netzprobleme zu finden. Die Netze der ARGE werden aktuell und auch zukünftig hoch ausgelastet. Prognosen für den EE-Zubau gehen von mehr als 48 GW installierter volatiler Erzeugungsleistung im Jahr 2030 aus. Aktuell angemeldete Leistungen, insbesondere für PV-Freiflächenanlagen, lassen diesen Wert als sogar sehr konservativ erscheinen.

Die BTU Cottbus-Senftenberg hat zusammen mit der ARGE FNB OST in einer Studie sowohl an Benchmark-Netzmodellen als auch an 110-kV-Realnetzen Spannungsstabilitäts-Untersuchungen durchgeführt. In diesem Beitrag wird sich auf die Untersuchungen mit zwei realen 110-kV-Verteilnetzen konzentriert. Der Untersuchungsschwerpunkt liegt auf der Betrachtung unterschiedlicher Spannungshaltungskonzepte unter Einbeziehung verschiedener Blindleistungsregelverfahren der EE-Anlagen sowie der Regelung von Transformator-Stufenstellern.

2 Netzmodelle

Für die durchzuführenden Berechnungen wurden zwei spannungsebenen-übergreifende Gesamtnetzmodelle für das Zieljahr 2030 einschließlich vorgelagertem HöS-Realnetz und nachgelagerten MS-Netzmodellen erstellt und in die Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory implementiert. In Zusammenarbeit mit den entsprechenden Flächennetzbetreibern und dem Übertragungsnetzbetreiber der ostdeutschen Regelzone konnten für alle drei Netzebenen reale Netzdaten herangezogen werden. Zur Zusammenführung der HS-Netzmodelle mit dem HöS-Netzmodell lagen die konkreten Anschlusspunkte vor, sodass die realen Verteilnetze über die jeweiligen realen Netzverknüpfungspunkte (NVP) und den dortigen HöS/HS-Transformatoren mit dem HöS-Netzmodell verbunden wurden. In den HS-Netzmodellen wurden Netzverstärkungsmaßnahmen in Form von HTSL-Beseilungen entsprechend der Netzausbauplanung vorgenommen. Zur Modellierung der Mittelspannungsebene wurde ein kombinierter Ansatz

zur Einbindung möglichst unterschiedlicher MS-Netzmodelle verfolgt. In Abbildung 1 ist die Struktur der Gesamtnetzmodelle in einer Übersicht vereinfacht dargestellt.

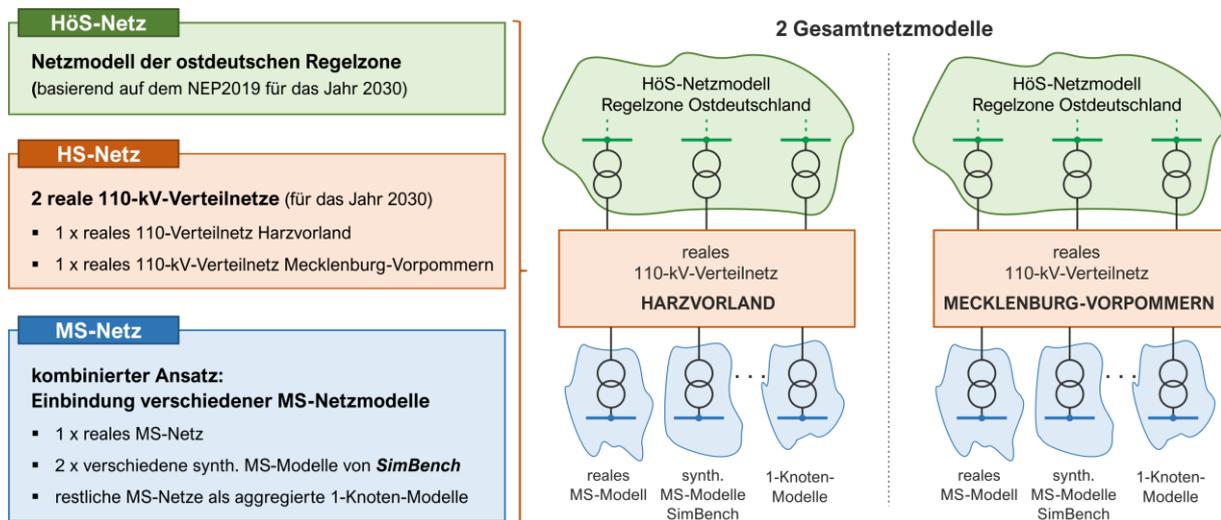


Abbildung 1: Übersicht zu den Gesamtnetzmodellen

Die Einspeise-Last-Charakteristik der im Mittelpunkt stehenden 110-kV-Verteilnetze unterscheidet beide Gesamtnetzmodelle deutlich. Das 110-kV-Realnetz im Harzvorland hat 3 NVP zum Übertragungsnetz und integriert 3,2 GW volatile Erzeugungsleistung bei 1,2 GW Last. Das 110-kV-Realnetz Mecklenburg-Vorpommern umfasst 6 NVP. Mit 9,8 GW hat es deutlich mehr volatile Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen zu integrieren bei gleichzeitig markant weniger Lastbezug von nur 0,7 GW. Damit repräsentiert dieses Netz den für den Nordosten des Landes typischen Fall von dünnbesiedelten Gebieten mit wenig Industrie bei gleichzeitig großer Flächenverfügbarkeit.

