



Energie. Weiter denken

TECHNISCHE UND BETRIEBLICHE OPTIMIERUNGSMÖGLICHKEITENGUTACHTEN

Aachen, 17.12.2021

Bearbeiter*in:

Dominic Nailis
Jakob Schlags
Dr. Michael Ritzau

B E T

INHALTSVERZEICHNIS

1	Technische, betriebliche und systemische Optimierungsmöglichkeiten.....	3
1.1	Innovative Netztechnologien.....	4
1.1.1	Phasenschieber-/Querregeltransformatoren	4
1.1.2	FACTS	5
1.1.3	HGÜ-Kurzkupplungen.....	7
1.1.4	Freileitungsmonitoring und witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb	8
1.1.5	HTLS-Leiterseile	9
1.2	Innovative Betriebskonzepte.....	10
1.2.1	Mitnahmeschaltungen (Emergency Power Control)	10
1.2.2	Kurative Systemführung im Sinne des Forschungsprojektes InnoSys	12
1.2.3	Netzbooster-Konzept	14
1.3	Experteneinschätzungen zu innovativen Netztechnologien und innovativen Betriebskonzepten	15

B E T

1 TECHNISCHE, BETRIEBLICHE UND SYSTEMISCHE OPTIMIERUNGSMÖGLICHKEITEN

Die Planung, der Bau und der Betrieb von Stromübertragungsnetzen stellt eine komplizierte und hoch interdependente Aufgabe dar. Viele einzelne Aspekte sind abzuwägen und zu entscheiden, die Entscheidungen haben lange Bestand, da die technischen Nutzungsdauern der Assets oft hoch sind. Zugleich ergeben sich durch technische Fortentwicklung und Erkenntnisgewinn kontinuierlich oder sprunghaft neue Möglichkeiten. Diese bilden eine Art Baukasten, aus dem heraus sich Planer und Betreiber der technischen Systeme bedienen. Nachfolgend werden die derzeit zur Verfügung stehenden Technologien und Optimierungsmöglichkeiten im Übertragungsnetz analysiert und beschrieben.

Die Elemente dieses Lösungsbaukastens stellen Handlungsoptionen dar. Jede davon hat bestimmte Vor- und Nachteile, auf das System wirkende Eigenschaften und Besonderheiten. Darüber hinaus interagieren die einzelnen Elemente, wenn sie parallel verwendet werden. Eine Kenntnis der Eigenschaften bildet darum das Fundament der Beurteilung, welche Elemente und Optionen hilfreich sein können und welche Kombinationen besonders vielversprechend sind.

Wie eingangs beschrieben bedienen sich die Übertragungsnetzbetreiber aus diesem „Baukasten“. Daher besteht ein Fundus an Vorwissen, der auch diesen Ausführungen als Quelle und Hintergrund gedient hat. Insbesondere sind dabei die „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“ der ÜNB in der aktuellen Version von 2020¹, die Ausführungen des FNN „Netzschutzkonzept für zukünftige Netze“², die „Roadmap“³ der ÜNB, die Netzbetriebsmittelstudie im Auftrag des BMWi⁴, sowie das Ergebnispapier des dena/B E T Stakeholderprozesses „Höhere Auslastung des Stromnetzes“ aus 2017⁵ zu nennen. Diese Dokumente beschreiben nicht nur den Status Quo des Planens und Betriebens, sondern darüber hinaus weiterführende und innovative Ansätze, um eine möglichst gute Auslastung der Betriebsmittel zu erreichen.

Die einzelnen identifizierten Lösungsbausteine lassen sich in

- (i) innovative Stromübertragungstechnologien, sowie in
- (ii) innovative Netzbetriebsführungskonzepte

unterteilen. Die erste Gruppe fasst dabei die netztechnischen Handlungsoptionen zusammen, also Netzbetriebsmittel, die als Elemente im Netz eingebaut werden können und durch ihre physikalischen und/oder technischen Eigenschaften wirken. Solche technischen Elemente, wie z. B. ein modernes, hochbelastbares Leiterseil, können im Rahmen von Netzausbau, Netzbau, Ertüchtigung oder Verstärkung Schritt für Schritt zu einem leistungsfähigeren System beitragen. Der Austausch bestehender, schwächerer Elemente durch diese neuen leistungsfähigeren Bausteine kann in bestimmten Konstellationen zu sprunghaften Verbesserungen führen, z. B., indem ein Engpass behoben wird.

Die zweite Gruppe befasst sich mit der Frage, auf Basis welcher Prinzipien die Infrastruktur betrieben wird, welche Methoden und Konzepte eingesetzt werden. Insbesondere vor dem Hintergrund des verzögerten Netzausbaufortschritts kommt der Frage nach einer Höherauslastung der bestehenden Betriebsmittel sowie der Frage nach einer präventiven versus einer kurativen Netzbetriebsführung⁶ besondere Bedeutung zu. Doch

¹ (ÜNB, Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, 2020)

² (FNN, 2018)

³ (ÜNB, Roadmap Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, 2018)

⁴ IAEW, Erster Ergebnisbericht zur „Netzbetriebsmittel-Studie“

⁵ (dena/BET, 2017)

⁶ Zur näheren Begriffsbestimmung wird auf Kapitel 1.2 verwiesen

auch diese innovativen Konzepte sind oftmals nicht voraussetzungslos, sondern erfordern bestimmte Bedingungen, unter denen sie eingesetzt werden können.

Aus der Kombination der technischen Elemente oder Betriebsmittel einerseits mit den Konzepten und Methoden der Netzbetriebsführung andererseits soll das optimale Ergebnis gebildet werden, um mit dem jeweils erreichbaren Fortschritt auf Infrastrukturseite eine möglichst hohe Transportleistung und zugleich möglichst effiziente Nutzung vorhandener Netzkapazitäten erzielen zu können und so die heute bestehenden Probleme zu lösen.

1.1 Innovative Netztechnologien

Im Bereich innovativer Netztechnologien finden sich verschiedenen Maßnahmen, die eine gezielte Steuerung des Leistungsflusses ermöglichen und so eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes durch eine gleichmäßigere und damit insgesamt höhere Auslastung aller Netzbetriebsmittel begünstigen. Technologien wie Phasenschiebertransformatoren (PST), „Flexible AC Transmission System“ (FACTS) und HGÜ-Kurzkupplungen bieten hierzu ein besonders hohes Potenzial. Diese Technologien sind bereits an verschiedenen Orten im europäischen Übertragungsnetz im Einsatz und weisen daher eine hohe Marktreife auf.

Daneben ermöglichen Technologien wie witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) sowie der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen eine direkte Erhöhung der Transportkapazitäten einzelner Stromkreise⁷.

Grundsätzlich können durch diese Maßnahmen die weiträumige Transportkapazität des Netzes angehoben werden. Durch die steigenden Ströme gerät das System dadurch möglicherweise an dynamische Stabilitätsgrenzen (i. B. Spannungsstabilität, Winkelstabilität). Dies stellte bisher keinen begrenzenden Faktor dar, und muss zukünftig verstärkt in den Blick genommen werden.

