

Diskussion dynamischer und stationärer Spannungsstabilitätsuntersuchungen bei volatilen Übertragungsaufgaben

Moritz Maercks, Sirkka Porada*, Albert Moser

IAEW RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-97671
ma@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Der weltweite Wandel der Erzeugungsstruktur hin zu Systemen mit erhöhten Anteilen volatiler Erzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien führt zukünftig zu einer volatileren Belastung der elektrischen Netze. In stark ausgelasteten Netzen können prinzipiell spannungsunstabile Situationen entstehen, deren mögliches Auftreten frühzeitig antizipiert werden sollte, um so rechtzeitig Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Im Rahmen dieses Papers wird anhand exemplarischer Untersuchungen in kleinen Systemen die Relevanz dynamischer Wechselwirkungen mittels unterschiedlich parametrierter, automatisch gestufter Transformatoren in Verbindung mit volatilen, spannungsabhängigen Lasten und Einspeisungen bei Spannungsstabilitätsuntersuchungen gezeigt.

Keywords: Spannungsstabilität, Dynamische Wechselwirkungen, Spannungsregelung, automatische Transformatorstufung, Spannungsabhängige Last, Lasterholung

1 Hintergrund und Motivation

Der weltweit steigende Anteil erneuerbar erzeugter elektrischer Leistung führt vermehrt zu Situationen mit hohen und volatilen Einspeisegradierten. Steile positive Gradienten wechseln sich vermehrt mit negativen Gradienten innerhalb einiger Minuten ab [1]. Die Geschwindigkeit derartiger Änderungen der Ein-/Auspeisesituation und somit der Übertragungsaufgabe des Netzes erfordert zur Bewertung der Systemstabilität die Betrachtung eines Zeitbereichs, in dem auch verschiedene netzbetriebliche Maßnahmen umgesetzt werden. Dies betrifft unter anderem die Stufung von Transformatorstufenstellern sowie die spannungsabhängige Leistungsaufnahme von Verbrauchern inklusive Lasterholungseffekten [2, 3]. Vor diesem Hintergrund ist die Anwendbarkeit stationärer Methoden zur Untersuchung der Spannungsstabilität in Elektrizitätsversorgungssystemen neu zu bewerten, um auch bei zukünftig volatiler werdenden Einspeisebedingungen möglicherweise drohende Instabilitäten frühzeitig erkennen zu können.

2 Analyse

Neben der regelmäßig vertraglich geforderten Einhaltung eines definierten Spannungsbandes dient die Spannungshaltung im Elektrizitätsversorgungssystem auch der voraussichtlichen Gewährleistung der Spannungsstabilität.

2.1 Spannungsstabilität

Spannungsstabilität bezeichnet die Fähigkeit eines Systems, die Spannungen, auch nach Störungen, innerhalb eines geforderten Bereichs zu halten. In Abhängigkeit des

Untersuchungsschwerpunktes wird zwischen Kurzzeit- und Langzeitspannungsstabilität sowie Groß- und Kleinsignalspannungsstabilität unterschieden [2]. Um die Spannungsstabilität mithilfe simulationsgestützter Untersuchungen analysieren zu können, kommen unterschiedliche Verfahren zum Einsatz, wobei generell zwischen Zeitpunkt- und Zeitbereichsbetrachtungen zu unterscheiden ist.

2.1.1 Zeitpunkt Betrachtung

Für viele Untersuchungen ist es üblich Spannungsstabilitätsuntersuchungen anhand von Zeitpunkt Betrachtungen durchzuführen. Hier wird je Spannungsstabilitätsuntersuchung nur ein Zeitpunkt bzw. eine Reihe von Zeitpunkten mit gegebenen Systemzuständen betrachtet, entsprechende Verfahren werden regelmäßig als stationär bezeichnet. Dies ist insbesondere dann erforderlich, wenn eine hohe Anzahl sich unterscheidender Systemzustände hinsichtlich evtl. auftretender Spannungsinstabilitäten untersucht werden soll. Ein verbreitetes Verfahren zur Ermittlung der Spannungsstabilitätsgrenze ist der sogenannte Continuation Power Flow (CPF), der etwa in [3] erläutert wird. Hierbei werden durch eine Variation der Systemgleichungen für linear variierte Ein-/Auspeisesituationen durch wiederholte Leistungsflussrechnungen die Auswirkungen auf die Systemspannungen untersucht. Auch bei anderen Verfahren, wie etwa der Modalanalyse oder Variationen hiervon [3], werden lediglich einzelne Ein-/Auspeisesituationen, etwa mithilfe von Eigenwertanalysen, untersucht. Bei Zeitpunkverfahren sind stets algebraische Gleichungssysteme zu lösen. Dynamische Wechselwirkungen im Zeitbereich können mit Zeitpunkverfahren lediglich näherungsweise abgebildet werden [4].

2.1.2 Zeitbereichsbetrachtung

Wenn bei der Simulation des Systemverhaltens dynamische Wechselwirkungen zwischen Systemkomponenten berücksichtigt werden sollen, sind entsprechende Zeitbereichssimulationen erforderlich. Derartige Verfahren werden regelmäßig als dynamisch bezeichnet. Hierbei kann aufgrund der Systemgröße im Vergleich zu Zeitpunkverfahren bei gleicher Rechenzeit nur eine geringere Anzahl an Untersuchungen durchgeführt werden. Die Zeitbereichsbetrachtung erfordert die Lösung eines differential-algebraischen Gleichungssystems als Anfangswertproblem. Neben algebraischen Gleichungen, regelmäßig sind dies insbesondere die Leistungsflussgleichungen, müssen hier also zusätzlich Differentialgleichungen berücksichtigt werden, welche das dynamische Verhalten der Systemkomponenten beschreiben. Hierzu können verschiedene Lösungsverfahren Anwendung finden, wobei für verlässliche Simulationsergebnisse implizite Verfahren gegenüber expliziten Verfahren bevorzugt verwendet werden sollten. [3, 5]

2.2 Zu berücksichtigende Systemkomponenten

Die bei Spannungsstabilitätsuntersuchungen betrachteten Zusammenhänge erfordern die Berücksichtigung unterschiedlicher Systemkomponenten. Bei Spannungsstabilitätsuntersuchungen muss bei Netzkunden und Netzkomponenten insbesondere deren Blindleistungsverhalten bzw. deren direkter Einfluss auf die Systemspannungen etwa durch automatische Transformatorstufungen berücksichtigt werden.