3 Modellierung der Regler

Die hohe Komplexität des Netzmodells, insbesondere der Umfang der berücksichtigten Netzdaten, erforderte eine Evaluation von verfügbaren Reglermodellen. Im Ergebnis wurde entschieden, für dieses Projekt eigene Reglermodelle (QDSL-Modelle) zu entwickeln, mit denen das zeitabhängige Verhalten der blindleistungs- und spannungsregelnden Anlagen vereinfacht nachgebildet wurde. QDSL-Modelle sind benutzerdefinierte Simulationsmodelle für Lastfluss- und quasi-dynamische Berechnungen, mit denen über Zustandsvariablen und den Informationen aus vorherigen Zeitschritten die Modellierung eines zeitabhängigen Regelungsverhaltens ermöglicht wird. Diese Zustandsvariablen werden über Gleichungen und deren zeitliche Ableitung definiert. Dadurch ist eine praktikable Rechenfähigkeit der Gesamtnetzmodelle bei Einhaltung der Untersuchungsziele gewährleistet.

3.1 Modellierung von HS- und MS-Kundenanlagen

Abbildung 2 zeigt den grundsätzlichen Ansatz bei der Modellierung von HS- und MS-Kundenanlagen mit vereinfachten Reglerstrukturen. Es erhalten alle HS/MS-Transformatoren einen Regler für die Transformator-Stufensteller. Die Spannungsregelung erfolgt hierbei immer auf die US-Seite des Transformators. MS/NS-Transformatoren wurden nicht modelliert und dementsprechend sind hierfür auch keine Regler notwendig. Die Regelung für die

Blindleistung von HS-Kundenanlagen erfolgt auf die OS-Seite des HS/MS-Transformators bzw. am Netzanschlusspunkt (NAP). Da bei der Modellierung von MS-Kundenanlagen die MS/NS-Transformatoren vernachlässigt wurden, erfolgt hier die Regelung der Blindleistung direkt auf den Anschlusspunkt im MS-Netz.

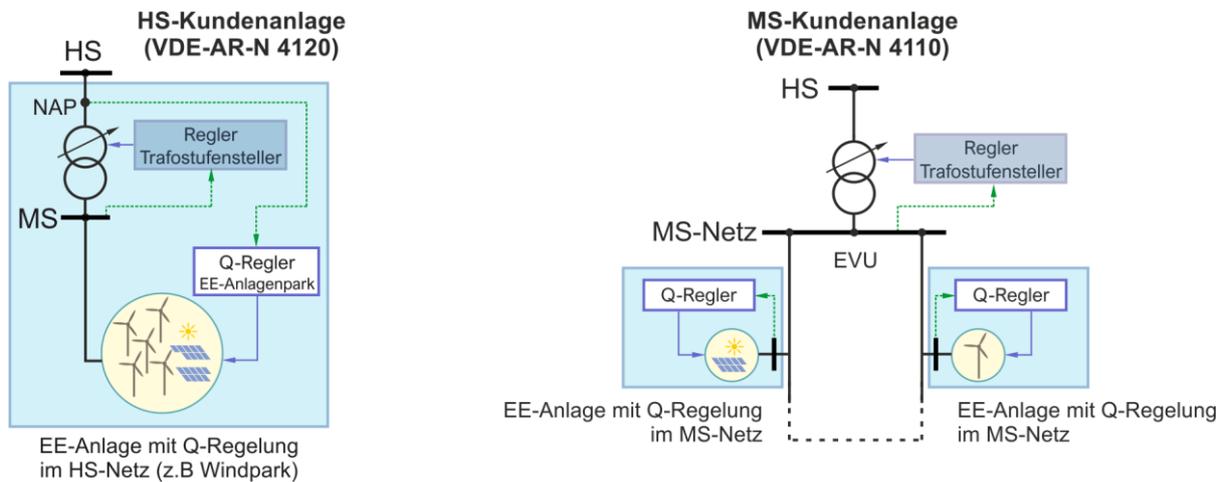


Abbildung 2: Modellierung von HS- und MS-Kundenanlagen mit vereinfachten Reglerstrukturen

3.2 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Die Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung und das Regelungsverhalten wurden den entsprechenden technischen Anschlussbedingungen in VDE-AR-N 4110 (TAR Hochspannung) [1] und VDE-AR-N 4120 (TAR Mittelspannung) [2] entlehnt.

Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ nach VDE-AR-N 4120

Bei diesem Verfahren wird durch die Erzeugungsanlagen Blindleistung mit einem konstanten Verhältnis aus Wirk- zu Scheinleistung eingespeist. Im Netzmodell Mecklenburg-Vorpommern erfolgt die Vorgabe von Blindleistungssollwerten auf Basis von $\cos \varphi$ -Stufen bezogen auf 100% Wirkleistungseinspeisung.

Q(U)-Regelung nach VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4110

Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der aktuellen Betriebsspannung des HS- oder MS-Netzes Blindleistung am NAP mit der vorgelagerten Netzebene austauschen. Dafür werden entsprechende Q(U)-Kennlinien (Parameter: Steigung der Kennlinie, Referenzspannung, Totband) vorgegeben.

Beim Regelungsverhalten muss zwischen Anlagen mit Anschluss in der HS- und MS-Ebene differenziert werden. Als Regelungsverhalten für HS-Kundenanlagen wird ein PT2-Verhalten gefordert, so dass der Sollwert relativ schnell (im Bereich von 1 bis 5 s) angefahren wird und sich anschließend die Regelgröße nach einem Überschwingen auf den stationären Endwert einschwingt. Die Modellierung des Überschwingens ist insbesondere von Bedeutung, da es durch zeitgleiche Regelvorgänge leistungsstarker Anlagenparks zu markanten Spannungsüberhöhungen kommen kann. Bei Anschluss in der Mittelspannung muss der Regler qualitativ einem PT1-Verhalten folgen, so dass die Regelgröße relativ langsam (im Bereich von 6 bis 60 s) ohne Überschwingen den stationären Endwert anfährt (siehe Abbildung 3).

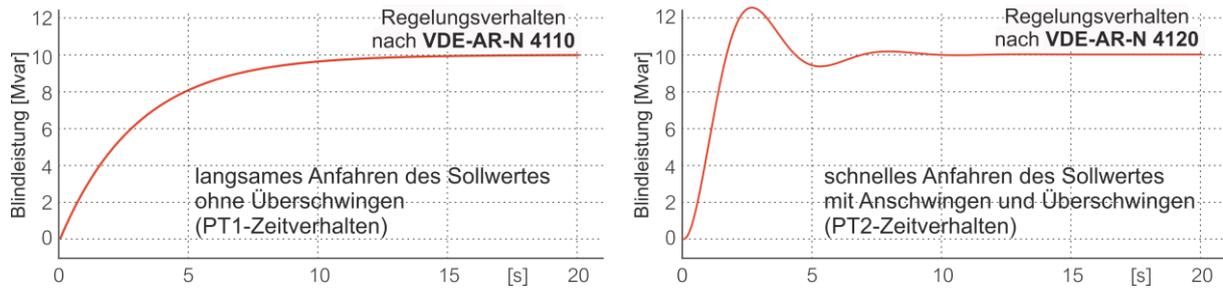


Abbildung 3: PT1-/PT2-Regelungsverhalten entsprechend VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120

Q(P)-Regelung nach VDE-AR-N 4110

Die Q(P)-Regelung ist in den aktuellen technischen Anschlussbedingungen nur noch für Anlagen mit Anschluss in der MS-Ebene vorgesehen. Für HS-Kundenanlagen ist demzufolge dieses Verfahren zur Bereitstellung der Blindleistung nicht mehr zulässig. Ziel dieses Verfahrens ist es, dass die Erzeugungsanlage entsprechend der aktuellen Wirkleistungsabgabe Blindleistung in das Netz einspeist. Als Regelungsverhalten wird analog zur Q(U)-Regelung nach VDE-AR-N 4110 ein PT1-Zeitverhalten gefordert.

3.3 Regelung der Transformator-Stufensteller

Als Spannungsregler für HS/MS-Transformatoren werden digitale Spannungsregler (REG-D) der Firma A. Eberle modelliert. Für die Untersuchungen sind das Zeitverhalten und die Reaktionen auf bestimmte Grenzwerte (Schnellschaltungen) relevant. Bei kleineren Spannungsabweichungen kommt das sogenannte inverse Zeitverhalten ($dU \cdot t = \text{const}$) zur Anwendung. Die Verzögerungszeit des Stufungsvorganges ist bei kleinen Regelabweichungen sehr hoch und wird mit größer werdenden Spannungsabweichungen immer kleiner. Bei Über- bzw. Unterschreiten der Spannungsgrenzwerte für die Schnellschaltung wird nach einer einstellbaren Verzögerungszeit ohne weitere Verzögerung in die zulässige Regelabweichung zurückgestuft. Bei den Verteilnetzbetreibern der ARGE FNB OST findet man zwei unterschiedliche Herangehensweisen bei der Parametrierung. Zum einen wird das Spannungsband für Schnellschaltungen sehr schmal gehalten, womit nur kleine Spannungsabweichungen entsprechend dem inversen Zeitverhalten verzögert gestuft werden. Die Schnellschaltungen haben hierbei eine große Verzögerungszeit, um der Q(U)-Regelung der EE-Anlagen im HS-Netz genügend Zeit zum Ausregeln zu geben. Andere Verteilnetzbetreiber haben ein deutlich breiteres Spannungsband für Schnellschaltungen vorgesehen, wodurch diese erst bei großen Spannungsabweichungen ausgelöst werden. Die Verzögerungszeit für die Schnellschaltungen ist dann aber deutlich kürzer und beträgt in der Regel 2 s.

