

Auswirkungen statischer Obergrenzen von Energieübertragungstrecken

Patrick Möbius, Maik Plenz, Johannes Schröder, Detlef Schulz

Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Holstenhofweg 85, 22045 Hamburg, +49 (040) 6541 - 3495, patrick.moebius@hsu-hh.de, <https://www.hsu-hh.de/ees/>

Abstract: Die Übertragungskapazitäten von Freileitungen und Energiekabeln werden durch thermische Modelle bestimmt, die konservative und statische Grenzwerte mit substantiellen Sicherheitsfaktoren festlegen. Ungenutzte Potenziale verstärken die Kapazitätsengpässe der Netzinfrastruktur. Um die Überlastung von Betriebsmitteln zu verhindern, werden die teuren und nicht-ökologischen Maßnahmen des Netzengpassmanagements eingesetzt (Redispatch, Einspeisemanagement und Netzreservekraftwerke). Dieser Beitrag untersucht, inwiefern sich Erhöhungen der Übertragungskapazitäten auf den Einsatz des Netzengpassmanagements auswirken. In der 50Hertz-Zone wurde festgestellt, dass eine statische Erhöhung der Übertragungskapazität um durchschnittlich 7,86 % bzw. 3,83 % für 220 kV- bzw. 380 kV-Systeme ausreicht, um mindestens 50 % der Einspeisungsreduktion zu verhindern. Um 90 % der Reduktion zu verhindern, sind durchschnittlich 23,70 % bzw. 11,90 % für 220 kV- bzw. 380 kV-Systeme notwendig. Bereits geringe Erhöhungen der Energieübertragungskapazität führen folglich zu signifikanten Reduktionen des Netzengpassmanagements.

Keywords: Energieübertragung, Netzengpassmanagement, Übertragungskapazität, Freileitung, Energiekabel

Danksagung: Die Autoren danken Herrn Max Ole Eismann und Herrn Ole Krüger für die Unterstützung bei der Implementierung des Datencrawlers und des Parsers im Rahmen der Datenakquise.

1 Einleitung

Durch die Energiewende, mit der Strukturänderung des Energienetzes, der fortschreitenden Integration Erneuerbarer Energieanlagen (EEA) sowie der ansteigenden Elektrifizierung diverser Sektoren, wächst die Notwendigkeit einer nachhaltigen, resilienten und ökonomischen Energieinfrastruktur. Besonders Energieübertragungstrecken stehen vor neuen Herausforderungen, wie fluktuierenden Belastungen, erhöhten Oberschwingungsgehalten und wetterbedingten Stressoren. Zusätzlich existieren unter anderem öffentlich-politische Änderungsbedarfe, wie die Forderung, die Energieübertragungstrecken zunehmend zu verkabeln.

Die statischen Kapazitätsgrenzen von Kabeln und Freileitungen wirken inhärent gegen die zunehmend dynamischen Anforderungen an moderne Energieinfrastrukturen. Fluktuierende dezentrale Erzeugungen, energie-intensive Verbraucher und ein marktgetriebener Energiehandel begrenzen Planungssicherheiten und erschweren den Umgang mit unflexiblen Betriebsmitteln.

Ungeachtet dieser Diskrepanz, müssen Bilanzkreise physikalisch und marktwirtschaftlich ausgeglichen werden. Die Netzstrukturen dienen unter anderem dazu, diesen Ausgleich zu ermöglichen. Ist der Umfang des Ausgleichsbedarfs höher als die Netzkapazitäten überschreitet, müssen Netzbetreiber mit Maßnahmen des Netzengpassmanagements eingreifen.

Diese Maßnahmen verursachen Kosten und verhindern in Teilen die Einspeisung aus EEA. Sowohl ökonomisch als auch ökologisch ist es deshalb zweckmäßig, die Notwendigkeit dieser Maßnahmen zu begrenzen. Die Auflistung der aktuellen Maßnahmen des Netzengpassmanagements, ist in Abschnitt 3 dargestellt und beschreibt den Stand der Technik, um diesem Problem entgegenzuwirken.

Dieser Beitrag ist auf die fundamentale Ursache für die Notwendigkeit des Netzengpassmanagements fokussiert, i. e. die Kapazitäten der Energieübertragungstrecken statisch und ggf. unzureichend dimensioniert sind. Neben der hohen Planungsunsicherheit, bedingt durch volatile Randbedingungen und lange Lebenszyklen der Betriebsmittel, stehen hohe kalkulatorische Investitionskosten gegen die arbiträre Überdimensionierung der Netze.

Deshalb werden die real existenten, technologie-bedingt ungenutzten, Kapazitätspotentiale von Energieübertragungstrecken untersucht. Dabei wird der besondere Einfluss der statischen Berechnungsmethodik hervorgehoben.

Dafür wird zunächst die strukturelle Problematik von statischen Obergrenzen elektrischer Energieübertragungstrecken beschrieben. Anschließend wird auf die aktuelle Berechnung dieser Grenzen eingegangen, wobei auch wesentliche Alternativverfahren benannt werden. Das aus den begrenzten Netzkapazitäten notwendige Netzengpassmanagement wird darauf aufbauend zusammen mit dem statistischen Maßnahmenumfang in der 50Hertz-Zone dargestellt. Vertiefend werden historische Datensätze von betriebsmittelspezifischen Einzelmaßnahmen aggregiert und beschrieben. Es werden Szenarien auf der Basis realer Potentiale zur Kapazitätserweiterung definiert und auf den Datensatz angewendet. Die Ergebnisse werden kontextualisiert und diskutiert. Im Ausblick werden zweckmäßige Konsequenzen der herausgestellten Zusammenhänge angesprochen. Die detaillierte Methodik wird abschließend in Abschnitt 7 beschrieben.

2 Übertragungskapazität von elektrischen Energieleitungen

Die Übertragungskapazität von Freileitungen und elektrischen Energiekabeln wird häufig durch ihre Scheinleistung S charakterisiert, siehe Gleichung (1). Als arithmetische Größe hängt diese von der Betriebsspannung U_{Δ} und dem Bemessungsstrom I_r ab. Dabei ist das Spannungsniveau konstruktiv durch die Isolationsstärke des Dielektrikums des Kabels bzw. die Isolatoren und Abstände der Freileitungen begrenzt. Maßgeblich für die Grenze der operativen Leistungsübertragung ist der Bemessungsstrom. Die entstehenden Strom-Wärme-Verluste dürfen die materialabhängigen Temperaturgrenzwerte nicht überschreiten, da es sonst zu beschleunigter Materialdegradation bzw. zum Betriebsmittelversagen kommen kann. Dielektrische Verluste haben aufgrund der vordefinierten Netzfrequenz und der Grenzwerte für zulässige Oberschwingungen einen in der Regel zu vernachlässigenden Einfluss.

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{\Delta} \cdot I_r \quad (1)$$

Der sogenannte thermische Grenzstrom ist ein konservativer und meist konstanter Maximalwert, der für ein spezifisches Betriebsmittel in einer vordefinierten Verlegeart berechnet wird und vor thermischer Überlastung schützen soll. Der Grenzwert wird aus thermischen Modellen abgeleitet, bei denen interne und externe Parameter berücksichtigt werden. Zu den internen Parametern gehören die Materialien und gegebenenfalls eingesetzte Legierungen des Betriebsmittels, ihre elektromagnetischen Eigenschaften W_d bzw. R , ihre thermischen Eigenschaften T_n und der geometrische Aufbau der inneren Struktur. Externe Faktoren umfassen die unmittelbaren thermischen Umgebungseigenschaften $\Delta\theta$, externe Hitzequellen und einzuberechnende Volatilitäten λ_n [4].

$$I_{\max, \text{Kabel}} = f(\Delta\theta, T_n, W_d, R, \lambda_n) \quad (2)$$

Der Parameter $I_{\max, \text{Kabel}}$ beschreibt in der Gleichung (2) die Abhängigkeiten bei der Berechnung des maximal zulässigen Stroms eines Energieübertragungskabel gem. der International Electrotechnical Commission (IEC).

