OSTBAYERISCHE TECHNISCHE HOCHSCHULE REGENSBURG

Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH

Endbericht zum

Dienstleistungsauftrag

# „Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II“

im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Stand: 25. Juni 2021

Aktenzeichen: 03MAP397

**Das BMWi beauftragte zur Durchführung dieses Dienstleistungsauftrags**

INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH

Johannisweg 7
93449 Waldmünchen

Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl

**in Zusammenarbeit mit**

Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg

Seybothstraße 2
93053 Regensburg

Modellierung und Berechnungen:
Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher
B. Eng. Christian Adelt
M. Sc. Johannes Eller
B. Eng. David Gschossmann
M. Sc. Hermann Kraus
M. Sc. Johannes Rauch
M. Sc. Thomas Sippenauer
M. Sc. Andreas Susewind
M. Sc. Matthias Wildfeuer

# KURZFASSUNG

## AUFGABENSTELLUNG

Die vorliegende Studie befasst sich mit der Ermittlung des Bedarfs an Blindleistung für das gesamte deutsche Stromnetz auf Grundlage des NEP 2030 (2019) bis zum Jahr 2035. Die Verteilungsnetze werden dabei in ihrem Blindleistungsverhalten möglichst realitätsnah nachgebildet. Neben Maßnahmen zur Senkung des Blindleistungsbedarfs werden Möglichkeiten zur effizienten Deckung aufgezeigt. Darüber hinaus werden die mit der Blindleistungsbereitstellung verbundenen Kosten sowie die Methodik der Bedarfsermittlung beleuchtet.

## GRUNDSÄTZLICHES ZUR ERMITTLUNG DES BLINDLEISTUNGSBEDARFS

**Die Systemdienstleistung Spannungshaltung lässt sich in zeitlich unterschiedliche Wirkungsbereiche untergliedern. Dies ist für die Identifizierung kostengünstiger Technologien zur Spannungshaltung mittels Blindleistung (Q) relevant. Im Rahmen dieser Studie wird zwischen einem sog. stationären, quasistationären und quasidynamischen Q-Bedarf differenziert**.

**Um den Neubaubedarf an schnell regelbaren Q-Quellen gering halten zu können, wird empfohlen, Konzepte für ein automatisiertes Q-Management konventioneller Kompensationsanlagen sowie Q-Quellen mit größeren Reaktionszeiten (z. B. aus dem Verteilungsnetz) zu entwickeln und dies in der Bedarfsermittlung zu berücksichtigen.**

**Eine stärkere Ausnutzung der zulässigen Spannungsgrenzwerte kann nicht nur den Q-Bedarf mindern, sondern auch die Nutzbarkeit vorhandener Q-Potenziale vergrößern. Dazu sind entsprechende Untersuchungen anzustoßen und der Bestimmung des Q-Bedarfs zugrunde zu legen.**

**Der gesamte Q-Bedarf wird maßgeblich von der Koinzidenz der Q-Bedarfe des Übertragungsnetzes und der unterlagerten Verteilungsnetze bestimmt. Wie die Analysen zeigen, kommt es in einigen, aber nicht allen Netzgruppen zu signifikanten Gegenkompensationseffekten zwischen dem Übertragungs- und Verteilungsnetz. Der NEP geht von 8.760 Netznutzungsfällen aus. Aufgrund des großen Einflusses auf den Q-Bedarf werden weitere Untersuchungen zur Identifizierung und Festlegung der auslegungsrelevanten Ereignisse empfohlen.**

**Der Zubaubedarf selbst hängt wesentlich davon ab, an welcher Stelle eine neue Q-Quelle errichtet wird. Die Bestimmung des Zubaubedarfs stellt eine netzplanerische Optimierungsaufgabe dar und ist iterativ nach einer jeden Zubauentscheidung erneut auszuführen.**

## Übersicht über Q-Bedarfe und deren mögliche Deckung

**Bedarf an Kompensationsleistung in GVAr**

| | *2025* | *2030* | *2035* |
|---|---|---|---|
| Stationär spannungshebend | 39,5 | 44,1 | 46,5 |
| Stationär spannungssenkend | 64,7 | 42,7 | 51,0 |
| Stundenwechsel ausregelnd | 36,7 | 28,0 | 28,8 |
| Störereignisse ausregelnd | nicht ermittelt | | 49,7 |

**Gesamter Q-Bedarf, Q-Potenziale und verbleibendes Defizit bzw. Bedarf an neu zu errichtender Kompensationsleistung in GVAr im Jahr 2035 zum Ausgleich des Q-Bedarfs (in Klammern verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz der jeweiligen Q-Potenziale)**

| | *stationär spannungs-senkend* | *stationär spannungs-hebend* | *Stunden-wechsel* | *Schweren Störungen* |
|---|---|---|---|---|
| Gesamtbedarf | 46,5 | 51,0 | 28,8 | 49,7 |
| Q-Potenziale von netzbetreibereigenen Q-Quellen und betriebsabh. Q-Potenziale von EZA am HöS-Netz | 37,9<br>(8,6) | 32,9<br>(18,1) | >28,8[1)]<br>(0) | 27,3<br>(22,4) |
| Zusätzliche Q-Potenziale[2)] von umrichtergekoppelten EZA bis zur Netzebene 4 bei wirkleistungsunabh. Bereitstellung | 5,8<br>(2,8) | 10,5<br>(7,6) | k. A.<br>(0) | 15,0<br>(7,4) |
| Zusätzlich verbleibende Q-Potenziale von spannungsbedingtem Redispatch | 1,9<br>(0,9) | 5,0<br>(2,6) | k. A.<br>(0) | 5,5<br>(1,9) |
| Q-Potenziale der Dt. Bahn und Industrie | >0,9<br>(0) | >2,6<br>(0) | k. A.<br>(0) | >0,9<br>(< 1) |
| Verbleibendes Q-Defizit bzw. Bedarf an neu zu errichtender Kompensationsleistung | 0 | 0 | 0 | < 1 |

[1)] bei geeigneter automatisierter (Vor-)Steuerung der konv. Kompensationsanlagen
[2)] unter Vernachlässigung möglicher Netzrestriktionen

## Stationärer spannungssenkender und spannungshebender Q-Bedarf

**Beim überregten Verhalten des gesamten deutschen Stromnetzes ist aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus eine stete Zunahme des Q-Bedarfs auf 46,5 GVAr im Jahr**

**2035 festzustellen. Beim Kompensationsbedarf für das untererregte Verhalten schwanken die Werte zwischen den drei Betrachtungsjahren teilweise sehr deutlich. Im Jahr 2035 liegt der Bedarf bei rund 51 GVAr.**

**Durch Anpassung der Kompensationsgrade betrieblicher Kompensationsanlagen ließe sich der stationäre Q-Bedarf im Betrachtungsjahr 2035 in einer Spanne von 2 bis 6 GVAr absenken. Dieses Potenzial lässt sich nur langfristig, aber relativ einfach und sehr kostengünstig heben.**

**Einfluss auf den stationären Q-Bedarf nimmt auch die Spannungshaltung im Verteilungsnetz. Bei den Verteilnetzbetreibern sollte in ihren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der notwendige Gegenkompensationsbedarf, den ihre gewählten Spanungshaltungsmaßnahmen im Übertragungsnetz auslösen, zukünftig mit einfließen.**

**Eine „zentrale" Kompensation im Übertragungsnetz ist deutlich sinnvoller, weil nicht alle HöS/HS-Knoten gleichzeitig ihr jeweiliges Maximum im Q-Austausch erreichen und stochastische Ausgleichseffekte genutzt werden können.**

**Beim stationären Q-Bedarf wäre rein theoretisch im Betrachtungsjahr 2035 mit allen vorhandenen und geplanten Q-Quellen eine vollständige Deckung möglich. Mit dem heutigen Stand der Technik müssen Q-Quellen im Umfang von etwa 8,6 GVAr spannungssenkender Blindleistung und 18,1 GVAr an spannungshebender Blindleistung zugebaut werden.**

**Mit Blick auf die ausgeprägten Bedarfsspitzen in wenigen Stunden eines Jahres sollte grundsätzlich überlegt werden, den spannungsbedingten Redispatch als Standardwerkzeug zur Senkung des Q-Bedarfs zu nutzen, soweit dies ökonomisch vorteilhaft ist.**

### Quasistationärer Q-Bedarf zur Ausregelung von Fahrplansprüngen (Q-Änderung bei Stundenwechsel)

**Der quasistationäre Q-Bedarf beträgt im Jahr 2035 28,8 GVAr. Mit geeigneter Einsatzstrategie von konventionellen Kompensationsanlagen und Q-Quellen im Verteilungsnetz könnte den Änderungen im stationären Q-Verhalten durch Fahrplansprünge nachgefahren werden. Es könnte damit auch möglich sein, dass der quasistationäre Q-Bedarf keine zusätzlich zu installierende Kompensationsleistung erfordert.**

### Quasidynamischer Q-Bedarf zur Ausregelung bei Störfällen

**Bei der Ermittlung des quasidynamischen Q-Bedarfs ist zu beachten, dass Störfälle auch zu Entlastungen von Betriebsmitteln führen und diese in einigen Netzgruppen sogar dimensionierungsrelevant sein können. Deutschlandweit summiert sich die zur Ausregelung schwerster Störungen benötigte Kompensationsleistung auf fast 50 GVAr.**

**Mit dem heutigen Status Quo können die ÜNB im Jahr 2035 den quasidynamischen Q-Bedarf bis auf ein verbleibendes quasidynamisches Q-Defizit von 22,4 GVAr decken. Dieses könnte mit wirkleistungsunabhängiger Blindleistungsbereitstellung der umrichtergekoppelten EE-Anlagen bis zur Netzebene 4 theoretisch auf 7,4 GVAr, mit spannungsbedingtem Redispatch auf schließlich 1,9 GVAr gedrückt werden. Mit den**

**Q-Potenzialen der Deutschen Bahn sowie der Industrie wäre eine Reduzierung auf unter 1 GVAr möglich.**

**Mit heutigem Stand der Technik müssen jedoch schnell regelbare Q-Quellen im Umfang von 22,4 GVAr zugebaut werden.**

### Existierende Q-Potenziale und Voraussetzungen zur Nutzung

**Die Analyse der Q-Potenziale aller Erzeugungsanlagen (EZA) und Speicher zeigt mit der Annahme, dass die aktuell gültigen TAR fortgeschrieben werden, für das Jahr 2035 ein erwartbares Q-Potenzial von insgesamt gut 110 GVAr an spannungssenkender und über 120 GVAr an spannungshebender Blindleistung.**

**Mit der heute schon erhältlichen STATCOM-Fähigkeit könnten diese Q-Kapazitäten als gesicherte Blindleistung bereitgestellt werden. Darüber hinaus könnte man das Potenzial nochmals erhöhen, indem der komplette P-Q-Halbkreis oder zumindest ein Teil davon genutzt wird.**

**Die Deutsche Bahn könnte kurzfristig knapp 0,5 GVAr und langfristig ca. 1 GVAr als schnell regelbares Q-Potenzial aus den Bahnumrichtern anbieten. Diese Blindleistung sollte vollumfänglich verwendet werden, zumal sie kurzfristig erschließbar und von sehr hoher Regelqualität und -schnelligkeit ist.**

**Die gesicherte Leistung aus Bezugsanlagen kann mit konservativer Schätzung auf mindestens 1,3 GVAr untererregt und 6 GVAr übererregt hochgerechnet werden. Es wird empfohlen, Pilotprojekte umzusetzen und diese Potenziale künftig zu nutzen.**

**Im Jahr 2050 summiert sich die gesamte Q-Kapazität mit heutigem Status Quo auf Seiten der Netzbetreiber sowie Erzeugungsanlagen- und Speicherbetreiber auf mindestens 250 GVAr.**

**Der mögliche Deckungsbeitrag von Q-Quellen im Verteilungsnetz für den Ausgleich der Gesamtsystembilanz hängt wesentlich von Netzrestriktionen ab. Die Untersuchung am Beispiel eines realen Hochspannungsnetzes zeigt, dass keine signifikanten Einschränkungen des abrufbaren Q-Potenzials aus dem HS-Netz bestehen, sofern die Spannungsregelung der HöS/HS-Transformatoren in das Q-Management miteingebunden wird.**

**Es sollten die Voraussetzungen geschaffen werden, damit die genannten Q-Potenziale in Zukunft im Rahmen des technisch Möglichen und wirtschaftlich Sinnvollen auch tatsächlich genutzt werden. Dazu müssen entsprechende Koordinierungsprozesse und Regelung- bzw. Steuerungsverfahren entwickelt und implementiert werden. Außerdem ist die Frage der Vergütungen im Rahmen eines solchen spannungsebenenübergreifenden Q-Managements zu klären.**

**Eine Möglichkeit wäre, die TAR dahingehend weiterzuentwickeln, dass sie verschiedene Bereiche und Profile hinsichtlich der vorzuhaltenden Q-Kapazität sowie dem (wirkleistungsunabhängigen) Q-Abruf beschreiben, diese aber nicht mehr durchgängig kostenlos eingefordert werden dürfen. Zu prüfen wäre auch, einen Hinweis auf die**

**Prüfung von Alternativen zur Errichtung der Q-Kapazität in die TAR mitaufzunehmen. Weiter wird empfohlen, die Reaktionszeiten der Anlagen in der Q-Erbringung auf das technisch Machbare zu verringern. So werden die Q-Potenziale für ein übergeordnetes Q-Management technisch und wirtschaftlich bedeutsamer.**

### Kosten für die Blindleistungsbereitstellung

**Es wird geschätzt, dass die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung langfristig alleine im Bereich der Erzeugung und des Netzes auf 1,2 bis 1,7 Mrd. EUR pro Jahr und unter Einbezug der Ladeeinrichtungen und Verbrauchsanlagen auf jährlich 1,5 bis deutlich über 2 Mrd. EUR ansteigen könnten.**

**Kosteneinsparungen lassen sich durch Nutzung vorhandener bislang nicht genutzter Q-Quellen, eine intelligentere Steuerung von Q-Quellen sowie eine bedarfsgerechte Entscheidung über die im Rahmen der TAB zu errichtende Q-Kapazitäten erzielen.**

**Insgesamt wird in der vorliegenden Studie das theoretische Einsparpotenzial gegenüber oben genannten Gesamtkosten auf 450 bis über 700 Mio. EUR pro Jahr eingeschätzt.**

**Für die netzdienliche Blindenergie kann ein vom Zeitpunkt der Erbringung abhängiger spezifischer Preis angegeben werden. Dieser läge in rund 50 % der Zeit eines Jahres unter 0,55 EUR/MVArh. In neun Stunden bzw. 0,1 % der Zeit eines Jahres würde er aber Werte bis über 280 EUR/MVArh für einen Umfang von über 12 GVAr erreichen.**

# Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung ..... 1
Inhaltsverzeichnis ..... 6
Abbildungsverzeichnis ..... 9
Tabellenverzeichnis ..... 13
Abkürzungsverzeichnis ..... 15
Kapitel 1 Einführende Worte ..... 17
1.1 Problemstellung ..... 18
1.2 Zweck und Zielsetzung dieser Studie ..... 19
1.3 Aufbau und Aufgabenstellungen der Studie ..... 19
Kapitel 2 Darstellung der Methoden zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs ... 21
2.1 Begriffe ..... 21
2.1.1 Begrifflichkeiten zu Systemdienstleistungen ..... 22
2.1.2 Festlegungen zur Spannungsstabilität ..... 23
2.1.3 Festlegungen zum Zeitverhalten ..... 24
2.2 Zeitliche Gliederung der Wirkungsbereiche der Spannungshaltung ..... 25
2.2.1 „Transiente Spannungsstützung“ ..... 25
2.2.2 Dynamische Netzstützung ..... 26
2.2.3 Schnelle Spannungs-/Blindleistungsregelung ..... 28
2.2.4 Langsame Spannungsregelung/Blindleistungskompensation ..... 32
2.3 Methoden der Q-Bedarfsbestimmung und deren Einflussfaktoren ..... 35
2.3.1 Grundsätzliches zu probabilistischen und deterministischen Methoden der Q-Bedarfsbestimmung ..... 35
2.3.2 Spannungskoordination ..... 39
2.3.3 Untergliederung des Q-Bedarfs in zeitlich verschiedene Wirkungsbereiche ..... 44
2.3.4 Aspekte zu Methoden zur Ermittlung des Q-Bedarfes ..... 46

Kapitel 3 Bedarf an Blindleistung im gesamten deutschen Stromnetz ..... 49
3.1 Methodik zur Ermittlung des Q-Bedarfs ..... 49
3.1.1 Modellbildung ..... 49
3.1.2 Ermittlung des Q-Bedarfs ..... 51
3.1.3 Festlegung der Untersuchungsszenarien ..... 56
3.1.4 Evaluierung durch Vergleich mit den Ergebnissen des NEP 2030 (2019) ..... 58
3.2 Stationärer Q-Bedarf bei einer realitätsnahen Nachbildung des Q-Verhaltens des Verteilungsnetzes ..... 61
3.2.1 Analysen zum stationären Q-Bedarf ..... 61
3.2.2 Vergleich mit den Szenarien des NEP ..... 63
3.2.3 Jahresverteilung des stationären Q-Bedarfs ..... 67
3.3 Quasistationärer Q-Bedarf bei einer realitätsnäheren Nachbildung des Q-Verhaltens des Verteilungsnetzes ..... 69
3.4 Quasidynamischer Q-Bedarf bei einer realitätsnäheren Nachbildung des Q-Verhaltens des Verteilungsnetzes ..... 70
3.5 Untersuchung ausgewählter Einflussfaktoren auf den Q-Bedarf ..... 73
3.5.1 Kompensationsgrad von betrieblichen Lasten ..... 73
3.5.2 Einfluss der Spannungshaltung im Verteilungsnetz ..... 75
Kapitel 4 Deckung des Blindleistungsbedarfs ..... 77
4.1 Beispielhafte Untersuchung des nutzbaren Blindleistungspotenzials von Windparks ..... 77
4.2 Abschätzung der Q-Potenziale im Verteilungsnetz ..... 81
4.2.1 Q-Potenziale von Erzeugungsanlagen und Speicher ..... 81
4.2.2 Q-Potenziale der Deutschen Bahn ..... 83
4.2.3 Q-Potenziale von Bezugsanlagen ..... 84
4.3 Ermittlung des Bedarfs an neu zu errichtender Kompensationsleistung ..... 92
4.3.1 Deckung des quasidynamischen Q-Bedarfs ..... 93
4.3.2 Deckung des stationären Q-Bedarfs ..... 95

Kapitel 5 Wirtschaftliche und technische Aspekte zur Blindleistungsbereitstellung 98
5.1 Abschätzung der Kosten für die Blindleistungsbereitstellung ..... 98
5.2 Weiterentwicklung der TAR ..... 101
5.3 Mögliche Einsparpotenziale bei der Blindleistungsbereitstellung ..... 103
5.3.1 Nutzung und intelligente Steuerung vorhandener Q-Quellen ..... 103
5.3.2 Verzicht auf flächendeckende Anforderungen der TAR an die Q-Kapazitäten ..... 105
5.4 Voraussetzungen zur Erschließung der Q-Potenziale von Dritten ..... 107
5.4.1 Voraussetzungen auf Seiten der Netzbetreiber ..... 107
5.4.2 Voraussetzungen auf Seiten der Netznutzer ..... 108
5.5 Weitere beachtenswerte Aspekte ..... 109
5.5.1 Verknüpfung verschiedener Systemdienstleistungen ..... 109
5.5.2 Spezifische Kosten der Q-Bedarfsdeckung ..... 110
Kapitel 6 Zusammenfassung mit abschließender Diskussion und Ableitung von Handlungsempfehlungen ..... 111
6.1 Grundsätzliches zur Ermittlung des Q-Bedarfs ..... 111
6.2 Ermittelte Q-Bedarfe ..... 114
6.3 Existierende Q-Potenziale ..... 117
6.4 Deckung der Q-Bedarfe ..... 118
6.5 Wirtschaftliche und technische Aspekte ..... 120
Anhang A Zur Transportierbarkeit von Blindleistung ..... 125
Anhang B Auswirkungen des Q-Verhaltens bzw. der Q-Erbringung auf die vorgelagerten Netzebenen ..... 135
Literatur ..... 139

# ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1. *Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Turbogenerators für Netzberechnungen* ..... 26

Abbildung 2-2. *Wirksamer (eingefärbter) Spannungs-Zeitbereich der dynamischen Netzstützung von Erzeugungsanlagen vom Typ 2 im Hoch- und Mittelspannungsnetz (bei dreipoligen Fehlern/Spannungssprüngen); gestrichelt dargestellt sind die jeweils geforderten Fault-Ride-Through-Fähigkeiten* ..... 27

Abbildung 2-3. *Prinzipielles Reglerverhalten bei einem Sollwertsprung der Blindleistung von Erzeugungs- und Speicheranlagen im HöS- und HS-Netz [12,11]* ..... 29

Abbildung 2-4. *Prinzipielles Reglerverhalten bei einem Sollwertsprung der Blindleistung von Erzeugungs- und Speicheranlagen im MS-Netz [10]* ..... 29

Abbildung 2-5. *Vereinfachtes Schaubild der Signallaufzeiten durch die Regelinstanzen und für die Signalübertragung* ..... 30

Abbildung 2-6. *Grundsätzliche Übersicht über die Netzsimulation und ihrer Bestandteile zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs mit einer Auswahl erforderlicher bzw. beeinflussender Vorgaben und Eingangsdaten* ..... 37

Abbildung 2-7. *Spannungskoordination im Übertragungsnetz mit Sicherheitsgrenzwerten und Maßnahmen zur Spannungshaltung sowie Darstellung dieser als Blindleistungsabstand zur kritischen Spannung* ..... 41

Abbildung 2-8. *Schematische Darstellung der theoretisch möglichen Zugriffszeiten verschiedener Q-Quellen (ohne Signallaufzeiten der Netzleittechnik) für Spannungshebung und Spannungsabsenkung* ..... 45

Abbildung 3-1. *Kennlinie zur Abbildung der Spannungsblindleistungsregelung durch Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz* ..... 50

Abbildung 3-2. *Verteilung der Extended-Ward-Elemente im BNetzA-Modell* ..... 51

Abbildung 3-3. *Beispielhafter Blindleistungsgang in zwei Viertelstunden zur Veranschaulichung der stationären, quasidynamischen und quasistationären Blindleistungsbedarfe sowie der Deckung des quasistationären Bedarfes durch langsam und schnell regelbare Q-Quellen* ..... 55

Abbildung 3-4. *Entwicklung des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten deutschen Stromnetzes mit Nachbildung des Verteilungsnetzes in Form der Spannungshaltung durch Blindleistung und Abbildung des Q-Verhaltens der Verbrauchslasten mit konstanten Verschiebungsfaktoren (Szenario Q-konstV) für die drei Betrachtungsjahre des NEP 2030 (2019)* ..... 62

Abbildung 3-5. *Entwicklung des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten deutschen Stromnetzes ohne Q-Austausch mit dem Verteilungsnetz (Szenario LF1,00) für die drei Betrachtungsjahre des NEP 2030 (2019)* ..... 63

Abbildung 3-6. *Übersicht über das stationäre Q-Verhalten der einzelnen Regelzonen sowie des gesamten Stromnetzes in Deutschland für die drei Untersuchungsszenarien des NEP 2030(2019) im Vergleich mit dem eigenen Szenario Q-konstV als realitätsnahe Nachbildung des Verteilungsnetzes* ..... 64

Abbildung 3-7. *Korrelation des stationären Blindleistungsverhaltens des Übertragungsnetzes mit dem der unterlagerten Verteilungsnetze in der Netzgruppe D21 für das Szenario B 2035 Q-konstV mit vergrößertem Ausschnitt der ersten 320 Stunden* ..... 65

Abbildung 3-8. *Jahresdauerlinie des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten Stromnetzes in ausgewählten Netzgruppen für das Szenario B 2035 Q-konstV mit vergrößertem Ausschnitt der ersten 262 Stunden (entsprechend 3 % des Jahres)* ..... 67

Abbildung 3-9. *Veränderung des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten deutschen Stromnetzes durch wirkleistungsabhängigem Kompensationsgrad betrieblicher Lasten (aus Vergleich der Szenarien Q-kennlV und Q-konstV) für die drei Betrachtungsjahre des NEP 2030 (2019)* ..... 74

Abbildung 4-1. *Geografische Lage der Windparks im Hochspannungsnetz der Netzgruppe 71 für das Jahr 2035* ..... 78

Abbildung 4-2 a. – c. *Verteilung der Knotenspannungen (zum HöS-Netz sowie allen MS-Netzen)* (a) *und Leitungsauslastungen* (b) *im Hochspannungsnetz sowie die Auslastung der HöS/HS-Transformatoren* (c) *vor und nach Abruf von Blindleistung aus den Windparks zur Spannungsstützung des Übertragungsnetzes im NNF mit dem maximalen untererregten Q-Verhalten* ..... 79

Abbildung 4-3 a. – c. *Verteilung der Knotenspannungen (zum HöS-Netz sowie allen MS-Netzen)* (a) *und Leitungsauslastungen* (b) *im Hochspannungsnetz sowie die Auslastung der HöS/HS-Transformatoren* (c) *vor und nach Abruf von Blindleistung aus den Windparks zur Spannungsstützung des Übertragungsnetzes im NNF mit dem maximalen übererregten Q-Verhalten* ..... 80

Abbildung 4-4. *Verteilung der Blindleistungskapazitäten von Erzeugungsanlagen und Speichern für die Jahre 2025, 2030 und 2035 aufgeschlüsselt nach Anschlussnetzebene mit Darstellung der Lage der Q-Kapazität von EZA im HS-Netz, wenn Variante 1 oder 3 statt Variante 2 gefordert wird* ..... 82

Abbildung 4-5. *Blindleistungsverhalten einer Bäckerei (links, Messzeitraum von 25.10.2012 bis 06.11.2012) und einer Metzgerei (rechts, Messzeitraum von 06.11.2012 bis 15.11.2012) auf Basis von 10-min-Messwerten* ..... 85

Abbildung 4-6. *Blindleistungsverhalten von zwei metallverarbeitenden Betrieben (links: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von ca. 0,3 GWh; rechts: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von knapp 9 GWh; Messzeitraum jeweils von 01.01.2012 bis 31.12.2012) auf Basis von 15-min-Messwerten* ..... 86

Abbildung 4-7. *Blindleistungsverhalten von zwei holzverarbeitenden Betrieben (links: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von ca. 0,8 GWh; rechts: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von über 18 GWh; Messzeitraum jeweils von 01.01.2012 bis 31.12.2012) auf Basis von 15-min-Messwerten* ..... 87

Abbildung 4-8. *Blindleistungsverhalten eines farbenherstellenden Betriebes (links, Jahresstromverbrauch ca. 8 GWh) und eines glasherstellenden Unternehmens (rechts, Jahresstromverbrauch ca. 63 GWh) auf Basis von 15-min-Messwerten (Messzeitraum jeweils von 01.01.2012 bis 31.12.2012)* ..... 87

Abbildung 4-9. *Blindleistungsverhalten einer Druckerei (Jahresstromverbrauch ca. 12 GWh) auf Basis von 15-min-Messwerten (Messzeitraum von 01.01.2015 bis 31.12.2015)* ..... 88

Abbildung 4-10 a. u. b. *Nutzung der Q-Potenziale von sechs realen MS-Betrieben* (a) *zur Beeinflussung des Q-Haushaltes eines realen industriegeprägten MS-Netzes* (b) *[37]* ..... 90

Abbildung 5-1. *Entwicklung der Gesamtkosten für die Blindleistungsbereitstellung auf Seiten der Netzbetreiber sowie auf Seiten der Erzeugungsanlagenbetreiber bis zum Jahr 2050 inkl. geschätzter Betriebs- und Verlustkosten sowie möglichen Neubauten von Kompensationsanlagen auf Seiten der Netzbetreiber, aber ohne die zusätzlichen Kosten für die Q-Fähigkeiten von Ladesäulen und betrieblichen Kompensationsanlagen* ..... 100

Abbildung A-1. *Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leistung und Zeigerdiagramm zur Veranschaulichung der Spannungsverhältnisse über einer Leitung* ..... 126

Abbildung A-2 a. u. b. *Einfluss eines Blindleistungsabrufs auf einer MS-Leitung bei gleichzeitigem Wirkleistungstransport in Höhe von 50 % der Bemessungsleistung der jeweiligen Leitung und eines möglichen bereits vorhandenen Blindleistungsflusses in Abhängigkeit der Transportstrecke auf die Spannungsverhältnisse am Netzknoten des Blindleistungsabrufes bei einer Ausführung als Kabel* (a) *und als Freileitung* (b) ... 128

Abbildung A-3 a. u. b. *Blindleistungsabruf auf einem Niederspannungskabel pro Prozentpunkt Spannungsänderung in Abhängigkeit von der Transportstrecke und dem ausgehenden Verschiebungsfaktor bei einer Wirkleistungsbelastung von 50 % der Bemessungsleistung der Leitung in Form einer induktiven Blindleistungsabgabe* (a) *und kapazitiven Blindleistungsabgabe* (b) ..... 129

Abbildung A-4 a. u. b. *Blindleistungsabruf in Form einer kapazitiven Blindleistungsabgabe pro Prozentpunkt Spannungsänderung in Abhängigkeit von der*

*Transportstrecke und dem ausgehenden Verschiebungsfaktor bei einer Wirkleistungsbelastung von 50 % der Bemessungsleistung der Leitung auf einem typischen Mittelspannungskabel* (a) *und einer typischen Mittelspannungsfreileitung* (b) ..... 130

Abbildung A-5 a. u. b. *Blindleistungsabruf in Form einer kapazitiven Blindleistungsabgabe pro Prozentpunkt Spannungsänderung in Abhängigkeit von der Transportstrecke und dem ausgehenden Verschiebungsfaktor bei einer Wirkleistungsbelastung von 50 % der Bemessungsleistung der Leitung auf einer typischen Hochspannungsfreileitung* (a) *und einer typischen Höchstspannungsfreileitung* (b) ..... 130

Abbildung A-6. *Dauerlinie der normierten maximalen Knotenspannungen in den einzelnen Strängen bzw. vermaschten Netzabschnitten eines MS-Netzes mit einer installierten EZA-Leistung von 56 MW* ..... 131

Abbildung A-7. *Schematische Darstellung der Blindleistungsflüsse im gesamten Stromnetz* ..... 132

Abbildung A-8. *P-Q-Diagramm eines Mittelspannungsnetzes mit Darstellung der Äquischeinleistungslinien zur Verdeutlichung der Scheinleistungsbeeinflussung durch Blindleistungsänderung* ..... 133

Abbildung B-1. *Netzmodell zur Ermittlung des Einflusses der Blindleistungsbereitstellung auf die Blindleistungsbilanz vorgelagerter Netzebenen mit Darstellung der Netzknoten mit verändertem Wirk- und Blindleistungsverhalten sowie Messstellen zur Beobachtung der Wirkung auf die Leistungsbilanz in den einzelnen Netzabschnitten* ..... 135

Abbildung B-2. *Wirksamkeit des Wirk- und Blindleistungsabrufes im Niederspannungsstrang (Bilder a und c) und Mittelspanungsstrangs (Bilder b und c) an den Messstellen des Beispiel-Netzmodells* ..... 137

# TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1. *Auswahl an Erbringungsformen für die Systemdienstleistung Spannungshaltung und deren Einteilung nach physikalischem Wirkprinzip* ..... 23

Tabelle 2-2. *Zeitkonstanten für die Spannungsblindleistungsregelung von Erzeugungs- und Speicheranlagen im HöS-, HS- und MS-Netz* ..... 28

Tabelle 3-1. *Vergleich der eigenen Ergebnisse (in GVAr) mit den im NEP 2030 (2019) von den ÜNB ausgewiesenen Werten zum Q-Bedarf für verschiedene Szenarien und Regelzonen* ..... 59

Tabelle 3-2. *Ergebnisse zum stationären Q-Bedarf des gesamten Stromnetzes in Deutschland für die drei Untersuchungsszenarien des NEP 2030(2019) im Vergleich mit dem eigenen Szenario Q-konstV* ..... 64

Tabelle 3-3. *Höhe der zusätzlichen stationären Q-Bedarfe für die einzelnen Regelzonen sowie für Deutschland mit Zeitanteil eines Jahres, in dem dieser auftritt und in Klammern die Angabe des jeweiligen Anteils an den entsprechenden Maximalwerten des stationären Q-Bedarfs bzw. der entsprechenden Kompensationsleistung* ..... 68

Tabelle 3-4. *Sprung der stationären zeitungleichen Q-Bedarfe beim Stundenwechsel des gesamten Stromnetzes in Deutschland für die Szenarien Q-konstV und LF1,00 (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)* ..... 70

Tabelle 3-5. *Ergebnisse zum quasidynamischen Q-Bedarf für die vier Regelzonen und Deutschland für die Szenarien Q-konstV und LF1,00 bei alleiniger Betrachtung des NNF 1271 sowie für alle NNF, in denen die 21 Netzgruppen ihren jeweiligen maximalen stationären Q-Bedarf* ($Q\mathrm{stat}, \mathrm{NG}, i$) *erreichen, und mit Unterscheidung, ob nur Betriebsmittelbelastungen oder auch Betriebsmittelentlastungen berücksichtigt werden (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)* ..... 72

Tabelle 4-1. *Q-Potenziale aus Erzeugungsanlagen und Speicher im gesamten Verteilungsnetz (Netzebene 3 bis 7) für das Jahr 2035 in Abhängigkeit der drei verschiedenen Varianten für die Q-Bereitstellung von Anlagen im HS-Netz* ..... 83

Tabelle 4-2. *Zeitungleiches und zeitgleiches Q-Potenzial der MS-Betriebe nach Abbildung 4-10 und das gesichert nutzbare Q-Potenzial zur Beeinflussung des Q-Haushalts eines realen industriegeprägten MS-Netzes (Angabe für gesicherte induktive*

*Q-Lieferung fehlt, da Q-Potenzial nur zur Vollkompensation, aber nicht für Überkompensation genutzt wurde)* ..... 91

Tabelle 4-3. *Ergebnisse zum quasidynamischen Q-Bedarf für die vier Regelzonen und Deutschland für das Szenario Q-konstV für alle NNF, in denen die 21 Netzgruppen ihren jeweiligen maximalen stationären Q-Bedarf erreichen, unter Berücksichtigung der Potenziale verschiedener Q-Quellen (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)* ..... 94

Tabelle 4-4. *Ergebnisse zum stationären Q-Bedarf für die vier Regelzonen und Deutschland für das Szenario Q-konstV unter Berücksichtigung der Potenziale verschiedener Q-Quellen (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)* ..... 96

Tabelle 5-1. *Spezifische Investitionen (inkl. erforderlicher Nebeninvestitionen) für verschiedene Technologien zur Bereitstellung von Blindleistung unter Berücksichtigung der für die verschiedenen Spannungsebenen nach TAR geforderten Stellbereiche für die Q-Bereitstellung* ..... 99

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| AWE | automatische Wiedereinschaltung |
| BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| dena | Deutsche Energieagentur |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EZA | Erzeugungsanlage |
| FACTS | Flexible AC Transmission Systems |
| FNN | Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) |
| FRT | Fault-Ride-Through |
| GHD | Gewerbe, Handel, Dienstleistungen |
| HöS | Höchstspannung |
| HS | Hochspannung |
| MS | Mittelspannung |
| MSC | Mechanically Switched Capacitors |
| MSCDN | Mechanically Switched Capacitors with Damping Network |
| MSR | Mechanically Switched Reactors |
| NCRfG | EU-Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| NG | Netzgruppe |
| NLS | Netzleitstelle |
| NNF | Netznutzungsfall |
| NS | Niederspannung |

| | |
|---|---|
| OPF | Optimal Power Flow |
| P | Wirkleistung |
| PV | Photovoltaik |
| Q | Blindleistung |
| QFB | Blindleistungsfolgebetrieb |
| SDL | Systemdienstleistung |
| SLP | Standardlastprofil |
| STATCOM | Static Synchronous Compensator |
| SVC | Static VAR Compensator |
| TAB | Technische Anschlussbedingungen |
| TAR | Technische Anschlussregeln |
| TCR | Thyristor-Controlled Reactor |
| TSC | Thyristor-Switched Capacitor |
| u. B. | unter Berücksichtigung |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| UW | Umspannwerk |
| VNB | Verteilungsnetzbetreiber |
| WEA | Windenergieanlage |
| ZVEI | Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V. |

# Kapitel 1

# Einführende Worte

Mit der sogenannten Blindleistungsstudie des BMWi [1] wurden 2016 neue Herausforderungen für den sicheren Netzbetrieb untersucht und hierbei insbesondere die Blindleistung zur Spannungshaltung in den Fokus genommen. Im Ergebnis wurde festgestellt, dass die Potenziale der vorhandenen Technologien heute noch nicht kosteneffizient genutzt werden, weil

- Koordinationsprozesse und monetäre Anreize für einen spannungsebenenübergreifenden und gegenseitigen Blindleistungsaustausch zwischen Netzbetreibern fehlen,
- die Blindleistungsvorhaltung durch Erzeugungsanlagen (EZA) in einigen Netzregionen teilweise unnötig hoch und in anderen teilweise zu gering ist,
- die in EZA und Kraftwerken installierte Blindleistung größtenteils wirkleistungs- oder marktabhängig und deshalb nicht immer zeitlich und in voller Höhe verfügbar ist und
- Anreize zum sparsamen Umgang mit Blindleistung fehlen, indem die Spannungs-Blindleistungsregelung gegenüber allen anderen Spannungshaltungskonzepten privilegiert ist und Erzeugungs-, Speicher und Bezugsanlagen unterschiedlich hinsichtlich der Netzanschlussanforderungen behandelt werden.

Es wurde schlussgefolgert, dass sich mehr Kosteneffizienz durch eine transparentere und mehr marktgestützte Beschaffung erzielen ließe, weil damit

- langfristig und bei richtiger Ausgestaltung des Beschaffungs- und Vergütungssystems nur mehr technische Mindestanforderungen flächendeckend festgelegt werden, die insgesamt volkswirtschaftlich kostenminimal sind,
- dann Blindleistung genau an den Stellen mit der Verfügbarkeit, Höhe und Regeldynamik installiert wird, die gebraucht wird,
- auch mögliche Potenziale auf Verbraucherseite stärker genutzt werden und

- die Blindleistungskompensation auch teilweise in einer anderen Spannungsebene oder von einem anderen Netzbetreiber durchgeführt wird, wenn dies kostengünstiger ist.

Die durchgeführten Analysen des Blindleistungsbedarfs des gesamten deutschen Stromnetzes zeigten für das Betrachtungsjahr 2034 abhängig von unterstellten einzuhaltenden Spannungsgrenzen einen Zubaubedarf an spannungssenkender Kompensationsleistung von 15 GVAr bis 35 GVAr gegenüber 2014. Dabei wurde ein realitätsnahes Blindleistungsverhalten der unterlagerten Verteilungsnetze unterstellt.

In Folge der BMWi-Blindleistungsstudie entstanden vielfältige Diskussionen u. a. über die Effizienz der heutigen Beschaffungsform von Blindleistung, der Methoden zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs, die Höhe an Blindleistungskapazitäten, die im Rahmen der Netzanschlussbedingungen seitens der Netzbetreiber gefordert werden, und die Rechtfertigung sowie Auswirkungen von vergüteter bzw. kostenloser Blindleistungsbereitstellung. Diese Diskussionen wurden im Rahmen der vom BMWi eingesetzten *Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung* strukturiert und aufbereitet und können in [2] nachgeschlagen werden.

## 1.1 PROBLEMSTELLUNG

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) haben die deutschen ÜNB das Blindleistungsverhalten und den Zubaubedarf an Kompensationsleistung quantifiziert. Im Ergebnis kommen sie für den spannungssenkenden und spannungshebenden Zubaubedarf auf 38,1 bis 74,3 GVAr. Damit liegen diese Werte deutlich über die der BMWi-Blindleistungsstudie. Die Abweichung erklärt sich auch daraus, dass unterschiedliche Methoden zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs angewendet wurden und sich zwischenzeitlich einige Einflussfaktoren geändert haben. Diese sind u. a.

- Öffnung der Interkonnektoren auf 70 Prozent bis 2025,
- Höherauslastung des Stromnetzes durch die geplanten Maßnahmen zur Bestandsnetzoptimierung und innovative Technologien,
- Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 65 Prozent bis 2030,
- Empfehlungen der „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zur Abschaltung der Kohlekraftwerke und
- veränderte Vorgaben zur Bereitstellung von Blindleistung durch die Umsetzung der europäischen Netzkodizes in nationale technische Anschlussregeln.

## 1.2 Zweck und Zielsetzung dieser Studie

Angesichts dieser Veränderungen soll überprüft werden, ob die Ergebnisse der BMWi-Blindleistungsstudie weiterhin gültig sind und wie sich die Veränderungen auf den Bedarf an Blindleistung, die Bereitstellung und die Kosten auswirken. Zudem soll herausgearbeitet werden, wie der Bedarf verringert und effizient gedeckt werden kann.

## 1.3 Aufbau und Aufgabenstellungen der Studie

Im Rahmen der vorliegenden Studie sollen mögliche Methoden zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs vorgestellt und hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Vor- und Nachteile diskutiert werden. Dabei sollen auch Gründe für oder gegen eine Vereinheitlichung der angewendeten Methoden beleuchtet werden. Damit beschäftigt sich Kapitel 2.

Eine weitere Aufgabe der Studie besteht darin, den Bedarf an Blindleistung für das gesamte deutsche Stromnetz zu bestimmen und dabei eine zeitliche Differenzierung des Bedarfs vorzunehmen. Grundlage bildet eine leitungs- und knotenscharfe Simulation des Übertragungsnetzes auf Basis des 2. Entwurfs des NEP 2030 (2019)[1]. Zudem soll das Blindleistungsverhalten der Verteilungsnetze möglichst realitätsnah und regionalisiert abgebildet werden. Darüber hinaus sind Maßnahmen aufzuzeigen, wie der statische und dynamische Bedarf an Blindleistung gesenkt werden kann.

In einem weiteren Schritt ist aufzuzeigen, wie der Bedarf im Übertragungsnetz mit den geltenden technischen Anschlussregeln und dem bestehenden Austausch mit dem Verteilnetz gedeckt wird. Die Studie soll auch Antworten u. a. auf folgende Fragen liefern:

- Wie sind die technischen Anschlussregeln weiterzuentwickeln?
- Ist es effizienter, den Bedarf an Blindleistung zu senken oder den Zusatzbedarf zu decken?
- Wie kann dieser Zusatzbedarf effizient gedeckt werden?
- Kann das Verteilnetz zur Deckung des Bedarfs im Übertragungsnetz besser genutzt werden?
- Welche technischen Potentiale bei Dritten (Erzeugungsanlagen, Lasten…) bestehen, die bisher nicht genutzt werden?
- Welche Voraussetzungen müssen geschaffen werden, um die Alternativen und Potentiale bei Dritten zu nutzen?
- Wie schnell können sie genutzt werden und welche Kosten entstehen für die Erschließung der Alternativen und Potentiale?
- Welche Kosten und wie viele Kompensationsanlagen könnten dadurch insgesamt eingespart werden?

[1] Die Bestätigung des NEP 2030 durch die BNetzA enthält nur wenige Ergänzungen und Änderungen gegenüber dem 2. Entwurf. Der Einfluss auf die Ergebnisse wird als gering eingeschätzt und vor allem in Hinblick auf die abgeleiteten Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen als irrelevant.

Schließlich sollen auch die technischen Anforderungen an Erzeuger, Verbraucher und unterlagerte Netze dargestellt werden, die in den aktuellen technischen Anschlussregeln gefordert werden. Dabei soll auch beschrieben werden, welche Anforderungen zwingend aus den europäischen Netzkodizes vorgegeben sind und inwieweit national Spielräume von der technischen Selbstverwaltung genutzt wurden. Es ist darzustellen, wie sich die Blindleistungsvorhaltung und -bereitstellung aus Erzeugungsanlagen bis 2050 entwickelt, wenn die technischen Anschlussregeln auf ihrem heutigen Niveau fortgeschrieben werden. Außerdem soll die Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten für die Bereitstellung von Blindleistung aufgezeigt werden.

# Kapitel 2

# Darstellung der Methoden zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs

Für die künftige Beschaffung von Blindleistung ist essentiell, dass es abgestimmte Modelle bzw. Methoden zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs von Stromversorgungssystemen gibt. In diesem Kapitel werden daher Grundsätze von Bestimmungsmethoden beschrieben. Es wird nicht das Ziel verfolgt, eine bestimmte vereinheitlichte Vorgehensweise vorzuschlagen. Auf zu beachtende Aspekte muss jedoch hingewiesen werden, die eine Festlegung auf ein bestimmtes künftiges Verfahren zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs beeinflussen. Dem vorangestellt werden zuerst relevante Begriffe zu diesem Themenkomplex. Es folgt eine potenzielle Unterteilung der zeitlichen Wirkungsbereiche der Spannungshaltung, wie sie auch bei der Frequenzhaltung vorgenommen wird. Mit der Darlegung und Diskussion möglicher Vorgehensweisen zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs endet dieses Kapitel.

## 2.1 Begriffe

Zunächst müssen Begrifflichkeiten zu Systemdienstleistungen, einige Stabilitätsbegriffe sowie Bezeichnungen zum Zeitverhalten von Vorgängen aus Sicht der Systemtheorie vorgestellt werden. Dies ist wichtig für eine zielgerichtete Diskussion und erleichtert den Austausch zwischen Stakeholdern und Interessensgruppen wesentlich.

### 2.1.1 Begrifflichkeiten zu Systemdienstleistungen

In Deutschland werden die Systemdienstleistungen (SDL) üblicherweise in die vier Kategorien Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung eingeteilt. In der BMWi-Blindleistungsstudie [1, Kapitel 1] wurde 2016 festgestellt, dass dies nicht selbstverständlich ist (siehe dazu auch die Diskussion zu Stabilitätsaspekten in [3]) und andere Länder mehr Kategorien bilden.

SDL können i. d. R. über verschiedene Erbringungsformen erbracht werden. Die dena-Studie „SDL 2030“ [4] klassifiziert diese Erbringungsformen in:

- physikalisch intrinsische Eigenschaften von Netzbetriebsmitteln und Anlagen der Netznutzer,
- über Netzanschlussbedingungen gefordertes Verhalten von Anlagen der Netznutzer,
- marktgestützte Beschaffung in Form von bilateral vereinbarten oder allgemeingültig definierten SDL-Produkten und
- betriebliche Maßnahmen der Netzbetreiber.

Sie spricht jedoch nicht von Erbringungsformen, sondern von Produkten und Maßnahmen. In der 2020 erschienenen „dena-Studie Systemsicherheit 2050“ [5] wird dafür der Begriff Vorleistungen verwendet.

Wie bereits in [1, Kapitel 1] erwähnt, steht im allgemeinen Sprachgebrauch der Begriff Systemdienstleistungen nicht nur für die oben beschriebenen Kategorien, sondern oftmals auch für die Erbringungsformen selbst. Dies ist insofern problematisch, weil sich für die Erbringung der Systemdienstleistungen i. d. R. unterschiedliche Erbringungsformen anbieten und damit der Bedarf einer Erbringungsform wesentlich davon abhängt, welche weiteren Erbringungsformen und mit welchem Umfang genutzt werden. Dies verdeutlicht sich am Beispiel der SDL Spannungshaltung, für die zahlreiche Möglichkeiten der Erbringung existieren. Die wesentlichen sind in Tabelle 2-1 aufgelistet und diese dabei nach den zugrundeliegenden physikalischen Wirkprinzipen untergliedert. Im Mittel- und Niederspannungsnetz wird z. B. der Bedarf an konventionellem Netzausbau sehr stark davon beeinflusst, in welchem Umfang Blindleistung oder regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden und umgekehrt. Dies wiederum beeinflusst deutlich den Gesamtblindleistungshaushalt und damit die Spannungshaltung im vorgelagerten Hoch- und Höchstspannungsnetz. Auch wird andererseits deutlich, dass sich nicht alle Erbringungsformen in den verschiedenen Spannungsebenen technisch oder ökonomisch eignen. Ein spannungsbedingter Netzausbau ist im Übertragungsnetz zweifelsohne gesellschaftlich und ökonomisch nicht akzeptabel, während er im Verteilungsnetz durchaus (gesamt)ökonomisch günstiger sein kann als die Spannungshaltung durch Blindleistung.

**Tabelle 2-1.** *Auswahl an Erbringungsformen für die Systemdienstleistung Spannungshaltung und deren Einteilung nach physikalischem Wirkprinzip*

| *Beeinflussung der Spannung durch Änderung der* | | | |
|---|---|---|---|
| *Netzimpedanz* | *Wirkleistung* | *Blindleistung* | *Spannungs-transformation* |
| Umspannwerks-/ Stationsdichte | Einspeise-management | Q-fähige Erzeugungsanlage | Dyn. Sollwert-anpassung |
| Leitungstausch/ Parallelverkabelung | Last-management | Q-fähige Bezugsanlage | Regelbarer Orts-netztransformator |
| Vermaschung | Speicher-management | Q-fähiger Speicher | Strangregler |
| Trennstellen-verlagerung | Lastfluss-steuerung | Kompensations-anlage /rot. Phasen-schieber/STATCOM | Anpassung Umsteller |

Von dem allgemeinen Begriff Systemdienstleistung sind die sog. *nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen*

- statische Spannungsregelung,
- Einspeisung von dynamischem Blindstrom,
- Trägheit der lokalen Netzstabilität,
- Kurzschlussstrom,
- Schwarzstartfähigkeit und
- Inselbetriebsfähigkeit

im Sinne der im Rahmen des EU-Legislativpakets *Saubere Energie für alle Europäer* neu verfassten Strombinnenmarkt-Richtlinie 2019/944(EU) [6] zu unterscheiden. Diese können auch als Unterkategorien der eingangs genannten Systemdienstleistungen aufgefasst werden.

### 2.1.2 FESTLEGUNGEN ZUR SPANNUNGSSTABILITÄT

Die Systemdienstleistung Spannungshaltung beschreibt die Fähigkeit, die Spannungen im elektrischen System in festgelegten Bereichen halten zu können. Sie adressiert die Spannungsstabilität, welche hinsichtlich des Störungsausmaßes und hinsichtlich des Zeitbereichs der Betrachtung jeweils in zwei Kategorien unterschieden werden kann [3,7]. Mit Blick auf das Störungsausmaß differenziert man zwischen der Großsignal-Spannungsstabilität und der Kleinsignal-Spannungsstabilität. Das Großsignalverhalten zeigt sich bei großen Störungen wie beispielsweise dem Ausfall von Erzeugungsleistung

oder Leitungen. Untersuchungen zur Großsignal-Spannungsstabilität erfordern die Abbildung der Nichtlinearität des Systemverhaltens und können sich über einen Zeitbereich von Sekunden bis in den zweistelligen Minutenbereich erstrecken. Die Kleinsignal-Spannungsstabilität fokussiert kleine Aussteuerungen wie beispielsweise Laständerungen, bei der das Systemverhalten um den Arbeitspunkt linearisiert werden kann und nichtlineare Effekte ggf. zusätzlich beachtet werden können (z. B. Transformatorenregelung). Mit Blick auf den Zeitbereich klassifiziert man die Kurzzeit-Spannungsstabilität und Langzeit-Spannungsstabilität. Untersuchungen zur Kurzzeit-Spannungsstabilität konzentrieren sich auf das dynamische Verhalten und Zusammenspiel von schnell regelnden Komponenten, umfassen den zeitlichen Bereich von wenigen Sekunden und erfordern die Lösung der Systemdifferenzialgleichungen. In [7] werden als Beispiele u. a. elektronisch gesteuerte Lasten oder HGÜ-Konverter genannt. Die Langzeit-Spannungsstabilität erfasst dagegen eine Betrachtungsdauer von einigen bis viele Minuten und erfordert Langzeitsimulationen. Sie wird in der Regel weniger von der Schwere der anfänglichen Störung als vielmehr von den einhergehenden Ausfällen von Betriebsmitteln und Anlagen bestimmt. Instabilitäten treten auf, wenn kein langfristiger Gleichgewichtszustand erreicht werden kann, nach der Störung keine Kleinsignal-Spannungsstabilität vorliegt oder keine ausgeprägte bzw. konsequente Rückführung in ein stabiles Leistungsgleichgewicht erfolgt (z. B. durch zu spät ergriffene Maßnahmen) [7].

Die vorliegende Studie konzentriert sich auf die Langzeit-Spannungsstabilität sowohl im Großsignal- als auch im Kleinsignalverhalten. Entscheidend sind hierfür die Bestimmung der Blindleistungsbedarfe im Gesamtsystem und die Deckung dieser durch verfügbare oder zu errichtender Blindleistungskapazitäten. Da die Blindleistungsquellen unterschiedliche Dynamiken besitzen und bei der Deckung der Blindleistungsbedarfe unterschiedliche zeitliche Anforderungen bestehen, müssen die zeitliche Abfolge der Steuerungsmechanismen und die Charakteristiken der Regelkreise für den Blindleistungsabruf aus den verschiedenen Blindleistungsquellen beachtet werden. Im Detail ist die Dynamik (Kurzzeit-Spannungsstabilität) in dieser Studie allerdings nicht von Interesse.

### 2.1.3 FESTLEGUNGEN ZUM ZEITVERHALTEN

Bei Systembetrachtungen werden oftmals (quasi)statische, (quasi)stationäre, (quasi)dynamische und transiente Vorgänge bzw. Prozesse unterschieden. Wesentliches Merkmal dieser Einteilung ist die Abhängigkeit der Systemzustandsvariablen von der Zeit. Statische und stationäre Prozesse besitzen keine zeitabhängigen Systemzustandsvariablen. Gegenüber einem statischen System, in dem keine Bewegungen bzw. Strömungen (z. B von Ladungsträgern) auftreten, steht ein stationärer Prozess in Wechselwirkung mit seiner Umgebung, d. h. mit den Ein- und Ausgangsgrößen bzw. Zu- und Abflüssen. Eine Strömung, Bewegung oder (Leistungs-)Fluss ist dann stationär, wenn die beschreibenden Systemzustandsvariablen, z. B. Effektivwerte von Strömen und Spannungen, Polradwinkel usw., sich im Gleichgewicht befinden und daher auch nicht zeitabhängig sind (wenngleich die Leistung als zeitliche Ableitung der Energie damit

ungleich null ist). Folglich gibt es keine räumliche Ausbreitungs- bzw. veränderliche Fließ- oder Strömungsprozesse. Nicht selten werden jedoch statisch und stationär als Synonym verwendet.

Dynamische und transiente Simulationen erzwingen die Betrachtung der zeitlichen Änderung der Abläufe, wobei letztere speziell sehr kurzzeitige bzw. elektromagnetische Ausgleichsvorgänge adressieren. Werden zeitliche Zustandsänderungen als Abfolge von Gleichgewichtszuständen dargestellt, bei denen nicht das genaue zeitliche Übergangsverhalten interessiert, bezeichnet man derartige (zeitabhängige) Systeme synonym quasistationär bzw. quasistatisch, seltener auch quasidynamisch.

## 2.2 Zeitliche Gliederung der Wirkungsbereiche der Spannungshaltung

Bei der Spannungs-Blindleistungs-Regelung können einige Analogien zur Frequenz-Wirkleistungs-Regelung gezogen werden. So gilt es in beiden Fällen, ein Gleichgewicht zwischen entnommener und eingespeister Leistung herzustellen. Ein Unterschied besteht darin, dass die Frequenz nahezu ortsunabhängig ist, die Spannung aber einer ausgeprägten Ortsabhängigkeit unterliegt. Folglich lässt man bei der Spannung einen gewissen Spielraum zu, in dem sich diese im Normalbetrieb bewegen darf (zulässiges Spannungsband). Es muss deshalb nicht versucht werden, an jedem Netzknoten einen bestimmten Spannungswert einzuhalten. Ein weiterer wesentlicher Unterschied besteht darin, dass die Spannung kurzzeitig (z. B. bei einem Kurzschluss) auch zu null werden kann, bei der Frequenz im Vergleich dazu ein enger Bereich gesteckt ist. In beiden Fällen kann der zu betrachtende Zeitbereich vom Augenblick des Eintritts eines Ungleichgewichts bis zur Herstellung eines gewünschten Gleichgewichts grundsätzlich in verschiedene Abschnitte unterteilt werden.

### 2.2.1 „Transiente Spannungsstützung“

Synchrongeneratoren stützen inhärent (bis zu ihrer dynamischen Stabilitätsgrenze) die Netzspannung bei Laststößen über ihr subtransientes und transientes Verhalten, wobei für Stabilitätsuntersuchungen der subtransiente Einfluss vernachlässigbar ist. Veranschaulichen lässt sich dies über das vereinfachte Ersatzschaltbild eines Vollpol-Synchrongenerators in Abbildung 2-1. Ändert sich die Spannung im Netz und damit auch an den Klemmen des Generators schlagartig, treibt die transiente Spannung $\underline{U}'$ über die transient wirkende Reaktanz $X'_{\mathrm{d}}$ einen entsprechenden Strom. Damit verbunden ist ein netzstützendes dynamisches (kombiniertes Wirk- und Blind-)Leistungsverhalten des Generators, welches (bis zur dynamischen Stabilitätsgrenze des Generators) Spannungsänderungen an den Klemmen des Generators $\underline{U}_{\mathrm{G}}$ entgegengewirkt.