3.4 Parametrierung des Zeitverhaltens der Regler

Bei der Q(U)-Regelung von HS-Anlagen wird eine Anschlagzeit von 2 bis 3 s angesetzt. Dies liegt ungefähr in der Mitte des zulässigen Bereichs von 1 bis 5 s nach VDE-AR-N 4120. In der Praxis kommt bei MS-Kundenanlagen eher ein langsameres Reglerverhalten zum Einsatz, da es bei kurzen Anschlagzeiten im Bereich von 10 s zu ungewollten Interaktionen zwischen den spannungs- und blindleistungsregelnden Anlagen und der Regelung der Transformator-Stufensteller kommen kann. In den Berechnungen wird deshalb eine Anschlagzeit von 30 s

für die Q(U)- und Q(P)-Regelung für MS-Kundenanlagen nach VDE-AR-N 4110 festgelegt. Es ergibt sich folgende Tendenz: die Reaktionszeiten der spannungs- und blindleistungsregelnden Anlagen nehmen mit kleiner werdenden Spannungsebenen zu. Die Priorisierung einer schnellen Spannungshaltung liegt auf der HS-Ebene.

4 Untersuchungen mit dem Realnetz Harzvorland

In diesem Netzmodell kommt eine dezentrale, verteilte Q-Regelung zum Einsatz. Im Netzmodell werden die angewendeten Blindleistungsverfahren anlagenscharf hinterlegt. Dabei wird sich an den realen Verhältnissen in diesem Netz orientiert, so dass sich eine Mischung aus verteilten konst. Q-, Q(P)- und Q(U)-Regelungen ergibt. Die Q(U)-Regelung hat den größten Anteil bei Anlagen mit Anschluss im HS-Netz und kommt vorzugsweise bei im Stich angeschlossenen Umspannwerken von Windparks und PV-Freiflächenanlagen zum Einsatz.

4.1 Betriebsfälle

Allen Berechnungen liegt das Szenario hohe EE-Einspeisung bei gleichzeitiger Schwachlast zugrunde. Es wurden unterschiedliche Ausfälle mit anschließender Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit durch Netzsicherheitsmanagement-Maßnahmen (NSM) simuliert und die Systemreaktion sowie das Verhalten der blindleistungs- und spannungsregelnden Anlagen analysiert. Bei den Netzberechnungen wurden verschiedene Ausfallereignisse (einfacher Leitungsausfall, Ausfall einer Trasse nah an einem HöS/HS-Umspannwerk, Ausfall eines gesamten HöS/HS-Umspannwerks) berücksichtigt. Weiterhin wurden verschiedene Regelungsziele für die Bereitstellung von Blindleistung verfolgt. Neben der Spannungshaltung im HS-Netz wird auch die Bereitstellung von Blindleistung (über- und untererregte Fahrweise) für das vorgelagerte Übertragungsnetz untersucht.

4.2 Ergebnisse

Im Allgemeinen erwies sich das dezentrale Spannungshaltungskonzept auf Basis einer überwiegenden Q(U)-Regelung grundsätzlich als sehr robustes Verfahren. Aus den Berechnungen können weitere Schlussfolgerungen zur Verbesserung abgeleitet werden, auf die im Folgenden eingegangen werden soll.

Eine vollständige Abregelung von EE-Anlagen mit Q(U)-Regelung bei NSM-Maßnahmen infolge von Betriebsmittelausfällen (vgl. Abschnitt 4.1) führte in den Berechnungen zu beträchtlichen lokalen Spannungsüberhöhungen, die nur teilweise von den übrigen EE-Anlagen kompensiert werden konnten. Eine Abregelung von EE-Anlagen im HS-Netz mit Q(U)-Regelung auf 10% oder 20% der installierten Leistung erhöht die Blindleistungsreserven im Netz und wirkt damit dem Spannungsanstieg entgegen. Für die Praxis kann abgeleitet werden, dass NSM-Maßnahmen (Redispatch 2.0) so dimensioniert werden sollten, dass gerade bei hoher Auslastung eine technische Mindestleistung von z.B. 20 % am Netz verbleibt.

