

Verteilte Koordinierung von Leistungsflussreglern in Übertragungsnetzen

S. Lehnhoff*, U. Häger⁺, O. Krause⁺, T. Fürst*, H. F. Wedde*, C. Rehtanz⁺

Technische Universität Dortmund

*Fakultät für Informatik, ⁺Fakultät für Elektrotechnik

44221 Dortmund

{*sebastian.lehnhoff;ulf.haeger;olav.krause;horst.wedde;christian.rehtanz*}@tu-dortmund.de

Abstract: Elektrische Energieübertragungsnetze stoßen immer häufiger an ihre Kapazitätsgrenzen. Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungskapazität und damit zur Vermeidung von Netzengpässen im elektrischen Energietransportnetz stellt der Einsatz von Leistungsflussreglern (LFR) dar. Diese Regler ermöglichen eine Verschiebung des Leistungsflusses von belasteten Leitungen auf weniger ausgelastete parallel verlaufende Pfade und damit eine effizientere Betriebsmittelauslastung. Zur Ausregelung von weiträumigen Netzengpässen werden mehrere solcher LFR benötigt, die für einen optimalen Einsatz koordiniert betrieben werden müssen. Da die LFR oftmals jedoch in unterschiedlichen Regelzonen installiert sind und damit von wirtschaftlich getrennten Netzbetreibern verwaltet werden, ist eine vollständige Systembeobachtbarkeit nicht möglich. Statische Koordinierungsverfahren sind aufgrund der hohen und unvorhersehbaren Systemdynamik äußerst ineffizient und können sogar selbst Überlastsituationen verursachen. Dieser Beitrag stellt einen agentenbasierten verteilten Lösungs- und Koordinationsansatzes vor, bei dem LFR weitestgehend autonom und unter Verzicht auf globale vollständige Informationen kritische Belastungssituationen rechtzeitig erkennen und durch geeignete Regelungsaktionen (weiträumig) entschärfen.

1 Einleitung

Energieübertragungsnetze wie zum Beispiel das europäische Verbundnetz werden aufgrund veränderter Versorgungssituationen immer häufiger an ihren Kapazitätsgrenzen betrieben: mit steigender Zahl von Windenergieanlagen großer Leistung vor allem in Küstennähe vergrößert sich der durchschnittliche Abstand zwischen Erzeugung und Verbrauch. Damit erhöht sich die Netzbelastung, da ein Überschuss an Energie im Norden Deutschlands produziert wird, der erst viel weiter südlich verbraucht wird¹. Die Volatilität der Netzbelastung nimmt durch die fluktuierende Erzeugung zu, Verlustleistungen steigen deutlich an.

Neue (Frei-)Leitungen, welche die Kapazität der Übertragungsnetze erhöhen würden, können aufgrund von Umweltauflagen und gegen den öffentlichen Widerstand aus der Bevölkerung nur sehr aufwändig errichtet werden und stellen daher kein adäquates Mittel dar, den Betrieb der Übertragungsnetze unter den veränderten Betriebsbedingungen zu stabilisieren und effizienter zu gestalten. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der

¹ Das zu erwartende Auslaufen von AKWs im Südwesten Deutschlands verschärft diese Situation zusätzlich.

Übertragungsnetzkapazität und damit zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen und Netzengpässen stellt der Einsatz von Leistungsflussreglern (LFR) dar. Diese Regler ermöglichen theoretisch eine weiträumige Verschiebung des Leistungsflusses von stark belasteten Leitungen auf weniger stark ausgelastete parallel verlaufende Pfade einer Transitstrecke, mit dem Ziel einer effizienteren Betriebsmittelauslastung im betrachteten Netzbereich und einer Erhöhung der Gesamtübertragungskapazität der bestehenden Netzinfrastruktur. Schon heute sind dazu im europäischen Verbundnetz diverse LFR in Betrieb (Benelux-Raum, Alpenraum Richtung Italien).