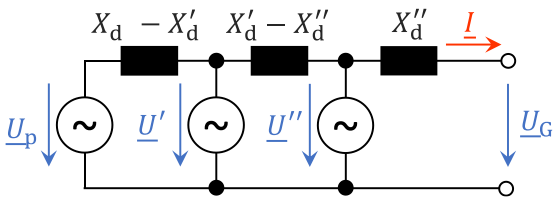


**Abbildung 2-1.** *Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Turbogenerators für Netzberechnungen*

Anzumerken ist, dass der hier gewählte Begriff der transienten Spannungsstützung nicht etabliert ist. In [8] wird sie als instantane dynamische Spannungsstützung bezeichnet. Im Allgemeinen wird in der Literatur diese stützende Eigenschaft in Zusammenhang mit einem Kurzschluss im Stromnetz und daher unter dem Begriff Kurzschlussleistung betrachtet. Die transiente Spannungsstützung wirkt jedoch auch bei Laststößen. Zu beachten ist hierbei, dass die transienten Lastzeitkonstanten infolge der Netzimpedanzen etwas höher liegen als die transienten Kurzschlusszeitkonstanten.

### 2.2.2 DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG

Umrichtergekoppelte Erzeugungsanlagen besitzen keinen Synchrongenerator bzw. entkoppeln diesen vom Netz. Ist der Umrichter stromgeregelt, leistet er keine transiente Spannungsstützung für das Netz. Im Rahmen des TransmissionCode 2007 [9] wurde erstmalig in Deutschland von „Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen“ gefordert, die Netzspannung während eines Spannungseinbruchs von mehr als 10 % des Effektivwerts der Generatorspannung mit zusätzlichem Blindstrom zu stützen. Heute bezeichnet man diese Eigenschaft als dynamische Netzstützung.

In der Höchst-, Hoch- und Mittelspannung wird seit 2018 für sog. Typ-2-Anlagen[2] eine Anschwingzeit[3] $T_{\mathrm{an_90\%}}$von maximal 30 ms und eine Einschwingzeit[4] $T_{\mathrm{ein_\Delta Q}}$von maximal 60 ms nach Eintreten eines Fehlerbeginns (s. unten) gefordert [10-12]. Der zusätzliche Blindstrom $\Delta i_{\mathrm{B}} = \Delta I_{\mathrm{B}}/I_{\mathrm{n}}$ muss dabei proportional zur Spannungsabweichung am Netzanschlusspunkt $\Delta u_{\mathrm{NAP}} = (U_{\mathrm{NAP}} - \overline{U}_{\mathrm{NAP,1\,min}})/U_{\mathrm{C}}$ sein. Darin bedeuten $U_{\mathrm{C}}$ die Vertrags- bzw. Nennspannung und $\overline{U}_{\mathrm{NAP,1\,min}}$ der 1-Minuten-Mittelwert der Spannung am Netzanschlusspunkt vor Eintritt des Spannungssprungs. Die Proportionalität ist vom Netzbetreiber in Form des sog. Verstärkungsfaktors $k$ in einem Bereich von 2 bis 6

[2] Eine Erzeugungseinheit vom Typ 1 bestehen aus einem direkt netzgekoppelten Synchrongenerator. Alle anderen Anlagen gehören zum Typ 2.

[3] Die Anschwingzeit definiert die Zeitspanne nach einem Sollwertsprung der Führungsgröße bis die Sprungantwort der Regelgröße 90 % des Sollwertsprungs erreicht.

[4] Die Einschwingzeit definiert die Zeitspanne nach einem Sollwertsprung der Führungsgröße bis zu dem Zeitpunkt, ab dem die Sprungantwort der Regelgröße den stationären Endwert mit einem bestimmten Toleranzband einhält.

vorgebbar. Bei einem Spannungssprung von 10 % würde damit ein zusätzlicher Blindstrom in Höhe von 20 ($k = 2$) bis 60 % ($k = 6$) des Nennstromes abgerufen werden, sofern damit nicht der Bemessungsstrom der Anlage überschritten wird. Denn eigens für die dynamische Netzstützung muss die Anlage nicht höher dimensioniert werden. Extra-Kosten für eine Kapazitätsvorhaltung gehen damit nicht einher.

Einige Netzbetreiber schreiben allerdings in der Netzebene 5 einen $k$-Wert gleich null vor und deaktivieren damit die vollständige dynamische Netzstützung. Dies ist nach deren Ansicht mit Blick auf die Selektivität des Netzschutzes notwendig, wenn eine automatische Wiedereinschaltung (AWE) vorhanden ist.

Aktiviert wird die dynamische Netzstützung mit Erkennen des Fehlerbeginns bzw. Spannungssprungs. Dazu müssen eine oder mehrere Leiter-Leiter-Spannungen entweder das Toleranzband von ±5 % um den fortgeführten Sinusverlauf der letzten 50 Perioden der Spannung vor dem Spannungssprung (Vorfehlerspannung) oder das Spannungsband von ±10 % der vereinbarten Versorgungsspannung (i. d. R. Nennspannung) verlassen. Das Fehlerende wird festgestellt, wenn alle drei Leiter-Leiter-Spannungen wieder im Bereich von 90 bis 110 % der Vertragsspannung liegen oder fünf Sekunden nach festgestelltem Fehlerbeginn verstrichen sind. Abbildung 2-2 zeigt die Spannungs-Zeitfläche, innerhalb der die dynamische Netzstützung beispielsweise bei Anlagen in der Hoch- und Mittelspannung wirken können müssen.

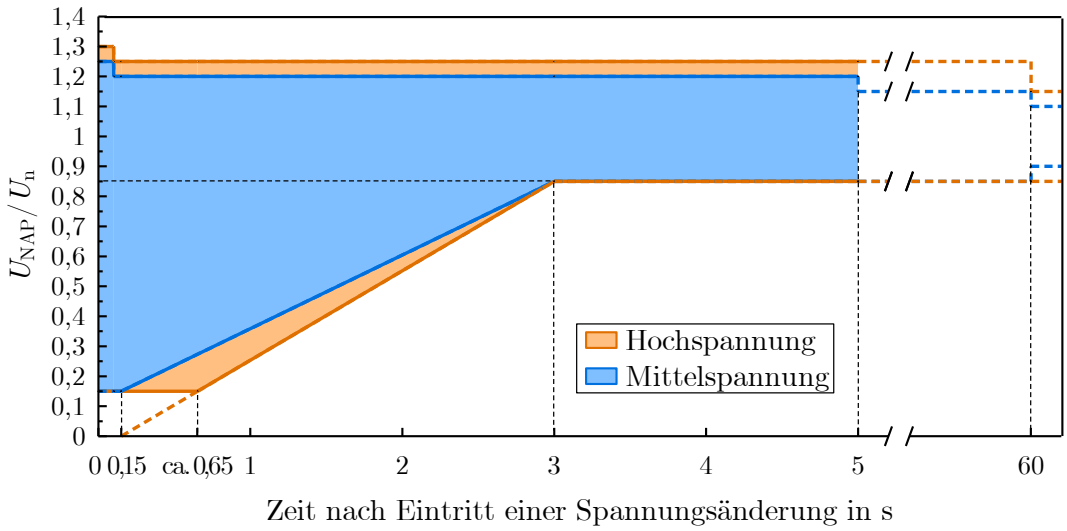


**Abbildung 2-2.** *Wirksamer (eingefärbter) Spannungs-Zeitbereich der dynamischen Netzstützung von Erzeugungsanlagen vom Typ 2 im Hoch- und Mittelspannungsnetz (bei dreipoligen Fehlern/Spannungssprüngen); gestrichelt dargestellt sind die jeweils geforderten Fault-Ride-Through-Fähigkeiten*

Die Technischen Anschlussregeln (TAR) für Höchst-, Hoch- und Mittelspannung [10-12] weisen ausdrücklich darauf hin, dass die dynamische Netzstützung auch unabhängig von der Erfüllung der Kriterien für Fehlerbeginn und Fehlerende permanent und parallel zur stationären Spannungshaltung im Eingriff sein darf (kontinuierliche dynami-

sche Netzstützung). An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass Vorgaben zum Entkupplungsschutz sowie Q-U-Schutz den oben dargestellten FRT-Bereich einschränken können.

Mit Blick auf die proportionale Reaktion der Blindstromeinspeisung auf eine Spannungsabweichung ist die dynamische Netzstützung vergleichbar mit der Primärregelung, die proportional zur Frequenzabweichung Wirkleistung abruft.

### 2.2.3 SCHNELLE SPANNUNGS-/BLINDLEISTUNGSREGELUNG

Synchrongeneratoren, rotierende Phasenschieber und umrichtergekoppelte Anlagen (Netzbetriebsmittel/FACTS, Erzeugungsanlagen, Speicher, theoretisch auch Bezugsanlagen) ermöglichen eine schnelle Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung. Darunter ist im Rahmen der vorliegenden Studie eine Regelzeitkonstante von wenigen Sekunden gemeint. Damit einher geht eine Einschwingzeit von wenigen Sekunden bis etwa eine Minute.

#### KUNDENANLAGEN

Für Kundenanlagen (Erzeugungsanlagen, Speicher) bestehen seitens der entsprechenden Netzanschlussrichtlinien einzuhaltende Vorgaben. Hierbei wird zwischen Typ-1- und Typ-2-Anlagen unterschieden. Typ-1-Anlagen haben einen Synchrongenerator. Unter Typ-2-Anlagen sind alle anderen Generatortypen und umrichtergekoppelte Anlagen zusammengefasst.

Für die verschiedenen Spannungsebenen existieren teils leicht unterschiedliche Zeitkonstanten und Vorgaben zum Einschwingverhalten. Eine Übersicht über die Zeitkonstanten ist in Tabelle 2-2 zu sehen. Abbildung 2-3 und Abbildung 2-4 veranschaulichen das zulässige Regelverhalten bei einem Sollwertsprung der Blindleistung.

**Tabelle 2-2.** *Zeitkonstanten für die Spannungsblindleistungsregelung von Erzeugungs- und Speicheranlagen im HöS-, HS- und MS-Netz*

| | *HöS (für Typ-2-Anlagen)* | | *HS* | | *MS* |
|---|---|---|---|---|---|
| | $T_{an_90\%}$ | $T_{ein_\Delta Q}$ | $T_{an_90\%}$ | $T_{ein_\Delta Q}$ | $T_{3\tau}$ |
| Q(U) | 1 bis 5 s (Default: 5 s) | 5 bis 60 s | Typ 1: 5 bis 60 s Typ 2: 1 bis 5 s (Default: 5 s) | bis $T_{an_90\%}$ + 3 s | Typ 1: 10 bis 60 s Typ 2: 6 bis 60 s (Default: 10 s) |
| Q mit U-Begrenzung | unklar | bis $T_{an_90\%}$ + 1 min | | bis $T_{an_90\%}$ + 1 min | |
| Q(P) | — | — | — | — | |
| cosφ | unklar | bis $T_{an_90\%}$ + 1 min | bis 1 min | bis $T_{an_90\%}$ + 1 min | bis 1 min |

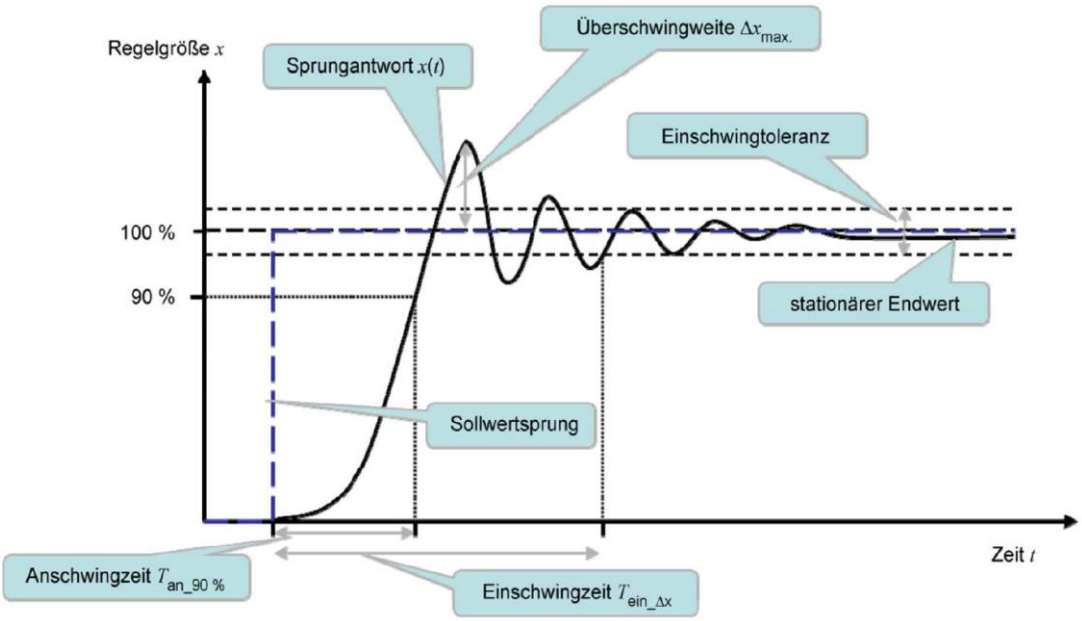


**Abbildung 2-3.** *Prinzipielles Reglerverhalten bei einem Sollwertsprung der Blindleistung von Erzeugungs- und Speicheranlagen im HöS- und HS-Netz [12,11]*

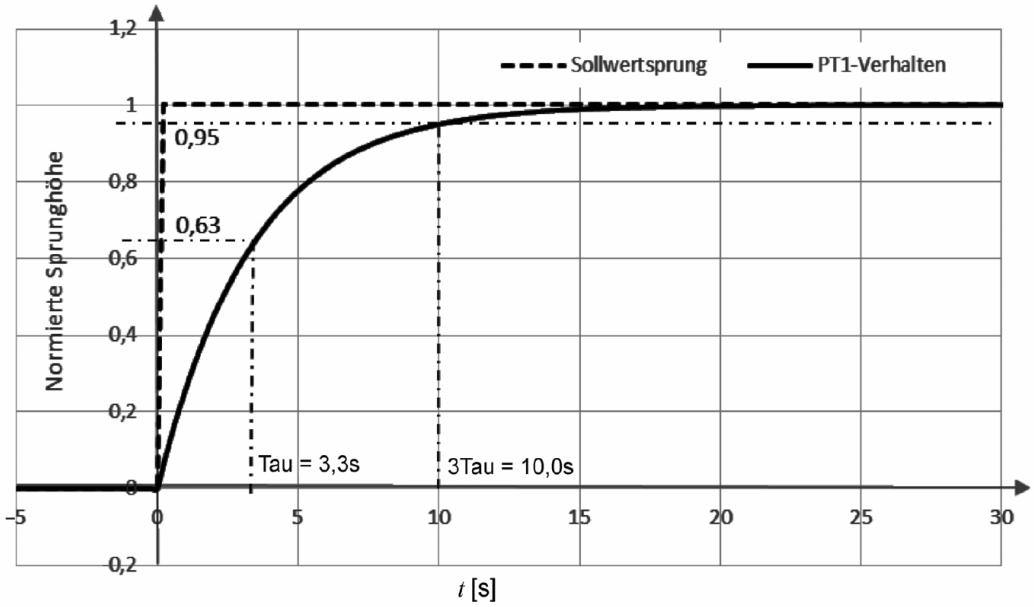


**Abbildung 2-4.** *Prinzipielles Reglerverhalten bei einem Sollwertsprung der Blindleistung von Erzeugungs- und Speicheranlagen im MS-Netz [10]*

Die vorgestellten Anforderungen müssen grundsätzlich von allen Erzeugungs- und Speicheranlagen auf Kundenseite erfüllt werden. Insofern bedarf es hier keiner weiteren Unterscheidung der verschiedenen Technologien. Von den obigen Werten zu unterscheiden ist jedoch ein aus übergeordneter Instanz gezielter, z. B. ein zentral aus der Netzleitstelle generierter Q-Abruf. Im Grunde genommen eignen sich alle oben beschrie-

benen Regelverfahren außer die Q(P)-Regelung, für die keine Anpassung der Regelkennlinie via Fernwirkzugriff vorgesehen ist. Ein gezielter Q-Abruf, wie er für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zur Spannungsstützung der vorgelagerten Spannungsebene erforderlich ist, kann längere Reaktionszeiten in Anspruch nehmen. Diese setzt sich aus den Signalverarbeitungs- und Signallaufzeiten aller betroffenen Instanzen und Übertragungswege zusammen. Im Beispiel in Abbildung 2-5 benötigt die Netzleitstelle (NLS) die Zeit $t_1$, um nach einer Feststellung einer auszuregelnden Spannungsabweichung einen entsprechenden Q-Abruf $Q_{\text{soll}}$ zu berechnen. Diese Anforderung muss an die zentrale Regelinstanz der Erzeugungsanlage (EZA-Regler) per Fernwirktechnik übermittelt werden. Die dafür notwendige Zeitspanne $t_2$ beträgt im Idealfall 100 ms, im schlechtesten Fall bis zu 30 Sekunden [13]. Zur Verarbeitung der Q-Anforderung im EZA-Regler und Übertragung auf die einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. Q-Quellen muss insgesamt eine Dauer $t_3 + t_4$ von ca. 250 ms angesetzt werden. Die Umsetzung des Q-Abrufs hängt von der Technologie bzw. dem Typ der Q-Quelle ab. Von Erzeugungsanlagen und Speichern fordern die aktuell gültigen TAR der Hoch- und Mittelspannung eine Reaktionszeit $t_5$ von maximal vier Minuten [11,12]. Technologisch wären aber deutlich kürzere Reaktionszeiten möglich, und zwar vergleichbar mit den in Tabelle 2-2 genannten Werten.

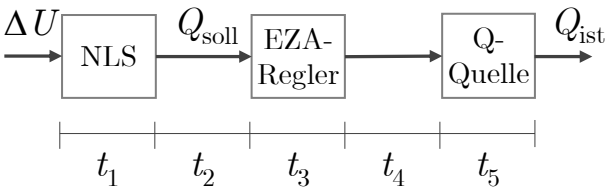


**Abbildung 2-5.** *Vereinfachtes Schaubild der Signallaufzeiten durch die Regelinstanzen und für die Signalübertragung*

### ROTIERENDE PHASENSCHIEBER

Rotierende Phasenschieber können grundsätzlich wie alle Generatoren mit individueller Bemessungsleistung bis mindestens 1.300 MVA gebaut werden. Es gibt aber Vorzugsgrößen mit Leistungsklassen von 50 MVAr bis 300 MVAr [14]. Natürlich können auch Maschinen mit deutlich größerer Leistung realisiert werden.

Die Lebensdauer wird maßgeblich vom Servicevertrag beeinflusst, sollte aber mindestens 30 Jahre betragen. Mit mindestens 98 % ist die Verfügbarkeit von rotierenden Phasenschiebern etwas niedriger als bei sonstigen FACTS- und Kompensationsanlagen [15], die auf mindestens 99 % kommen.

Aus den Angaben in der dena-SDL-Studie 2030 [4] errechnen sich spezifische Investitionen von rotierenden Phasenschiebern in Höhe von 70 EUR/kVAr. Informationen von Herstellern zufolge muss aber eher mit einer Spannweite von ungefähr 120 bis 300 EUR/kVAr für den oben genannten Leistungsbereich abgeleitet werden, wobei sich der untere Werte auf 300-MVA-Maschinen beziehen dürfte. Dies fügt sich auch besser ins

Bild bislang realisierter Phasenschieber-Projekte, die spezifische Gesamtinvestitionen, also inkl. aller weiteren erforderlichen Nebeninvestitionen, von ungefähr 200 EUR/kVAr aufweisen.

Die Betriebskosten werden in [4] mit 3,5 % der Investition beziffert. Diese liegen damit deutlich über denen anderer Kompensationseinrichtungen. Dies ist einerseits auf den etwas höheren Wartungsaufwand gegenüber den anderen Technologien zurückzuführen. Und andererseits liegt dies an den höheren elektrischen Verlusten. Siemens gibt Leerlaufverluste (bei 0 MVAr) von ca. 1 % der Bemessungsscheinleistung an [15]. Hinzukommen die elektrischen Verluste von mindestens 1 % der abgerufenen Blindleistung.

Die Dynamik von rotierenden Phasenschiebern ist vergleichbar mit der von Synchrongeneratoren, allerdings mit geringfügiger Optimierung.

### FACTS (Flexible AC-Transmission Systems)

FACTS umfassen eine Reihe verschiedener Betriebsmittel. Während in Serie mit der Leitung verschaltete FACTS-Elemente in erster Linie der Steuerung der Leistungsflüsse auf Leitungen dienen, stellen parallel geschaltete FACTS dem Netz Blindleistung zur Verfügung. Daneben existieren kombinierte Konzepte.

Zu den parallel geschalteten FACTS zählen thyristorgeschaltete Drosseln (TCR, Thyristor-Controlled Reactor) und Kondensatoren (TSC, Thyristor-Switched Capacitor), der statische Blindleistungskompensator (SVC, Static Var Compensator) sowie der STATCOM (Static Synchronous Compensator). Eine SVC-Anlage besteht aus einer Kombination von TCR und TSC und kann daher sowohl induktive wie kapazitive Blindleistung bereitstellen. TCR und TSC werden vor allem in den unteren Spannungsebenen bzw. im industriellen Umfeld eingesetzt, wenn die Kompensation nur in einer Richtung notwendig ist. Im Übertragungsnetz kommen dagegen SVC sowie STATCOM zur Anwendung. STATCOM-Anlagen erzeugen Blindleistung über einen Stromrichter im Pulsbetrieb und können daher auf Kondensatoren und Drosseln verzichten.

Allen gemeinsam sind leistungselektronische Schaltventile, wodurch sehr schnelle Reaktionszeiten von 3 bis 5 ms möglich sind. Für SVC wird eine Antwortzeit von 2 bis 3 Zyklen (40 bis 60 ms), für STATCOM von 1,5 bis 2 Zyklen angegeben [15]. Sie sind damit deutlich schneller als rotierende Phasenschieber und mit ihrer Dynamik auch für die dynamische Netzstützung geeignet. Mit 30 bis 40 Jahren erreichen sie die gleiche Lebensdauer wie konventionelle Kompensationsanlagen. Für beide Technologien bestehen keine Limitierungen von Schalthandlungen.

SVC werden von 25 bis mehrere 100 MVAr angeboten. Sie besitzen eine gute Überspannungs-Performance. Die Blindleistungserzeugung ist stufenlos möglich, aber quadratisch abhängig von der Netzspannung, was im Falle der Spannungsstützung durch kapazitives Verhalten abschwächend wirkt, sofern der maximale Regelbereich erreicht und nicht mehr nachgeregelt werden kann. Die Verfügbarkeit beträgt mindestens 99 % [15], kann aber mit größerer Anzahl an Thyristoren, redundanter Regelung usw. noch

höher ausgelegt werden. Aus der dena-SDL-Studie 2030 [4] leiten sich spezifische Investitionen (inkl. notwendiger Schaltfelder) in Höhe von 52 EUR/kVAr ab. Die Kostenschätzung im Rahmen des Netzentwicklungsplans wird mit 50 EUR/kVAr durchgeführt [16]. Darin enthalten ist der notwendige Anpasstransformator, nicht jedoch das erforderliche 380-kV-Schaltfeld. Für dieses sind 4 Mio. EUR veranschlagt.

Für STATCOM gilt hinsichtlich der Verfügbarkeit das gleiche wie für SVC. Die Blindleistungserzeugung ist ebenfalls stufenlos möglich, aber nur linear von der Netzspannung abhängig. Dies ist dann ein Vorteil gegenüber Q-Quellen mit Drosseln und Kondensatoren, wenn der Regelbereich ausgeschöpft ist und die Netzspannung aber weiter fällt bzw. steigt. Die ÜNB kalkulieren mit 130 EUR/kVAr, wobei hier zu beachten ist, dass mit einem installierten kVAr sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistung bereitgestellt werden kann. Bei einem SVC sind die angegebenen Kosten dagegen separat auf die induktive und kapazitive Blindleistung zu beziehen. Insofern darf man die der dena-SDL-Studie 2030 [4] zu entnehmenden spezifischen Investitionen in Höhe von 68 EUR/kVAr wohl nur für den halben Regelbereich verstehen. Heute werden auch sog. hybride STATCOM-Lösungen angeboten. Diese kombinieren reine STATCOM-Anlagen mit TCR und/oder TSC. Damit kann der symmetrische Blindleistungsstellbereich von reinen STATCOM ergänzt und asymmetrisch ausgelegt werden.

Die jährlichen Betriebskosten von SVC sowie STATCOM werden auf ca. 2 % der Investitionssumme geschätzt [4]. Damit liegen diese deutlich unter den von rotierenden Phasenschiebern.

### 2.2.4 LANGSAME SPANNUNGSREGELUNG/BLINDLEISTUNGSKOMPENSATION

Unter langsamer Spannungsregelung bzw. Blindleistungskompensation ist hier die Regelung bzw. Steuerung von Transformatoren und konventionellen Kompensationsanlagen bestehend aus Drosselspulen oder Kondensatoren gemeint. Die genannten drei Technologien werden im Folgenden kurz vorgestellt.

#### TRANSFORMATOREN

Die Regelung von Transformatoren erfolgt in aller Regel über die stufenweise Zu- und Wegschaltung von Windungen einer Wicklung, um das Übersetzungsverhältnis des Transformators zu ändern. Dazu ist eine (meist die oberspannungsseitige) Wicklung mit Anzapfungen versehen, zwischen denen der sog. Laststufenschalter auswählt und schaltet, wenn die Spannung die Regelbandbreite verlässt. Die Spannungseinstellung erfolgt also in diskreten Schritten. Die Schrittweite wird als sog. Stufenspannung bezeichnet. Die Stufenzahl bestimmt zusammen mit der Stufenspannung den einstellbaren Regelbereich. Die Stufenspannung wird normalerweise zwischen 1 und 2,5 % der Nennspannung gewählt. Abhängig von der Baureihe des Laststufenschalters können 9 bis max. 35 Betriebsstellungen realisiert werden. Die Dynamik der Transformatorregelung

kann über die Vorgabe von Verzögerungszeiten beeinflusst werden. Eine davon bestimmt die Zeit $T1$, die nach Überschreitung der Regelbandbreite verstrichen sein muss, bis ein Schaltimpuls ausgelöst wird. Eine zweite Verzögerungszeit $T2$ wird dann aktiv, wenn bei großen Regelabweichungen die erste Schaltung die Spannung noch nicht in das vorgegebene Regelband zurückführen kann und es dazu mindestens eine weitere Schaltung braucht. Eine solche wird dann nicht mehr erst nach der ersten Verzögerungszeit, sondern bereits nach der kürzeren zweiten Verzögerungszeit angestoßen. Damit können große Regelabweichungen in kürzerer Zeit ausgeregelt werden. Für die erste Verzögerungszeit stellen Netzbetreiber oftmals 10 s ein. Werksseitig werden die Spannungsregler mit 40 s ausgeliefert. Minimal lässt sich eine Schaltzeit von 5,4 s realisieren. Mit dieser kann der Regelbereich mindestens einmal komplett durchlaufen werden. Es können auch deutlich mehr direkt aufeinander folgende Schaltungen durchgeführt werden. Möglichkeiten der technischen Umsetzung bestehen dazu. Dies ist allerdings mit dem Hersteller anwendungsspezifisch zu klären [17].

Die Veränderung des Übersetzungsverhältnisses wirkt sich vor allem auf die Seite des Transformators mit der weniger starren Spannung aus. HöS/HS-Transformatoren ändern daher primär bzw. direkt die Spannung im Hochspannungsnetz, da dem gegenüber die Spannung im HöS-Netz als starr angesehen werden kann. Dennoch ergeben sich Rückwirkungen auf die Spannung im Höchstspannungsnetz, da sich mit verändertem HS-Spannungsniveau das Blindleistungsverhalten der Netzbetriebsmittel verändert. So nimmt mit höherer Spannung die kapazitive Ladeleistung der HS-Leitungen zu. Da sich auch die Ströme verringern, nehmen gleichzeitig die induktiven Ladeleistungen der Netzbetriebsmittel ab. Mit der Regelung von HöS/HS-Transformatoren werden folglich der Blindleistungsaustausch und damit auch die Spannung im HöS-Netz beeinflusst. Weil jedoch die Spannung im HS-Netz direkt und deutlich stärker verändert wird, bedarf es einer Koordination der Transformatorregelung. Heute sind, wie in [1, Unterabschnitt 2.5.1] dargelegt, relativ enge Spannungsbänder an dieser Schnittstelle zwischen den ÜNB und VNB vereinbart. So kann der VNB die Spannung nur um wenige %-Punkte ändern, um spannungsbedingten Netzausbau im HS-Netz zu unterbinden. Auf der anderen Seite kann auch der ÜNB die Spannungsverhältnisse nicht frei verändern. So müssen vereinzelt bereits heute im 110-kV-Netz Drosselspulen installiert werden, um die Spannung an langen 110-kV-Leitungen in Schwachlastzeiten zu reduzieren, wenn die Spannung am HöS/HS-Transformator nicht entsprechend herabgesetzt werden kann.

### DROSSELSPULEN

Kompensationsdrosselspulen werden unterschieden in feste und variable Kompensationsdrosselspulen. Erste können über Leistungsschalter nur ein- oder abgeschaltet werden. Sie sind zwar kostengünstig, aber mit Blick auf die mögliche Anzahl an Schaltzyklen aufgrund des Leistungsschalters sowie auf die Höhe der Blindleistung aufgrund des damit verbundenen Spannungssprungs bei der Zu- und Abschaltung deutlich begrenzt. Variable Kompensationsdrosselspulen können ihre Blindleistung regeln. In den

überwiegenden Fällen sind diese mit Stufenschalter ausgestattet, mit dem Windungspakete zu- bzw. weggeschaltet werden. Man bezeichnet diese als MSR-Anlagen (Mechanically Switched Reactors).

Wie bei der Transformatorregelung können in der Steuerung die Verzögerungszeiten $T1$ und $T2$ eingestellt werden. Auch hier können minimal 5,4 s realisiert werden, unter bestimmten Randbedingungen sogar 2,7 s. Ebenso kann mindestens der komplette Regelbereich einmal mit direkt aufeinander folgenden Schaltungen durchfahren werden. Mit Rücksprache des Herstellers kann die Anlage auch mit deutlich mehr Schaltungen in Folge ausgelegt werden [17]. Produktabhängig haben die Stufenschalter eine Lebensdauer von bis zu 600.000 Schaltungen, mit einer Inspektion nach 300.000 Schaltungen. Danach ist ein Austausch des Stufenschalters notwendig, was jedoch vor Ort umgesetzt werden kann. MSR-Anlagen werden im Normalfall für eine Lebensdauer von 35 Jahren ausgelegt.

Kompensationsdrosselspulen können mit einem Regelbereich von bis zu 80 % ihrer Bemessungsblindleistung gefertigt werden. Nach Angaben der Siemens AG liegt die Fehlerrate (Anzahl der Fehler mit Ausfall der Anlage bezogen auf die gesamten Betriebsjahre aller Anlagen) ihrer Anlagen bei 0,115 %, was einer MTBF (Meantime between Failures) von 872 Jahren entspricht [18].

Die spezifischen Investitionen liegen laut der dena-SDL-Studie 2030 [4] bei 40 EUR/kVAr. Die deutschen ÜNB geben dagegen 21 EUR/kVAr (ohne das erforderliche Schaltfeld) an [16]. In [19] sind für regelbare Spulen 16 EUR/kVAr und für nicht regelbare Spulen 13 EUR/kVAr (ohne erforderliche Nebeninvestitionen) ausgewiesen. Die Betriebskosten belaufen sich auf jährlich 2 % der Investition [4].

### KONDENSATOREN

Konventionelle kapazitive Kompensationsanlagen schalten mechanisch Kondensatoren zu oder ab. Bezeichnet werden sie als MSC-Anlagen (Mechanically Switched Capacitors). Als Schaltelement werden hier Leistungsschalter eingesetzt. Daher ist die Anzahl der Schaltungen mit ca. 100.000 Schaltzyklen deutlich begrenzt. Erweitert mit einem Filterkreis können diese Anlagen zusätzlich Oberwellen dämpfen. Man spricht dann von MSCDN-Anlagen (Mechanically Switched Capacitors with Damping Network).

Die Verfügbarkeit von MSC(DN)-Anlagen wird in [15] mit über 99 % angegeben. In der Höchstspannung werden die Anlagen für eine Lebensdauer von 35 Jahren ausgelegt. Aufgrund des Leistungsschalters können folglich am Tag im Schnitt nur 7 bis 8 Schaltungen ausgeführt werden, sofern dieser nicht gewechselt werden soll.

Die Dynamik der Schaltung wird von der Schaltzeit des Leistungsschalters und der Entladezeit der Kondensatoren begrenzt. Kondensatoren können abhängig von der Schaltgeschwindigkeit des Leistungsschalters innerhalb von 40 bis 100 ms zu- bzw. abgeschaltet werden [15]. Nach einer Abschaltung ist eine Wiederzuschaltung von der Entladezeit abhängig. Diese kann bis zu 10 Minuten dauern [20].

Die dena-Studie SDL 2030 [4] nimmt spezifische Investitionen in Höhe von 33 EUR/kVAr an. Mit 20 EUR/kVAr liegen die Kostenschätzungen der ÜNB deutlich darunter [16]. In [19] fehlen für Kompensationskondensatoren zwar die Angaben für Anlagen mit Anschluss am Höchstspannungsnetz, für die Installation im Hochspannungsnetz sind dort mittlere Kosten von 9 EUR/kVAr für nicht regelbare und 14 EUR/kVAr für regelbare Kompensationsanlagen ausgewiesen. Hinzukommen für zumindest die beiden letztgenannten Fällen die erforderlichen Nebeninvestitionen.

## 2.3 Methoden der Q-Bedarfsbestimmung und deren Einflussfaktoren

Bislang gibt es keine auf ENTSO-E-Ebene bzw. national abgestimmten Methoden zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs. Dies gilt für die Verteilnetzebene genauso wie für die Übertragungsnetzebene. 2018 wurde von einem deutschen ÜNB in [8] eine Berechnungsmethode vorgeschlagen. Im Rahmen des NEP 2030 (2019) 2. Entwurf haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zwei unterschiedliche Methoden zur Bedarfsbestimmung angewendet [21]. Im folgenden Abschnitt sollen daher grundsätzliche Ansätze und Überlegungen zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs aufgezeigt werden. Dabei werden auch Hinweise zu einhergehenden Problemstellungen gegeben.

### 2.3.1 Grundsätzliches zu probabilistischen und deterministischen Methoden der Q-Bedarfsbestimmung

Grundsätzlich lassen sich die Methoden zur Bemessung des Q-Bedarfs, wie die zur Regelleistungsermittlung, nach deterministischen und probabilistischen Verfahren klassifizieren. Eine deterministische Bestimmung orientiert sich an festgelegten Auslegungssituationen bzw. Referenz-Netznutzungsfällen und lässt individuelle Wahrscheinlichkeiten außer Acht [22]. Beispiele sind die Absicherung des größten Kraftwerksblocks, die Primärregelleistungsvorhaltung in Höhe von 3.000 MW und das (n–1)-Kriterium. Probabilistische Methoden versuchen das stochastische Systemverhalten nachzubilden bzw. dieses in der Analyse zu berücksichtigen. Unter Vorgabe eines gewünschten Zuverlässigkeitsniveaus bzw. einer tolerierbaren Defizitwahrscheinlichkeit wird aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Leistungsbedarfe die vorzuhaltende Leistungshöhe abgeleitet. Beispiele hierfür sind die Dimensionierung der Sekundärregel- und Minutenreserveleistung.

Eine deterministische Methode zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs würde beispielsweise darin bestehen, das Blindleistungsverhalten aller Netzbetriebsmittel sowohl im Leerlauf als auch für die Belastungsauslegung im Normal- und gestörten Betrieb zu bestimmen und zusammen mit einem zugrunde gelegten Blindleistungsverhalten der angeschlossenen Netznutzer daraus die notwendige Kompensationsleistung für den daraus resultierenden übererregten und untererregten Zustand abzuleiten. Eine solche

Methode ließe zwangsläufig außer Acht, ob dies realistisch (z. B. mit Blick auf Gleichzeitigkeiten, die natürliche Lastflussaufteilung, usw.) oder wahrscheinlich ist. In dem hier skizzierten Fall wäre es auch keine kostengünstige Gewährleistung der Spannungshaltung. Grundsätzlich laufen deterministische Methoden Gefahr, entweder keine kostengünstige oder angemessene Systemsicherheit zu erzielen.

Beide im NEP 2030 angewandten Methoden können als deterministisch eingestuft werden. Die ÜNB begegnen dieser Gefahr ein Stück weit, indem ein ganzes Jahr abgebildet und analysiert wird. Da als betrachtete Netznutzungsfälle alle Stunden des zugrunde gelegten Referenzjahres betrachtet werden, wird eine breite Analysebasis angelegt. Dennoch handelt es sich hier um keine wahrscheinlichkeitstheoretische Ableitung des Bedarfs. Hierzu müsste sich die Ermittlung des Bedarfs strenger an der Wahrscheinlichkeit der betrachteten Situationen orientieren, was neben der Ausfallwahrscheinlichkeiten für die Anlagen und Netzkomponenten auch die Auftrittswahrscheinlichkeiten von Einspeise- und Lastkonstellationen sowie der marktbedingten Stromtransite über mehrere Jahre betrifft.

Eine Untersuchung mit realitätsnahen Ergebnissen erfordert eine realitätsnahe Abbildung der Einspeise- und Verbrauchsleistungen der Netznutzer inkl. ihres Blindleistungsverhaltens, des Marktgeschehens sowie die Simulation der resultierenden Wirk- und Blindleistungsflüsse in den Stromnetzen. Dazu ist die tatsächliche Netzstruktur bzw. die angenommene Entwicklung dieser im Netzmodell zu hinterlegen. Diese beinhaltet alle relevanten Netzelemente (Erzeugungsanlagen, Speicher, Bezugsanlagen, unterlagerte Netze, Netzbetriebsmittel) sowie die Netztopologie. Hierbei gehen auch die zu betrachtenden Fehlerzustände der Netzelemente und der Netztopologie sowie die zu betrachtenden Systemzustände (z. B. Netzwiederaufbau) mit ein. Den Netzelementen ist dabei ein Wirk- und Blindleistungsverhalten zuzuordnen. Dieses besteht aus der Vorgabe von Arbeitspunkten und einem möglichen überlagerten oder eigenständigen Verhaltensmodell. Zusammen mit der Netzstruktur ergibt sich daraus die bedarfsbestimmende Netznutzung. Abbildung 2-6 zeigt die Bestandteile der Netzsimulation zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs.

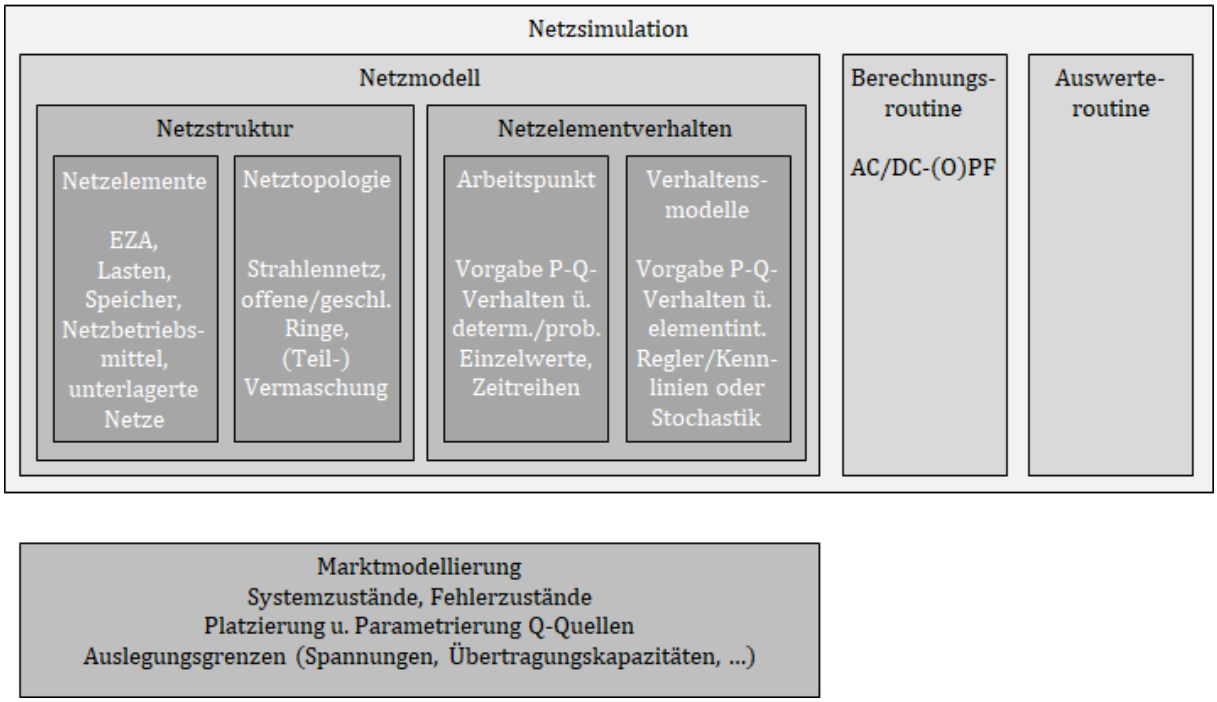


**Abbildung 2-6.** *Grundsätzliche Übersicht über die Netzsimulation und ihrer Bestandteile zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfs mit einer Auswahl erforderlicher bzw. beeinflussender Vorgaben und Eingangsdaten*

Um die Grundgesamtheit der möglichen Einspeise- und Lastsituationen besser zu erfassen, können mehrere Jahre mit unterschiedlichen Wetterkonstellationen simuliert werden. Aber selbst bei sehr vielen Jahren besteht keine Gewissheit über die tatsächlich möglichen Wetterkonstellationen, zumal vor dem Hintergrund des Klimawandels grundsätzlich Unsicherheiten bestehen bleiben. Wird der Bedarf danach ausgelegt, dass alle Nutzungsfälle gedeckt werden können, ist dies eine deterministische Vorgehensweise, wenngleich man hier auch versucht sein kann, von einem probabilistischen Ansatz mit einer zulässigen (deklaratorischen) Defizitwahrscheinlichkeit von 0 % zu sprechen. Zu beachten ist, dass sich die Wahrscheinlichkeit grundsätzlich nur auf die modellierte und nicht die tatsächlich vorhandene Grundgesamtheit bezieht. Deshalb ist es stets schwierig, genaue Angaben zur tatsächlichen Zuverlässigkeit zu machen, da man i. d. R. die tatsächliche Grundgesamtheit gar nicht kennt. Wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen beziehen sich immer auf die zugrunde gelegte Grundgesamtheit der Ereignisse bzw. Nutzungsfälle und leiten darauf basierend über stochastische Methoden den Grad der Versorgungszuverlässigkeit, Systemsicherheit oder Versorgungssicherheit ab. In Zusammenhang mit der Beherrschung von Ereignissen, die nicht auslegungsrelevant sind oder außerhalb von angebbaren Wahrscheinlichkeiten liegen, spricht man von der Vulnerabilität des Systems. Diese bestimmt sich letzten Endes aus der Robustheit und Resilienz des Systems.

Während probabilistische Methoden nur Ereignisse mit angebbaren Wahrscheinlichkeiten berücksichtigen, können deterministische Methoden auch Ereignisse in der Dimensionierung miteinschließen, die keine angebbaren Wahrscheinlichkeiten besitzen. Mit

Blick auf Wettersituationen ist, wie oben schon implizit zum Ausdruck gebracht, die Grenzziehung zwischen derartigen Ereignissen schwierig. Im Bereich der Versorgungssicherheit wird beispielsweise im Monitoringbericht des BMWi [23] die Zuverlässigkeit auf Basis der fünf zurückliegenden Wetterjahren festgemacht, die damit die Grundgesamtheit bildet, und darauf bezogen mit Wahrscheinlichkeiten operiert. Die Festlegung dieses Zeitraums mutet natürlich willkürlich an und hätte auch beispielsweise zehn statt fünf Wetterjahre umfassen können.

Neben den betrachteten Wetterkonstellationen nimmt die Marktmodellierung großen Einfluss auf das Einspeise- und Lastverhalten und damit auf die Stromtransite. Wie in den Abschnitten 3.2.3 und 3.4 noch zu sehen sein wird, stellt sich hier genauso die Frage, inwieweit die Netznutzungsfälle tatsächlich die Grundgesamtheit der möglichen marktbedingten Stromtransite wiederspiegeln bzw. diese als auslegungsrelevant angesehen werden sollten. Der einhergehende Q-Bedarf reagiert nämlich sehr sensitiv auf resultierenden Stromflüsse. Von daher sollte man sich mit der Frage der Probabilistik und Grundgesamtheit der Ereignisse bzw. zumindest mit der Festlegung der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle tiefgründiger auseinandersetzen.

Speziell mit Blick auf die Blindleistungsbereitstellung gibt es Anlagen, die grundsätzlich ein fluktuierendes Angebot haben, z. B. EZA mit ausschließlicher Q-Fähigkeit entsprechend den Technischen Anschlussregeln (TAR) oder Industriebetriebe. Oftmals wird angeführt, dass solche Anlagen aufgrund Ihrer Volatilität sowie möglicher Netzrestriktionen kein gesichertes Blindleistungspotenzial hätten und daher nicht für eine gezielte Blindleistungslieferung zur Spannungshaltung in den vorgelagerten Netzen geeignet wären.

Aus wahrscheinlichkeitstheoretischer Sicht gibt es keine Anlagen mit einer 100%igen Verlässlichkeit bzw. Verfügbarkeit. Netzbetreibereigene Kompensationsanlagen kommen auf Verfügbarkeiten von über 98 %, bleiben aber auch unter 100 % (s. Abschnitt 2.2). Es sollte daher einleuchtend sein, dass nicht einfach eine Grenze zwischen gesicherter und nicht-gesicherter Blindleistung bei 99, 98, 95 % oder einer anderen Zahl gezogen werden kann. Da jede Anlage unerwartet ausfallen oder unerwünscht außer Betrieb sein kann, lässt sich die Bedarfsdeckung nur für eine bestimmte Zuverlässigkeit kleiner 100 % auslegen. Komplementär ist eine entsprechende Wahrscheinlichkeit für ein Blindleistungsdefizit zu akzeptieren, mit der die Spannung nicht mehr im gewünschten Band gehalten werden kann. Hier spielt eine Rolle, wie wahrscheinlich Ausfälle bzw. Nichtverfügbarkeiten von einzelnen sowie gleichzeitig mehreren Q-Quellen bzw. Leitungen sind. Für eine kosteneffiziente Planung der Q-Bedarfe und der Q-Bedarfsdeckung sollten die wahrscheinlichkeitstheoretischen Zusammenhänge Eingang finden und ein angemessenes Zuverlässigkeitsniveau identifiziert werden, um einerseits unnötige Q-Kapazitäten zu vermeiden und andererseits nicht zu viele nicht-deckbare Q-Defizite entstehen zu lassen. Diese dürfen zwar prinzipiell bzw. temporär zu Spannungen außerhalb des gewünschten Spannungsbands führen, müssen aber dennoch be-

herrscht werden. Daher braucht es grundsätzlich noch ein Sicherheitskonzept, um Überspannungen oder einen Spannungskollaps und Netzzusammenbruch bei nicht ausreichend verfügbarer Blindleistung zu vermeiden.

Dies ist vergleichbar mit der Frequenzhaltung. Hier wird die Regelleistung für eine bestimmte Defizitwahrscheinlichkeit dimensioniert. Für nichtauslegungsrelevante Ereignisse, die also nicht mehr mit der vorgehaltenen Regelleistung alleine beherrscht werden können, greifen der Unterfrequenz-Lastabwurf und die Überfrequenz-Leistungsreduktion, um einen Zusammenbruch zu verhindern.

### 2.3.2 SPANNUNGSKOORDINATION

Die Einhaltung von Spannungsgrenzen begründet sich aus technischen und ökonomischen Aspekten. Nach oben hin begrenzt die Spannungsfestigkeit der Betriebsmittel deren Betrieb. Im 380-kV-Netz werden die Anlagen u. a. mit der sog. Kurzzeitstehwechselspannung in Höhe von 620 kV für mindestens eine Minute geprüft. Dabei ist zu beachten, dass diese Isolationsfestigkeit im Grunde nur am Anfang der Lebensdauer vorhanden ist und insofern in der Spannungskoordination keiner Bedeutung beigemessen werden sollte. Trotzdem kann kurzzeitig ein Betrieb oberhalb der Bemessungsspannung von 420 kV stattfinden. In einer FNN-Studie zur Spannungsbelastbarkeit von Betriebsmitteln [24] wird herausgestellt, dass ein kurzzeitiger Betrieb mit $1{,}05 \cdot U_{\mathrm{m}}$ (440 kV) von zweimal pro Woche für 30 min ohne signifikante Lebensdauerverkürzung möglich ist. Eine Beanspruchung mit 430 kV sollte kumuliert nicht über mehr als 4 Jahre erfolgen, wenn eine Lebensdauerverkürzung von 10 % akzeptiert wird. Temporär können also Betriebszustände über der Bemessungsspannung toleriert werden. Ein dauerhafter Betrieb ist jedoch nur mit $U_{\mathrm{m}}$ (420 kV) möglich.

In ihren Planungsgrundsätzen [25] definieren die deutschen ÜNB für den sog. Grundfall (vollständiges Netz mit repräsentativem Schaltzustand) als Betriebsspannungsband den Bereich von 390 kV bis 420 kV. Innerhalb dessen liegt das Sollspannungsband (410 kV bis 419 kV), mit dem eine hohe Übertragungskapazität und geringe Transportverluste erzielt werden. Nach einem (n–1)-Ausfall sowie im sog. erweiterten (n–1)-Fall soll planmäßig das Spannungsband von 380 kV bis 420 kV nicht verlassen werden. Gegenüber dem Grundfall ist dafür das Spannungsband also nur nach unten aufgeweitet. Neben diesen sog. ordinary contingencies werden in der Netzplanung und damit auch für die Bestimmung des Blindleistungsbedarfs noch der sog. Common-Mode-Ausfall mit 2 Stromkreisen und Sammelschienen-Ausfall mit 2 Sammelschienen berücksichtigt. Für diese ausgewählten Mehrfachfehler soll nach unten hin die Spannung über 370 kV gehalten werden können. Neben diesen gibt es noch weitere exceptional contingencies sowie noch nicht definierte (n–x)-Referenzstörungen (out-of-range contingencies), für die man das System ohne vollständigen Zusammenbruch beherrschen möchte, aber Lastabschaltungen in Kauf genommen werden können.

Im Netzbetrieb kann die Spannung auch außerhalb des Sollspannungsbands liegen. In jedem Fall versuchen die ÜNB das Betriebsspannungsband (390 kV bis 420 kV) einzuhalten. Dazu stehen ihnen eigene Betriebsmittel (Einsatz von eigenen Kompensationsanlagen, Stufungen von Transformatoren, Schaltungen von Leitungen/Netztopologie etc.), die TAR-konformen sowie vertraglich vereinbarte Blindleistungspotenziale von Kundenanlagen zur Verfügung. Erst wenn diese Maßnahmen nicht mehr ausreichen und die Spannung trotzdem außerhalb des Betriebsspannungsbereichs liegt, können weitere Maßnahmen ergriffen werden. Diese sind im sog. Systemschutzplan [26] beschrieben und dienen dazu, in Notsituationen die Netz- und Systemsicherheit aufrechterhalten zu können. Dazu zählen die Blockierung der automatischen Regelung sowie die gezielte Stufung von HöS/HS- sowie HS/MS-Transformatoren, um spannungsabhängige Verbrauchslasten zu verringern, die Aktivierung von Netz- und Kapazitätsreservekraftwerken und die Durchführung von Redispatch. Auch sonstige über die TAR bzw. vertraglichen Vereinbarungen hinausgehende Q-Potenziale von Kundenanlagen können genutzt werden, da diese verpflichtet sind, solche Fähigkeiten dem Netzbetreiber mitzuteilen [27]. Des Weiteren kann mit gezielten Lastabschaltungen dem Spannungsverlust entgegengewirkt werden. Bei Spannungen unter 360 kV greift schließlich der automatische spannungsabhängige Lastabwurf als selbstständig wirkende Letztmaßnahme. Zu erwähnen ist zudem, dass auch die kontinuierliche Netzstützung durch Erzeugungsanlagen in Zusammenhang mit automatischen Letztmaßnahmen zu betrachten ist. Dazu fehlen bislang Untersuchungen, ob eine solche durch ihre Blindstromeinspeisung tatsächlich netzstützend wäre oder durch die damit verbundene Verringerung des spannungsabhängigen Verbrauchs kontraproduktiv wirken würde. Sie sollte nur bei positiver netzstützender Wirkung aktiviert sein und könnte dann durch die Blockierung bzw. gezielte Stufung von Transformatoren in ihrer Wirkung entsprechend intensiviert werden. Analog zur Beherrschung von Situationen mit Unterspannungen sind Maßnahmen bei Überspannungen definiert. All die beschriebenen Maßnahmen sind im linken Teil der Abbildung 2-7 veranschaulicht. Zur Aktivierung der zu ergreifenden Maßnahmen legen die ÜNB betriebliche Sicherheitsgrenzwerte fest. Während des Befunds im Grundfall wird temporär eine Spannung zwischen 380 kV und 425 kV akzeptiert. Für den Befund im (n–1)-Fall sind die Sicherheitsgrenzwerte bei 430 kV und 360 kV gesetzt [26]. An dieser Stelle sei der Hinweis gegeben, dass die in Abbildung 2-7 aufgelisteten Maßnahmen weder in der dargestellten Reihenfolge noch in fester Zuordnung zu den dargestellten Spannungsbereichen verstanden werden dürfen. Vielmehr muss abhängig vom Netzzustand und den Ergebnissen der Netzsicherheitsrechnung entschieden werden, welche der Maßnahmen zuerst ergriffen werden soll. Beispielsweise kann es sein, dass ein spannungsbedingter Redispatch bereits bei Spannungen im zulässigen Betriebsspannungsband sinnvoll ist, wenn die Netzsicherheitsrechnung aufzeigt, dass ansonsten bei einem der zugrunde gelegten Störereignissen die definierte Spannungsgrenze nicht eingehalten werden kann.

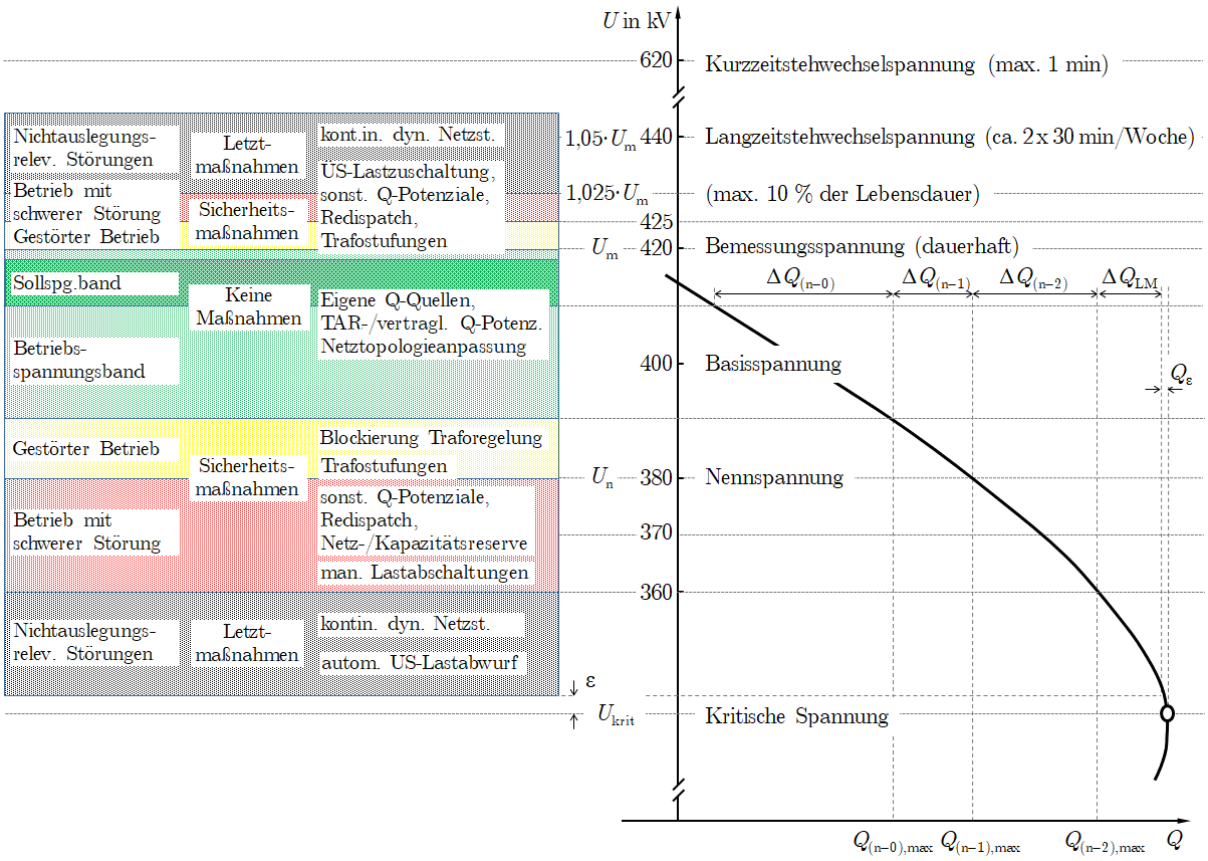


**Abbildung 2-7.** *Spannungskoordination im Übertragungsnetz mit Sicherheitsgrenzwerten und Maßnahmen zur Spannungshaltung sowie Darstellung dieser als Blindleistungsabstand zur kritischen Spannung*

Die Festlegung dieser betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte muss die Fähigkeiten der Netznutzer beachten [27,28], eine Netztrennung zu verhindern. In Deutschland verlangen die Technischen Anschlussregeln [10] von allen Kundenanlagen im HöS-Netz[6] einen sicheren Betrieb für 30 min bei Spannungen am Netzanschlusspunkt zwischen 420 und 440 kV. Speziell Erzeugungsanlagen müssen darüber hinaus für 60 min auch bei Netzspannungen von 340 kV bis 360 kV am Netz verbleiben. Insofern bestehen in dieser Hinsicht weitere Sicherheitsreserven von 20 kV bei Unterspannungsereignissen und 10 kV bei Überspannungsereignissen.