Eine strukturelle Herausforderung ist die Auswirkung von saisonalen und aperiodischen Änderungen auf die Parameter der thermischen Modelle. Besonders Annahmen bezogen auf die Umgebungstemperaturen, auf Feuchtigkeitsgehalte, die Bodenstrukturen und den Degradationsstand der Betriebsmittel haben signifikante Auswirkungen auf den errechneten Grenzstrom. Die aktuell genutzten statischen Modelle kompensieren diese Unsicherheiten und strukturellen Modellfehler mit substantiellen Sicherheitsfaktoren.

Für Freileitungen werden bereits angepasste Modelle verwendet, bei denen auf einen Teil der Abhängigkeiten eingegangen wird. Dazu zählt unter anderem der Witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB) oder das allgemeinere Freileitungs-Monitoring (FLM). Beim WAFB werden flächendeckend statistische Wetterdaten genutzt, speziell die Umgebungstemperatur und die Einstrahlungsintensität, um die thermischen Modelle anzupassen. Dadurch werden Parameter-Unsicherheiten reduziert und die Betriebstemperatur zuverlässiger beschrieben, wodurch ein höherer Grenzstrom zulässig wird. Dadurch können Parameter-Unsicherheiten reduziert werden, wodurch die Betriebstemperatur zuverlässiger beschrieben werden kann und somit ein höherer Grenzstrom zulässig wird. Andere Formen des FLM umfassen den Einsatz von Temperatursensoren, meist auf den direkten Verbindungsstrecken von Windkraftanlagen oder Windkraftparks [5]. Da sowohl die Leistungserzeugung der Windkraftanlagen als auch der thermische Ableitwiderstand der Freileitungen mit der Windgeschwindigkeit korrelieren, gibt es Synergien, auf deren Basis zusätzliche Übertragungskapazitäten zugelassen werden können. Die sonst statischen thermischen Modelgrenzen werden auf diese Weise kontextabhängig dynamisch.

Derzeit werden zwei Drittel der 380 kV-Freileitungen in der 50Hertz-Zone aktiv mittels FLM überwacht. Auf der 220 kV-Ebene findet hingegen noch keine aktive Temperaturkontrolle im Regelzonenbereich statt. Andere Übertragungsnetzbetreiber weichen davon stark ab [6].

Diese Konzepte sind nicht direkt auf elektrische Energiekabel übertragbar. Böden verhalten sich in den entsprechenden Verlegetiefen, in Deutschland 60-120 cm, weniger volatil als die Umgebungstemperatur an der Oberfläche und in der Luft. Während Wetterdaten lokal als homogen angenähert werden können, leitet sich daraus nicht unbedingt Homogenität für die relevanten Bodeneigenschaften ab. Aufgrund unterschiedlicher Bodenkompositionen, verschiedener Wassergehalte, Bodentemperaturen und variierender Vegetationen ist die

Nutzung von klassischen Wettermodellen somit nur bedingt zulässig. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen entweder Informationen zur tatsächlichen Betriebstemperatur oder zu vorhersehbaren Änderungen aller Umgebungseigenschaften vorliegen, vergleichbar zum FLM und dem WAFB. Dafür wäre es notwendig, verteilte Sensoren entlang eines Kabels zu verbringen, was selbst bei der Verlegung neuer Kabelstrecken aufwändig ist und bei Bestandskabeln gänzlich unwirtschaftlich erscheint. In Pilotprojekten werden neue Kabelstrecken mit integrierten Lichtwellenleitern verlegt [7, 8]. Prinzipiell ist diese Technologie dazu in der Lage, die längenabhängige Betriebstemperatur zu bestimmen. Da das Konzept auf zusätzlichen Komponenten basiert, kann es bei Bestandskabeln nicht nachgerüstet werden. Außerdem ist die Technologie proprietär und die Wirtschaftlichkeit ist nachzuweisen. Es gibt derzeit keine marktreife Technologie, mit der die Potentiale der Übertragungskapazität von elektrischen Energiekabeln über die konservativen Grenzwerte der thermischen Modelle hinaus erschlossen werden können.

Wenn der zulässige maximale Strom und damit die korrespondierende Scheinleistung der lokalen Energieübertragungsleitung nicht ausreicht, um das lokale Versorgungsdefizit bzw. die Überproduktion auszugleichen, ist es die Aufgabe der Netzbetreiber und ggf. der Bilanzkreisverantwortlichen korrigierend einzugreifen.

3 Maßnahmen und Kosten des Netzengpassmanagements

Das Netzengpassmanagement ist deskriptiv und beschreibt den Umgang und die Verwaltung der begrenzten elektrischen Infrastruktur im Fall potentieller Kapazitätsüberschreitungen. Unabhängig vom speziellen Instrument haben alle Maßnahmen des Netzengpassmanagements das gemeinsame Ziel, eine Überlastung des elektrischen Energieversorgungsnetzes zu verhindern, indem die physikalisch-thermischen Grenzwerte aus den jeweiligen Modellen eingehalten werden. Da die in der Regel statischen Grenzen der Übertragungskapazität wenig Handlungsspielraum zulassen, müssen die Dynamiken des Netzbetriebes durch das im Folgenden beschriebene, meist teure und aufwendige Netzengpassmanagement beherrscht werden. In den zugehörigen Verordnungen werden die Rechte und Pflichten von Netzbetreibern definiert, um den resilienten und ökonomischen Betrieb sowie die Sicherheit der öffentlichen elektrischen Energieversorgung zu gewährleisten. Die Maßnahmen des Netzengpassmanagements umfassen gemäß der Bundesnetzagentur das Einspeisemanagement, das sogenannte „Redispatch“ inklusive des „Countertrading“, sowie den Einsatz und die Vorhaltung von Netzreserven [9]. „Redispatch“ beschreibt die durch den Netzbetreiber vorgegebene Erhöhung bzw. Reduktion von Stromeinspeisungen aus Kraftwerken, mit dem Ziel, Überlastungen an Umspannwerken, Energieübertragungsstrecken und weiteren Betriebsmitteln zu verhindern. Das Einspeisemanagement bezieht sich explizit auf die Abregelung von Erneuerbaren Energie- und KWK-Anlagen. Das „Countertrading“ wird in Europa über die EEX realisiert und soll Netzengpässe dadurch verhindern, dass durch den Netzbetreiber selbst meist kurzfristige Energie-Kontrakte so gehandelt werden, dass die realisierte Energieflussrichtung dem Engpass entgegenwirkt. Weiterführend werden zuschaltbare Lasten gebaut bzw. vertraglich eingebunden, die im Bedarfsfall Einspeisungsreduktionen verhindern sollen, indem der lokale Verbrauch erhöht wird.