2.2.1 Erzeugungsanlagen

Zentrale Erzeugungsanlagen sind regelmäßig mit Synchrongeneratoren an das Elektrizitätsversorgungssystem angebunden. Durch eine Variation des Erregerstroms kann hierbei die Klemmenspannung innerhalb der zulässigen technischen Grenzen von Ständer- und Erregerstrom flexibel geregelt werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen je nach Spannungsebene unterschiedliche Anforderungen der Netzbetreiber hinsichtlich ihres Blindleistungsverhaltens erfüllen. Üblich ist hier insbesondere in den unteren Spannungsebenen der Verteilnetze ein spannungssenkendes Blindleistungsverhalten, um so der erwarteten Spannungserhöhung durch die Wirkleistungsrückspeisung in den Verteilnetzen entgegenzuwirken [6-8]. Die aktuell geltenden Richtlinien für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an die Mittel- und Niederspannungsebene werden derzeit überarbeitet.

2.2.2 Verbraucher

Elektrische Verbraucher beziehen sowohl Wirk- als auch Blindleistung. Hierbei ist die Leistungsaufnahme je nach Verbraucher spannungsabhängig. Dies führt etwa bei rein ohmschen Verbrauchern dazu, dass die Leistungsaufnahme mit dem Quadrat der Spannung sinkt. Geregelte Verbraucher, beispielsweise thermostatische Lasten, erhöhen ihre Leistungsaufnahme nach einem Spannungseinbruch, was als Lasterholung bezeichnet wird. [3]

2.2.3 Netzbetriebsmittel

Freileitungen verhalten sich bei übernatürlicher Belastung induktiv, bei unternatürlicher Belastung kapazitiv. Daher führen unterschiedliche Leitungsauslastungen zu einem variierten Blindleistungsbedarf des Netzes, der durch i.d.R. spannungsgeregelte Komponenten, etwa Synchrongeneratoren, ausgeglichen werden muss. Kabel und damit viele schwach ausgelastete Verteilnetze verhalten sich kapazitiv. Transformatoren weisen ein induktives Verhalten auf und sind insbesondere als Maschinentransformatoren und als Verteilnetztransformatoren zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsebene mit Transformatorstufenschaltern versehen. Weiterhin beeinflussen Kompensationsanlagen den Blindleistungsbedarf des Netzes und sind bei Vorhandensein in Spannungsstabilitätsuntersuchungen entsprechend zu berücksichtigen. [3]

3 Modelle

3.1 Erzeugungsanlagen

Im Rahmen dieses Papers werden Erzeugungsanlagen ohne explizite Modellierung des Generators vereinfacht modelliert. Als ideale Erzeugungsanlage, regelmäßig als Slack bezeichnet, wird eine Erzeugungsanlage mit idealer Spannungsregelung und Wirkleistungsbilanzierung bezeichnet. Weiterhin werden Erzeugungsanlagen mit Wirkleistungsvorgabe und Spannungsregelung lediglich mit einem durch einen Bemessungsleistungsfaktor begrenzten Betriebsbereich berücksichtigt. Außerhalb des zulässigen Betriebsbereichs werden Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Anlage vorgegeben. Schließlich wird zur Abbildung dezentraler Erzeugungsanlagen ein Modell mit Vorgabe der Wirk- und Blindleistungseinspeisung verwendet. Hierbei ergibt sich die

bereitgestellte kapazitive (spannungssenkende) Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistung in Anlehnung an [6]. Bei Wirkleistungseinspeisungen unterhalb von 50 % der Bemessungsleistung wird keine Blindleistung bereitgestellt, bei höheren Wirkleistungseinspeisungen wird der Leistungsfaktor linear von $\cos(\varphi) = 1$ bei 50 % auf $\cos(\varphi) = 0,95$ bei 100 % angepasst. Erzeugungsanlagen dürfen sich bei Spannungen an ihrem Netzanschlussknoten kleiner 85 % der Nennspannung vom Netz trennen.

3.2 Verbraucher

Zur Abbildung der Leistungsaufnahme von Verbrauchern werden hier drei unterschiedliche Modelle verwendet. Einerseits wird ein spannungsunabhängiges Modell berücksichtigt, in dem Wirk- und Blindleistungsaufnahme als Zeitreihen vorgegeben werden. Die Berücksichtigung von Spannungsabhängigkeiten wird durch ein stationäres Exponentenmodell abgebildet, die tatsächliche Leistungsaufnahme P ergibt sich hierbei in Abhängigkeit der Spannung U aus der Leistungsaufnahme P_0 bei Spannung U_0 und dem Exponenten α :

$$P_{stationär} = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha$$

Zur Berücksichtigung von Lasterholungseffekten wird ein dynamisches Modell 1. Ordnung wie in [9] beschrieben verwendet. Hierbei werden für den Kurzzeit- (α) und den Langzeitbereich (β) jeweils ein wirksamer Exponent sowie eine Zeitkonstante T zur Überlagerung der beiden Exponentenmodelle vorgegeben:

$$P_{dynamisch} = P_r + P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha$$
$$T \cdot \frac{dP_r}{dT} + P_r = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta - P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha$$

3.3 Netzbetriebsmittel

Die Berücksichtigung der Netzbetriebsmittel erfolgt entsprechend ihrer π -Ersatzschaltbilder mit typischen Kennwerten. Bei der automatischen Transformatorstufung wird zwischen einer überspannungsseitigen und unterspannungsseitigen Spannungsregelung unterschieden, hierbei werden diskrete Stufen und die Auswirkungen der Stufung auf die Transformatoradmittanzen berücksichtigt. Die automatische Transformatorstufung kann durch die Vorgabe von Mindestzeiten, in denen die Spannung außerhalb des gewünschten Spannungsbandes liegen muss ($t_{Totband}$), sowie um Mindeststufungsabstände zwischen zwei aufeinanderfolgenden Transformatorstufungen ($t_{Abstand}$) ergänzt werden. Weitere Netzbetriebsmittel werden in diesem Paper nicht berücksichtigt.