Nach Betriebsmittelausfällen im operativen Netzbetrieb ist im Zusammenhang mit dem auftretenden Leistungssprung die lokale Kompensation des stark gestiegenen Blindleistungsbedarfs von essenzieller Bedeutung. Die dezentrale Q(U)-Regelung reagiert mit einem Einschwingvorgang sehr schnell auf Spannungssprünge und hat eine sehr gute

spannungsstützende Wirkung. In einzelnen Berechnungen wurde der Anstieg der Q(U)-Kennlinie von aktuell $m = 6$ auf $m = 20$ erhöht, wodurch die Anlagen eine stärkere lokale spannungsstützende Wirkung haben. Die Erhöhung des Anstieges zeigte keine signifikante Verschlechterung des dynamischen Systemverhaltens. Eine Änderung des Anstiegs der Q(U)-Regelung auf beispielsweise $m = 12$ sollte für den Praxisbetrieb überprüft werden.

Schwingungsvorgänge in der Spannung nach Betriebsmittelausfällen sind unter anderem die Folge des kollektiven Überschwingens aller Anlagen mit PT2-Regelungsverhalten (vgl. Abschnitt 3.2, siehe Abbildung 3), welches sich direkt in der Netzspannung widerspiegelt. Je größer der Spannungssprung, desto stärker sind der Schwingungsvorgang und damit die kurzzeitigen Spannungsüberhöhungen ausgeprägt. Es stellt sich die generelle Frage, warum für HS-Kundenanlagen ein PT2-Regelungsverhalten gefordert wird. Für den Netzbetrieb muss sichergestellt werden, dass das Regelungsverhalten der EE-Anlagen, insbesondere das Überschwingen, innerhalb der Anforderungen der VDE-AR-N 4120 bleibt und diese nicht überschreitet.

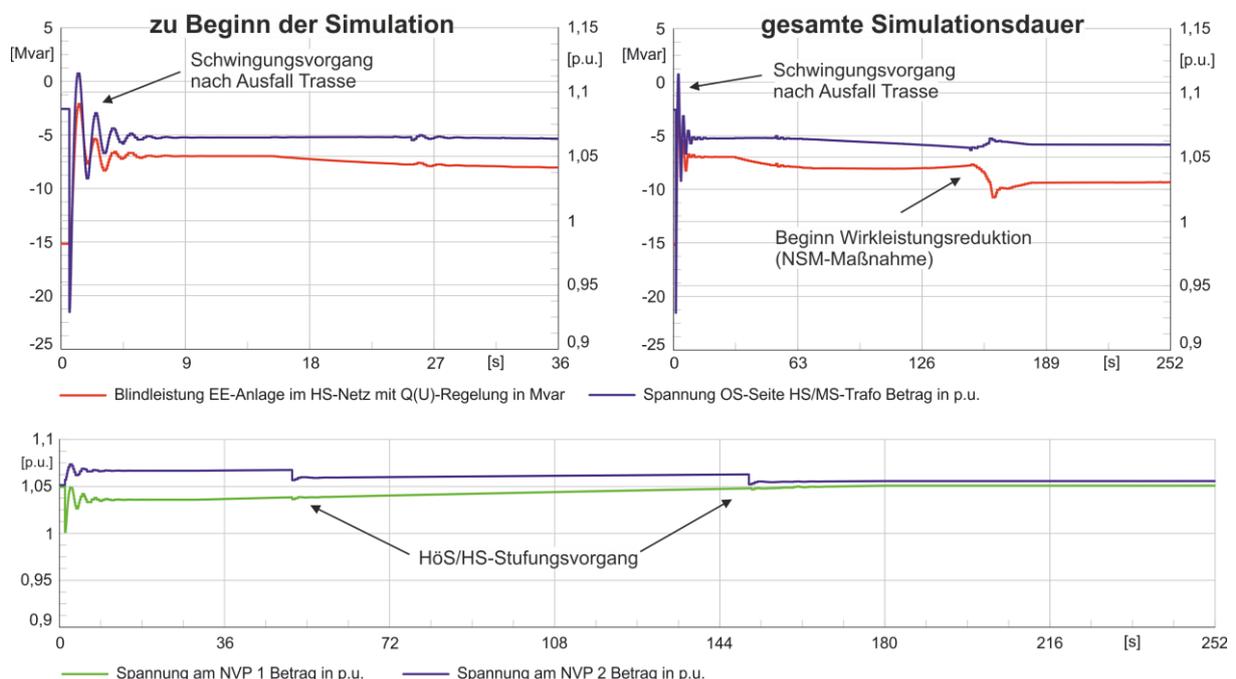


Abbildung 4: Szenario Ausfall einer Trasse: exemplarische Darstellung von Schwingungs- und Regelungsvorgängen, Darstellung der Spannung an den Netzverknüpfungspunkten (NVP) an beiden Enden der Trasse

