

# EINFLUSS VON KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN AUF DIE SPANNUNGSSTABILITÄT IM ÜBERTRAGUNGSNETZ UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DEZENTRALER ERZEUGUNG

Sebastian Dierkes, Tobias van Leeuwen, Lukas Verheggen, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen,  
Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, sd@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

**Kurzfassung:** Durch politische Anreize kam es in den vergangenen Jahren zu einem rasanten Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Deutschland. Da EE-Anlagen bevorzugt an Standorten mit hohem Primärenergiedargebot errichtet werden, kann es zu lokalen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbraucherlast kommen. Das Übertragungsnetz wird stärker belastet. Lange und stark belastete Leitungen können das System infolge des höheren Blindleistungsbedarfs näher an die Spannungsstabilitätsgrenze bringen. Verstärkt wird diese Problematik durch die Verdrängung von konventionellen thermischen Kraftwerken. So stehen im Übertragungsnetz weniger spannungsregelnde Synchrongeneratoren und damit Wirk- und Blindleistungsreserven zur Verfügung. Die Ergebnisse zeigen den massiven Einfluss konventioneller Erzeugung auf die Spannungsstabilität des Elektrizitätsversorgungssystems.

**Keywords:** Spannungsstabilität, Energiewende, Kraftwerke, erneuerbare Energien

## 1 Spannungsstabilität im Rahmen der Energiewende

Die Spannungsstabilität ist gewährleistet, wenn das elektrische System in der Lage ist, die Spannungen aufrecht und innerhalb eines erlaubten Spannungsbands zu erhalten. Zur Bewertung der Spannungsstabilität kann die P-U-Charakteristik einzelner Netzknoten ausgewertet werden. Diese ist in Abbildung 1.1 exemplarisch dargestellt.

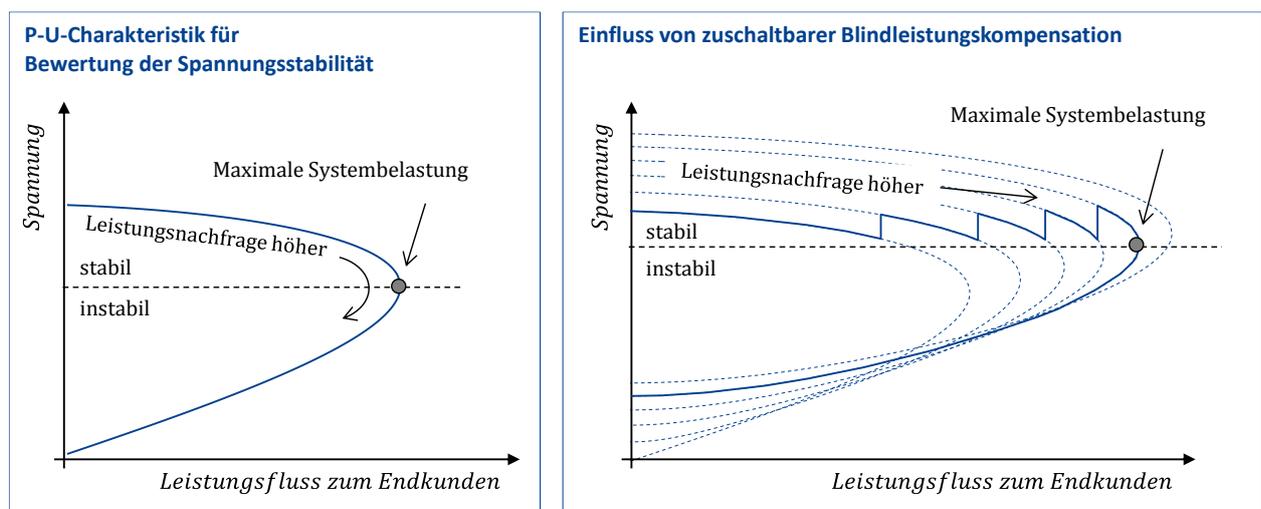
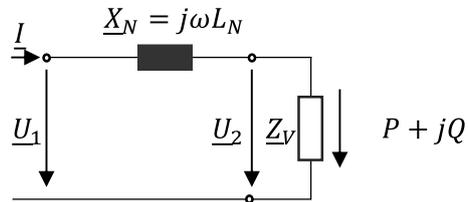


Abbildung 1.1: P-U-Charakteristik zur Bewertung der Spannungsstabilität

Es existiert ein quadratischer Zusammenhang zwischen dem Blindleistungsbedarf der Leitungen mit dem Strom über der Leitung. Bei einem hohen Leistungsfluss aufgrund hoher Verbraucherlast kommt es zu einem Absinken der Spannungen im Elektrizitätsversorgungssystem, da diese direkt mit dem Blindleistungsbedarf korreliert sind. Die PU-Charakteristik kann für ein einfaches Zwei-Knoten-System wie folgt berechnet werden.