Bislang werden installierte LFR von den verantwortlichen Netzbetreibern weitestgehend unkoordiniert betrieben: LFR werden so gesteuert, wie vorab (off-line) für bestimmte kritische Netzsituation geplant. In der lokalen Umgebung eines LFR ist hierdurch eine Erhöhung der Übertragungskapazität möglich. Aufgrund des weiträumig nicht präzise vorher-sagbaren/dynamischen Einflussbereichs eines solchen LFR führt dies jedoch oftmals nur zu einer Verlagerung, nicht aber zu einer Beseitigung des Engpasses. Der erwartete Ausbau und die Integration immer mehr solcher LFR macht eine koordinierte Regelung dieser LFR unbedingt notwendig. Die bisherige statische Regelung folgt der Einhaltung des sog. $(n-1)$ -Prinzips, nach dem Übertragungsnetze geplant und betrieben werden. Ein Netz ist $(n-1)$ -sicher, wenn es bei einer *prognostizierten* maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgabe, bei Nichtverfügbarkeit eines beliebigen Betriebsmittels, seine Netzfunktion noch erfüllen kann. Für die Netz- und Betriebsplanung werden dann für ein bestimmtes Netz (Netzstruktur und Leitungseigenschaften) mögliche Überlastsituationen off-line simuliert und mögliche Regelungen für Stör- und Überlastsituationen zur Erhaltung der $(n-1)$ -Sicherheit geplant. Eine solche statische Planung und Regelung kann aber nicht adäquat auf Mehrfachfehler (durch Leitungsausfälle) und unvorhersehbare Belastungssituationen sowie Regelaktionen von LFR benachbarter Netzbetreiber reagieren. Das nachfolgende Beispiel soll diese Regelungsproblematik in unvorhersehbaren hoch-dynamischen Versorgungssituationen qualitativ verdeutlichen.

1.1 Dynamische Regeleinflüsse bei Topologieänderungen

Abbildung 1 zeigt ein stark vereinfachtes Beispielnetz. Das dargestellte Netz wird von zwei unabhängigen Netzbetreibern verwaltet. Dabei hat insbesondere der Betreiber des LFR auf Leitung *D* keine Informationen über den Zustand der Leitungen *F* und *E* in der Regelzone des zweiten Netzbetreibers.

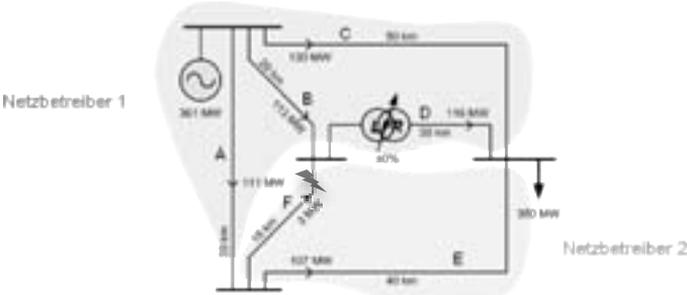


Abbildung 1: Unvorhersehbare Regelungseinflüsse

Tabelle 1 zeigt die reglerabhängige Verteilung der Leistungsflüsse (die Pfeile deuten die

Flussrichtung über die jeweilige Leitung an). Die Tabelle beschreibt dabei zwei Situationen: die ersten beiden Zeilen beschreiben die LFR-abhängige Verschiebung der Leistungsflüsse auf dem in Abbildung 1 dargestellten Netz für zwei unterschiedlichen Reglereinstellungen (± 0 bzw. $+10$). Die letzten beiden Zeilen der Tabelle beschreiben die reglerabhängige Leistungsflussverteilung bei einem Ausfall von Leitung F . Während der Ausfall im normalen Betrieb und bei neutraler Reglerstellung (± 0) nur minimale Veränderungen bei den beobachteten Leistungsflüssen zeigt (vergleiche Zeilen 2 und 4 bei einer Stellung des LFR auf ± 0), unterscheiden sich die Leistungsflüsse bei einer Stellung des LFR auf $+10$ deutlich von der Verteilung im ungestörten Betrieb. Besonders auf den Leitungen A und B verdoppelt bzw. verzehnfacht sich die beobachtete Belastung. Mit einer off-line geplanten, lokalen Regelung kann auf derartige Störfälle im laufenden Betrieb nicht reagiert werden, da aufgrund der fehlenden Information über den Betriebszustand und die innere Struktur des benachbarten Netzes diese Fehler keine Berücksichtigung bei der Konzeption der Regelung finden. Die Veränderungen der Leistungsflüsse im Fehlerfall sind bei neutraler Reglerstellung nur minimal. Eine Erhöhung der Reglerposition von ± 0 auf $+10$ im ungestörten Betrieb bewirkt eine deutliche Reduzierung des Leistungsflusses auf Leitung B . Durch den gleichen Regelvorgang im gestörten Betrieb erhöht sich jedoch die Belastung auf dieser Leitung. Eine kritische Belastungssituation könnte hiermit in Störfällen sogar noch weiter verschlechtert werden.