Über alle deutschen Regelzonen hinweg wuchs das Gesamtvolumen des Netzengpassmanagements zwischen 2019 und 2021 an [6]. Alle „Redispatch“-Maßnahmen

stiegen von 13,3 TWh und 291 Millionen Euro in 2019 auf 20,4 TWh und 987 Millionen Euro in 2021 [10]. Davon stieg besonders das „Countertrading“ mit einem Kostenanteil von unter 30 % auf über 67 % an. Die Bedeutung der strombedingten Leistungsgrenze des Netzes wird daran deutlich, dass 95 % aller Maßnahmen strombedingt veranlasst wurden [6]. Die absolute Reduktion von EEG- und KWK-vergüteten Anlagen, das Einspeisemanagement, betrug in 2019 6,4 TWh und in 2021 5,8 TWh, wodurch Kosten in Höhe von 710 und 807 Millionen Euro entstanden [10]. Über 90 % des Einspeisemanagements wurden bei On- und Offshore WEA angewendet.

In der 50Hertz-Zone verursachten die „Redispatch“-Maßnahmen im Jahr 2021 Kosten in Höhe von 68 Millionen Euro, 2020 waren es noch 33 Millionen Euro. Eine Quartalsaufteilung ist in Tabelle 1 einsehbar.

Tabelle 1: "Redispatch" Maßnahmen in der 50Hertz-Zone in 2020 und 2021

2020	Kosten [Mio. €]	Dauer [h]	Einsp.-Reduktion [GWh]	Einsp.-Erhöhung [GWh]
Q1 [11]	14,4	151	47	47
Q2 [12]	4,1	731	314	315
Q3 [13]	2,6	87	41	41
Q4 [14]	12,3	189	29	29
Ges.2020	33,4	1158	431	432
2021	Kosten [Mio. €]	Dauer [h]	Einsp.-Reduktion [GWh]	Einsp.-Erhöhung [GWh]
Q1 [15]	3,2	414	16	17
Q2 [16]	5,5	548	59	60
Q3 [17]	2,9	332	13	12
Q4 [10]	56,4	891	32	33
Ges.2021	68,0	2185	120	122

Die Einspeisemaßnahmen umfassten in den Jahren 2020 und 2021 0,8 bzw. 1,0 TWh an Ausfallarbeit, welche Entschädigungsansprüche in Höhe von 73,2 bzw. 107,6 Millionen Euro zur Folge hatte. Die Auflistung ist in Tabelle 2 einzusehen.

Tabelle 2: Einspeisemanagement in der 50Hertz-Zone in 2020 und 2021

2020	Ausfallarbeit [GWh]	Kosten [Mio. €]	2021	Ausfallarbeit [GWh]	Kosten [Mio. €]
Q1 [11]	424	37,634	Q1 [15]	196	16,771
Q2 [12]	158	13,349	Q2 [16]	315	30,864
Q3 [13]	110	10,8	Q3 [17]	185	18,4
Q4 [14]	129	11,412	Q4 [10]	312	41,6
Ges.2020	821	73,195	Ges.2021	1008	107,6

Die Summe allein dieser Maßnahmen umfassten für die Jahre 2020 und 2021 über 107 bzw. 175 Millionen Euro. Diese Kosten sind durch unzureichende Netzkapazitäten entstanden und steigern den Energiepreis durch die Umlage auf Netzentgelte weiter.

4 Netzengpassmanagement in der 50Hertz-Zone zwischen 2012 und 2022 auf Grundlage von betriebsmittelspezifischen Einzelmaßnahmen

Im folgenden Abschnitt wird beschrieben, wie betriebsmittelspezifische Einzelmaßnahmen zwischen 2012 und 2022 aus der 50Hertz-Regelzone aggregiert und ausgewertet werden. Darauf aufbauend werden 3 Szenarien für die statische und dynamische Kapazitätserweiterung auf der Basis von realistischen Kapazitätspotentialen diskutiert. Die dafür grundlegende Methodik wird im Abschnitt 7 beschrieben.

Im Auswertungszeitraum gab es 852 Netzengpässe, die einen Eingriff des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz mittels „Redispatch“ oder Einspeisemanagement erforderten. Diese Maßnahmen werden in 15-Minuten Blöcken beschrieben. Zusammenhangsunabhängig werden die einzelnen Einsatzblöcke zunächst in ihre relevanten Spannungsebenen, 220 kV und 380 kV, aufgeteilt und dann in acht Leistungskategorien mit je 50 MW Inkrementen zugeordnet. Abbildung 1 zeigt die ausgewerteten Häufigkeiten der Abregelungen für die untersuchten Jahre in den Netzebenen des 50Hertz-Übertragungsnetzes.

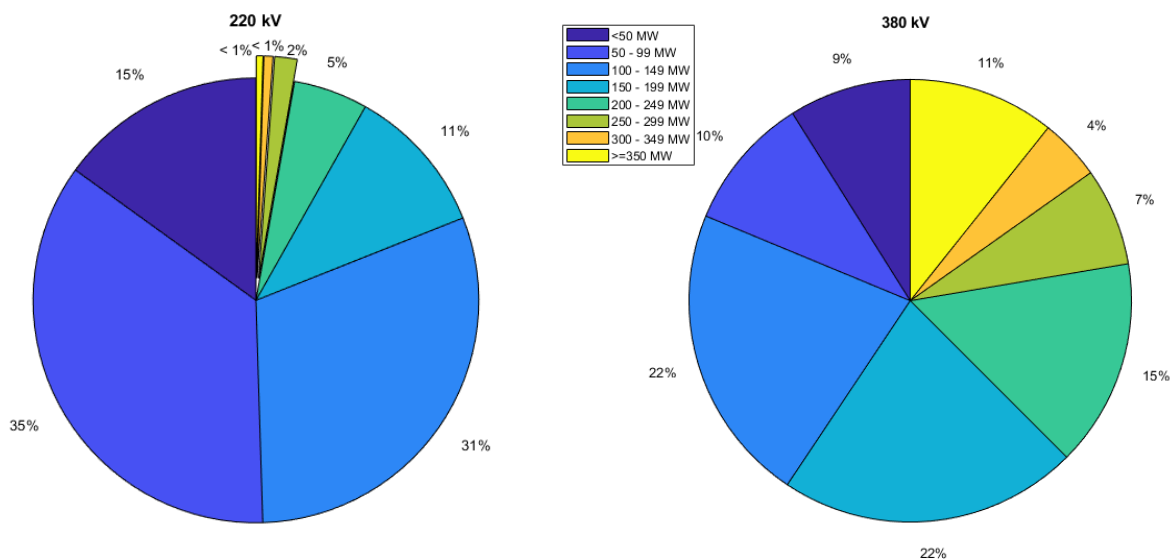


Abbildung 1: Verteilung der 852 Abregelungen im 220 / 380-kV-Netz von 50Hertz zwischen 2012 und 2022.

Die Verteilung in Abbildung 1 zeigt eindeutig, dass rund die Hälfte aller Abregelungen auf der 220-kV-Ebene in einem Leistungsumfang bis 99 MW (P_{Ab}) auftraten. Dahingegen zeigt der Leistungsbereich auf der 380-kV-Ebene eine höhere Variation. Im arithmetischen Mittel hat eine Abregelung auf der 220-kV-Netzebene einen Wert von $\bar{P}_{220kV} = 103,72$ MW. Auf der 380-kV-Ebene sind es $\bar{P}_{380kV} = 188,41$ MW. Auf den Spannungsebenen überschreiten nur 4 bzw. 22 % aller Ereignisse die 250-MW-Grenze. Wenn die einzelnen Abregelungen, immer noch in einzelnen zusammenhangslosen 15-Minuten-Blöcken, bezüglich ihrer Dauer bewertet werden, ergeben sich die in Tabelle 3 gezeigten Zeitschlüssel.