1.1.1 Phasenschieber-/Querregeltransformatoren

Technologiebeschreibung

Zur Steuerung des Lastflusses auf einer Leitung kann mit Phasenschiebertransformatoren (PST) eine um 90°-phasenverschobene Zusatzspannung eingespeist werden. Dabei spricht man auch von einer Querregelung. Diese Zusatzspannung verändert den Phasenwinkel des angeschlossenen Stromkreises, wodurch ein zusätzlicher, sich überlagernder Leistungsfluss auf der Leitung hervorgerufen wird. Auf einer parallelen Leitung stellt sich gleichzeitig ein entgegengesetzter Leistungsfluss ein. Im Falle parallel verlaufender Stromkreise kann durch die Installation eines PST somit die Verteilung der Wirkleistungsflüsse auf die jeweiligen Leitungen gesteuert werden.

Hierdurch ermöglicht der Einsatz von Querregeltransformatoren im Übertragungsnetz, die Leistungsflüsse von stark ausgelasteten bzw. überlasteten Betriebsmitteln auf weniger stark ausgelastete zu verlagern und die Lastflüsse im Netz zu vergleichmäßigen. PST verfügen dabei über Stufenstellungen in positiver und negativer Richtung, um den Leistungsfluss der angeschlossenen Stromkreise einzustellen. Zunehmende Bedeutung erlangt hier auch die Frage, wie schnell die PST ihre Stufenstellungen verändern können. Im Rahmen kurativer Netzführungskonzepte besteht hier die Anforderung, dass Lastflussänderungen durch veränderte Stufenstellungen möglichst in weniger als maximal 1 bis 2 Minuten erfolgen können. Je schneller die Reaktionsfähigkeit, desto tendenziell höher können die Netzbetriebsmittel ausgelastet werden.

⁷ (ÜNB, Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, 2020) und Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: „Einsatz von Hochtemperaturleitern“

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

Im kontinentaleuropäischen Verbundnetz werden seit knapp 20 Jahren Querregeltransformatoren zur Vermeidung ungeplanter Lastflüsse („Loop Flows“) auf den Grenzkuppelleitungen zwischen den einzelnen Regelzonen eingesetzt. Diese sind beispielweise an der deutsch-niederländischen, deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zu finden.

Im NEP 2030 (Version 2019)⁸ wurden durch die Bundesnetzagentur darüber hinaus für das deutsche Netz mehrere Standorte für PSTs zur Steuerung der Lastflüsse genehmigt. Die ersten dieser Anlagen befinden sich bereits im Bau, eine Inbetriebnahme wird zwischen 2022 und 2027 erwartet.⁹

Diese Möglichkeit wird im Übertragungsnetz Großbritanniens bereits seit etwa 50 Jahren genutzt. Verschiedene im dortigen 400-kV- und 275-kV-Netz installierte Querregeltransformatoren mit Leistungen von bis zu 2750 MVA schaffen die Voraussetzungen für die hohen notwendigen Transportbedarfe (ca. 12 GW) in Nord-Süd-Richtung.¹⁰

Die Technik der PSTs ist ausgereift und es gibt verschiedene kommerzielle Anbieter am Markt.

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

Der Einsatz von PST führt nur dann zu einer höheren Übertragungskapazität, wenn das bestehende Netz ungleichmäßig ausgelastet ist und geeignete gelegene Betriebsmittel mit freien Kapazitäten vorhanden sind.

Aufgrund des großen potenziellen Einflusses auf die Verteilung der Wirkleistungsflüsse im Netz muss der Einsatz und die Steuerung der Querregeltransformatoren mit den benachbarten und unterlagerten Netzbetreibern abgestimmt werden. Um das Potenzial der Phasenschiebertransformatoren vollständig zu nutzen, können (teil-)automatische Netzbetriebsführungs- und Steuerungskonzepte notwendig sein.

Schlussfolgerung

PST ermöglichen als etablierte Technik eine wirkungsvolle Verlagerung der Lastflüsse im Übertragungsnetz. Da es sich bei der Installation von Querregeltransformatoren um netzoptimierende Maßnahmen innerhalb der Umspannwerke handelt, ist mit eher geringen Akzeptanzproblemen und schnellen Genehmigungsverfahren zu rechnen.

Die Geschwindigkeit der Steuerung der Leistungsflüsse durch den Einsatz von PST ist abhängig von der Schnelligkeit der Stufenstellungen; hier sind Verbesserungen zu beobachten. Eine Weiterentwicklung des PST stellt der „unified power flow controller“ (UPFC) dar (-> siehe FACTS).

1.1.2 FACTS

Technologiebeschreibung

Unter dem Begriff „Flexible AC Transmission System“ werden Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung zusammengefasst, die durch leistungselektronische Komponenten gesteuert werden. Hierzu zählen unter anderem kapazitive, thyristorgesteuerte Serienkompensationen (TCSC), statische Blindleistungskompensatoren (SVC) und induktiv-kapazitive Komponenten, wie STATCOM und UPFC, die gleichzeitig die Wirk- und Blindleistungsflüsse auf den angeschlossenen Leitungen steuern können.

Durch den Einsatz von FACTS kann dem Netz somit zum einen Blindleistung bereitgestellt werden, um die Netzstabilität und Spannungsqualität zu erhöhen. Zum anderen sind Komponenten wie STATCOM und UPFC in der Lage, die Wirkleistungsflüsse von stark ausgelasteten bzw. überlasteten Betriebsmitteln auf weniger stark ausgelastete zu verlagern. Gegenüber Querregeltransformatoren weisen sie den Vorteil auf, dass die

⁸ Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom

⁹ ÜNB, Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019

¹⁰ „Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence“, Wiley-IEEE Press

B E T

Steuerung über leistungselektronische Schalter schneller erfolgen kann und der Lastfluss feinstufiger einstellbar ist. Die eingesetzten leistungselektronischen Komponenten sorgen dabei allerdings für deutlich höhere Kosten.

Die verschiedenen Komponenten können entweder zentral oder verteilt entlang der Leitung (Distributed-FACTS) installiert werden.

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

FACTS sind bei verschiedenen Anbietern kommerziell verfügbar und bereits weltweit in verschiedenen Anwendungen im Einsatz. Der Einsatz in Europa ist bisher in erster Linie auf die Verbesserung der Spannungsqualität beschränkt¹¹. So sind im NEP 2030 (Version 2019) eine Vielzahl von Blindleistungskompensationsanlagen durch die Bundesnetzagentur bestätigt worden, unter diese neben klassischen Kompensationsspulen und -kondensatoren auch STATCOM-Anlagen fallen.¹²

Darüber hinaus gibt es vereinzelte Feldversuche zur Höherauslastung der Übertragungsnetze. Die Installation von zwei Serienkondensatoren im finnischen Asmunti durch den Netzbetreiber Fingrid ermöglichte beispielsweise die Erhöhung der Übertragungskapazität in Richtung Schweden um etwa 200 MW. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass im skandinavischen Nordel-Verbundnetz Stabilitätsgrenzen einen deutlich größeren Einfluss haben und die erreichte Steigerung der Transportkapazität durch Betriebsmittel zur Blindleistungskompensation daher nicht einfach auf das deutsche Netz übertragbar ist.¹³ Im Rahmen des Twenties-Projektes in Spanien¹⁴ wurde untersucht, inwieweit FACTS-Elemente zur Erhöhung der Übertragungskapazität, und damit der Windeinspeisung, im kontinentaleuropäischen Netz beitragen können. Hierbei wurde der Einsatz eines „Overload Line Controller“ erfolgreich getestet.