Tabelle 1: Veränderter Einfluss eines LFR bei Änderungen der Topologie

LFR	A	B	C	D	E	F
± 0	111 MW ↓	113 MW ↓	130 MW ↓	116 MW →	107 MW ↑	3 MW ↑
$+10$	111 MW ↓	10 MW ↑	261 MW ↓	172 MW ←	270 MW ↑	160 MW ↑
Ausfall von Leitung F (Erhöhung der Leitungsimpedanz)						
± 0	109 MW ↓	115 MW ↓	130 MW ↓	115 MW →	108 MW ↑	n/a
$+10$	218 MW ↓	118 MW ↑	261 MW ↓	118 MW ←	216 MW ↑	n/a

Anstelle des angenommenen Totalausfalls von Leitung F , könnte die Leitungsimpedanz auf F ebenso durch einen in diesem Pfad installierten LFR verändert werden. Bei einer drastischen Erhöhung der Impedanz auf Pfad F durch einen entsprechenden (für den Netzbetreiber 1 unvorhersehbaren) Regelungseingriff des zweiten Netzbetreibers, wäre der gleiche Effekt auf die Regeleinflüsse des ersten LFR zu beobachten. Um adäquat und rechtzeitig auf solche unvorhersehbaren Veränderungen der Netztopologie reagieren zu können, ist ein verteilter Regelungs- und Koordinierungsmechanismus erforderlich, bei dem die Einflussbereiche einzelner LFR kontinuierlich neu bestimmt werden.

Ein LFR verändert nicht nur den Leistungsfluss auf „seiner“ Leitung, sondern auch auf umliegenden Leitungen. Somit führt die Entlastung einer Leitung gleichzeitig zu einer höheren Belastung paralleler Leitungspfade. Erst durch eine koordinierte gleichmäßige Auslastung aller Pfade einer Transitstrecke lassen sich Transferkapazitäten anheben und Engpässe entschärfen. Das Problem ist jedoch, dass exakte, d.h. *globale* Netztopologieinformationen (Netzstruktur und Belastungszustände einzelner Leitungen) des regelzonenübergreifenden Übertragungsnetzes zur Bestimmung geeigneter Regelaktionen i.d.R. nicht im erforderlichen Regelungszeitrahmen (z.B. im *ms*-Bereich bei Resonanzphänomenen) verfügbar sind. Es ist also ein neuartiger Mechanismus notwendig, der verteilte Regelungen rechtzeitig auf der Basis beschränkter, lokal verfügbarer Informationen durchführen kann [HL+10][LH+09]. Voraussetzung dafür ist natürlich, dass die Infor-

mation in der kurzen Zeitspanne so koordiniert gesammelt, verarbeitet und umgesetzt werden kann (*quasi zeitkonsistent* ist) und die Regelung angemessen präzise gelingt. Dies ist der Lösungsbeitrag unseres Papiers.

2 Verwandte Arbeiten

Es finden sich unterschiedliche Ansätze zur Bestimmung von Regelaktionen auf einer Menge von LFR in Übertragungsnetzen. Das Ziel ist eine effizientere Verteilung von Leistungsflüssen nach unterschiedlichen Kriterien: Optimal Power Flow, Verlustleistungsminimierung, Maximierung von Kapazitätsreserven etc. In [NA+97] und [GIA05] werden Regelungen aller Stellgrößen der LFR in einem Netzteilbereich zentral optimiert. In [XSS02] wird die Rechenkomplexität einer zentralen Regleroptimierung mit einem vereinfachten DC-Lastfluss verringert, so dass für einen Teilbereich die Stellgrößen nach dem Auftreten eines Fehlers rechtzeitig bestimmt und umgesetzt werden können. Beide Ansätze setzen global verfügbare Netzzustandsinformationen voraus. In [Bro05] wird eine preissignalbasierte Optimierung für ein Netzengpassmanagement vorgeschlagen. Es wird erstmals die unvollständige Systembeobachtbarkeit berücksichtigt, dabei jedoch die Reaktion auf Ausfallsituationen vernachlässigt und nur der Normalbetriebsfall betrachtet. Ein koordinierter Zustand wird nach einer Systemveränderung erst mit *mehreren zehn Minuten* Verzögerung eingenommen. Keines der Verfahren ist in hochdynamischen Belastungssituationen bei weiträumigen Leistungsflüssen mit LFR in unterschiedlichen Regelzonen und ohne globale Netztopologieinformationen anwendbar.

