



Eva-Maria Scherfranz, BSc

Blindleistungsanalyse in einem 110-kV Netz

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieurin

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum

Unterschrift

Inhalt

1	Kurzfassung	5
2	Abstract	6
3	Einleitung.....	7
4	Elektrotechnische Grundlagen - Blindleistung	8
4.1	Blindleistungserzeuger und –verbraucher	9
4.1.1	Drehstromgeneratoren	9
4.1.2	Transformatoren	10
4.1.3	Leitungen.....	11
4.1.4	Lasten	13
4.2	Spannungs-Blindleistungs-Regelung	14
4.2.1	Blindleistungsbeeinflussung.....	14
5	Statistische Grundlagen.....	20
5.1	Darstellungsmöglichkeiten	20
5.1.1	Streudiagramm.....	20
5.1.2	Dauerlinie und Ganglinie	20
5.2	Korrelationen.....	20
5.2.1	Korrelation nach Bravais-Pearson	20
6	Rechtliche bzw. regulatorische Vorgaben	22
6.1	Anschlussnehmer - DCC.....	23
6.1.1	Nationale Umsetzung des DCC.....	23
6.2	Erzeugungsanlagen.....	25
6.3	Systemdienste	26
7	Netzmodell und Berechnungsverfahren	27
7.1	Lastflussberechnung.....	27
7.2	Rahmenbedingungen für die Simulation.....	29
8	Detaillierte Blindleistungsanalyse im betrachteten Netz.....	30
8.1	Beschreibung des bestehenden Netzes	30
8.2	Entwicklung des Blindleistungshaushalts.....	34
8.2.1	Netzabstützung A	34
8.2.2	Netzabstützung B	37
8.3	Blindleistungsbilanz.....	39
8.3.1	Verhalten der 20-kV-Abgänge	39
8.3.2	Verhalten der Kraftwerke.....	41
8.3.3	Blindleistungsverluste der Leitungen	43
8.3.4	Blindleistungsbedarf.....	45
8.3.5	Leistungen an der Übergabestelle.....	45
8.3.6	Leistungen an der Netzkupplung.....	47

8.3.7	Blindleistungsflüsse	49
8.4	Grenzwertverletzungen in Netzabstützung A	53
8.4.1	Fall 1	54
8.4.2	Fall 2	60
8.4.3	Fall 3	66
8.4.4	Blindleistungsbeeinflussung	72
8.5	Grenzwertverletzungen Netzabstützung B	76
8.5.1	Fall 1	77
8.5.2	Fall 2	83
8.5.3	Fall 3	89
8.5.4	Blindleistungsbeeinflussung	95
9	Schlussfolgerungen und Ausblick	98
10	Vergleich mit anderen TSOs und DSOs	99
10.1	Schweiz	99
11	Verwendete Abkürzungen	100
12	Verweise	103
13	Anhang	104

1 Kurzfassung

Das Hauptaugenmerk dieser Masterarbeit liegt darin, das Blindleistungsverhalten innerhalb eines österreichischen Verteilnetzes näher zu untersuchen. Die Untersuchungen werden durch einen Entwurf in den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) begründet, der das Blindleistungsverhalten zwischen dem Übertragungsnetz und daran angeschlossenen Verteilnetzen bzw. Lasten und Einspeisern vorgeben soll. Dieser wiederum basiert auf dem Demand Connection Code, einem von der ENTSO-E herausgegebenen Network Code. In diesem Entwurf werden Blindleistungsgrenzen in Abhängigkeit von der Wirkleistung definiert, was zu einem trichterförmigen Bereich führt: Je weniger Wirkleistung an einer Netzabstützung mit dem Übertragungsnetz ausgetauscht wird, desto geringer sind die Grenzen für den Blindleistungsaustausch und auch umgekehrt. Für kleine Wirkleistungswerte wird hingegen ein fixes Blindleistungsband definiert.

Der erste Teil dieser Arbeit besteht darin, die Messwerte aus den vergangenen Jahren, mit einem Schwerpunkt für 2017, bezüglich der Wirk- und Blindleistung zu analysieren und zu überprüfen, ob es in der Vergangenheit zu einer Grenzwertüberschreitung hinsichtlich der Blindleistung im TOR-Entwurf gekommen wäre. Werden Überschreitungen der Blindleistungsgrenzwerte detektiert, gilt es herauszufinden, welche Netzzustände und Einflüsse auf das Netz dazu beigetragen haben. Um diesbezüglich eine Aussage treffen zu können, ist es erforderlich, die einzelnen Betriebsmittelgruppen des 110-kV-Netzes, die am Blindleistungshaushalt beteiligt sind, auszuwerten.

Weiters wird mithilfe des Korrelationskoeffizienten nach Pearson überprüft, wie stark der Einfluss dieser Gruppen auf das Blindleistungsverhalten an der Netzabstützung ist.

In diesem Zusammenhang wird darüberhinausgehend untersucht, ob es bereits bestehende Möglichkeiten gibt, kurzfristig auf das Blindleistungsverhalten Einfluss zu nehmen, wofür vor allem die Erzeugungskapazitäten näher betrachtet werden müssen.

Die Berechnung des Korrelationskoeffizienten zeigt, dass der Einfluss der Kraftwerke, die direkt in das 110-kV-Netz einspeisen, relativ zu den Austauschblindleistungen geringe Werte annehmen und somit ein verändertes Blindleistungsverhalten der Kraftwerke nur wenig Beitrag zu einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz beitragen kann. Die Blindleistungsflüsse innerhalb des Verteilnetzes nehmen jedoch wesentlich höhere Werte an und müssen vor allem bei der Blindleistungsgrenzwertüberschreitung betrachtet werden.