Die Spannungsregelung der Transformatoren reagiert wie gewünscht nicht auf das durch einen Leitungs- oder Trassenausfall verursachte Schwingen nach einem Spannungssprung (siehe Abbildung 4). Eine erhöhte Verzögerungszeit von 11 s für die Schnellvor- und Schnelrrückschaltungen erwies sich hierbei als vorteilhaft. Bei Verzögerungszeiten im Bereich von 2 s sind ungewollte Stufungsvorgänge möglich, insbesondere wenn die EE-Anlagen den Blindleistungswert etwas langsamer anfahren. Als alternatives Konzept kann auch das Spannungsband für die Schnellschaltungen erhöht und damit ungewollte Stufungsvorgänge effektiv verhindert werden (vgl. Abschnitt 3.3).

Die Bereitstellung von Blindleistung für das vorgelagerte HöS-Netz durch eine maximal über- bzw. untererregte Fahrweise der EE-Anlagen im HS-Netz verursacht deutlich mehr Regelungsvorgänge der Transformator-Stufensteller und der Spannungsverlauf im HS-Netzgebiet unterliegt größeren Schwankungen. Zur Bereitstellung von Blindleistung für das HöS-Netz sind für auftretende Spannungsabweichungen genügend Stufensteller- und Blindleistungsreserven vorzuhalten, da die HöS-/HS-Stufung derzeit manuell erfolgt und bei fehlenden Blindleistungsreserven eine schnelle und koordinierte Spannungsregelung nicht mehr gewährleistet ist. Das Regelungsziel „maximal übererregte Fahrweise“ birgt, insbesondere bei hoher Netzauslastung, die Gefahr von zu hohen Spannungen, sodass hier Gegenmaßnahmen getroffen werden müssen (Absenkung der HS-Netzspannung mittels HöS/HS-Transformator-Stufungsteller und Erhöhung des Anstiegs der Q(U)-Kennlinien).

Die starke Erhöhung des Blindleistungsbedarfs des Verteilnetzes durch HTSL-Beseilung und eine hohe Netzauslastung können in Kombination mit Leitungs- oder Trassenausfällen zu Problemen mit der Impedanzanregung des Leitungs-Distanzschutzes führen. In verschiedenen Berechnungsszenarien konnte festgestellt werden, dass die P-Q-Arbeitspunkte von ausgewählten Leitungen über längere Zeiträume die Anregekennlinien verletzen, so dass eine Auslösung des Schutzes die Folge ist. Andere Regelungsziele (maximal unter-/übererregte Fahrweise) zur Bereitstellung von Blindleistung für den Übertragungsnetzbetreiber sind ebenfalls als kritisch zu bewerten, da hierbei der Blindleistungsanteil auf den Leitungen weiter ansteigt. Im Ergebnis ist langfristig die Eignung der bestehenden Schutzkonzepte zu überprüfen.

Anhand des Netzmodells für das reale MS-Netz (vgl. Abschnitt 2) konnte nachgewiesen werden, dass eine flächendeckende Q(U)-Regelung lokal sehr gut spannungsstützend wirkt. Die Q(U)-Regelung der MS-Anlagen reagiert auch kaum auf schnelle Spannungsschwingungen des überlagerten HS-Netzes. Eine verteilte Q(U)-Regelung im MS-Netz als dominierendes Blindleistungsverfahren zeigt damit insgesamt ein sehr gutes Verhalten.

5 Untersuchungen mit dem Realnetz Mecklenburg-Vorpommern

In diesem Realnetz soll in naher Zukunft eine zentrale Lösung mit Blindleistungsvorgaben aus einem proprietären Spannungs-Blindleistungs-Managementsystem (UQM) zum Einsatz kommen. Das UQM hat die Aufgabe, optimierte Vorgaben für die HS-Sollspannung bzw. Stufung der HöS/HS-Transformatoren sowie Sollwertvorgaben für die Blindleistungsquellen zu ermitteln und per Fernwirktechnik umzusetzen. Als Rückfallebene kommen dezentrale Spannungsbegrenzungsregler (SBR) zum Einsatz, deren Blindleistungsverhalten im Mittelpunkt der Untersuchungen für dieses Realnetz steht. Den Berechnungen liegt also die Annahme zugrunde, dass das UQM ausgefallen ist oder die blindleistungsregelnden Anlagen keine Fernwirkverbindung zur Netzleitwarte haben.