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

FACTS führen nur dann zu einer höheren Übertragungskapazität, wenn das bestehende Netz ungleichmäßig ausgelastet ist und geeignet gelegene Betriebsmittel mit freien Kapazitäten vorhanden sind, oder die Übertragungskapazität aufgrund eines hohen Blindleitungsbedarfs beschränkt ist.

Um das Potenzial von FACTS vollständig zu nutzen, sind (teil-)automatische Netzbetriebsführungs- und Steuerungskonzepte notwendig.

Schlussfolgerung

Durch den Einsatz von FACTS, wie STATCOM und UPFC, ist eine schnelle und genaue Steuerung des Lastflusses möglich. Darüber hinaus können Anlagen zur Blindleistungskompensation dazu beitragen, dass eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes durch andere im Rahmen dieser Übersicht betrachteten Technologien möglich wird, wenn diese sonst durch Stabilitätsgrenzen beschränkt wäre.

Die Anlagen sind bisher aufgrund der eingesetzten Leistungselektronik noch relativ teuer, wodurch sie für einen flächendeckenden Einsatz nur bedingt geeignet sind. Da es sich bei der Installation meist um netzoptimierende Maßnahmen innerhalb der Umspannwerke handelt, ist wie bei der Installation von PST mit eher geringen Akzeptanzproblemen und schnellen Genehmigungsverfahren zu rechnen.

¹¹Als beispielhafte Projekte sind hier die Installation von SVC im französischen Evron zur Verbesserung der Spannungsqualität bei der Einspeisung in das Eisenbahnnetz oder bei einer Stahlfabrik im finnischen Outokumpu zur Unterbindung von Spannungseinbrüchen. Am Netzknotenpunkt Kriffel im Netz der Amprion wird der Einsatz einer Blindleistungskompensationsanlage untersucht.

¹² Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom

¹³ Vgl. Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät, Energinet.dk: „Impact of Baltic Synchronization on the Nordic power system stability“

¹⁴TWENTIES project, final report: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Twenties_report_short.pdf?_cf_chl_jschl_tk_=Qi9uveSS7vKIGFOEkFPpJ5fvFS03j_i.dN5AcNs_KDw-1636030464-0-gaNycGzNA30 (zuletzt abgerufen am 04.11.2021)

1.1.3 HGÜ-Kurzkupplungen

Technologiebeschreibung

Unter HGÜ-Kurzkupplungen¹⁵ versteht man Hochspannungsgleichstromübertragungstrecken, die sehr kurze Entfernungen zwischen den beiden Konverter-Stationen aufweisen. Je nach Ausführung kann auf das HGÜ-Kabel sogar ganz verzichtet werden.

Zur Erhöhung der Übertragungsleistung im Netz wird ausgenutzt, dass bei der Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom eine exakte Steuerung des Leistungsflusses möglich ist. Hierdurch ist wie bei PST und FACTS eine Vergleichmäßigung der Lastflüsse im Netz möglich. Abhängig von den verwendeten Convertern kann zusätzlich im Netz benötigte Blindleistung bereitgestellt werden.

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

Bisher werden HGÜ vor allem zur Fernübertragung und zur Verbindung asynchroner Netze eingesetzt. Die grundsätzliche Technik der Konverter-Anlagen ist bewährt, wird kontinuierlich weiterentwickelt und unterscheidet sich bei Anwendungen zur Fernübertragung und Kurzkupplungen nicht wesentlich.

In Michigan wird eine HGÜ-Kurzkupplung zur Steuerung der Lastflüsse eingesetzt. Diese ermöglicht die zusätzliche Einspeisung durch regenerative Erzeugungsanlagen. Die HGÜ-Kurzkupplung in Bentwisch („Kriegers Flak Combined Grid Solution“) verbindet zwei deutsche und einen dänischen Offshore-Windpark und ermöglicht die Verteilung des erzeugten Windstroms zwischen dem deutschen und skandinavischen Netz.

Am 9.11.2020 wurde nach 2 Jahren Bauzeit die rund 90 km lange Gleichstromverbindung ALEGrO mit 1 GW Übertragungskapazität in Betrieb genommen. Sie stellt eine erstmalige Verbindung zwischen Deutschland (Amprion) und Belgien (ELIA) innerhalb des Synchronverbundes her¹⁶. Damit können auch Lastflüsse zwischen zwei verschiedenen Marktgebieten bedarfsgerecht gesteuert und höher ausgelastet werden sowie ein Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sowohl für Belgien als auch Deutschland geleistet werden.

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

Wie auch bei den sonstigen lastflusssteuernden Elementen kann die Übertragungskapazität nur dann erhöht werden, wenn das bestehende Netz ungleichmäßig ausgelastet ist und geeignet gelegene Betriebsmittel mit freien Kapazitäten vorhanden sind. Darüber hinaus müssen geeignete Flächen an den Netzverknüpfungspunkten für die Installation der Konverter-Stationen vorhanden sein.

Aufgrund des großen potenziellen Einflusses auf die Verteilung der Lastflüsse im Netz muss der Einsatz und die Steuerung der Konverter mit den benachbarten und unterlagerten Netzbetreibern abgestimmt werden. Um das Potenzial der HGÜ-Kurzkupplungen vollständig zu nutzen, können (teil-)automatische Netzbetriebsführungs- und Steuerungskonzepte notwendig sein.

Schlussfolgerung

HGÜ-Kurzkupplungen ermöglichen eine exakte Steuerung und Verteilung der Lastflüsse auf den angeschlossenen Leitungen, sofern das bestehende Netz ungleichmäßig ausgelastet ist und geeignet gelegene Betriebsmittel mit freien Kapazitäten vorhanden sind. Darüber hinaus können spannungsstützende Konverter dazu beitragen, dass eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes durch andere im Rahmen dieser Übersicht betrachtete Technologien möglich wird, wenn diese sonst durch Stabilitätsgrenzen beschränkt wäre.

Da die Errichtung der Konverter-Stationen mit hohen Kosten verbunden ist, eignen sich HGÜ-Systeme vor allem für Spezialanwendungen, wie beispielweise zur Fernübertragung, zur Verbindung asynchroner Netze, oder stark unterschiedlich ausgelasteter Netze.

¹⁵ engl. back-to-back HVDC

¹⁶<https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGrO-Deutschland-Belgien/Planungsstand.html>,
03.11.2021

abgerufen zuletzt

1.1.4 Freileitungsmonitoring und witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Technologiebeschreibung

Unter witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb (WAFB) wird die dynamische Anpassung der Strombelastbarkeit einer Leitung abhängig von den aktuellen Umwelt-Bedingungen verstanden. Hierbei kann zwischen witterungs- und temperaturabhängigem Freileitungsmonitoring unterschieden werden. Beim temperaturabhängigen Freileitungsmonitoring (FLM) werden vor allem die Leiterseiltemperaturen als Messgröße verwendet.