**Abbildung 1.2: Zwei-Knoten-System zur Beschreibung der Zusammenhänge**

Für das Zwei-Knoten-System lässt sich der PU-Zusammenhang theoretisch herleiten und analytisch beschreiben, siehe Formel (1.1). In großen vermaschten Systemen muss der PU-Zusammenhang numerisch berechnet werden.

$$\frac{U_2}{U_1} = \sqrt{\frac{|U_1|^2}{2} - Q \cdot |X_N| \pm \sqrt{\frac{|U_1|^4}{4} - P^2 \cdot |X_N|^2 - Q \cdot |X_N| \cdot |U_1|^2}} \quad (1.1)$$

Es existiert eine maximale Systembelastung, die ein Verbraucher dem Netz entnehmen kann. Ab dieser Systembelastung überwiegt der Spannungsfall der Verbraucherspannung. Ist diese Systembelastung überschritten, resultiert dies in einem geringeren Leistungsfluss zum Endkunden als Produkt aus Strom und Spannung. Befindet sich das System in dieser Situation, besteht die Gefahr eines Spannungskollapses. Ein Spannungskollaps ist ein nicht kontrollierbarer Prozess, der zu stetig sinkenden Spannungen im Elektrizitätsversorgungssystem aufgrund autarker Regelungsmechanismen führt, wie zum Beispiel von Transformatorstufenregelungen zur Wiederherstellung der Spannungen im Verteilnetz. Deshalb wird die maximale Systembelastung in der Literatur als Spannungsstabilitätsgrenze definiert [1, 2]. Die Lage der Spannungsstabilitätsgrenze wird von den Systemimpedanzen zwischen Einspeisung und Last, wie Generatorimpedanzen und Netzimpedanzen im Übertragungsnetz sowie Verteilungsnetz, und von vorhandenen Spannungsregelungen beeinflusst.

Um die Spannungshaltung zu verbessern und damit die maximale Systembelastung zu erhöhen, können zusätzliche Blindleistungsquellen eingesetzt werden. Neben den Synchrongeneratoren im Übertragungsnetz zur Spannungsstabilisierung wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans diskutiert, quergeschaltete Kondensatorbänke als Blindleistungsquelle in Starklastsituationen einzusetzen [3]. Durch die Zuschaltung von Kondensatoren in Starklastsituationen kann die Spannung im Toleranzband gehalten werden. Allerdings ist zu überprüfen, inwieweit auch die Spannungsstabilität verbessert werden kann. Die Zusammenhänge sind exemplarisch im rechten Teil der Abbildung 1.1 dargestellt. Durch eine Zuschaltung von Querkapazitäten wird die Spannung im Punkt der Spannungsstabilitätsgrenze angehoben. Bei starker Kompensation ist somit auch der Abstand zur Spannungsstabilitätsgrenze verringert. Eine Blindleistungskompensation ist folglich nur in begrenztem Maß möglich.

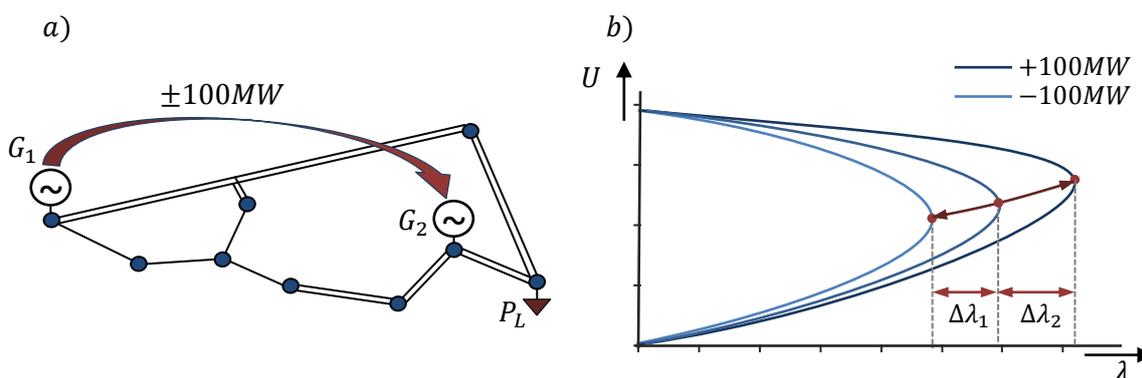
Dieses Beispiel zeigt darüber hinaus, dass insbesondere Ausfälle von Blindleistungsquellen, wie Kondensatorbänke aber auch Generatoren, zukünftig zu kritischen Netzsituationen führen

können. Leitungsausfälle führen dazu, dass höhere Netzverluste aufgrund vergrößerter Leitungsimpedanzen auftreten und somit die Spannungsstabilität verschlechtert wird.