4 Verfahren

Die Kombination der die Systemkomponenten beschreibenden Gleichungen sowie die Leistungsflussgleichungen ergeben ein differential-algebraisches Gleichungssystem. Dieses Gleichungssystem wird mit einem impliziten Integrationsalgorithmus gelöst. Hierzu wird zunächst ein konsistenter Startwert vorgegeben und die Veränderung von als Zeitreihen vorgegebenen Größen (etwa die spannungsunabhängige Ein-/Auspeisesituation) durch

Ermittlung der sich ergebenden Ableitungen berücksichtigt. Ereignisse wie Ausfälle zu vorgegebenen Zeiten, die Anpassung der Slackspannung oder die Netztrennung bei niedrigen Systemspannungen können berücksichtigt werden. Da sich durch ein Ereignis neue Systemgleichungen ergeben, wird nach einer Ereignisauslösung ein neuer konsistenter Startzustand ermittelt und das sich daraufhin ergebende veränderte Anfangswertproblem gelöst.

Ziel dieses Papers ist die Verdeutlichung der Relevanz dynamischer Wechselwirkungen bei potenziell kritischen Systemzuständen. Daher werden die späteren Untersuchungen mit unterschiedlich parametrisierten automatischen Transformatorstufungen durchgeführt. So kann gezeigt werden, inwiefern eine wiederholte Zeitpunktberechnung die Systemzustände bei tatsächlich auftretenden dynamischen Wechselwirkungen abbilden kann.

5 Exemplarische Untersuchungen

In diesem Abschnitt werden anhand einfacher, exemplarischer Untersuchungsszenarien die Unterschiede der Ergebnisse von Simulationen in Elektrizitätsversorgungssystemen bei stationären Zeitpunktberechnungen und dynamischen Zeitbereichsberechnungen verdeutlicht. Alle Simulationsergebnisse sind als bezogene per-unit-Werte dargestellt.

5.1 Spannungsunabhängige Last und Einspeisung

In diesem Abschnitt wird eine an die 110-kV-Ebene angebundene konstante Last über eine 380-kV-Leitung und einen Transformator aus einer als ideal angenommenen, spannungsgeregelten Erzeugungsanlage ohne Blindleistungsgrenzen versorgt. Parallel zur Last speist eine volatile Erzeugungsanlage zunächst mit sinkender und dann mit steigender Leistung ein, sodass sich eine erst ansteigende und daraufhin sinkende Residuallast ergibt.

5.1.1 Zeitpunkt-/Zeitbereichsbetrachtung

Da es neben der Änderung der Ein-/Auspeisesituation in diesem Untersuchungsszenario keine weiteren zeitkoppelnden Elemente gibt, entspricht das Ergebnis der Zeitbereichssimulation einer wiederholten Zeitpunktsimulation mit angepasster Residuallast. Das Szenario ist derart parametrisiert, dass die Residuallast bis kurz vor Erreichen der Spannungsstabilitätsgrenze erhöht wird. Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 1 dargestellt.

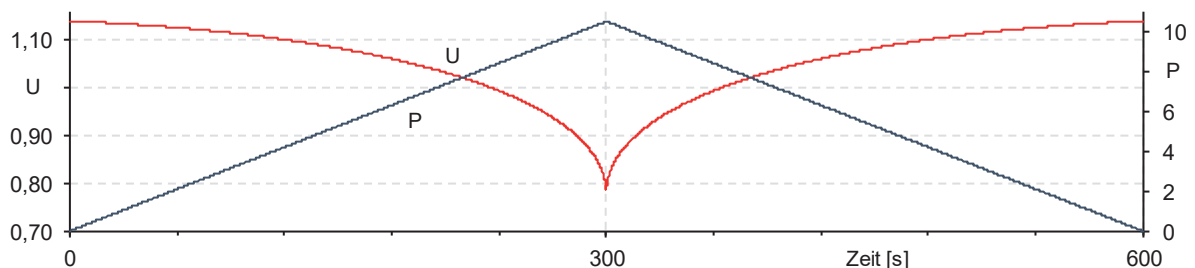


Abbildung 1 Stabiler Spannungsverlauf bei steigender und sinkender Residuallast am Leitungsende

Es ist zu erkennen, dass die Spannung zunächst langsam und dann verstärkt sinkt, bis sie nach 300 s mit wieder sinkender Residuallast auf ihr Ausgangsniveau ansteigt.

5.1.2 Analogie zum Continuation Power Flow

In dieser Untersuchung wurde das Untersuchungsszenario gegenüber 5.1.1 nicht verändert. Das Verfahren wurde allerdings derart angepasst, dass nach 300 s der Startwert der Spannung am Netzanschlussknoten der Last des Newton-Raphson-Verfahrens zur Leistungsflussberechnung um 10 % verringert wird. Durch diese numerische Störung identifiziert das Lösungsverfahren den instabilen, unteren Ast des in Abbildung 2 (rechts) dargestellten, oft als „Nasenkurve“ bezeichneten, Zusammenhangs zwischen übertragener Leistung und Spannung. Das Ergebnis ist im Zeitverlauf in Abbildung 2 (links) dargestellt.