Die Strombelastbarkeit einer Leitung wird in erster Linie durch die Leitertemperatur beschränkt. Eine Überschreitung der Leitertemperatur kann zur Zerstörung der Leiter oder einem unzulässig hohen Durchhang führen.

Bei der klassischen Leiterauslegung wird eine relativ konservative Hochsommerwetterlage angenommen. Daher kann bei Kenntnis der aktuellen Witterung oder der realen Leitertemperatur in vielen Fällen eine teils deutliche Höherauslastung der Stromkreise erfolgen, ohne dass die Betriebsgrenzen für die Leitertemperaturen tatsächlich überschritten werden. Es zeigt sich insbesondere eine hohe Abhängigkeit der Strombelastbarkeit von den aktuellen Windbedingungen.

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

Freileitungsmonitoring ist weltweit verbreitet und wird auch bereits von allen vier deutschen ÜNB eingesetzt. Im Netzentwicklungsplan 2030 ist FLM für alle in Frage kommenden Leitungen vorgesehen. Die Methoden zur möglichst exakten und frühzeitigen Bestimmung der jederzeit zulässigen Strombelastbarkeit werden weiter erforscht und entwickelt.

Auf Grundlage erster Erfahrungen wurden durch TenneT verschiedene „Freileitungsmonitoring Klimazonen entwickelt¹⁷. Diese zeigen für Starkwindszenarien, dass im Norden einer Erhöhung der thermischen Belastungsgrenzen um bis zu 50 % und im Süden um 15 % möglich ist.

Letztlich ist es erforderlich, trassenscharf anhand der jeweiligen örtlichen Bedingungen eine umfassende Bestandsanalyse der Umweltbedingungen vorzunehmen und Konzepte zum trassenscharfen Monitoring zu entwickeln.

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

Um die Transportkapazität durch FLM tatsächlich erhöhen zu können, ist es erforderlich, dass neben den Leitungen selbst auch alle weiteren Betriebsmittel, wie Transformatoren, Schaltfelder, Sammelschienen und die zugehörige Schutztechnik, in der Lage sind, die erhöhten Ströme zu tragen. Für die Umsetzung müssen belastbare Wetterdaten oder Messdaten der Leitertemperatur vorhanden sein.

Auch für die höheren Ströme müssen die Emissionsgrenzwerte der 26. BImSchV¹⁸ und die Grenzwerte der TA Lärm¹⁹ eingehalten werden. Darüber hinaus müssen die Wechselwirkungen mit kreuzender und paralleler Infrastruktur sowie die Vereinbarkeit mit den bestehenden Schutzkonzepten überprüft werden. Weiterhin muss das (n-1)-Kriterium auch für den Ausfall einer durch FLM höher ausgelasteten Leitung gewährleistet werden.

Es ist außerdem zu beachten, dass die tatsächlich erreichbaren Erhöhungen der Transportkapazitäten durch Stabilitätsgrenzen beschränkt sein können.

¹⁷https://www.tenneT.eu/fileadmin/user_upload/Events/Freileitungsmonitoring/Freileitungsmonitoring_Factsheet.pdf (zuletzt abgerufen am 04.11.2021)

¹⁸ 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes

¹⁹ Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm

Schlussfolgerung

Der Einsatz von FLM insbesondere in windstarken Gebieten bietet das Potenzial einer deutlichen Erhöhung der Strombelastbarkeit. Die tatsächliche Erhöhung der Transportleistung ist allerdings von weiteren Faktoren abhängig und der Einsatz ist mit höheren Netzverlusten verbunden.

Aufgrund der vielfältigen Betriebserfahrungen der Netzbetreiber mit dem Einsatz von FLM ist eine Ausweitung auf weitere Stromkreise voraussichtlich relativ kurzfristig möglich.

1.1.5 HTLS-Leiterseile

Technologiebeschreibung

Zur Erhöhung der Betriebsströme auf einem Stromkreis ist neben FLM auch die Verwendung von Leiterseilen möglich, die bei höheren Temperaturen betrieben werden können, ohne Beschädigungen oder einen unzulässig hohen Durchhang aufzuweisen. Diese sogenannten HTLS²⁰-Leiter ermöglichen eine Erhöhung der Transportkapazität, ohne dass Masthöhungen oder ein größerer Eingriff in den Trassenverlauf nötig werden.

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

Es stehen geeignete Leiterseile, wie z. B. ACCC²¹- und ACCR²²-Leiter, zur Verfügung, mit denen die thermische Strombelastbarkeit bei gleichbleibendem Durchhang bis zu 90 % erhöht werden kann.²³

Alle deutschen ÜNBs betreiben HTLS-Pilotabschnitte. Weitere Netzverstärkungsmaßnahmen, die eine Umbeseilung von Leitungsabschnitten mit HTLS-Leitern vorsehen sind im aktuellen Netzentwicklungsplan vorgesehen. In Irland konnte durch die Verwendung von HTLS-Leitern auf mehreren 110- und 220-kV Stromkreisen die Transportkapazität der verstärkten Leitungen um knapp 60 % gesteigert werden.²⁴

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

Um die Transportkapazität durch den Einsatz von HTLS-Leitern tatsächlich erhöhen zu können, ist erforderlich, dass neben den Leitungen selbst auch alle weiteren Betriebsmittel, wie Transformatoren, Schaltfelder, Sammelschienen und die zugehörige Schutztechnik, in der Lage sind, die erhöhten Ströme zu tragen. Bislang existieren keine Langzeituntersuchungen zur Alterung der eingesetzten Armaturen. Diese müssen für einen flächendeckenden Einsatz durchgeführt werden.

Auch für die höheren Ströme müssen die Emissionsgrenzwerte der 26. BImSchV und die Grenzwerte der TA Lärm eingehalten werden. Darüber hinaus müssen die Wechselwirkungen mit kreuzender und paralleler Infrastruktur sowie die Vereinbarkeit mit den bestehenden Schutzkonzepten überprüft werden. Weiterhin muss das (n-1) -Kriterium auch für den Ausfall eines Stromkreises mit HTLS-Leiterseilen gewährleistet werden.

Aufgrund des nicht mehr rein linearen Verhältnisses zwischen Leitertemperatur und Durchhang bei HTLS-Leitern müssen die bestehenden Modelle zur Berechnung der Strombelastbarkeit und des Durchhangverhaltens überarbeitet und verifiziert werden. Es ist außerdem zu beachten, dass die tatsächlich erreichbaren Erhöhungen der Transportkapazitäten durch Stabilitätsgrenzen beschränkt sein können.

Schlussfolgerung

Die thermische Strombelastbarkeit kann durch den Einsatz von HTLS-Leitern deutlich erhöht werden. Die tatsächliche Erhöhung der Transportleistung ist allerdings von weiteren Faktoren abhängig. Der Einsatz ist mit deutlich höheren Kosten und je nach Technologie mit erhöhten Netzverlusten verbunden.