Im Vergleich zur deutschen Umsetzung erlauben die EU-Leitlinien für den Übertragungsnetzbetrieb [27] größere zulässige Spannungsbereiche. So sollen die stationären Spannungswerte im Normalzustand zwischen 0,90 pu und 1,05 pu (360 kV bis 420 kV) liegen. Temporär können für den Normalzustand und nach einem Ausfall breitere Spannungsbereiche akzeptiert werden. Entlastungsmaßnahmen müssen nach [27] erst bei

[6] Dies gilt für den Frequenzbereich zwischen 49 und 51 Hz.

Verlassen des Spannungsbands von 0,90 pu und 1,05 pu getroffen werden. Selbstverständlich dürfen solche aber schon vorher ergriffen werden, wie dies im deutschen Systemschutzplan der Fall ist.

Für Störereignisse sind also die zulässigen Spannungsgrenzwerte im Netzbetrieb (Systemschutzplan) und in der Netzplanung (Planungsgrundsätze) nicht gleich. Der Grund liegt darin, dass die Netzplanung mit ihren Grenzwerten von einem längerdauernden Betrieb ausgeht und daher grundsätzlich keine Spannungen oberhalb von $U_{\mathrm{m}}$ (420 kV) berücksichtigt, während der Systemschutzplan auch zeitlich begrenzte Zustände miteinschließt. Wenngleich also damit kein Widerspruch vorhanden ist, könnte eine stärkere Harmonisierung der Spannungsgrenzwerte zwischen Netzbetrieb und Netzplanung erreicht werden, indem bei der Auslegung der Blindleistungskompensation auch temporäre Maßnahmen (z. B. Aktivierung von Blindleistungspotenzialen) in der Netzplanung abgebildet werden. Mit Berücksichtigung temporärer Maßnahmen könnte auch eine Verringerung neu zu errichtender Kompensationsanlagen erreicht werden. Andernfalls liegen hierin außerhalb der Blindleistungsdimensionierung zusätzliche Reserven zur Spannungshaltung.

Flatabø et. al. [29] sehen als Hauptaufgabe der Blindleistungsplanung die Identifizierung der potenziellen Blindleistungsquellen, die für den Normalbetrieb sowie für eine definierte Zusammenstellung von Ausfallbedingungen eine sichere Energieversorgung zu minimalen Kosten gewährleisten. Sie schlagen eine Methode vor, die den Blindleistungsbedarf aus dem Abstand zur kritischen Spannung (Spannungskollaps) ermittelt. So lassen sich unnötige Blindleistungskapazitäten vermeiden, aber auch sicherstellen, dass die betrachteten Ausfallsituationen[7] noch beherrscht werden können. In ihren Betrachtungen sind zudem stochastische Schwankungen des Blindleistungsverhaltens in der Bemessung des Sicherheitsabstands berücksichtigt. Ein Sicherheitskonzept zur Vermeidung von unzulässigen Überspannungen oder eines Spannungskollaps bei nichtauslegungsrelevanten Störungen fehlt jedoch, ließe sich aber integrieren. Die rechte Hälfte der Abbildung 2-7 visualisiert dieses Konzept. Dargestellt ist die sog. Nasenkurve, also die Kennlinie der Netzspannung in Abhängigkeit vom Blindleistungsverhalten des Netzes. Ausgehend von der kritischen Spannung $U_{\mathrm{krit}}$, ab dem ein Spannungskollaps eintritt, ist hier zunächst ein Abstand ε eingetragen, der die Ungenauigkeiten bei der Bestimmung von $U_{\mathrm{krit}}$ berücksichtigt. Darauf fußt der Abstand $\Delta Q_{\mathrm{LM}}$, der zur Beherrschung nichtauslegungsrelevanter Ereignisse mindestens benötigt wird und im Rahmen der Letztmaßnahmen gehalten werden muss. Dieser markiert damit das maximal zulässige Q-Verhalten im schlimmsten auslegungsrelevanten Ausfallszenario, hier beispielhaft mit dem Index „(n–2)“ ausgedrückt. Der Schnittpunkt mit der Nasenkurve definiert die entsprechend zulässige Spannungsgrenze (hier 360 kV). Danach schließt sich der Abstand $\Delta Q_{(\mathrm{n-2})}$ an, der zusätzlich zu $\Delta Q_{\mathrm{LM}}$ bei allen (n–1)-Ausfällen bewahrt werden muss. Entsprechend leiten sich daraus das maximal zulässige Q-Verhalten sowie

[7] Flatabø et. al. [29] betrachten dazu den (n–1)-Fall mit gleichzeitigem Ausfall einer Blindleistungsquelle.

die einzuhaltende Spannungsgrenze im (n–1)-Fall ab. Analog bestimmen sich der Abstand und das maximale Q-Verhalten für den Normalzustand. In Abbildung 2-7 sind diese Abstände so eingetragen, dass sie mit den Sicherheitsgrenzwerten des deutschen Systemschutzplans übereinstimmen. Die betrieblichen Sicherheitsgrenzen stehen in engem Zusammenhang mit den in der Blindleistungsplanung zugrunde gelegten Auslegungsgrenzen. Auch diese könnten damit abhängig vom Abstand von der kritischen Spannung gezogen werden.

Demnach sind die Auslegungsgrenzen grundsätzlich nicht als starr anzusehen, sondern könnten abhängig vom Schalt- und Belastungszustand des Netzes festgelegt werden. Ob sich damit eine Q-Bedarfsreduktion gegenüber einer festen Ausrichtung auf den betrachteten worst-case erreichen lässt, kann an dieser Stelle nicht mit Sicherheit beantwortet werden. Hierfür müssten erst entsprechende Untersuchungen angestellt werden.

In der Praxis sind zusätzlich die Einstellwerte des Netz- und Anlagenschutzes zu beachten. Die auslegungsrelevanten Spannungsgrenzen sind daher so zu wählen, dass keine unbeabsichtigten Schutzauslösungen erfolgen, die im schlimmsten Fall kaskadenartig weitere Abschaltungen und damit einen Netzzusammenbruch nach sich ziehen.

Weitere Einflussgrößen für die Bestimmung der Auslegungsgrenzen und damit des Blindleistungsbedarfs sind ökonomische Aspekte. Dazu zählen z. B. die elektrischen Verluste und der Redispatch. Mit Einbezug ökonomischer Faktoren schließen sich zwangsläufig Überlegungen an, mit welcher Wahrscheinlichkeit Netznutzungsfälle bzw. Netzbelastungen, Ausfälle von Betriebsmitteln und sonstige Störereignisse auftreten.

Im Abschnitt 2.2 wurde darauf hingewiesen, dass Q-Quellen gezielt auf höhere Verlässlichkeiten ausgelegt werden können. In diesem Fall kann die Kalkulation angestellt werden, dafür weniger Q-Quellen zu installieren und mehr Q-Defizitleistungen (mit der Folge im Fall des Eintretens von solchen Situationen dann andere Sicherheitsmaßnahmen ergreifen zu müssen) zu akzeptieren. Die höheren Kosten für die Auslegung auf eine höhere Verlässlichkeit müssten zusammen mit dem vermehrten Aufwand im Bereich der Sicherheitsmaßnahmen geringer sein als die Anschaffungskosten für die eingesparte Q-Quelle. Statt festgelegter Netznutzungsfälle und Auslegungsereignisse wäre also die Wahrscheinlichkeit und die kritische Spannung solcher Ereignisse zusammen mit den ökonomischen und zuverlässigkeitstheoretischen Parametern der verschiedenen technischen Lösungen und deren Auslegung ausschlaggebend für die Ermittlung der auslegungsrelevanten Spannungsgrenzen und die Blindleistungsbedarfsdeckung.

Neben den Spannungsgrenzen spielen bei der Dimensionierung des Q-Bedarfs auch einzuhaltende Werte für Spannungssprünge eine Rolle. Nach den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB [25] sollen diese betragsmäßig 2 % der Nennspannung nicht überschreiten. Darüber hinaus wollen die ÜNB für den Wechsel vom Grundfall in den gestörten Betrieb (Einfach- und ausgewählte Mehrfachfehler) die Änderung des quasistationären Spannungsbetrags auf 5 % begrenzen. Dies ist jedoch mit dem Hinweis versehen, dass dies nur bei wirtschaftlich vertretbarem Aufwand erreicht werden soll.

### 2.3.3 Untergliederung des Q-Bedarfs in zeitlich verschiedene Wirkungsbereiche

Wie die Regelleistung kann die Spannungshaltung in zeitlich unterschiedliche Wirkungsbereiche gegliedert werden (siehe Abschnitt 2.2). Dementsprechend lässt sich der Bedarf für die jeweiligen Wirkungsbereiche separat ermitteln. Angesichts der unterschiedlichen Kosten und Dynamiken der verschiedenen Optionen zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung kann damit eine Kostenreduktion bewirkt werden.

Bei der Deckung des Q-Bedarfs in einem zeitlichen Wirkungsbereich kann berücksichtigt werden, dass dieser durch eine zeitlich vorgelagerte Blindleistung, sofern bzw. soweit es die Arbeitsverfügbarkeit zulässt, erbracht wird und entsprechend angerechnet werden kann. Dies ist vergleichbar mit der Sekundärregelleistung, die auch zur Deckung von Leistungsdefiziten im Wirkungsbereich der Minutenreserve herangezogen werden kann und wird.

Im Zusammenhang mit der Ermittlung des Blindleistungsbedarfs sprechen die deutschen ÜNB im NEP 2030 (2019) [21] von einem dynamischen und einem statischen Blindleistungsbedarf (Q-Bedarf). Mit statischem Q-Bedarf ist die Q-Menge gemeint, die für jeden Netznutzungsfall (Zeitschritt) alleine betrachtet benötigt wird, um ein Gleichgewicht in der Blindleistungsbilanz so herzustellen, dass ein vorgegebenes Spannungsband nicht verlassen wird. Den dynamischen Bedarf ermitteln die deutschen ÜNB über die (stationäre) Betrachtung der Veränderung der Blindleistungsbilanz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten bzw. Netznutzungsfällen. Die ÜNB betrachten hierzu den Stundenwechsel im Normalbetrieb sowie den Zustandswechsel vom Normalbetrieb in den gestörten Betrieb mit Ausfallanalyse der (n–1)- bzw. ausgewählter (n–2)-Fälle.

Um sich einer sinnvollen bzw. möglichen Untergliederung bzw. Separierung des Q-Bedarfs zu nähern, soll der Blick auf die Dynamik der verschiedenen Optionen zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung gerichtet werden. In Abbildung 2-8 sind die theoretisch möglichen Zugriffszeiten der diversen Q-Quellen übersichtlich und zusammenfassend veranschaulicht. Am schnellsten können STATCOM- und SVC-Anlagen mit unter 100 ms reagieren. Rotierende Phasenschieber und Synchrongeneratoren folgen mit Zugriffszeiten im unteren einstelligen Sekundenbereich. Mechanisch geschaltete Drosselspulen können im Normalauslegungsfall mit Reaktionszeiten von knapp 6 Sekunden für jeweils eine Stufe dem Bedarf nachfahren. Dies gilt auch für Regeltransformatoren. Bei MSC(DN)-Anlagen kann die Zugriffszeit wesentlich vom Ladezustand der zu schaltenden Kondensatoren abhängen. Deshalb ist in der Abbildung eine Stufe mit unter 1 Sekunde eingezeichnet, die zweite Stufe im Bereich von einigen Minuten. Angedeutet ist in der Grafik auch, dass gestufte Anlagen i. d. R. nicht exakt auf den Q-Bedarf geregelt werden können und daher eine entsprechende Differenz verbleiben kann. An dieser Stelle muss der Hinweis gegeben werden, dass die theoretisch möglichen Reaktionszeiten heute nicht umfänglich realisierbar sind. Beispielsweise ist es noch

nicht Stand der Technik, konventionelle Kompensationsanlagen (Drosselspulen, Kondensatorbänke) mit einem automatisierten Regelkonzept aus der Netzleitstelle heraus anzusteuern. Heute werden diese Anlagen manuell gesteuert. Für ein selbstständiges Nachregeln in Abhängigkeit vom Netzzustand müssten zuerst entsprechende Konzepte entworfen, getestet und umgesetzt werden. Dann wäre es aber möglich, einen großen Teil des Q-Bedarfs bei Fahrplanänderungen durch konventionelle Kompensationsanlagen zu decken und damit den Neubaubedarf an schnell regelbaren Q-Quellen, die grundsätzlich teurer sind, zu reduzieren. Darüber hinaus darf nicht übersehen werden, dass zwar viele Q-Quellen im Verteilungsnetz, wie beispielsweise umrichtergekoppelte Erzeugungs- oder Speicheranlagen, sehr schnell auf einen gezielten Abruf von Blindleistung für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz reagieren könnten, aber die gesamte Signalverarbeitung eines Abrufs aktuell bis deutlich in den Minutenbereich dauern kann. Insofern dürfen die in Abbildung 2-8 dargestellten Reaktionszeiten (noch) nicht grundsätzlich für alle Q-Potenziale im Praxisalltag als realisierbar angesehen werden. Mit entsprechenden noch zu entwickelnden Automatisierungskonzepten für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement könnten langfristig solche Potenziale aber gehoben werden.

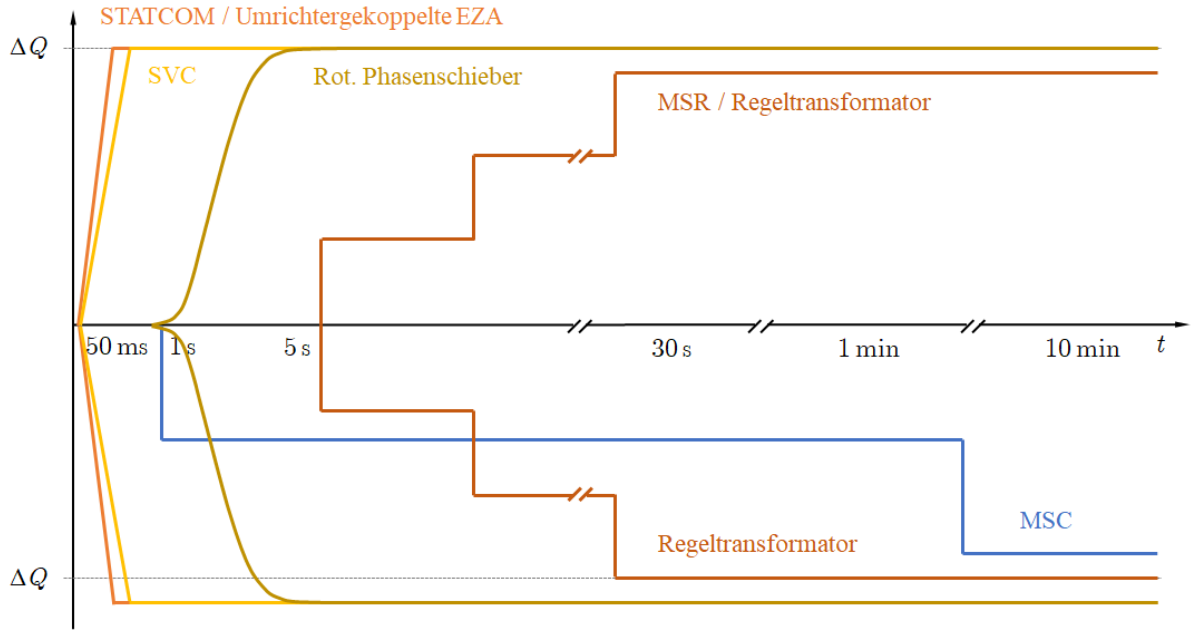


**Abbildung 2-8.** *Schematische Darstellung der theoretisch möglichen Zugriffszeiten verschiedener Q-Quellen (ohne Signallaufzeiten der Netzleittechnik) für Spannungshebung und Spannungsabsenkung*

Damit wäre in der praktischen Umsetzung eine Unterteilung der Blindleistungs- bzw. Spannungsregelung genauso wie die Wirkleistungsregelung in eine

- Primärregelung,
- Sekundärregelung und
- Tertiärregelung

möglich.

Unter Primärregelung wäre die automatische lokale Blindleistungsregelung durch die Spannungsregler der Synchrongeneratoren, Phasenschieber, FACTS, regenerativen Erzeugungsanlagen und HGÜ-Konverter zu verstehen. Hierbei wird versucht, die Knotenspannung durch die Einspeisung induktiver oder kapazitiver Blindleistung auf einem vorgegebenen Sollwert zu halten.

Die Sekundärregelung wird zentral von der Netzleitstelle durchgeführt. Dabei werden den Spannungsreglern der Blindleistungsquellen geeignete Sollwerte vorgegeben und den Kondensatoren und Drosseln Schaltbefehle übermittelt, um die Blindleistung bzw. Spannung zu regeln.

Die Tertiärregelung sieht eine Optimierung des Blindleistungseinsatzes und der Spannungen im Netz durch rechnergestützte Optimierungsrechnungen vor. Dabei soll unter Einbezug von Spannungssollwerten, Blindleistungssollwerten, Stellbefehlen an Kompensationsanlagen und Transformatoren ein möglichst optimaler Betrieb hinsichtlich wirtschaftlicher und sicherheitstechnischer Aspekte erreicht werden.

### 2.3.4 ASPEKTE ZU METHODEN ZUR ERMITTLUNG DES Q-BEDARFES

Neben dem Spannungsniveau bzw. den auslegungsrelevanten Spannungsgrenzen hängt der Q-Bedarf auch stark vom Netzelementverhalten sowie den Berechnungs- und Analyseroutinen ab (siehe Abschnitt 2.3.1 und Abbildung 2-6).

Netzsimulation können mit AC- oder DC-Leistungsflussberechnungen durchgeführt werden. Aufgrund ihrer Vereinfachungen zur Linearisierung liefern letztere ein ungenaueres Abbild der Realität und damit der Q-Bedarfe. AC-Lastflussberechnungen sind daher grundsätzlich bevorzugt anzuwenden. Darauf aufsetzend ist für die Berechnungsergebnisse entscheidend, ob die Netzsimulationen mit einer Optimal-Power-Flow-Berechnung (OPF-Berechnung) durchgeführt werden. OPF-Berechnungen erlauben die Vorgabe einer Zielfunktion, z. B. die Minimierung der Kosten oder Menge der Blindleistung, und Nebenbedingungen, z. B. die einzuhaltenden Spannungsgrenzen. Zur Lösung dieser Aufgabenstellung kann der OPF-Algorithmus das Verhalten von Netzelementen gezielt anpassen, beispielsweise Spannungssollwerte von Erzeugungsanlagen, den Q-Einsatz von Kompensationsanlagen oder Position des Stufenschalters im HöS/HS-Transformator usw. entsprechend verändern.

So können vorhandene und frei verfügbare Q-Potenziale bestmöglich genutzt werden. Auch wenn Blindleistung sich nicht über weite Strecken transportieren lässt, kann eine

Spannungsstützung sowohl vertikal aus Anlagen im Verteilungsnetz als auch horizontal von entfernteren Q-Quellen im Übertragungsnetz erfolgen. Zur Transportierbarkeit der Blindleistung sei auf Anhang A verwiesen. Charakteristisch bzw. ein beschreibendes Maß dafür ist die Sensitivität $\delta U/\delta Q$ zwischen dem Q-Einsatz an einem Netzknoten und der Spannung eines anderen Netzknotens im Vergleich zur Spannungssensitivität des dortigen Q-Einsatzes. Die primäre Bestimmungsgröße ist nämlich die Notwendigkeit der Spannungsänderung an einem Knoten. Soll diese über Blindleistung erfolgen, lässt sich die dafür erforderliche Blindleistung über die $\delta U/\delta Q$-Sensitivitäten ermitteln. Da die Sensitivität wiederum stark vom Netzknoten, an dem die Blindleistung bereitgestellt wird oder werden soll, abhängig ist, resultieren unterschiedliche Mengen an Blindleistung, um den Bedarf der Spannungsänderung an einem Knoten zu erfüllen[8]. Insofern wird hieraus deutlich, dass es keinen eindeutigen bzw. den einen Wert für den Blindleistungsbedarf gibt. Insofern ist das Ergebnis auch abhängig davon, ob und inwieweit vorhandene Q-Quellen genutzt werden können bzw. von der räumlichen Aufteilung der Blindleistungserbringung.

Aufgrund dieser Ortsabhängigkeit wird ersichtlich, dass eine genaue Ermittlung des Q-Bedarfs die Betrachtung und Bewertung von einzelnen Zubauschritten von Q-Quellen erfordert. Da beispielsweise rotierende Phasenschieber bevorzugt in diskreten Leistungsklassen ausgeführt werden und deren spezifischen Investitionen wiederum von der Anlagengröße abhängen, kommt die Ermittlung des Q-Bedarfs einem iterativen Optimierungsprozess gleich. Wirtschaftlich kann es nämlich sinnvoller sein, nicht an jedem Knoten mit einem Spannungsänderungsbedarf, dafür größere Anlagen zu errichten, mit denen das Spannungsniveau eines größeren Gebiets in ausreichendem Maße gehalten werden kann.

In den bisherigen Ausführungen wird implizit eine Bedarfsermittlung über den Abruf von vorhandenen bzw. im Netzmodell einzufügenden (virtuellen) Q-Quellen unterstellt.

Eine alternative Analyseroutine besteht darin, nicht den Q-Einsatz von Q-Quellen als Bedarf, sondern das Q-Verhalten der Netzbetriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Kundenanlagen) anzusehen. Die deutschen ÜNB werten so im Rahmen des NEP 2030(2019) den Q-Bedarf aus. Dabei fixieren sie die Spannung auf 415 kV und bilanzieren den Saldo des Q-Verhaltens der Netzbetriebsmittel über eine Netzgruppe. Den Zubaubedarf ermitteln sie aus der Differenz des Q-Bedarfs der Netzbetriebsmittel und dem vollständigen Q-Potenzial von direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen, also der tatsächlich arbeitspunktabhängigen Verfügbarkeit an Blindleistung. Zudem legen sie einen uneingeschränkten Blindleistungstransport innerhalb einer Regelzone zugrunde. Mit all diesen Annahmen ist der resultierende Q-Bedarf im Sinne einer Abschätzung nach unten aufzufassen, wie die ÜNB auch betonen. In der Realität dürfte der Zubaubedarf höher ausfallen. Dabei ist noch nicht berücksichtigt, dass im Rahmen des Netzentwicklungsplans nur ein Wetter-Lastjahr betrachtet wird und bei entsprechender

[8] Hierin unterscheidet sich die Spannungshaltung von der Frequenzhaltung, die von nahezu an allen Netzknoten gleichen $\delta f/\delta P$-Sensitivitäten geprägt ist.

vollumfänglicher Auslegung noch höhere Q-Bedarfe erwartet werden können. Dem gegenüber steht allerdings die Simulation in Stundenauflösung mit geringfügig höheren Fahrplansprüngen als sie in der Realität auftreten, und der Umstand, mit einem intelligenten Spannungsblindleistungsmanagement Einsparungen beim Zubaubedarf erzielen zu können. Ebenso werden Q-Potenziale im Verteilungsnetz nicht gesondert und quantitativ belastbar, sondern nur indirekt über die Untersuchung mit unterschiedlichen Leistungsfaktoren des Verteilungsnetzes beachtet. Dies ist derzeit im Rahmen des NEP auch nicht vollumfänglich möglich, da dazu die unterlagerten 110-kV-Netze im Netzmodell explizit mit abgebildet werden müssten. Denn Netzrestriktionen können die Nutzung vorhandener Q-Potenziale einschränken.

# Kapitel 3

# Bedarf an Blindleistung im gesamten deutschen Stromnetz

Dieses Kapitel widmet sich der Ermittlung des Blindleistungsbedarfs im gesamten deutschen Stromnetz mit einer realitätsnahen Nachbildung der Verteilungsnetze. Der Blindleistungsbedarf wird dabei nach zeitlichen Wirkungsbereichen differenziert ausgewiesen und die wesentlichen Einflussfaktoren aufgezeigt. Abschließend werden Maßnahmen zur Senkung des Blindleistungsbedarfs diskutiert.

## 3.1 Methodik zur Ermittlung des Q-Bedarfs

Der erste Abschnitt beschreibt das Modell und die Auswertung der Lastflussberechnungen zur Ableitung des Q-Bedarfs. Danach folgen die Vorstellung der Untersuchungsszenarien und die Evaluierung der Methodik.

### 3.1.1 Modellbildung

Für die vorliegende Studie wird prinzipiell die gleiche Modellierung der Stromnetze wie in der Vorgänger-Studie [1] vorgenommen. Grundlage bildet der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) mit seinen 8760 Netznutzungsfällen. Das HöS-Netzmodell wurde hierfür seitens des Auftraggebers zur Verfügung gestellt. Die Nachbildung des Verteilungsnetzes erfolgt bis zur Netzebene 4 (HS/MS) leitungs- und knotenscharf. Die MS- und NS-Ebene sind GIS-basiert nachgebildet und gemeindescharf regionalisiert. Die Stromkreislängen und Anzahl der Transformatoren entsprechen den im Internet veröffentlichten Angaben der Netzbetreiber, die nahezu lückenlos, plausibilisiert und aktuell vorliegen.

Die Wirkleistung der Verbrauchslasten und Einspeiser im Verteilungsnetz werden wie in [1] nachgebildet. Die Belastung im Verteilungsnetz entspricht damit knotenscharf den Austauschleistungen mit dem HöS-Netz. Details der Modellbildung können [1] entnommen werden. Im Folgenden sollen nur Weiterentwicklungen in der Modellbildung vorgestellt werden.

Während in der Studie von 2016 das Q-Verhalten der Bezugskunden noch mit branchendifferenzierten, aber festen cosφ-Vorgaben modelliert wurden, können heute auch zeitvariable Vorgaben sowie cosφ(P)-Kennlinien gemacht werden. An der OTH Regensburg ist in den vergangenen Jahren eine Datenbank mit ein- bis mehrjährigen Messungen des P- und Q-Bedarfs von mittlerweile über 100 Industrie- und Gewerbebetrieben sowie über 500 Haushaltskunden aufgebaut worden. Daraus können beispielsweise mittlere zeitvariable cosφ-Vorgaben für die verschiedenen Sektoren abgeleitet werden. Wie bereits in der ersten Q-Studie können zudem verschiedene Maßnahmen zur Spannungshaltung im MS- und NS-Netz berücksichtigt werden, die in direkter und indirekter Weise die Q-Bilanz des Verteilungsnetzes maßgeblich mitbeeinflussen. Neu hinzugekommen ist die Abbildbarkeit der Q(U)-Regelung auch in den MS- sowie NS-Netzen.

Die Verteilungsnetze werden als unkompensiert betrachtet und dortige Kompensationsanlagen nicht berücksichtigt. Diese und weitere Q-Potenziale werden im Nachgang den residualen Q-Bedarfen gegenübergestellt. Für die Szenarien zur Abbildung der Spannungshaltung im Verteilungsnetz mit Blindleistung werden die Anlagen im HS-, MS- und NS-Netz mit einer Q-Vorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion nach Abbildung 3-1, die auch die vier Eckpunkte der Kennlinie enthält, betrieben. Demnach erfolgt kein Q-Einsatz bis die jeweils ersten Eckpunkte nahe der unteren sowie oberen Spannungsbandgrenze erreicht werden. Der Q-Einsatz bleibt damit gering gegenüber einer Q(U)-Kennlinie oder einer cosφ(P)-Steuerung. In allen anderen Szenarien wird den Anlagen ein cosφ = 1 eingestellt.

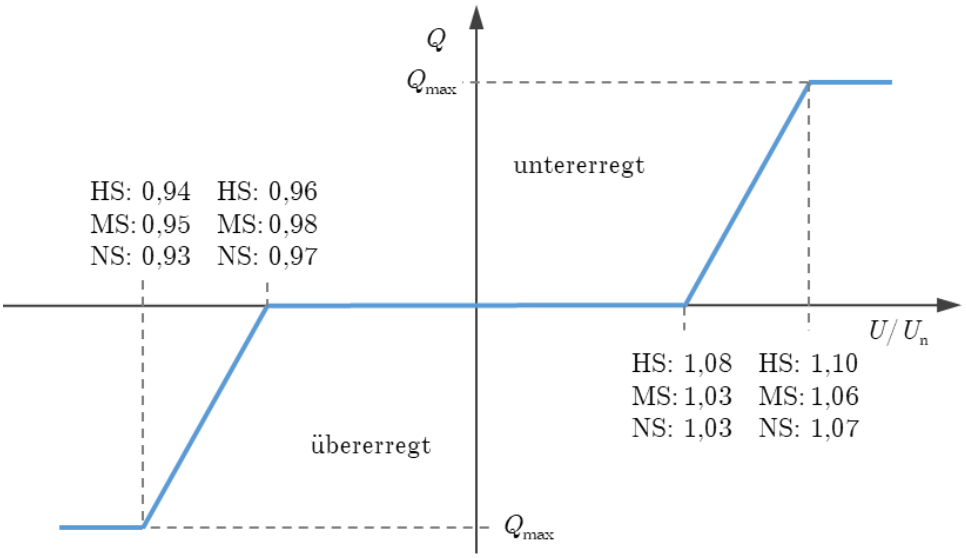


**Abbildung 3-1.** *Kennlinie zur Abbildung der Spannungsblindleistungsregelung durch Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz*

### 3.1.2 ERMITTLUNG DES Q-BEDARFS

Die Ermittlung des Q-Bedarfs lehnt sich mit Blick auf eine Vergleichbarkeit an dem Vorgehen der ÜNB im Rahmen des NEP 2030 (2019) an. Im Modell des Übertragungsnetzes werden als virtuelle Q-Quellen unverändert die im BNetzA-Modell hinterlegten Extended-Ward-Elemente verwendet. Im 380-kV-Netz ist bei diesen eine Sollspannung von 415 kV eingestellt.

Als Q-Bedarf wird das saldierte Q-Verhalten der Netzbetriebsmittel und der angeschlossenen Kundenanlagen und Verteilungsnetze innerhalb einer Netzgruppe ausgewertet. Dazu sind zwei Aspekte zu beachten. Der erste betrifft das Q-Verhalten der Netzbetriebsmittel selbst. Dieses wird nämlich auch durch die örtliche Verteilung der Extended-Ward-Elemente bestimmt, die mit ihrer Spannungsregelung die kapazitive Ladeleistung der Leitungen festlegen. Wie der Abbildung 3-2 zu entnehmen ist, verteilen sich die Extended-Ward-Elemente nicht gleichmäßig auf die einzelnen Regelzonen und Netzgruppen. Hierzu ist anzumerken, dass das Netzmodell primär für Untersuchungen zum Wirkleitungstransport erstellt ist und nicht das Augenmerk auf eine optimale Spannungshaltung bzw. minimalem Q-Bedarf liegt.

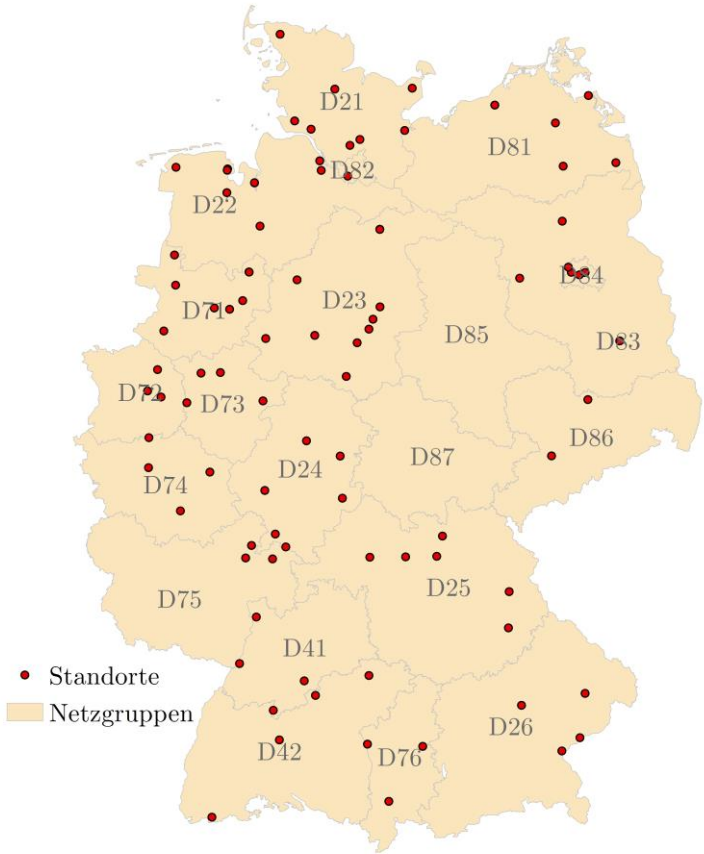


**Abbildung 3-2.** *Verteilung der Extended-Ward-Elemente im BNetzA-Modell*

Der zweite oben angesprochene Aspekt liegt darin, dass mit der Saldierung einerseits Gegenkompensationseffekte innerhalb einer Netzgruppe mit maximaler Höhe angenommen, andererseits diese in den angrenzenden Randbereichen von zwei oder mehreren Netzgruppen außer Acht gelassen werden. Wie in Abschnitt 2.3 erläutert, ist die Bestimmung des Zubaubedarfs an neuen Kompensationsanlagen mit den oben charakterisierten Extended-Ward-Elementen nur ungenau möglich, weil damit vorhandene Q-Quellen nicht in vollem Umfang zur möglichen Bedarfsdeckung ausgenutzt werden können. Daher erfolgt im NEP 2030 (2019) die Abschätzung des Bedarfs an neu zu errichtenden Q-Quellen über die Gegenrechnung des vollumfänglichen theoretischen Q-Potenzials der Anlagen innerhalb der betrachteten Netzgruppe, die zum jeweils betrachteten Zeitpunkt am Netz sind. In dieser Hinsicht stellt dies einerseits eine Abschätzung nach unten dar, andererseits bleiben diesbezüglich netzgruppenübergreifende Deckungsbeiträge anderer Anlagen unberücksichtigt. Eine genauere Abschätzung des resultierenden Q-Bedarfs, der möglichen Deckung durch vorhandene Anlagen sowie der neu zu errichtenden Q-Quellen müsste zum einen wie in der Q-Studie des BMWi von 2016 mit virtuellen Q-Quellen, die erst bei Erreichen der zulässigen Spannungsgrenzen „einspringen“, und zum anderen mit einem OPF-Algorithmus erfolgen, der den Blindleistungsabruf aus den vorhandenen Q-Quellen optimiert und damit keine konstante Sollspannung mehr vorgibt. Mit dem gewählten Vorgehen wie im NEP 2030 (2019) können aber mit Blick auf die Nutzung der Q-Potenziale aus dem Verteilungsnetz bessere Vergleiche und Bewertungen des dadurch ersetzbaren Anteils der Q-Bedarfsdeckung mit den Ergebnissen des NEP 2030 (2019) gemacht werden.

Die Auswertung der Q-Bedarfe erfolgt im Rahmen dieser Studie nicht wie im NEP 2030 (2019) unterteilt in einen dort genannten statischen und regelbaren Q-Bedarf, sondern dreigeteilt. Angelehnt an Abschnitt 2.1.3 werden andere Bezeichnungen gewählt und eine Einteilung in einen sog. stationären, quasistationären und quasidynamischen Q-Bedarf vorgenommen. Der *stationäre Q-Bedarf* umfasst den Ausgleich des Q-Saldos der stationären $\frac{1}{4}$-h- bzw. 1-h-Leistungsflüsse (die dieser Studie zugrundeliegende Zeitauflösung beträgt 1 h, in der realen Energiewirtschaft $\frac{1}{4}$ h) im (n–0)-Fall. Dieser ist gleichbedeutend mit dem im NEP 2030 (2019) ausgewiesenen statischen Q-Bedarf. Mit Blick auf die in Abschnitt 2.1.3 beschriebene Unterscheidung statischer von stationären Prozessen wird hier jedoch der andere Begriff verwendet. Gleichzeitig wird damit der Eindruck stärker unterdrückt, dass die „sofort regelbaren“ statischen Blindleistungskompensatoren (siehe Abschnitt 2.2.3) vornehmlich der Kompensation von statischen Q-Bedarfen dienen. Dem stationären Q-Bedarf kann größtenteils mit langsam regelbaren Q-Quellen nachgefahren werden. Der *quasistationäre Q-Bedarf* betrachtet die Änderung der Q-Bilanz zum Stunden- bzw. Viertelstundenwechsel (Fahrplansprünge). Dies zielt darauf ab, dass bei Fahrplansprüngen grundsätzlich auch langsamere, konventionelle Kompensationsanlagen eingesetzt werden könnten, wenngleich dies heute nicht den Stand der Technik darstellt, weil diese Anlagen dazu in ein automatisiertes Q-Management eingebunden werden müssten. Der Begriff quasistationär unterstreicht, dass Fahrplansprünge nicht schlagartig verlaufen, sondern sich innerhalb weniger Minuten abspielen und damit in eine Abfolge von Gleichgewichtszuständen

zerlegt werden können. Der quasistationäre Q-Bedarf kann hinsichtlich der Deckung in einen „langsam regelbaren“ und „schnell regelbaren“ Q-Bedarf zerlegt werden. Dabei ist die Regelstrategie und Dynamik der konventionellen Kompensationsanlagen ausschlaggebend für die Korrelationen zwischen den Blindleistungsdefiziten in den Wirkungsbereichen der beiden Q-Bedarfsarten[9]. Im Gegensatz zu Fahrplansprüngen laufen durch Störereignisse hervorgerufene Änderungen in der Systembilanz innerhalb weniger Sekunden ab. Zur Abgrenzung zur dynamischen Netzstützung soll hier der Begriff *quasidynamischer Q-Bedarf* eingeführt werden, weil letztlich nicht das genaue zeitliche Verhalten, sondern nur der stationäre Systembedarf bei Störereignissen betrachtet wird. Dessen Deckung muss jedoch innerhalb weniger Sekunden sichergestellt werden und kann damit vom quasistationären Q-Bedarf abgegrenzt werden. Im NEP 2030 (2019) fassen die ÜNB den quasistationären und quasidynamischen Q-Bedarf zusammen und bezeichnen ihn als regelbaren Q-Bedarf.

Anzumerken ist hierbei, dass es vor allem bei Störereignissen zusätzlich zu Bedarfen bei der transienten bzw. dynamischen Netzstützung kommen kann und diese zusätzliche sofort oder schnell regelbare Q-Quellen erfordern können. In diesem Zusammenhang ist aber ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass es hier primär nicht um die Spannungshaltung, sondern die Sicherstellung der Polradwinkelstabilität geht und technologische Alternativen zur Blindleistungserbringung/Blindstromeinspeisung für die transiente bzw. dynamische Netzstützung bestehen können, siehe auch [30,1]. Daher sind diese Bedarfe separat zu ermitteln und die Lösungsansätze miteinander abzuwägen. Vor diesem Hintergrund kann nicht grundsätzlich schlussgefolgert werden, dass die Beherrschung von Störereignissen stets einen höheren Zubaubedarf an sofort oder schnell regelbaren Q-Quellen auslösen. Dieses Thema erfordert eigene Untersuchungen und Bewertungen der verschiedenen Abhilfemaßnahmen und geht über den Fokus der vorliegenden Studie hinaus.

Grundsätzlich könnte die Aufteilung des Q-Bedarfs mit Blick auf dessen Deckung noch feinteiliger und zudem asymmetrisch erfolgen, um den unterschiedlichen Reaktionszeiten der Q-Quellen Rechnung zu tragen. Dies ist jedoch nicht Fokus dieser Studie.

Mit Blick auf die zeitliche Unterteilung der Bedarfsdeckung der Systembilanz stehen an der Spitze die „sofort regelbaren“ Q-Quellen FACTS-Elemente und umrichtergekoppelte Kundenanlagen am HöS-Netz gefolgt von rotierenden Phasenschiebern und Kundenanlagen im HöS-Netz mit Synchrongeneratoren als „schnell regelbare“ Q-Quellen. Inwieweit sich die Anlagen im Verteilungsnetz in der zeitlichen Differenzierung einordnen, kann hier nicht beurteilt werden. Insbesondere in den Netzebenen 3 und 4, aber nicht ausschließlich, könnten unter gewissen Voraussetzungen Anlagen zumindest mit einem bestimmten Anteil ihrer Q-Fähigkeit direkt, d. h. mit der gleichen Dynamik wie

[9] Vergleiche hierzu die Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs am Beispiel der sog. Windreserveleistung in [22, Abschnitte 3.4.2, 4.4.1 und E.2]. Dort werden die Regelstrategie und Dynamik als Aktivierungsstrategie und Vorlaufzeit bezeichnet.

Anlagen im HöS-Netz, in die Spannungshaltung für das Übertragungsnetz mit eingebunden und damit als „schnell regelbare“ oder sogar als „sofort regelbare“ Q-Quellen eingesetzt werden. Dies hängt vor allem vom netzplanerischen und netzbetrieblichen Konzept des spannungsebenenübergreifenden Q-Managements ab. Im Rahmen der Netzplanung müssten beispielsweise entsprechende Freiräume bei der Strombelastung der betroffenen Betriebsmittel sowie im Spannungsband identifiziert oder eingeplant sein. Die netzbetriebliche Umsetzung muss beispielsweise über eine geeignete IKT-Anbindung verfügen und die EZA-Regler entsprechend konzipiert sein, damit die Reaktionszeiten beim Q-Abruf die Anforderungen erfüllen (s. Abschnitt 2.2.3). Daneben sind aber noch weitere Voraussetzungen zu schaffen. Als Beispiele seien die Wechselwirkungen mit der Spannungsregelung des HöS/HS-Transformators oder dem Netzschutz zu genannt.

Anhand Abbildung 3-3 sollen die verschiedenen Q-Bedarfe und deren Deckungsmöglichkeiten im Detail erläutert werden. Dargestellt sind zwei Viertelstunden und beispielhafte Verläufe für den stationären Q-Bedarf $Q_{\mathrm{st}}$ (dunkelblaue Linie) und den quasidynamischen Q-Bedarf $Q_{\mathrm{qd}}$ (dunkelrote Linie). Vor bzw. nach dem Fahrplanwechsel (außerhalb des grau hinterlegten Bereichs) werden in diesem Beispiel der stationäre Q-Bedarf $Q_{\mathrm{st}}$ durch langsam regelbare Q-Quellen $Q_{\mathrm{lr}}$ (dicke hellblaue Linie) und der quasidynamische Q-Bedarf $Q_{\mathrm{qd}}$ durch sofort regelbare Q-Quellen $Q_{\mathrm{ssr}}$ (hellrote Linie) gedeckt. Der Fahrplansprung vollzieht sich hier zwischen den Zeitpunkten $t_0$ und $t_3$. Zur besseren Visualisierung ist der Bereich grau hinterlegt. Zunächst wird der Q-Bedarf während des Viertelstundensprungs im (n–0)-Fall betrachtet (blaue Linien). Würde unberücksichtigt bleiben, dass bei geeignetem Q-Management auch langsam regelbare Q-Quellen in einem quasi Blindleistungsfolgebetrieb (QFB) einen Teil der Änderung des stationären Q-Bedarfes ausgleichen könnten, ergäbe sich als quasistationärer Q-Bedarf der vollständige Sprung im Viertelstundenwert des stationären Q-Bedarfs. Diesen quasistationären Q-Bedarf ohne QFB der langsam regelbaren Q-Quellen ist in Abbildung 3-3 mit $Q_{\mathrm{qs,oQFB}}$ (rosaroter Pfeil) bezeichnet und genau beim Viertelstundenwechsel eingetragen. Der sich in der Realität vollziehende Fahrplansprung ist mit der schräg verlaufenden dunkelvioletten Linie schematisiert, weshalb in diesem Zeitbereich der stationäre Viertelstundenwert dunkelblau gepunktet angedeutet ist.

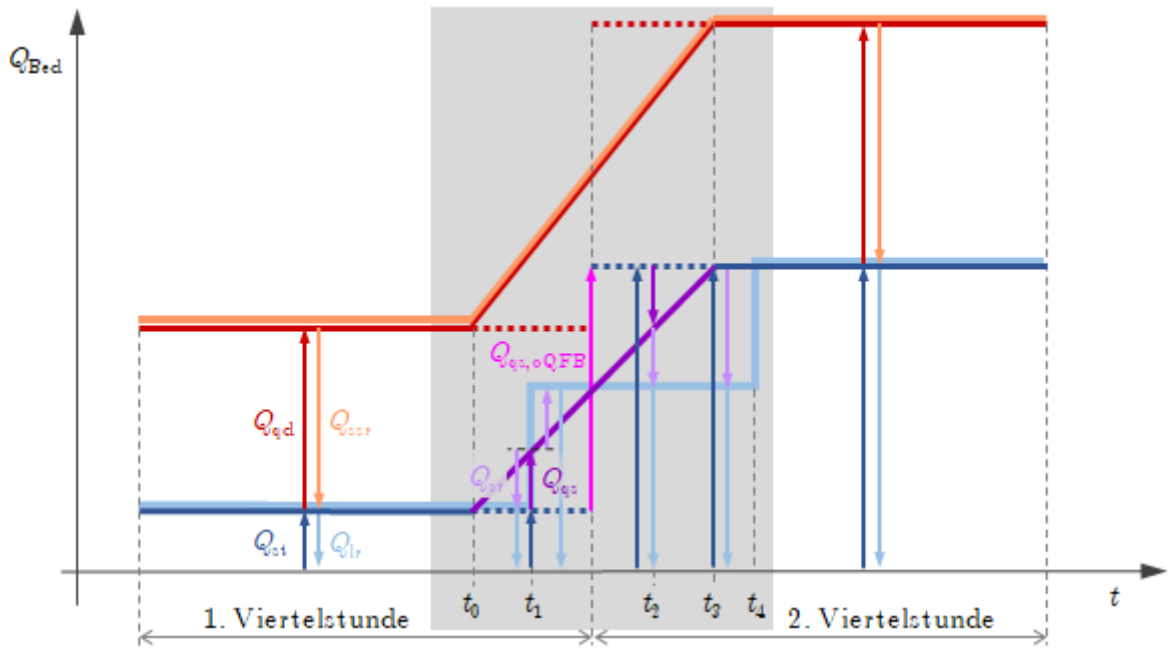


**Abbildung 3-3.** *Beispielhafter Blindleistungsgang in zwei Viertelstunden zur Veranschaulichung der stationären, quasidynamischen und quasistationären Blindleistungsbedarfe sowie der Deckung des quasistationären Bedarfes durch langsam und schnell regelbare Q-Quellen*

Beispielhaft ist ein QFB der langsam regelbaren Q-Quellen mit einem Sprung zum Zeitpunkt $t_1$ sowie einem weiteren zum Zeitpunkt $t_4$ angenommen. Für den Fall mit QFB bildet sich der quasistationäre Q-Bedarf $Q_{qs}$ (dunkelvioletter Pfeil) nun nicht mehr aus dem vollständigen Sprung der beiden Viertelstundenwerte, sondern aus der Differenz des tatsächlichen Verlaufs des Q-Bedarfs und dem entsprechend zugrundeliegendem Viertelstundenwert des Q-Bedarfs. Zum Zeitpunkt $t_1$ addiert sich dieser zum stationären Q-Bedarf. Gedeckt wird die Summe beider Q-Bedarfe durch die langsam regelbaren Q-Quellen (hellblaue Pfeile) und die schnell regelbaren Q-Quellen (hellvioletten Pfeile). In der Abbildung 3-3 ist die Situation kurz vor der Stufung der im QFB folgenden Q-Quelle sowie kurz nach der Stufung eingetragen. Vor der Stufung wirken die langsam und die schnell regelbaren Q-Quellen in gleicher Richtung (beide Pfeile nach unten), nach der Stufung muss der langsam regelbaren Q-Quelle teilweise durch die schnell regelbare Q-Quelle entgegengewirkt werden. Zum Zeitpunkt $t_2$ resultiert ein zum stationären Q-Bedarf entgegengesetzter quasistationärer Q-Bedarf. Der verbleibende Saldo wird hier ohne Gegenregeln der schnell und langsam regelbaren Q-Quellen ausgeglichen. Zum Zeitpunkt $t_3$ geht der quasistationäre Q-Bedarf schließlich auf null zurück (wie auch in $t_0$). Da jedoch die langsam regelbare Q-Quelle den Viertelstundenwert des Q-Bedarfs noch nicht vollständig decken kann, ist hier noch ein Einsatz der schnell regelbaren Q-Quelle notwendig, der in dem dargestellten Beispiel zugleich den Maximalwert der schnell regelbaren Blindleistung markiert. Man erkennt, dass mit QFB zwar ein Gegenregeln von schnell und langsam regelbaren Q-Quellen auftritt, der

Bedarf an schnell regelbaren Q-Quellen jedoch abnimmt, ohne dass der Bedarf an langsam regelbaren Q-Quellen zusätzlich steigen würde. Im Beispiel von Abbildung 3-3 ist der schnell regelbare Q-Bedarf mit QFB nur etwa halb so groß wie ohne QFB. An der Stelle sei betont, dass in der Praxis grundsätzlich ein Gegenregeln der Q-Quellen auftritt und dies keine Besonderheit des QFB ist.

Die Kompensation des quasidynamischen Q-Bedarfs $Q_{\mathrm{qd}}$ (dunkelrote Linie) ist in Abbildung 3-3 durch Einsatz einer sofort regelbaren Q-Quelle $Q_{\mathrm{ssr}}$ (hellrote Linie), z. B. FACTS, angedeutet. Da in der Praxis bei Störereignissen i. d. R. kurze Spannungseinbrüche toleriert werden und damit die transiente bzw. dynamische Netzstützung mitwirkt, ist die Deckung durch schnell regelbare Q-Quellen $Q_{\mathrm{sr}}$, z. B. rotierende Phasenschieber, ausreichend. Beim Fahrplansprung ist deshalb keine weitere Differenzierung der Deckung des quasidynamischen Q-Bedarfs zwischen der sofort regelbaren und der schnell regelbaren Q-Quellen zielführend und deshalb in Abbildung 3-3 auch nicht angedeutet.

Inwieweit der quasistationäre Q-Bedarf durch langsam regelbare Q-Quellen gedeckt und damit der Bedarf schnell regelbarer Q-Quellen reduziert werden kann, lässt sich im Rahmen dieser Studie nicht beantworten. Dies hängt, wie oben erwähnt, von der gewählten Regelstrategie und der möglichen Dynamik der langsam regelbaren Q-Quellen ab. Weil aber, wie gezeigt, mit geschicktem Q-Management bedeutende Einsparungen möglich sind, werden im Rahmen dieser Studie der stationäre Q-Bedarf $Q_{\mathrm{st}}$, der quasistationäre Q-Bedarf $Q_{\mathrm{qs,oQFB}}$ ohne QFB sowie der quasidynamische Q-Bedarf $Q_{\mathrm{qd}}$ ausgewiesen.

### 3.1.3 Festlegung der Untersuchungsszenarien

Die vorliegende Studie soll den gesamten Q-Bedarf des deutschen Stromnetzes unter besonderer Berücksichtigung einer realitätsnahen Nachbildung des Blindleistungsverhaltens der unterlagerten Verteilungsnetze sowie der Möglichkeit zu dessen Senkung durch Maßnahmen im Bereich der lokalen Spannungshaltung und Blindleistungskompensation von industriellen und betrieblichen Verbrauchern fokussieren. Damit lassen sich diese beiden Einflussfaktoren in ihrer Wirkung auf die Höchstspannungsebene analysieren. Basis bildet jeweils der NEP 2030 (2019) mit seinen B-Szenarien für die drei Stützjahre 2025, 2030 und 2035. Für das NEP-Szenario B 2025 wird das Netzmodell mit den im NEP 2030 (2019) beschriebenen Ad-hoc-Maßnahmen und den weiteren redispatchsenkenden Maßnahmen verwendet. Die Stützjahre 2030 und 2035 haben das jeweilige Zielnetz zugrundgelegt. Die Auswertung erfolgt nach Redispatch.

Um den Einfluss der Spannungshaltungsmaßnahmen im Verteilungsnetz auf die Q-Bilanz und damit die Spannungshaltung in den vorgelagerten Netzen herauszuarbeiten, werden die folgenden Untersuchungsszenarien festgelegt.

Hinsichtlich des Q-Verhaltens der EZA im MS- und NS-Netz wird sowohl ein

- Szenario **Q**
  mit einer technisch vollumfänglich[10] genutzten Q(U)-Regelung der EZA, Speicher und Ladesäulen gem. der jeweils gültigen TAR bei Inbetriebnahme der Komponenten als auch ein
- Szenario **K**
  mit ausschließlich konventionellem Netzausbau mit Kabel und einem cosφ = 1 für alle EZA, Speicher und Ladesäulen für die E-Mobilität

angenommen. Diese beiden Szenarien markieren für den Q-Austausch mit den vorgelagerten Spannungsebenen jeweils die Maximalwerte für das kapazitive Verhalten (mit dem Szenario Netzausbau) bzw. das induktive Verhalten (mit dem Szenario der Q(U)-Regelung)[11].

Hinsichtlich des Q-Verhaltens der EZA im HS-Netz wird grundsätzlich von einer Q(U)-Regelung der EZA und Speicher gem. gültiger TAR bei Inbetriebnahme der Anlagen ausgegangen. Eigentlich stehen auch für das HS-Netz einige Alternativen zur Spannungshaltung durch Blindleistung zur Verfügung. Insbesondere die Nutzung des HöS/HS-Regeltransformators ist hier zu nennen. Dieser Aspekt wird jedoch gesondert in einem eigenen, nachfolgenden Kapitel (siehe Abschnitt 4.1) untersucht.

Hinsichtlich des Q-Verhaltens der Lasten im Verteilungsnetz wird Haushalten grundsätzlich ein konstanter cosφ = 0,99 vorgegeben. Um die Potenziale von Betrieben zur Senkung des gesamten Q-Bedarfs zu beleuchten, werden in einem

- Szenario **konstV**
  ein konstanter cosφ = 0,95 für Industrie und Gewerbebetriebe (analog zur Q-Studie von 2016) vorgegeben und in einem weiteren
- Szenario **kennlV**
  für alle GHD- und Industriebetriebe ab der MS-Ebene eine wirkleistungsabhängige Vorgabe des cosφ eingestellt. Als Eckwerte der cosφ(P)-Kennlinie wird cosφ = 0,925 beim jeweiligen minimalen Wirkleistungsbezug ($P_{min}$) des Betriebes und cosφ = 0,975 beim maximalen Wirkleistungsbezug ($P_{max}$) gewählt. Hier behalten die GHD-Betriebe in der NS-Ebene einen konstanten cosφ = 0,95.

[10] Auch bei einer vollumfänglichen Nutzung der Blindleistung zur Spannungshaltung ist in vielen Netzen konventioneller Netzausbau notwendig. Siehe dazu die Modellbeschreibung und auch [1].

[11] Bei der Spannungshaltung durch Blindleistung führt eigentlich die cosφ(P)-Steuerung zu noch höherem induktivem Verhalten der Verteilungsnetze. Die Q(U)-Regelung setzt sich mittlerweile aber zunehmend durch, weshalb diese hier als Maximalszenario zugrunde gelegt wird.

Daneben wird zusätzlich ein

- Szenario **zeitV**
  mit gemittelter Jahreszeitreihe für den cosφ sowohl für die Haushalte als auch für alle GHD- und Industriebetriebe entsprechend den im vorherigen Abschnitt genannten eigenen Messdatensätzen

untersucht. Dieses dient dazu, die Sensitivität des Q-Verhaltens der Verbraucher auf den Q-Bedarf durch Vergleich mit dem Szenario konstV besser einordnen zu können.

Mit Blick auf eine Evaluierung des in dieser Studie verwendeten Untersuchungsmodells des Übertragungsnetzes sollen auch ausgewählte Szenarien des NEP 2030(2019) nachgestellt werden. Dazu wird nur das HöS-Netz betrachtet und das Verteilungsnetz mit folgenden festen cosφ-Einstellungen nachgebildet:

- Szenario **LF1,00**
  Nachbildung des Q-Austauschs der Verteilungsnetze mit konstantem cosφ = 1,0,
- Szenario **LF0,98i**
  Nachbildung des Q-Austauschs der Verteilungsnetze mit konstantem cosφ = 0,98 induktiv, d. h. untererregtes Verhalten und
- Szenario **LF0,98k**
  Nachbildung des Q-Austauschs der Verteilungsnetze mit konstantem cosφ = 0,98 kapazitiv.