3 Ein verteilter Regelungsalgorithmus²

Für die Entwicklung eines verteilten, agentenbasierten Koordinationsalgorithmus wird zunächst die Modellannahme getroffen, dass *für jede Versorgungssituation im betrachteten Übertragungsnetz mindestens eine Reglerkonfiguration existiert, die einen stabilen Netzbetriebsbetrieb erlaubt oder dahin führt*. Regelungsziele sind u.a. die Minimierung von Verlustleistungen, Distanzmaximierung zu Kapazitätsgrenzen, zeitadäquate Kurzschlussreaktion etc. Es existieren unterschiedliche Störungsarten, auf die mit unterschiedlicher Dringlichkeit zu reagieren ist: während auf moderate Leitungsüberlastungen in längeren Zeiträumen (im Minutenbereich) reagiert werden kann, machen Leitungsausfälle (mit deutlicher Überlastung paralleler Pfade) und Kurzschlüsse deutliche schnellere Eingriffe notwendig. Da sich die (hinsichtlich oben genannter Kriterien) möglichen optimalen Betriebspunkte aufgrund dynamischer Versorgungssituationen verschieben, ist die Zeit, die das Agentensystem benötigt, um gegen einen solchen Zustand zu konvergieren, von großer praktischer Relevanz. Reaktionen müssen fehlerspezifisch *rechtzeitig* erfolgen. *Passive* Agenten (Leitungen) kommunizieren hierzu ihren Betriebszustand oder konkrete Regelungsbedürfnisse (Reduzierung oder Verschiebung des erfahrenen Leitungsstroms) an die auf sie einwirkenden Regler. Jeder *aktive* Agent eines LFR hat dann zwei Aufgaben:

²Aufgrund der Seitenbeschränkung wird der Algorithmus an dieser Stelle lediglich skizziert. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in der erweiterten Version dieser Veröffentlichung auf beiliegender DVD/USB-Stick.

I. Verteilte on-line Topologiebestimmung: Zustandsnachrichten der passiven Agenten werden entlang der Netztopologie verschickt. Nach jedem Schritt werden die Impedanzen der auf diesem Weg traversierten Leitungen summiert. Überschreitet die Impedanz eines solchen zurückgelegten Pfades definierte Maximalwerte, ist die Grenze des Einflussbereichs auf den ursprünglichen passiven Agenten überschritten, und die Nachricht wird fallen gelassen. Schleifen werden erkannt und Zustandsnachrichten ggf. kombiniert. Aktive Agenten setzen diese Pfadinformationen zu lokalen *Adjazenzlisten* zusammen. Jedem aktiven Agenten eines LFR wird ein bestimmter Einflussbereich über sog. *Sensitivitäten* auf Leitungen in der Umgebung zugeordnet. Dabei überlappen sich die Einflussbereiche mehrerer LFR typischerweise. Um adäquat auf dynamische Änderungen von Leitungseigenschaften durch benachbarte Regelungen oder Störungen zu reagieren, wird diese lokale Topologiebestimmung kontinuierlich wiederholt.

II. Regelaktionen innerhalb eines Einflussbereichs: Die Zustandsnachrichten der Leitungen innerhalb des Einflussbereichs eines LFR werden zunächst priorisiert. Aus den Dringlichkeiten und Sensitivitäten einzelner Leitungen werden heuristisch Regelaktionen abgeleitet, welche die lokale Netzbelastungssituation verbessern. Die Entlastung einer bestimmten Leitung führt dabei typischerweise zur Belastung paralleler Leitungen und kann daher zu konfligierenden Regelanforderungen führen (oder zu Schwingungen des Systems). Besteht ein Konflikt bei der Regelung zweier oder mehrerer Leitungen innerhalb des Einflussbereichs eines LFR, so kann keine lokale Regelung vorgenommen werden, welche die Situation entschärft. Stattdessen muss eine weiträumigere Umleitung von Leistungsflüssen erreicht werden. Die Regelungsbedürfnisse werden dann von den passiven Agenten an benachbarte Leitungen weitergegeben und erreichen so benachbarte LFR, die entweder konfliktfreie Regelungen vornehmen können oder wiederum passive Agenten auffordern, Regelungsbedürfnisse weiterzureichen. Das Vorgehen setzt sich fort bis eine weiträumige zulässige Regelung gefunden wird (*nach Modellannahme*).

4 Erste Experimentelle Untersuchungen

Nachfolgend wird das Verhalten des Algorithmus bei einem Leitungsausfall auf einem Übertragungskorridor mit parallelen Leitungen untersucht.