5.1 Funktionsweise der Spannungsbegrenzungsregler

Die Spannungsbegrenzungsregler (SBR) sind nur für die HS-Ebene vorgesehen. Bei Spannungsgrenzwertverletzungen wirken die SBR mit zwei Blindleistungsstufen (unter- und übererregt) der jeweiligen Grenzwertverletzung entgegen. Die Spannungsgrenzwerte bzw.

das erweiterte Spannungsband sind aus der VDE-AR-N 4120 entlehnt. Grenzwertverletzungen müssen innerhalb einer Verzögerungszeit von 120 s kontinuierlich vorliegen, bevor die SBR aktiv werden. Gleichmaßen muss sich die Spannung für eine definierte Zeit von ebenfalls 120 s im erweiterten (zulässigen) Spannungsband befinden, damit die SBR wieder deaktiviert werden. Nach Deaktivierung der SBR wird der alte Blindleistungssollwert wieder angefahren. Die Blindleistungsgrenzen der EE-Anlagen entsprechen der Variante 3 nach VDE-AR-N 4120. Das Anfahren des Sollwertes nach der Verzögerungs- bzw. Rückfallzeit erfolgt dabei nach einem PT2-Regelungsverhalten analog zur Q(U)-Regelung nach VDE-AR-N 4120 (vgl. Abschnitt 3.2).

5.2 Betriebsfälle

Die Betriebsfälle berücksichtigen analog zu den Berechnungen mit dem Netzmodell Harzvorland drei Ausfallereignisse mit anschließender Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit. Zusätzlich wurde die Untersuchung eines Schwachlastszenarios, bei der die EE-Einspeisung im gesamten Teilnetz stark heruntergefahren wird, durchgeführt. Als Blindleistungsregelung kommen ausschließlich die SBR zum Einsatz, HöS/HS-Transformator-Stufungen finden während der Simulationsläufe nicht statt (Annahme: Ausfall UQM).

5.3 Ergebnisse

Die SBR können grundsätzlich kritische Spannungen wieder zurück in den zulässigen Bereich bringen. Allerdings führt das Rückfallverhalten der SBR bei einheitlicher Parametrierung und unter Berücksichtigung von nur kleinen Toleranzen zur Nachbildung von Messungenauigkeiten zu einem langsamen Hin- und Herschwingen der Spannung und Blindleistung mit einer Periode von 240 s, da bei Deaktivierung der SBR der ursprüngliche Blindleistungssollwert wieder angefahren und die spannungsstützende Wirkung anschließend für 120 s blockiert wird. Durch ein simultanes Rückfallverhalten der SBR kommt es somit zu einem sukzessiven Aufschwingen der Spannung im Netz, wodurch im weiteren Verlauf immer mehr SBR angeregt werden. Die gleichzeitige Aktivierung und Deaktivierung vieler SBR führte im Schwachlastszenario zu großen Blindleistungs- und Spannungssprüngen, welche letztendlich den Verlust der Spannungsstabilität zur Folge hatten. Weiterhin verursacht die ständige Aktivierung und Deaktivierung der SBR periodisch wiederkehrende Stufungsvorgänge der HS/MS-Transformatoren. Damit kann festgehalten werden, dass sich das Regelungsverhalten der SBR bei einheitlicher Parametrierung kontraproduktiv auf die Spannungsstabilität im Verteilnetz auswirkt (siehe Abbildung 5).

Zur Abhilfe wurden die Verzögerungszeiten für Ansprechen und Rückfallen der SBR unterschiedlich parametrierung (Streubereich von ± 20 s), um ein simultanes Agieren der SBR zu vermeiden. Dadurch wird bewirkt, dass nur noch ein leichtes, wiederkehrendes Schwingen der Spannung bzw. Blindleistung zu beobachten ist, jedoch ein Aufschwingen mit Verlust der Spannungsstabilität nicht mehr eintritt. Die Bildung von Mini-Clustern mit unterschiedlicher Parametrierung schafft hier also Abhilfe (siehe Abbildung 5).