Zusätzlich erfolgt die Betrachtung mit den im BNetzA-Modell hinterlegten Angaben zum Q-Austausch an den einzelnen HöS/HS-Knoten im BNetzA-Modell (siehe z. B. Q-Studie von 2016, graue Balken in Abb. 2-45), wohlwissend, dass das Model in erster Linie zur Untersuchung der Wirkleistungstransporte entwickelt wurde und daher die hinterlegten Werte für den Q-Austausch qualitativ verbessert werden müssten. Dieses Szenario wird als Standard bezeichnet.

### 3.1.4 EVALUIERUNG DURCH VERGLEICH MIT DEN ERGEBNISSEN DES NEP 2030 (2019)

Dieser Abschnitt beschränkt sich auf die Szenarien, wie sie im Rahmen des NEP 2030 (2019) Anwendung finden. Es soll hier lediglich verglichen werden, inwieweit die im Rahmen der vorliegenden Studie erzielten Ergebnisse zum Q-Bedarf mit den Werten des NEP 2030 (2019) übereinstimmen. Dies ist insofern von Bedeutung, da mit unterschiedlichen Berechnungsprogrammen (INTEGRAL vs. MATLAB) gearbeitet und geringfügige Modifizierungen am Netzmodell (zusätzliche Extended-Ward-Elemente) vorgenommen wurden [31]. Relevant für den Vergleich ist das Entwicklungsjahr B 2035, da nur für dieses im NEP 2030 (2019) Q-Bedarfe ausgewiesen sind. Die Ermittlung der Q-Bedarfe für die stationären 1-h-Lastflusswerte sowie für den Ausgleich beim Stundenwechsel umfasst alle 8760 Netznutzungsfälle nach Redispatch. Der Vergleich beim zusätzlichen Q-Bedarf bei schweren Störungen stützt sich auf den NNF 1271. Tabelle 3-1 listet die Resultate im Vergleich auf.

**Tabelle 3-1.** *Vergleich der eigenen Ergebnisse (in GVAr) mit den im NEP 2030 (2019) von den ÜNB ausgewiesenen Werten zum Q-Bedarf für verschiedene Szenarien und Regelzonen*

| | *Max. 1-h-Q-Verhalten im* | | | | *Änderung des Q-Verhaltens beim Stundenwechsel* | | | *Zus. Q-Bedarf bei schweren Störungen* | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *übernatürl. Betrieb* | | *unternatürl. Betrieb* | | *eigene Ergebnisse* | | *NEP 2030* | *eigene Erg.* | *NEP 2030* |
| | *eigene Erg.* | *NEP 2030* | *eigene Erg.* | *NEP 2030* | *Abnahme 1)* | *Zunahme 2)* | | | |
| LF[3)] = 1,0 | | | | | | | | | |
| TenneT | 21,8 | 20,3 | 10,1 | 10,2 | 10,5 | 9,9 | 10,1 | 11,4 | 5,6 |
| Transnet BW | 4,6 | 4,5 | 2,8 | 2,8 | 2,7 | 2,8 | 2,7 | 1,3 | 2,1 |
| Amprion | 15,0 | 15,2 | 7,2 | 7,1 | 5,9 | 6,4 | 6,5 | 4,8 | 5,5 |
| 50Hertz | 13,2 | 13,9 | 9,0 | 9,4 | 8,4 | 7,5 | 7,0 | 8,5 | 6,5 |
| D zeitgleich | 43,7 | 42,2 | 28,1 | 28,4 | | | | | |
| D zeitungleich | 54,6 | 53,9 | 29,1 | 29,5 | 27,6 | 26,6 | 27,3 | 26,0 | 19,7 |
| LF = 0,98 ind. | | | | | | | | | |
| D zeitungleich | 69,0 | 67,6 | 21,5 | 22,3 | | | | | |
| LF = 0,98 kap. | | | | | | | | | |
| D zeitungleich | 40,9 | 40,8 | 43,1 | 43,4 | | | | | |

1) Abnahme im untererregten Q-Verhalten bzw. Zunahme im übererregten Q-Verhalten
2) Zunahme im untererregten Q-Verhalten bzw. Abnahme im übererregten Q-Verhalten
3) LF = Leistungsfaktor

Beim Vergleich des Q-Verhaltens auf Basis der 1-h-Zeitschritte stellt man im Grunde eine gute Übereinstimmung fest. Der deutschlandweite zeitungleiche Gesamtbedarf unterscheidet sich im Szenario mit Vorgabe eines Leistungsfaktors von Eins an den Verknüpfungspunkten mit dem Verteilungsnetz insgesamt nur um wenige hundert MVAr und damit um weniger als 2 %. Auch die Simulation mit cosφ = 0,98 kapazitiv bringt nur sehr geringe Unterschiede zu Tage (unter 1 %). Eine etwas größere Differenz ist für das Szenario mit cosφ = 0,98 induktiv für den unternatürlichen Betrieb zu beobachten. Hier fällt das Q-Verhalten mit 21,5 GVAr geringer aus als die 22,3 GVAr des NEP 2030. Für den übernatürlichen Betrieb werden dagegen im Rahmen der vorliegenden Studie um ca. 2 % höhere Werte ermittelt. Blickt man auf die einzelnen Regelzonen, erkennt man ebenfalls eine gute Übereinstimmung in den Ergebnissen. Lediglich bei

den Angaben für die Regelzone der TenneT TSO GmbH ergeben die eigenen Rechnungen höhere Werte beim übernatürlichen Betrieb im Vergleich zum NEP.

Dies mag auch einer der Gründe dafür sein, dass bei der Analyse des zusätzlichen Q-Bedarfs bei schweren Störungen insbesondere bei der TenneT deutlich höhere Werte bestimmt werden als dies im NEP der Fall ist, weil ein quadratischer Zusammenhang zwischen dem Q-Bedarf und der höheren Betriebsmittelauslastung bei dem angenommenen schweren Störereignissen besteht. An dieser Stelle sei aber darauf hingewiesen, dass es im Rahmen des NEP keine ausreichend konkreten Angaben zu den simulierten Ausfallereignissen gemacht werden. Konkret heißt es im NEP 2030 (2019): *„Als schwere Störungen werden (n–1)-Ausfälle und exceptional contingencies (ECs) inklusive eines möglichen 4 GW HGÜ-Ausfalls betrachtet. Einfache Störungen hingegen umfassen lediglich (n–1)-Ausfälle und ECs exklusive eines 4 GW HGÜ-Ausfalls.“* [21] Mit ECs sind lt. NEP 2030 (2019) (n–2)-Ausfälle gemeint. Neben den ECs ist jedoch unklar, ob mit einem 4-GW-HGÜ-Ausfall nur die *„Führung von 4 GW auf einem DC-Mastgestänge“* gemeint ist oder auch der Ausfall von zwei 2-GW-Konvertern, wenn sie sich am gleichen Standort befinden. Dieser Fall wurde im Rahmen der vorliegenden Studie betrachtet, was zwar zu den 11,4 GVAr in der Regelzone der TenneT führt, aber nicht alleine den großen Unterschied zu den im NEP angegebenen 5,6 GVAr erklären kann, weil nämlich schon der Ausfall von Sammelschienen zu einem „regelbaren“ Blindleistungsbedarf von insgesamt 9,5 GVAr führen kann. Insofern ist anzunehmen, dass die angenommenen Störereignisse nicht identisch zu den von den ÜNB im NEP 2030(2019) untersuchten sind und sich auch daraus die Unterschiede erklären. Darüber hinaus spielen weitere Faktoren eine Rolle für das Ergebnis des Q-Bedarfs, wie z. B. die Einstellungen zur Sekundärregelung, die zu mehreren hundert MVAr Unterschied führen können. In Summe kommen die eigenen Untersuchungen für ganz Deutschland mit 26,0 GVAr zur Beherrschung von schweren Störungen um 6,3 GVAr höhere Q-Bedarfe heraus. An dieser Stelle sei noch der Hinweis gegeben, dass der untersuchte Netznutzungsfall 1271 keineswegs den höchsten quasidynamischen Q-Bedarf bewirkt (siehe Abschnitt 3.4).

Bei der Betrachtung der Änderungen im Q-Verhalten beim Stundenwechsel ist die deutschlandweite Summe dagegen fast deckungsgleich. Auch hier zeigen die eigenen Ergebnisse höhere Werte für das Netzgebiet der TenneT.

Vor dem Hintergrund, dass der Q-Bedarf relativ sensitiv auf geringfügige Unterschiede bei den Betriebsmittelbelastungen reagiert und durch die oben genannten Modellunterschiede diese nicht gänzlich ausgeschlossen werden können, stehen die resultierenden Ergebnisse für eine erfolgreiche Evaluierung des verwendeten HöS-Netzmodells.

## 3.2 Stationärer Q-Bedarf bei einer realitätsnahen Nachbildung des Q-Verhaltens des Verteilungsnetzes

Dieser Abschnitt beleuchtet den stationären Q-Bedarf des gesamten deutschen Stromnetzes, wenn die unterlagerten Verteilungsnetze hinsichtlich ihres Q-Verhaltens realitätsnäher nachgebildet werden als dies mit einer pauschalen und festen Vorgabe eines Verschiebungsfaktors an den Verknüpfungspunkten zum HöS-Netz der Fall ist. Für die direkt am HöS-Netz angeschlossenen Industrie-Lasten werden die im BNetzA-Modell hinterlegten Einstellungen zu deren Blindleistungsverhalten übernommen. Die Verteilnetz-Nachbildung stützt sich hier auf das Szenario Q-konstV, d. h. auf die Spannungshaltung durch Blindleistung und ein Q-Verhalten der Verbrauchslasten mit konstanten Verschiebungsfaktoren (s. Abschnitt 3.1.3). Dabei wird auch die Entwicklung des Gesamt-Q-Bedarfs über die drei Betrachtungsjahre B 2025, B 2030 und B 2035 des NEP 2030 (2019) hinweg herausgearbeitet. Die Auswertung des stationären Q-Bedarfs umfasst alle 8760 NNF der jeweiligen Betrachtungsjahre nach Redispatch (siehe auch Unterabschnitt 3.1.3).

### 3.2.1 Analysen zum stationären Q-Bedarf

In diesem Unterabschnitt werden die zeitliche Entwicklung des maximalen stationären Q-Bedarfs bei realistischerer Nachbildung des Q-Verhaltens der Verteilungsnetze betrachtet, ein tiefergehender Vergleich mit dem Szenario LF1,00 gezogen und der Q-Bedarf in seiner Höhe über das Jahr analysiert.

Die Ergebnisse für das Szenario Q-konstV sind für die einzelnen Netzgruppen über die drei Betrachtungsjahre in Abbildung 3-4 visualisiert.

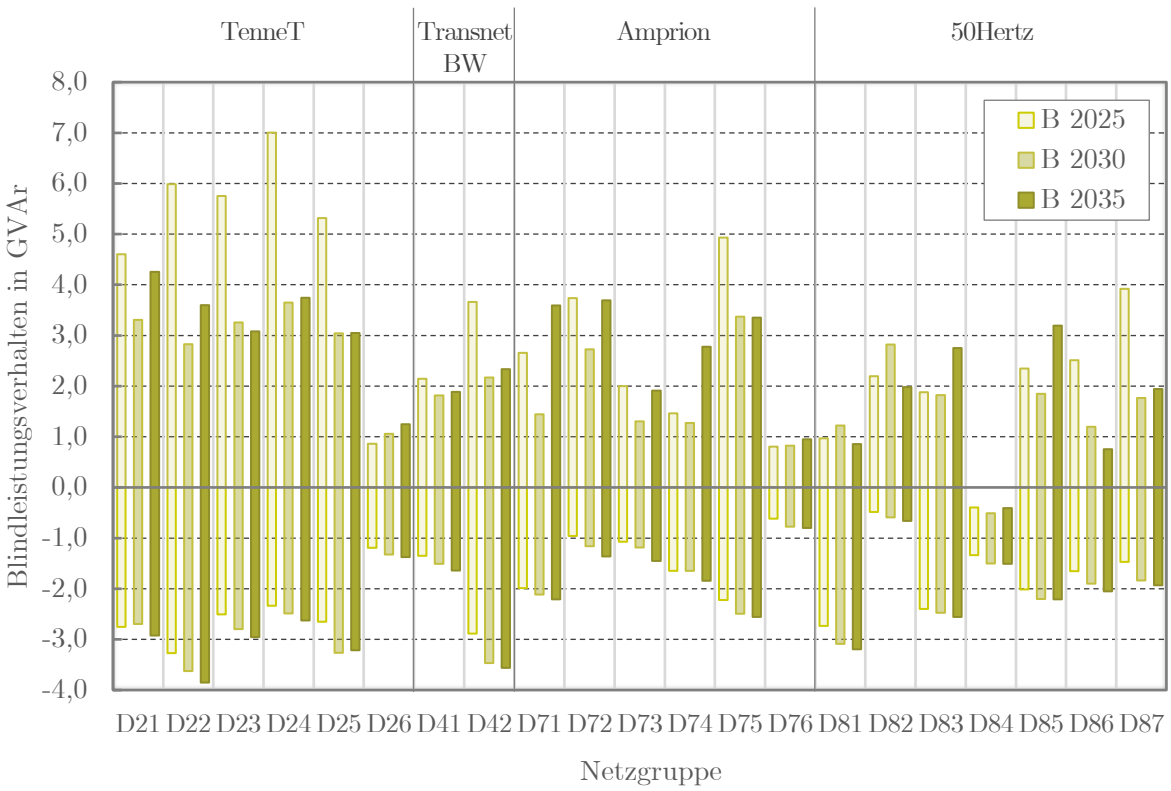


**Abbildung 3-4.** *Entwicklung des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten deutschen Stromnetzes mit Nachbildung des Verteilungsnetzes in Form der Spannungshaltung durch Blindleistung und Abbildung des Q-Verhaltens der Verbrauchslasten mit konstanten Verschiebungsfaktoren (Szenario Q-konstV) für die drei Betrachtungsjahre des NEP 2030 (2019)*

Wie bereits in der Blindleistungsstudie I [1] festgestellt, existieren signifikante Unterschiede im Q-Bedarf der einzelnen Netzgruppen (NG). Dies liegt vor allem zum einen an der Größe der Netzgruppe bzw. der enthaltenen Stromkreislänge sowie der Auslastung der Netzbetriebsmittel. Mit wenigen Ausnahmen lässt sich in den NG über die drei Stützjahre hinweg eine Zunahme im Maximalwert des übererregten Verhaltens beobachten, was seine Ursache im Netzausbau hat. Im Gegensatz dazu ist beim untererregten Verhalten über den Untersuchungszeitraum kein einheitliches Bild feststellbar. In D26 und D76 nimmt der Maximalwert kontinuierlich zu. Dies ist auf die zunehmend höhere Auslastung des Netzes zurückzuführen. Teilweise sinkt auch der entsprechende Kompensationsbedarf, wie z. B. in D23, D75 oder D86, was der weitere Netzausbau bewirkt. Bei anderen NG ist dagegen eine Mischung von beiden Effekten verantwortlich für die Volatilität im Q-Bedarf (siehe dazu auch [30]). Insofern besteht der größte Q-Bedarf nicht zwangsläufig im Betrachtungsjahr 2035. Sehr deutlich wird dies beispielsweise an der NG D24. Hier reduziert sich das induktive Q-Verhalten von 7 GVAr im Jahr 2025 mit nur mehr gut 3,7 GVAr im Jahr 2035 auf fast die Hälfte.

### 3.2.2 VERGLEICH MIT DEN SZENARIEN DES NEP

An dieser Stelle soll ein Vergleich mit dem Szenario LF1,00, einem von den drei im NEP 2030 untersuchten, gezogen werden, um grundsätzliche Unterschiede im Q-Bedarf für die einzelnen Netzgruppen erkennen zu können. Die Resultate für das stationäre Q-Verhalten zeigt Abbildung 3-5.

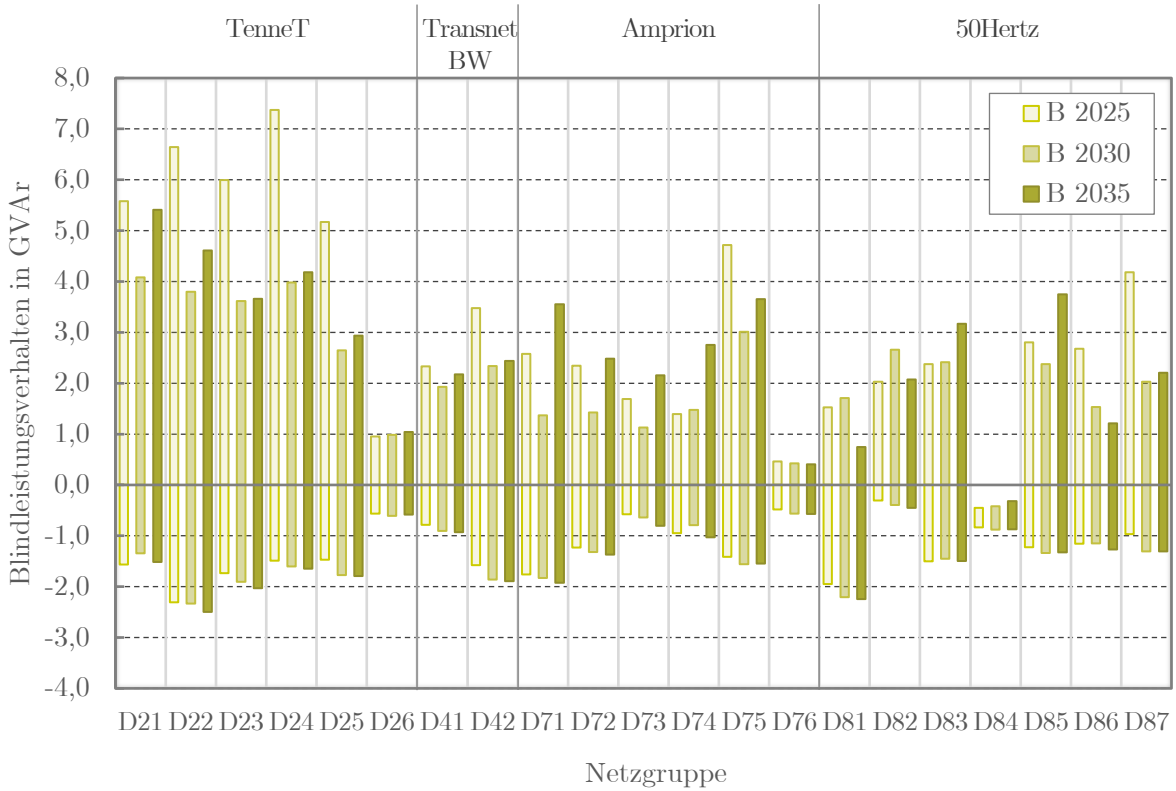


**Abbildung 3-5.** *Entwicklung des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten deutschen Stromnetzes ohne Q-Austausch mit dem Verteilungsnetz (Szenario LF1,00) für die drei Betrachtungsjahre des NEP 2030 (2019)*

Der Vergleich liefert hier kein einheitliches Muster. Die Unterschiede beider vorgestellten Szenarien bewegen sich sowohl beim übererregten als auch beim untererregten Verhalten bis zu rund 1,5 GVAr pro Netzgruppe. In den meisten Fällen sind die Differenzen in den Maximalwerten beim übererregten Verhalten größer als bei den für das untererregte Verhalten. Grundsätzlich ergeben sich jedoch für die einzelnen NG stets größere Werte für die Bandbreite im Q-Verhalten, wenn die Verteilungsnetzebene realitätsnäher nachgebildet wird. Aufschlussreicher ist der Blick auf das Gesamtergebnis für die vier Regelzonen sowie Deutschland. Abbildung 3-6 zeigt die aufaddierten Q-Bedarfe für die drei NEP-Szenarien LF1,00, LF0,98i und LF0,98k im Vergleich mit dem realitätsnäheren Szenario Q-konstV. Es ist gut zu erkennen, dass die realistischere Nachbildung in allen Regelzonen mit Ausnahme der von Amprion (D7) zu einem stärker ausgeprägten übererregten Verhalten führt, als dies mit dem kapazitiven Szenario LF0,98k der Fall ist. Auch wenn sich in D7 der kapazitive Q-Bezug der Verteilnetze mit grob 10

GVAr weniger fast halbiert, liegt in Summe für ganz Deutschland der Q-Bedarf bei Q-konstV trotzdem höher als bei LF0,98k. Die Werte für Deutschland sind zusätzlich in tabellarischer Form angegeben (Tabelle 3-2).

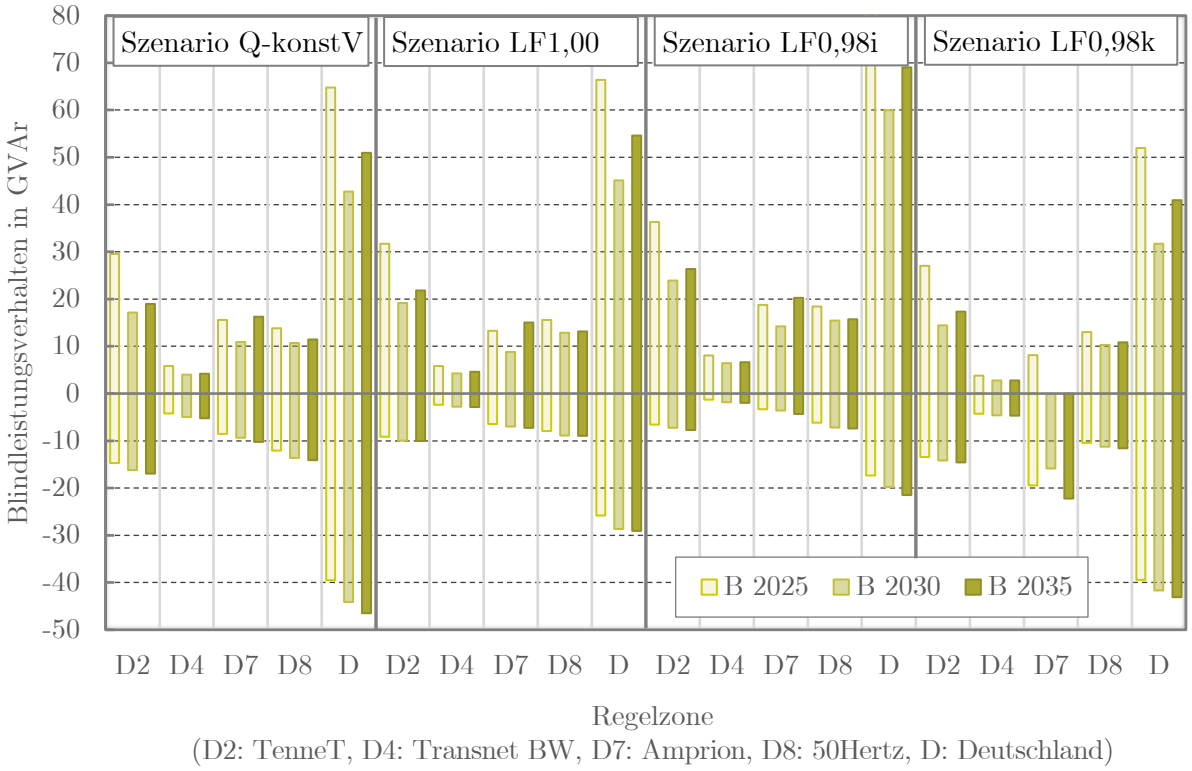


**Abbildung 3-6.** *Übersicht über das stationäre Q-Verhalten der einzelnen Regelzonen sowie des gesamten Stromnetzes in Deutschland für die drei Untersuchungsszenarien des NEP 2030(2019) im Vergleich mit dem eigenen Szenario Q-konstV als realitätsnahe Nachbildung des Verteilungsnetzes*

**Tabelle 3-2.** *Ergebnisse zum stationären Q-Bedarf des gesamten Stromnetzes in Deutschland für die drei Untersuchungsszenarien des NEP 2030(2019) im Vergleich mit dem eigenen Szenario Q-konstV*

| | *übererregtes Q-Verhalten im Szenario* | | | | *untererregtes Q-Verhalten im Szenario* | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *Jahr* | *Q-konstV* | *LF1,00* | *LF0,98i* | *LF0,98k* | *Q-konstV* | *LF1,00* | *LF0,98i* | *LF0,98k* |
| 2025 | 39,5 | 25,8 | 17,4 | 39,4 | 64,7 | 66,4 | 81,6 | 51,9 |
| 2030 | 44,1 | 28,6 | 19,8 | 41,6 | 42,7 | 45,1 | 60,0 | 31,7 |
| 2035 | 46,5 | 29,1 | 21,5 | 43,1 | 51,0 | 54,6 | 69,0 | 40,9 |

Die Maximalwerte im untererregten Verhalten werden gegenüber den Rechenergebnissen von LF0,98k grundsätzlich übertroffen, jedoch nicht gegenüber dem Szenario LF1,00. Hier führt nur in D7 das realitätsnähere Szenario zu höheren Q-Werten. In den anderen Regelzonen stellen sich geringere oder bestenfalls gleiche Maximalwerte für das untererregte Verhalten ein. Das Szenario LF0,98i führt grundsätzlich in allen Regelzonen und für alle Betrachtungsjahre zu höheren Q-Bedarfen als Szenario Q-konstV. Dies ist auf dem ersten Blick erstaunlich, da der Q-Austausch der Verteilungsnetze zwar bei einigen über das ganze Jahr stets kapazitiv bleibt, an den meisten HöS/HS-Verknüpfungspunkten auch induktiv wird. Zur Klärung dieses scheinbaren Widerspruchs muss man einen genaueren Blick auf die Zeitpunkte mit den höchsten Q-Bedarfen richten. Hierzu sind am Beispiel der Netzgruppe D21 für das Jahr 2035 in Abbildung 3-7 der Q-Bedarf der HöS-Netzbetriebsmittel als Jahresdauerlinie zusammen mit dem Q-Austausch mit allen darunterliegenden Verteilungsnetzen aufgetragen. Das untererregte Verhalten des Übertragungsnetzes summiert sich ohne den Q-Austausch mit den Verteilungsnetzen in Spitze auf 5.600 MVAr.

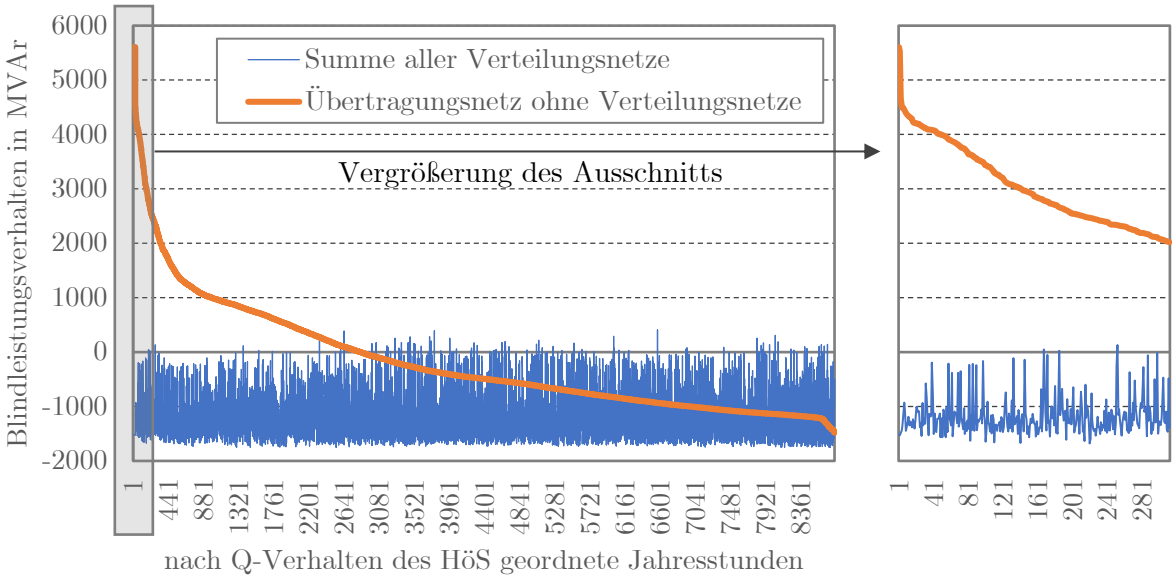


**Abbildung 3-7.** *Korrelation des stationären Blindleistungsverhaltens des Übertragungsnetzes mit dem der unterlagerten Verteilungsnetze in der Netzgruppe D21 für das Szenario B 2035 Q-konstV mit vergrößertem Ausschnitt der ersten 320 Stunden*

Obwohl die Verteilungsnetze zusammen in einigen Zeitpunkten induktiv wirken, verringert sich der Q-Saldo des gesamten Stromnetzes in D21 (im Bild nicht dargestellt) um rund 1.500 MVAr auf 4.600 MVAr. Dieser enorme Gegenkompensationseffekt zwischen den Verteilungsnetzen und dem Übertragungsnetz kommt dadurch zustande, dass gerade in den Zeiten mit sehr stark untererregt wirkendem Übertragungsnetz die unterlagerten Verteilungsnetze ein ausgeprägtes kapazitives Verhalten aufweisen, was aus dem vergrößertem Ausschnitt im rechten Bildteil von Abbildung 3-7 gut ablesbar ist. Der genaue Blick verrät, dass in den 30 Stunden/Netznutzungsfällen mit einem Q-

Bedarf der HöS-Netzbetriebsmittel von mindestens 4.100 MVAr die „Importleistung“ in die NG D21 immer über 95 % ihres Maximalwerts liegt und gleichzeitig aber auch eine hohe Exportleistung (ca. 50 % des Maximalwerts) vorhanden ist. In den meisten Fällen ist kaum Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen vorhanden. Auch die Lastsituation liegt immer unter 75 % ihres Maximalwerts im Betrachtungsjahr. So resultieren eine geringe bis mittelmäßige Auslastung der Verteilungsnetze und ein insgesamt übererregter Zustand dieser.

Diese Gegenkompensation ist in D21 unter allen Netzgruppen am stärksten ausgeprägt. Es gibt aber auch Netzgruppen (D74 und D82), in denen es zu keinen Gegenkompensationseffekten beim untererregten Maximalwert kommt. In drei Netzgruppen (D26, D72 und D76) verstärkt sich der untererregte Zustand des Übertragungsnetzes durch die unterlagerten Verteilungsnetze. Insgesamt jedoch resultiert für ganz Deutschland durch die auftretenden Gegenkompensationen eine Reduktion beim zeitungleichen Maximalwert für das induktive Verhalten, welche über die drei Betrachtungsjahre aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus in den Verteilungsnetzen zunimmt und im Jahr 2035 ungefähr 3,6 GVAr ausmacht (s. Abbildung 3-5).

Im Rahmen dieser Studie kann nicht geklärt werden, ob und inwieweit eine Koinzidenz der Q-Bedarfe des Übertragungsnetzes und der unterlagerten Verteilungsnetze gegeben ist. Es könnte sein, dass die Q-Bedarfe antikorrelieren und damit von einem gewissen systematischen Anteil der Gegenkompensation auszugehen ist oder stochastisch unabhängig sind und damit von probabilistischer Natur ist. Oder sie korrelieren vielleicht doch, was aber aufgrund der trotz alledem überlagerten Zufälligkeiten zwischen dem HöS-Transportbedarf und der Last- bzw. Rückspeisesituation der Verteilungsnetze hier nicht offen erkennbar sein könnte. Es gilt nämlich zu bedenken, dass z. B. in D21 Werte von über 4.500 MVAr für das untererregte Q-Verhalten des HöS-Netzes gerade mal in vier Stunden im Jahr auftreten (siehe anfänglicher fast senkrechter Verlauf der Jahresdauerlinie in Abbildung 3-5). Betrachtet man den zeitlichen Verlauf des Q-Verhaltens der Verteilungsnetze in D21 (blaue Kurve), könnte man den Eindruck erlangen, dass sich höhere Werte im untererregten Q-Verhalten erst im mittleren und hinteren Bereich (nach der Stunde 2201) der Jahresdauerlinie einstellen. Insofern könnte also eine gewisse Antikorrelation der Q-Bedarfe des HöS-Netzes und der Verteilungsnetze vorhanden sein. Dennoch treten auch vorher Zeitpunkte mit induktivem Verhalten auf, nur in den ersten 161 Stunden (siehe vergrößerter Ausschnitt) nicht. Deshalb kann keine handfeste Aussage zur Bedeutung und Systematik der beobachteten Gegenkompensation getroffen werden. Hierzu müssten entsprechende Untersuchungen zur Korrelation der aus der Marktsimulation resultierenden HöS-Lastflüssen und der Last- und Einspeisesituation der einzelnen Netzgruppen vorgenommen werden. An dieser Stelle wird deutlich, wie wichtig für eine belastbare Analyse der Q-Bedarfe die Kenntnis und Berücksichtigung der tatsächlichen Grundgesamtheit der auslegungsrelevanten Situationen ist, was ausführlich im Unterabschnitt 2.3.1 erörtert wird.

### 3.2.3 JAHRESVERTEILUNG DES STATIONÄREN Q-BEDARFS

An dieser Stelle soll nochmals auf die oben schon dargestellte Jahresdauerlinie des stationären Q-Bedarfs zurückgeblickt werden. Basis dieser Betrachtungen bildet im Folgenden das Q-Verhalten des gesamten Stromnetzes einer Netzgruppe. Dieses ist der Höhe nach geordnet in Abbildung 3-8 für fünf ausgewählte Netzgruppen aufgetragen. Rechts daneben wird in die 3 % der Zeit eines Jahres (263 Stunden) mit den jeweils höchsten induktiven Q-Werten hineingezoomt.

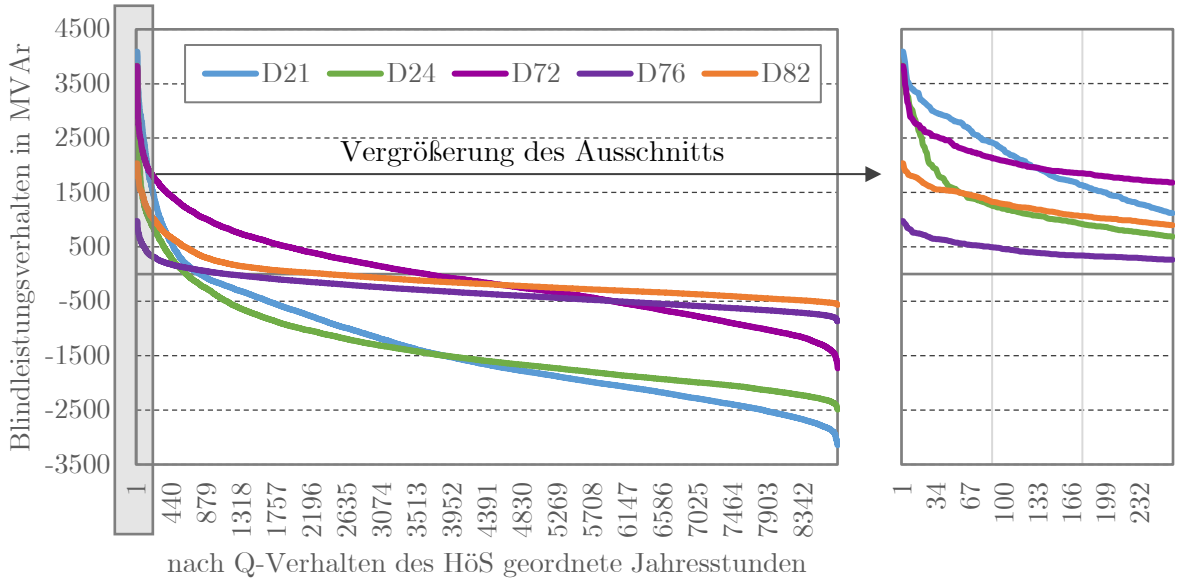


**Abbildung 3-8.** *Jahresdauerlinie des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten Stromnetzes in ausgewählten Netzgruppen für das Szenario B 2035 Q-konstV mit vergrößertem Ausschnitt der ersten 262 Stunden (entsprechend 3 % des Jahres)*

Die Netzgruppen D76 und D82 besitzen über einen weiten Bereich ein ähnliches Niveau. Nur zu den Maximalwerten hin ist eine Aufspreizung festzustellen. Beide zeichnen sich durch einen flachen Verlauf der Jahresdauerlinie, also einem relativ konstanten Q-Verhalten aus. Im Vergleich dazu zeigen D72 und vor allem D21 einen steilen Verlauf der Jahresdauerlinie mit deutlicher Zunahme des stationären Q-Bedarfs in wenigen Stunden des Jahres. Ausgehend vom Maximalwert von knapp 4.100 MVAr sinkt der Q-Bedarf in D21 auf 3.700 MVAr in drei weiteren Stunden. Ein Bedarf von mehr als 3.500 MVAr ist insgesamt nur in sechs Netznutzungsfällen vorhanden. In D72 ist der Rückgang des Q-Bedarfs bezogen auf seinen Spitzenwert von über 3.800 MVAr noch stärker ausgeprägt. In dieser Netzgruppe ist ein Bedarf von mehr als 2.900 MVAr nur in sieben Stunden eines Jahres gegeben. In weiteren 20 Jahresstunden ist noch ein Bedarf von mehr als 2.600 MVAr zu beobachten. Dies bedeutet, dass 1.200 MVAr von der gesamten Kompensationsleistung in Höhe von 3.800 MVAr nur in 0,3% eines Jahres benötigt werden. In D24 ist dieser Unterschied nochmals intensiver. Obwohl hier ebenfalls ein

maximaler Q-Bedarf von über 3.800 MVAr aufritt, wird sogar eine Kompensationsleistung in Höhe von 1.800 MVAr nur in 0,3 % der Zeit beansprucht, d. h. knapp 50 % der Kompensationsleistung käme nur in 27 Stunden eines Jahres (0,3 %) zum Einsatz.

Das zeitliche Auftreten der stationären Q-Bedarfe und damit auch das der beanspruchten Kompensationsleistung soll im Folgenden noch näher für die vier Regelzonen sowie für ganz Deutschland am Beispiel des Szenarios B 2035 Q-konstV untersucht werden. Die Ergebnisse dazu vermittelt Tabelle 3-3. In der Regelzone von TenneT betragen das maximale untererregte stationäre Q-Verhalten und damit die kapazitive Kompensationsleistung ziemlich genau 19 GVAr im Jahr 2035. Davon werden 4,6 GVAr bzw. 24,1 % in maximal 0,1 % der Zeit eines Jahres gebraucht. Mit 22,7 bis 25,6 % beobachtet man ähnliche Nutzungsgrade in den anderen Regelzonen. Im Schnitt beträgt der Anteil der Kompensationsleistung, die nur in maximal 9 Stunden eines Jahres (0,1 %) zum Einsatz kommt, 24 %. Das sind 12,2 GVAr bezogen auf den Maximalwert von 51 GVAr. Gut 42 % bzw. 21,6 GVAr sind es, die in 0,3 % (entsprechend 27 Stunden) der Zeit benötigt werden. Bei 0,5 % eines Jahres steigt der Anteil auf gut die Hälfte. Dies bedeutet, dass knapp 50 % der Kompensationsleistung in 99,5 % der Zeit eines Jahres ausreichend ist, um das Q-Verhalten zu decken.

**Tabelle 3-3.** *Höhe der zusätzlichen stationären Q-Bedarfe für die einzelnen Regelzonen sowie für Deutschland mit Zeitanteil eines Jahres, in dem dieser auftritt und in Klammern die Angabe des jeweiligen Anteils an den entsprechenden Maximalwerten des stationären Q-Bedarfs bzw. der entsprechenden Kompensationsleistung*

| *Zeitanteil* | *TenneT* | *Transnet BW* | *Amprion* | *50Hertz* | *Deutschland* |
|---|---|---|---|---|---|
| 0,1 % | 4,6 (24,1 %) | 1,0 (24,0 %) | 3,7 (22,7 %) | 2,9 (25,6 %) | 12,2 (24,0 %) |
| 0,2 % | 6,5 (34,4 %) | 1,6 (37,1 %) | 5,4 (33,4 %) | 4,6 (39,8 %) | 18,1 (35,5 %) |
| 0,3 % | 8,1 (42,9 %) | 1,7 (40,6 %) | 6,4 (39,2 %) | 5,4 (46,7 %) | 21,6 (42,4 %) |
| 0,5 % | 9,9 (51,9 %) | 1,9 (46,0 %) | 7,4 (45,7 %) | 6,5 (56,7 %) | 25,7 (50,5 %) |
| 1,0 % | 12,5 (66,1 %) | 2,3 (54,1 %) | 9,3 (57,0 %) | 8,3 (72,3 %) | 32,4 (63,6 %) |

Beim übererregten stationären Q-Verhalten sind dieser steile Verlauf und damit die geringe Nutzung eines Großteils der Kompensationsleistung bei weitem nicht so ausgeprägt. Das Q-Verhalten in den Schwachlastzeiten unterscheidet sich demnach nicht so deutlich wie in Zeiten hoher Netzbelastungen. Eine Ursache hierfür liegt in der quadratischen Abhängigkeit der induktiven Ladeleistungen von den Strömen. Hier spielen tatsächlich die Belastungen einzelner Leitungen und Transformatoren die entscheidende Rolle für den resultierenden Q-Bedarf. So beträgt in D21 der maximale über alle HöS-Leitungen gemittelte Wert gut 45 %. Ein Wert von über 40 % wird nur in 81

Netznutzungsfällen erreicht. Das ist weniger als 1 % eines Jahres. Bei der Belastung der Transformatoren ist sogar noch ein etwas deutlicherer Effekt zu erkennen.

## 3.3 Quasistationärer Q-Bedarf bei einer realitätsnäheren Nachbildung des Q-Verhaltens des Verteilungsnetzes

Wie im Unterabschnitt 3.1.2 erläutert, könnte künftig auch Fahrplansprüngen zu einem signifikanten Teil mit langsam regelbaren Kompensationsanlagen durch geeignete Automatismen nachgefahren werden. Der entsprechende (von der Regel-/Steuerstrategie abhängige) Anteil ist inhärent bereits im stationären Q-Bedarf enthalten und löst damit keinen zusätzlichen Bedarf an Kompensationsleistung aus. Die verbleibenden Differenzen des quasistationären Q-Bedarfs bedingen aber schneller regelbare Q-Quellen, ohne dass damit zwangsläufig eine höhere Dimensionierung entstehen muss.

Die Untersuchung geeigneter Q-Management-Strategien zum Einsatz von langsam regelbaren Q-Quellen ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Daher wird hier vereinfachend der vollständige 1-h-Fahrplansprung zwischen den 8.760 NNF als quasistationärer Q-Bedarf ausgewiesen. Auch hier liegt der Fokus auf den Szenarien Q-konstV und LF1,00 für die drei betrachteten Stützjahre B 2020, B 2030 und B 2035.

In Tabelle 3-4 befindet sich die Übersicht über die Ergebnisse für die einzelnen Regelzonen sowie für Deutschland insgesamt. Hier ist, wie in Tabelle 3-1, die Änderung des Q-Verhaltens beim Stundenwechsel danach unterschieden, in welcher Richtung sie stattfindet. Eine Abnahme im untererregten Zustand bedeutet ein Zurückfahren der kapazitiv wirkenden Kompensationsleistung. Eine Zunahme im untererregten Zustand erfordert dagegen ein Hochfahren einer solchen. Erstere ist hier zusammengefasst mit der Zunahme beim übererregten Q-Verhalten, was ein Hochfahren einer induktiv wirkenden Kompensationsleistung nötig macht. Die hier vorgenommene Einteilung soll berücksichtigen, dass i. d. R. die Ausschalt- und Einschaltzeiten von Kondensatoren unterschiedlich sind. Vereinfachend könnte auch nur der jeweilige Maximalwert angegeben werden, wie es offensichtlich im NEP 2030 (2019) vorgenommen wurde.

Wie beim stationären Q-Bedarf zeigt sich, dass der deutschlandweite quasistationäre Q-Bedarf im Jahr 2025 unabhängig vom Szenario deutlich höher ist als in den zwei anderen Stützjahren. Betrachtet man nur den Maximalwert, also die richtungsunabhängige Änderung im stationären Q-Verhalten, dann sinkt dieser zwischen dem Jahr 2025 und 2035 um knapp 8 GVAr. Ein Rückgang ist auch für die meisten Regelzonen zu beobachten, aber hier nicht grundsätzlich (z. B. in D8). Insbesondere in der Regelzone der TenneT (D2) kommt es zu einem signifikanten Rückgang des Q-Bedarfs um mehrere GVAr.

Während es beim stationären Q-Bedarf noch zu erkennbaren Unterschieden zwischen den beiden hier vorgestellten Szenarien kommt, ist dies beim quasistationären Q-Bedarf nicht mehr so ausgeprägt.

**Tabelle 3-4.** *Sprung der stationären zeitungleichen Q-Bedarfe beim Stundenwechsel des gesamten Stromnetzes in Deutschland für die Szenarien Q-konstV und LF1,00 (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)*

| | *Abnahme im untererregten Q-Verhalten bzw. Zunahme im übererregten Q-Verhalten in GVAr* | | | | | *Zunahme im untererregten Q-Verhalten bzw. Abnahme im übererregten Q-Verhalten in GVAr* | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *D* | *D2* | *D4* | *D7* | *D8* | *D* | *D2* | *D4* | *D7* | *D8* |
| Q-konst V | | | | | | | | | | |
| 2025 | 33,4 | 15,7 | 2,9 | 6,3 | 8,5 | 36,7 | 17,7 | 3,1 | 7,4 | 8,4 |
| 2030 | 26,4 | 11,5 | 2,8 | 4,8 | 7,3 | 28,0 | 12,5 | 2,4 | 5,5 | 7,6 |
| 2035 | 28,8 | 11,1 | 2,9 | 6,1 | 8,8 | 27,8 | 10,2 | 2,9 | 6,6 | 8,1 |
| LF1,00 | | | | | | | | | | |
| 2025 | 32,3 | 15,3 | 2,9 | 5,9 | 8,3 | 35,2 | 17,1 | 3,0 | 7,1 | 7,9 |
| 2030 | 24,8 | 10,9 | 2,7 | 4,2 | 7,0 | 26,6 | 11,9 | 2,2 | 5,2 | 7,3 |
| 2035 | 27,6 | 10,5 | 2,7 | 5,9 | 8,4 | 26,6 | 9,9 | 2,8 | 6,4 | 7,5 |

## 3.4 QUASIDYNAMISCHER Q-BEDARF BEI EINER REALITÄTSNÄHEREN NACHBILDUNG DES Q-VERHALTENS DES VERTEILUNGSNETZES

Im Rahmen der Evaluierung des eigenen Modells zur Bestimmung des Q-Bedarfs in Abschnitt 3.1.4 wurde bereits der quasidynamische Q-Bedarf für den Netznutzungsfall 1271 im Szenario LF1,00 für das Stützjahr 2035 betrachtet. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass hierbei nur Zunahmen bei Betriebsmittelbelastungen berücksichtigt wurden, was die Lieferung induktiver Blindleistung bzw. ein kapazitives Verhalten der reagierenden Q-Quellen für den Ausgleich erfordert. Es gibt aber auch Netzgruppen, in denen nicht die Belastungszunahme das Maximum an schneller Q-Änderung markiert. Hier führen bestimmte Störfälle (z. B. außerhalb dieser Netzgruppe) zu erheblichen Betriebsmittel-Entlastungen, deren quasidynamische Kompensationsbedarfe betragsmäßig größer sein können als Ausfälle, die höhere Belastungen bewirken. Vor allem die Netzgruppen im mittleren Bereich Deutschlands, wie z. B. D23, D24, D85 und D87, verzeichnen einen deutlich größeren quasidynamischen Q-Bedarf bei Betriebsmittelentlastungen (erfordert kapazitive Q-Lieferung bzw. induktives Verhalten der reagierenden Q-Quellen). Denen gemeinsam sind die hohen Transitleistungen durch ihr Netzgebiet. Die nördlichen und südlichen Netzgruppen (D21, D81,

D42, D26) erfahren ihre höchsten quasidynamischen Q-Bedarfe dagegen durch Zunahme in der Betriebsmittelbelastung. Unter Berücksichtigung von plötzlichen Betriebsmittelentlastungen steigt der quasidynamische Q-Bedarf in ganz Deutschland im Szenario LF1,00 von 26,0 auf 38,3 GVAr.

Die realitätsnähere Nachbildung des Q-Verhaltens der Verteilungsnetze erfolgt wieder mit dem Szenario Q-konstV. Im NNF 1271 erhöhen sich die quasidynamischen Q-Bedarfe gegenüber dem Szenario LF1,00 nur geringfügig. Am stärksten nehmen in den Regelzonen von Amprion und TenneT deren Bedarfe um jeweils rund 0,7 GVAr gefolgt von der Regelzone der 50Hertz mit ca. 0,5 GVAr zu. In D4 erhöht sich dieser um ziemlich genau 0,2 GVAr. Insgesamt resultiert eine Zunahme um 2,1 GVAr auf deutschlandweit 28,1 GVAr, wenn nur höhere Betriebsmittelbelastungen ausgewertet werden (quasidynamischer Q-Bedarf in belastungssteigender Richtung). Bei Betrachtung auch von schlagartigen Betriebsmittelentlastungen ergibt sich ein deutschlandweiter Gesamtbedarf von 39,1 GVAr (quasidynamischer Q-Bedarf in belastungsunabhängiger Richtung). Dieser liegt mit 0,8 GVAr nur unwesentlich über dem Ergebnis für Szenario LF1,00.

Mit Blick auf die Analysen zum stationären Q-Bedarf ist ein Aspekt auffällig. Obwohl im Szenario Q-konstV das untererregte Q-Verhalten um insgesamt 3,6 GVAr geringer ist als im Szenario LF1,00 (siehe dazu Tabelle 3-2 und die Diskussion und Erläuterung in Abschnitt 3.2), wird ein höherer Systembedarf zur Beherrschung von schweren Störungen benötigt. Erklären lässt sich dies darüber, dass im NNF 1271 der für das zunächst anmutende Paradoxon des gegenüber dem Szenario LF1,00 geringeren stationären Q-Bedarfs in Q-konstV verantwortliche Gegenkompensationseffekt wegfällt bzw. weit weniger ausgeprägt ist als zu den Zeitpunkten, in denen die einzelnen Netzgruppen ihr jeweiliges Maximum im stationären Q-Bedarf erreichen. Somit schlägt im NNF 1271 der höhere (induktive) Q-Austausch infolge der Spannungshaltung durch Blindleistung im Verteilungsnetz zu Buche.

Vor dem Hintergrund wurden auch alle Zeitpunkte untersucht, in denen die verschiedenen Netzgruppen ihre jeweiligen Maximalwerte der stationären Q-Bedarfe erreichen. Insgesamt bilden sich die Maxima der 21 Netzgruppen in 16 verschiedenen Zeitpunkten bzw. Netznutzungsfällen aus. Dabei zeigt sich, dass davon der NNF 1271 zum zweithöchsten Wert des quasidynamischen Q-Bedarfs führt.

Betrachtet man die unterschiedlichen Zeitpunkte, in denen sich jeweils der höchste stationäre Q-Bedarf einer Netzgruppe einstellt, summiert sich deutschlandweit die zur Ausregelung schwerster Störungen benötigte Kompensationsleistung sogar auf über 42,1 GVAr, wenn nur die Ereignisse gerechnet werden, in denen die Betriebsmittelbelastungen und damit das untererregte Verhalten steigt. Unter Berücksichtigung von plötzlichen Betriebsmittelentlastungen summiert sich der quasidynamische Q-Bedarf in ganz Deutschland auf 49,7 GVAr.

An dieser Stelle sei der Hinweis angebracht, dass es im Szenario LF1,00 teilweise andere Zeitpunkte sind, in denen die Maximalwerte der stationären Q-Bedarfe auftreten und

für die im Rahmen dieser Studie die Ausfallanalysen durchgeführt wurden. Hier sind es im Übrigen nur 13 verschiedene Netznutzungsfälle im Vergleich zu den 16 im Szenario Q-konstV. Mit Betrachtung der jeweiligen Maxima der Netzgruppen in diesen 13 NNF statt der alleinigen Betrachtung des NNF 1271 addiert sich im LF1,00-Szenario der deutschlandweite quasidynamische Q-Bedarf auf 37,9 GVAr (in belastungssteigender Richtung) bzw. 47,0 GVAr (in belastungsunabhängiger Richtung).

Zusammenfassend zeigen sich zwischen den beiden Szenarien kaum Unterschiede beim quasidynamischen Q-Bedarf, obwohl diese bei den stationären Q-Bedarfen deutlich verschiedene Ergebnisse aufweisen. Außerdem ist festzustellen, dass bei der Ermittlung des quasidynamischen Q-Bedarfs auch Betriebsmittelentlastungen betrachtet werden sollten, da sich damit für ganz Deutschland um rund 10 GVAr höhere Kompensationsbedarfe (39,1 GVAR statt 28,1 GVAR im Szenario Q-konstV bzw. 38,3 GVAr statt 26,0 GVAr im Szenario LF1,00) ergeben. Der Bedarf nimmt nochmals in der Größenordnung von 10 GVAr zu, wenn nicht nur der NNF 1271 betrachtet wird.

Es ist nicht ausgeschlossen, dass die tatsächlichen Maximalwerte für den quasidynamischen Q-Bedarf auch zu Zeitpunkten auftreten können, die nicht den höchsten stationären Q-Bedarf aufweisen. Insofern müssten auch für alle anderen NNF Ausfallanalysen durchgeführt werden, um die Ermittlung der tatsächlich höchsten quasidynamischen Q-Bedarfe sicherzustellen. Daher könnten sich nochmals etwas höhere Werte einstellen, als die im Rahmen dieser Studie erzielten Ergebnisse, die abschließend in Tabelle 3-5 aufgelistet sind.

**Tabelle 3-5.** *Ergebnisse zum quasidynamischen Q-Bedarf für die vier Regelzonen und Deutschland für die Szenarien Q-konstV und LF1,00 bei alleiniger Betrachtung des NNF 1271 sowie für alle NNF, in denen die 21 Netzgruppen ihren jeweiligen maximalen stationären Q-Bedarf ($\hat{Q}_{\mathrm{stat,NG},i}$) erreichen, und mit Unterscheidung, ob nur Betriebsmittelbelastungen oder auch Betriebsmittelentlastungen berücksichtigt werden (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)*

| | *Szenario Q-konstV* | | | | | *Szenario LF1,00* | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *D* | *D2* | *D4* | *D7* | *D8* | *D* | *D2* | *D4* | *D7* | *D8* |
| [1)]NNF 1271 | 28,1 | 12,1 | 1,5 | 5,5 | 9,0 | 26,0 | 11,4 | 1,3 | 4,9 | 8,5 |
| [2)]NNF 1271 | 39,1 | 17,5 | 1,8 | 8,4 | 11,4 | 38,3 | 17,2 | 1,6 | 8,8 | 10,7 |
| [1)]alle NNF m. $\hat{Q}_{\mathrm{stat,NG},i}$ | 42,1 | 16,2 | 4,2 | 10,2 | 11,6 | 37,9 | 15,7 | 3,3 | 7,7 | 11,2 |
| [2)]alle NNF m. $\hat{Q}_{\mathrm{stat,NG},i}$ | 49,7 | 20,3 | 4,2 | 11,8 | 13,4 | 47,0 | 19,9 | 3,6 | 10,6 | 12,9 |

[1)] Betrachtung nur bei Zunahmen in der Betriebsmittelbelastung

[2)] Betrachtung sowohl bei Betriebsmittelbelastungen als auch bei -entlastungen

## 3.5 UNTERSUCHUNG AUSGEWÄHLTER EINFLUSSFAKTOREN AUF DEN Q-BEDARF

In diesem Abschnitt sollen mit der Wahl von Spannungshaltungsmaßnahmen im Verteilungsnetz und dem Kompensationsgrad von betrieblichen Lasten zwei Aspekte herausgegriffen werden, mit denen der Q-Bedarf beeinflusst werden kann. Die Untersuchungen dienen in erster Linie dazu, das Potenzial zur Verringerung der Q-Bedarfe besser einschätzen zu können.

### 3.5.1 KOMPENSATIONSGRAD VON BETRIEBLICHEN LASTEN

In der Blindleistungsstudie von 2016 [1] wird der Einfluss des Kompensationsgrads von betrieblichen Lasten bereits thematisiert, aber nicht quantitativ untersucht. In einer Studie des ZVEI [32] wird zwar eine generelle Erhöhung des Kompensationsgrades über verschiedene Netzsimulationen analysiert, aber nur mit Blick auf die lokale Spannungshaltung, die elektrischen Verluste und damit verbundener $CO_2$-Emmissionen. Die Auswirkungen auf den Q-Haushalt im Übertragungsnetz werden nur qualitativ diskutiert und auf die mögliche Nutzung im Rahmen dezentraler Ansätze sowie zentraler Q-Managementsysteme hingewiesen.