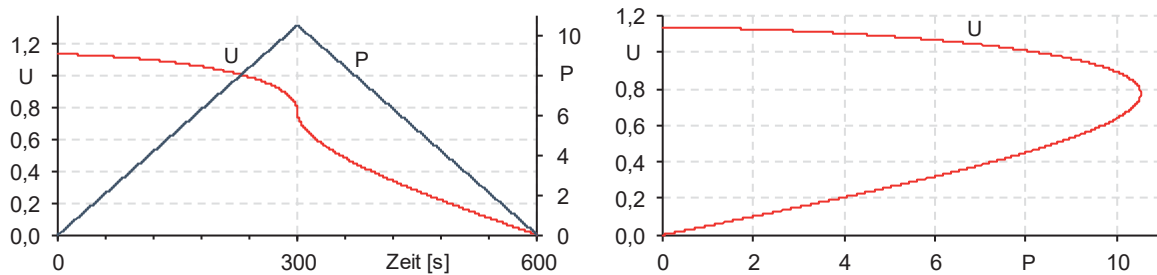


Abbildung 2 Instabiler Spannungsverlauf bei Startwertstörung der Leistungsflussberechnung nach 300 s

Üblicherweise wird die Ermittlung der Spannungsstabilitätsgrenze sowie der instabilen Leistungsflusslösung mit dem in Abschnitt 2.1.1 erwähnten CPF ermittelt. Durch die hier skizzierte Vorgehensweise können prinzipiell identische Ergebnisse mit Lösungsverfahren für differential-algebraische Gleichungssysteme ermittelt werden.

5.2 Spannungsabhängige Last ohne Lasterholung

In diesem Abschnitt wird das Szenario aus Abschnitt 5.1 leicht variiert. Hierzu wird zunächst der Simulationszeitraum um 300 s erweitert, in denen die Residuallast konstant bleibt, um so den Vergleich mit den Ergebnissen der folgenden Abschnitte zu ermöglichen. Die in den vorherigen Untersuchungen spannungsunabhängige Last wird in diesem Abschnitt mit einem Exponenten von $\alpha = 1.5$ spannungsabhängig (vgl. Abschnitt 3.2).

5.2.1 Ohne automatische Transformatorstufung

Das Untersuchungsergebnis ist in Abbildung 3 dargestellt. Im Vergleich mit dem Ergebnis bei spannungsunabhängiger Last (Abbildung 1) ist erkennbar, dass die Spannungsabhängigkeit in diesem Szenario den Spannungseinbruch am Anschlussknoten der Last deutlich verringert.

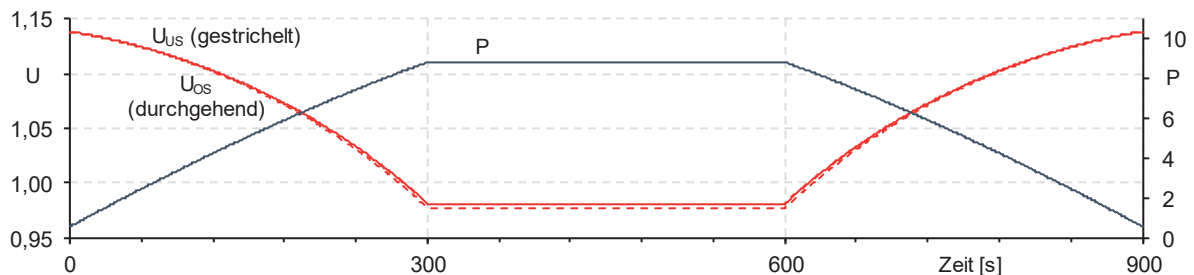


Abbildung 3 Spannungsverlauf bei spannungsabhängiger Last mit variierter Residuallast

5.2.2 Mit automatischer Transformatorstufung

Für die folgende Untersuchung wird der Transformator um eine automatische Transformatorstufung mit einem Stufungsbereich von $\pm 10\%$ in jeweils 10 Stufen mit einer unterspannungsseitigen Sollspannung von 121 kV ergänzt. Das Simulationsergebnis bei unverzögerter Transformatorstufung ist in Abbildung 4 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass über einen weiten Bereich die Sollspannung gehalten werden kann. Die sich aufgrund der Transformatorstufung ergebende erhöhte Spannung vergrößert aufgrund der Spannungsabhängigkeit der Last die Residuallast und führt damit gegenüber den Ergebnissen aus dem vorherigen Abschnitt 5.2.1 zu geringeren minimalen Spannungen.

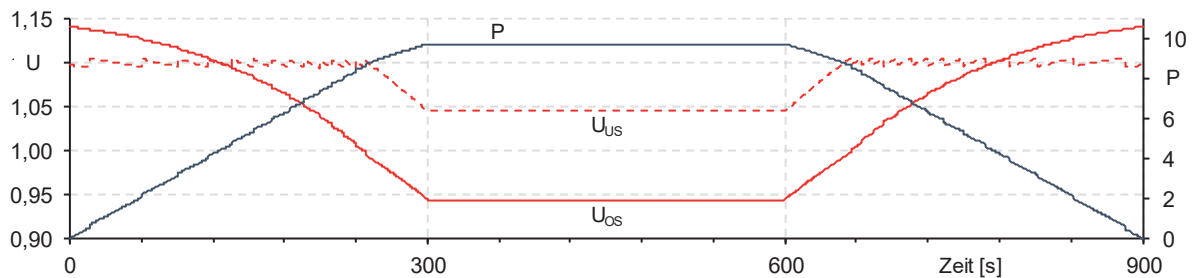


Abbildung 4 Spannungsverlauf bei unverzögerter Transformatorstufung

Das zuvor dargestellte Ergebnis entspricht einer wiederholten stationären Berechnung von Leistungsflüssen mit variiert Residuallast und automatischer Transformatorstufung. Im Folgenden wird die Transformatorstufung derart variiert, dass sie nicht unmittelbar nach Verlassen des sich aus Sollspannung, Stufungsbereich und Stufenzahl ergebenden Sollspannungsbandes stuft, sondern verzögert reagiert (vgl. Abschnitt 3.3). Die sich bei zwei exemplarischen Parametrierungen ergebenden Simulationsergebnisse sind in Abbildung 5 dargestellt.