Durch die Zielsetzungen der Energiewende ist es wahrscheinlich, dass die Spannungsstabilität zunehmend bindendes Auslegungskriterium für den sicheren Betrieb der Netze wird. Einer der Gründe hierfür besteht darin, dass sich zunehmend lokale Zentren mit hoher Erzeugungsleistung herausbilden. Ein Beispiel für solch ein Erzeugungszentrum sind die Küstenregionen, da dort aufgrund des erwarteten Dargebots Windenergieanlagen vornehmlich installiert werden. Die Solarenergie wird in Deutschland hingegen mehrheitlich in Süddeutschland errichtet. In der Folge kommt es zu einem regionalen Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch. Die Auslastung des Übertragungsnetzes erhöht sich teilweise dramatisch. Leistungstransporte im Gigawatt-Bereich über weite Strecken durch ganz Europa sind schon heute nicht mehr die Ausnahme sondern die Regel. Daher ist es erforderlich, die Spannungsstabilität im Rahmen der Energiewende und in zukünftig geplanten Übertragungsnetzstrukturen neu zu bewerten.

## 2 Einfluss von zentralen Erzeugungsanlagen auf die Spannungsstabilität

Zentrale Erzeugungsanlagen bilden heute die klassische Blindleistungsquelle im Übertragungsnetz und beeinflussen darüber hinaus durch den geographischen Ort der Einspeisung die Leistungsflüsse und damit den Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz. Abbildung 2.1 a) zeigt ein exemplarisches Beispiel mit zwei einspeisenden Generatoren und einer Last. Wird bei konstanter Verbraucherlast  $P_L$  eine Redispatchmaßnahme durchgeführt, infolgedessen der Generator  $G_2$  einen Teil der Einspeiseleistung von  $G_1$  übernimmt, verringert sich die durchschnittliche Übertragungsleistung im Netz. Dabei kommt es zu einer Verschiebung der Spannungsstabilitätsgrenze um  $\Delta\lambda_2$  und die maximale Übertragungsleistung wird erhöht (Abbildung 2.1 b). Die Einspeiseumverteilung von Generator  $G_2$  nach  $G_1$  hat den umgekehrten Effekt und es kommt es zu der Verschiebung des kritischen Punktes um  $\Delta\lambda_1$ .



**Abbildung 2.1: Verschiebung  $\pm 100\text{MW}$  von  $G_1$  nach  $G_2$**

In realen Systemen, mit einer Vielzahl thermischer und hydraulischer Kraftwerke, existiert eine Kombination von Kraftwerkseinspeisungen, die den minimalen bzw. maximalen Abstand vom Betriebspunkt zur Spannungsstabilitätsgrenze zur Folge hat. Diese Kombinationen markieren die vorhandene Sicherheitsreserve – minimaler Abstand zur Spannungsstabilitätsgrenze –

bzw. den optimalen spannungsbedingten Redispatch – maximaler Abstand zur Spannungsstabilitätsgrenze – für eine Parametervariation der Kraftwerkseinspeisungen. Die Sicherheitsreserve ist von Bedeutung bei der Systemplanung, da es den tatsächlichen Sicherheitsabstand zur Spannungsinstabilität wiedergibt. Der optimale Redispatch gibt Auskunft darüber, inwieweit sich der Abstand zur Stabilitätsgrenze durch geeignete Redispatchmaßnahmen vergrößern lässt.

### 3 Methodik zur Bewertung der Spannungsstabilität

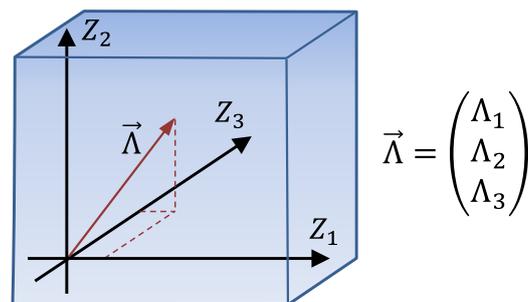
#### 3.1 Ermittlung der mehrdimensionalen Spannungsstabilitätsgrenze

In dieser Arbeit wird das Verfahren des mehrdimensionalen Continuation Power Flows genutzt [4]. Dieses bietet die Möglichkeit, die PU-Charakteristiken aller Knoten im Netz über Parametervariationen bestimmen zu können. Der CPF ist ein zweistufiges iteratives Verfahren, welches ausgehend von einem stabilen Betriebszustand zunächst im Prädiktorschritt die  $\Delta U/\Delta S$ -Sensitivität aller Netzknoten bestimmt. Anschließend wird im Korrektorschritt auf dieser Basis die exakte Lösung mittels einem modifizierten Newton-Raphson-Lastflussalgorithmus berechnet. Dies geschieht gemäß den folgenden Formeln, hierbei stehen die Indizes  $E$  für Erzeugung und  $L$  für Last.

$$P_i = P_{0,i,E} - P_{0,i,L} + \lambda \cdot (\Lambda_{i,P,E} \cdot P_{0,i,E} + \Lambda_{i,P,L} \cdot P_{0,i,L}) \quad (3.1)$$

$$Q_i = Q_{0,i,E} - Q_{0,i,L} + \lambda \cdot (\Lambda_{i,Q,E} \cdot Q_{0,i,E} + \Lambda_{i,Q,L} \cdot Q_{0,i,L}) \quad (3.2)$$

Zur Abbildung der mehrdimensionalen Parametervariation wird ein normierter Variationsvektor  $\vec{\Lambda}$  eingeführt. Dieser enthält die Informationen der Änderungen der Einspeisungen und Verbraucher.