Ein Ziel der vorliegenden Studie ist die Abschätzung des Potenzials zur Verringerung des gesamten Q-Bedarfs durch Veränderung betrieblicher Kompensationsgrade. Dazu wird im Modell den betrieblichen Lasten in der MS- und HS-Ebene eine wirkleistungsbezugsabhängige Kennlinie für den Kompensationsgrad hinterlegt (s. Unterabschnitt 3.1.3). Diese Kennlinie wird vereinfachend in allen Netzgruppen angewendet. Eine differenzierte Betrachtung mit zumindest an die jeweilige Situation in den einzelnen Netzgruppen angepassten Kompensationsgraden bzw. -kennlinien wird also nicht durchgeführt, da dies entsprechende Voranalysen und erhöhten Aufwand bei der Modellierung erfordern würde. Die erhaltenen Ergebnisse können somit als konservative Schätzung angesehen werden. Die Untersuchungen basieren auch hier auf dem Szenario Q-kennlV im Vergleich mit dem Szenario Q-konstV. Sie beschränken sich aber auf den stationären Q-Bedarf.

Abbildung 3-9Abbildung 3-9 zeigt zusammenfassend für die vier Regelzonen sowie ganz Deutschland die berechneten Veränderungen im übererregten Q-Verhalten (links) und im untererregten Q-Verhalten (rechts), welche bei negativen Vorzeichen als Einsparungen, bei positiven Vorzeichen als Mehraufwand an benötigter Kompensationsleistung interpretiert werden können. Der detaillierte Blick auf die einzelnen Netzgruppen (nicht dargestellt) zeigt, dass es in den meisten davon zu geringeren Maximalwerten beim übererregten sowie untererregten Q-Verhalten kommt. Es gibt jedoch einzelne Netzgruppen, bei denen – teilweise auch nur für einzelne Stützjahre – es mit der zugrunde gelegten cosφ(P)-Kennlinie zu höheren Q-Bedarfen kommt. Insbesondere ist dies bei fünf der sechs Netzgruppen von Amprion beim übererregten Q-Verhalten zu beobach-

ten, weshalb hier über die ganze Regelzone saldiert sogar Mehraufwendungen entstehen. Obwohl auch hier der Q-Austausch mit den unterlagerten Verteilungsnetzen abnimmt, erhöht sich der übererregte Zustand des Übertragungsnetzes. Dadurch verringern sich die Scheinströme im HöS-Netz, was wiederum die induktiven Ladeleistungen der Leitungen herabsetzt. In Summe überwiegt hier dieser Effekt das geringere kapazitive Q-Verhalten der Verteilungsnetze, so dass sich insgesamt eine Verschlechterung einstellt. Trotzdem resultiert mit der gewählten und einheitlich für alle Netzgruppen angewendeten Kennlinie eine Verringerung des stationären Q-Bedarfs von knapp 100 MVAr (im Jahr 2025) bis über 300 MVAr (im Jahr 2035) bezogen auf das übererregte Q-Verhalten und gut 1.800 MVAr (im Jahr 2025) bis über 1.400 MVAr (im Jahr 2035) hinsichtlich des untererregten Q-Verhaltens. Zusammen ließe sich eine Kompensationsleistung von ungefähr 1,9 GVAr im Jahr 2025 bzw. 1,75 GVAr im Jahr 2035 einsparen.

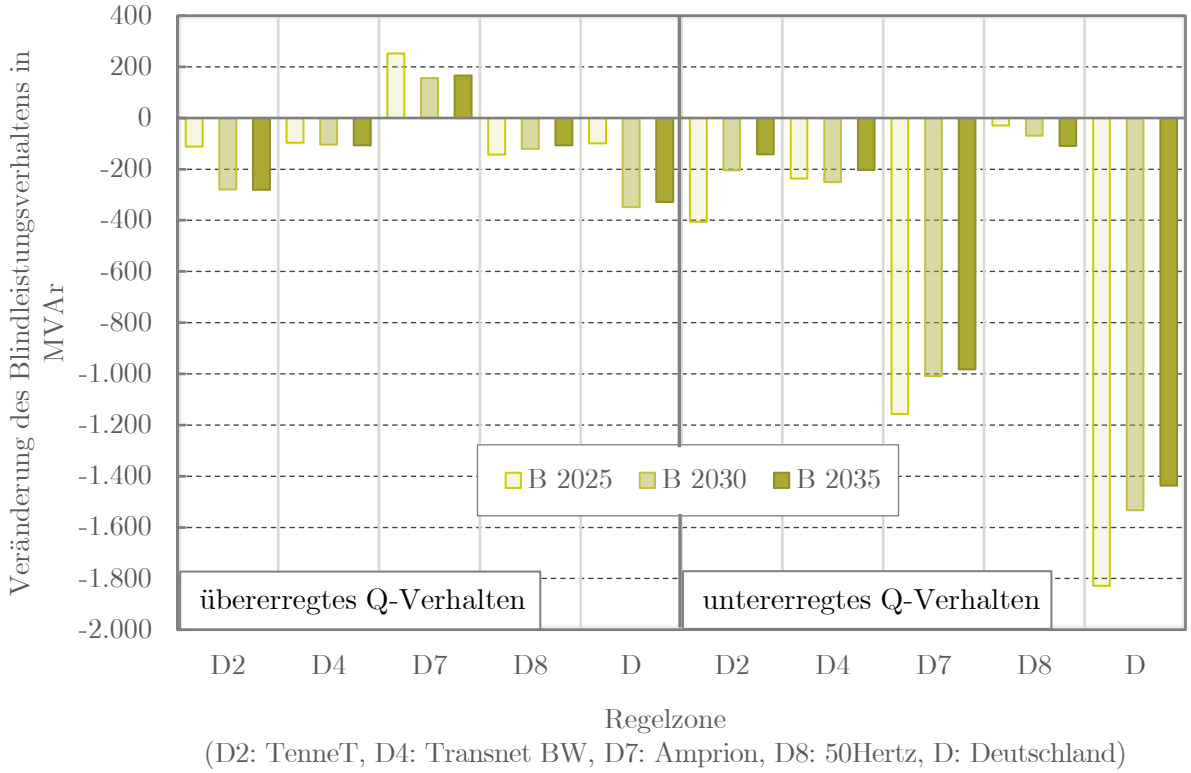


**Abbildung 3-9.** *Veränderung des stationären Blindleistungsverhaltens des gesamten deutschen Stromnetzes durch wirkleistungsabhängigem Kompensationsgrad betrieblicher Lasten (aus Vergleich der Szenarien Q-kennlV und Q-konstV) für die drei Betrachtungsjahre des NEP 2030 (2019)*

Würde man die hier zugrunde gelegte cosφ(P)-Kennlinie in einfacher Weise nur dahingehend abwandeln, dass sie in den betreffenden Netzgruppen auf den Verschiebungsfaktor des Szenarios Q-konstV begrenzt wird, ließe sich eine Verschlechterung im Q-Verhalten verhindern. Damit würde über Deutschland summiert der Q-Bedarf um 2,2 GVAr (2025) bzw. 2,0 GVAr (2035) sinken.

Aus den Analysen kann abgeleitet werden, dass es nicht sinnvoll ist, eine einheitliche Kennlinie über alle Netzgruppen hinweg anzuwenden. Bei einer Netzgruppen-angepassten Kennlinie dürfen daher weitere Einsparungen im Q-Bedarf erwartet werden.

Abschließend soll das Potenzial zur Verringerung des Q-Bedarfs durch kennlinienbasierte Kompensationsgrade in den K-Szenarien (Spannungshaltung im Verteilungsnetz durch konventionellen Netzausbau) analysiert werden. Im Ergebnis erhält man hier sogar Einsparungen beim gesamten deutschlandweiten stationären Q-Bedarf in Höhe von knapp 6 GVAr für das Jahr 2025 bzw. über 6,1 GVAr für das Jahr 2035. Im Vergleich mit den Q-Szenarien ist dies um den Faktor drei höher. Der Grund für die um den Faktor drei geringeren Einsparungen im Q-Szenario gegenüber dem K-Szenario liegt im Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung durch EZA und Speicher im Verteilungsnetz. Dieser führt dazu, dass vor allem in einspeisegeprägten Netzen der Q-Austausch eben durch den Q-Einsatz der EZA und Speicher dominiert wird und der Q-Bedarf der Industrie- und Gewerbebetriebe damit zunehmend in den Hintergrund tritt und weniger dimensionierungsrelevant wird. Mit anderen Worten ausgedrückt wird einem systemdienlicheren Verhalten von betrieblichen Lasten durch die Q(U)-Regelung der EZA und Speicher entgegengewirkt.

Sicher stellen die beiden im Rahmen dieser Studie untersuchten Szenarien der Spannungshaltung im Verteilungsnetz zwei extreme Varianten dar. Mittlerweile existieren nämlich zahlreiche weitere Werkzeuge und Technologien, die als Alternative oder in Kombination als Maßnahmen zur Spannungshaltung von den Netzbetreibern eingesetzt werden und weniger blindleistungsintensiv sind als die Q(U)-Regelung. Insofern kann in der Realität von einem höheren Einsparpotenzial im Q-Bedarf ausgegangen werden, als dies im Q-Szenario angezeigt wird. Berücksichtigt man zudem, dass die Kennlinie für den Kompensationsgrad deutlich geschickter gewählt und an die jeweiligen Verhältnisse in einer Netzgruppe angepasst werden kann, sind potenzielle Einsparungen im deutschlandweiten Q-Bedarf von einigen GVAr anzunehmen. Dass solche Kennlinien für den Verschiebungsfaktor praxistauglich und kostengünstig umsetzbar sind, wurde bereits im Projekt SyNErgie [33] bewiesen.

### 3.5.2 EINFLUSS DER SPANNUNGSHALTUNG IM VERTEILUNGSNETZ

Der Einfluss der Spannungshaltung im Verteilungsnetz wurde in der Blindleistungsstudie von 2016 [1] mit den Maßnahmen konventioneller Ausbau mit Parallelkabeln, der Spannungs-Blindleistungsregelung in Form von cosφ(P) und der NS- sowie MS-getriebene Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) untersucht. Der konventionelle Netzausbau verschiebt das Q-Verhalten des gesamten deutschen Stromnetzes am stärksten in den übererregten Zustand, gefolgt von der Spannungshaltung durch Blindleistung. Dafür sind die Maximalwerte beim untererregten Verhalten am geringsten, während die Spannungs-Blindleistungsregelung zu deutlich höheren Werten führt. Insgesamt resultiert dadurch für die cosφ(P)-Steuerung die größte Bandbreite im Q-

Verhalten und damit der höchste Kompensationsbedarf. Für das dortige Betrachtungsjahr 2034 liegt die Bandbreite des gesamten deutschlandweiten Q-Austauschs zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz beim konventionellen Netzausbau im Endeffekt um gut 8,1 GVAr niedriger als im Szenario mit der Spannungshaltung durch Blindleistung. Beim RONT beträgt diese ebenfalls rund 6,1 GVAr mit jedoch insgesamt induktiverem Q-Verhalten des Verteilungsnetzes.

Im Rahmen dieser Studie wird sozusagen als Erweiterung die Spannungshaltung durch Blindleistung in Form einer Q-Vorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion (im Folgenden als Q(V,U)-Regelung bezeichnet) untersucht (siehe Abschnitt 3.1.1). Sie setzt sich zunehmend gegenüber der cosφ(P)-Steuerung durch und ist mittlerweile auch in der NS-Ebene anwendbar. Langfristig dürfte daher die Q-Vorgabe mit U-Begrenzung die Standardform der Spannungshaltung durch Blindleistung sein. Vor diesem Hintergrund wird das Augenmerk auf das Jahr 2035 gelegt.

Der größte Unterschied im stationären Q-Bedarf zeigt sich in der Regelzone von TenneT. Hier resultiert mit der Q(V,U)-Regelung bis zur Netzebene 4 ein Mehrbedarf von knapp 3 GVAr gegenüber dem konventionellem Netzausbau. In der Regelzone von 50Hertz beträgt dieser gut 2 GVAr. In den beiden anderen Regelzonen ergibt sich dagegen nur ein Mehrbedarf von unter 1 GVAr. Über ganz Deutschland saldiert sich der Unterschied zu 6,7 GVAr.

Davon werden im Q-Austausch mit dem Übertragungsnetz nur 2,9 GVAr sichtbar. Demnach zeichnet sich der höhere Q-Bedarf der Verteilungsnetze bei Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung nicht in voller Höhe im HöS-Netz ab. Der Grund hierfür liegt darin, dass die einzelnen MS-Netze wie auch die einzelnen HöS/HS-Verknüpfungspunkte nicht zur selben Zeit ihre jeweiligen Maximalwerte im Q-Verhalten erreichen, der Q-Bedarf im HöS-Netz aber über eine gesamte Netzgruppe saldiert wird. Dieser Effekt kann auch in Form eines Gleichzeitigkeitsgrades ausgedrückt werden und ist – wenngleich nicht so ausgeprägt – auch schon in der Q-Studie von 2016 erkennbar.

Als weiteres Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Q(V,U)-Regelung gegenüber der cosφ(P)-Steuerung insgesamt über ganz Deutschland zu einer Verringerung von über 5 GVAr im Q-Austausch zwischen dem Übertragungsnetz und den unterlagerten Verteilungsnetzes führt und damit entsprechend weniger zusätzliche Kompensationsleistung benötigt.

Daraus wird auch ersichtlich, dass eine „zentrale“ Kompensation im Übertragungsnetz deutlich sinnvoller ist, weil nicht alle HöS/HS-Knoten gleichzeitig ihr jeweiliges Maximum im Q-Austausch erreichen und Gegenkompensationseffekte genutzt werden können, da sich der Q-Bedarf aus der stochastischen Überlagerung der Stromtransite durch eine Netzgruppe und dem Q-Austausch mit dem Verteilungsnetz zusammensetzt.

# Kapitel 4

# Deckung des Blindleistungsbedarfs

Im ersten Abschnitt dieses Kapitels wird am Beispiel einer Netzgruppe aufgezeigt, in welchem Umfang Blindleistungspotenziale am Beispiel von Windenergieanlagen in der Hochspannungsebene (Netzebene 3) gezielt zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz unter Beachtung von Netzrestriktionen genutzt werden können. Darauf aufbauend erfolgt eine Abschätzung der Q-Potenziale von Erzeugungsanlagen und Speicher sowie von Industriebetrieben. Daran schließt sich eine Diskussion an, wie diese Potenziale gehoben werden können und welche technischen und ökonomischen Voraussetzungen dafür gegeben sein müssen.

## 4.1 Beispielhafte Untersuchung des nutzbaren Blindleistungspotenzials von Windparks

Am Beispiel der Netzgruppe 71 wird für das Jahr 2035 mittels einer Optimal-Power-Flow-Lastflussrechnung der mögliche Nutzungsanteil der Blindleistungspotenziale von Windparks mit direktem Anschluss im HS-Netz (Netzebene 3) für die beiden Netznutzungsfälle (NNF) mit den maximal untererregten sowie maximal übererregten Q-Saldo im HöS-Netz ermittelt. Für das Q-Verhalten des Verteilungsnetzes wird das Szenario mit der zeitvarianten cosφ-Ganglinie für das Q-Verhalten der Verbraucher und aktivierter Spannungsblindleistungsregelung der Erzeugungsanlagen im MS- und NS-Netz verwendet.

Für das Jahr 2035 wird ausgehend von einer gesamten installierten Windparkleistung von ca. 760 MW im Referenzjahr 2017 ein Zubau von 89 MW unterstellt. Die Verteilung der 28 Windparks in der Netzebene 3 ist in Abbildung 4-1 eingezeichnet. Für das Q-Potenzial werden bei sämtlichen Anlagen die *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb* (VDE-AR-N

4120:2018-11) [11] zugrunde gelegt und daraus die Variante 2 des geforderten Bereichs für die Q-Bereitstellung ausgewählt. Hieraus ergibt sich ein summarisches Q-Nennpotenzial von rund 349 MVAr übererregt und gut 279 MVAr untererregt.

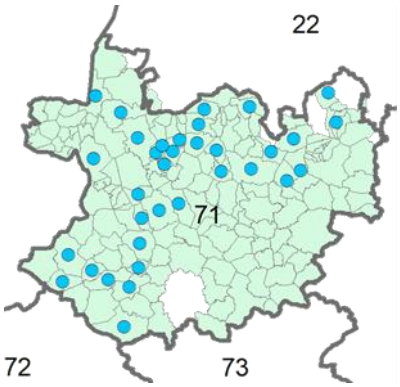


**Abbildung 4-1.** *Geografische Lage der Windparks im Hochspannungsnetz der Netzgruppe 71 für das Jahr 2035*

Im NNF 4285 erreicht die NG 71 mit 412 MVAr ihren größten Wert des saldierten induktiven Q-Verhaltens. Im Ergebnis ist eine Reduktion des Q-Austauschs um 317 MVAr auf knapp 95 MVAr festzustellen. Obwohl zu diesem Zeitpunkt das gesamte Q-Nennpotenzial zur Verfügung steht, können also nur 91 % davon wirksam genutzt werden. Dies erklärt sich mit den zwei Gaskraftwerken und zwei Biomasse-Erzeugungsanlagen, die aufgrund ihrer Blindleistungsregelung auf einen konstanten Spannungssollwert dem Q-Abruf aus den Windparks entgegenregeln und damit verhindern, das gesamte Q-Potenzial effektiv nutzen zu können. Zur Behebung dieser Einschränkung müssten auch diese EZA in den OPF miteingebunden werden. Daraus wird ersichtlich, dass bei einem spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsmanagement die Vorgabe von konstanten Spannungssollwerten kontraproduktiv sein kann. Netzrestriktionen schränken in diesem Untersuchungsbeispiel den Q-Einsatz nicht ein. Die Netzspannungen bewegen sich sowohl ohne dem Q-Abruf als auch mit dem Q-Abruf in einem Bereich von etwa 4 Prozentpunkten. Mit Q-Abruf liegen die Minimal- sowie Maximalspannungen jedoch um ca. 2 Prozentpunkte höher, im Mittel jedoch nur um gut einen Prozentpunkt. Bildteil a in Abbildung 4-2 zeigt die Verteilung der Knotenspannungen in pu. Die Leitungsbelastungen ändern sich mit der Nutzung des Q-Potenzials nicht wesentlich. Mit Blick auf die höchstausgelasteten Leitungen ist sogar eine Verringerung zu beobachten (Bild b in Abbildung 4-2). Auch die Auslastungen der HöS/HS-Transformatoren ändern sich nicht maßgeblich. In den meisten Fällen führt der Q-Abruf zu einer Entlastung. In den wenigen Fällen mit einer Zunahme der Auslastung, die zudem nur bei gering belasteten Transformatoren auftritt, beträgt diese unter 4 Prozentpunkte (Bild c).

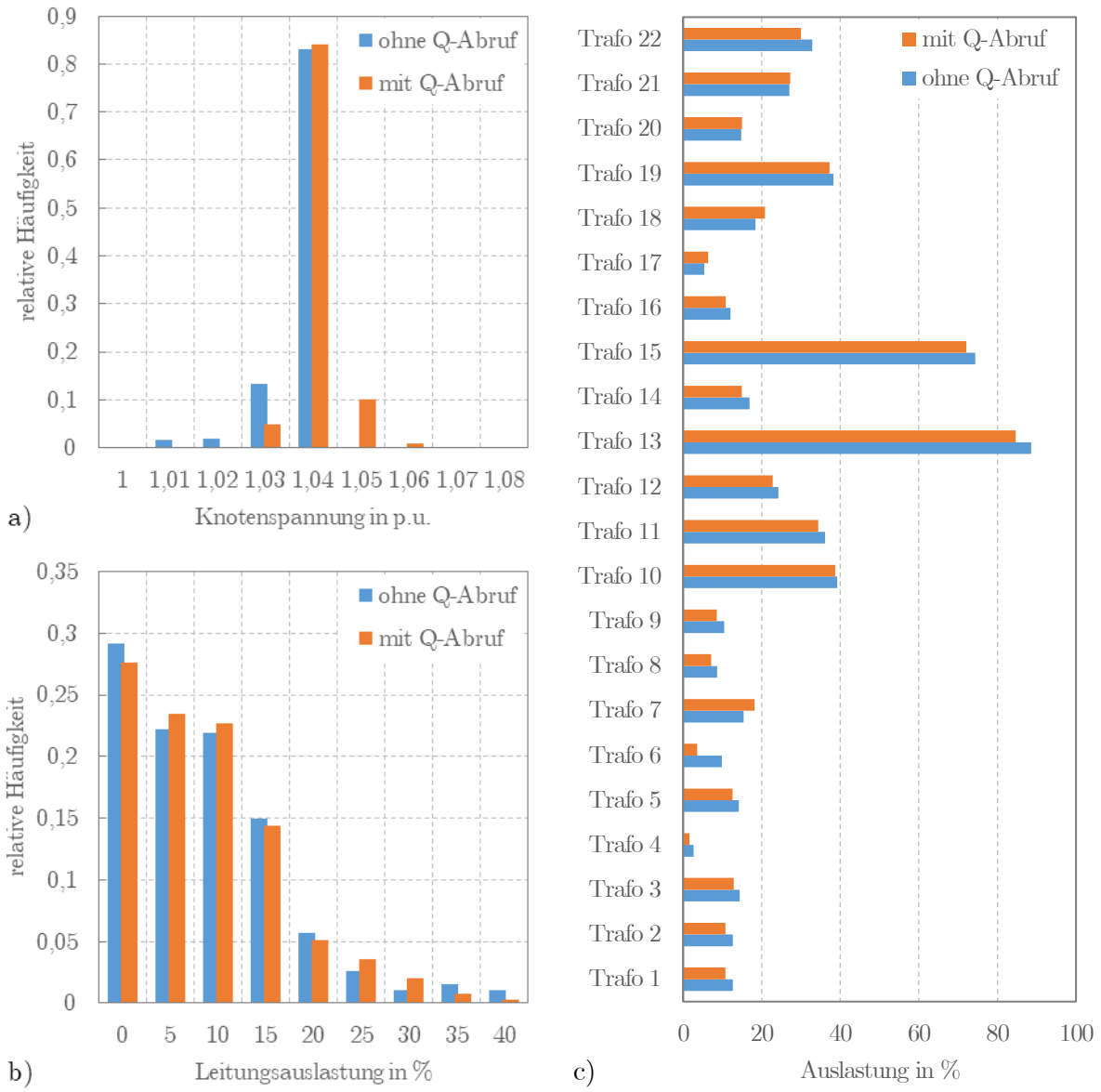


**Abbildung 4-2 a. – c.** *Verteilung der Knotenspannungen (zum HöS-Netz sowie allen MS-Netzen)* (a) *und Leitungsauslastungen* (b) *im Hochspannungsnetz sowie die Auslastung der HöS/HS-Transformatoren* (c) *vor und nach Abruf von Blindleistung aus den Windparks zur Spannungsstützung des Übertragungsnetzes im NNF mit dem maximalen untererregten Q-Verhalten*

Der maximale übererregte Q-Saldo ist im NNF 5380 mit 620 MVAr zu verzeichnen. Mit rund 99 % kann hier das vorhandene Q-Nennpotenzial in Höhe von 276 MVAr wirksam eingesetzt werden. Auch hier bleibt die Spannungsspreizung mit etwa 3 Prozentpunkten unverändert, wobei sich das Spannungsniveau um ungefähr 1 Prozentpunkt verringert (Bildteil a in Abbildung 4-3).

Die Leitungsbelastungen ändern sich wie im Fall des untererregten Verhaltens nur unwesentlich, wobei sich auch hier die Maximalwerte verringern (Bild b in Abbildung

4-3). Im Gegensatz dazu zeichnet sich bei den Auslastungen der HöS/HS-Transformatoren ein anderes Bild ab. Hier steigt in einigen Fällen die Belastung, bei einem Transformator um gut drei Prozentpunkte (Bild c in Abbildung 4-3). Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich in diesem Fall eine Verlagerung der Lastflüsse zwischen der HöS- und HS-Ebene einstellt. Dieser Effekt ließe sich durch Anpassung der Sollwerte der HöS/HS-Transformatoren verringern. Eine solche Strategie ist in dem verwendeten Modell jedoch nicht implementiert. Unabhängig davon bleiben die Transformatoren erkennbar unter ihrer Bemessungsleistung. Allerdings müssten noch ergänzend Ausfallrechnungen durchgeführt werden, um die Zulässigkeit abschließend bewerten zu können.

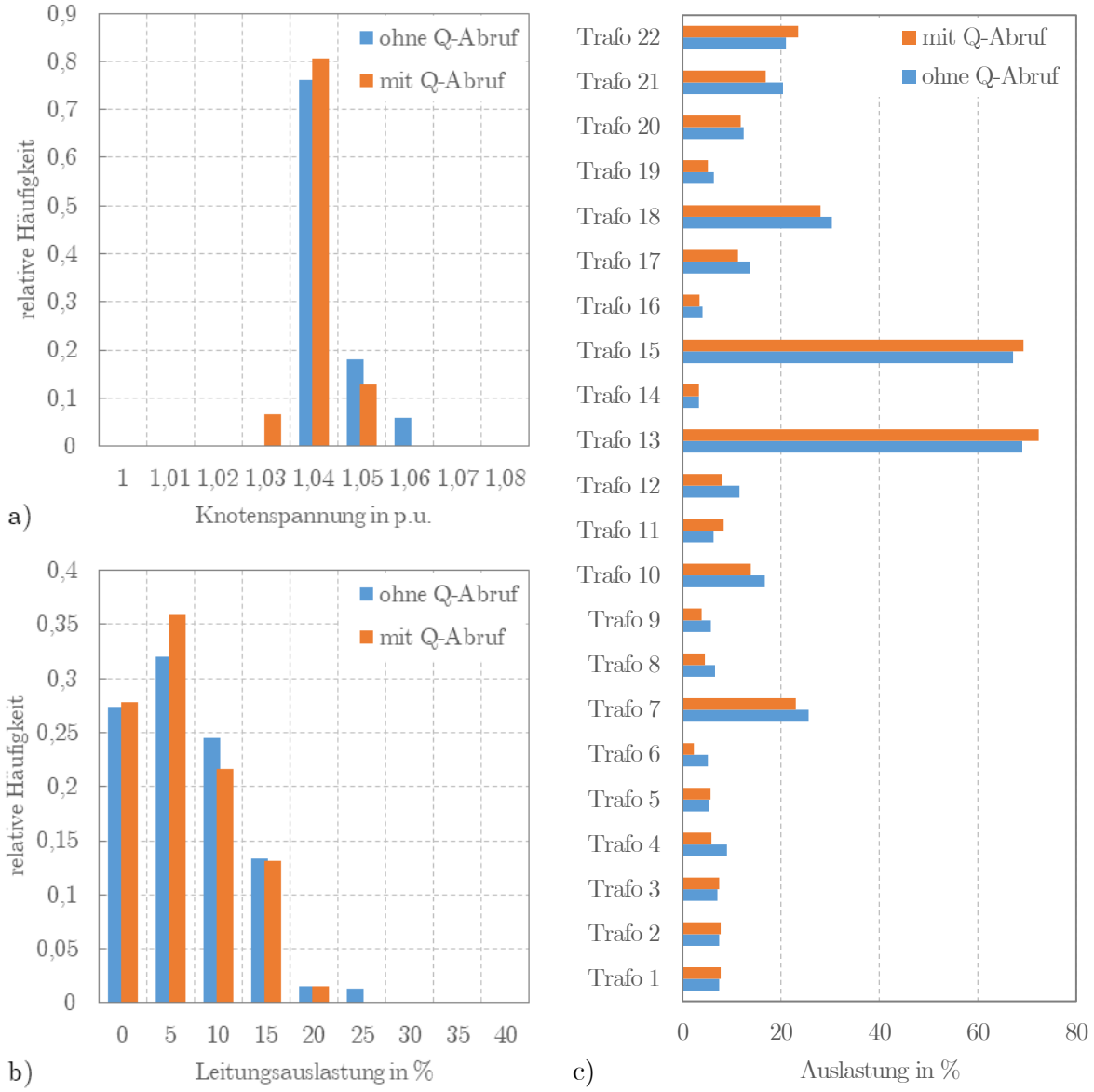


**Abbildung 4-3 a. – c.** *Verteilung der Knotenspannungen (zum HöS-Netz sowie allen MS-Netzen)* (a) *und Leitungsauslastungen* (b) *im Hochspannungsnetz sowie die Auslastung der HöS/HS-Transformatoren* (c) *vor und nach Abruf von Blindleistung aus den Windparks zur Spannungsstützung des Übertragungsnetzes im NNF mit dem maximalen übererregten Q-Verhalten*

Zusammenfassend kann also – abgesehen von dem hier vorliegenden und oben beschriebenen Gegenregeln von vier Anlagen – mit Blick auf die Netzrestriktionen deutlich mehr als das betrachtete Q-Potenzial für die Bedarfsdeckung im Übertragungsnetz eingesetzt werden. Voraussetzung ist hierfür, dass die Spannungsregelung des HöS/HS-Transformators in ein entsprechendes Q-Management unabhängig der Eigentumsverhältnisse eingebunden werden muss. Dies betrifft sowohl die Netzausbauplanung als auch den Netzbetrieb beider Spannungsebenen. Geeignete Planungsverfahren und Regelungsmethoden müssen hierfür aber erst entwickelt werden. Einen ersten Schritt dahin unternimmt das Forschungsprojekt Q-Integral [34].

## 4.2 Abschätzung der Q-Potenziale im Verteilungsnetz

In diesem Abschnitt sollen die theoretischen Q-Potenziale im Verteilungsnetz für die Jahre 2025, 2030 und 2035 vorgestellt und der davon nutzbare Anteil zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz abgeschätzt werden. Zunächst richtet sich der Blick auf Erzeugungsanlagen, bevor auf Bezugsanlagen eingegangen wird. Am Ende des Abschnitts werden die Formen der und Voraussetzungen zur Nutzung dieser Potenziale diskutiert.

### 4.2.1 Q-Potenziale von Erzeugungsanlagen und Speicher

Die Q-Potenziale von Erzeugungsanlagen hängen zum größten Teil von den im Inbetriebnahmejahr gültigen TAR ab. Schreibt man die derzeit gültigen TAR fort und unterstellt man eine Betriebsdauer von 20 Jahren, ermittelt sich eine installierte Q-Kapazität der EZA im HS-Netz nach Abbildung 4-4 für die betrachteten drei Jahre. Für die grün gefärbten Säulen im Histogramm ist hierbei die Variante 2 (cosφ von 0,95 u bis 0,925 ü) der TAR-AR-N 4120 zugrunde gelegt. Für die Varianten 1 und 3, die eine gleiche Spannweite, aber einen unterschiedlichen Bereich des bereitzustellenden Verschiebungsfaktors aufweisen, sind diese Bereiche mit den vollständig transparenten, grün umrandeten Rechtecken gekennzeichnet. Nicht enthalten sind Offshore-Windparks. Kraftwerke, die im BNetzA-Modell zur Spannungsregelung im HöS-Netz herangezogen werden, sind mit ihren im BNetzA-Modell hinterlegten Q-Kapazitäten berücksichtigt.

Für EZA im MS-Netz wird erst mit Wirkung ab Januar 2009 eine Q-Bereitstellung gefordert. Daher liegen die tatsächlichen Werte für die Netzebenen 4 und 5 für das Jahr 2025 unter denen in Abbildung 4-4 angegebenen.

Für den Anschluss im NS-Netz gibt es erst seit 2012 verpflichtende Q-Vorgaben, die sich zudem ab 2018 hinsichtlich der zu errichtenden Q-Kapazität erhöht haben. Insofern überschätzen die Angaben in Abbildung 4-4 für das Jahr 2035 die dann realen Werte stärker, die tatsächlich erst ungefähr 2038 erreicht werden würden.

Enthalten ist zusätzlich die von Stromspeichern bereitzustellende Q-Kapazität. Unter der Annahme, dass die im NEP 2030 (2019) ausgewiesenen Großbatteriespeicher ausschließlich eine Nennleistung unter 36 MW haben und in der MS-Ebene angeschlossen sind und PV-Batteriespeicher in 60 % der Fälle mit eigenem Wechselrichter im NS-Netz integriert sind, lässt die sich für das Jahr 2035 die damit verbundene Q-Kapazität auf insgesamt gut 4,6 GVAr induktiv und kapazitiv abschätzen.

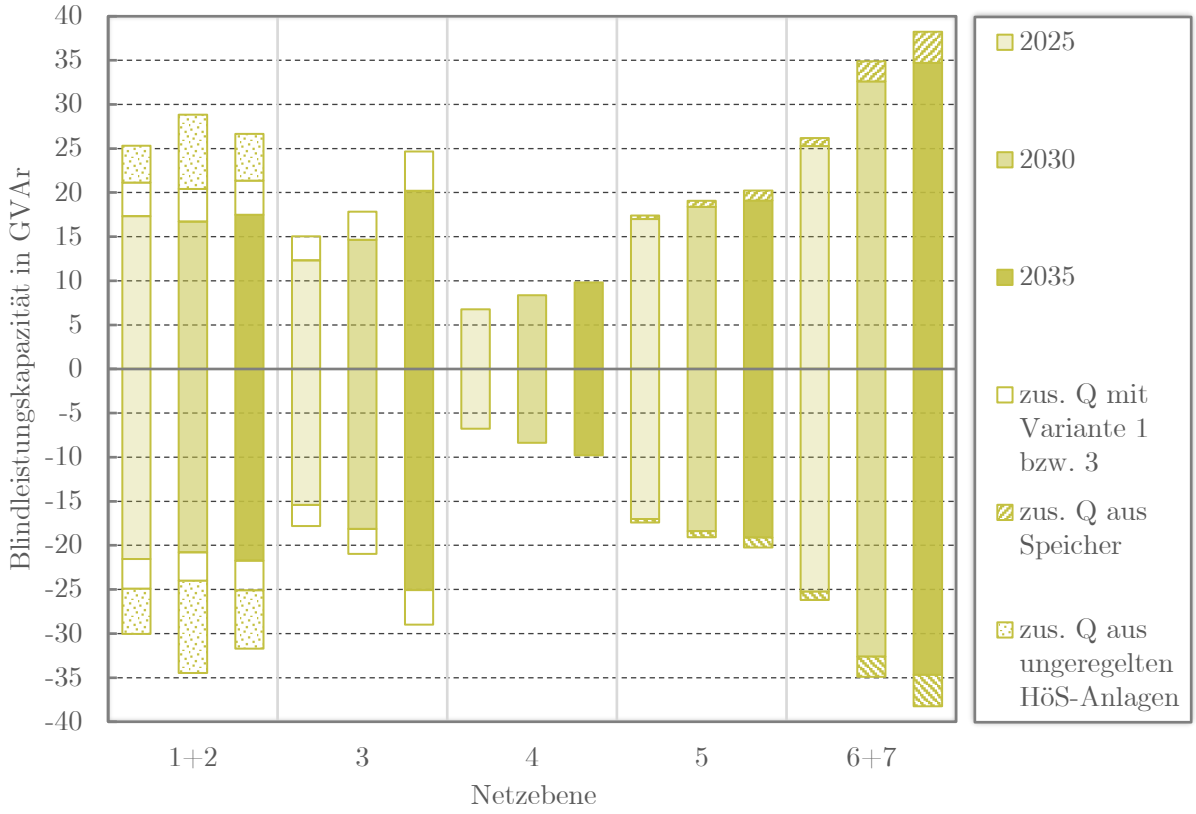


**Abbildung 4-4.** *Verteilung der Blindleistungskapazitäten von Erzeugungsanlagen und Speichern für die Jahre 2025, 2030 und 2035 aufgeschlüsselt nach Anschlussnetzebene mit Darstellung der Lage der Q-Kapazität von EZA im HS-Netz, wenn Variante 1 oder 3 statt Variante 2 gefordert wird*

In Summe errechnet sich für das Jahr 2035 mit Annahme der Variante 2 der Q-Bereitstellung für die Anlagen im HöS- und HS-Netz eine gesamte vorgehaltene Q-Kapazität in Höhe von rund 111 GVAr untererregt und 122 GVAr übererregt. Davon entfallen alleine 84 GVAr untererregt und 89 GVAr übererregt auf Anlagen im Verteilungsnetz. Die weitere Differenzierung dieses Potenzials kann neben der Abbildung 4-4 der Tabelle 4-1 entnommen werden. Vor allem Anlagen im HS-Netz könnten verstärkt für die Bedarfsdeckung herangezogen werden, wie im vorherigen Abschnitt offengelegt wird. Da Anlagen mit direktem Anschluss an den HS/MS-Verknüpfungspunkten (Netzebene 4) mit Blick auf die Spannungshaltung nahezu genauso viele Freiheitsgrade bieten wie Anlagen mit Anschluss im HS-Netz (Netzebene 3), werden die dort installierten Q-Kapazitäten separat ausgewiesen. Damit stünde unter Einbezug der Netzebene 4 ein

Potenzial von grob gerundet 30 GVAr zur Verfügung. Vor dem Hintergrund, dass der übernatürliche Betrieb stärker ausgeprägt ist als der unternatürliche Betrieb und damit der Bedarf an spannungshebender Q größer ist als der spannungssenkende, bietet dahingehend die Q-Bereitstellungsvariante 1 bessere Voraussetzungen zur Deckung des Q-Bedarfs im Übertragungsnetz. Selbstverständlich legen die Anschlussnetzbetreiber die Variante fest und orientieren sich dabei vornehmlich an den Erfordernissen der Spannungshaltung in ihrem Netz. Da das Q-Verhalten des Verteilungsnetzes sehr stark die Spannungshaltung im HöS-Netz mitbestimmt und in vielen Fällen eine Korrelation zwischen der Netzbelastung im HöS-Netz und dem Bezug bzw. der Rückspeisung vorhanden ist, könnte in entsprechenden Fällen die Auswahl der Q-Bereitstellungsvariante gleichzeitig auch für einen höheren Deckungsbeitrag dienen.

**Tabelle 4-1.** *Q-Potenziale aus Erzeugungsanlagen und Speicher im gesamten Verteilungsnetz (Netzebene 3 bis 7) für das Jahr 2035 in Abhängigkeit der drei verschiedenen Varianten für die Q-Bereitstellung von Anlagen im HS-Netz*

| | *Q-Kapazität in GVAr bei Q-Bereitstellung im HS-Netz nach* | | |
|---|---|---|---|
| *Netzebene* | *Variante 1* | *Variante 2* | *Variante 3* |
| 3 + 4 | 24,4 u – 38,8 ü | 30,0 u – 34,9 ü | 34,4 u – 30,4 ü |
| 5 – 7 | | 53,8 u – 53,8 ü | |
| gesamt | 78,2 u – 92,6 ü | 83,8 u – 88,7 ü | 88,2 u – 84,2 ü |

Der Abbildung 4-4 ist zu entnehmen, dass es selbst in den obersten Netzebenen Q-Potenziale gibt, welche heute nicht genutzt werden. Dahinter stehen i. d. R. Erzeugungsanlagen der Industrie bzw. Deutschen Bahn.

Neben den Q-Potenzialen in ihren EZA besitzen die Deutsche Bahn und viele der Industrie- und Gewerbebetriebe auch Q-Potenziale in ihren Bezugsanlagen. Diese sollen in den beiden folgenden Abschnitten vorgestellt und abgeschätzt werden.

### 4.2.2 Q-POTENZIALE DER DEUTSCHEN BAHN

Die Deutsche Bahn betreibt ein eigenes Netz mit Verknüpfungspunkten zum allgemeinen Stromnetz. Hier kommen Frequenzumformer zum Einsatz, die teilweise als rotierende Umformer, teilweise als Umrichter ausgeführt sind. Diese besitzen eine Q-Fähigkeit, die grundsätzlich zur Deckung des stationären bis hin zum quasidynamischen Q-Bedarf im deutschen Stromnetz geeignet sind, was in verschiedenen Pilotprojekten unter Beweis gestellt werden konnte, beispielsweise im Aschaffenburger Umrichterwerk. Nach Auskunft der Deutschen Bahn [35] steht alleine aus den heute installierten Umrichtern eine gesicherte Blindleistung in Höhe von 465 MVAr zur Verfügung. Bis zum

Jahr 2028 sind weitere Umrichter geplant, die in Summe zusätzlich 380 MVAr an gesicherter Blindleistung für das allgemeine deutsche Stromnetz mit sich bringen. Damit erhöht sich das Q-Potenzial auf insgesamt dann 845 MVAr. Technisch gesehen käme noch die Q-Bereitstellung aus den vorhandenen rotierenden Umformern hinzu, die aber die DB Energie GmbH aufgrund der betagten Leittechnik nicht anbieten möchte. Da diese jedoch perspektivisch ertüchtigt oder durch Umrichter ersetzt werden, würde sich langfristig das tatsächliche Q-Potenzial entsprechend nochmals erhöhen. Daneben gäbe es noch einzelne Standorte mit weiterem theoretischen Q-Potenzial, das aber aus vertraglichen Gründen oder wegen den eigentumsrechtlich komplexen Verhältnissen nicht angeboten werden kann [35]. Hinzuweisen ist, dass auch noch zu untersuchen wäre, inwieweit das nutzbare, d. h. auf Seiten der Netzbetreiber einsparäquivalente Q-Potenzial der Deutschen Bahn noch höher liegt, da die genannten Angaben darauf beruhen, dass an keiner Umformerstation Wirkleistungsbezüge eingeschränkt werden müsste. Hierzu wäre eine Korrelationsanalyse der wirkleitungsbezugsabhängigen Q-Potenziale der Bahnumrichter mit den Q-Bedarfen im deutschen Stromnetz durchzuführen. Wie die Betrachtung der Spitzen beim Q-Bedarf zeigen, treten diese nur in äußerst wenigen und vorwiegend in den späten Nachtstunden auf, in denen kein hoher Zugverkehr mehr herrscht. Alles in allem kann langfristig mit einem schnell regelbaren Q-Potenzial aus den Bahnumrichtern von über 1 GVAr gerechnet werden.

In der Praxis zeigt sich jedoch, dass die Netzbetreiber aus wirtschaftlicher Sicht kein hohes Interesse an der Nutzung dieses Potenzials haben. Über die verschiedenen Pilotprojekte hinaus konnte aktuell nur mit einem Netzbetreiber eine Nutzung vereinbart werden. Anders sieht die Situation in der Schweiz aus. Dort nutzt die Swissgrid diese Potenziale und vergütet diese der Schweizerischen Bundesbahnen AG mit rund 2,5 EUR pro MVArh.

### 4.2.3 Q-Potenziale von Bezugsanlagen

Q-Potenziale von Verbrauchern können genutzt werden, um beispielsweise über einen individuellen oder angepassten (z. B. uhrzeit-, wirkleistungs- oder netzzustandsabhängig) Kompensationsgrad einen sinnvollen Beitrag zum Q-Haushalt der Stromnetze zu leisten [1] oder Freiheiten in der Spannungsbandaufteilung zu schaffen und damit wiederum Netzausbaumaßnahmen oder den Q-Einsatz zur Spannungshaltung zu verringern [32]. Zur Sensibilisierung für dieses Thema sollen zunächst ein paar Beispiele zum Q-Verhalten von Betrieben vorgestellt werden, bevor im Anschluss auf bisherige Analysen zu betrieblichen Q-Potenzialen eingegangen und darauf basierend eine Abschätzung für Deutschland gewagt wird.

#### Analysen zum Q-Verhalten von Betrieben

Mit rund 75 % Anteil am Stromverbrauch bestimmen die Industrieunternehmen und Betriebe aus dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen maßgeblich das Q-Verhalten auf der Verbraucherseite. Als Sondervertragskunden, d. h. bei Jahresenergieverbräuchen von über 100.000 kWh, müssen sie ihren Q-Austausch mit dem Netz in

bestimmten Grenzen halten. I. d. R. haben sie dazu kapazitive Kompensationsanlagen installiert, um die überwiegend induktive Q-Aufnahme der Anlagen teilkompensieren zu können. In Abbildung 4-5 ist das Blindleistungsverhalten in Form des berechneten Leistungsfaktors über dem Wirkleistungsbezug einer Bäckerei und einer Metzgerei aufgetragen.

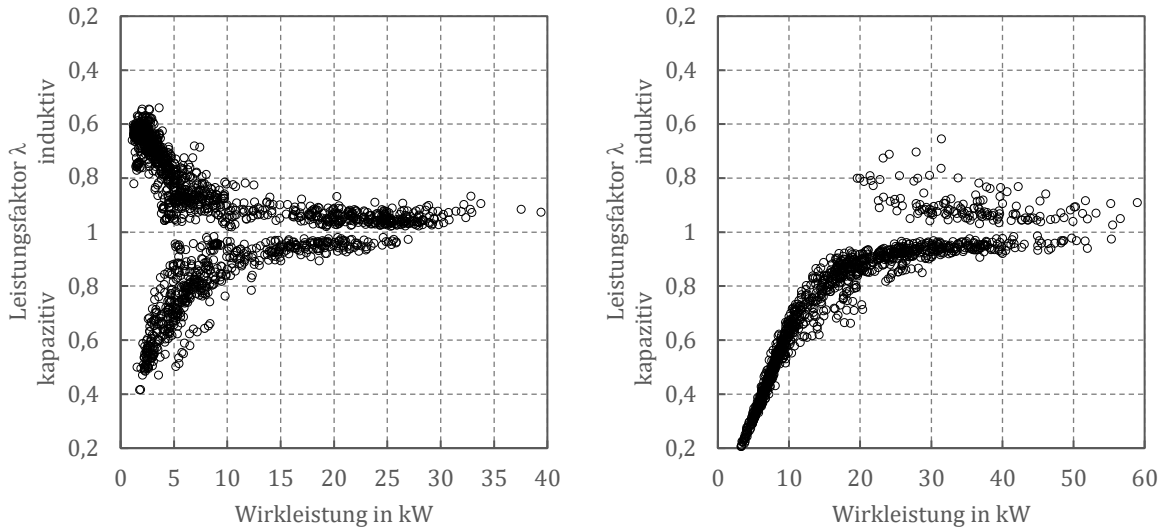


**Abbildung 4-5.** *Blindleistungsverhalten einer Bäckerei (links, Messzeitraum von 25.10.2012 bis 06.11.2012) und einer Metzgerei (rechts, Messzeitraum von 06.11.2012 bis 15.11.2012) auf Basis von 10-min-Messwerten*

Der Leistungsfaktor nähert sich bei höheren Wirkleistungsbezügen gegen Eins, jedoch streut er stärker im Vergleich zu den Haushalten. Werte unter 0,9 untererregt sind keine Seltenheit. Interessant sind zwei weitere Augenfälligkeiten. Zum einen kommen nahezu keine Werte zwischen 0,98 untererregt und 0,98 übererregt vor. Dies erklärt sich daraus, dass im Regelfall die verbauten Kompensationsanlagen den Nah-Bereich um cosφ = 1 vermeiden. Zum anderen sind auch hier in Schwachlastzeiten kapazitive Verhaltensmuster zu erkennen. Vor allem die Metzgerei weist bei Wirkleistungsbezügen unter 20 kW ausschließlich kapazitives Verhalten auf. Als Ursache zeigte sich hier, dass die Kompensationsanlage auch außerhalb der Werkzeiten eine Kompensationsstufe stets eingeschaltet lässt. Solche Blindleistungsverhaltensmuster lassen sich in der Praxis auch bei anderen Kleinbetrieben beobachten.

In vielen Studien wird das Q-Verhalten von Betrieben vereinfacht mit konstanten Verschiebungsfaktoren nachgebildet. Wie der Blick auf reale Messungen offenbart, weisen selbst Betriebe der gleichen Branche äußerst unterschiedliche Verhaltensmuster auf. Abbildung 4-6 verdeutlicht dies am Beispiel von zwei metallverarbeitenden Betrieben. Während die kleinere Firma nahezu immer und deutlich induktiv wirkt – selbst in Starklastzeiten liegt der Leistungsfaktor zwischen 0,8 und 0,9 – zeigt der größere Betrieb unter 40 % seiner Maximallast ein ausgesprochen kapazitives Verhalten. In

Starklastzeiten variiert sein Leistungsfaktor richtlinienkonform zwischen 0,95 untererregt und 1.

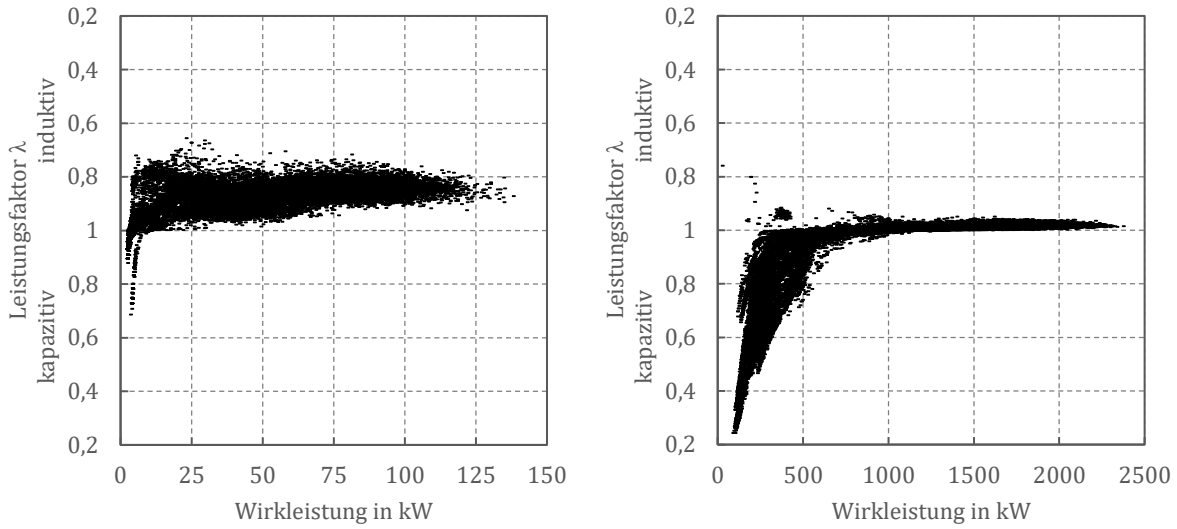


**Abbildung 4-6.** *Blindleistungsverhalten von zwei metallverarbeitenden Betrieben (links: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von ca. 0,3 GWh; rechts: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von knapp 9 GWh; Messzeitraum jeweils von 01.01.2012 bis 31.12.2012) auf Basis von 15-min-Messwerten*

Ein weiteres Beispiel für eine sehr unterschiedliche Blindleistungscharakteristik ist in Abbildung 4-7 für zwei Vertreter der Holz-Möbelindustrie gegenübergestellt. Der kleinere Betrieb (0,8 GWh/a) besitzt wie viele andere in Schwachlastzeiten einen übererregten Zustand. Ab 40 % seiner Maximallast wirkt er dann ausschließlich induktiv. Grundsätzlich streut bei diesem Betrieb der Leistungsfaktor sehr stark. Die größere Firma zählt mit einem Jahresstromverbrauch von über 18 GWh noch zu den mittleren Industrieunternehmen. Anhand seiner Messwerte ist ein grundsätzlich untererregtes Verhalten festzustellen. Der Leistungsfaktor bewegt sich bei höheren Wirkleistungen in einem relativ engen Band von 0,9 bis 0,96 untererregt. Selbst im Teillastbereich wurde nur in sehr seltenen Fällen ein Wert von unter 0,9 registriert. Ein kapazitives Verhalten ist bei diesem Betrieb nicht zu beobachten.

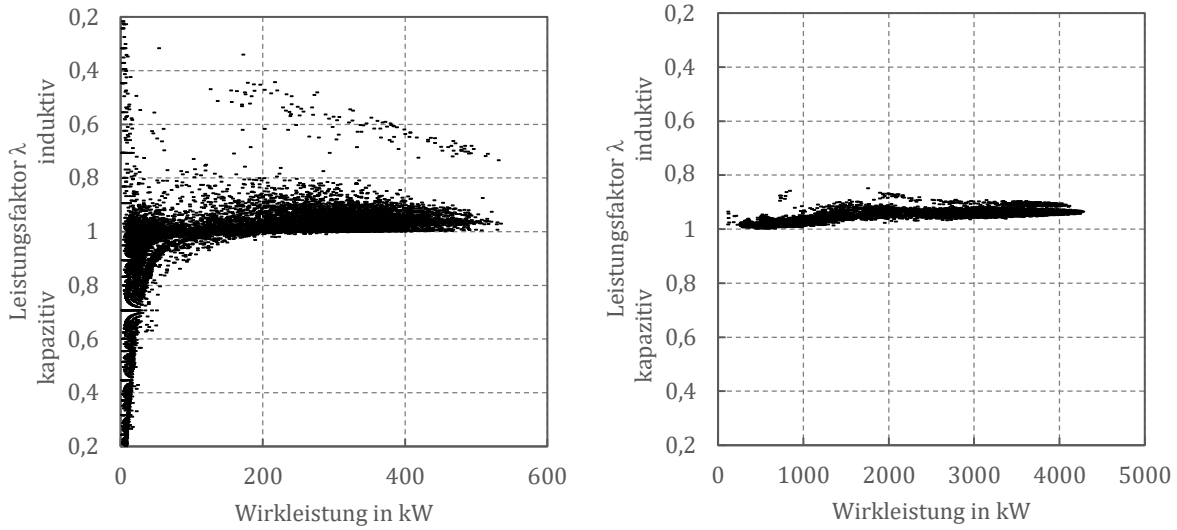


**Abbildung 4-7.** *Blindleistungsverhalten von zwei holzverarbeitenden Betrieben (links: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von ca. 0,8 GWh; rechts: Betrieb mit Jahresstromverbrauch von über 18 GWh; Messzeitraum jeweils von 01.01.2012 bis 31.12.2012) auf Basis von 15-min-Messwerten*

Als weitere stark unterschiedliche Beispiele sind in Abbildung 4-8 noch ein Betrieb aus dem Bereich Farbenherstellung (über 8 GWh/a) sowie der Glasindustrie (63 GWh/a) zu sehen.

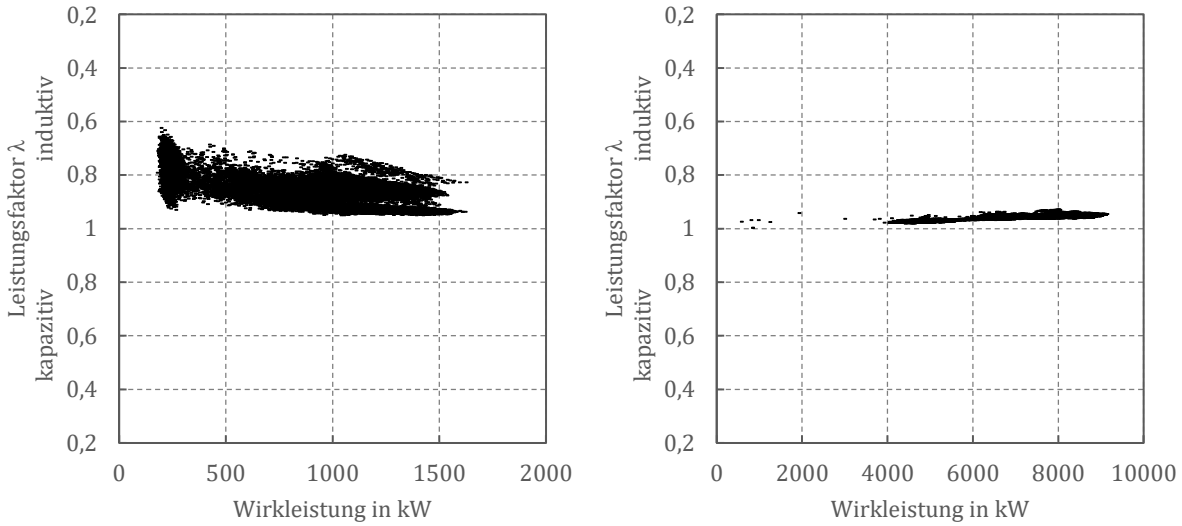


**Abbildung 4-8.** *Blindleistungsverhalten eines farbenherstellenden Betriebes (links, Jahresstromverbrauch ca. 8 GWh) und eines glasherstellenden Unternehmens (rechts, Jahresstromverbrauch ca. 63 GWh) auf Basis von 15-min-Messwerten (Messzeitraum jeweils von 01.01.2012 bis 31.12.2012)*

Zusammenfassend und beruhend auf Analysen von zahlreichen weiteren kleinen, mittleren und großen Industriebtrieben kann man feststellen, dass vor allem bei den größeren Unternehmen in der Mehrheit die Leistungsfaktoren bei größeren Wirkleistungsbezügen im Bereich von 0,9 und 0,95 induktiv liegen. In einigen Fällen kann dieser aber durchaus Werte von 0,8 untererregt oder sogar darunter annehmen. Dies ist insbesondere für den Spannungsfall in den Starklastzeiten zu berücksichtigen. Für die Schwachlastzeiten von Betrieben sind keine so klaren Aussagen möglich. Es gibt Betriebe, die auch hier ein richtlinienkonformes Blindleistungsverhalten haben, aber auch Firmen, die z. T. deutlich übererregt wirken. Dieser Aspekt verstärkt natürlich das übererregte Verhalten des Netzes und damit den Bedarf an induktiver Kompensationsleistung seitens der Netzbetreiber.