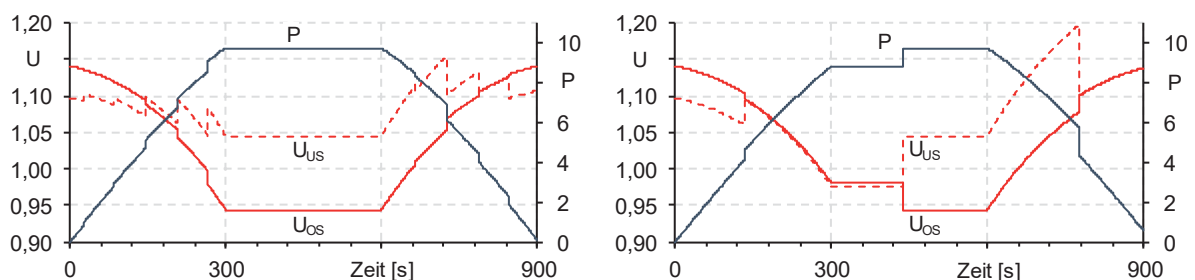


Abbildung 5 Spannungsverlauf bei verzögerter Transformatorstufung
 (links: $t_{Totband} = 10\text{ s}$, $t_{Abstand} = 60\text{ s}$, rechts: $t_{Totband} = 120\text{ s}$, $t_{Abstand} = 300\text{ s}$)

Es ist zu erkennen, dass bei einer relativ schnellen Stufung mit einer Verzögerung von 10 s und einem minimalen Stufungsabstand von 60 s das Simulationsergebnis weitgehend dem der zuvor dargestellten stationären Näherung entspricht. Bei Erhöhen der Stufungsverzögerung und des Mindeststufungsabstands ergibt sich ein deutlich anderer Spannungsverlauf. Allerdings ist zu beachten, dass die minimale Spannung bei der Zeitbereichssimulation der minimalen Spannung aus der Zeitpunktberechnung mit unverzögerter Stufung (vgl. Abbildung 4) entspricht.

5.3 Spannungsabhängige Last mit Lasterholung

In diesem Abschnitt wird das Untersuchungsszenario dahingehend modifiziert, dass die betrachtete Last weiterhin spannungsabhängig ist, allerdings um eine Lasterholung ergänzt wird. Der Kurzzeitexponent ist weiterhin $\alpha = 1.5$, der Langzeitexponent hingegen ist $\beta = 0$ mit einer Zeitkonstanten von $T = 100$ s.

5.3.1 Unverzögerte Transformatorstufung

Bis auf die Berücksichtigung einer Lasterholung entspricht das in diesem Abschnitt dargestellte Untersuchungsszenario mit unverzögerter Transformatorstufung dem aus Abschnitt 5.2.1. Das verwendete Lastmodell erlaubt keine stationäre Zeitpunktberechnung mehr. In Abbildung 6 (links) ist das Simulationsergebnis bei unverzögerter Transformatorstufung dargestellt. Soll sich diesem Ergebnis mit einer wiederholten Zeitpunktberechnung angenähert werden, so ergibt sich der in Abbildung 6 (rechts) dargestellte Spannungsverlauf, wobei lediglich ein Bereich der betrachteten Systemgrößen abgeschätzt werden kann. Hierzu wurde das System einmal mit spannungsabhängiger und einmal mit spannungsunabhängiger Last simuliert.

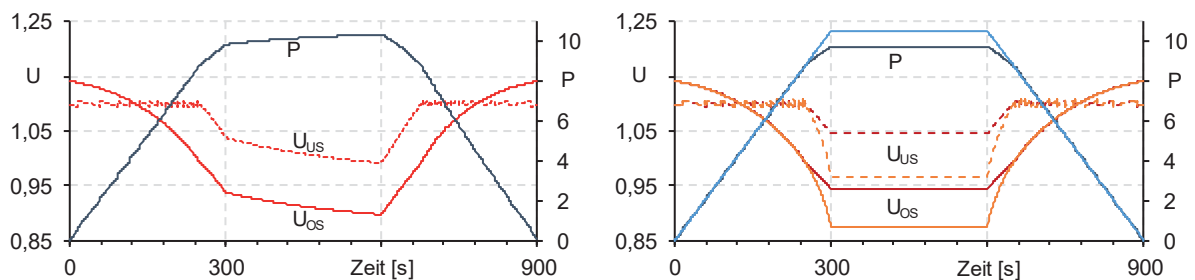


Abbildung 6 Links: Spannungsverlauf bei unverzögerter Transformatorstufung und variierter spannungsabhängiger Last mit Lasterholung, Rechts: Spannungsverläufe bei unverzögerter Transformatorstufung und variierter spannungsabhängiger sowie spannungsunabhängiger Last (Spannungsabh. Last: P dunkelblau, U rot; Spannungsunabh. Last: P hellblau, U orange)

5.3.2 Mit automatischer Transformatorstufung

Analog zu dem Vorgehen mit verzögerter Transformatorstufung in Abschnitt 5.2.2 wird in diesem Abschnitt das Simulationsergebnis bei berücksichtigter Lasterholung dargestellt. Erneut kann der prinzipielle Verlauf der Systemgrößen bei relativ kurzer Stufungsverzögerung (Abbildung 7, links) gut angenähert werden.