**Abbildung 3.1: Beispielhafte Parametervariation im dreidimensionalen Zustandsraum**

Ausgehend von einem stabilen Betriebszustand des Systems kann über das Setzen von  $\vec{\Lambda}$  der mehrdimensionale Raum möglicher Parametervariationen abgetastet werden. Betrachtet man beispielsweise einen dreidimensionalen Zustandsraum, so entspricht jede der drei Richtungen  $\Lambda_1$ ,  $\Lambda_2$  und  $\Lambda_3$  einer möglichen Systemauslenkung, d.h. der Erhöhung von Einspeisungen und Lasten. Zudem können auch unterschiedlich gewichtete Kombinationen der Systemauslenkungen untersucht werden. Für einen dreidimensionalen Zustandsraum ist dies in Abbildung 3.1 gezeigt. Die Methodik erlaubt es darüber hinaus, eine (N-X)-Ausfallsimulation durchzuführen und die kritischen Fehlerfälle für die Spannungsstabilität zu ermitteln.

### 3.2 Bewertung des Einflusses einzelner Kraftwerke

Bei der Parametervariation des CPFs wird das Wirkleistungsgleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung gestört. Werden beispielsweise Windeinspeisungen erhöht, müssen andere Kraftwerke zur Einhaltung der Wirkleistungsbilanz heruntergefahren werden. Lastferne Kraftwerke haben einen negativen Einfluss auf die Spannungsstabilität, da sich die durchschnittlichen Übertragungsentfernungen erhöhen. Im Gegensatz dazu, können Kraftwerke in unmittelbarer Nähe zum kritischen Netzbereich unterstützenden Einfluss haben, da sie den Transportbedarf über das Netz und somit Blindleistungsbedarf reduzieren. Wird Last und Windenergieeinspeisung an ausgewählten Knoten erhöht, ergeben sich exemplarisch mehrdimensionale Spannungsstabilitätsgrenzen gemäß Abbildung 3.2. Für diskrete Winkel  $\Phi$  wird diese Charakteristik abgetastet und die Stabilitätsgrenze für alle Richtungen interpoliert.

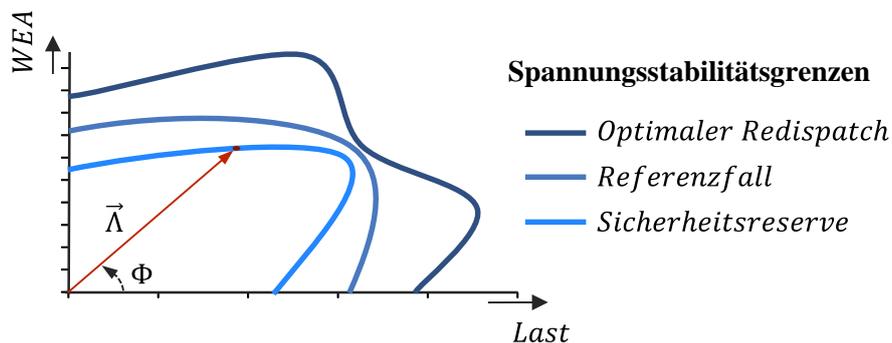


Abbildung 3.2: AU-Charakteristik für die Dimensionen Last und WEA

Durch die hohe Anzahl zentraler Erzeugungsanlagen und damit verbundenen Kombinationsmöglichkeiten ist es nicht sinnvoll, Sicherheitsreserve und optimalen Redispatch für alle Richtungen deterministisch zu ermitteln. Daher wird ein sukzessiv linearer Optimierungsalgorithmus entwickelt.

### 3.3 Sukzessiv lineare Optimierung von Kraftwerkseinsatzänderungen

Das Grundprinzip ist es, anhand von linearisierten Sensitivitäten den Kraftwerkseinsatz schrittweise im Gültigkeitsbereich der Sensitivitäten anzupassen. Ausgehend von einem Referenzpunkt geben Sensitivitäten Auskunft, bei welchem Kraftwerk es zu der größten Verschiebung der Spannungsstabilitätsgrenze kommt. Im Anschluss wird das ausgewählte Kraftwerk in die Parametervariation integriert und die Stabilitätsgrenze erneut berechnet. Der neue kritische Punkt stellt die Grundlage für eine erneute Sensitivitätsuntersuchung. Diese Schritte werden solange wiederholt, bis die komplette Parametervariation durch Kraftwerke mit dem größten Einfluss auf die Spannungsstabilität definiert ist.

#### Sensitivitätsberechnung

In [5] wird ein Verfahren vorgestellt, das mit Hilfe einer Modalanalyse im kritischen Punkt Sensitivitäten berechnet.