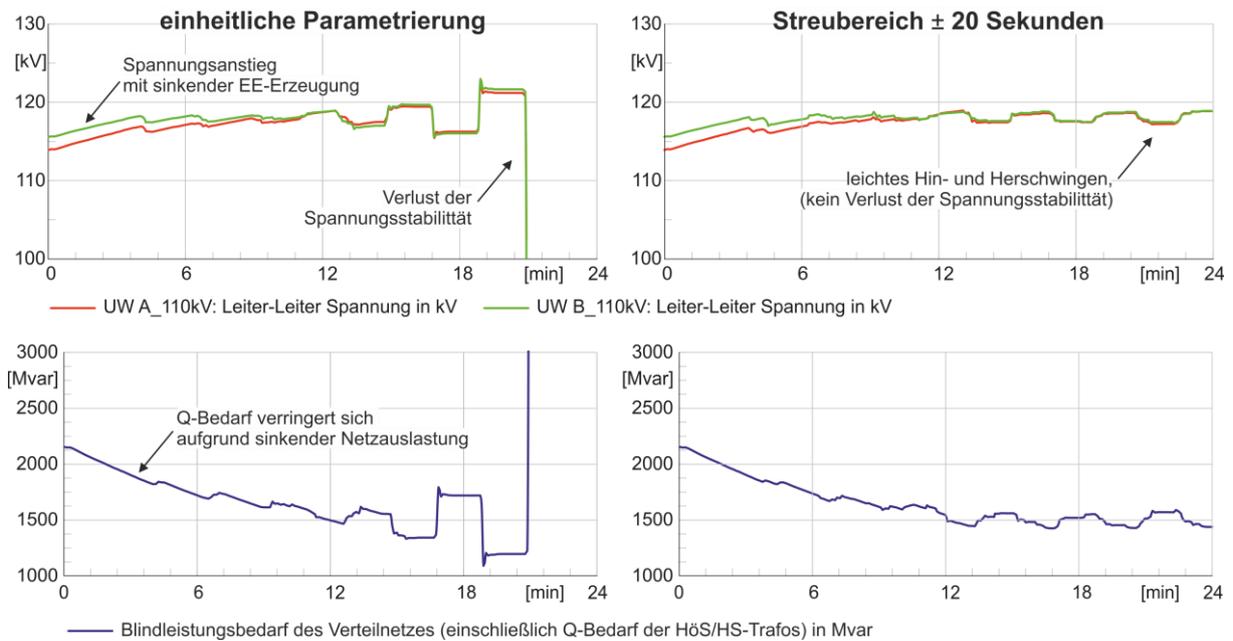


Abbildung 5: Gegenüberstellung des Regelungsverhaltens im Schwachlastszenario bei einheitlicher Parametrierung und Bildung von Mini-Clustern

Als alternatives Blindleistungsregelungskonzept zur derzeitigen SBR scheint das Verfahren Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion nach VDE-AR-N 4120 Vorteile, insbesondere beim Rückfallverhalten, zu haben. Dieses Verfahren setzt auf zwei Q(U)-Kennlinien für die über- und untererregte Fahrweise. Dementsprechend wird bei Spannungsbandverletzungen Blindleistung proportional zur Spannungsabweichung eingespeist. Ein Aufschwingen der Spannung im gesamten Netz erscheint damit nicht möglich und ein Zurückfahren auf den ursprünglichen Blindleistungssollwert findet gleichmäßig statt.

6 Zusammenfassung

Es wurden zwei reale 110-kV-Verteilnetze, die unterschiedliche Spannungshaltungskonzepte verfolgen, hinsichtlich ihres Systemverhaltens bei Betriebsmittelausfällen untersucht. Die durchgeführten Berechnungen konnten die Interaktionen zwischen den spannungs- und blindleistungsregelnden Anlagen sichtbar machen. Im Allgemeinen erwies sich dabei das dezentrale Spannungshaltungskonzept auf Basis der Q(U)-Regelung grundsätzlich als sehr robustes Verfahren (vgl. Abschnitt 4.2). Die als Rückfallebene für ein UQM untersuchten SBR im Realnetz Mecklenburg-Vorpommern können ebenfalls die Spannungsstabilität im Verteilnetz gewährleisten, allerdings ist hierfür eine Parametrierung erforderlich, die ein simultanes Agieren aller SBR im Netz ausschließt. Zusammenfassend werden die folgenden Punkte noch einmal hervorgehoben:

- Um den spannungsstützenden Effekt der Q(U)-Regelungen noch deutlicher auszuprägen, wird eine Erhöhung des Anstiegs der Q(U)-Kennlinien empfohlen.
- NSM-Maßnahmen (Redispatch2.0) sollten so dimensioniert werden, dass EE-Anlagen mit einer technischen Mindestleistung von z.B. 20 % am Netz verbleiben, um deren Blindleistungspotential weiterhin verfügbar zu haben.
- Zur Beherrschung der vielfältigen netzbetrieblichen Vorgänge und Anforderungen im Verteilnetz benötigt der Netzbetreiber Blindleistungs-Sicherheitsreserven.

- Eine schnelle und koordinierte Nachführung der HöS/HS-Transformatorstufungen verbessert die Stabilität im Verteilnetz signifikant.
- Es muss sichergestellt werden, dass das Regelungsverhalten der EE-Anlagen, insbesondere das Überschwingen aufgrund von PT2-Regelungsverhalten, in der Praxis jederzeit mit den Anforderungen der VDE-AR-N 4120 konform ist.
- Die aktuell angewendeten Netzschutzkonzepte müssen hinsichtlich der Anregeverfahren weiter betrachtet werden.
- Das Regelungsverhalten der SBR wirkt sich bei einheitlicher Parametrierung kontraproduktiv auf die Spannungsstabilität aus. Die Bildung von Mini-Clustern mit unterschiedlicher Parametrierung wird empfohlen. Als alternatives Regelungskonzept sollte eine SBR mit Spannungsbegrenzungsfunktion überprüft werden.

7 Literatur

- [1] VDE-AR-N 4110:2018-11: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung); November 2018
- [2] VDE-AR-N 4120:2018-11: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung); November 2018