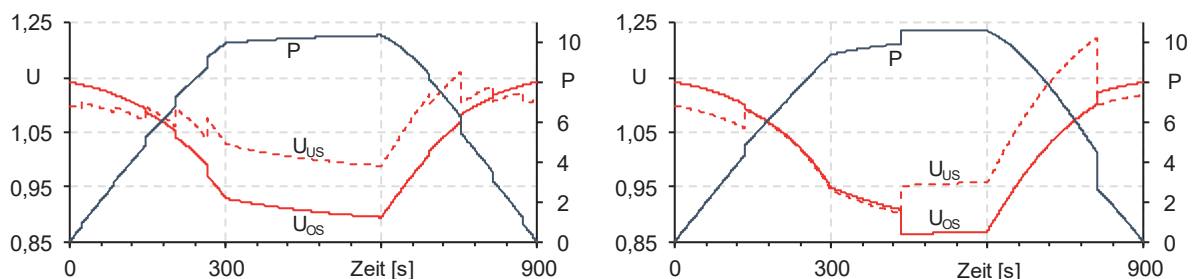


Abbildung 7 Spannungsverlauf bei verzögerter Transformatorstufung (links: $t_{Totband} = 10$ s, $t_{Abstand} = 60$ s, rechts: $t_{Totband} = 120$ s, $t_{Abstand} = 300$ s)

Bei Betrachtung des Simulationsergebnisses mit erhöhter Stufungsverzögerung (Abbildung 7, rechts) ist ein deutlich variiertes Verhalten der Spannungen zu erkennen. Die

berücksichtigte Stufungsverzögerung ergibt hier in Verbindung mit der modellierten Lasterholung eine Netzbelastung, die dazu führt, dass die minimal auftretende Spannung unterhalb der mit stationärer Zeitpunktberechnung abgeschätzten Minimalspannung liegt.

5.4 Untersuchung dynamischer Wechselwirkungen

Nachdem in den vorherigen Abschnitten lediglich ein automatisch stufender Transformator in Verbindung mit jeweils einer unterschiedlich modellierten spannungsabhängigen Last und einer Einspeisung ohne Blindleistungsbereitstellung untersucht wurde, wird in diesem Abschnitt ein neues Szenario mit vermehrten dynamischen Wechselwirkungen vorgestellt. Hierbei soll weiterhin der bereits bei einer geringen Anzahl an Systemkomponenten auftretende Komplexitätsgrad verdeutlicht werden. Im Folgenden wird eine wie in Abschnitt 5.3 spannungsabhängige Last mit Lasterholung über eine 380-kV-Leitung, einen Transformator und eine 110-kV-Leitung versorgt. Parallel zur Last speist erneut eine volatile Einspeisung, in diesem Fall mit einer $\cos\varphi(P)$ -Regelung entsprechend Abschnitt 3.1, ein. Die weitere Einspeisung erfolgt aus der 10-kV-Ebene über eine als ideal angenommene, spannungsgeregelte Einspeisung und drei parallele 10-kV-Leitungen sowie eine weitere spannungsgeregelte Einspeisung mit einem Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,9$ bei Bemessungsleistung. Sowohl der Verteilnetztransformator als auch der Maschinentransformator sind spannungsgeregelt, wobei ersterer die unterspannungsseitige Spannung und letzterer die overspannungsseitige Spannung regelt.

5.4.1 Szenario ohne Ausfälle

Wie in den vorangegangenen Abschnitten wird zunächst untersucht, wie die Systemgrößen bei unverzögerter Transformatorstufung verlaufen. Hierzu wird analog zum vorherigen Vorgehen einerseits das dynamische Lastmodell berücksichtigt (Abbildung 8) und andererseits versucht den sich ergebenden Bereich durch Modellierung einer konstanten bzw. einer spannungsabhängigen Last abzuschätzen (Abbildung 9). Zunächst ist zu erkennen, dass das Vorhandensein zweier spannungsgeregelter Transformatoren mit unverzögerter Stufung zu starken Schwingungen führen kann. Eine sukzessiv wiederholte Zeitpunktberechnung führt entsprechend zu nur schwierig zu interpretierenden Ergebnissen, da es mitunter keine eindeutige Lösung der berücksichtigten Spannungsregelungen gibt, weshalb das Ergebnis von der verwendeten Methode abhängt.

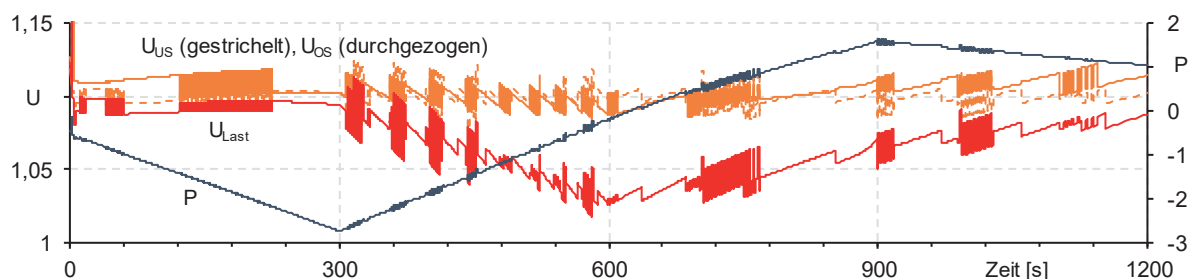


Abbildung 8 *Spannungsverlauf an spannungsabhängiger Last mit Lasterholung sowie am Verteilnetztransformator bei unverzögerter Transformatorstufung*