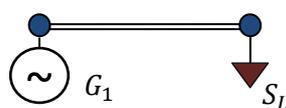


Abbildung 3.3: Last an Generator

Die Sensitivitäten können Vorhersagen über das Systemverhalten bei Variation von Wirk- und Blindleistungseinspeisungen treffen. So kann die Verschiebung des Kippunktes  $\Delta\lambda$ , wie in Abbildung 2.1b) dargestellt, abgeschätzt werden. Das Vorgehen wird anhand eines Beispiels erläutert.

Abbildung 3.3 zeigt einen Generator, der über eine Leitung mit einem Verbraucher verbunden ist. Der Generator  $G_1$  erzeugt eine Leistung von  $\vec{p}_0 = \begin{pmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{pmatrix}$ .

Infolge von erhöhter Verbraucherleistung  $S_L$  speist der Generator mehr Leistung ein. Die maximale Übertragungsleistung kann durch verschiedene Kombinationen aus zusätzlich eingespeister Wirk- und Blindleistung erreicht werden. Alle Generatorvariationen, die zur Spannungsstabilitätsgrenze führen, können als eine Kurve veranschaulicht werden. Abbildung 3.4 zeigt eine solche Kurve  $\Sigma$ , die von einem Punkt  $\vec{p}_0$  mit einer Parametervariation  $\vec{\lambda}$  erreicht wird. Der Abstand vom stabilen Betriebspunkt zur Kurve  $\Sigma$  ist  $k_\lambda = |\vec{p}_{krit} - \vec{p}_0|$ .

Die Sensitivätsberechnung liefert ausgehend von  $S_{krit1}$ , den veränderten Abstand zur Stabilitätsgrenze  $d\lambda$ , bei Variation der Generatoreinspeisung und gleichbleibendem Richtungsvektor  $\vec{\lambda}$ . Dazu werden die Eigenschaften der Jacobi-Matrix im kritischen Punkt ausgenutzt. Diese ist singulär und hat einen Eigenwert mit dem Wert null. Für die korrespondierenden rechten  $\vec{v}_{krit}$  und linken  $\vec{w}_{krit}$  Eigenwerte gilt:

$$\mathbf{J} \cdot \vec{v}_{krit} = 0 \quad (3.3)$$

$$\vec{w}_{krit} \cdot \mathbf{J} = 0 \quad (3.4)$$

Aus dem linken Eigenvektor des minimalen Eigenwerts können Informationen darüber gewonnen werden, welche Parameteränderungen besonderen Einfluss auf die Entwicklung der Spannungsstabilitätsgrenze haben [6]. Außerdem gilt an dem den kritischen Punkt:

$$\vec{f}(\vec{x}_{krit}, \lambda_{krit}, \vec{p}_{krit}) = 0 \quad (3.5)$$

Durch Linearisierung kann die Tangentenfläche  $\mathcal{H}$  der Hyperfläche berechnet werden:

$$\left. \frac{\partial \vec{f}(\vec{x}, \lambda, \vec{p})}{\partial \vec{x}} \right|_{x_{krit}} d\vec{x} + \left. \frac{\partial \vec{f}(\vec{x}, \lambda, \vec{p})}{\partial \lambda} \right|_{x_{krit}} d\lambda + \left. \frac{\partial \vec{f}(\vec{x}, \lambda, \vec{p})}{\partial \vec{p}} \right|_{x_{krit}} d\vec{p} = 0 \quad (3.6)$$

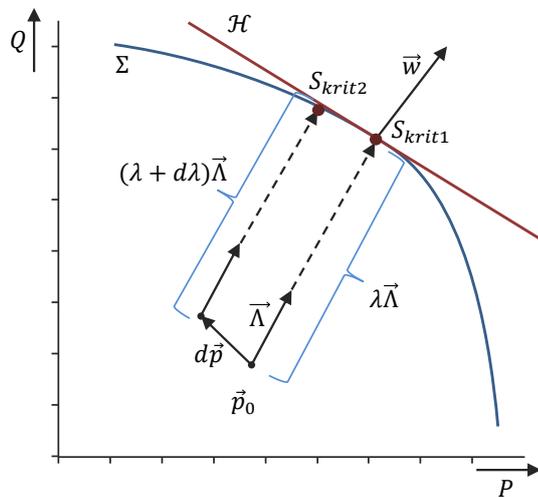
Wird diese Gleichung mit dem linken Eigenvektor multipliziert, erhält man mit (3.4):

$$d\lambda = - \frac{\vec{w}^T \left. \frac{\partial \vec{f}(\vec{x}, \lambda, \vec{p})}{\partial \vec{p}} \right|_{x_{krit}} d\vec{p}}{\vec{w}^T \left. \frac{\partial \vec{f}(\vec{x}, \lambda, \vec{p})}{\partial \lambda} \right|_{x_{krit}}} \quad (3.7)$$

Gleichung (3.7) entspricht der infinitesimalen Verschiebung des kritischen Punktes bei kleinen Änderungen des Ausgangspunktes  $\vec{p}$  auf der linearisierten Hyperfläche (siehe Abbildung 3.4). Da die Ableitung der Lastflussgleichungen nach dem Parametervektor  $\partial \vec{p}$  einer Diagonalmatrix entspricht und die Ableitung nach  $\partial \lambda$  dem Richtungsvektor im CPF, kann (3.7) vereinfacht werden.

$$\Delta\lambda = -\frac{\vec{w}^T \Delta\vec{p}}{\vec{w}^T \vec{f}_\lambda} \quad (3.8)$$

Abbildung 3.4 liefert eine geometrische Interpretation für das Netz aus Abbildung 3.3.