Abschließend soll exemplarisch für eine Druckerei aufgezeigt werden, wie sich das Blindleistungsverhalten der Betriebe in Zukunft entwickeln könnte. Laut Schätzung des ZVEI werden rund 90 % aller neuinstallierten Antriebe mit Frequenzumrichter ausgestattet [32]. Nach eigenen Erfahrungen verzichten entsprechende Betriebe zunehmend auf Kompensationsanlagen, weil die Umrichter grundsätzlich in der Lage sind, die Antriebe mit einem Leistungsfaktor nahe 1 zu betreiben. Wie das Beispiel einer Druckerei, in der alle Antriebe mit Umrichter betrieben werden und keine Kompensationsanlage installiert ist, zeigt, resultiert damit aber kein blindleistungsneutrales Verhalten (Abbildung 4-9). Kapazitive Betriebspunkte werden zwar tatsächlich vermieden, weil keine Kompensationsanlage vorhanden ist und somit keine Kondensatoren fälschlicherweise eingeschaltet bleiben können. Allerdings bewegt sich der Leistungsfaktor zwischen 0,99 und 0,86 untererregt. In 2 % der Zeit eines Jahres liegt der Leistungsfaktor unter 0,90 untererregt. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass eine hohe Korrelation zwischen der Wirkleistungsaufnahme und dem Blindleistungsbezug vorliegt. Im Mittel liegt der Leistungsfaktor bei 0,94.

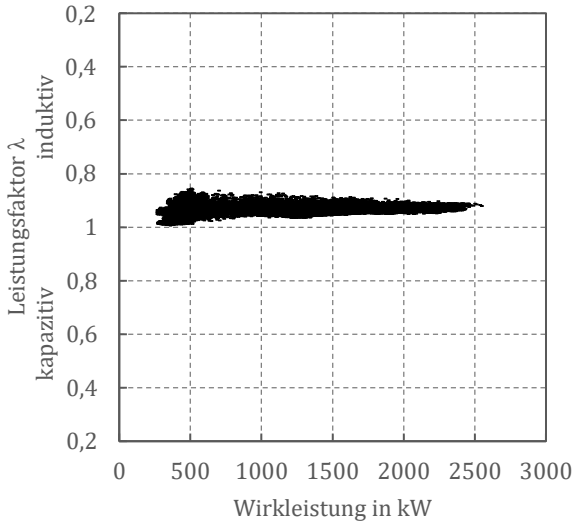


**Abbildung 4-9.** *Blindleistungsverhalten einer Druckerei (Jahresstromverbrauch ca. 12 GWh) auf Basis von 15-min-Messwerten (Messzeitraum von 01.01.2015 bis 31.12.2015)*

Vor diesem Hintergrund kann gemutmaßt werden, dass mit zunehmender Durchdringung von Antrieben mit Frequenzumrichtern sich weiterhin Schwankungen des Verschiebungs- und Leistungsfaktors einstellen werden, diese jedoch wohl geringer sein werden als dies heute der Fall ist. Ein Wert für den cosφ oder λ nahe Eins wird sich aber sehr wahrscheinlich nicht einstellen. Aber zumindest kapazitive Betriebsbereiche dürften dann der Vergangenheit angehören.

### Analysen zum Q-Potenzial von Betrieben

Genaue Zahlen zum Q-Potenzial von Betrieben existieren bislang nicht. Unterstellt man den Anteil am jährlichen Stromverbrauch der Industrie-, Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsunternehmen in Höhe 75 % auch für die gleichzeitige Lastspitze aller Betriebe, resultiert hierfür ein Anteil von knapp 64 GW bezogen auf die Jahreshöchstlast von rund 85 GW. Unter Annahme eines äquivalenten Verschiebungsfaktors von unter 0,85 resultiert daraus ein unkompensiertes Q-Verhalten der Betriebe von rund 40 GVAr. Bezogen auf einen Ziel-cosφ von 0,95 darf von einer kapazitiven Kompensationsleistung von mindestens 20 GVAr ausgegangen werden, die zum Zeitpunkt der Höchstlast am Netz ist.

Eine Möglichkeit zur Abschätzung der insgesamt installierten betrieblichen Kompensationsleistung führt über die jährlich abgesetzte Menge an Niederspannungs-Blindstromkondensatoren in Deutschland, die in aller Regel auch in Kompensationsanlagen von Betrieben mit Anschluss in höheren Netzebenen verbaut werden. Nach Auskunft des ZVEI [36] beläuft sich die jährlich im deutschen Markt abgesetzte kapazitive Kompensationsleistung auf ungefähr 4.500 MVAr pro Jahr. Mit einer angenommenen Lebensdauer von 12 bis 15 Jahren lässt sich die insgesamt in Deutschland installierte betriebliche Kompensationsleistung auf 54 bis 67,5 GVAr hochrechnen. Beachtet man die oben konservativ angesetzten Werte für den äquivalenten Verschiebungsfaktor für das unkompensierte Q-Verhalten und den Ziel-cosφ sowie den Umstand, dass die komplette Kompensationsleistung nie gleichzeitig am Netz ist, decken sich die Rechenergebnisse sehr gut.

Im Forschungsprojekt SyNErgie [33] wurden die Potenziale betrieblicher Q-Quellen und deren Nutzung untersucht. Dabei stellten sich folgende vier interessante Aspekte heraus:

- Alle untersuchten Betriebe besitzen ein gesichertes Q-Potenzial für kapazitive Kompensationsleistung.
- Zwei der sechs Betriebe haben zudem ein gesichertes Q-Potenzial für induktive Kompensationsleistung.
- Durch stochastische Ausgleichseffekte erhöht sich das gesicherte Potenzial im Kollektiv gegenüber der Summe der einzelnen Q-Potenziale, selbst wenn bei Betrieben kein gesichertes Q-Potenzial gegeben ist.
- Das nutzbare Q-Potenzial kann nochmals höher liegen, da die Zeitpunkte der maximalen Q-Bedarfe nicht zwangsläufig mit denen der minimalen Q-Angebote übereinstimmen.

Die Q-Potenziale von den sechs untersuchten MS-Betrieben mit Blindleistungskompensationsanlagen (BKA) wurden in einer Simulation genutzt, um den Q-Haushalt eines realen lastgeprägten MS-Netzes mit Berücksichtigung der Netzrestriktionen hinsichtlich der Spannungshaltung und der thermischen Stromtragfähigkeit zu minimieren [37]. Die sechs Betriebe haben eine zeitgleiche Lastspitze von 18,5 MW und eine installierte BKA-Leistung von 12,9 MVAr. Die induktiven sowie kapazitiven Q-Potenziale der sechs Betriebe sind mit ihrer Bandbreite während eines Jahres in Bildteil a in Abbildung 4-10 dargestellt. Daraus kann auch der gesicherte Wert, d. h. die sowohl zu Starklast- als auch zu Schwachlastzeiten bzw. an jeglichen Werk-, Sonn- und Feiertagen verfügbare Kompensationsleistung, abgelesen werden. In Summe beträgt die gesicherte Leistung der einzelnen Betriebe 0,64 MVAr untererregt und 5,99 MVAr übererregt. Da die Betriebe nicht zum gleichen Zeitpunkt ihre minimalen Q-Potenziale aufweisen, ergibt sich durch den stochastischen Ausgleich eine deutlich höhere stets nutzbare Blindleistung. Die induktive Kompensationsleistung verdoppelt sich auf 1,39 MVAr, die kapazitive erhöht sich um 1 MVAr auf 6,96 MVAr. Im skizzierten Anwendungsfall zeigt sich, dass das induktive Q-Verhalten des MS-Netzes gänzlich kompensiert werden könnte. Da die verfügbare Kompensationsleistung in dem Beispiel größer ist als der maximal zu kompensierende Q-Austausch von 5,17 MVAr, ließe sich das Q-Verhalten in Starklastzeiten sogar in den übererregten Zustand führen, was hier aber nicht weiter untersucht wurde. In Schwachlastzeiten weist das Beispielnetz ein kapazitives Q-Verhalten von rund 1,9 MVAr auf. Obwohl das Kollektiv der Betriebe nur 1,39 MVAr an gesicherter induktiver Blindleistung aufweist, kann es den Q-Austausch effektiv um 1,5 MVAr reduzieren. Die Werte für die gesicherte Blindleistung sind in Tabelle 4-2 für die Summe der Einzelwerte, des Kollektivs sowie im Zusammenspiel mit den Q-Bedarfen des Beispielnetzes zusammengefasst.

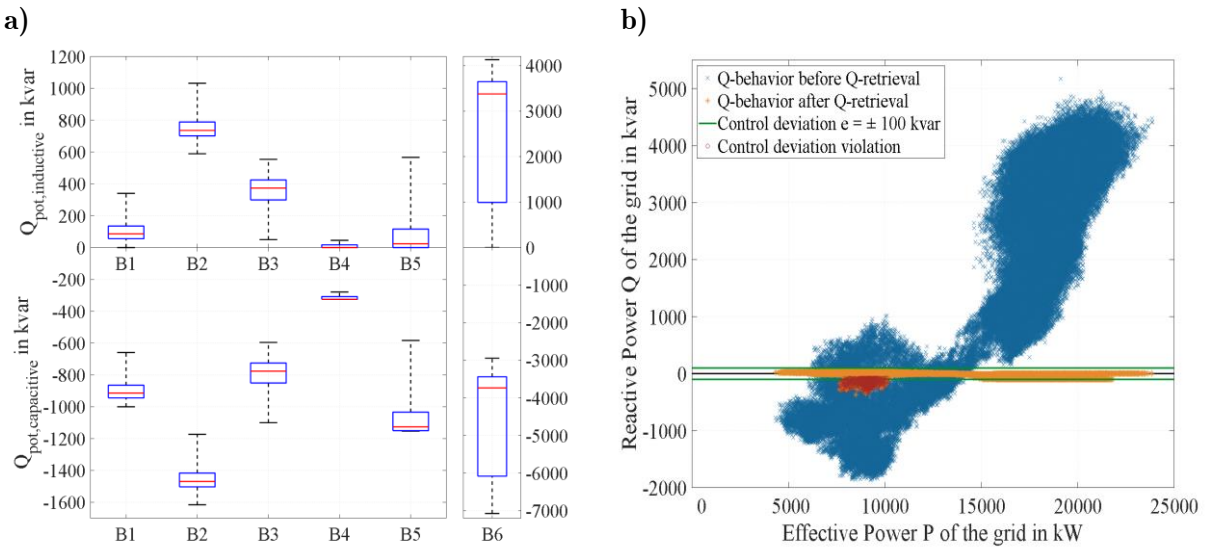


**Abbildung 4-10 a. u. b.** *Nutzung der Q-Potenziale von sechs realen MS-Betrieben* **(a)** *zur Beeinflussung des Q-Haushaltes eines realen industriegeprägten MS-Netzes* **(b)** *[37]*

**Tabelle 4-2.** *Zeitungleiches und zeitgleiches Q-Potenzial der MS-Betriebe nach Abbildung 4-10 und das gesichert nutzbare Q-Potenzial zur Beeinflussung des Q-Haushalts eines realen industriegeprägten MS-Netzes (Angabe für gesicherte induktive Q-Lieferung fehlt, da Q-Potenzial nur zur Vollkompensation, aber nicht für Überkompensation genutzt wurde)*

| | *Zeitungleiches Q-Potenzial* | | *Zeitgleiches Q-Potenzial* | | *Gesichertes Q-Potenzial für Netz* | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | *Maximum in MVAr* | *Minimum in MVAr* | *Minimum in MVAr* | *Änderung* | *in MVAr* | *Änderung* |
| kapazitive Q-Lieferung (ind. Q-Verhalten) | 6,83 | 0,64 | 1,39 | 218 % | 1,5 | 235 % |
| induktive Q-Lieferung (kap. Q-Verhalten) | 12,19 | 5,99 | 6,96 | 116 % | | |

Angaben über die gesamten betrieblichen Q-Potenziale in Deutschland sind nur schwer zu treffen. Für eine grobe Abschätzung wird eine Annahme einer Repräsentativität[12] von 25 % der vorhin dargestellten Betriebe getroffen. Mit der eingangs abgeschätzten Jahreshöchstlast aller Betriebe in Höhe von 64 GW ermittelt sich ein deutschlandweites gesichertes Q-Potenzial von ungefähr 1,3 GVAr untererregt und 6 GVAr übererregt. Diese Zahlen stimmen damit auch sehr gut mit den Ergebnissen aus Unterabschnitt 3.5.1 überein.

Eine aktuelle Abschlussarbeit [38] der REWAG Netz GmbH beschäftigt sich mit der Nutzung möglicher Q-Potenziale betrieblicher Kompensationsanlagen. Auch wenn keine detaillierten Messungen in den Betrieben selbst vorgenommen und die Analysen nur auf Basis der RLM-Daten sowie Angaben der Unternehmen durchgeführt wurden, zeigen die Ergebnisse auch hier relevante, in ihrer Höhe sehr interessante und nutzbare Q-Potenziale, selbst in Form einer Bereitstellung gesicherter induktiver Blindleistungslieferung. Auch diese Untersuchung untermauert obige Hochrechnung.

Aktuell beschäftigt sich ein weiteres Forschungsprojekt mit der Analyse und Nutzung von betrieblichen Q-Quellen [34]. Erste Analysen zeigen auch hier interessante und nutzbare Q-Potenziale. Darüber hinaus wird in [39] ein Betrieb in der Netzebene 4 (HS/MS-Transformator) hinsichtlich seiner Möglichkeiten, verschiedene Systemdienstleistungen, u. a. Blindleistung, zu erbringen, untersucht. Hier bestehen theoretisch auch

[12] Damit ist gemeint, dass 25 % aller Betriebe in Deutschland ein gleiches Q-Potenzial wie die untersuchten aufweisen, die restlichen 75 % dagegen kein nutzbares Q-Potenzial haben.

die Voraussetzungen für einen schnellen Abruf von Blindleistung, da firmenintern alle Anlagen mit Lichtwellenleitertechnik eingebunden sind und eine direkte Anbindung zur Netzleitstelle des Anschlussnetzbetreibers vorhanden ist.

Betriebe in der Netzebene 3 oder 2 besitzen ebenfalls Q-Potenziale, i. d. R. in beide Richtungen. Aus eigenen Interviews mit mehreren Betrieben aus den Bereichen Metall, Chemie und Rohstoffen wurde deutlich, dass gerade hier sehr interessante und durchgehende Q-Potenziale vorhanden wären. Nach deren Aussage wurden diese auch schon den Netzbetreibern angeboten, bislang seien aber noch keine Nutzungsvereinbarungen zustande gekommen. Wie die Umfrage in [1] hervorbrachte, fordern die Netzbetreiber, dass von Netzbetreibern zu tragende Kosten für die Q-Bereitstellung durch Dritte als nicht beeinflussbare Kosten in die Netzentgeltermittlung eingehen müssen. Diese Forderung wurde auch im Rahmen der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung [2] unterstrichen.

## 4.3 Ermittlung des Bedarfs an neu zu errichtender Kompensationsleistung

Abschließend soll herausgearbeitet werden, wie viel Kompensationsleistung zur Deckung der stationären sowie quasidynamischen Q-Bedarfe unter Berücksichtigung vorhandener verschiedener Q-Potenziale neu errichtet werden muss. Dabei werden für jeden Netzzustand bzw. Netznutzungsfall die markt- und einspeisebedingte Verfügbarkeiten der Q-Potenziale innerhalb der jeweiligen Netzgruppe beachtet. Diese Untersuchung konzentriert sich ausschließlich auf das Jahr 2035 mit dem Zielnetz des NEP 2030 (2019).

Nicht berücksichtigt sind Bedarfe zur Beherrschung transienter Vorgänge. Wie in Unterabschnitt 3.1.2 dargelegt, können sich für die transiente und dynamische Netzstützung zusätzliche Bedarfe an sofort oder schnell regelbarer Q-Quellen ergeben. Dies muss aber nicht zwingend sein, da hierbei auch die automatisch mitwirkende dynamische Netzstützung aus dem Verteilungsnetz heraus mit berücksichtigt werden muss. Außerdem existieren auch alternative Lösungsansätze zur Wahrung der transienten Spannungsstabilität.

Der quasistationäre Q-Bedarf könnte künftig zu einem Teil durch langsam steuerbare Q-Quellen abgedeckt werden. Nur die Differenzen müssten dann noch durch schnell regelbare Q-Quellen ausgeglichen werden. Damit würde sich der Bedarf an schnell regelbarer Kompensationsleistung nicht aus der Summe der quasistationären und der quasidynamischen Q-Bedarfe zusammensetzen. Theoretisch wäre es sogar vorstellbar, dass durch geschickte Vorsteuerung mit langsam steuerbaren Kompensationsanlagen vor allem bei Fahrplansprüngen der Bedarf an schnell regelbarer Kompensationsleistung sich alleinig aus dem quasidynamischen Q-Bedarf ableitet. Daher wird in dieser Studie im Gegensatz zum NEP 2030 (2019) der quasistationäre Q-Bedarf nicht weiter berücksichtigt. Allerdings setzt dies voraus, dass künftig geeignete Blindleistungsma-

nagementkonzepte zur Vorsteuerung langsam regelbarer Q-Quellen (z. B. Erzeugungsanlagen, konventionelle sowie betriebliche Kompensationsanlagen auch im Verteilungsnetz) zur Verfügung stehen.

Zunächst wird der Blick auf die Deckung des quasidynamischen Q-Bedarfs gerichtet, bevor die Analyse zum stationären Q-Bedarf folgt.

### 4.3.1 Deckung des quasidynamischen Q-Bedarfs

Beim quasidynamischen Q-Bedarf wird der gesamte Ausregelbedarf unterstellt, der sich also unabhängig davon ergibt, ob eine Belastungssteigerung oder Entlastung von Betriebsmitteln im Fehlerfall stattfindet (siehe zur Erläuterung des Unterschieds Abschnitt 3.4). Da nicht alle Q-Quellen einen symmetrischen Q-Regelbereich haben (z. B. Synchrongeneratoren), ist es wichtig die Bedarfe und deren Deckung hinsichtlich ihres Vorzeichens zu unterscheiden.

Im ersten Schritt werden alle im NEP 2030 (2019) verfügbaren netzbetreibereigenen Q-Quellen zur Deckung eingesetzt. Dabei zeigt sich, dass in allen Regelzonen nicht deckbare Defizite verbleiben. Mit über 10 GVAr ist die Deckungslücke bei der TenneT am größten, gefolgt von 50Hertz mit knapp 9 GVAr. Insgesamt müssen in Deutschland 25,7 GVAr durch andere Q-Quellen gedeckt werden (siehe Tabelle 4-3).

Im zweiten Schritt werden die marktbedingten arbeitspunktabhängigen Q-Potenziale von spannungsgeregelten Generatoren am HöS- und HS-Netz herangezogen. Damit reduziert sich das verbleibende vorzeichenunabhängige Q-Defizit deutschlandweit aber nur mehr geringfügig um 3,3 GVAr auf 22,4 GVAr.

**Tabelle 4-3.** *Ergebnisse zum quasidynamischen Q-Bedarf für die vier Regelzonen und Deutschland für das Szenario Q-konstV für alle NNF, in denen die 21 Netzgruppen ihren jeweiligen maximalen stationären Q-Bedarf erreichen, unter Berücksichtigung der Potenziale verschiedener Q-Quellen (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)*

| | *D* | *D2* | *D4* | *D7* | *D8* |
|---|---|---|---|---|---|
| Vorzeichenunabhängiger quasistationärer Q-Bedarf | 49,7 | 20,3 | 4,2 | 11,8 | 13,4 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz NB-eigener Q-Quellen mit notwendiger | | | | | |
| Lieferung kap. Q (ind. Verhalten) | 23,1 | 10,2 | 0 | 4,0 | 8,9 |
| Lieferung ind. Q (kap. Verhalten) | 23,4 | 8,2 | 2,3 | 4,3 | 8,5 |
| Vorzeichenunabhängiges max. quasidyn. Q-Defizit | 25,7 | 10,2 | 2,3 | 4,3 | 8,9 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz betriebsabh. Q-Potenziale von spg.-geregelten Synchrongeneratoren mit notw. | | | | | |
| Lieferung kap. Q (ind. Verhalten) | 18,7 | 9,5 | 0 | 2,2 | 6,9 |
| Lieferung ind. Q (kap. Verhalten) | 19,7 | 7,1 | 2,3 | 3,7 | 6,5 |
| Vorzeichenunabhängiges max. quasidyn. Q-Defizit | 22,4 | 9,5 | 2,3 | 3,7 | 6,9 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz betriebsabh. Q-Potenziale aller Synchrongeneratoren mit notw. | | | | | |
| Lieferung kap. Q (ind. Verhalten) | 17,4 | 8,6 | 0 | 2,1 | 6,7 |
| Lieferung ind. Q (kap. Verhalten) | 18,1 | 6,0 | 2,2 | 3,6 | 6,4 |
| Vorzeichenunabhängiges max. quasidyn. Q-Defizit | 21,1 | 8,6 | 2,2 | 3,6 | 6,7 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz betriebsabh. Q-Potenziale aller EZA bis NE 4 mit notw. | | | | | |
| Lieferung kap. Q (ind. Verhalten) | 14,0 | 7,5 | 0 | 0,8 | 5,7 |
| Lieferung ind. Q (kap. Verhalten) | 14,9 | 4,7 | 1,8 | 2,2 | 6,2 |
| Vorzeichenunabhängiges max. quasidyn. Q-Defizit | 17,8 | 7,5 | 1,8 | 2,2 | 6,2 |

Wenn schließlich alle Erzeugungsanlagen bis zur Netzebene 4 unter Berücksichtigung ihrer arbeitspunktabhängigen, TAR-konformen Q-Potenziale in die Ausregelung quasidynamischer Q-Bedarfe verwendet werden könnten, würde sich in Deutschland das nicht deckbare Q-Defizit um weitere 3,3 GVAr auf 17,8 GVAr verringern lassen.

Würden die umrichtergekoppelten EE-Anlagen bis zur Netzebene 4 wirkleistungsunabhängig Blindleistung bereitstellen können und in geeigneter Weise in die Regelung miteinbezogen werden, könnte das verbleibende quasidynamische Q-Defizit deutlich auf insgesamt 7,4 GVAr gesenkt werden (in Tabelle 4-3 nicht mehr aufgelistet). Hierzu wären jedoch umfassendere Untersuchungen notwendig, inwieweit Netzrestriktionen tatsächlich einschränkend wirken, wenngleich das konkrete Beispiel in Abschnitt 4.1 einen hohen Nutzungsgrad dieser Q-Potenziale vermuten lässt.

Letztlich kann noch mit spannungsbedingtem Redispatch für die Bereitstellung von weiteren schnell regelbaren Q-Potenzialen aus konventionellen Kraftwerken im Rahmen ihrer jeweiligen technischen Grenzen gesorgt werden. Unter Einbezug aller im NEP 2030 (2019) gelisteten Kraftwerke ergäbe sich theoretisch ein noch verbleibendes Q-Defizit von 1,9 GVAr ausschließlich in der Regelzone von TenneT.

Eine weitere Reduzierung wäre noch mit den Q-Potenzialen der Deutschen Bahn sowie der Industrie möglich. Deren gesamtes sofort und schnell regelbares Q-Potenzial dürfte schätzungsweise im unteren einstelligen GVAr liegen (siehe Abschnitt 4.2). Aufgrund der fehlenden Kenntnis über die genaue örtliche Verteilung (Zuordnung zu den einzelnen NG) kann im Rahmen dieser Studie keine genaue Berechnung der damit deckbaren Q-Bedarfe vorgenommen werden. Mit Blick auf das Potenzial von knapp 1 GVAr an schnell regelbarer Blindleistung der Deutschen Bahn (siehe Unterabschnitt 4.2.2) wäre eine Reduktion der verbleibenden Q-Defizite auf unter 1 GVAr möglich. Diese Potenziale dürften relativ einfach erschließbar sein, wie auch die Ausführungen in den Unterabschnitten 4.2.2 und 4.2.3 offenlegen.

### 4.3.2 Deckung des stationären Q-Bedarfs

Auf Seiten der Netzbetreiber existieren gemäß NEP 2030 (2019) im Stützjahr 2035 Kompensationsdrosseln mit knapp 26,9 GVAr und Kompensationskondensatoren mit gut 8,8 GVAr. Wie die Untersuchungen zeigen, kann mit Blick auf die örtliche Verteilung die installierte Spulenleistung mit über 98 % zum Ausgleich übererregten Q-Verhalten des Stromnetzes eingesetzt werden. Bei den Kondensatoren zeigt sich eine effektive Nutzbarkeit von gut 95 %. Daraus resultieren nach Einsatz dieser konventionellen Kompensationsleistungen noch offene Q-Bedarfe in Höhe von 20,1 GVAr beim übererregten Q-Verhalten des Stromnetzes und 42,1 GVAr bei untererregten Netzsituationen (Tabelle 4-4).

Auch die sofort regelbaren Q-Quellen wie HGÜ-Konverter, SVC und STATCOM können zur Ausregelung des stationären Q-Bedarfs verwendet werden, sofern eine ausreichende Regelreserve für den quasidynamischen Q-Bedarf freigehalten wird. Hierfür wurden für alle Netzgruppen die insgesamt 16 NNF untersucht, in denen die einzelnen

Netzgruppen ihren jeweils höchsten stationären Q-Bedarf erreichen und für die die jeweiligen quasidynamischen Q-Bedarfe im Rahmen der Ausfallanalysen ermittelt wurden. Unter Berücksichtigung der freizuhaltenden Regelreserven lässt sich mit Einsatz aller netzbetreibereigenen Q-Quellen das verbleibende Q-Defizit auf 9,4 GVAr an induktiver Kompensationsleistung bzw. 21,0 GVAr an kapazitiver Kompensationsleistung halbieren.

**Tabelle 4-4.** *Ergebnisse zum stationären Q-Bedarf für die vier Regelzonen und Deutschland für das Szenario Q-konstV unter Berücksichtigung der Potenziale verschiedener Q-Quellen (D: Deutschland, D2: TenneT, D4: Transnet BW, D7: Amprion, D8: 50Hertz)*

| | *D* | *D2* | *D4* | *D7* | *D8* |
|---|---|---|---|---|---|
| Gesamter unkompensierter stationärer Q-Bedarf | | | | | |
| übererregtes Verhalten | 46,5 | 16,9 | 5,2 | 10,2 | 14,1 |
| untererregtes Verhalten | 50,5 | 19,0 | 4,2 | 16,3 | 11,1 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz von Kompensationsdrosseln und -kondensatoren d. Netzbetreiber | | | | | |
| übererregtes Verhalten | 20,1 | 5,0 | 3,2 | 6,0 | 5,9 |
| untererregtes Verhalten | 42,1 | 13,9 | 4,2 | 13,3 | 10,8 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz aller Q-Quellen d. NB unter Berücks. des quasidyn. Q-Bedarfs | | | | | |
| übererregtes Verhalten | 9,4 | 1,6 | 1,6 | 2,0 | 4,2 |
| untererregtes Verhalten | 21,0 | 6,4 | 1,8 | 5,3 | 7,5 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz der betriebsabh. Q-Potenziale aller Synchrongeneratoren unter Berücksichtigung des quasidynamischen Q-Bedarfs | | | | | |
| übererregtes Verhalten | 8,6 | 1,2 | 1,6 | 1,9 | 3,9 |
| untererregtes Verhalten | 18,1 | 6,4 | 0,7 | 4,3 | 6,6 |
| Verbleibendes Q-Defizit nach Einsatz der betriebsabh. Q-Potenziale aller EZA bis NE 4 unter Berücksichtigung des quasidynamischen Q-Bedarfs | | | | | |
| übererregtes Verhalten | 3,6 | 0 | 0,9 | 0,3 | 2,4 |
| untererregtes Verhalten | 16,6 | 6,0 | 0,2 | 4,0 | 6,3 |

Da die NNF mit dem höchsten quasidynamischen Q-Bedarfen nicht zwangsläufig die mit den höchsten stationären Q-Bedarfe sind und in einigen Netzgruppen nicht das komplette arbeitspunktabhängige Q-Potenzial der Generatoren ausschöpfen, kann dieses anteilig noch genutzt werden, um die stationären Q-Bedarfe mitabzudecken. Im Endeffekt verkleinert sich das dann verbleibende Q-Defizit auf 8,6 GVAr (induktive Kompensationsleistung) und 18,1 GVAr (kapazitive Kompensationsleistung).

Könnten schließlich die TAR-konformen Q-Potenziale aller EZA bis zur Netzebene 4 genutzt werden, ließe sich das Q-Defizit auf 3,6 GVAr beim übererregten bzw. 16,6 GVAr beim untererregten Verhalten verringern, bei wirkleistungsunabhängiger Blindleistungsbereitstellung auf 2,8 GVAr bzw. 7,6 GVAr. Hierbei ist bereits der Beitrag abgezogen, der nach Unterabschnitt 4.3.1 zur Deckung des quasidynamischen Q-Bedarfs eingeplant ist. Auch bei den umrichtergekoppelten Anlagen wird ersichtlich, dass aufgrund ihrer örtlichen Verteilung nicht das gesamte Q-Potenzial genutzt werden kann.

Mit spannungsbedingtem Redispatch könnte theoretisch noch eine Verringerung der Q-Defizite auf 0,9 GVAr bei der Kompensation des übererregten bzw. 2,6 GVAr beim untererregten Verhalten erreicht werden.

Mit Blick auf die im Unterabschnitt 4.2.3 hochgerechneten Q-Potenzialen der Betriebe könnte theoretisch schließlich der verbleibende Rest vollständig eliminiert werden.

# Kapitel 5

# Wirtschaftliche und technische Aspekte zur Blindleistungsbereitstellung

In diesem Kapitel wird die mit der Blindleistungsbereitstellung verbundene Kostenentwicklung aufgezeigt. Eng damit verbunden sind der heutige Gestaltungsrahmen der TAR und die Nutzung von Q-Potenzialen Dritter. Hierzu wird auch erörtert, wie dieser weiterentwickelt werden kann und welche Voraussetzungen für eine höhere Effizienz zu schaffen sind. Zum Schluss werden Möglichkeiten zur Kostensenkung diskutiert.

## 5.1 Abschätzung der Kosten für die Blindleistungsbereitstellung

In Abschnitt 2.2 werden zu einigen Q-Quellen Angaben zu Kosten und deren Referenzen gemacht. Vervollständigen lässt sich das Zahlenwerk mit Hilfe der Blindleistungsstudie des BMWi (siehe Unterabschnitt 2.5.8 in [1]). Darüber hinaus wurden im Rahmen dieser Studie auch weitere zahlreiche Anfragen bei Herstellern der verschiedenen Q-Quellen und Netzbetreibern gestellt, um den Kostenrahmen zu aktualisieren. Die extrahierten und hier verwendeten spezifischen Investitionen für die Errichtung von Q-Kapazitäten sind in Tabelle 5-1 aufgelistet. Für die EZA sind die aktuellen TAR-konformen Stellbereiche für die verschiedenen Spannungsebenen zugrunde gelegt, da diese wesentlichen Einfluss auf die spezifischen Investitionen nehmen.

**Tabelle 5-1.** *Spezifische Investitionen (inkl. erforderlicher Nebeninvestitionen) für verschiedene Technologien zur Bereitstellung von Blindleistung unter Berücksichtigung der für die verschiedenen Spannungsebenen nach TAR geforderten Stellbereiche für die Q-Bereitstellung*

| *Typ der Q-Quelle* | *Investition in EUR/kVAr* |
|---|---|
| Drosselspulen | 25 |
| Kondensatoren (MSCDN) | 25 |
| SVC | 80 |
| STATCOM | 130 |
| HGÜ-Konverter | 35 |
| Synchrongeneratoren | 15 |
| Umrichtergekoppelte EZA in der HöS und HS | 20 |
| Umrichtergekoppelte EZA in der MS | 25 |
| Umrichtergekoppelte EZA in der NS | 45 |

Mit diesen Werten wird das jährliche Kostenvolumen ermittelt. Dazu wird ein Annuitätenfaktor von 7,7 % für Anlagen mit einer Lebensdauer von 35 Jahren und 8,6 % für Anlagen mit einer Lebensdauer von 25 Jahren angesetzt. Zu Ersteren zählen alle Q-Quellen der Netzbetreiber sowie Synchrongeneratoren. Zu Letzteren gehören alle umrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen. Die Betriebskosten werden bei Netzbetreibern pauschal mit 2 % der Investition, bei Dritten mit 2,5 % fixiert (siehe Abschnitt 2.2 sowie [1]). Mit diesem Zahlengerüst ergeben sich die jährlichen Kostenbelastungen nach Abbildung 5-1. Hierin sind zum Vergleich der Wert für das Jahr 2003 aus der Blindleistungsstudie des BMWi (siehe Unterabschnitt 2.5.8 in [1]) und zusätzlich der Ausblick auf das Jahr 2050 miteingetragen. Angelehnt an den NEP 2035 (2021) 1. Entwurf wird von einer Kraftwerksleistung mit Synchrongeneratoren von 50 GW sowie einer Zunahme der umrichtergekoppelten EZA-Leistung von 35 % gegenüber 2035 ausgegangen. Die Verlustkosten werden aus [1] übernommen und vereinfachend entsprechend der installierten Q-Kapazitäten hochskaliert. Dem liegt als Annahme eines gleichbleibenden Nutzungsgrads und Einsatzprofil der verschiedenen Q-Quellen zugrunde. Blindleistungsbedingte Verluste in den Leitungen und Transformatoren der Netzbetreiber sind auch hier nicht mitberücksichtigt.

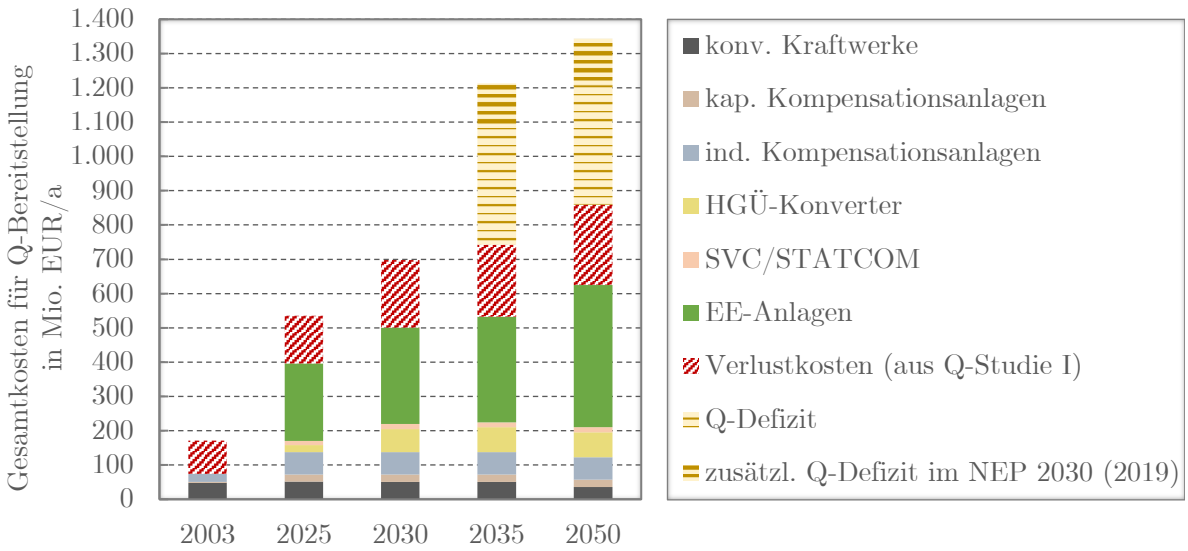


**Abbildung 5-1.** *Entwicklung der Gesamtkosten für die Blindleistungsbereitstellung auf Seiten der Netzbetreiber sowie auf Seiten der Erzeugungsanlagenbetreiber bis zum Jahr 2050 inkl. geschätzter Betriebs- und Verlustkosten sowie möglichen Neubauten von Kompensationsanlagen auf Seiten der Netzbetreiber, aber ohne die zusätzlichen Kosten für die Q-Fähigkeiten von Ladesäulen und betrieblichen Kompensationsanlagen*

Zu beachten ist, dass in Abbildung 5-1 für die Stützjahre 2025 und 2030 keine Kosten für neu zu errichtende Kompensationsanlagen ausgewiesen sind. Mit Blick auf die Ergebnisse für den stationären Q-Bedarf im Jahr 2025 ergäbe sich eine noch höhere Kompensationsleistung und damit verbunden höhere Kostenbelastung als im Jahr 2035. Da dieser Umfang an Neubauten nicht mehr zu realisieren ist, und auch keine Untersuchungen zum quasidynamischen Q-Bedarf vorliegen, wird auf die Ausweisung von entsprechenden Kosten verzichtet. Dies darf aber nicht dahingehend interpretiert werden, dass es erst 2035 zu der visuell dargestellten deutlichen Kostensteigerung kommen wird.

In Abbildung 5-1 ist für die neu zu errichtenden Q-Quellen zwischen den eigenen Ergebnissen und den, die als obere Bandbreite im NEP 2030 (2019) von den ÜNB ausgewiesen sind, farblich unterschieden. Obwohl die stationären spannungshebenden sowie die „regelbaren“ Q-Bedarfe im NEP geringer sind sie im Rahmen der vorliegenden Studie bei der realitätsnäheren Nachbildung des Verteilungsnetzes ermittelt werden, resultieren hier geringere Kosten bzw. umgekehrt zusätzliche Kosten für die Q-Defizite basierend auf dem NEP 2030 (2019). Ein wesentlicher Grund liegt darin, dass im Rahmen dieser Studie die Meinung vertreten wird, dass der quasistationäre Q-Bedarf zu einem wesentlichen Teil, bei geschickter Einsatzstrategie der langsam steuerbaren Q-Quellen gänzlich auf zusätzliche schnell regelnde Q-Quellen für den Ausgleich der Q-Änderung infolge von Fahrplansprüngen verzichtet werden kann. Außerdem zeigen die eigenen Untersuchungen, dass die stationären und quasidynamischen Q-Bedarfe nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten und daher ein größerer Nutzungsgrad schnell regelnder Q-Quellen zum Ausgleich stationärer Q-Bedarfe zugrunde liegt. Grundsätzlich scheint es so, dass in den eigenen Untersuchungen eine höhere Nutzbarkeit der konventionellen

Kraftwerke vorliegt als im NEP 2030 (2019). Dabei ist zu bemerken, dass im Vergleich zum Szenario LF1,00, welches auch die Basis für Auswertungen im NEP 2030 (2019) bildet, die realitätsnähere Nachbildung des Verteilungsnetzes zu anderen Profilen der Q-Bedarfe sowie anderen Zeitpunkten für die jeweiligen Maximalwerte führt.

Für die Kostenermittlung in Abbildung 5-1 werden die quasidynamischen und stationären Q-Defizite verrechnet, die nach Einsatz aller netzbetreibereigenen Kompensationsanlagen und HGÜ-Konverter und den betriebsabhängigen Q-Potenzialen von Kraftwerken, die im BNetzA-Modell als spannungsgeregelt gekennzeichnet sind, verbleiben.

Zu bedenken ist, dass obige Kosten weder die blindleistungsbedingten Mehraufwendungen für Ladesäulen noch die finanziellen Belastungen der industriellen und betrieblichen Unternehmen für die eigenen Kompensationsanlagen enthalten. Geht man von der Abschätzung des BDEW, wonach für eine Mio. E-Fahrzeuge 7.000 Schnelllade- und 70.000 Normalladepunkte erforderlich seien, und einem Endanteil von 80 % aller KfZ aus, entstehen mit einer bei Nennwirkleistung angenommenen Q-Fähigkeit im Umfang von $\cos\varphi = 0{,}95$ jährliche Kostenbelastungen[13] von über 30 bis knapp 70 Mio. EUR, die zu den obigen Zahlen hinzu zu rechnen sind. Mit den Angaben im „Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung“, der eine deutlich höhere Zahl an Ladepunkten unterstellt, ergäben sich sogar Werte um die 200 Mio. EUR pro Jahr. Bei einem $\cos\varphi = 0{,}90$ verdoppeln sich die Werte nahezu.

Für die betrieblichen Kompensationsanlagen mit angenommenen spezifischen Gesamtinvestitionen von 55 EUR/kVAr kommen nochmals ungefähr 300 Mio. EUR pro Jahr an zusätzlicher Belastung hinzu, wobei hier jedoch mit Blick auf den Einsatz von Frequenzumformern unklar ist, von welchem Kompensationsvolumen mit Blick auf den Einsatz von Frequenzumformern langfristig tatsächlich noch auszugehen ist (siehe Unterabschnitt 4.2.3). Auch diese Kosten fehlen in der oben dargestellten Kostenentwicklung.

Summa summarum kann also langfristig von Gesamtkosten in Höhe von rund 1,5 bis 1,7 Mrd. EUR pro Jahr ausgegangen werden, wenn der bisherige Status Quo einfach fortgeschrieben wird.

## 5.2 Weiterentwicklung der TAR

Der Zubaubedarf an Kompensationsanlagen könnte verringert werden, indem alternativ mehr nutzbare Q-Potenziale in Erzeugungs-, Speicher- und Bezugsanlagen geschaffen werden. Als Werkzeug können hier die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber, die sich im Normalfall an den TAR orientieren, angewendet werden.

[13] Hierbei liegt für einen Normalladepunkt eine Leistung von 5 bis 10 kW, für einen Schnellladepunkt von 50 bis 100 kW zugrunde.

Einleitend darf nicht der Hinweis fehlen, dass mit nachfolgenden Empfehlungen nicht gemeint ist, grundsätzlich die TAR-Anforderungen hinsichtlich der durch die Netznutzer zu errichtenden Q-Kapazitäten auszuweiten. Ganz im Gegenteil plädieren wir seit Jahren dafür, auf flächendeckend pauschale Q-Anforderungen in den TAR zu verzichten und stattdessen die Blindleistung nach marktwirtschaftlichen Maßstäben zu beschaffen und Q-Quellen nur punktuell, aber *„mit angepasster Regeldynamik und angemessenem Umfang an den richtigen Standorten zu haben“* [1,2,40]. Tiefergehende Diskussionen und Argumente finden sich in [1,2,40] (siehe auch folgender Unterabschnitt).

So gibt richtigerweise der EU-Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger (NCRfG) [41] auch keine konkreten Mindestanforderungen an die durch Erzeugungsanlagen und Speicher zu errichtenden Q-Kapazitäten vor. Stattdessen sind ein äußerer Rahmen sowie maximale Bereichsgrenzen festgelegt, die in jedem Fall nicht überschritten werden dürfen (auch nicht in den jeweiligen TAB, eine Unterschreitung oder sogar ein Verzicht auf die Vorgabe einer Q-Bereitstellung in den TAB ist jedoch immer zulässig). Die EU-Netzkodizes weisen im Allgemeinen auch darauf hin, dass bei der Detaillierung der Anforderungen auf nationaler Ebene darauf zu achten ist: *„Die Anforderungen sollten auf den Grundsätzen der Diskriminierungsfreiheit und Transparenz beruhen und darauf abzielen, ein optimales Verhältnis zwischen höchstmöglicher Gesamteffizienz und den geringsten Gesamtkosten für alle beteiligten Akteure zu erreichen.“* Und speziell zur Q-Bereitstellung mahnt [41] in den Erwägungsgründen: *„Der Bedarf an Blindleistungskapazität hängt von mehreren Faktoren wie etwa dem Vermaschungsgrad des Netzes und dem Verhältnis zwischen Einspeisung und Verbrauch ab, was bei der Festlegung der Anforderungen an die Blindleistungskapazität berücksichtigt werden sollte. Unterscheiden sich die Merkmale regionaler Netze innerhalb des Verantwortungsbereichs eines Netzbetreibers, könnte es sinnvoll sein, mehrere Profile festzulegen. So ist eine Blindleistungserzeugung („nacheilender“ Leistungsfaktor) bei Überspannungen und eine Blindleistungsaufnahme („voreilender“ Leistungsfaktor) bei Unterspannungen möglicherweise nicht erforderlich. Anforderungen an die Blindleistung können mit Beschränkungen für die Auslegung und den Betrieb von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung verbunden sein. Daher ist es wichtig, die für einen effizienten Netzbetrieb tatsächlich erforderlichen Kapazitäten gründlich zu prüfen.“*

Auch wenn wir uns gegen eine flächendeckend pauschale Q-Anforderungen in den TAR aussprechen, sollten die TAR die Möglichkeit bieten, punktuell größere Stellbereiche der Q-Bereitstellung gegenüber dem aktuellen Stand und unter Beachtung des Maximalrahmens des NCRfG fordern zu können. Eine solch differenzierbare Festlegung von Q-Anforderungen würde wohl aus Diskriminierungsgründen Vergütungsregelungen erforderlich machen. Mit Blick auf die Kosten ist aber die Q-Bereitstellung in Verbindung mit der Wirkleistung als schnell regelbare Einheit im Regelfall günstiger als eine Installation von rotierenden Phasenschiebern oder STATCOM-Anlagen, also Betriebsmittel mit ausschließlicher Q-Erbringung. Dies zeigt sich auch am Kostenrahmen nach Tabelle 5-1. Mit Blick auf das Kostensenkungspotenzial sollten diese Überlegungen bei der Weiterentwicklung der TAR Eingang finden.

Für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz wirklich interessant werden diese Q-Potenziale erst, wenn sie auch wirkleistungsunabhängig eingesetzt werden könnten. Dadurch ließe sich nämlich das gesichert verfügbare Q-Potenzial von unter 10 % (siehe dazu auch Unterabschnitt 2.4.5 in [1] bzw.[21]) der Q-Kapazität im Bemessungspunkt auf fast die komplette Bemessungsblindleistung erhöhen. Derzeit gehen die TAR nicht darüber hinaus, die volle Bemessungsblindleistung auch unter 20 % der Nennwirkleistung zu fordern, da im unteren Teillastbereich die blindleistungsbedingten Verluste zunehmend die betriebswirtschaftliche Situation beim Anlagenbetreiber beeinflussen und damit die TAR bei kostenloser Nutzung dieser Potenziale zu stark in die Wettbewerbssituation der verschiedenen EZA-Betreiber untereinander eingreifen würde. Auch hier wären daher wohl Vergütungsregelungen Voraussetzung, um das damit verbundene Kostensenkungspotenzial heben zu können.

Ein weiterer Aspekt betrifft die Reaktionszeiten der Anlagen in der Q-Erbringung. Derzeit verlangen die TAR für die Umsetzung von Q-Abrufen mit bis zu vier Minuten deutlich weniger, als technologisch möglich sein sollte (siehe Unterabschnitt 2.2.3 mit Abbildung 2-5). Dies ist eine essentielle technische Voraussetzung und sollte bei der Weiterentwicklung der TAR bedacht und so angepasst werden, dass die Q-Potenziale auch für ein übergeordnetes Q-Management bedeutsamer werden können.

## 5.3 Mögliche Einsparpotenziale bei der Blindleistungsbereitstellung

Kostensenkungspotenziale bei der Q-Bereitstellung lassen sich in zwei Hauptkategorien einteilen. Zum einen kann der Zubaubedarf erforderlicher Kompensationsanlagen durch Nutzung vorhandener bislang nicht genutzter Q-Quellen sowie durch eine intelligentere Steuerung bereits genutzter Q-Quellen verringert werden. Zum anderen könnte grundsätzlich auf flächendeckende Q-Vorgaben in den TAB der Netzbetreiber verzichtet werden.

### 5.3.1 Nutzung und intelligente Steuerung vorhandener Q-Quellen

Im vorhergehenden Kapitel wird aufgezeigt, dass die in Deutschland vorhandenen Q-Potenziale insgesamt nominal den Q-Bedarf übertreffen und es rein theoretisch möglich wäre, sowohl die stationären als auch die quasidynamischen Q-Bedarfe vollständig durch Nutzung der vorhandenen Q-Potenziale von Erzeugungsanlagen und Bezugsanlagen decken zu können.

Wenngleich nicht alle davon wohl tatsächlich sinnvoll bzw. in vollem Umfang und schon gleich nicht kurzfristig genutzt werden können, zeigen die tiefergehenden Untersuchungen in Abschnitt 4.1, dass für die Netzebenen 3 und 4 mögliche Netzrestriktionen nicht, wie häufig behauptet, wesentliche Limitierungen mit sich bringen. Selbst aus den darunter liegenden Netzebenen könnten noch bedeutende Beiträge zur Beeinflussung

der Q-Bilanz und damit zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz generiert werden, wofür beispielsweise in [42] ein allgemein einsetzbares Verfahren entwickelt und vorgestellt wird.

Im Umkehrschluss bedeutet das jedoch nicht, dass mit Erschließung dieser Potenziale keine Kosten verbunden wären und sich dadurch die in Abbildung 5-1 mit dem Q-Defizit ausgewiesenen gut 350 bis 500 Mio. EUR pro Jahr gänzlich einsparen lassen würden.

Es entstehen nämlich Aufwendungen durch die Prüfung und Abwicklung der technischen, wirtschaftlichen und vertraglichen Aspekte. Auf der anderen Seite entfallen jedoch die entsprechenden Kosten für neue Anlagen (z. B. für Projektierung, Grundstücksbeschaffung, ...). Auch die elektrischen Verluste können mit Nutzung solcher Potenziale temporär und punktuell höher sein. Abhängig vom Erbringungsort und Netzkonstellationen können diese insgesamt jedoch auch niedriger werden, wenn Netzbetriebsmittel durch die dezentrale Q-Bereitstellung entlastet werden. Dieser Effekt dürfte aber für die Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung von untergeordneter Rolle sein. Höherer Aufwand beim Netzausbau ist nicht zu befürchten, da dieser Aspekt bereits in der Berücksichtigung möglicher Limitierungen durch Netzrestriktionen enthalten ist. Ganz im Gegenteil können sich durch Nutzung vorhandener Q-Potenziale sogar freie Netzkapazitäten ergeben. In diesem Fall kämen entsprechende zusätzliche Kostenvorteile hinzu.

Eine weitere wichtige Maßnahme zur Kostensenkung besteht in der intelligenten Steuerung und aufeinander abgestimmten Regelung von Q-Quellen. Bestimmte Q-Quellen könnten in ihrem Q-Verhalten in der Weise „vorgesteuert“ werden, dass schnell regelbare Einheiten beim Ausgleich von stationären Q-Bedarfen so eingesetzt werden, dass sie bei Störereignissen in entgegengesetzter Richtung Q erbringen. Damit ließe sich ein größerer Regelbereich nutzen. Liegen der stationäre und quasidynamische Q-Bedarf in entgegengesetzter Richtung, sollten die „vorgesteuerten“ Q-Quellen den stationären Q-Bedarf nicht vollständig decken. Bei gleichem Vorzeichen wäre eine Überkompensation durch die vorgesteuerten Q-Quellen vorteilhaft. Im Endeffekt reduziert sich damit in beiden Fällen der Bedarf an quasidynamischer Blindleistung. Im letzteren Fall käme es quasi zu einem gewollten Gegenregeln beider Q-Quellen. Unter Umständen könnte damit auch ein höherer stationärer Q-Bedarf entstehen. Die vorliegenden Untersuchungen zeigen jedoch, dass die Zeitpunkte mit den höchsten stationären und quasidynamischen Q-Bedarfen in fast jeder Netzgruppe unterschiedlich sind. Aber selbst bei zeitlichem Zusammenfall der beiden Bedarfsspitzen ließe sich damit eine Umschichtung von schnell regelbaren auf konventionelle und damit deutlich kostengünstigere Kompensationsanlagen erzielen. Noch interessanter wird dieser Aspekt, wenn die Q-Quellen im Verteilungsnetz nicht schnell genug für die Erbringung von quasidynamischer Blindleistung wären und ein höherer Umfang an Q-Bereitstellung möglich ist als zur Deckung des stationären Q-Bedarfs notwendig wäre.

Wenn man all diese Faktoren sich vor Augen hält, kann man davon ausgehen, dass sich zumindest ein Großteil der genannten Kosten einsparen lassen würde, auch wenn

bislang belastbare Kalkulationen fehlen. Das Einsparpotenzial durch Nutzung vorhandener Q-Potenziale darf daher auf lange Sicht mit einigen hundert Mio. EUR pro Jahr eingeschätzt werden.

### 5.3.2 Verzicht auf flächendeckende Anforderungen der TAR an die Q-Kapazitäten

Heute wird grundsätzlich und auf allen Spannungsebenen von den Netzbetreibern eine kostenlose Q-Bereitstellung gefordert, was die Errichtung von Q-Kapazitäten erfordert und zu entsprechend höheren Investitionen seitens der Anlagenbetreiber führt[14]. Mit Verzicht auf flächendeckende Q-Vorgaben in den TAB ließen sich unnötige bzw. nur mit geringer Effizienz verwendbare Q-Kapazitäten vermeiden. Die Netzbetreiber versuchen die pauschalen und flächendeckenden Vorgaben damit zu rechtfertigen, dass den Anlagen mit der Q-Bereitstellung ein besserer und damit für sie ein kostengünstigerer Netzanschlusspunkt zur Verfügung gestellt werden kann.

Die intensiven Diskussionen um die TAR 4110 (Mittelspannung) haben bewirkt, dass der Wunsch der Netzbetreiber, die Q-Kapazität von einem $\cos\varphi = 0{,}95$ auf 0,90 auszudehnen, nicht umgesetzt wurde. Alleine dadurch errechnen sich langfristig Minderausgaben für die Blindleistungsbeschaffung in Höhe von rund 100 Mio. EUR pro Jahr[15]. Dem gegenüber stehen jedoch nur rund 60 Mio. EUR pro Jahr an Mehrausgaben, wenn im Verteilungsnetz ausschließlich auf konventionellen Netzausbau gesetzt, keine Blindleistung zur Spannungshaltung eingesetzt wird und dafür den EZA ein ungünstigerer Netzanschlusspunkt zugewiesen werden muss. Diese Mehrausgaben lassen sich aus Abb. 56 in [43] durch Vergleich der jährlichen Kosten für einen $\cos\varphi = 0{,}95$ und 0,90 bestimmen. Beim Vergleich der Zahlen ist zudem zu berücksichtigen, dass in [43] zusätzlich die Nieder- sowie Hochspannungsebene mit einem $\cos\varphi = 0{,}9$ betrachtet wurde. Würden alleine die TAR-Anforderungen für Anlagen mit einer Bemessungsleistung größer 4,6 kVA in der Niederspannung von 0,90 auf 0,95 abgesenkt werden, entstünden perspektivisch weitere Einsparungen von deutlich über 100 Mio. EUR pro Jahr. Um genau diesen Betrag ergäben sich nochmals Kostenminderungen, wenn gänzlich auf die Q-Bereitstellung in der NS-Ebene verzichtet werden würde. Von daher stehen den oben genannten 60 Mio. EUR Mehrausgaben Kosteneinsparungen von weit über 200 Mio. EUR pro Jahr gegenüber.

Mittlerweile stehen den VNB zahlreiche weitere Werkzeuge zur Spannungshaltung zur Verfügung, die vor allem in Kombination zu höheren volkswirtschaftlichen Entlastungen führen (siehe dazu auch [43]). So konnten bislang auch keine anderen Studien

[14] Wenn Blindleistung tatsächlich abgerufen wird, entstehen zudem höhere Verluste und damit höhere Betriebskosten.

[15] Für die Berechnung wird vom Jahr 2050 und der dann installierten EZA- und Speicherleistung ausgegangen (s. Abschnitt 5.1), von spezifischen Kosten in Höhe von 25 EUR/kVAr sowie einem Annuitätenfaktor und Betriebskosten nach Abschnitt 5.1.

vorgelegt werden, die den volkswirtschaftlichen Nutzen einer flächendeckend vorzuhaltenden Blindleistung untermauern. Im Gegenteil zeigen die Ergebnisse in [43,44,45] auf, dass nur vereinzelt die Spannungshaltung durch die flächendeckende Blindleistungsbereitstellung in der NS- und MS-Ebene die günstigste Maßnahme darstellt. In den meisten Fällen führen andere Konzepte zu den geringsten Kosten. Die FNN-Studie [46] wird zwar gerne als Beleg dafür gesehen, z. B. in [47], doch sind in den Betrachtungen der Szenarien mit der Spannungsblindleistungsregelung die Kosten für den weiteren notwendigen konventionellen Netzausbau und Transformatorentausch außer Acht gelassen worden. Auch alle anderen Randbedingungen sind sehr zugunsten der Blindleistung gewählt worden. Dennoch zeigen die Detailergebnisse der Studie ein anderes, erheblich differenzierteres Bild. Nur *„bei niedrigem erwartetem Zubau haben meist die Blindleistungsverfahren eine günstigere Kosten-Nutzen-Bilanz“*, wie die Interpretation der Ergebnisse durch die eigentlichen Studienersteller im Rahmen der Erstveröffentlichung [48] bestätigt. In der dena-Studie zu Kosten der Blindleistungsbereitstellung [19] zeigen die Untersuchungen an einem realen Mittelspannungsnetz, dass die Spannungshaltung mit punktuell eingesetzter Blindleistung (statt flächendeckender Q-Vorhaltung) mit einem Umfang von deutlich unter 20 % der insgesamt nach TAR zu errichtenden Q-Kapazität möglich wäre. Die Einsparungen an Investitionen würden sich für das untersuchte MS-Netzgebiet auf ungefähr 1,2 Mio. EUR in einem Zeitraum von ca. 20 Jahren aufsummieren. In diesem konkreten Beispiel wären sogar weitere Einsparungen in Höhe von rund 100.000 EUR möglich, wenn gänzlich auf die Blindleistung zur Spannungshaltung verzichtet würde und alternative Maßnahmen gewählt werden.