²⁰ High Temperature Low Sag

²¹ Aluminum Conductor Composite Core

²² Aluminum Conductor Composite Reinforced

²³ Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: „Einsatz von Hochtemperaturleitern“

²⁴ Grid Implementation Plan 2017-2022, Eirgrid

B E T

Für einen flächendeckenden Einsatz sind weitere Untersuchungen insbesondere hinsichtlich des Alterungsverhaltens nötig und es müssen weitere Erfahrungen bezüglich Montage, Wartung und Instandhaltung gesammelt werden.

1.2 Innovative Betriebskonzepte

Bei den innovativen Betriebskonzepten spielen insbesondere verschiedene Konzepte für eine reaktive bzw. kurative Netzbetriebsführung eine zentrale Rolle. Diese stellen eine Weiterentwicklung des klassischen (n-1)-Kriteriums dar.

Den Begriffen „präventiv“ und „kurativ“ kommt dabei eine besondere Bedeutung zu: In der klassischen Umsetzung des n-1 Kriteriums wird vorsorglich, also „präventiv“, das System nicht voll ausgenutzt. Der Leitgedanke ist, dass auch beim Ausfall eines Betriebsmittels, also im Schadensfall, kein anderes Betriebsmittel überlastet werden darf, um Beschädigungen oder Abschaltungen („Folgeauslösungen“) zu vermeiden. Wird in der day-ahead Planung eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums festgestellt, wird durch präventive Netzumschaltungen und präventiven Redispatch ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb für den Folgetag gewährleistet. Es wird dadurch auch sicher gestellt, dass der Netzbetriebsführung ausreichend Zeit verbleibt, bei Eintritt eines (n-1)-Fehlers durch Netzumschaltungen und ggfs. weiteren Redispatch-Maßnahmen wieder die ursprüngliche, präventive (n-1)-Sicherheit wiederherzustellen. Der große Vorteil dieses bewährten Netzbetriebsführungskonzeptes ist die hohe Robustheit für einen sicheren Systembetrieb. Der große Nachteil dieses Konzept liegt darin, dass die verfügbaren Kapazitäten der Netzbetriebsmittel nicht vollumfänglich ausgenutzt werden und durch präventiven Redispatch hohe Systemkosten entstehen insbesondere bei strukturellen Netzengpässen.²⁵

Der Leitgedanke beim „kurativen“ bzw. „reaktiven“ Ansatz ist ein anderer: In diesem Fall soll die Reaktion auf den (n-1)-Fehlerfall nicht präventiv, sondern erst unmittelbar im Fehlerfall erfolgen, um den direkten Folgeschaden zu verhindern. Ein „Puffer“ wie beim präventivem Netzführungskonzept wie oben beschrieben besteht nicht oder nicht in ausreichendem Maße, die unmittelbare Reaktion ist notwendig. Wenn allerdings eine Handlungsoption vorgesehen und vorgehalten wird, die dies leisten kann, die also im Schadensfall einen Folgeschaden verhindern kann, dann muss das System nicht so stark unterausgelastet werden. Im Gedankenmodell des kurativen n-1-Kriteriums ist daher eine höhere Auslastung im Normalbetrieb möglich.

Die Möglichkeiten und Grenzen eines umfassenden, systemweiten kurativen Netzführungskonzeptes – unter Einbeziehen der in Kapitel 1.1 beschriebenen innovativen Netztechnologien – ist Gegenstand eines umfassenden, durch das BMWi geförderten 3-jährigen Forschungsprojektes „InnoSys“.²⁶ Es ist geplant, die Ergebnisse im Februar 2022 zu veröffentlichen. Dies soll eine Grundlage bilden, auf Basis einer klaren Roadmap machbare Bausteine eines kurativen Netzbetriebsführungskonzeptes schrittweise bis 2030 umzusetzen.

Nachfolgend werden exemplarisch drei verschiedene reaktive Netzbetriebsführungskonzepte beschrieben.

1.2.1 Mitnahmeschaltungen (Emergency Power Control)

Technologiebeschreibung

Ein mögliches Konzept im Rahmen einer kurativen Systemführung ist der Einsatz von Mitnahmeschaltungen. Dieses Konzept ist auch unter den Begriffen „Remedial Action Schemes“ oder „System Protection Schemes“ bekannt. Hierbei wird die (n-1)-Sicherheit kurativ gewährleistet.

Zur Höherauslastung einzelner Leitungen und Betriebsmittel, werden ex-ante Maßnahmen identifiziert, die für einen Fehlerfall sicherstellen können, dass der Ausfall nicht zu längerfristigen Überlastungen auf anderen

²⁵Die Kosten für präventive Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen lagen im Jahr 2018 bei 1023 Mio. €, im Jahr 2019 bei 937 Mio. € und im Jahr 2020 bei 982 Mio. €.

²⁶InnoSys: Innovationen in der Systemführung bis 2030. Forschungskonsortium der 4 ÜNB, mehrerer Verteilnetzbetreiber sowie mehrere Forschungsinstitute. Veröffentlichung der Ergebnisse geplant für Februar 2022.

B E T

Betriebsmitteln führt. Diese Maßnahmen können Schalthandlungen, ein gezielter Abwurf von Lasten und Erzeugungsanlagen oder ein schnell genug durchführbarer Redispatch sein. Hierbei wird ausgenutzt, dass kurzfristige Überlastungen der Betriebsmittel im Netz zulässig sind (TATL)²⁷, bis der Leistungsfluss auf weniger stark ausgelastete Netzelemente umgeleitet wird. Durch die kurzfristig durchzuführenden kurativen (reaktiven) Maßnahmen wird sichergestellt, dass die kurzfristige, zulässige Überlastung einzelner Betriebsmittel wieder auf den maximal zulässigen Dauerstrom reduziert wird (PATL).²⁸

Die Mitnahmeschaltungen werden hierbei für das Eintreten bestimmter Ausfälle vordefiniert, und werden im entsprechenden Fehlerfall in kürzester Zeit automatisch ausgeführt. Da der Ausfall von Betriebsmitteln meist mit einer geringen Wahrscheinlichkeit verbunden ist, ist somit in vielen Betriebszuständen eine höhere Auslastung der Leitungen möglich, für die eine geeignete Maßnahme definiert werden kann.

Zur Umsetzung ist eine sorgfältige Analyse der erzielbaren Engpassströme (thermische Engpassströme von Freileitungen und Schaltfeldern, Schutzengpassströme sowie Stabilitätsengpassströmen) erforderlich.²⁹

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

In verschiedenen Ländern werden bereits punktuell kurative Betriebsführungskonzepte eingesetzt. Beispielsweise kann in mehreren Regionen Skandinaviens das (n-1)-Kriterium nicht dauerhaft sichergestellt werden, ohne die Transportkapazitäten zu stark einzuschränken. Beim Ausfall der entsprechenden Betriebsmittel werden hier stattdessen gezielte Lastabwürfe vorgenommen, um eine dauerhafte Überlastung und kaskadierte Ausfälle zu verhindern. Ähnliche Konzepte sind auch in den USA oder Neuseeland zu finden. So kann beispielsweise in der Region der neuseeländischen Orte Arapuni und Kinleith die Last in den jeweiligen an das Übertragungsnetz angeschlossenen 110 kV-Stromkreisen reduziert werden, wenn ein Engpass im Netz auftritt.³⁰ Der Netzbetreiber Southern California Edison setzt verschiedene zentralisierte System (C-RAS: „Centralized Remedial Action Schemes“) ein, um den Lastabwurf in zusammenhängenden Regionen – wie dem Großraum Los Angeles – zu koordinieren und möglichst effizient zu gestalten.