**Abbildung 3.4: Effekt kleiner Parameteränderung auf Stabilitätsgrenze**

Durch Verschiebung des Punktes  $\vec{p}_0$  um  $d\vec{p}$  und der Parametervariation  $\vec{\Lambda}$ , kann ein Punkt auf der linearisierten Fläche  $\mathcal{H}$  berechnet werden. Der Abstand zur Hyperfläche beträgt dann

$$|(\lambda + \Delta\lambda) \cdot \vec{\Lambda}| = |\vec{p}_{krit,2} - (\vec{p}_0 + \Delta\vec{p})| \quad (3.9)$$

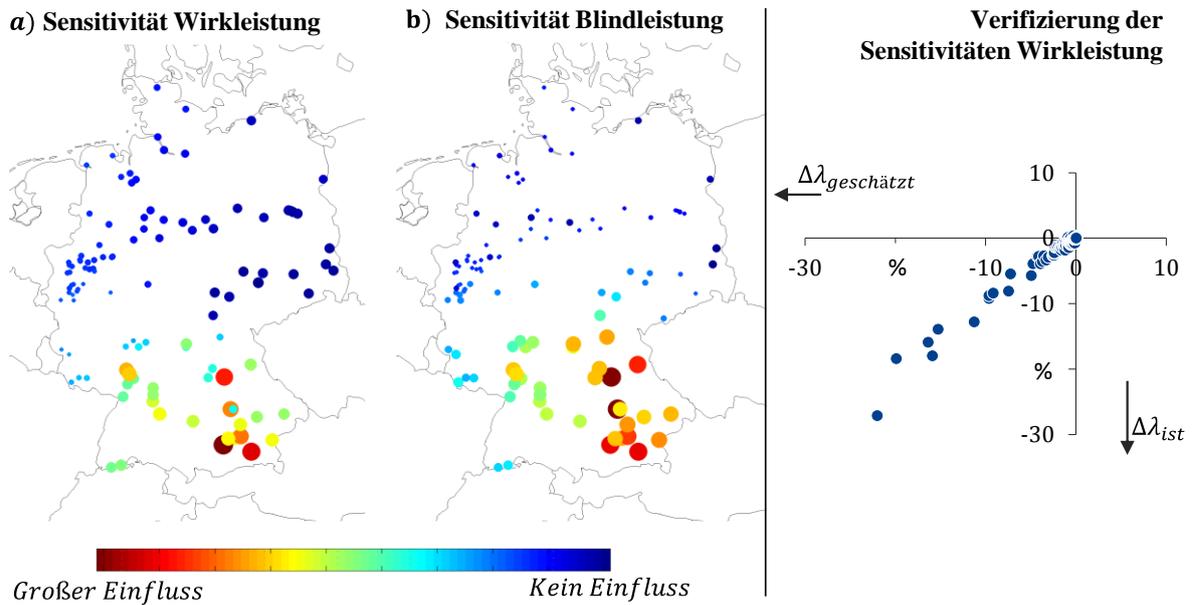
### Optimierungsverfahren

Zur Berechnung der Sensitivitäten wird ein Referenzfall benötigt, der Ausgangspunkt für eine sukzessiv lineare Optimierung ist. Der Referenzfall sollte so gewählt werden, dass das Verfahren in wenigen Schritten konvergiert, ohne dass das Referenzszenario selbst ein lokales Minimum bzw. Maximum darstellt und so keine weitere Optimierung möglich ist. Deshalb wird hier ein Referenzfall gewählt, der ein marktübliches Verhalten des Kraftwerkseinsatzes nachbildet. Für das Optimierungsverfahren, werden die CPF-Gleichungen so angepasst, dass die durch die Sensitivitäten bestimmten Kraftwerke direkt in die Parametervariation integriert werden. Die Iterationen werden solange fortgeführt, bis die gesamte Residuallast von ausgewählten Kraftwerken getragen wird.