In der Blindleistungsstudie von 2016 [1] wird bereits die Forderung erhoben, die Spannungshaltung durch Blindleistung den Netzbetreibern *„nicht mehr als privilegiertes Sonderwerkzeug kostenfrei zur Verfügung“* zu stellen, sondern *„dem Wettbewerb unter den Technologien zur Spannungshaltung“* auszusetzen. Als weiterer kostenverursachender Aspekt kommt hinzu, dass der Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung einen Bedarf an Gegenkompensation auslöst, wie die Untersuchungen in Unterabschnitt 3.5.2 zeigen. In die Gesamtkosten der Spannungshaltung durch Blindleistung im Verteilungsnetz muss demnach auch unter Berücksichtigung von stochastischen Ausgleichseffekten ein entsprechender Anteil der neu zu errichtenden Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz mit eingerechnet werden.

Natürlich dürfen die in Abbildung 5-1 für das Jahr 2050 aufgetragenen jährlichen Kosten von rund 400 Mio. EUR für die Q-Kapazitäten im Verteilungsnetz aufgrund der dann anderweitigen Maßnahmen zur Spannungshaltung nicht mit den maximal möglichen Kosteneinsparungen gleichgesetzt werden. Zu beachten ist, dass ein Teil der Q-Potenziale (bis zur Netzebene 4) bereits für die im vorhergehenden Unterabschnitt diskutierten möglichen Kosteneinsparungen durch Nutzung für die Spannungshaltung in den vorgelagerten Spannungsebenen betrachtet wurde. Insofern dürfen die beiden Einsparpotenziale nicht voller Höhe addiert werden. Unter Berücksichtigung und Anrechnung der Q-Potenziale bis zur Netzebene 4 für die Spannungshaltung im HöS-Netz belaufen sich die zusätzlichen Einsparpotenziale bei Verzicht auf flächendeckende Q-

Vorgaben der TAR schätzungsweise auf 100 bis 200 Mio. EUR jährlich. In der Quintessenz weisen die von den Netzbetreibern angeführten kostengünstigeren Netzanschlusspunkte ein deutliches negatives Nutzen-Kostenverhältnis auf.

## 5.4 VORAUSSETZUNGEN ZUR ERSCHLIEßUNG DER Q-POTENZIALE VON DRITTEN

In den vorangegangenen Abschnitten werden zur Deckung der Q-Bedarfe auch Q-Potenziale betrachtet, die heute zumindest nicht kurzfristig abrufbar sind. Dafür fehlen verschiedene Voraussetzungen, die erst noch geschaffen werden müssten. In den folgenden beiden Unterabschnitten werden die Aspekte herausgegriffen, die direkt in Verbindung mit den Untersuchungen dieser Studie stehen. Weitere und tiefergehende Informationen finden sich hierzu auch in [2].

### 5.4.1 VORAUSSETZUNGEN AUF SEITEN DER NETZBETREIBER

Wenn auf Seiten der Netzbetreiber heute Q-Potenziale genutzt werden, sind es i. d. R. die nach den TAR bereitzustellenden Q-Fähigkeiten von Erzeugungs- und Speicheranlagen. Hier steht vor allem der Einsatz zur lokalen Spannungshaltung im Fokus. Beiträge zur Beeinflussung der Blindleistungsbilanz eines Netzgebietes werden im Normalfall erst ab der Netzebene 4 verlangt, wobei diese aufgrund der Wirkleistungsabhängigkeit der Q-Bereitstellung nur begrenzt von Bedeutung ist. Gezielte Q-Abrufe zur Spannungshaltung im HöS-Netz aus Anlagen im unterlagerten Verteilungsnetz ist heute nur vereinzelt in Pilotprojekten möglich. Zwischen den Netzbetreibern gelten heute vertraglich vereinbarte feste Grenzen für den Q-Austausch. Diese müssten in Zukunft netznutzungsfall- bzw. netzzustandsabhängigen Vereinbarungen weichen, um einem effizienteren spannungsebenenübergreifenden Q-Management den Weg ebenen zu können. Dazu ist es aber auch erforderlich, entsprechende Koordinierungsprozesse (mit Blick auf Netzrestriktionen) und Regelungs- bzw. Steuerungsverfahren zur netzebenenübergreifenden Nutzung von Q-Quellen zu entwickeln und einzuführen. Ebenso bedarf es Methoden zur Bestimmung der für die relevanten Netznutzungsfälle nutzbaren Blindleistung und deren Verankerung in der Netzplanung. Das Forschungsprojekt Q-Integral [34] setzt genau bei diesem Thema an.

Ein hocheffizientes spannungsebenübergreifendes Q-Management muss sich aber auch finanziell für die beteiligten Netzbetreiber lohnen. Nur wenn sich alle Aufwendungen hierfür decken lassen, werden sie ihre vorhandenen Q-Potenziale bzw. die von Dritten in Erfahrung bringen, erschließen und anderen Netzbetreibern anbieten.

Ein weiteres Hemmnis der heutigen Praxis wird schon im Abschnitt 4.1 offensichtlich. Die Spannungsregelung des HöS/HS-Transformators obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber als Eigentümer des HöS/HS-Transformators, obwohl damit direkt die Spannung im unterlagerten 110-kV-Netz beeinflusst wird. Indirekt wirkt das Spannungsniveau im HS-Netz durch die kapazitiven Ladeströme der HS-Leitungen wiederum zurück auf die

Spannung im HöS-Netz. Diese Wechselwirkung führt bisweilen dazu, dass die möglichen Potenziale für ein effizientes spannungsebenenübergreifendes Q-Management bei weitem nicht ausgeschöpft werden. Teilweise gibt es sogar Berichte, wonach konträre Anforderungen der HöS- und HS-Netzbetreiber dazu geführt haben, dass im Verteilungsnetz nun aufgrund zu hoher Spannungen im HS-Netz Spulen eingesetzt werden, die am Ende die Spannungssituation für den ÜNB sogar verschlechtern. Möchte ein Q-Management den Anspruch eines effizienten und kostenminimierenden Verfahrens erheben, muss zwingend die Spannungsregelung des HöS/HS-Transformators in ein entsprechendes sowohl netzbetriebliches als auch netzplanerisches Q-Management unabhängig der Eigentumsverhältnisse eingebunden werden, aber dabei in erster Linie der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzwerte im HS-Netz dienen.

Selbst aus der Netzebene 5 und 6 lassen sich vorhandene Q-Potenziale gezielt für den Q-Haushalt und damit zur Spannungshaltung im HS- bzw. HöS-Netz nutzen. Ein entsprechendes und praxisorientiertes Verfahren zur Erschließung der geeigneten Q-Quellen und deren Beiträg wird in [42] vorgestellt. Grundsätzlich bleibt aber festzustellen, dass solche Prozesse entwickelt und in der Netzplanung verankert werden müssen. Außerdem werden robuste Regelungs- bzw. Steuerungsverfahren zur Nutzung der Q-Potenziale benötigt. Diese können sowohl dezentrale Ansätze über Mechanismen bzw. Kennlinien sein, die nur Informationen vor Ort nutzen und damit natürlich das theoretische Potenzial nicht vollständig ausnutzen können. Zentrale Verfahren steuern die Q-Quellen abhängig vom Netzzustand der übergeordneten Netzebenen. Sie können das Potenzial bestmöglich nutzen, setzen aber eine entsprechende Fernwirktechnik voraus.

Auch wenn die vorgestellten Kostensenkungspotenziale sehr hoch sind, besteht das Risiko, dass sie nicht realisiert werden, wenn eine verbesserte Nutzung vorhandener Q-Potenziale und eine Einsparung von unnötigen Q-Kapazitäten sich für die Netzbetreiber nicht auch finanziell lohnt. Dass diese seitens der Netzbetreiber heute nicht als ausreichend attraktiv angesehen werden, zeigt die Umfrage unter den Netzbetreibern im Rahmen der Blindleistungsstudie des BMWi [1].

### 5.4.2 VORAUSSETZUNGEN AUF SEITEN DER NETZNUTZER

Äußerst interessante Q-Potenziale erschließen sich mit der wirkleistungsunabhängigen Q-Bereitstellung von umrichtergekoppelten EZA und Speicher. Diese Potenziale wären relativ kurzfristig, zumindest für einen Teil der Anlagen, erschließbar. Allerdings können für die Anlagenbetreiber wirtschaftlich relevant hohe Verlustkosten entstehen. Um die Bereitschaft zu erhöhen, dass diese Potenziale angeboten werden, müssten entsprechend attraktive und mindestens kostendeckende Vergütungen gewährt werden. Die zukünftige marktgestützte Beschaffung von Blindleistung sollte bei geeigneter Ausgestaltung in der Lage sein, diese Voraussetzung zu schaffen.

Während bei reinen Erzeugungsanlagen oder Speichern eine gewisse zeitliche Beständigkeit angenommen werden kann, ist dies bei Betreibern von Bezugsanlagen nicht zwangsläufig der Fall. Nach Aussage von einem Industrieunternehmen wäre für ihn

eine vertraglich zusicherbare Bereitstellungszeit von 3 bis 5 Jahren akzeptabel. Auch wenn mit der Einschätzung dieses einen Unternehmens nicht direkt auf alle Betreiber von Bezugsanlagen zurückgeschlossen werden kann, dürften darüber hinausgehende Vertragslaufzeiten zur Nutzung von Q-Potenzialen aus Bezugsanlagen für viele Betriebe aufgrund unzureichender Planungssicherheit ihrerseits wohl nicht realisierbar sein. Mit Blick auf die Bauzeit von ca. 3 Jahren für Kompensationsanlagen seitens der Netzbetreiber müssten entsprechende Strategien, z. B. zyklische Überprüfung und Verlängerung der vertraglichen Vereinbarung oder Nutzung von spannungsbedingtem Redispatch als Rückfallebene, entwickelt werden.

## 5.5 Weitere beachtenswerte Aspekte

Abschließend soll noch auf zwei weitere Aspekte aufmerksam gemacht werden, die in der ökonomischen Betrachtung eine Rolle spielen.

### 5.5.1 Verknüpfung verschiedener Systemdienstleistungen

Im NEP 2030 (2019) wird angeführt, dass *„von einem deutlich höheren Bedarf“* (als die im NEP errechneten 127 bis 248 Kompensationsanlagen mit je 300 MVAr) *„und von einer hauptsächlichen Deckung durch geregelte Anlagen auszugehen ist.“* Insofern könnten die dargestellten Kosten noch deutlich übertroffen werden. Wenn alle 248 Anlagen „geregelt“ ausgeführt werden, würden die Gesamtkosten nochmals um rund 450 Mio. EUR pro Jahr zunehmen. Im Jahr 2050 würden sich dann alleine im Bereich der Netzbetreiber und Erzeugungsanlagenbetreiber die jährlichen Kosten für die Blindleistungsbeschaffung auf knapp 1,8 Mrd. EUR aufsummieren. Hinzukämen noch die oben geschätzten Kosten bei Bezugsanlagen (Ladeinfrastruktur, betriebliche Kompensationsanlagen).

Es werden im Abschnitt 3.3 in [21] hierfür acht Gründe angeführt. Der fünfte und der letzte Spiegelstrich beziehen sich dabei auf die Verknüpfung der Spannungshaltung mit den Themen Kurzschlussleistung, Polradwinkelstabilität und Momentanreserve. Die Polradwinkelstabilität adressiert jedoch ein anderes Stabilitätsphänomen als die Spannungsstabilität. So können auch alternativ oder ergänzend andere Lösungsmaßnahmen ergriffen werden. Eine Übersicht liefert [1]. Die Momentanreserve wiederum gehört zur SDL Frequenzhaltung. Auch hierfür existieren sehr viele und unterschiedliche Erbringungsformen (siehe auch hier [1]). Es muss auch hier der Grundsatz gelten, dass die jeweils kostengünstigsten Anbieter bzw. Technologien zum Einsatz kommen.

Insofern sollten nicht einfach zwei oder mehrere SDL im Sinne einer Argumentation oder Rechtfertigung für den Bau zusätzlicher oder in diesem Fall einer scheinbar notwendigen verstärkten Ausführung als sofort oder schnell regelbare Anlagen miteinander verknüpft werden. Da es auch hier sehr viele bereits vorhandene Potenziale bei Netznutzern gibt, müssen vielmehr die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der einzelnen SDL, auch wenn sie in Kombination untereinander erbracht werden, gegeneinander

abgewogen werden. Es bedarf also grundsätzlich einer kritischen und wirtschaftlichen Prüfung der Vielzahl an Möglichkeiten mit klarer Differenzierung der Bedarfe und verschiedenen Deckungsmöglichkeiten.

### 5.5.2 SPEZIFISCHE KOSTEN DER Q-BEDARFSDECKUNG

Äußerst interessant wird die ökonomische Betrachtung, wenn die Kosten auf die Blindenergie bezogen werden. Vor dem Hintergrund der Jahresdauerverteilung der stationären Q-Bedarfe nach Unterabschnitt 3.2.3 ermittelt sich für die Blindenergie aus der Kompensationsleistung, die nur in 0,1 % der Zeit eines Jahres zum Einsatz kommt, ein spezifischer Preis[16] von knapp 280 EUR/MVArh. Dieser Wert wäre also für eine Blindleistungserbringung anzusetzen, die in diesen 0,1 % der Zeit eines Jahres gesichert angeboten werden und damit entsprechende Einsparungen beim Bau von Kompensationsanlagen bewirken kann. Das betrifft in Deutschland im Jahr 2035 ein Volumen in Höhe von 12,2 GVAr. Für Q-Bedarfe, die in 50 % der Zeit eines Jahres vorhanden sind, errechnet sich dagegen ein Blindenergiepreis von nur 0,55 EUR/MVArh. Dies zeigt, dass der Wert der Blindleistungserbringung enorm abhängig ist vom Bedarf des Netzes und damit vom Netznutzungsfall.

Vor diesem Hintergrund stellt sich natürlich die Frage, ob nicht solche wahren Preise in den entsprechend kritischen Netzsituationen Q-Potenziale in noch viel größerem Umfang identifizier- und erschließbar machen würden. Daher sollte dieser Aspekt bei der Setzung von Anreizen nicht außer Acht gelassen werden.

[16] Hierbei sind für eine Kompensationsanlage spezifische Investitionen in Höhe von 25 EUR/kVAr, eine Lebensdauer von 35 Jahren, ein Zinssatz von 7 % (woraus sich ein Annuitätenfaktor von 7,72 % errechnet) und Betriebskosten von 2 % der Investitionen angesetzt ([25 EUR/kVAr · 9,72 % / 100 %] / [0,1 % / 100 % · 8760 h] = 277 EUR/MVArh).

# Kapitel 6

# Zusammenfassung mit abschließender Diskussion und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Im abschließenden Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst und abschließend diskutiert. Als Schlussfolgerungen werden konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet. Diese sind neben den zentralen Hinweisen und Erkenntnissen mit fetter Formatierung hervorgehoben.

## 6.1 Grundsätzliches zur Ermittlung des Q-Bedarfs

Grundsätzlich braucht es für belastbare Aussagen zum Bedarf an Blindleistung Netzsimulationen, da die Spannung und damit das Blindleistungsverhalten ortsabhängig sind. Die Untersuchungen zeigen, dass der Q-Bedarf äußerst sensitiv auf die Eingangsdaten und Modellparameter reagiert. Um genauere und belastbare Ergebnisse zu erzielen, sollte eine Methodik zur Bestimmung der Q-Bedarfe entwickelt und eingesetzt werden, die folgende Aspekte berücksichtigt.

### Zeitliche Untergliederung der Systemdienstleistung Spannungshaltung

**Die Q-Bedarfe werden im Rahmen dieser Studie in einen sog. stationären, quasistationären und quasidynamischen Q-Bedarf aufgeteilt**. Der *stationäre Q-Bedarf* umfasst den Ausgleich des Q-Saldos der stationären 1-h-Leistungsflüsse im (n–0)-Fall. Dieser ist gleichbedeutend mit dem im NEP 2030 (2019) ausgewiesenen statischen Q-Bedarf. Der *quasistationäre Q-Bedarf* betrachtet die Änderung der Q-Bilanz zum Stunden- bzw. Viertelstundenwechsel (Fahrplansprünge). Der *quasidynamische Q-Bedarf* umfasst den stationären Systembedarf bei Störereignissen.

Der NEP 2030 (2019) unterscheidet dagegen einen dort bezeichneten statischen und regelbaren Q-Bedarf und fasst dabei den quasistationären und quasidynamischen zum letztgenannten zusammen. Diese Zweiteilung zielt auf den Ausgleich durch Q-Quellen mit schneller Spannungsregelung (z. B. Synchrongeneratoren, rotierende Phasenschieber, STATCOM) und langsam steuerbare Quellen (z. B. Kompensationsdrosseln, Kondensatorbänke) ab.

**Grundsätzlich lässt sich die Systemdienstleistung (SDL) Spannungshaltung analog der SDL Frequenzhaltung in zeitlich unterschiedliche Wirkungsbereiche untergliedern. Dies ist insbesondere für die Identifizierung kostengünstiger Technologien zur Spannungshaltung mittels Blindleistung (Q) relevant. Maßgeblich sind hier die Reaktionszeiten der verschiedenen Q-Quellen, die je nach Technologie und Kommunikationsanbindung sehr unterschiedlich sein können. Auch die Regel- bzw. Einsatzstrategie beeinflusst den Kompensationsbedarf. Daher sollte sich die Differenzierung der Q-Bedarfe noch stärker an den technologischen Fähigkeiten und Einsatzstrategien der verschiedenen Q-Quellen orientieren, um die verschiedenen Technologien bzw. Potenziale bestmöglich nutzen und den Neubaubedarf an Blindleistungsquellen entsprechend gering halten zu können.**

### EINSATZSTRATEGIE KONVENTIONELLER KOMPENSATIONSANLAGEN UND VON Q-QUELLEN MIT HÖHEREN ZUGRIFFSZEITEN

Theoretisch wäre es möglich, mit langsameren, z. B. konventionellen Kompensationsanlagen der Änderung im Q-Bedarf bei Fahrplansprüngen nachzufahren und damit einen großen Teil des quasistationären Q-Bedarfs zu decken. Der entsprechende (von der Einsatzstrategie abhängige) Anteil ist nämlich inhärent bereits im stationären Q-Bedarf enthalten und löst damit keinen zusätzlichen Bedarf an Kompensationsleistung aus. Mit einer intelligenten automatisierten Einsatzstrategie sollte es zudem gelingen, nicht nur für die verbleibenden Differenzen des quasistationären Q-Bedarfs ohne zusätzlichen Bedarf an schnell regelbare Q-Quellen auszukommen, sondern den Regelbereich der schnell regelnden Q-Quellen effizienter ausnutzen und damit deren Zubaubedarf verringern zu können. Heute ist jedoch noch nicht möglich, konventionelle Kompensationsanlagen mit einem automatisierten Regelkonzept aus der Netzleitstelle heraus anzusteuern.

**Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, entsprechende Untersuchungen durchzuführen und Konzepte für ein automatisiertes Q-Management konventioneller Kompensationsanlagen sowie Q-Quellen mit größeren Reaktionszeiten (z. B. aus dem Verteilungsnetz) zu entwerfen, zu testen und umzusetzen, damit die entsprechenden Einsparpotenziale identifiziert und gehoben werden können. In diesem Zusammenhang sollten auch Möglichkeiten zur Verkürzung der Reaktionszeiten in der Ansteuerung von Drosselspulen und Kondensatorbänken miteinbezogen werden. Für eine bestmögliche Nutzung von Q-Quellen und gegenseitige Unterstützung müssen selbstverständlich und unabdingbar die Einsatzstrategien der Q-Quellen netzbetreiberübergreifend (ÜNB-ÜNB sowie ÜNB-VNB) auf das Ziel minimaler volkswirtschaftlicher Gesamtkosten abgestimmt werden.**

### NUTZBARES POTENZIAL VON Q-QUELLEN

Für die Ableitung des Blindleistungsbedarfs spielt die Spannungsblindleistungssensitivität zwischen zwei Netzknoten eine entscheidende Rolle. Aus diesem Grunde hängt neben der Einsatzstrategie die Nutzbarkeit von vorhandenen und neu zu errichtenden Q-Quellen auch von deren elektrischen Wirksamkeit und damit der Örtlichkeit ab.

Für genauere Ergebnisse sollte dieser Aspekt künftig realitätsnah in der Methodik zur Ermittlung der Q-Bedarfe miteinbezogen werden, die sich dann nicht mehr auf einfache Bilanzierungen innerhalb der Netzgruppen stützt. Einerseits löst man damit unzulässige bzw. unrealistische Gegenkompensationseffekte innerhalb einer Netzgruppe auf, andererseits kann eine mögliche Spannungsstützung durch Q-Quellen aus anderen Netzgruppen abgebildet werden. Damit wird ersichtlich, welcher der beiden konträren Effekte jeweils dominierend ist.

In diesem Zusammenhang sind verschiedene Aspekte entscheidend.

Ein sehr bestimmender Einflussfaktor auf den Q-Bedarf sind die zulässigen bzw. gewünschten Spannungsgrenzwerte[17]. Die deutschen ÜNB haben hierzu im Rahmen ihrer veröffentlichten Grundsätze der Ausbauplanung sowie im Systemschutzplan solche angegeben. Es wird aufgezeigt, dass zur Nutzung bestehender Potenziale die zulässigen Spannungen nach unten sich am Abstand zur kritischen Spannung orientieren können. Diese wären damit auch netzzustandsabhängig. Nach oben könnte temporär die Bemessungsspannung um bis zu 5 % überschritten werden.

**Eine stärkere Ausnutzung der zulässigen Spannungsgrenzwerte kann nicht nur den Q-Bedarf mindern, sondern auch den Einzugsbereich der Q-Bereitstellung und damit die Nutzung vorhandener Q-Potenziale vergrößern. Daher sollte untersucht werden, welche Spannungsgrenzwerte für die Q-Bedarfsermittlung zugrunde zu legen sind und inwieweit diese auch netzzustandsabhängig definiert werden können.**

**Ein weiterer Einflussfaktor ist die Platzierung der sog. virtuellen Q-Quellen und deren Einsatz. Diese sollten erst an den Grenzen der für den Netznutzungs- bzw. Störfall zulässigen Spannungen aktiv werden**, wie dies in der BMWi-Blindleistungsstudie von 2016 umgesetzt wurde.

**Auch der Zubaubedarf selbst hängt infolge der Spannungsblindleistungssensitivitäten wesentlich davon ab, an welcher Stelle eine neue Q-Quelle errichtet wird. Für die Bewertung darf am Ende nicht die höchste technische Wirksamkeit zählen. Vielmehr muss sie sich an der technisch-ökonomischen Gesamteffizienz messen lassen. Vor dem Hintergrund, dass Kompensationsanlagen nur in wenigen Leistungsklassen ausgeführt werden und höhere Bemessungsleistungen geringere spezifische Investitionen aufweisen, wird mit Blick auf die unterschiedliche technische Wirksamkeit deutlich, dass die Bestimmung des Zubaubedarfs eine Optimierungsaufgabe darstellt und strenggenommen iterativ und nach einer Zubauentscheidung erneut erfolgen muss**.

[17] Im Rahmen des NEP 2030 (2019) sowie der vorliegenden Studie wird zur Bestimmung der Q-Bedarfe an vorhandenen Q-Quellen sowie Extended-Ward-Elementen eine Sollspannung von 415 kV vorgegeben.

### AUSLEGUNGSRELEVANTE NETZNUTZUNGSFÄLLE UND AUSFALLEREIGNISSE

Die Methoden zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs können grundsätzlich in deterministische und probabilistische Verfahren eingeteilt werden. Deterministische Ansätze können nur bedingt realistische bzw. wahrscheinliche Netzzustände abbilden. Daher laufen sie Gefahr, entweder keine kostengünstige oder angemessene Systemsicherheit zu erzielen. Wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen beziehen sich immer auf die zugrunde gelegte Grundgesamtheit der Ereignisse bzw. Nutzungsfälle und leiten darauf basierend über stochastische Methoden den Grad der Versorgungszuverlässigkeit, Systemsicherheit oder Versorgungssicherheit ab. Jedoch ist es schwierig, die tatsächlich vorhandene Grundgesamtheit in Erfahrung zu bringen. Im Gegensatz zu deterministischen Methoden können probabilistische Verfahren nur Ereignisse mit angebbaren Wahrscheinlichkeiten berücksichtigen und keine mit nicht angebbaren Wahrscheinlichkeiten.

**Der gesamte Q-Bedarf wird maßgeblich von der Koinzidenz der Q-Bedarfe des Übertragungsnetzes (z. B. induktives Verhalten durch hohe Transite) und der unterlagerten Verteilungsnetze (z. B. induktives Verhalten durch hohe Rückspeisung oder kapazitives Verhalten bei Schwachlast) bestimmt. Wie die Analysen zeigen, kommt es in einigen, aber nicht allen Netzgruppen zu signifikanten Gegenkompensationseffekten zwischen dem Übertragungs- und Verteilungsnetz. Ohne eine vorhergehende Untersuchung, inwieweit die 8760 Netznutzungsfälle des NEP die zugrundeliegende Grundgesamtheit tatsächlich abdecken, kann nicht mit Sicherheit beantwortet werden, ob von einem systematischen Anteil einer Antikorrelation auszugehen ist oder einfach nur eine stochastische Unabhängigkeit vorliegt oder vielleicht sogar doch eine Korrelation anzunehmen ist. Insofern besteht noch Forschungs- und Diskussionsbedarf über die Identifizierung und Festlegung der auslegungsrelevanten Ereignisse. Dies gilt auch für die auslegungsrelevanten Störfälle. Diese sollten veröffentlicht werden.**

## 6.2 ERMITTELTE Q-BEDARFE

Die Evaluierung des eigenen Modells zur Ermittlung der stationären, quasistationären und quasidynamischen Q-Bedarfe zeigt keine exakte, aber gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen des NEP 2030 (2019). Ursächlich sind die verschiedenen verwendeten Netzmodelle. Die Bedarfsermittlung erfolgt aber analog zum Vorgehen der ÜNB.

### STATIONÄRER Q-BEDARF

**Beim überregten Verhalten des gesamten deutschen Stromnetzes ist aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus eine Zunahme des Q-Bedarfs über die drei betrachteten Stützjahre 2025, 2030 und 2035 festzustellen. Beim Kompensationsbedarf für das untererregte Verhalten schwanken die Werte zwischen den drei Betrachtungsjahren teilweise sehr deutlich. Ursächlich ist die Überlagerung der Netzausbaumaßnahmen mit dem zunehmenden Transportbedarf. Die höchsten Bedarfe werden für das Jahr 2025,**

**die geringsten für das Jahr 2030 ermittelt. Im Jahr 2035 liegen die Bedarfe zwischen beiden vorhergehenden Betrachtungsjahren.**

Die realitätsnähere Nachbildung des Verteilungsnetzes führt beim übererregten Verhalten erwartungsgemäß zu höheren Q-Bedarfen. Hier werden mit 46,5 GVAr im Jahr 2035 sogar die Werte des Szenarios für den Q-Austausch mit dem Verteilungsnetz mit pauschalem Verschiebungsfaktor von 0,98 kapazitiv um über 3 GVAr übertroffen. Zunächst paradox erscheint dafür auf Seiten des untererregten Verhaltens ein um fast 4 GVAr geringerer Q-Bedarf gegenüber dem Szenario mit Leistungsfaktor 1 zur Nachbildung des Q-Austauschs mit dem Verteilungsnetz. Die genauere Analyse offenbart, dass in einigen Netzgruppen ein signifikanter Gegenkompensationseffekt zwischen den Verteilungsnetzen und dem Übertragungsnetz gerade in den Netznutzungsfällen vorhanden ist, in denen das Übertragungsnetz infolge enorm hoher Transitleistungen am stärksten induktiv wirkt, die unterlagerten Verteilungsnetze jedoch ein ausgeprägtes kapazitives Verhalten aufweisen. Auch wenn in anderen Netzgruppen dieser Effekt nicht beobachtet werden kann, resultiert in Summe für ganz Deutschland eine Einsparung an Kompensationsleistung durch diese gegenteiligen Q-Bedarfe.

**Der Blick auf die Jahresverteilung zeigt vor allem für das untererregte Verhalten, dass die Q-Bedarfe nur in sehr wenigen Stunden eines Jahres hohe Werte annehmen.** Über ganz Deutschland bilanziert werden bis zu 12,2 GVAr nur in neun Netznutzungsfällen benötigt. Dies entspricht rund 24 % der gesamten vorzuhaltenden Kompensationsleistung. Rund die Hälfte der ermittelten Kompensationsleistung für das untererregte Verhalten wäre in 99,5 % eines Jahres ausreichend. Beim übererregten stationären Q-Verhalten sind dieser steile Verlauf der Jahresdauerlinie der Q-Bedarfe und damit die geringe Nutzung eines Großteils der Kompensationsleistung bei weitem nicht so ausgeprägt.

**Vor diesem Hintergrund ist zu überlegen, ob es nicht wirtschaftlich sinnvoller ist, die Spitzen im Q-Bedarf abzusenken und dafür in diesen wenigen Stunden eines Jahres Redispatch-Maßnahmen zur Reduktion der Transitleistungen vorzunehmen.**

Der stationäre Q-Bedarf ließe sich im Betrachtungsjahr 2035 um insgesamt mindestens 1,75 GVAr absenken, wenn bei Sondervertragskunden kein fester cosφ-Wert vorgegeben wird, sondern eine einheitliche cosφ(P)-Kennlinie. Wenn die Spannungshaltung im Verteilungsnetz nicht ausschließlich durch Blindleistungseinsatz aus EZA gewährleistet wird, ergeben sich seitens der Betriebe weitere Einsparpotenziale im stationären Q-Bedarf im Umfang von bis zu 6 GVAr. Der Grund liegt darin, dass vor allem in einspeisegeprägten Netzen der Q-Austausch durch den Q-Einsatz der EZA und Speicher dominiert wird und der Q-Bedarf der Industrie- und Gewerbebetriebe damit zunehmend in den Hintergrund tritt und weniger dimensionierungsrelevant wird. Daraus lässt sich ableiten, dass einem systemdienlicheren Verhalten von betrieblichen Lasten durch die Q(U)-Regelung der EZA und Speicher ein Stück weit entgegengewirkt wird. Mittlerweile existieren zahlreiche weitere Werkzeuge und Technologien, die als Alternative oder in Kombination als Maßnahmen zur Spannungshaltung von den Verteilungsnetzbetreibern eingesetzt werden und weniger blindleistungsintensiv sind als die

Q(U)-Regelung. **Berücksichtigt man zudem, dass die Kennlinie für den Kompensationsgrad deutlich geschickter gewählt und an die jeweiligen Verhältnisse in einer Netzgruppe angepasst werden kann, sind potenzielle Einsparungen im deutschlandweiten stationären Q-Bedarf seitens der Betriebe von einigen GVAr anzunehmen. Dieses Potenzial lässt sich nur langfristig, aber relativ einfach und sehr kostengünstig heben. Es wird empfohlen, hierzu Untersuchungen zur optimalen Auslegung und Zusammenspiel der Q(U)-Regelung von EZA und cosφ-Kennlinien für betriebliche Kompensationsgrade durchzuführen und diese künftig in den TAB zu hinterlegen.**

Bereits in der BMWi-Blindleistungsstudie von 2016 wird festgestellt, dass die Spannungshaltung im Verteilungsnetz maßgeblichen Einfluss auf den Q-Bedarf des gesamten Stromnetzes nimmt. **Im Vergleich zu der damals untersuchten cosφ(P)-Steuerung führt für das Jahr 2035 die Spannungshaltung durch Blindleistung in Form einer Q-Vorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion insgesamt über ganz Deutschland zu einer Verringerung des Q-Bedarfs. Im Vergleich zum konventionellen Netzausbau saldiert sich über ganz Deutschland bis zur Netzebene 4 jedoch ein Mehrbedarf 6,7 GVAr. Davon werden im Q-Austausch mit dem Übertragungsnetz aufgrund stochastischer Ausgleichseffekte nur 2,9 GVAr sichtbar.**

**Daraus wird auch ersichtlich, dass eine „zentrale" Kompensation im Übertragungsnetz deutlich sinnvoller ist, weil nicht alle HöS/HS-Knoten gleichzeitig ihr jeweiliges Maximum im Q-Austausch erreichen und Gegenkompensationseffekte genutzt werden können, da sich der Q-Bedarf aus der stochastischen Überlagerung der Stromtransite durch eine Netzgruppe und dem Q-Austausch mit dem Verteilungsnetz zusammensetzt.**

### QUASISTATIONÄRER Q-BEDARF

**Wie beim stationären Q-Bedarf ist auch beim quasistationären Q-Bedarf für das Jahr 2025 ein deutlich höherer Wert festzustellen als im Jahr 2035. Insgesamt liegt dieser je nach Szenario und Betrachtungsjahr zwischen rund 25 und 37 GVAr**, wobei die Nachbildung des Q-Verhaltens des Verteilungsnetzes deutlich weniger Einfluss darauf nimmt.

### QUASIDYNAMISCHER Q-BEDARF

Bei der Ermittlung des quasidynamischen Q-Bedarfs ist zu beachten, dass Störfälle auch zu Entlastungen von Betriebsmitteln führen und diese in einigen Netzgruppen sogar dimensionierungsrelevant sein können. Gegenüber dem deutschlandweiten Bedarf in Höhe von 28 GVAr, der sich bei Berücksichtigung nur von höher ausgelasteten Betriebsmitteln im Netznutzungsfall 1271 (der auch im NEP 2030 (2019) untersucht wurde) einstellt, steigt dieser auf über 39 GVAr, wenn auch schlagartige Betriebsmittelentlastungen ausgewertet werden. Die Abbildung des Q-Austauschs mit den Verteilungsnetzen spielt hier auch nur eine untergeordnete Rolle. **Allerdings zeigen die Untersuchungen, dass der NNF 1271 nicht den höchsten Wert für den quasidynamischen Q-Bedarf liefert. Werden alle Zeitpunkte betrachtet, in denen die verschiedenen Netzgruppen ihre jeweiligen Maximalwerte der stationären Q-Bedarfe erreichen, summiert**

**sich deutschlandweit die zur Ausregelung schwerster Störungen benötigte Kompensationsleistung sogar auf fast 50 GVAr**, wenn schlagartige Änderungen in der Betriebsmittelbelastung in beide Richtungen berücksichtigt werden. Das ist mehr als doppelt so viel, wie die ÜNB im NEP 2030 (2019) angeben.

## 6.3 EXISTIERENDE Q-POTENZIALE

Ein Fokus der Studie liegt auf der Abschätzung heutiger und künftiger Q-Potenziale. Diese werden sowohl auf Seiten der Erzeugungsanlagen und Speicher als auch auf Seiten der Bezugsanlagen beleuchtet.

### ERZEUGUNGSANLAGEN UND SPEICHER

**Die Analyse der Q-Potenziale aller Erzeugungsanlagen und Speicher zeigt mit der Annahme, dass die aktuell gültigen TAR fortgeschrieben und die darin beschriebenen Anforderungen an die bereitzustellende Q-Kapazität von den Netzbetreibern in ihren Netzanschlussbedingungen in voller Höhe übernommen werden, ein für das Jahr 2035 erwartbares Q-Potenzial von insgesamt gut 110 GVAr an spannungssenkender und über 120 GVAr an spannungshebender Blindleistung.**

Davon bieten Erzeugungsanlagen der Industrie und der Deutschen Bahn zusammen ein Q-Potenzial von rund 5 GVAr untererregt und 7 GVAr übererregt, welches noch genutzt werden könnte und sollte. Bei den weiteren EZA in den Netzebenen 3 und 4 bestehen Q-Potenziale von ca. 30 GVAr untererregt und 35 GVAr übererregt.

**Mit der heute schon erhältlichen STATCOM-Fähigkeit könnte die genannte Q-Kapazität auch als gesicherte Blindleistung bereitgestellt werden. Darüber hinaus wäre es möglich, das Potenzial nochmals zu erhöhen, indem der komplette P-Q-Halbkreis oder zumindest ein Teil davon genutzt wird.** Zwar würde das Potenzial im Nennpunkt der Anlagen damit nicht erweitert werden, diese ließe sich aber im Teillastbetrieb der Anlagen vergrößern. Da nie alle Anlagen gleichzeitig in ihrem Nennpunkt laufen, hätte man somit für jeden Zeitpunkt einen Zuwachs der verfügbaren Blindleistung.

### BEZUGSANLAGEN

**Die Deutsche Bahn könnte kurzfristig knapp 0,5 GVAr als schnell regelbares Q-Potenzial aus den Bahnumrichtern anbieten. Langfristig könnte sie ungefähr 1 GVAr zur Verfügung stellen. Die Deutsche Bahn wäre auch bereit, ihre Q-Potenziale anzubieten. Diese sollten daher vollumfänglich auch verwendet werden, zumal sie kurzfristig erschließbar und von hoher Regelqualität und -schnelligkeit sind.**

In den Unternehmen und Betrieben ist eine Kompensationsleistung in der Größenordnung von 60 GVAr installiert. Zum Zeitpunkt der Höchstlast kann von einer eingesetzten kapazitiven Kompensationsleistung von mindestens 20 GVAr ausgegangen werden. **Die gesicherte Leistung aus Bezugsanlagen kann mit konservativer Schätzung auf mindestens 1,3 GVAr untererregt und 6 GVAr übererregt hochgerechnet werden.** Auch

die Q-Potenziale der Industrie sollten umfänglich genutzt werden, zumal auch hier bei angemessenen Bedingungen Bereitschaft besteht, diese den Netzbetreibern anzubieten. **Es wird daher dringend empfohlen, Pilotprojekte mit Nutzung dieser Q-Potenziale umzusetzen, damit tiefergehende Erfahrungen gesammelt werden können und die Betriebe für dieses Thema sensibilisiert werden und ihre Potenziale künftig selber und in einfacher Weise in Erfahrung bringen und anbieten können.**

## 6.4 DECKUNG DER Q-BEDARFE

Gegenstand der vorliegenden Studie ist auch die Deckung der Q-Bedarfe durch vorhandene Q-Quellen sowie bislang ungenutzter Q-Potenziale. In diesem Zusammenhang wird auch der Frage nachgegangen, inwieweit Netzrestriktionen der Nutzbarkeit von Q-Quellen im Verteilungsnetz im Wege stehen.

### NETZRESTRIKTIONEN BEI DER NUTZUNG DER Q-POTENZIALE IM VERTEILUNGSNETZ

Der mögliche Deckungsbeitrag von Q-Quellen im Verteilungsnetz für den Ausgleich der Gesamtsystembilanz hängt wesentlich von Netzrestriktionen (Strom- und Spannungsgrenzen) und der Umsetzung des spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsmanagement ab. Am Beispiel der Netzgruppe 71 wird aufgezeigt, dass für das Betrachtungsjahr 2035 im Grunde genommen das vollständige Q-Potenzial der Windenergieanlagen mit Anschluss im HS-Netz genutzt werden könnte. Hinsichtlich der Spannungsbeeinflussung zeigt sich entsprechend des Vorzeichens des Q-Abrufs eine Verschiebung des Spannungsniveaus, jedoch keine relevante Erhöhung der Spreizung der Knotenspannungen. **Dies bedeutet von daher keine grundsätzliche oder signifikante Einschränkung der abrufbaren Q-Potenziale aus dem oberen Verteilungsnetz (Netzebene 3 und 4), sofern die Spannungsregelung der HöS/HS-Transformatoren in das Blindleistungsmanagement sinnvoll miteingebunden wird.**

### QUASIDYNAMISCHER Q-BEDARF

Im Betrachtungsjahr 2035 können die ÜNB den quasidynamischen Q-Bedarf in Höhe von knapp 50 GVAr fast zur Hälfte mit eigenen schnell regelbaren Kompensationsanlagen decken. Von den offenen Defiziten in Höhe von knapp 26 GVAr lassen sich mit den im BNetzA-Modell als spannungsgeregelt hinterlegten Kraftwerken weitere 3,3 GVAr beisteuern. **Damit verbleibt ein nicht deckbares quasidynamisches Q-Defizit von gut 22 GVAr.**

Einen weiteren theoretischen Deckungsbeitrag könnten alle weiteren Kraftwerke und EZA leisten, die heute nicht in die Spannungsregelung des HöS-Netzes miteinbezogen sind. Werden diese bis zur Netzebene 4 herangezogen, ließe sich unter Berücksichtigung ihrer arbeitspunktabhängigen, TAR-konformen Q-Potenziale das quasidynamische Q-Defizit auf knapp 18 GVAr verringern.

Mit wirkleistungsunabhängiger Blindleistungsbereitstellung der umrichtergekoppelten EE-Anlagen könnte – ohne Beachtung von Netzrestriktionen – sogar eine Senkung auf 7,4 GVAr erzielt werden.

Dieses könnte schließlich mit spannungsbedingtem Redispatch auf ein noch verbleibendes quasidynamisches Q-Defizit von 1,9 GVAr gedrückt werden.

Eine weitere Reduzierung wäre noch mit den Q-Potenzialen der Deutschen Bahn sowie der Industrie auf unter 1 GVAr möglich.

**Rein theoretisch wäre im Jahr 2035 mit allen vorhandenen und geplanten schnell regelbaren Q-Quellen nahezu eine vollständige Deckung der quasidynamischen Q-Bedarfe möglich. Würde der heutige Tand der Technik und Status Quo fortgeschrieben werden, müssten jedoch schnell regelbare Q-Quellen im Umfang von etwa 22 GVAr zugebaut werden. Mit Blick auf die ausgeprägten Bedarfsspitzen in wenigen Stunden eines Jahres sollte grundsätzlich überlegt werden, den spannungsbedingten Redispatch als Standardwerkzeug zur Senkung des Q-Bedarfs zu nutzen, soweit dies ökonomisch vorteilhaft ist. Ebenso sollten die Voraussetzungen geschaffen werden, damit die genannten Q-Potenziale in Zukunft im Rahmen des technisch Möglichen und wirtschaftlich Sinnvollen auch tatsächlich genutzt werden.**

### QUASISTATIONÄRER Q-BEDARF

**Mit geeigneter Einsatzstrategie von konventionellen Kompensationsanlagen und Q-Quellen im Verteilungsnetz könnte den Änderungen im stationären Q-Verhalten durch Fahrplansprünge zu einem signifikanten Teil nachgefahren werden. Wie in Abschnitt 6.1 beschrieben, könnte es sogar möglich sein, dass der quasistationäre Q-Bedarf keine zusätzlich zu installierende Kompensationsleistung erfordert.** Daher wird in dieser Studie im Gegensatz zum NEP 2030 (2019) der quasistationäre Q-Bedarf nicht weiter berücksichtigt. Es wird dafür auf die Handlungsempfehlungen in Abschnitt 6.1 verwiesen.

### STATIONÄRER Q-BEDARF

Mit den Kompensationsdrosseln und -kondensatoren, die auf Seiten der Netzbetreiber gemäß NEP 2030 (2019) im Stützjahr 2035 existieren, können der stationäre Q-Bedarf im überregten Verhalten von 46,5 GVAr bis auf 20,1 GVAr und beim untererregten Q-Verhalten des Stromnetzes von 50,5 GVAr bis auf 42,1 GVAr gedeckt werden.

Auch die schnell regelbaren Q-Quellen können zur Ausregelung des stationären Q-Bedarfs verwendet werden. Unter Berücksichtigung der freizuhaltenden Regelreserven für Störfälle lässt sich mit Einsatz aller netzbetreibereigenen Q-Quellen das verbleibende Q-Defizit auf 9,4 GVAr an induktiver Kompensationsleistung bzw. 21,0 GVAr an kapazitiver Kompensationsleistung verringern.

Kraftwerke und EZA können einen weiteren Beitrag liefern. Unter Berücksichtigung ihres arbeitspunktabhängigen Q-Potenzials verbliebe ein Zubaubedarf neu zu errichtender Kompensationsanlagen in Höhe von 8,6 GVAr an Drosselspulen und gut 18 GVAr an Kondensatorbänken.

Bei wirkleistungsunabhängiger Q-Bereitstellung der EE-Anlagen wäre insgesamt mehr als eine Halbierung der stationären Q-Defizite möglich. In diesem Fall müssten nur knapp 3 GVAr an Drosselspulen bzw. 7,6 GVAr an Kondensatoren zugebaut werden.

Dieser Restbetrag ließe sich mit spannungsbedingtem Redispatch und den Q-Potenzialen der Betriebe theoretisch sogar vollständig eliminieren.

**Auch beim stationären Q-Bedarf wäre rein theoretisch im Betrachtungsjahr 2035 mit allen vorhandenen und geplanten Q-Quellen eine vollständige Deckung möglich. Mit dem heutigen Stand der Technik und unter Beibehaltung des Status Quo müssten jedoch Q-Quellen im Umfang von etwa 8,6 GVAr spannungssenkender Blindleistung und 18,1 GVAr an spannungshebender Blindleistung zugebaut werden. Auch hier gilt, dass mit Blick auf die ausgeprägten Bedarfsspitzen in wenigen Stunden eines Jahres grundsätzlich überlegt werden sollte, den spannungsbedingten Redispatch als Standardwerkzeug zur Senkung des Q-Bedarfs zu nutzen, soweit dies ökonomisch vorteilhaft ist. Ebenso sollten die Voraussetzungen geschaffen werden, damit die genannten Q-Potenziale in Zukunft im Rahmen des technisch Möglichen und wirtschaftlich Sinnvollen auch tatsächlich genutzt werden.**

## 6.5 WIRTSCHAFTLICHE UND TECHNISCHE ASPEKTE

Neben der Untersuchung der Q-Potenziale, der Q-Bedarfe und deren Deckung beleuchtet die vorliegende Studie die damit verbundenen Kosten, mögliche Einsparpotenziale und die Voraussetzungen dafür. In diesem Zusammenhang muss sich auch mit der Weiterentwicklung der TAR und der grundsätzlichen Frage, wie künftig Blindleistung beschafft werden soll, auseinandergesetzt werden.

### KOSTEN FÜR DIE BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG

**Mit Fortschreibung der heutigen TAR-Vorgaben zur Q-Bereitstellung würde sich im Jahr 2050 eine gesamte Q-Kapazität auf Seiten der Netzbetreiber sowie Erzeugungsanlagen- und Speicherbetreiber von rund 200 GVAr ergeben**. Hinzu käme der im Rahmen der vorliegenden Studie bzw. des NEP 2030 (2019) ermittelte Zubaubedarf an Kompensationsleistung zur Deckung der quasidynamischen, quasistationären und stationären Q-Bedarfe (siehe Abschnitt 6.4). **Alleine mit den eigenen niedrigeren Werten summiert sich die im Jahr 2050 dann bereitgehaltene Q-Kapazität auf rund 250 GVAr.**

Alleine auf Seiten der Netzbetreiber und Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speichern steigen die mit der Blindleistungsbereitstellung verbundenen Kapital- und Betriebskosten im Jahr 2035 auf rund 1,1 Mrd. EUR pro Jahr, wenn der Zubau von Kompensationsanlagen (von rund 50 GVAr) auf Basis des heutigen Stands der Technik

und unter Beibehaltung des Status Quo bei Nutzung existierender Q-Potenziale und Fortschreibung der TAR-Vorgaben ermittelt wird.

Mit den Angaben (74,3 GVAr) aus dem NEP 2030 (2019) ermitteln sich um 120 Mio. EUR höhere Jahreswerte. **Im NEP 2030 (2019) wird darauf hingewiesen, dass zur Beherrschung transienter Vorgänge (Kurzschlussleistung bzw. Polradwinkelstabilität) ein deutlich höherer Anteil an schnell regelbaren Q-Quellen erforderlich sei, als die quasidynamischen Q-Bedarfe aufzeigen.** Würde der Bedarf an 248 Kompensationsanlagen komplett als STATCOM oder rotierende Phasenschieber ausgeführt werden, erhöhen sich die Belastungen nochmals um jährlich 450 Mio. EUR.

Hinzu kommen noch die Kosten für die Q-Kapazitäten der Ladeinfrastruktur sowie für die betrieblichen Kompensationsanlagen.

Je nach Auslegung und Anzahl der Ladesäulen liegen diese jährlich im mittleren zweistelligen bis in den dreistelligen Millionen-Euro-Bereich. Bei progressivem Szenario und einem unterstellten Verschiebungsfaktor von 0,90 drohen sogar jährliche Kostenbelastungen von bis zu 400 Mio. EUR alleine für die Errichtung der Q-Kapazität in den Ladesäulen. Bei konservativer Schätzung bewegen sich die Kosten für die Ladeinfrastruktur und den betrieblichen Kompensationsanlagen in der Größenordnung von 300 Mio. EUR/a.

**Summa summarum könnten also langfristig die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung alleine im Bereich der Erzeugung und des Netzes auf 1,2 bis 1,7 Mrd. EUR pro Jahr und unter Einbezug der Ladeeinrichtungen und Verbrauchsanlagen auf jährlich 1,5 bis weit über 2 Mrd. EUR ansteigen.**

### Einsparpotenziale

**Kosteneinsparungen lassen sich durch Nutzung vorhandener bislang nicht genutzter Q-Quellen, eine intelligentere Steuerung von Q-Quellen sowie durch Verzicht auf flächendeckende Q-Vorgaben in den TAB erzielen.**

**Das theoretische Einsparpotenzial durch Nutzung existierender Q-Potenziale und intelligente Steuerung von Q-Quellen kann perspektivisch auf 350 bis 500 Mio. EUR pro Jahr abgeschätzt werden. Davon abzuziehen ist jedoch ein damit verbundener „Erschließungsaufwand", der allerdings deutlich darunter liegen dürfte.** Es sei auf die Empfehlungen in den Abschnitten 6.1, 6.3 und 6.4 verwiesen.

Weiteres Einsparpotenzial liegt im Verzicht auf flächendeckende Vorgaben der TAR hinsichtlich der zu errichtenden Q-Kapazität bei Netznutzern. Die Beibehaltung der Q-Bereitstellung ($\cos\varphi = 0{,}95$ statt 0,90) im Rahmen der TAR 4110 vom Jahr 2018 hat bereits langfristig Minderausgaben für die Errichtung von Blindleistungskapazitäten auf Seiten der Anlagenbetreiber alleine in der MS-Ebene in Höhe von rund 100 Mio. EUR pro Jahr bewirkt.

**Unter Berücksichtigung einer effizienten Nutzung von Q-Potenzialen in EZA im Verteilungsnetz für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz belaufen sich die zusätzlichen Einsparpotenziale bei Verzicht auf flächendeckende Q-Vorgaben der TAR schätzungsweise auf 100 bis 200 Mio. EUR jährlich.**

**Mittlerweile existieren zahlreiche weitere Werkzeuge zur Spannungshaltung. Daher sollte die Spannungshaltung durch Blindleistung den Netzbetreibern nicht mehr als privilegiertes Sonderwerkzeug kostenfrei zur Verfügung stehen, sondern dem ökonomischen Wettbewerb unter den Technologien zur Spannungshaltung ausgesetzt sein. Während dies in der Höchstspannungsebene bereits umgesetzt ist, müsste dieser Schritt noch konsequent in die unteren Spannungsebenen fortgesetzt werden.**

I. d. R. entstehen in Verbindung mit der Wirkleistung deutlich geringere Kosten für die Errichtung von Q-Kapazitäten (z. B. EZA, Speicher, Bezugsanlagen, HGÜ-Konverter) als in Anlagen zur ausschließlichen Q-Bereitstellung (z. B. rotierende Phasenschieber, STATCOM). Wenngleich sich mit dem Q-Abruf höhere elektrische Verluste und damit entsprechend höhere Betriebskosten ergeben, sollte nicht die Fehlinterpretation abgeleitet werden, z. B. auf die Q-Bereitstellung in EZA zu verzichten und lieber netzbetreibereigene Anlagen zu errichten. Die Kostensituation spricht eher für den umgekehrten Weg. Nur wenn keine entsprechend gesamtsystem-effiziente Nutzung der Q-Kapazitäten bei Netznutzern möglich ist, sollten Netzbetreiber in eigene Anlagen investieren.

### WEITERENTWICKLUNG DER TAR

**Der EU-Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger (NCRfG) gibt keine konkreten Mindestanforderungen an die durch Erzeugungsanlagen und Speicher zu errichtenden Q-Kapazitäten vor. Ganz im Gegenteil gibt er einen maximalen Rahmen vor, über den die TAR und TAB nicht hinausgehen dürfen. Außerdem verweist er ausdrücklich darauf, dass die Anforderungen gründlich zu prüfen sind und auf eine höchstmögliche Gesamteffizienz und geringste Gesamtkosten abzielen müssen.** Wie die Untersuchungen zeigen, unterscheiden sich die Regionen Deutschlands teils erheblich in den Spannungsverhältnissen und Q-Bedarfen. **Neben verschiedenen Profilen der Q-Bereitstellung (Q-Stellbereiche) sollte daher künftig auch explizit und unmissverständlich der Hinweis auf einen möglichen Verzicht auf die Errichtung der Q-Kapazität in den TAR mitaufgenommen werden.**

**Umgekehrt sollten, solange sie den maximalen Rahmen des NCRfG nicht verletzen, auch größere als die bislang festgelegten Stellbereiche der Q-Bereitstellung gefordert werden können, da die Q-Bereitstellung in Verbindung mit der Wirkleistung als schnell regelbare Einheit im Regelfall günstiger ist als eine Installation von rotierenden Phasenschiebern oder STATCOM-Anlagen.**

**Als eine weitere freiwillige Option der marktgestützten Q-Beschaffung sollten die TAR auch eine wirkleistungsunabhängige Q-Bereitstellung beschreiben. Dadurch ließen sich bei bestimmten Anlagen äußerst interessante und effizient nutzbare Q-Potenziale**

**schaffen. Neben einem rechteckförmigen P-Q-Stellbereich ist hier bei EE-Anlagen auch ein darüber hinaus gehender Anteil des theoretischen P-Q-Halbkreises zu überlegen.**

**Weiter wird empfohlen, die Reaktionszeiten der Anlagen in der Q-Erbringung auf das technisch Machbare zu verringern. So können die Q-Potenziale auch für ein übergeordnetes Q-Management bedeutsamer werden.**

**An dieser Stelle darf nicht der Hinweis fehlen, dass mit diesen Empfehlungen nicht gemeint ist, grundsätzlich die TAR-Anforderungen hinsichtlich der durch die Netznutzer zu errichtenden Q-Kapazitäten auszuweiten. Ganz im Gegenteil plädieren wir seit Jahren dafür, auf flächendeckend pauschale Q-Anforderungen in den TAR zu verzichten und stattdessen die Blindleistung nach marktwirtschaftlichen Maßstäben zu beschaffen und Q-Quellen nur punktuell, aber mit angepasster Regeldynamik und angemessenem Umfang an den richtigen Standorten zu haben. Dazu sollten die TAR die praxisrelevanten Optionen hinsichtlich der vorzuhaltenden Q-Kapazität sowie dem (wirkleistungsunabhängigen) Q-Abruf beschreiben, diese aber nicht mehr kostenlos eingefordert werden dürfen.**

### VORAUSSETZUNGEN ZUR NUTZUNG VON Q-POTENZIALEN DRITTER

Der mögliche Deckungsbeitrag von Q-Quellen im Verteilungsnetz für den Ausgleich der Gesamtsystembilanz hängt wesentlich von Netzrestriktionen (Strom- und Spannungsgrenzen) und der Umsetzung des spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsmanagements ab. **Die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie zeigen keine grundsätzliche oder signifikante Einschränkung des abrufbaren Q-Potenzials aus dem Verteilungsnetz. Bedingung ist jedoch, dass die Spannungsregelung der HöS/HS-Transformatoren in das Blindleistungsmanagement sinnvoll miteingebunden wird und in erster Linie der Einhaltung von Spannungsgrenzen im HS-Netz dient.**

Ein effizientes spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement bedeutet eine Abkehr der heute üblichen Festlegung fester Grenzen für den Q-Austausch. Stattdessen müssten in Zukunft Vereinbarungen über einen netzzustandsabhängigen Q-Austausch getroffen werden. **Für gezielte Q-Abrufe zur Spannungshaltung im HöS-Netz aus Anlagen im unterlagerten Verteilungsnetz müssen entsprechende Koordinierungsprozesse (mit Blick auf Netzrestriktionen) und Regelung- bzw. Steuerungsverfahren entwickelt und implementiert werden**. Ebenso bedarf es Methoden zur Bestimmung der für die relevanten Netznutzungsfälle nutzbaren Blindleistung und deren Verankerung in der Netzplanung.

**Ein hocheffizientes spannungsebenübergreifendes Q-Management muss sich auch finanziell für die beteiligten Netzbetreiber lohnen**. Nur so werden sie motiviert, ihre vorhandenen Q-Potenziale bzw. die von Dritten in Erfahrung zu bringen, zu erschließen und anderen Netzbetreibern anzubieten.