Tabelle 3: Durchschnittliche und kumulierte Dauer im 220 / 380-kV-Netz von 50Hertz zwischen 2012 und 2022.

Leistungsbereich	Dauer (Mittel / Summe)	Netzebene	Dauer (Mittel / Summe)	Netzebene
< 50 MW	234 min / 22.245 min	220 kV	236 min / 4.950 min	380 kV
50 – 99 MW	325 min / 70.830 min		234 min / 5.385 min	
100 – 149 MW	466 min / 87.600 min		257 min / 12.825 min	
150 – 199 MW	624 min / 41.775 min		326 min / 16.290 min	
200 – 249 MW	544 min / 18.495 min		243 min / 8.490 min	
250 – 299 MW	713 min / 7.845 min		381 min / 6.480 min	
300 – 349 MW	1.116 min / 4.470 min		298 min / 3.270 min	
>= 350 MW	1.155 min / 3.465 min		700 min / 6.300 min	

Zur ganzheitlichen Beschreibung ist es notwendig, konsekutive Abregelungen für gleiche Betriebsmittel zu Ereignissen zusammenzufassen. Die variablen Einsätze hatten oft eine Anstiegsphase, ein Maximum, welches in Teilen über einen Zeitraum gehalten wurde, und einen abschließenden Abfall. Die Ereignisse wurden den jeweiligen Netzebenen zugeordnet und gemäß ihrer durchschnittlichen Leistung bewertet. Es zeigt sich, dass auf der 220-kV-Ebene die mittlere Abregelung eine Dauer (t) von $\bar{t}_{220kV} = 414$ min und $\check{t}_{220kV} = 262$ min hat. Auffällig ist, dass die Abregelungsleistungen mit den Dauern korrelieren. Auf der 380-kV-Ebene haben Abregelungen eine mittlere Dauer $\bar{t}_{380kV} = 304$ min und $\check{t}_{380kV} = 225$ min, wobei leistungsintensive Abregelungen, $P_{380kV} \geq 350$ MW, mit Abstand die längste mittlere Abregeldauer aufweisen. Die Ereignisse dauerten für die 220-kV und die 380-kV-Ebene zwischen 15/15 und 3045/2085 Minuten.

Eine Gegenüberstellung bezugnehmend auf die Dauer und die abgeregelter Leistung ist in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich, dass die abgeregelter Leistungen von 220-kV-Ereignissen meist länger dauern und geringere Leistungen umfassen (blau), wohingegen die 380-kV-Ereignisse (rot) meist kürzer und dafür leistungsintensiver sind.

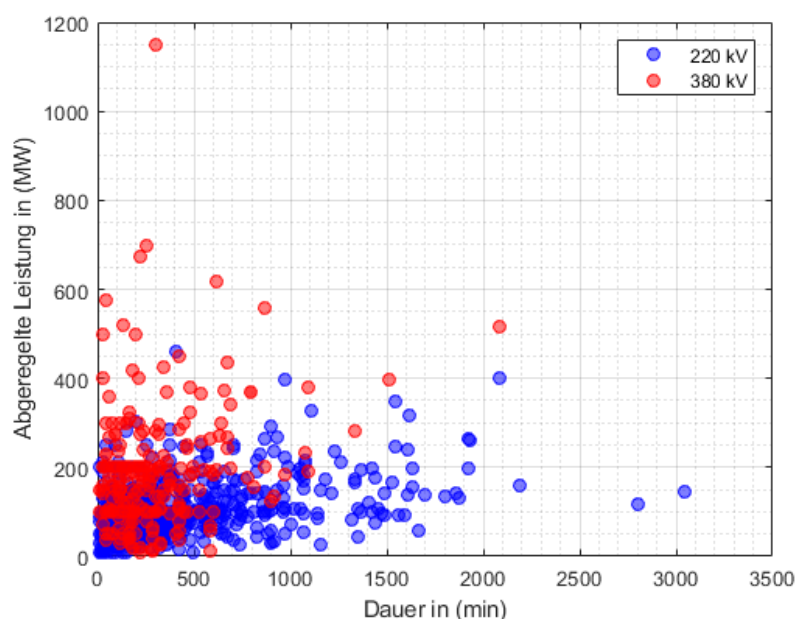


Abbildung 2: Dauer und Leistung im 220 / 380-kV-Netz von 50Hertz zwischen 2012 und 2022.

4.1 Entwicklung von Szenarien mit erweiterter Übertragungskapazität

Die Szenarien zur Erweiterung der Übertragungskapazität basieren auf zwei strukturell ungenutzten Potentialen. Szenario eins wird auf die zusammengetragenen Ereignisse der 50Hertz-Regelzone angewendet, um die Auswirkungen der aktuellen, oft alternativlosen statischen Grenzwerte in der elektrischen Energieübertragung darzustellen. Szenario zwei bezieht sich auf die thermische Materialträglichkeit, wird jedoch auf Grundlage der Zeitkonstanten im Rahmen dieser Arbeit nur erwähnt.

Szenario eins bezieht sich auf die konservative Schätzung der thermischen Modelle bei der Auslegung des zulässigen Grenzstroms. Wie in Abschnitt 2 beschrieben, werden diverse Modellunsicherheiten durch pauschale Sicherheitsfaktoren kompensiert. Dieses Szenario beschreibt die Auswirkungen von Technologien oder Verfahren auf das Netzengpassmanagement, die dazu beitragen, die pauschalen Sicherheitsfaktoren durch erweiterte Informationsgrundlagen zu reduzieren. Basierend auf der Spannungsebene wurden repräsentative Übertragungskapazitäten angenommen, welche respektive um 1, 5 und 10 % erhöht wurden.

Szenario zwei nutzt die thermische Trägheit der verbauten Materialien und der unmittelbaren Umgebung aus. Kurzzeitige, moderate Erhöhungen der Übertragungskapazität führen nicht unmittelbar zu unzulässigen Erhöhungen der Betriebstemperaturen. Die Zeitkonstanten sind abhängig von den Materialien, dem geometrischen Aufbau und dem Ausmaß der Überhöhung. Oftmals sind diese für relevante Überschreitungen der modelbasierten Grenzwerte jedoch wesentlich kürzer als die 15-Minuten-Zeitintervalle der Datengrundlage. Obwohl die thermische Trägheit ein relevantes Kapazitätspotential darstellt, passen die zeitliche Auflösung der Datengrundlagen und die thermischen Zeitkonstanten nicht zusammen. Daher wird dieser wesentliche Aspekt in diesem Beitrag nicht weiterverfolgt.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft den Verlauf für ein Ereignis. Dabei wird L , die lokale Leistungsbilanz, und C , die Kapazitätsgrenze des limitierenden Betriebsmittels im Netz, über den 15-Minuten-Zeitintervallen, $T_k = 1:n$, aufgetragen. Aktuell müssen Netzbetreiber Energieerzeugungen über dem Grenzwert C durch Maßnahmen des Netzengpassmanagements entgegenwirken. In Szenario eins wird die Auswirkung einer statischen Erhöhung des Grenzwertes durch die Reduktion des Umfangs des Netzengpassmanagements dargestellt.