## 4 Ergebnisse

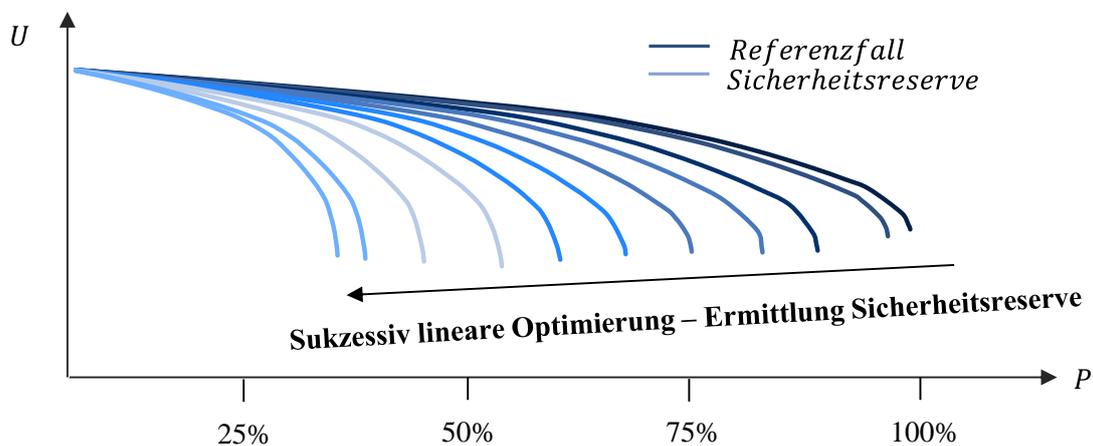
Um den Einfluss konventioneller Kraftwerke auf die Spannungsstabilität aufzuzeigen, wird exemplarisch eine Netznutzungssituation mit hoher Windeinspeisung (rund 20 GW) und hoher Last (rund 80 GW) in Deutschland untersucht. Dafür wird ein vielfach erprobtes Übertragungsnetzmodell mit rund 4.000 Knoten und 6.000 Verzweigungen verwendet [7]. Für dieses Szenario wird die Sicherheitsreserve sowie der optimale Redispatch ermittelt und die Bandbreite der Spannungsstabilitätsgrenzen aufgezeigt. Für einen Winkel von  $0^\circ$  werden nur Lasten und für  $90^\circ$  nur Windenergieanlagen jeweils linear parametrisiert. Abbildung 4.1 zeigt für Parametervariation der Last die nach Abschnitt 3.3 berechneten Sensitivitäten aller Kraftwerke

auf die Spannungsstabilitätsgrenze und deren erfolgreiche Verifizierung. Kraftwerke mit kritischem Einfluss auf die Spannungsstabilität sind rot markiert.



**Abbildung 4.1: Berechnete Sensitivitäten für Wirk- und Blindleistung**

Wird im Süden Deutschlands die Einspeisung reduziert, vergrößern sich die Übertragungsentfernungen, was eine Verschlechterung der Spannungsstabilität zur Folge hat. Die Blindleistungssensitivitäten zeigen ähnliche Ergebnisse. Vor allem in der Nähe des kritischen Netzbereiches im Süd-Osten Deutschlands hat die Verringerung der Blindleistungseinspeisungen einen negativen Einfluss auf die Spannungsstabilität.



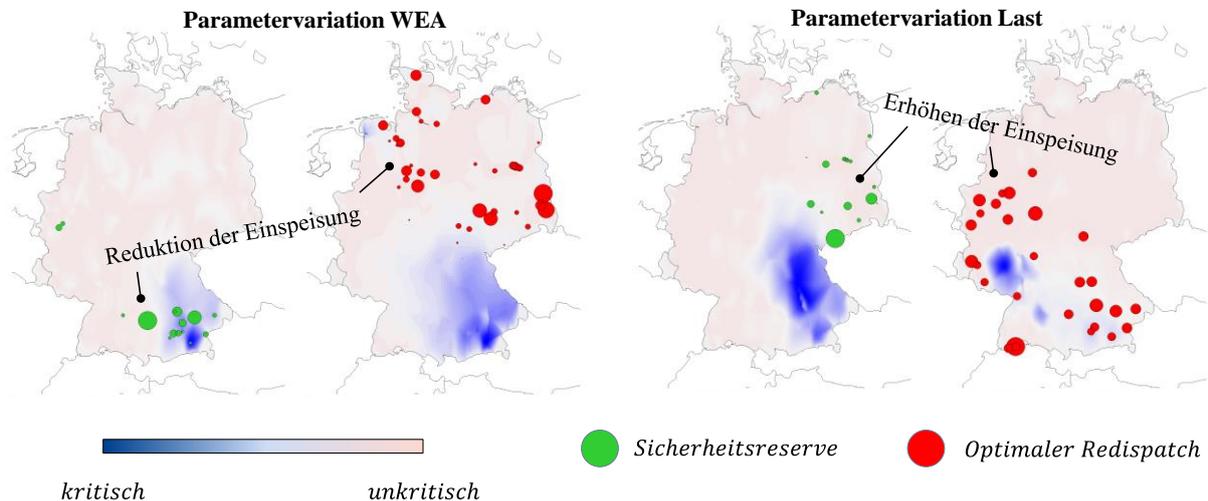
**Abbildung 4.2: Zwischenergebnisse während Berechnung der Sicherheitsreserve**

In Abbildung 4.2 ist die Verschiebung der PU-Kurve des kritischen Knotens im Rahmen der sukzessiv linearen Optimierung abgebildet. Im Referenzfall beträgt die mögliche Parametervariation der Last etwa 19.000 MW (100%). Die berechnete Sicherheitsreserve beträgt jedoch lediglich 6.500 MW. Dies entspricht einer Reduktion um nahezu 2/3.