**Auf der anderen Seite müssen Netznutzer bereit sein, ihre Q-Potenziale zu identifizieren und schließlich den Netzbetreibern anzubieten. Dazu sind wirtschaftliche Anreize nötig, die jedoch die Einsparungen auf Seiten der Netzbetreiber nicht übersteigen dürfen.**

### SONSTIGE ASPEKTE

Ein (über die Deckung des quasidynamischen Q-Bedarfs hinausgehender) Zubau von rotierenden Phasenschiebern oder STATCOM-Anlagen sollte nur dann erfolgen, wenn auch alle alternativen Maßnahmen zur Erbringung der angeführten SDL kritisch geprüft und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit in einer Gesamtbewertung vorliegen. Häufig wird hier in Zusammenhang mit der Kurzschlussleistung, der Polradwinkelstabilität und der Momentanreserve argumentiert. Hierzu existieren viele und unterschiedliche Lösungsmaßnahmen. **Es muss stets der Grundsatz gelten, dass die jeweils kostengünstigsten Anbieter bzw. Technologien zum Einsatz kommen.**

Mit Blick auf die Jahresdauerverteilung der stationären Q-Bedarfe ermittelt sich für die Blindenergie aus der Kompensationsleistung, die nur in 0,1 % der Zeit eines Jahres zum Einsatz kommt, ein spezifischer Preis in Höhe von knapp 280 EUR/MVArh. Dieser Wert wäre also für eine Blindleistungserbringung anzusetzen, die in diesen 0,1 % der Zeit eines Jahres gesichert angeboten werden und damit entsprechende Einsparungen beim Bau von Kompensationsanlagen bewirken kann. Das betrifft in Deutschland ein Volumen in Höhe von 12,2 GVAr. Für Q-Bedarfe, die in 50 % der Zeit eines Jahres vorhanden sind, errechnet sich dagegen ein Blindenergiepreis von nur 0,55 EUR/MVArh. **Dies zeigt, dass der Wert der Blindleistungserbringung enorm abhängig ist vom Bedarf des Netzes und damit vom Netznutzungsfall.**

# Anhang A

# Zur Transportierbarkeit von Blindleistung

Für die Nutzung von Blindleistungspotenzialen ist es relevant, wie weit Blindleistung technisch transportiert werden kann. Dieser Abschnitt beschreibt, wie weit Blindleistung innerhalb eines Netzes (horizontal) und wie weit sie über Netzebenen hinweg (vertikal) transportiert werden kann. Außerdem wird aufgezeigt, wie Netzrestriktionen den Transport einschränken. Am Ende dieses Abschnitts wird darauf hingewiesen, dass bei der Bewertung der Blindleistung – auch hinsichtlich der Transportierbarkeit – die Wirksamkeit dem Nutzen gegenübergestellt werden muss.

## A.1 Grundlagen zur Transportierbarkeit

Wie bei der Wirkleistung muss auch bei der Blindleistung – bei Betrachtung des Gesamtsystems – zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Bilanz vorherrschen. Während die Frequenz im gesamten Verbundnetz praktisch gleich ist, bestimmen die Spannungsabfälle über den Netzbetriebsmitteln die Spannungsverhältnisse im Netz. Daraus resultiert im Gegensatz zur Frequenz eine Belastungs- und Ortsabhängigkeit der Spannung. Prinzipiell stellen sich im Netz die geringsten Spannungsunterschiede dann ein, wenn die Wirkleistung sowie Blindleistung an jedem Knoten ausgeglichen sind. Ist dies an einem Knoten nicht gegeben, entsteht für diesen Knoten separat betrachtet ganz allgemein ein Q-Bedarf, welcher induktiv bzw. kapazitiv sein kann. Folglich muss die Blindleistung von einer anderen Stelle hertransportiert werden. Dabei erhöht sich der (Schein)Strom über die zuführende Leitung, was ihrerseits zu einem geänderten Q-Verhalten – und bei separater Betrachtung der Leitung zu einem geänderten Q-Bedarf der Leitung – führt. Infolgedessen kann sich der gemeinsame Q-Bedarf der Leitung und des Knotens erhöhen oder – bei gegensätzlichem Q-Verhalten dieser beiden – verringern. Letztlich resultiert aus der Überlagerung des Q-Verhaltens aller Knoten und Betriebsmittel ein Q-Saldo, welches über weitere Anlagen ausgeglichen werden muss.

Mit Blindleistung kann an einem Netzknoten die Spannung beeinflusst werden. Mit dem vereinfachten Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm in Abbildung A-1 können die grundsätzlichen mathematischen Zusammenhänge zwischen der Blindleistung bzw. Wirkleistung und den Spannungsverhältnissen über einer Leitung erkannt und abgeleitet werden.

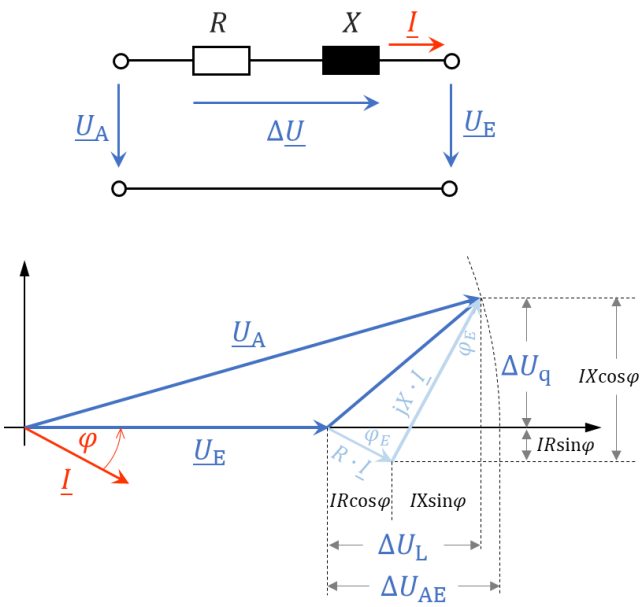


**Abbildung A-1.** *Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leistung und Zeigerdiagramm zur Veranschaulichung der Spannungsverhältnisse über einer Leitung*

Der Spannungsabfall $\Delta\underline{U}$ über einer Leitung lässt sich zerlegen in einen Längsspannungsfall $\Delta U_{\mathrm{L}}$:

$$\Delta U_L = I \cdot (R \cdot cos\varphi + X \cdot sin\varphi) = I_{wirk} \cdot R + I_{blind} \cdot X$$

und einen Querspannungsfall $\Delta U_{\mathrm{q}}$:

$$\Delta U_q = I \cdot (X \cdot cos\varphi - R \cdot sin\varphi) = I_{wirk} \cdot X - I_{blind} \cdot R.$$

## A.2 Horizontaler Blindleistungstransport

Den auslegungsrelevanten Spannungsunterschied $\Delta U_{\mathrm{AE}}$ bestimmt vor allem der Längsspannungsfall. Daraus wird ersichtlich, dass im Wesentlichen sowohl der Wirkleistungstransport über die Resistanz der Leitung auf die Spannungsverhältnisse wirkt als auch der Blindstrom bzw. die Blindleistung, über die in Verbindung mit der Leitungsreaktanz die Spannung angehoben bzw. abgesenkt werden kann.

Aus diesem Zusammenhang wird deutlich, dass über Blindleistung die Spannung negativ sowie positiv beeinflusst werden kann. Demnach können Netznutzungsfälle auftreten, in denen das Blindleistungsverhalten bzw. der Blindleistungsbedarf von Netzkunden spannungsstützend, aber auch spannungsschädlich wirken kann. Daneben können

Anlagen mit entsprechend regelbarem Blindleistungsverhalten einen grundsätzlich spannungsstützenden Blindleistungstransport auslösen.

### Einschränkung infolge der Spannungsbeeinflussung des Blindleistungstransports

Aus obigen Gleichungen wird auch deutlich, dass die Spannungsbeeinflussung von den Werten für die jeweils wirksame Resistanz und Reaktanz abhängt[18]. Entsprechend dem R/X-Verhältnis der wirksamen Netzimpedanz sowie den kapazitiven Ladeleistungen der Leitungen führen der Wirk- und Blindleistungstransport bei gleicher Spannungsveränderung zu unterschiedlichen überbrückbaren räumlichen Wegstrecken.

Auf Niederspannungskabeln erfährt in dieser Hinsicht der Blindleistungstransport eine geringere Einschränkung als der Wirkleistungstransport. Bei einer Länge von 400 m führt ein Abruf von 50 kVAr zu einer Spannungsänderung von unter 1 % entlang eines typischen Niederspannungskabels. Im Vergleich dazu verursacht der Transport von 50 kW einen Spannungsfall von knapp 2,5 %. Auf Freileitungen ergeben sich im Vergleich zu den Kabeln geringere Transportentfernungen für die Blindleistung aufgrund des kleineren R/X-Verhältnisses. Auf Hoch- und Höchstspannungsleitungen ist die überwindbare Strecke für den Blindleistungstransport erheblich stärker eingeschränkt als für den Wirkleistungstransport. Gleichfalls bedeutet dies, dass eine Wirkleistungseinspeisung in einem Niederspannungsnetz einen erheblichen Einfluss auf den Spannungsabfall haben kann, während der Einfluss auf den Spannungsabfall einer Wirkleistungseinspeisung im Hoch- und Höchstspannungsnetz im Verhältnis geringer ist.

Die überbrückbaren horizontalen und vertikalen Distanzen hängen in erster Linie davon ab, welche Spannungsänderungen möglich oder tolerierbar sind und damit auch vom Netzzustand und der Netzbelastung. Einflussnehmend auf die Spannungsverhältnisse ist nämlich auch, ob der Blindleistungstransport einem Wirkleistungsfluss überlagert ist.

Daraus ergeben sich auch unterschiedliche Werte für induktive und kapazitive Blindleistung. Liegt die Spannung in der oberen Hälfte des zulässigen Spannungsbandes kann ein induktiver Blindleistungsbezug bzw. eine kapazitive Blindleistungslieferung weiter transportiert werden als ein kapazitiver Blindleistungsbezug bzw. induktive Blindleistungslieferung. Umgekehrt verhält es sich bei niedrigem Spannungsniveau im Netz. Nur wenn die Spannung an einem Ort an der unteren (oberen) Spannungsbandgrenze liegt, kann keine zusätzliche Blindleistung untererregter (übererregter) Natur transportiert werden.

Im Folgenden soll die Transportierbarkeit anhand konkreter Zahlenbeispiele veranschaulicht werden.

Legt man einen konstanten Wirkleistungstransport von 50 % der Bemessungsleistung der Leitung zugrunde, ergeben sich abhängig von der Transportentfernung und dem

[18] Die folgenden Angaben wurden jeweils mit im Rahmen von Lastflussberechnungen mit der Methode der verteilten Parameter ermittelt.

Ausgangsniveau eines möglichen, bereits überlagerten Blindleistungsflusses die Spannungsanhebungen bzw. -absenkungen für eine 20-kV-Leitung nach Abbildung A-2. Bei Ausführung als Kabel würde eine Veränderung des Blindleistungstransports um 1,7 MVAr, was einem Anteil von ca. 25 % des zugrundeliegenden Wirkleistungsflusses entspricht, bei einer Distanz von 10 km zu einer Spannungsänderung von rund 0,8-%-Punkten führen. Bei einer Wegstrecke von 40 km würde die Spannungsänderung ca. 3,5-%-Punkte betragen, wenn die Leitung vorher mit reiner Wirkleistungsübertragung belastet war (cosφ = 1,0). Erfolgt die Änderung in der Blindleistung ausgehend von einem Belastungszustand mit cosφ = 0,9, dann resultiert mit ungefähr 4,5 % ein deutlich höherer Einfluss auf die Spannung. Bei kürzeren Strecken ist der Unterschied durch den Einfluss des vorherigen Blindstromanteils deutlich geringer. Im Vergleich dazu erhöhen sich die Werte für die blindleistungsbeeinflusste Spannungsänderung bei einer Freileitung signifikant bzw. reduziert sich die übertragbare Blindleistung bei einer tolerierbaren Spannungsänderung entsprechend.

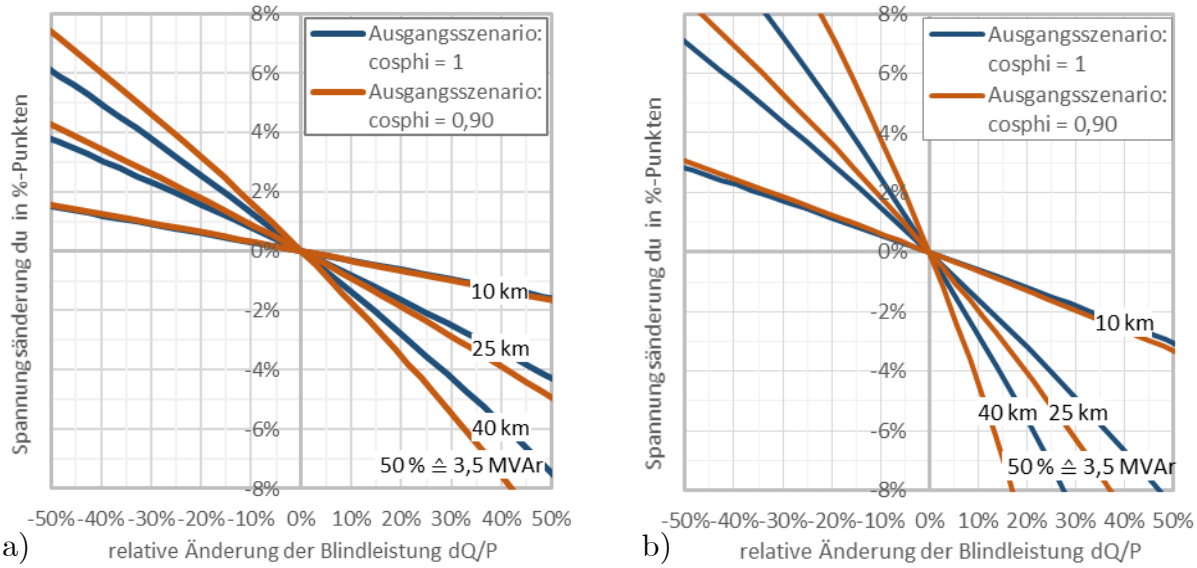


**Abbildung A-2 a. u. b.** *Einfluss eines Blindleistungsabrufs auf einer MS-Leitung bei gleichzeitigem Wirkleistungstransport in Höhe von 50 % der Bemessungsleistung der jeweiligen Leitung und eines möglichen bereits vorhandenen Blindleistungsflusses in Abhängigkeit der Transportstrecke auf die Spannungsverhältnisse am Netzknoten des Blindleistungsabrufes bei einer Ausführung als Kabel* (**a**) *und als Freileitung* (**b**)

Für einen verdichteten und schnelleren Vergleich sind für ein typisches Niederspannungskabel die zusätzlich transportierbaren induktiven und kapazitiven Blindleistungsabrufe in Abbildung A-3 dargestellt, die pro Prozentpunkt an tolerierbarer Spannungsänderung möglich wären. Die Blindleistungsabrufe sind dabei auf einen zugrundeliegenden Wirkleistungstransport in Höhe von 50 % der Bemessungsleistung des Kabels normiert. Unter induktiver Blindleistungsabgabe ist das Verhalten eines Kondensators

am Leitungsende zu verstehen. In einem verkabelten Niederspannungsnetz kann demnach selbst von 600 m Entfernung zur Ortsnetzstation eine zusätzliche Blindleistung von 30 % der transportierten Wirkleistung übertragen werden. Bei höherer tolerierbarer Spannungsbeeinflussung könnte ein entsprechend höherer Anteil transportiert werden und umgekehrt.

Die kapazitive Blindleistungsabgabe – gleichbedeutend mit der induktiven Blindleistungsaufnahme (Drossel) – erfährt eine geringfügig stärkere Einschränkung als eine zusätzliche induktive Blindleistungsabgabe (Kondensator). Für die anderen Spannungsebenen werden deshalb im Folgenden nur die Grenzen für die kapazitive Blindleistungsabgabe aufgezeigt.

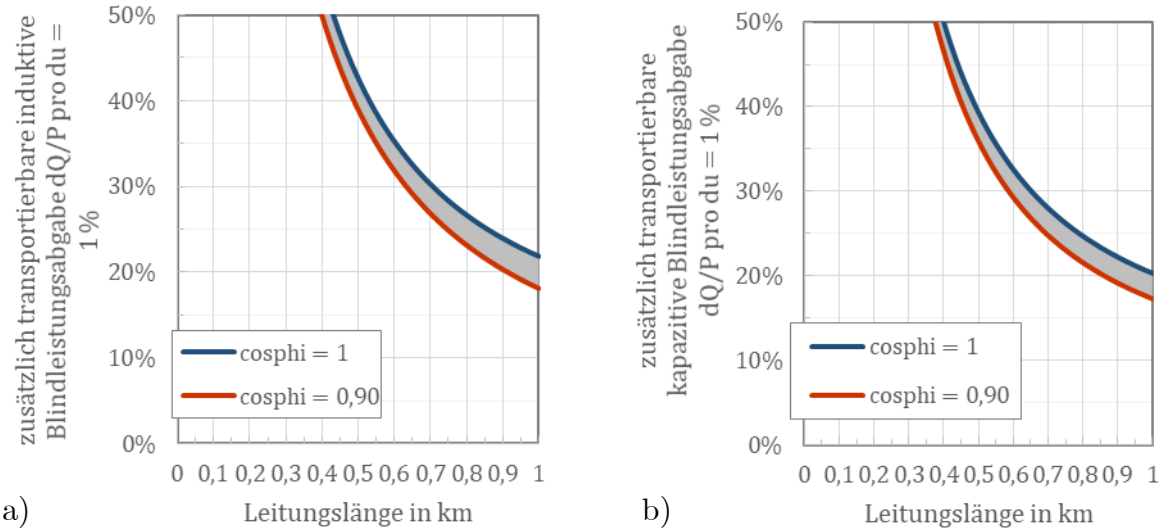


**Abbildung A-3 a. u. b.** *Blindleistungsabruf auf einem Niederspannungskabel pro Prozentpunkt Spannungsänderung in Abhängigkeit von der Transportstrecke und dem ausgehenden Verschiebungsfaktor bei einer Wirkleistungsbelastung von 50 % der Bemessungsleistung der Leitung in Form einer induktiven Blindleistungsabgabe* (a) *und kapazitiven Blindleistungsabgabe* (b)

In Abbildung A-4 sind die möglichen Blindleistungsabrufe im Mittelspannungsnetz dargestellt. Aufgrund des geringeren Reaktanzbelags ist der Blindleistungstransport auf einem MS-Kabel weniger stark eingeschränkt als auf einer Ausführung als Freileitung. Bei einer tolerierbaren Spannungsbeeinflussung in Höhe von einem Prozentpunkt könnte in 15 km elektrischer Entfernung eine Blindleistung in Höhe von 20 % bezogen auf den der Berechnung zugrundeliegenden Wirkleistungstransport übertragen werden. Bei einer Freileitung wären dagegen nur mehr rund 10 % möglich. Bei einer geringeren oder höheren Belastung der Leitung ergeben sich nur leicht veränderte Absolutwerte für die transportierbare Blindleistung. Deshalb wird auch im Folgenden von einem Ausgangszustand mit einem Wirkleistungstransport von 50 % der Bemessungsleistung ausgegangen.

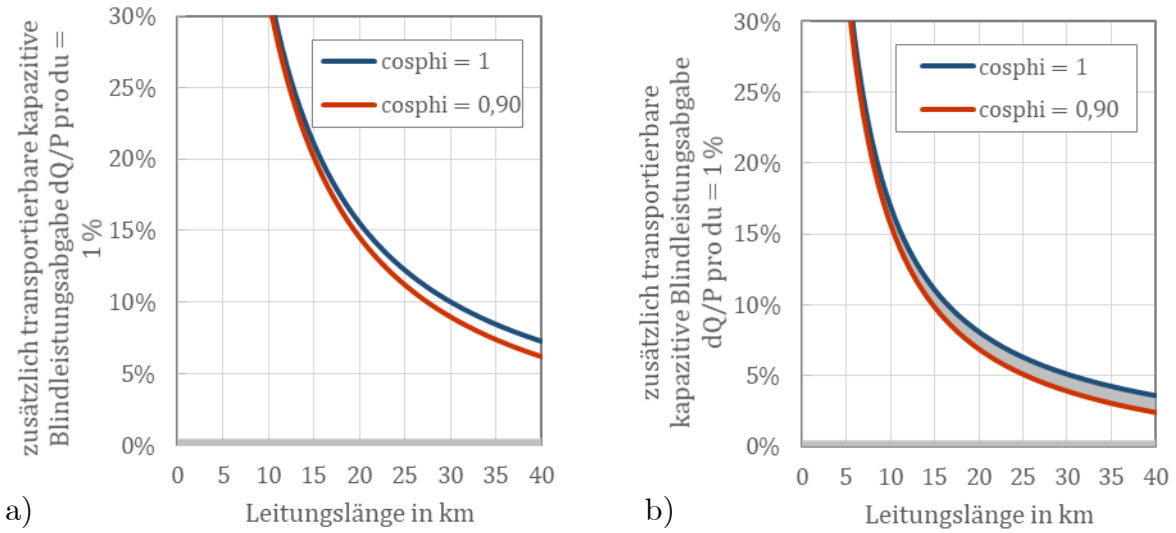


**Abbildung A-4 a. u. b.** *Blindleistungsabruf in Form einer kapazitiven Blindleistungsabgabe pro Prozentpunkt Spannungsänderung in Abhängigkeit von der Transportstrecke und dem ausgehenden Verschiebungsfaktor bei einer Wirkleistungsbelastung von 50 % der Bemessungsleistung der Leitung auf einem typischen Mittelspannungskabel* (**a**) *und einer typischen Mittelspannungsfreileitung* (**b**)

In der Hochspannung kann eine Blindleistung in Höhe von ungefähr 10 % der halben Bemessungsscheinleistung bei einer zulässigen Spannungsänderung in Höhe von einem Prozentpunkt rund 45 km weit transportiert werden. Im HöS-Netz kommt man mit 55 bis 60 km nur geringfügig weiter (Abbildung A-5).

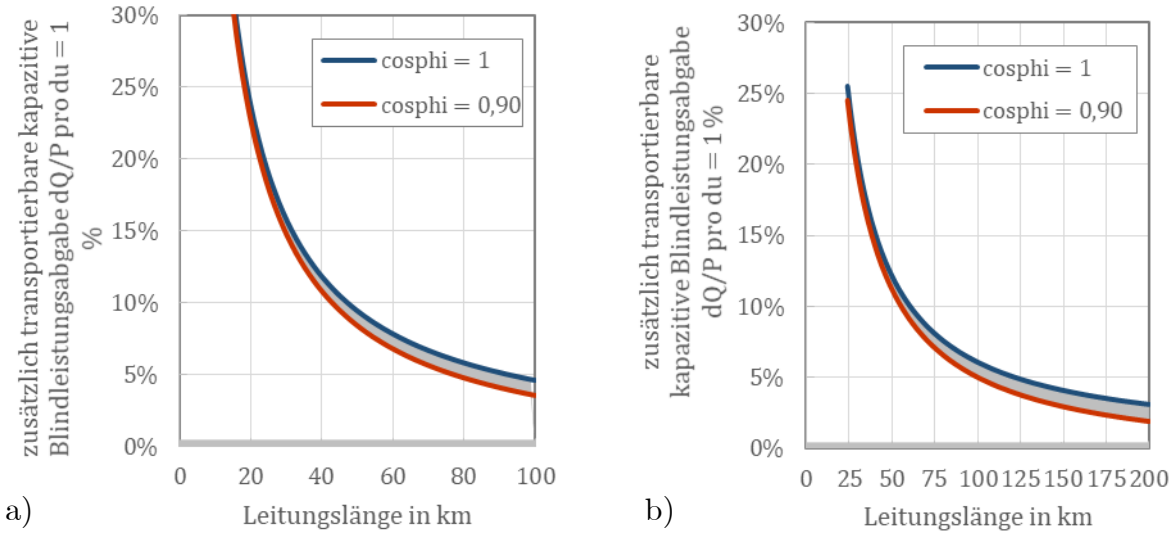


**Abbildung A-5 a. u. b.** *Blindleistungsabruf in Form einer kapazitiven Blindleistungsabgabe pro Prozentpunkt Spannungsänderung in Abhängigkeit von der Transportstrecke und dem ausgehenden Verschiebungsfaktor bei einer Wirkleistungsbelastung von 50 % der Bemessungsleistung der Leitung auf einer typischen Hochspannungsfreileitung* (**a**) *und einer typischen Höchstspannungsfreileitung* (**b**)

### Einschränkung infolge der Strombelastung

Neben der Spannung muss auch auf die Stromtragfähigkeit der Netzbetriebsmittel geachtet werden. Auch hierbei ist zu unterscheiden, welcher Belastungszustand (ohmsch-induktiv oder ohmsch-kapazitiv) der Betriebsmittel vorliegt und welches Vorzeichen die zusätzlich zu transportierende Blindleistung hat. Bei entgegengesetztem Vorzeichen führt der kompensierende Effekt zur Betriebsmittelentlastung. Bei gleichem Vorzeichen erhöht sich der Scheinstrom.

### Reales Anschauungsbeispiel

Die Strom- und Spannungsgrenzen werden im Normalbetrieb nicht ständig erreicht. Außerdem nehmen nicht alle Leitungen auslegungsrelevante Betriebszustände ein. Abbildung A-6 zeigt die Hüllkurve der maximalen Knotenspannungen in den einzelnen vier Strängen bzw. (zusammenhängenden) Maschen eines beispielhaften MS-Netzes, an dem EZA mit insgesamt 56 MW an installierter Bemessungswirkleistung angeschlossen sind und welches damit als hoch ausgelastet angesehen werden kann. Es ist gut zu erkennen, dass die maximalen sowie minimalen Spannungen nur an wenigen Zeitpunkten innerhalb eines Jahres auftreten. Ausgehend von der insgesamt maximalen beobachteten Spannung würden von den vier elektrisch unabhängigen Netzteilen zwei überhaupt keine Einschränkung hinsichtlich einer zusätzlichen Spannungsanhebung von weniger als 1 % der Nennspannung erfahren. Aber auch in den beiden spannungskritischen Strängen würde mit einer Einschränkung in der Spannungsanhebung von unter einem Prozentpunkt nur in 29,5 Stunden bzw. 21,5 Stunden zu rechnen sein. Dies entspricht einem Zeitanteil von 0,34 % bzw. 0,25 %.

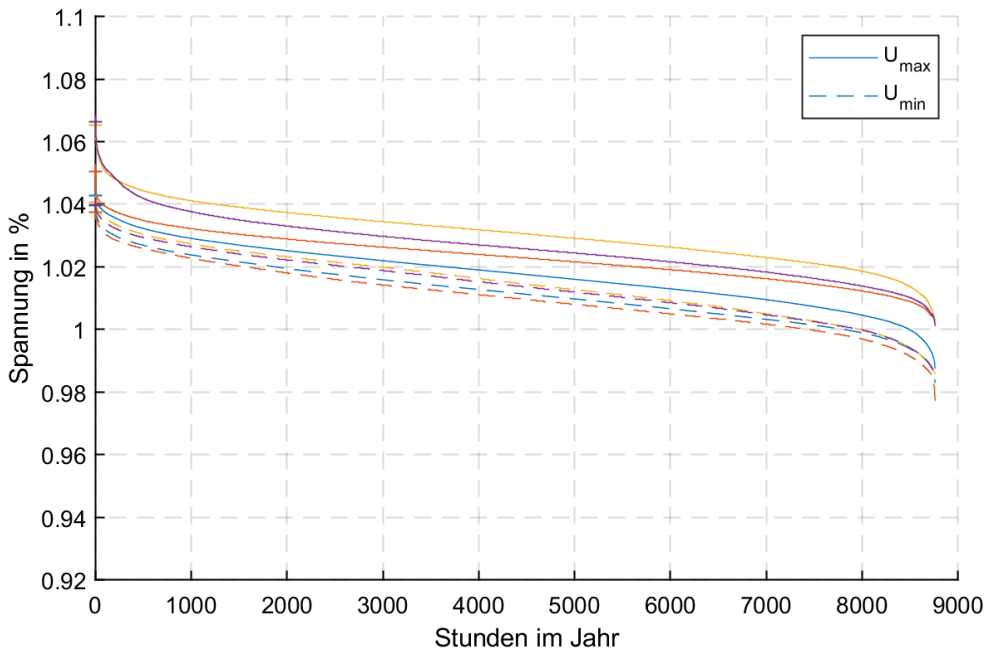


**Abbildung A-6.** *Dauerlinie der normierten maximalen Knotenspannungen in den einzelnen Strängen bzw. vermaschten Netzabschnitten eines MS-Netzes mit einer installierten EZA-Leistung von 56 MW*

Mit Etablierung der Einspeisespitzenkappung und weiteren innovativen Maßnahmen zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs kann erwartet werden, dass perspektivisch ein Großteil der Netze mehr und länger an ihren Auslastungsgrenzen betrieben werden. Dies gilt vor allem in den höheren Spannungsebenen, in denen schon heute Einspeisemanagement intensiv genutzt werden muss.

## A.3 Vertikaler Blindleistungstransport

Zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz wird seit jeher Blindleistung eingesetzt. Im Gegensatz dazu wurde in den unteren Spannungsebenen die dortige Spannung nur über die Regeltransformatoren eingestellt und auf eine Spannungs-Blindleistungsregelung weitgehend verzichtet. Selbst Kompensationsanlagen zur Beeinflussung des Blindleistungsaustauschs und damit als Beitrag zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz wurden im Verteilungsnetz nur selten installiert. Das Blindleistungssaldo konnte früher – und auch in den Anfangsjahren der Energiewende – über die Kraftwerke im Höchstspannungsnetz sowie dort angeschlossene Kompensationsanlagen gedeckt werden.

Die damit verbundenen Blindleistungsflüsse wurden aber begrenzt, indem Sondervertragskunden über die TAB oder bilateral verhandelten Anschlussverträgen zulässige Grenzen im Blindleistungsaustausch gesetzt werden. Diese werden meist über den Verschiebungsfaktor definiert und liegen i. d. R. im Bereich von 0,90 bis 0,95. Einige Netzbetreiber verbieten dabei den übererregten Bereich, andere jedoch nicht [1, Abschnitt 2.5.4]. Einen Teil der Blindleistung müssen also einige Kunden selbst kompensieren. Der Großteil der benötigten Blindleistung wurde aber von den Großkraftwerken über die HöS-Leitungen zu den Hös/HS-Verknüpfungspunkten und innerhalb des Verteilungsnetzes bis hin zu den Ausläufern der NS-Netze geliefert.

Abbildung A-7 zeigt schematisch den Blindleistungsfluss vom Großkraftwerk über das Verteilungsnetz hin zu den Kunden. Teilweise kommt es zu Gegenkompensationseffekte im Blindleistungsverhalten der Netzbetriebsmittel und Kunden. Dennoch verbleiben Saldi der Blindleistungsflüsse, die sich von den Niederspannungsnetzen bis hin zum Übertragungsnetz fortsetzen bzw. aufsummieren können. Demnach machen sich auch Änderungen im Blindleistungsverhalten der Kunden (sowie der Netzbetriebsmittel) in den untersten Netzebenen im gesamten System bemerkbar. Dies gilt übertragen auch für den Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung.

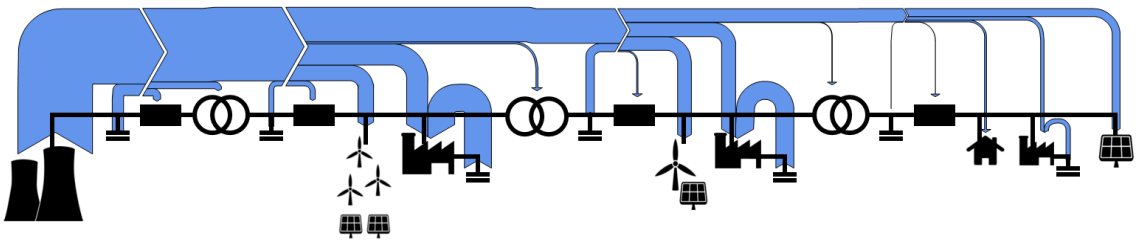

**Abbildung A-7.** *Schematische Darstellung der Blindleistungsflüsse im gesamten Stromnetz*

### Einschränkung infolge der Spannungsbeeinflussung des Blindleistungstransports sowie der Strombelastung

Der vertikale Blindleistungstransport kann ebenso wie der horizontale auf Strom- und Spannungsgrenzen stoßen. Bis zur Netzebene 4 sind jedoch Regeltransformatoren vorhanden, die mögliche Spannungsbeeinflussungen ausregeln können, z. B. um Blindleistung aus dem Verteilungsnetz für vorgelagerte Spannungsebenen bereitzustellen oder zusätzliche Spannungsabfälle über den Transformator zu kompensieren. Allerdings ist auf deren maximal möglichen Regelbereiche zu achten. Einschränkungen infolge der Stromtragfähigkeit sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Wie das P-Q-Diagramm am Beispiel eines realen ländlichen MS-Netzes in Abbildung A-8 zeigt, ist der Einfluss der Blindleistung auf die Betriebsmittelbelastung erkennbar, aber von untergeordneter Bedeutung. So würde der angedeutete Arbeitspunkt bei ungefähr 29 MW und 4,8 MVAr nur zu einer Entlastung von unter 0,5 MVA führen, wenn die Blindleistung auf null reduziert werden würde. Bei einer Erhöhung des in diesem Fall induktiven Blindleistungsbezuges würden sich etwas höhere Veränderungen in der Scheinleistung zeigen, was durch die sich nach oben hin krümmenden Äquischeinleistungslinien nachvollzogen werden kann. Hier ist jedoch zu bemerken, dass bei derart hohen Netzbelastungen systemweit eher ein Bedarf an kapazitivem Blindleistungsbezug bzw. Verringerung des induktiven Blindleistungsbezuges besteht und ein entsprechend angereizter Blindleistungstransport netzentlastend wirkt. Ausgeschlossen werden kann es jedoch nicht, weshalb grundsätzlich auf die Stromtragfähigkeitsgrenzen zu achten ist, vor allem wenn Blindleistung über einen größeren geographischen Zusammenhang gedeckt bzw. kompensiert werden sollte (vs. kann).

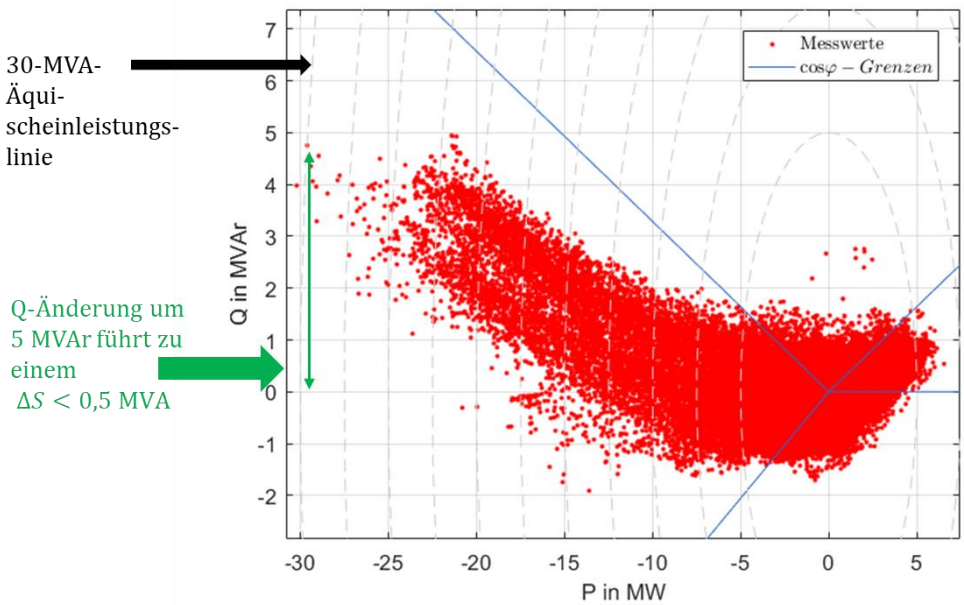


**Abbildung A-8.** *P-Q-Diagramm eines Mittelspannungsnetzes mit Darstellung der Äquischeinleistungslinien zur Verdeutlichung der Scheinleistungsbeeinflussung durch Blindleistungsänderung*

## WIRKSAMKEIT-NUTZEN-ANALYSE

Grundsätzlich stimmt die Aussage, dass Blindleistung einen starken Ortsbezug hat und nicht in großem Umfang über weite Strecken transportiert werden kann. Dabei muss man sich aber von der Vorstellung lösen, dass die Blindleistung zu einem bestimmten Punkt fließen muss bzw. genau an diesem erbracht werden muss. Die Beeinflussung der Spannung kann auch abseits des optimalen Wirkungspunktes (hinsichtlich der Spannungsbeeinflussung) erfolgen.

Am Beispiel eines einseitig gespeisten Netzstranges, in dessen Mitte eine EZA angeschlossen ist, kann dies veranschaulicht werden: Hinsichtlich der Spannungsbeeinflussung wäre das Strangende der optimale Platz für die Blindleistungserbringung im Sinne der effektivsten Stelle mit dem geringsten Blindleistungsbedarf. Die EZA muss für dieselbe spanungsabsenkende Wirkung rund die doppelte Blindleistung aufbringen (unter Voraussetzung[19], dass ihr Einspeisemoment halb so groß ist wie das am Strangende). Im Sinne minimaler Blindleistungserbringung ist die EZA also nur halb so effektiv. Dennoch kann u. U. mit ihrer Blindleistung die Spannungshaltung effizienter umgesetzt werden, wenn beispielsweise die spezifischen Kosten für die Blindleistungserbringung am Strangende mehr als das Doppelte betragen. Mit Blick auf die Bilanzierung reicht es sogar, wenn die Blindleistung innerhalb der Bilanzgrenzen abgerufen wird[20].

Insofern muss die Blindleistung nicht genau an einem Ort bereitgestellt werden. Stattdessen sollte eher von einem Einzugsgebiet gesprochen werden, innerhalb dessen die Wirksamkeit bzw. Effektivität der Blindleistung (hinsichtlich ihrer technischen Wirkung) von einem optimalen Netzknoten aus zwar abnimmt, aber durchaus die Effizienz bzw. der Nutzen (hinsichtlich einer Gesamtkostenbewertung) auch an anderen Stellen gegeben oder sogar höher ist. Netzbetreiber sollten bei der Blindleistungsbeschaffung und dem Blindleistungsmanagement daher eine Wirksamkeit-Nutzen-Analyse (bzw. Effektivität-Effizienz-Analyse) durchführen.

---

[19] Dies gilt z. B. für den Fall, dass der Netzstrang über seine gesamte Länge mit dem gleichen Leitungstyp ausgestattet ist und die Hebelwirkung über die Transformatorimpedanz unberücksichtigt bleibt (was beispielsweise bei Regeltransformatoren zu beachten ist). Dann resultiert für die Strangmitte die halbe Hebelwirkung gegenüber dem Strangende. Das Einspeisemoment (Blindleistung mal wirksame Netzreaktanz), mit dem die Spannungsanhebung verringert wird, wäre dann halb so groß.

[20] Hierbei sind jedoch die Sekundäreffekte im Blindleistungsverhalten seitens der Netzbetriebsmittel und spannungs(blindleistungs)regelnden Anlagen mit ein zu kalkulieren.

# Anhang B

# Auswirkungen des Q-Verhaltens bzw. der Q-Erbringung auf die vorgelagerten Netzebenen

Blindleistungsabrufe in unteren Spannungsebenen können einen erheblichen Einfluss auf das Übertragungsnetz bzw. Gesamtsystem haben. Zur Veranschaulichung der Auswirkungen des Q-Verhaltens bzw. der Q-Erbringung in unteren Spannungsebenen auf die vorgelagerten Netzebenen bzw. das Gesamtsystem dient das einfache Netzmodell mit den Transformatoren und Leitungsparametern sowie den Lastentnahmen nach Abbildung B-1.

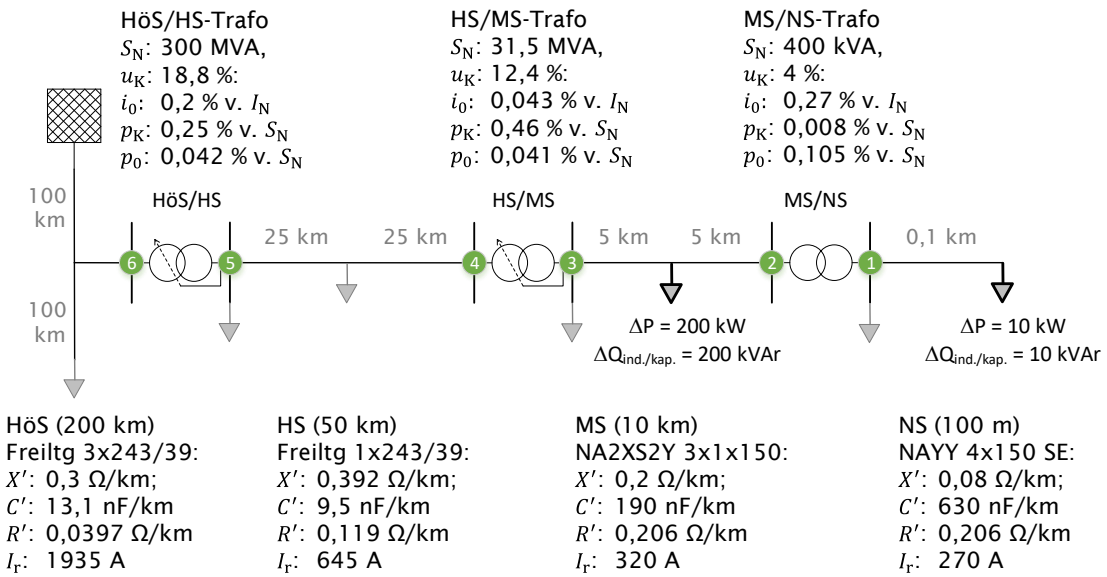


**Abbildung B-1.** *Netzmodell zur Ermittlung des Einflusses der Blindleistungsbereitstellung auf die Blindleistungsbilanz vorgelagerter Netzebenen mit Darstellung der Netzknoten mit verändertem Wirk- und Blindleistungsverhalten sowie Messstellen zur Beobachtung der Wirkung auf die Leistungsbilanz in den einzelnen Netzabschnitten*

Die Auswirkungen von Erzeugungsanlagen werden zunächst außer Acht gelassen und im Anschluss diskutiert. Untersucht wird sowohl die Wirkung einer Wirkleistungsveränderung als auch die eines zusätzlichen induktiven sowie kapazitiven Blindleistungsbezugs an den beiden hervorgehobenen Entnahmestellen auf die Leistungsbilanz an den sechs grün markierten Messpunkten. Die dem Bild entnehmbaren Leistungsänderungen werden für verschiedene Belastungszustände des Netzstranges durchgeführt, um deren Einfluss auf die Wirkung der Leistungsänderung zu erkennen. Es werden drei Belastungszustände hinsichtlich der Wirkleistung und zwei hinsichtlich der Blindleistung mit einander kombiniert, also insgesamt sechs Lastvarianten betrachtet. Diese sind in Tabelle B-1 zusammen mit der Variantenbezeichnung aufgelistet.

**Tabelle B-1.** *Varianten der Netzbelastungen für die Untersuchung der Wirkung eines veränderten Leistungsverhaltens im gesamten Stromnetz*

| *Varianten-bezeichnung* | *Wirkleistungsaufnahme bezogen auf Bemessungsleistung des Transformators bzw. der Leitung* | *Untererregtes Blindleistungsverhalten in Form von cosφ(P)* |
|---|---|---|
| P05c100 | 5 % | 1,00 |
| P05c090 | 5 % | 0,90 |
| P25c100 | 25 % | 1,00 |
| P25c090 | 25 % | 0,90 |
| P50c100 | 50 % | 1,00 |
| P50c090 | 50 % | 0,90 |

Das Ergebnis in Abbildung B-1 zeigt, dass für geringe Netzbelastungen eine Veränderung der Wirkleistungsbilanz im NS- oder MS-Netz zu nahezu den gleichen Werten in den vorgelagerten Netzen führt. Bei einer Netzbelastung von 25 % der Bemessungsleistungen stellen sich mit ca. 107 % der veränderten Wirkleistungsaufnahme im NS-Netz bzw. 105 % bei Änderung der MS-Last erkennbar höhere Wirkungen im HöS-Netz ein. Die Wirkung ist hier noch nahezu unabhängig vom Blindleistungsanteil der Lasten. Dieser macht sich erst bei einer noch höheren Netzauslastung bemerkbar. Im Beispiel einer 50%igen Auslastung ohne Blindstromanteil der Lasten resultiert im HöS-Netz eine Verstärkung der Wirkleistungsänderung in der NS-Ebene um 15 %. Bei einem Verschiebungsfaktor von 0,90 der Lasten führt eine Erhöhung um 10 kW in der NS-Ebene zu einer Zunahme der Wirkleistung im HöS-Netz um 12,2 kW, also einer Verstärkung um 22 %. Beim Abruf von induktiver und kapazitiver Blindleistung zeigen die Berechnungen fast eine Übereinstimmung, weshalb in Abbildung B-2 stellvertretend nur die Resultate für eine Zunahme der induktiven Blindleistungsbezüge dargestellt sind.

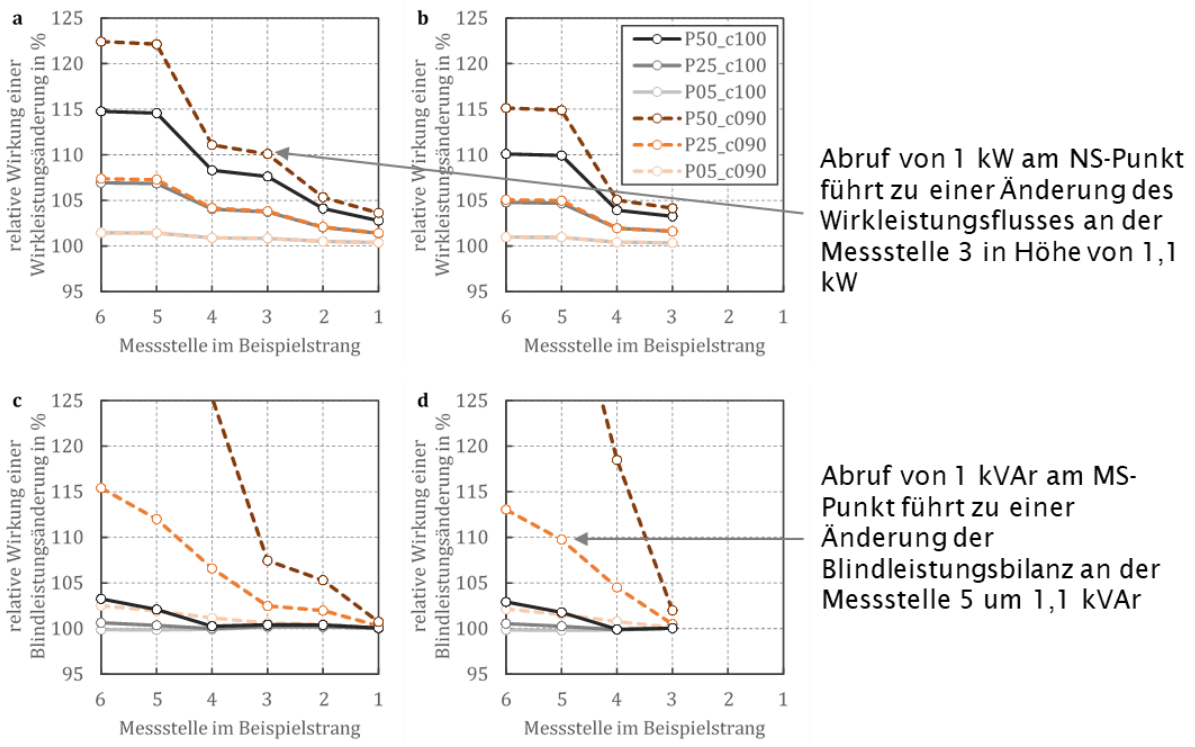


**Abbildung B-2.** *Wirksamkeit des Wirk- und Blindleistungsabrufes im Niederspannungsstrang (Bilder a und c) und Mittelspanungsstrangs (Bilder b und c) an den Messstellen des Beispiel-Netzmodells*

Beim Abruf von Blindleistung sind bei geringen Netzbelastungen kaum Verstärkungseffekte zu beobachten. Es können sogar leichte Abschwächungen auftreten. Selbst bei einer 50%igen Netzauslastung beträgt bei reinem Wirkleistungsverbrauch die Verstärkung der Blindleistungsänderung nur 3 % im HöS-Netz. Mit Blindstromanteil der Lasten nimmt der Verstärkungseffekt allerdings deutlich zu. Bei einem Verschiebungsfaktor von 0,90 der Verbraucher und einem Auslastungsgrad der Netzbetriebsmittel von 25 % führt ein höherer Blindleistungsbedarf im NS- bzw. MS-Netz in dem Beispielstrang zu einem Abbild des Blindleistungsbedarfs in Höhe von 115 % bzw. 113 % im HöS-Netz. Im hochausgelasteten Fall mit Blindstromanteil der Verbraucher bewirkt eine Änderung der Blindleistung im MS-Strang um 200 kVAr auf der Oberspannungsseite des HS/MS-Transformators bereits einen Blindleistungshub von 237 kVAr (entspricht einer Wirkung von 118 %). Im HöS-Netz würde sich die Blindleistungsbilanz sogar um 313 kVAr verschieben, was einer Wirkung von 156 % entspricht (in Abbildung B-1 nicht mehr dargestellt). Die Zu- oder Abnahme der Blindleistung im NS-Strang hätte im vorliegenden Beispiel mit dem Starklastfall im HöS-Netz sogar eine Effektivität von 167 %.

Bei noch höher ausgelastetem Netz ergäben sich nochmals deutlich höhere Werte für die Wirksamkeit des Blindleistungsverhaltens bzw. eines Blindleistungsabrufes in den unteren Spannungsebenen für den Blindleistungshaushalt des Verbundnetzes. Man könnte bei solchen Netzzuständen mit relativ wenig Q-Einsatz in der MS- oder NS-Ebene einen entsprechend hohen Einfluss auf die Q-Bilanz der vorgelagerten Netze

nehmen, sofern keine spannungsregelnden Anlagen vorhanden sind und dem entgegenwirken. Insofern kann die Blindleistung in den unteren Spannungsebenen eine höhere technische Effektivität besitzen als in den höheren Ebenen.

# LITERATUR

[1] INA (Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH), Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg: *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Aktenzeichen 03MAP315. Waldmünchen, 09.09.2016. Internet: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.html (Stand 20.02.2020).

[2] Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung: Endbericht und Begleitdokumente, Oktober 2019. Internet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/beschaffung-und-verguetung-von-blindleistung.html> (Stand 08.03.2021).

[3] Barbier, C., Carpentier, L., Saccomano, F.: Tentative Classification and terminologies relating to stability problems of power systems. *Electra* 56 (1978) 57–67.

[4] Deutsche Energieagentur GmbH (dena): *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*. Berlin, 11.02.2014.

[5] Deutsche Energieagentur GmbH (dena): *dena-Studie Systemsicherheit 2050*. Berlin, April 2020.

[6] Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung).

[7] Kundur, P.; Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., Vittal, V.: Definition and Classification of Power System Stability. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, 19; S. 1387–1401.

[8] Abele, H., Arnold, A.: Bedarf an Blindleistungskompensation im Übertragungsnetz. *ew*, 117. Jg. (2018), 11, 48-53.

[9] VDN (Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW): *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, Version 1.1, August 2007.

[10] VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.): *VDE-AR-N 4130:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAB Höchstspannung)*. VDE-Anwendungsregel. Berlin, November 2018.

[11] VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.): *VDE-AR-N 4120:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAB Hochspannung)*. VDE-Anwendungsregel. Berlin, November 2018.

[12] VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.): *VDE-AR-N 4110:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAB Mittelspannung)*. VDE-Anwendungsregel. Berlin, November 2018.

[13] Götz, R.: *Technische Analyse verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen*. Projektarbeit, OTH Regensburg, 2020.

[14] Niemann, B.: *AW: FACTS Consultation Request – SynCon*. Email, 10.08.2020.

[15] Siemens AG: Parallel compensation. Broschüre. Internet: https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:d3e2a900-0b9b-4a55-9ccc-08db73063415/version:1541584203/emts-b10018-00-7600.pdf (Stand 11.07.2020).

[16] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: *Kostenschätzungen (NEP 2030 (2019), 2. Entwurf) – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf*. 15.04.2019. Internet: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2019_2_Entwurf_Kostenschaetzungen.pdf (Stand 29.09.2020).

[17] Riepl, M.: *Blindleistungsregelung mit Transformatoren und Drosselspulen*. Email, 06.07.2020 sowie 13.07.2020.

[18] Siemens AG: Zuverlässigkeit von Drosselspulen. Internet: https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/hochspannung/transformatoren/drosselspulen.html (Stand 30.06.2020).

[19] Deutsche Energieagentur GmbH (dena): *dena-Studie Entwicklung einer Verfahrensweise zur quantitativen Bewertung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen*. Berlin, Dezember 2017.

[20] FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE): *Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen*. Technischer Hinweis. Berlin, November 2014.

[21] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: *Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf*. 15.04.2019.

[22] Brückl, O.: *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft*. Dissertation, TU München, 2006.

[23] r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, TEP Energy GmbH: *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Projekt Nr. 047/16. Köln, 23.01.2019. Internet: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/_definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18 (Stand 06.08.2020).

[24] FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE): *Analyse und Bewertung der Anforderungen an das Leistungsvermögen der Betriebsmittel im Falle von temporären Netzzuständen mit Spannungen oberhalb von $U_m$*. Studie. Oktober 2019.

[25] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: *Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes*. Juli 2020.

[26] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: *Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. 14.12.2018.

[27] Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

[28] Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes.

[29] Flatabø, N., Johannesen, A., Carlsen, T., Holten, L.: Evaluation of reactive power reserves in transmission systems. In: *IFAC Proceedings Volume*, Vol. 18, Issue 7, 411-418, Symposium on Planning and Operation of Electric energy Systems, Rio de Janeiro, Brasilien, Juli 1985.

[30] Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen: *Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023*. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn. Aachen, 29.06.2015.

[31] Mittelstaedt, M.: *Persönliche Mitteilung*, Amprion, Telefongespräch 13.10.2020.

[32] ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.: *Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und –Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands.* Frankfurt, November 2013. Internet: https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2013/september/Studie_zur_Optimierung_des_Netzbetriebs_durch_Blindleistungs-Kompensation/Beitrag-industrieller-Blindleistungs-Kompensationsanlagen.pdf (Stand 06.03.2021).

[33] Forschungsprojekt *SyNErgie – Neues Blindleistungsmanagement für Verteilnetze.* 03/2015 – 02/2018, Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“. Internet: https://forschung-stromnetze.info/projekte/neues-blindleistungsmanagement-fuer-verteilnetze/ (Stand 02.11.2020).

[34] Forschungsprojekt *Q-Integral – Aktives Blindleistungsmanagement mit dynamischen Blindleistungsquellen an der Schnittstelle Verteilungsnetz und Übertragungsnetz.* 04/2019 – 03/2022, 6. Energieforschungsprogramm.

[35] Kumpf, C.: *Blindleistungspotenziale der Dt. Bahn.* Email, 17.12.2020 sowie 05.03.2021.

[36] ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.: *Frage zur Kompensationsleistung.* Email, 09.03.2021.

[37] Rauch, J., Brückl, O.: *A reactive power control strategy based on linear programming for medium voltage distribution grids using the reactive power potential of industrial compensation systems.* Zur Veröffentlichung eingereicht, 2021.

[38] Doblinger, F.: *Optimierung der Blindleistungsbilanz in einem 20-kV-Netzgebiet der Rewag.* Masterarbeit (nicht veröffentlicht), OTH Regensburg, 11.03.2021.

[39] Forschungsprojekt *INZELL – Netzstützung und Systemdienstleistungserbringung durch eine Industriezelle mit Inselnetzfähigkeit und Erneuerbaren Energien.* 06/2020 – 05/2023, 7. Energieforschungsprogramm.

[40] Brückl, O.: Plädoyer für die wettbewerbliche Bereitstellung von Blindleistung. *ew*, 117. Jg. (2018), 1, 46-48.

[41] Europäische Kommission: *Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger.*

[42] Haslbeck, M.: *Planerische Bestimmung von Randbedingungen zur Steuerung von Blindleistungsquellen an Knoten von Mittelspannungsnetzen.* Dissertation, TU Clausthal, 2020.

[43] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). 2014.

[44] OTH Regensburg: Informationen rund um die Spannung im Verteilnetz. Internet: http://www.spannungshaltung.de (Stand 24.06.2021)

[45] Harms, H., Hille, C., Hörpel, B.: Intelligente Technologien können Kosten drastisch senken. *ew*, 113. Jg. (2014), 2, 72-78.

[46] FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE): *Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung*. Studie. Berlin, 15.12.2014.

[47] FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE): *Kurz gefasst – FNN-Studie: Statische Spannungshaltung*. Berlin, Oktober 2015. Internet: https://www.vde.com/resource/blob/775184/e32178f5639afae93a835042c1f59445/vde-fnn-studie-statische-spannungshaltung-kurz-gefasst-pdf-data.pdf (Stand 08.11.2017).

[48] Lindner, M., Witzmann, R., Marggraf, O., Laudahn, S., Engel, B., Patzack, S., Vennegeerts, H., Moser, A., Gödde, M., Potratz, F., Schnettler, A.: Ergebnisse der FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung. In: *Tagungsband zur 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*, 104-109. Berlin, 27.-28. Januar 2015.