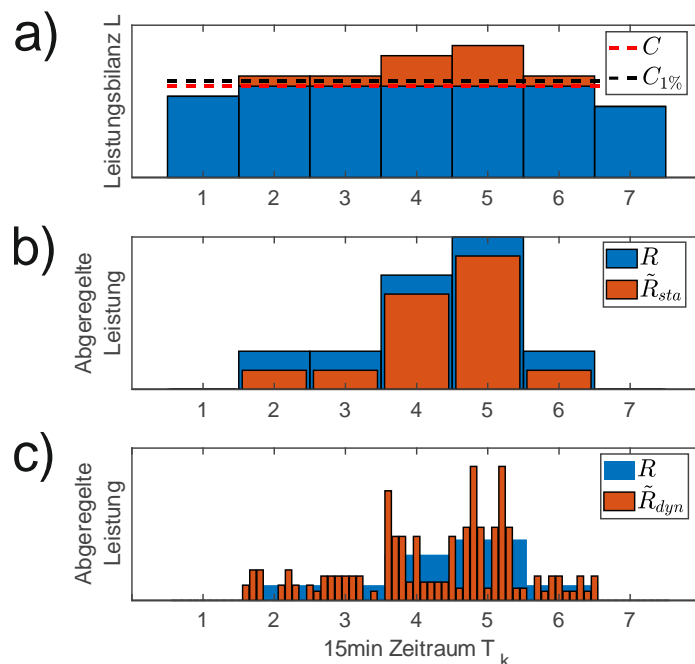


Abbildung 3: Bsp. Ereignis im Zeitraum T mit a) der absoluten Übertragungskapazität C , b) den statischen Abregelungen \tilde{R}_{sta} und c) den dynamischen Abregelungen \tilde{R}_{dyn}

4.2 Auswirkungen der statischen Erweiterung der Übertragungskapazität

Nachfolgend werden die Übertragungskapazitäten sukzessive erweitert und die Auswirkungen analysiert. Hierzu werden angelehnt an Abschnitt 4.1 eine Erweiterung der Kapazität um 1 %, 5 % und 10 % simuliert und die Ergebnisse dem Ist-Zustand gegenübergestellt.

Bei Erhöhung der Übertragungskapazität um 1 % sind die Ergebnisse speziell in der 220-kV-Ebene noch vergleichbar mit dem Ist-Zustand. In der 380-kV-Ebene reduziert sich die Anzahl der Ereignisse auf 227. Eine Übersicht ist in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Durchschnittliche und kumulierte Dauer im 220 / 380-kV-Netz für das 1 % Szenario – Anzahl: 847.

Leistungsbereich	220 kV		380 kV	
	Dauer (Mittel / Summe)	Delta	Dauer (Mittel / Summe)	Delta
< 50 MW	234 min / 22.245 min	0,0 %	236 min / 3.765min	-24,0 %
50 – 99 MW	325 min / 70.830 min	0,0 %	234 min / 7.395 min	37,3 %
100 – 149 MW	467 min / 88.080 min	0,5 %	257 min / 11.970 min	-6,7 %
150 – 199 MW	611 min / 41.775 min	-2,1 %	326 min / 15.045 min	-7,6 %
200 – 249 MW	544 min / 18.495 min	0,0 %	243 min / 9.120 min	7,4 %
250 – 299 MW	775 min / 8.535 min	8,8 %	381 min / 5.385 min	16,9 %
300 – 349 MW	1.118 min / 4.470 min	0,0 %	298 min / 5.145 min	57,3 %
>= 350 MW	1.155 min / 3.465 min	0,0 %	700 min / 5.190 min	-17,6 %

Im arithmetischen Mittel hat eine Abregelung auf der 220-kV-Netzebene einen Wert von $\bar{P}_{220kV} = 98,52$ MW (-5 %). Auf der 380-kV-Ebene sind es $\bar{P}_{380kV} = 174,46$ MW (-7,5 %). Es zeigt sich, dass auf der 220-kV-Ebene die mittlere Abregelung weiterhin eine Dauer von $\bar{t}_{220kV} = 415$ min (0 %) hat. Auf der 380-kV-Ebene haben Abregelungen eine mittlere Dauer $\bar{t}_{380kV} = 300$ min (-1 %).

Tabelle 5: Durchschnittliche und kumulierte Dauer im 220 / 380-kV Netz für das 5 % Szenario – Anzahl: 782.

Leistungsbereich	220 kV		380 kV	
	Dauer (Mittel / Summe)	Delta	Dauer (Mittel / Summe)	Delta
< 50 MW	256 min / 24.360 min	9,5 %	256 min / 5.370 min	8,4 %
50 – 99 MW	330 min / 72.000 min	1,7 %	192 min / 4.410 min	-18,1 %
100 – 149 MW	492 min / 92.580 min	5,7 %	305 min / 15.225 min	18,7 %
150 – 199 MW	641 min / 42.915 min	2,7 %	308 min / 15.405 min	-5,4 %
200 – 249 MW	682 min / 23.220 min	25,5 %	412 min / 14.415 min	69,8 %
250 – 299 MW	53 min / 585 min	-92,5 %	420 min / 7.140 min	10,2 %
300 – 349 MW	180 min / 720 min	-83,9 %	229 min / 2.520 min	-22,9 %
>= 350 MW	215 min / 645 min	-81,4 %	220 min / 1.980 min	-68,6 %

Eine Erhöhung der Übertragungskapazität um 5 % führt zu deutlicheren Änderungen der Ergebnisse, insbesondere steigen die Mittelwerte und kumulierte Dauern der Ereignisse bis 250 MW in der 220-kV-Ebene. In beiden Spannungsebenen reduzieren sich die Ereignisse im oberen Leistungsbereich deutlich. Die Anzahl aller Ereignisse reduziert sich auf 592 (220 kV) bzw. 190 (380 kV). Eine Übersicht ist in Tabelle 5 zusammengefasst.

Im arithmetischen Mittel hat eine Abregelung auf der 220-kV-Netzebene einen Wert von $\bar{P}_{220kV} = 83,80$ MW (-19 %). Auf der 380 kV-Ebene sind es $\bar{P}_{380kV} = 131,40$ MW (-30 %). Die mittleren Dauern der Abregelung steigen nur in der 220-kV-Ebene auf: $\bar{t}_{220kV} = 429$ min (+4 %), in der 380 kV Ebene bleiben sie konstant: $\bar{t}_{380kV} = 316$ min (-1 %).

Bei Erhöhung der Übertragungskapazität um 10 % weisen die Ergebnisse deutliche Änderungen auf. Die Anzahl der Events reduziert sich auf 509 (220-kV) bzw. 119 (380-kV). Eine Übersicht ist in Tabelle 6 zusammengefasst.