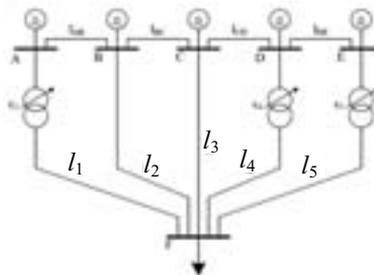


Abbildung 2: Leitungsengpassszenario

Abbildung 2 zeigt das Szenario: für die Übertragung von Leistung in diesem Netz von „oben nach unten“ stehen 5 parallele Leitungen zur Verfügung l_1 – l_5 . Drei dieser Leitungen verfügen über einen LFR, um die Leistungsflüsse auf dem Korridor zu verlagern. In diesem Szenario fällt Leitung l_3 nach $t_0=5s$ aus. Die resultierenden Leitungsbelastungen

sind in Abbildung 3 dargestellt. Durch die unvorhersehbare Störung werden die Leitungen l_2 und l_4 kritisch auf ca. 120% bzw. 140% belastet. Es droht ein weiterer Leitungsausfall, nach dem es zwangsläufig zu einem kaskadenartigen Ausfall aller verbleibenden Leitungen kommen würde. Mit dem verteilten Regelungsalgorithmus wird der Ausfall unmittelbar erkannt und eine Koordinierung der drei LFR führt zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse über die verbleibenden 4 Leitungen. Etwa 1s nach Ausfall von Leitung l_3 wird eine Reglerkonfiguration mit einer gleichmäßigen Belastung des Korridors von knapp unter 100% auf allen Leitungen erreicht.

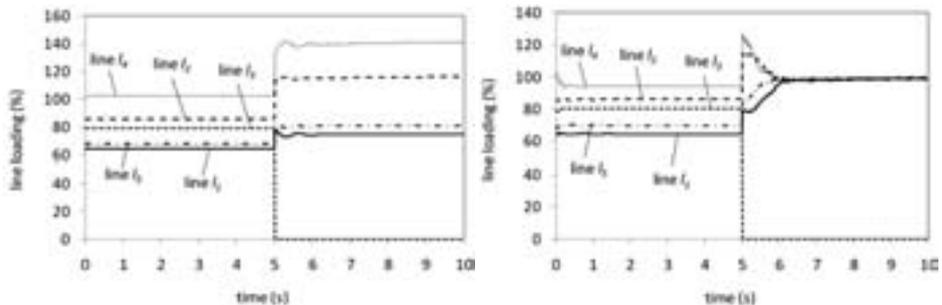


Abbildung 3: Leitungsbelastungen bei Leitungsausfall (links) und mit verteilter Regelung (rechts)

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Betrachtung dieses (aus Platzgründen hier nur beispielhaft dargestellten) Ansatzes in realistischen länderübergreifendem Netzen findet derzeit an den beteiligten Instituten der TU Dortmund statt. Hierbei werden auch Regelungsimplicationen auf Kraftwerke berücksichtigt. Die in Kapitel 3 getroffene Modellannahme, dass eine Reglerkonfiguration für einen zulässigen Netzbetrieb existiert, kann durch diese zusätzliche Möglichkeit der Verschiebung von Einspeisung realistischer gestaltet werden. Ergebnisse sollen u.a. Empfehlungen an Übertragungsnetzbetreiber zur Positionierung von LFR bei der Netzausbauplanung erlauben.

Literaturverzeichnis

- [Bro04] Brosda J.: Hierarchische Optimierung für ein zonenübergreifendes korrekatives Netzengpass-Management. Dissertation, Universität Dortmund, 2004.
- [GIA05] Glanzmann, G; Andersson, G.: Coordinated Control of FACTS Devices based on Optimal Power Flow. In Proc. North American Power Symposium, Ames, USA, 2005.
- [HL+10] Häger, U; Lehnhoff, S; Rehtanz, C; Wedde, H. F.: Applicability of Coordinated Power Flow Control based on Multi-Agent Systems. In: Proc. 8th IEEE Symp. on Bulk Power System Dynamics and Control, Rio de Janeiro, Brazil, 2010.
- [LH+09] Lehnhoff, S; Häger, U; Krause, O; Wedde, H. F.; Rehtanz, C: Towards Autonomous Distributed Coordination of Fast Power Flow Controllers in Transmission Networks. In: Proc. 4th Int. IEEE Conf. on Liberal. and Modern. of Pow. Syst., Irkutsk, Russia, 2009.
- [NA97] Noroozian, M.; Angquist, L; Ghandhari, M.; Andersson, G.: Use of UPFC for Optimal Power Flow Control. In: IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, Oct. 1997.
- [XSS02] Xiao, Y; Song, Y. H.; Sun, Y. Z.: Power Flow Control Approach to Power Systems with Embedded FACTS Devices. In: IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, No. 4, 2002.