Ein bereits praktiziertes Beispiel in Deutschland ist der Netzanschluss des Offshore-Windclusters BorWin 3 an das TenneT Übertragungsnetz. Durch den Einbau einer automatisierten Leistungsreduktion des Offshore-Windparks sowie durch ein Freileitungsmonitoring kann die Übertragungskapazität im Bereich des Netzverknüpfungspunktes auf der Leitung Emden/Borssum – Conneforde von präventiv 360 MW temporär auf kurativ 1060 MW gesteigert werden.³¹ Für den Einsatz von Mitnahmeschaltungen sind - abgesehen von Kommunikationsleitungen zwischen den zur Gewährleistung der Systemsicherheit nötigen Betriebsmitteln und einer stärkeren Automatisierung - keine speziellen Komponenten notwendig.

Bei diesen Beispielen ist darauf hinzuweisen, dass es sich immer um punktuelle Maßnahmen zwischen definierten Netzanschlüssen oder definierten Transportkorridoren handelt. Ein umfassendes, flächendeckendes Konzept in hochvermaschten Netzen wie dem deutschen Transportnetz (und dem zentraleuropäischen Netz) gibt es bisher nicht; genau dies ist Gegenstand des Forschungsprojektes InnoSys.

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

Die Installation von möglichst flächendeckenden Kommunikationsnetzen ist erforderlich, um einen schnellen Abruf der Mitnahmeschaltungen sicherzustellen. Eine verstärkte Automatisierung der Systemführung ist eine Grundvoraussetzung, um insbesondere auch die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Mitnahmeschaltungen zu berücksichtigen. Im Netz müssen geeignete Betriebsmittel vorhanden sein, die zu einer

²⁷ TATL: Temporary Admissible Transmission Loading

²⁸ PATL: Permanent Admissible Transmission Loading.

²⁹ Siehe: Wasserraab: InnoSys - Innovationen in der Systemführung bis 2030. Abgerufen 4.11.2021 unter: http://dena-de.live.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/SDL/TOP2_1_Wasserrab_2020-09-30_PRAE_InnoSys_dena_Symposium.pdf

³⁰ Transpower New Zealand: <https://www.transpower.co.nz/system-operator/operational-information/special-protection-systems>

³¹ Wasserraab: InnoSys - Innovationen in der Systemführung bis 2030. Abgerufen 4.11.2021 unter: http://dena-de.live.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/SDL/TOP2_1_Wasserrab_2020-09-30_PRAE_InnoSys_dena_Symposium.pdf

B E T

Entlastung der betroffenen Netzregionen beitragen können. Darüber hinaus müssen die bestehenden Schutzkonzepte angepasst werden.

Es muss geklärt werden, inwieweit das Konzept mit den bestehenden rechtlichen Vorgaben für eine sichere Netzbetriebsführung vereinbar ist und ob sich durch die veränderte Systemführung unzulässige Auswirkungen auf benachbarte Netze ergeben.

Schlussfolgerung

Durch die reine Berücksichtigung der (n-0)-Grenzwerte speziell auf Leitungen, die die Transportkapazität des Netzes stark einschränken, kann die thermische Übertragungskapazität besser ausgenutzt werden und der präventive Redispatch voraussichtlich deutlich reduziert werden. Mitnahmeschaltungen können insbesondere den Anschluss zusätzlicher regenerativer Erzeugungsanlagen in bereits stark ausgelasteten Netzregionen ermöglichen, wenn diese bei Überlastung schnell abgeworfen werden können.

Eine schnelle flächendeckende Einführung von Mitnahmeschaltungen, kann an fehlenden Kommunikationsnetzen und einer aktuell nur in geringem Maße automatisierten Netzbetriebsführung scheitern. Für einzelne besonders restriktive und klar abgrenzbare Leitungen (Punkt-zu-Punkt Verbindungen) ist eine kurzfristige Umsetzung voraussichtlich möglich.

1.2.2 Kurative Systemführung im Sinne des Forschungsprojektes InnoSys

Technologiebeschreibung

Im Rahmen des Forschungsprojektes InnoSys wird untersucht, wie ein umfassender, kurativer Systemführungsprozess zukünftig mit dem Zieljahr 2030 ausgestaltet werden kann. In diesem Konzept wird flächendeckend im fehlerfreien (n-0)-Normalbetrieb die vollständige Betriebsmittelauslastung zugelassen, soweit im (n-1)-Fehlerfall durch schnelle kurative Maßnahmen im Sekunden- bis Minutenbereich kurzfristig zulässige Überlastungen (TATL) wieder zurück auf Nennbelastungen (PATL) geführt werden können. Es werden also präventiv keine Leitungskapazitäten für die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums vorgehalten.

Statt präventiv Kapazitäten für einen Betriebsmittelausfall freizuhalten, wird die (n-1)-Sicherheit durch automatisch lastflusstuernde Komponenten kurativ gewährleistet. Hierbei wird ausgenutzt, dass kurzfristige Überlastungen der Betriebsmittel im Netz zulässig sind, bis der Leistungsfluss auf weniger stark ausgelastete Netzelemente umgeleitet werden kann.

Im Forschungsprojekt InnoSys wird untersucht, wie ein solches Konzept praxistauglich umgesetzt werden kann. Es handelt sich dabei um eine hochkomplexe Systemführungsaufgabe, bei welcher ein vielfältiger Instrumentenmix zum Einsatz gebracht werden soll. Die verschiedenen Instrumente sind Abbildung 1 exemplarisch aufgeführt.³²

³² Wasserraab: InnoSys - Innovationen in der Systemführung bis 2030. Abgerufen 4.11.2021 unter: http://dena-de.live.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/SDL/TOP2_1_Wasserraab_2020-09-30_PRAE_InnoSys_dena_Symposium.pdf

B E T



Abbildung 1: Instrumentenmix eines künftigen, kurativen Systemführungsprozesses

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

Es handelt sich bei dem kurativen Systemführungsprozess entsprechend dem Forschungsprojekt InnoSys noch um ein theoretisches Konzept. Vergleichbare Einsatzbeispiele, die eine ausreichende Netz- und Versorgungssicherheit in komplexen, hochvermaschten Übertragungsnetzen ohne Einhaltung des klassischen (n-1)-Kriterium ermöglichen, existieren bisher nicht.

Im Forschungsprojekt InnoSys erfolgen derzeit statische und dynamische Simulationen einer kurativen Netzbetriebsführung mit dem Ziel, die zusätzlich zu hebenden Potenziale zu ermitteln. Darüber hinaus wird mit Demonstratoren und Feldtests eine kurative Netzführung in Echtzeit an Testsystemen erprobt.