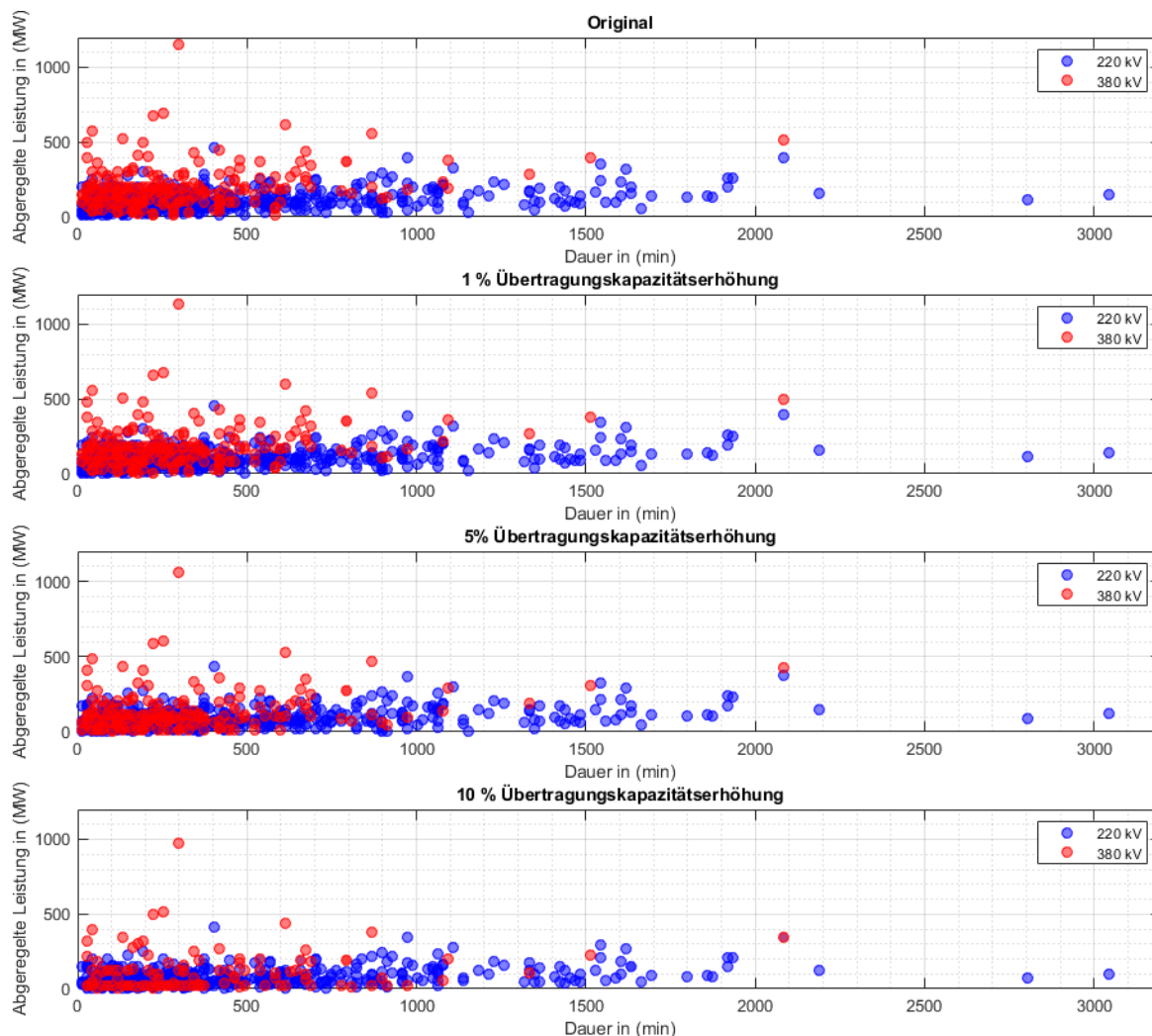


Abbildung 4: Dauer und Leistung im 220 / 380-kV Netz von 50Hertz zwischen 2012 und 2022, inklusive Szenarien der Erhöhung der Übertragungskapazität von 1 bis 10%.

Im arithmetischen Mittel hat eine Abregelung auf der 220-kV-Netzebene einen Wert von $\bar{P}_{220kV} = 74,38$ MW (-28 %). Auf der 380 kV-Ebene sind es $\bar{P}_{380kV} = 113,08$ MW (-40 %). Die mittleren Dauern der Abregelung steigen weiter auf: $\bar{t}_{220kV} = 462$ min (+12 %) und $\bar{t}_{380kV} = 375$ min (+23 %). Eine Übersicht der Veränderung findet sich in Abbildung 4.

Tabelle 6: Durchschnittliche und kumulierte Dauer im 220 / 380-kV Netz für das 10 % Szenario – Anzahl: 628.

Leistungsbereich	220 kV		380 kV	
	Dauer (Mittel / Summe)	Delta	Dauer (Mittel / Summe)	Delta
< 50 MW	260 min / 24.690 min	11,0 %	316 min / 6.630min	34,0 %
50 – 99 MW	395 min / 86.1000 min	21,6 %	294 min / 6.765 min	25,6 %
100 – 149 MW	616 min / 115.740 min	32,1 %	365 min / 18.225 min	42,1 %
150 – 199 MW	304 min / 20.340 min	-51,3 %	383 min / 19.140 min	17,5 %
200 – 249 MW	209 min / 7.110 min	-61,6 %	240 min / 8.415 min	-0,9 %
250 – 299 MW	194 min / 2.130 min	-72,9 %	214 min / 3.630 min	-44,0 %
300 – 349 MW	120 min / 480 min	-89,3 %	158 min / 1.740 min	-46,8 %
>= 350 MW	145 min / 435 min	-87,4 %	183 min / 1.650 min	-73,8 %

5 Diskussion

Diesem Beitrag beschreibt die Auswirkungen des Netzengpassmanagements innerhalb der 50Hertz-Regelzone aufgrund von unzureichenden Übertragungsnetzkapazitäten. Dabei wurde auf das strukturelle Problem zwischen dynamischen Anforderungen und statischen Übertragungskapazitäten eingegangen. Im Folgenden werden wesentliche Kenngrößen aufgegriffen und kontextualisiert.

Eine wesentliche Erkenntnis aus den ausgewerteten und aggregierten Einzelereignissen ist, dass der Abregelungsbedarf oft klein im Vergleich zu den Spannungsebenen-abhängigen Übertragungsleistungen ist. Dementsprechend führen bereits kleine Kapazitätserhöhungen zu signifikanten Einsparungen im Netzengpassmanagement. Auf der 380-kV-Ebene würden Kapazitätserhöhungen von 3,83 %, 11,90 % und 27,23 % den Umfang des Netzengpassmanagements um 50 %, 90 % und 99 % reduzieren. Auf der 220-kV-Ebene würden 7,86 %, 23,70 % und 46,90 % die gleichen Grenzwerte erreichen.

Obwohl der physische Netzausbau das langfristige Ziel für Netzbetreiber ist und auch bleiben sollte, verdeutlichen die enormen Kosten des Netzengpassmanagements den unmittelbaren Bedarf, die vorhandene Potentialausschöpfung von Energieübertragungsstrecken kritisch zu hinterfragen. In den Jahren 2020 und 2021 wurden für die Maßnahmen des Netzengpassmanagements über 107 bzw. 175 Million Euro berechnet und auf Netzentgelte umgelegt.

Während jedes Megawatt an ausgenutzter Übertragungsleistung vorteilhaft ist, verdeutlichen Tabelle 4, Tabelle 5 und Tabelle 6 besonders die durch Kapazitätserhöhungen gewonnenen Sprünge zwischen den Leistungsklassen. Neben dem linearen Effekt, dass für jedes Megawatt z.B. weniger Ausgleichszahlungen gem. Einspeisemanagement gezahlt werden muss, wird durch den Leistungsklassensprung auch die Art der Maßnahme beeinflusst. Besonders nicht invasive Maßnahmen, wie z.B. das „Counter-trading“, sind für kleinere Leistungsklassen restriktionsfreier einsetzbar. Dahingegen müssen für besonders große Ausgleichsleistungen oft umfangreiche Maßnahmen, wie z.B. das Zuschalten von Reservekraftwerken oder die Abschaltung von EEA, genutzt werden. Damit unterstützt bereits eine marginale Kapazitätserweiterung direkt und indirekt bei der Kostenreduktion des Netzengpassmanagements.