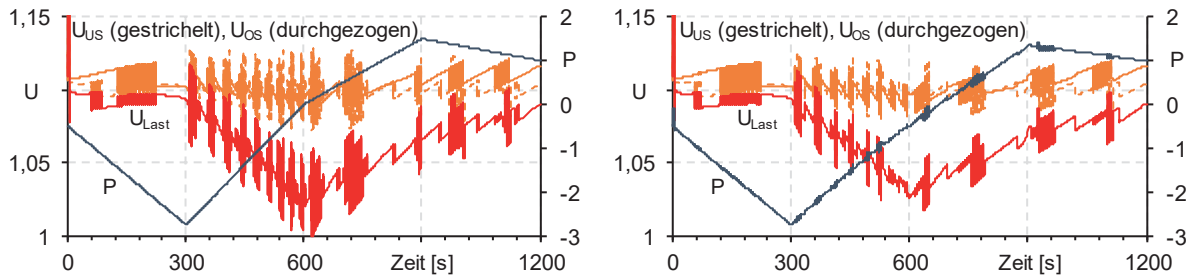


Abbildung 9 Spannungsverlauf an spannungsunabhängiger (links) und spannungsabhängiger (rechts) Last sowie am Verteilnetztransformator bei unverzögerter Transformatorstufung

Der Vergleich der Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung einer Lasterholung mit den Ergebnissen bei konstanter bzw. spannungsabhängiger Last ermöglicht allerdings auch hier die auftretende Minimalspannung zur sicheren Seite abzuschätzen. Dies gilt allerdings nicht bei Berücksichtigung von Stufungsverzögerungen, wie in Abbildung 10 dargestellt.

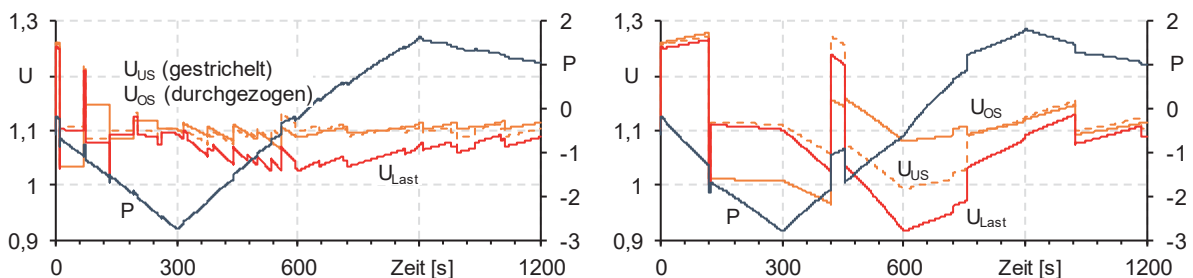


Abbildung 10 Spannungsverlauf bei verzögerter Transformatorstufung
 (links: $t_{Totband} = 10 \text{ s}$, $t_{Abstand} = 60 \text{ s}$, rechts: $t_{Totband} = 120 \text{ s}$, $t_{Abstand} = 300 \text{ s}$)

Zunächst ist zu erkennen, dass durch die Stufungsverzögerung auftretende Schwingungen schnell abklingen, gar nicht erst auftreten bzw. sich auf einen deutlich größeren Zeitbereich verlagern, der sich mit dem Zeitbereich einer deutlichen Änderung der Residuallast überschneidet. Weiterhin ist ersichtlich, dass der prinzipielle Verlauf der Systemgrößen sich bei den untersuchten, unterschiedlich parametrisierten verzögerten Transformatorstufungen deutlich unterscheidet. Dies gilt insbesondere für die minimale auftretende Spannung bei stärker verzögerter Transformatorstufung (Abbildung 10, rechts), die auch unterhalb der minimalen Spannung aus der vorherigen Rechnung mit spannungsunabhängiger Last liegt und damit mit jener Rechnung nicht zur sicheren Seite abzuschätzen ist.

5.4.2 Auswirkung von Leitungsausfällen

Abschließend wird das Untersuchungszenario um Ausfälle zweier der 10-kV-Leitungen ergänzt. Hierzu werden die Auswirkungen eines Ausfalls einer Leitung nach 60 s und einer weiteren Leitung nach 180 s untersucht. Die Leitungsausfälle führen zu einer Überlastung der verbliebenen 10-kV-Leitung mit entsprechenden Auswirkungen auf die Systemspannungen. Zunächst wird abermals das Simulationsergebnis bei unverzögerter Transformatorstufung und spannungsabhängiger Last mit Lasterholung (Abbildung 11) bzw. mit spannungs(un)abhängiger Last (Abbildung 12) dargestellt. Wie im vorherigen Abschnitt treten erneut starke Schwingungen zwischen den automatisch gestuften Transformatoren auf, dies gilt insbesondere für die nicht durch eine Spannungsabhängigkeit der Last gedämpften Verläufe in Abbildung 12 (links). In keinem der derart simulierten Systeme führen die berücksichtigten

Ausfälle zu einer Spannungsinstabilität, die Übertragungsaufgabe kann jederzeit erfüllt werden.

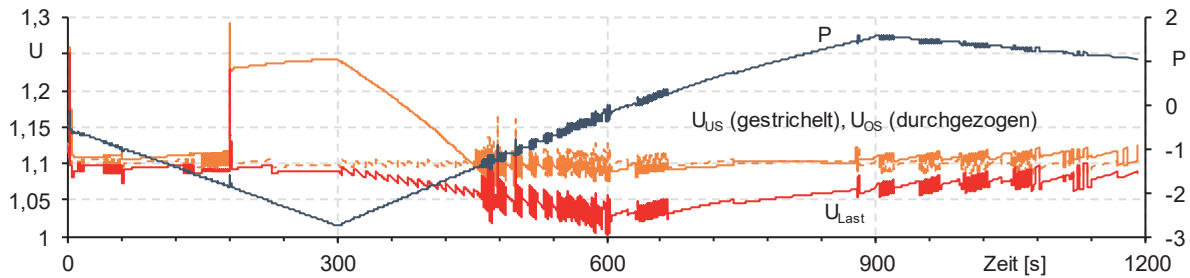


Abbildung 11 Spannungsverlauf an spannungsabhängiger Last mit Lasterholung sowie am Verteilnetztransformator bei unverzügter Transformatorstufung und Leitungsausfällen nach 60 s und 180 s