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

Um das (n-1)-Kriterium wie vorgestellt erst kurativ zu erfüllen, ist die flächendeckende Installation lastflusssteuernder Betriebsmittel im Übertragungsnetz vorauszusetzen. Darüber hinaus ist zur schnellen Beseitigung der Überlastungen im Fehlerfall eine vollautomatische Fehlererkennung und Regelung der lastflusssteuernden Komponenten im Netz notwendig. Dazu sind umfassende ex-ante Fehlerszenarien durchzurechnen, aus denen im Fehlerfall kurzfristig robuste Handlungsempfehlungen für schnelle Schaltmaßnahmen in den Leitwarten abgerufen werden können. Neben der ständigen Überwachung des Netzzustandes (state estimation, etc.) müssen zusätzlich Netzberechnungen in Echtzeit zur Überwachung der Systemstabilität (Spannungs- und Winkelstabilität im Fehlerfall) implementiert werden. Dazu werden zusätzliche Komponenten zur Gewährleistung der Spannungsstabilität (z. B. FACTS) benötigt und die bestehenden Schutzkonzepte müssen angepasst werden.

Es muss geklärt werden, inwieweit das Konzept mit den bestehenden rechtlichen Vorgaben für eine sichere Netzbetriebsführung vereinbar ist und ob sich durch die veränderte Systemführung unzulässige Auswirkungen auf benachbarte Netze ergeben.

Erste Einschätzung

Durch eine umfassende, kurative Systemführung kann die Übertragungskapazität besser ausgenutzt werden und der präventive Redispatch voraussichtlich reduziert werden.

Auf Basis der Forschungsergebnisse aus dem Projekt InnoSys wird eine Umsetzung bis 2030 angestrebt.

1.2.3 Netzbooster-Konzept

Technologiebeschreibung

Das Netzbooster-Konzept als ein Baustein eines kurativen Netzführungskonzeptes (vgl. Kapitel 1.2.2) sieht vor, schnell abschaltbare Erzeugungsanlagen (z. B. Offshore Windparks), zusätzliche Lasten (z. B. Power-to-Heat-Anlagen) in Nord- und Mitteldeutschland sowie Batteriespeicher in Süddeutschland und ggfs. als Gegenstation auch in Norddeutschland an das Übertragungsnetz anzuschließen. Im fehlerfreien Normalbetrieb wird die vollständige Auslastung der Netzbetriebsmittel zugelassen, soweit eintretende Überlastungen im (n-1)-Fehlerfall diese durch kurative Maßnahmen behoben werden können. Es werden also keine Leitungskapazitäten präventiv für die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums vorgehalten.

Statt präventiv Kapazitäten für einen Betriebsmittelausfall freizuhalten, sowie präventiv Redispatch anzuordnen, erfolgt im Fehlerfall ein schneller energetischer Ausgleich zwischen den installierten Speichern und Lasten/Erzeugungen, um das (n-1)-Kriterium kurativ zu gewährleisten. Hierbei wird ausgenutzt, dass kurzfristige Überlastungen der Betriebsmittel nicht direkt zur Zerstörung führen (TATL). Der Einsatz der Netzbooster soll die durch den Ausfall überlasteten Netzkomponenten kurzfristig entlasten, bis weitere Maßnahmen zur Fehlerbehebung und zur Wiederherstellung eines sicheren Betriebszustandes erfolgt sind.

Durch die Lokalisation der Speicher und Lasten ist hierdurch insbesondere die Steigerung der Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung möglich, da die vorhandenen Leitungen hier im fehlerfreien Betrieb voll ausgelastet werden können.

Stand der Entwicklung und Erfahrungen aus bisherigem Einsatz

Es handelt sich bei Netzboostern bisher um ein theoretisches Konzept. Beispiele für den tatsächlichen Einsatz gibt es aktuell keine. Die im Rahmen des NEP 2030 (Version 2019)³³ durchgeführten Simulationen versprechen für die durch die ÜNB beantragten Maßnahmen ein Potenzial den Redispatch-Bedarf, ausgehend von der Topologie mit den bereits im vorherigen Netzentwicklungsplan bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen im betrachteten Szenario B2025, um 9,3 % zu reduzieren. Basierend auf diesen Untersuchungen wurden im NEP 2030 durch die Bundesnetzagentur drei Netzbooster-Pilotanlagen in Kupferzell, Audorf/Süd und Ottenhofen in Form von Batteriespeichern mit einer Leistung von 100 bis 250 MW genehmigt. Dabei ist für den Standort Kupferzell vorgesehen keine direkt interagierende zusätzliche Last in Norddeutschland zu errichten, da eine Abregelung des bestehenden Offshore-Windparks in Form kurative Redispatch-Maßnahmen bereits ein ausreichendes Potenzial zur kurativen Gewährleistung des (n-1) Kriteriums verspricht. Eine Inbetriebnahme der Pilotanlagen ist für das Jahr 2025 vorgesehen.³⁴

Wesentliche Voraussetzungen und offenen Fragen

Um die im Fehlerfall auftretenden Überlastungen schnell genug beheben zu können, ist eine (teil-)automatisierte, regelzonenüberschreitende Netzbetriebsführung zwingend notwendig. Da bei der schnellen Verlagerung der Leistungsflüsse durch den Einsatz der Speicher und Lasten hohe Blindströme auftreten können, ist die Installation zusätzlicher Komponenten (z. B. FACTS) zur Gewährleistung der Spannungsstabilität nötig. Eine Anpassung der bestehenden Schutzkonzepte ist nötig, um die höhere Auslastung der Leitungen im Normalbetrieb zu ermöglichen.

Darüber hinaus muss geklärt werden, inwieweit das Konzept mit den bestehenden rechtlichen Vorgaben für eine sichere Netzbetriebsführung vereinbar ist. Hierbei ist insbesondere auch die Frage der Kostenanerkennung für die im Übertragungsnetz angeschlossenen Lasten und Speicher, die rein der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs dienen, zu regeln. Eine Kostenanerkennung ist bisher nur im Rahmen der durch die BNetzA bestätigten Pilotprojekte möglich.

³³ Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

³⁴ Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom

Schlussfolgerung

Durch die reine Berücksichtigung der (n-0)-Grenzwerte im Normalbetrieb kann die thermische Übertragungskapazität besser ausgenutzt werden und der präventive Redispatch voraussichtlich deutlich reduziert werden. Es fehlen bisher allerdings Erfahrungswerte, die die Umsetzbarkeit der theoretischen Überlegungen bestätigen. Diese sollen im Rahmen der durch die BNetzA bestätigten Pilotprojekt gesammelt werden.

1.3 Experteneinschätzungen zu innovativen Netztechnologien und innovativen Betriebskonzepten

Die Meinung einer Vielzahl von Branchenexperten wurde auch durch eine Workshopreihe ins Projekt eingebracht. Im November 2018 bereits wurde ein „Potenzialworkshop“ abgehalten. In diesem wurden die Potenziale der einzelnen Lösungsbausteine, in folgendem Schaubild dargestellt, diskutiert und quantifiziert.