Insbesondere die Einspeisung von Kraftwerken im Osten Deutschlands hat in dieser exemplarischen Situation einen negativen Einfluss auf die Spannungsstabilität (siehe Abbildung 4.3), da diese zu einer deutlichen Vergrößerung der mittleren Transportleistungen

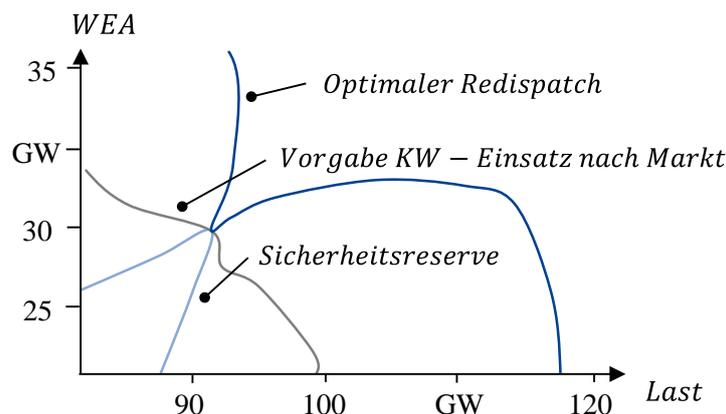
führen. Im Gegensatz dazu verbessert eine Einspeisung von Kraftwerken in westlichen und südlichen Gebieten Deutschlands die Spannungsstabilität im Gesamtsystem.

Bei Variation der Windanlageneinspeisungen, ist eine Verringerung der Einspeisung im Norden positiv und im Süden negativ für die Spannungsstabilität, da damit die Transportleistung konstant gehalten, bzw. vergrößert wird. In allen hier untersuchten Fällen befindet sich der kritische Netzbereich im Süden Deutschlands.



**Abbildung 4.3: Ergebnisse Spannungsstabilitätsbewertung**

Abbildung 4.4 zeigt die gesamten zweidimensionalen Spannungsstabilitätsgrenzen. Sowohl bei der Variation von Windanlageneinspeisungen als auch von Lasten beträgt die Sicherheitsreserve zur Stabilitätsgrenze minimal je 6 GW ausgehend vom betrachteten Netznutzungsfall. Ein optimaler Redispatch erhöht die Spannungsstabilität deutlich. Beide Kurven treffen sich in einem Punkt, bei dem die gleiche Variation von Last und Windanlageneinspeisungen untersucht wird und somit keine Anpassung des Kraftwerkseinsatzes erforderlich ist. Die in grau skizzierte Kurve zeigt die Spannungsstabilitätsgrenze bei Annahme marktüblicher Kraftwerkseinsätze.



**Abbildung 4.4: Spannungsstabilitätsgrenze mit Einfluss konventioneller Kraftwerke**

Die Ergebnisse zeigen, dass der Kraftwerkseinsatz großen Einfluss auf die Spannungsstabilität hat. Durch gezielte Redispatch-Maßnahmen kann in kritischen Netzsituationen die Spannungsstabilitätsgrenze signifikant vergrößert werden.

## 5 Zusammenfassung

Die Motivation dieses Beitrags besteht in den neuen Herausforderungen für das Elektrizitätsversorgungssystemen im Rahmen der Energiewende. Aufgrund der Verlagerung von Wirk- und Blindleistungskapazitäten in die Verteilnetze wird der Einfluss konventioneller Kraftwerke auf die Spannungsstabilität steigen. Die Ergebnisse bestätigen diese These. Auf der einen Seite kann ein ungünstiger Kraftwerkseinsatz zu geringen Spannungsstabilitätsgrenzen führen. Allerdings besteht durch einen spannungsbedingten Redispatch die Möglichkeit, die die Spannungsstabilität bedeutend zu verbessern und die Netzsicherheit zu gewährleisten.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] T. v. Cutsem und C. Vournas, „Voltage Stability of Electric Power Systems,“ Springer, 1998.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [3] German Transmission System Operators, „Netzentwicklungsplan Strom 2012,“ 2012.
- [4] 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,“ CIGRE Belgium Conference - Innovation for Secure and Efficient Transmission Grids, Brüssel, 2014.
- [5] I. Dobson und F. L. Alvarado, „Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters,“ IEEE Transaction on Power Systems, 1997.
- [6] I. Dobson, „Observations on the geometry of saddle node bifurcation and voltage collapse in electrical power systems,“ IEEE Transactions on Power Systems, 1992.
- [7] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich, „Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1, S. 76-78, 2009.