Weiterhin wird durch die Kapazitätserhöhung der zeitliche Umfang von Maßnahmen reduziert, indem Ereignisse verkürzt oder unterbrochen werden. Dies ist besonders vorteilhaft für die Integration von Energiespeichern oder Koppelstellen zu multi-modalen Netzen. Der Einfluss der Speicher bzw. Zwischenspeicher wird vervielfacht, indem er öfter oder in einem proportional längeren Zeitraum genutzt werden kann.

Die Erwartungshaltung, dass die Überschreitungen der Netzkapazität dem oberen Quantil einer Normalverteilung entsprechen, wurde nicht bestätigt. Bei der Auslegung von Energieübertragungsleitungen ist es prinzipiell ökonomisch sinnvoll, die selten auftretenden, hohen Belastungen aufgrund der ansteigenden Investitionskosten zu vernachlässigen. Es wurde festgestellt, dass die häufigsten Abregelungen und Ereignisse auf der 220-kV-Ebene zwischen 50 und 150 MW liegen. Als Begründung wird auf interne Regelungen in der Netzführung verwiesen, die kleinere Kapazitätsüberschreitungen mit anderen Maßnahmen kompensieren. Auf der 380-kV-Ebene hat die Verteilung eine höhere Variation.

6 Ausblick

Die Ergebnisse dieses Artikels verdeutlichen, dass bereits geringe Kapazitätserhöhungen von Energieübertragungstrecken zu signifikanten Kostenreduktionen führen können, wenn dadurch teure Abregelungs- oder Redispatch-Maßnahmen vermeidbar sind. Diese Kapazitätserweiterungen werden bereits in Teilen für Freileitungen umgesetzt. Es wurden probate Verfahren entwickelt und in Realsystemen integriert, die eine dynamischere Netzführung ermöglichen, indem die statischen Übertragungskapazitäten an reale Betriebszustände angepasst werden. Diese positive Entwicklung existiert im Bereich der Energieübertragungskabel aktuell nicht. Die Verfahren für Freileitungen sind nicht auf Kabelstrecken übertragbar. Es mangelt besonders an einem allgemeingültigen Ansatz, der ohne zusätzliche verteilte Komponenten entlang des oder im Kabel selbst auskommt.

Der derzeitige Ausbau des Kabelnetzes und die Verkabelung von Freileitungen überlagern sich mit diesem Defizit und skalieren den zukünftigen Anwendungsbereich.

Der erhöhte Energiebedarf in Süddeutschland und die wesentliche Neuinstallation von Erneuerbaren Energieanlagen in Norddeutschland stellen ein strukturelles Risiko für potentielle Kapazitätsüberschreitung in Deutschland dar. Diese Strecken werden zukünftig durch HGÜ-Kabelsysteme geführt. 2021 wurde die Disparität zwischen Nord- und Süddeutschland durch Lieferengpässe in der Kohleverorgung, speziell bei süddeutschen Kraftwerken, weiter verschärft. Außerdem sind wesentliche Betriebsmittel entlang der elektrischen Versorgungsstrecke nicht oder nur unzureichend redundant abgesichert und damit besonders anfällig für Störungen oder Ausfälle. Beispielsweise führte die Unterspülung eines Umspannwerkes in 2021 und die darauffolgenden Reparaturarbeiten zu wesentlichen Belastungen des Übertragungsnetzes in Südwestdeutschland [6]. Durch diese zusätzlichen Einschränkungen in der Übertragungskapazität wurden Netzengpässe schneller erreicht, was zu noch teurerem und aufwendigerem Netzengpassmanagement führte.

Die Ausnutzung der bestehenden Potentiale in den Energieübertragung ist technisch zweckmäßig und entspricht der politisch-gesellschaftlich motivierten Direktive. Die aktuellen Maßnahmen des Netzengpassmanagements wirken dem sowohl ökonomisch als auch ökologisch entgegen. Deshalb sollte die Kapazitätsausschöpfung priorisiert behandelt werden.

Insbesondere Lösungsansätze, die Potentiale nicht nur statistisch, sondern anhand aktueller Betriebseigenschaften erschließen, erscheinen besonders geeignet.

Der Durchdringungsgrad von Kabeln ist Spannungsebenen-abhängig. Technologien können umstandsbedingt trotz der geringeren Übertragungsleistungen auch auf niedrigeren Spannungsebenen eingesetzt werden. Die Hürde der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird substantiell von den Investitionskosten der Technologie und den Einsparungen durch die Vermeidung des Netzengpassmanagements beeinflusst.

7 Methodisches Vorgehen

Die Ausarbeitung fokussiert sich auf die Abregelungen und die Ereignisse in der 50Hertz-Regelzone, bei denen aufgrund einer potentiellen Überlastung einer Freileitung bzw. eines Energiekabels Maßnahmen des Netzengpassmanagements anzuwenden sind.

Die Methodik umfasst eine detaillierte Literaturrecherche, Datenakquise und die Anwendung statistischer Verfahren. In der Literaturrecherche wird der Stand der Technik zum Aufbau der Verteilnetze und deren Auslastung, zur aktuellen Kapazitätsbestimmung von Freileitungen und Energiekabeln, zu modernen Verfahren zur Kapazitätserweiterung und zu den Maßnahmen des Netzengpassmanagements erarbeitet.

Die Datenakquise umfasst die Auswertung der Daten des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz. Es werden historische Daten der Jahre 2012 bis 2022 aus den Transparenz-Gesetzkonformen Berichten von 50Hertz mittels eines Datencrawlers akquiriert und von einem Parser umformatiert. Darauffolgend werden alle Ereignisse ausgewählt, bei denen der Verteilnetzbetreiber aufgrund der Überlastung einer Freileitung oder eines Kabels die Einspeisung reduzierte.

Die aufgenommenen Daten bilden Mittelwerte von absoluten Leistungsreduktionen (in MW über je 15-min-Blöcke). Diese Zeiträume, die Standarderfassung innerhalb des ENTSO-E-Netzes sind, lassen keine Auswertungen von dynamischen Vorgängen zu.

Die Einzelereignisse wurden aus den vom Netzbetreiber gem. §13 Energiewirtschaftsgesetz veröffentlichten 15-min-Blöcke zusammengefasst. Die dargestellten Leistungen sind Mittelwerte aus dem entsprechenden, auf volle Viertelstunden bezogenen Zeitraum, z.B. 14:30-14:45 Uhr.