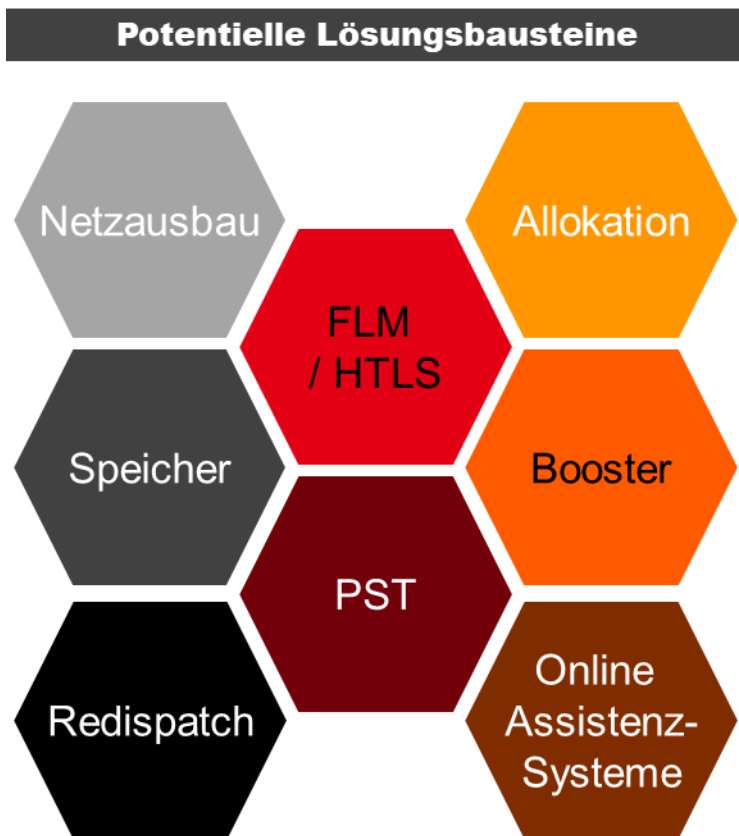


Abbildung 2: Potenzielle Lösungsbausteine nach "Potenzialworkshop"

In den Lösungsbausteinen wurde jeweils hohes Potenzial zur höheren Auslastung der Infrastruktur nachgewiesen. Insbesondere die Untersuchungen von IFHT³⁵ bezüglich des FLM/HTLS und PST sowie die der Consentec zu Boosterkonzepten legten dies nahe. Zu anderen Bausteinen wie den Online-Assistenzsystemen war in diesem Workshop noch kein klares Fazit erkennbar. Daher wurde das Thema auf einen anderen Termin zur Wiedervorlage vertagt.

Die Betrachtung der Einzelelemente ergab hohe Potenziale, die allerdings stark von den Anfangsbedingungen abhängig waren. So können durch die Maßnahme, die als erste angewendet wird, leicht höhere Vorteile erreicht werden als durch einen zweiten Eingriff derselben oder einer anderen Art. Das Phänomen ist als „ab-

³⁵IFHT: Institut für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen, heute Teil des IAEW, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft

B E T

nehmender Grenznutzen“ bekannt, zugleich ist es bedeutsam, denn es dazu führt, dass die Wirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen nicht hinreichend verglichen werden kann, wenn die Randbedingungen nicht identisch sind.

- ⇒ **Im Konkreten folgt daraus auch, dass unterschiedliche Aussagen zur Wirksamkeit von Maßnahmen, die aus verschiedenen Studien stammen, nur mit großer Vorsicht vergleichbar sind. Zudem bedeutet es, dass die Wirksamkeit nicht additiv ist. Folglich ist eine gemeinsame Betrachtung der Optionen sinnvoll und notwendig.**

Ein weiteres Betätigungsfeld ist das der sogenannten Assistenzsysteme. Der Begriff ist nicht eindeutig definiert, vielmehr werden unter Assistenzsystemen unterschiedliche technische Hilfseinrichtungen subsummiert, die den Betriebsführer in seiner Arbeit unterstützen. Diese Unterstützung kann z. B. im Vorhalten von Entscheidungsalternativen, in der präventiven Berechnung von Szenarien, in einem Entscheidungsvorschlag oder sogar im Extremfall in einer automatisierten Entscheidung wie z. B. einer Schalthandlung bestehen. In einem zweiten Workshop im Januar 2019 wurde das Themenfeld der Assistenzsysteme aufgegriffen. Diese Assistenzsysteme werden zunehmend wichtig, je näher das elektrische System an seinen Grenzen betrieben wird. Solange Sicherheitsmargen und Puffer existieren, haben solche Systeme, insbesondere die „online-Assistenzsysteme“, die also in Echtzeit den Zustand überwachen und ggf. Maßnahmen vorschlagen oder sogar einleiten, noch eine relativ geringe Relevanz. Je weiter aber das System ausgereizt wird, umso dringender werden auch diese Unterstützungssysteme benötigt, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Welches System allerdings zu welchem Zeitpunkt benötigt wird, ist davon abhängig, mit welchen Maßnahmen das elektrische System wann ergänzt wird. Die zunehmende Relevanz von Assistenzsystemen wird u. a. durch den durch TransnetBW geplanten Einsatz eines Systems für „Dynamische Netzsicherheitsrechnung in der operativen Systemführung“ deutlich.³⁶

Im März 2019 wurden die Workshopergebnisse im Rahmen der „4+4-Gespräche“³⁷ des BMWi diskutiert. Die hierbei besprochene „Roadmap“ weist als wesentliche Schritte aus, zunächst die Möglichkeiten temporärer Überlastung von Betriebsmitteln aus technischer und rechtlicher Sicht zu prüfen. Parallel dazu wurde vorgeschlagen, eine Liste der einzelnen Verbindungsstrecken anzufertigen, aus der deren Eignung für bestimmte Lasterhöhungen und Hindernisse hervorgeht. Wenn diese Informationen vorliegen, ist eine weitaus fundiertere Potenzialerhebung möglich, inwieweit das Bestandssystem höher ausgelastet werden kann und was dafür zu tun ist. Allerdings ist – wie vorstehend bereits angesprochen – eine simultane Betrachtung unterschiedlicher Handlungsoptionen dafür notwendig, um die gegenseitige Beeinflussung der Elemente und den abnehmenden Grenznutzen zu adressieren.

Wie schon in Kapitel 1.2.2 ausgeführt, sind die praxistaugliche Anwendung und Weiterentwicklung dieser Assistenzsysteme im hochvermaschten Übertragungsnetz Gegenstand des Forschungsprojektes InnoSys 2030.

³⁶TransnetBW, Pressemitteilung: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/psi-liefert-assistenzsystem-an-transnetbw>

³⁷Die „4+4 Gespräche“ stellen ein Dialogformat des BMWi dar, in dem Branchenvertreter der Übertragungsnetze, der Verteilnetze sowie von Verbänden, Behörden und NGOs die Möglichkeiten der Höherauslastung diskutiert haben.