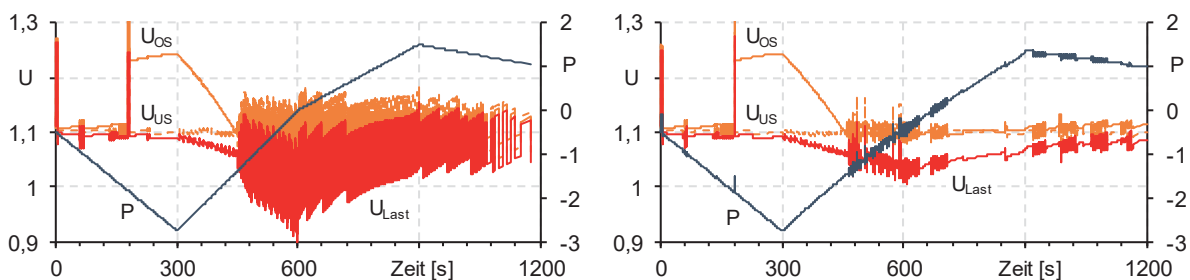


Abbildung 12 Spannungsverlauf an spannungsunabhängiger (links) und spannungsabhängiger (rechts) Last sowie am Verteilnetztransformator bei unverzügter Transformatorstufung und Leitungsausfällen nach 60 s und 180 s

Schließlich sind in Abbildung 13 die Simulationsergebnisse bei unterschiedlich stark verzögerten Transformatorstufungen dargestellt. Bei relativ kurz verzögerten Transformatorstufungen treten deutliche Schwingungen auf, die allerdings nicht zu niedrigeren Spannungen führen, als durch die vorherige Zeitpunktberechnung mit spannungsunabhängiger Last abgeschätzt.

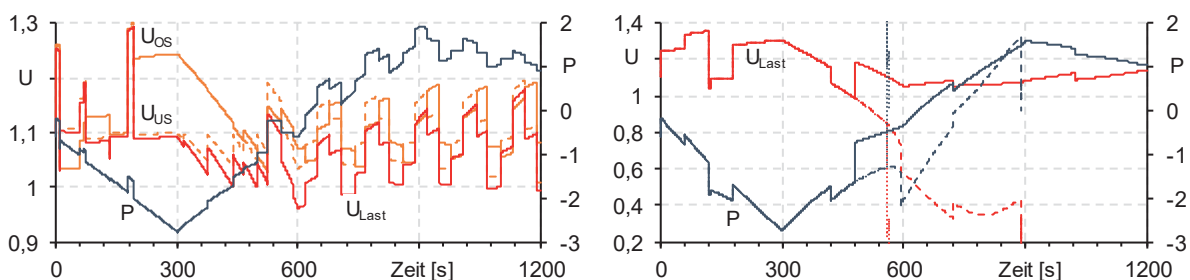


Abbildung 13 Links: Spannungsverlauf an spannungsabhängiger Last mit Lasterholung sowie am Verteilnetztransformator bei verzögerter Transformatorstufung ($t_{Totband} = 10\text{ s}$, $t_{Abstand} = 60\text{ s}$) und Leitungsausfällen nach 60 s und 180 s
 Rechts: Spannungsverlauf an spannungsabhängiger Last mit Lasterholung sowie am Verteilnetztransformator bei verzögerter Transformatorstufung ($t_{Totband} = 120\text{ s}$, $t_{Abstand} = 300\text{ s}$) und Leitungsausfällen nach 60 s und 180 s sowie mit (gepunktet) und ohne (gestrichelt) automatische(r) Netztrennung von Erzeugungseinheiten bei $U < 0,85$ bzw. Erhöhung der Generatorspannung nach 480 s (durchgezogen)

Wird eine stärker verzögerte Transformatorstufung parametrieren, ergibt sich allerdings bei einer Simulation im Zeitbereich ein spannungsinstabiler Systemzustand. Die Übertragungsaufgabe kann nach knapp 900 s nicht mehr erfüllt werden (Abbildung 13, rechts). Bei automatischer

Netztrennung von Erzeugungseinheiten bei Spannungen kleiner 85 % tritt der spannungsinstabile Systemzustand bereits nach rund 540 s auf. Die Rechnung wurde weiterhin um eine Erhöhung der Generatorsollspannung auf 12,5 kV 300 s nach dem zweiten Leitungsausfall, also nach insgesamt 480 s, ergänzt. Hierdurch kann die Versorgungsaufgabe zu jeder Zeit erfüllt werden (durchgehende Linie).

6 Zusammenfassung

Der weltweite Wandel der Erzeugungsstruktur hin zu Systemen mit erhöhten Anteilen volatiler Erzeugungsleistung auf Basis erneuerbarer Energien führt zukünftig zu volatileren Übertragungsaufgaben der elektrischen Netze. In stark ausgelasteten Netzen können prinzipiell spannungsinstabile Situationen entstehen, deren mögliches Auftreten frühzeitig antizipiert werden sollte, um so rechtzeitig Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Im Rahmen dieses Papers wurde anhand exemplarischer Untersuchungen in kleinen Systemen gezeigt, dass bei volatilen Übertragungsaufgaben die Berücksichtigung dynamischer Wechselwirkungen erforderlich sein kann.

7 Literatur

- [1] Y.-H. Wan, Wind Power Plant Behaviors: Analyses of Long-Term Wind Power Data, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, 2004.
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [3] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [4] G. K. Morison, B. Gao, P. Kundur, Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, 1993.
- [5] E. Hairer, G. Wanner, Solving Ordinary Differential Equations II – Stiff and Differential-Algebraic Problems, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1996.
- [6] VDE e.V., VDE-AR-N-4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011.
- [7] BDEW e.V., Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008.
- [8] VDE e.V., VDE-AR-N-4120: Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), 2017.
- [9] D. J. Hill, Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, pp. 166-176, Feb. 1993.