Im Zeitraum zwischen 2012 und 2022 wurden 852 Ereignisse (Eventtuple R_i) identifiziert, die jeweils die Abregelungen R_i für einen Zeitbereich T_i beschreiben. Die Tupel sind in Gleichung (3) einzusehen. Diese Zeitbereiche bestehen aus n 15-Minuten Abschnitten, mit jeweils individuellen Abregelungsleistungen $R_{i,k}$ in MW, siehe Gleichung (4). Diese Reduktionen können konstant oder variable über den Zeitbereich T_i sein.

$$R_i \text{ mit } i = 1: 852 \text{ und } R_i = \begin{pmatrix} R_{i,T1} \\ R_{i,T2} \\ \vdots \\ R_{i,Tn} \end{pmatrix}, \text{ mit } C_{i,k} = L_{i,k} - R_{i,k} \quad (3)$$

$$T = T_k \cdot n \text{ mit } k = 1:n \text{ und } |T_k| = 900 \text{ s} \quad (4)$$

Die Gesamtkapazität $C_{i,k}$ des Zeitraums T_i im Zeitabschnitt $T_{i,k}$ wird aus der Differenz zwischen der unregulierten lokalen Leistungsbilanz $L_{i,k}$ und notwendiger Reduktion $R_{i,k}$ berechnet.

$$\begin{aligned} C_{i,k;220kV} &= 520 \text{ MVA} \\ C_{i,k;380kV} &= 1790 \text{ MVA} \end{aligned} \quad (5)$$

Die Kapazitätserweiterung, also die reduzierte Einspeisungsreduktion $\tilde{R}_{i,k,l}$, wird in l Szenarien Sz_l beschrieben, siehe Gleichung (6). Die absolute Einspeisungsgrenze ist spannungsebenenabhängig. Zur Bewertung der Strombelastbarkeit der Freileitungen wurde der typisch eingesetzte Seiltyp Al/St264-AL1/34-ST1A exemplarisch angenommen. Die Leistung der verschiedenen Übertragungsstrecken variieren dabei zwischen 260 MVA, 520 MVA und 1790 MVA für respektiv 110 kV, 220 kV und 380 kV Systeme, siehe Gleichung (5) [18]. Die modernen HGÜ-Systeme wurden mit 600 MW Übertragungsleistung beschrieben [19]. Die Kennzahlen basieren auf durchschnittlich parametrisierten Randbedingungen, dazu zählen Windgeschwindigkeiten, Umgebungstemperaturen und Einstrahlungsintensitäten. Die einzelnen Szenarien Sz_l sind in Abschnitt 4.1 definiert.

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{i,k,l} &= \max(0, R_{i,k,l} - Sz_l \cdot C_{i,k}) \\ \text{mit } Sz_l &= [0,01; 0,05; 0,1] \end{aligned} \quad (6)$$

Die neue Häufigkeitsverteilung der szenarienabhängigen Abregelungen und der zusammengefassten Ereignisse wird in Abschnitt 4.2 dargestellt.

Außerdem wurden Berechnungen zur Beantwortung der Frage durchgeführt, wie viel Kapazitätserweiterung notwendig wäre, um Grenzwerte für die absolute leistungsbezogene Reduktion von Maßnahmen des Netzengpassmanagements zu erreichen. Dabei wurden folgende Grenzwerte betrachtet, $GR = [0\%, 10\%, 50\%]$. Die Basis-Übertragungskapazitäten der 220 kV bzw. 380 kV Strecken wurde sukzessive erhöht, $\tilde{R}_{i,k}$ wurde dementsprechend verringert, bis die Grenzwerte GR erreicht wurden, siehe Gleichungen (7).

$$\begin{aligned} GR_{II} &\leq \frac{\tilde{R}_{i,k}}{R_{i,k}}, \\ GR_I &\leq \frac{\sum_{k=1}^n \tilde{R}_{i,k}}{\sum_{k=1}^n R_{i,k}} \text{ und} \\ GR &\leq \frac{1}{N_{220,380}} \sum_{i=1}^{N_{220,380}} \frac{\sum_{k=1}^n \tilde{R}_{i,k}}{\sum_{k=1}^n R_{i,k}}. \end{aligned} \quad (7)$$

Es wurden weiterführende Annahmen bei der Datenakquise und Berechnung getroffen:

Die Einspeisungsmaßnahmen des Netzengpassmanagements wurden in [15], [16], [17] und [10] für die Bundesländer und nicht direkt für die 50Hertz-Regelzone angegeben. Es wurde angenommen, dass die 50Hertz-Zone aus der Ländersumme aus Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen besteht. Durch abweichende bundeslandübergreifende Zugehörigkeiten kann es zu Abweichungen kommen, die nicht weiter betrachtet wurden.

Dateneinträge, die sowohl der 220-kV als auch der 380 kV-Ebene zugeordnet wurden, wurden in den Häufigkeitsverteilungen nicht betrachtet. Diese Doppeleintragung wurde bei 7 zusammengefassten Ereignissen festgestellt.

Das Netz der 50Hertz-Regelzone setzt sich wie folgt zusammen. Das Freileitungsnetz in diesem Bereich umfasst auf der 380-kV-Ebene 7480 km und auf der 220-kV-Ebene 2370 km, insgesamt 9850 km. Dahingegen erstreckt sich das Kabelnetz des Verteilnetzbetreibers auf lediglich 653 km, aufgeteilt auf 55 km bei 380 kV, 293 km bei 220 kV und 290 km bei 110 kV. Weitere 15 km sind als 400-kV HGÜ Strecke umgesetzt [20].

Neben den Energieübertragungstrecken waren vor allem Umspannwerke die verursachenden Betriebsmittel für den Einsatz von Maßnahmen des Netzengpassmanagements. Diese wurden im vorliegenden Beitrag nicht untersucht.

8 Literatur

- [1] Jens Büchner, Jörg Katzfey, Albert Moser, Henning Schuster, and Mathias Uslar, „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie): Abschlussbericht Forschungsprojekt Nr. 44/12,“, 2014.
- [2] *Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen*, 2018. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/197485727.pdf>
- [3] *Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen*, 2009. [Online]. Available: <https://elpub.bib.uni-wuppertal.de/edocs/dokumente/fbe/elektrotechnik/diss2009/kaptuekamga/de0904.pdf>
- [4] *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses –General*, 60287-1-1, IEC, 2014.
- [5] Heinrich Brakelmann, "Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel,", 2004.
- [6] Bundesnetzagentur, "Monitoringbericht 2022,".
- [7] AP Sensing GmbH, *Energiekabelüberwachung*. [Online]. Available: <https://www.apsensing.com/de/anwendungen/energiekabelueberwachung> (accessed: Jan. 15 2024).
- [8] S. Nakamura, S. Morooka, and K. Kawasaki, "Conductor temperature monitoring system in underground power transmission XLPE cable joints,", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, no. 4, pp. 1688–1697, 1992, doi: 10.1109/61.156967.
- [9] *Bundesnetzagentur - Netzengpassmanagement*. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html> (accessed: Jan. 6 2024).
- [10] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement viertes Quartal 2021,“. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2022/Quartalszahlen_Q4_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [11] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement erstes Quartal 2020,“. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q1_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1

- [12] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement zweites Quartal 2020,". [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q2_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [13] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement drittes Quartal 2020,". [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q3_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [14] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement viertes Quartal 2020,". [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q4_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [15] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement erstes Quartal 2021,". [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen_Q1_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- [16] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement zweites Quartal 2021,". [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen_Q2_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [17] Bundesnetzagentur, "Bericht Netzengpassmanagement drittes Quartal 2021,". [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen_Q3_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [18] Heinrich Brakelmann, "Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie," 2004.
- [19] "50Hertz-Broschuere-Stromautobahnen,". [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Projekt-%20und%20Themenpublikationen/50Hertz-Broschuere-Stromautobahnen.pdf?ver=2019-01-31-172832-803>
- [20] *Das Übertragungsnetz von 50Hertz*. [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/de/Netz> (accessed: Nov. 30 2023).