Der zweite Teil der Arbeit ergibt sich durch die Integration einer zusätzlichen Netzabstützung in das bereits bestehende Netz. Der Einfluss dieser Erweiterung wird im Zuge einer Lastflussrechnung mit dem Programm Neplan simuliert. Um den Einfluss der neu zu errichtenden Netzabstützung überprüfen zu können, werden für die Lastflussanalyse die Daten aus der vergangenen Messperiode für konkrete Grenzwertverletzungen herangezogen.

Durch das Verändern der Stufenschalter der Transformatoren ist es möglich, die Blindleistungen an den Netzabstützungen positiv zu beeinflussen und somit Grenzwertverletzungen vorzeitig abzuwenden. Aus heutiger Sicht ist möglich, die Blindleistung mit den Transformatorstufenschaltern in den bestehenden und der zusätzlichen Netzabstützung so zu regeln, dass keine Blindleistungskompensation notwendig ist.

Stichwörter: Blindleistung, Demand Connection Code, Netzabstützungen, Verteilnetz, Blindleistungsaustausch

2 Abstract

The aim of this work consists in analyzing the reactive power exchange behavior regarding an Austrian distribution grid. Based on the regulations in the Demand Connection Code, a network code published by the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), the Austrian regulator for electricity drew up a national draft for the reactive power exchange between the transmission and the distribution systems. In the draft the limits for the reactive power depend on the active power exchange, which leads to a funnel-shaped range for the allowed reactive power: With an increasing active power the limits for the reactive power increase too, while these limits decrease with a decreasing active power. If the active power is beneath a certain level, there is a constant limit for the reactive power, which is set at a certain value depending on the installed capacity.

The first part of this master thesis covers the analysis of the reactive power measurement datasets of a distribution grid from the past few years with a focus on the data from 2017. Therefor the measured values for the reactive and active power as well as the voltage were to check whether the reactive power limits of the Demand Connection Code draft would have been exceeded. In the event of a reactive power limit exceedance the circumstances and switching states in the distribution and, as far as possible, in the transmission grid were qualified. Additionally, the influence of the power plants directly connected to the 110 kV distribution grid was examined using the Pearson correlation coefficient.

The calculation of the correlation coefficient between the reactive power behavior of the power plants and the reactive power exchange between the DSO and TSO shows that the influence of the power plants connected to the 110 kV level is low, so that these assets aren't appropriate for the reactive power management. On the contrary the reactive power flows within the grid reach comparatively high values and should be considered, especially in the case of a reactive power limit exceedance.

The second part of this work considers the integration of a new grid connection into the already existing grid. For the estimation of the effects caused by this modification a power-flow analysis based on the measurement data from 2017 was performed.

For proving the influence of the newly built grid connection, datasets from the past measurement period with occurring limit exceedances were used for the power-flow analysis implemented with the program Neplan. Adapting the on load tap changer demonstrates a positive effect on the reactive power management within the grid, by which it can be shown that reactive power compensation devices aren't necessary to prevent from reactive power limit exceedances from a present-day perspective.

Keywords: Reactive power, Demand Connection Code, grid connection, distribution grid, reactive power exchange

3 Einleitung

Während bisher der Fokus zumeist auf der Betrachtung der Wirkleistungen und Wirkleistungsflüsse in elektrischen Energienetzen lag, ist das Ziel dieser Arbeit, das Blindleistungsverhalten auf der 110-kV-Ebene eines Verteilnetzes zu untersuchen.

In den meisten europäischen Ländern existiert ein Wirkleistungsmarkt, jedoch gibt es nur in wenigen Staaten auch eine finanzielle Vergütung für Blindleistung. Die Austauschblindleistung der Netzananschlussnehmer, sowohl der Einspeiser als auch der Verbraucher, muss sich laut Vorschriften in einem vorgegebenen Blindleistungsbereich bewegen können. Dafür wird häufig ein Leistungsfaktor innerhalb dieses Bereiches festgelegt, der danach vor allem bei kleineren Anlagen nicht mehr verändert wird. Da keine Vergütung für die Blindleistung besteht, fehlen die monetären Anreize für die Netzananschlussnehmer, sich aktiv am Blindleistungsgleichgewicht zu beteiligen. Um dennoch ausreichend Blindleistung in allen Punkten des Netzes zur Verfügung stellen und damit auch die Spannung beeinflussen zu können, ergeben sich Blindleistungsflüsse, die wiederum höhere Verluste auf den Leitungen hervorrufen und deswegen in zu großem Ausmaß zu vermeiden sind.

Ausschlaggebend für die Blindleistungsanalyse in dem betrachteten österreichischen Verteilnetz ist ein Entwurf in den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR), der das Blindleistungsverhalten zwischen den Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern an den einzelnen Netzabstützungen regelt. Die Grundlage für den Entwurf bildet der Demand Connection Code (DCC), einer der Network Codes, der von der ENTSO-E herausgegeben wurde. Dieser stellt eine Anschlussrichtlinie für alle Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber dar und wird erst in weiterer Folge, länderspezifisch präzisiert, in die nationalen Richtlinien übernommen. In diesem Fall werden die im Demand Connection Code definierten Blindleistungsgrenzen in Abhängigkeit von der Wirkleistung an der jeweiligen Netzabstützung festgelegt, wodurch sich ein trichterförmiger Entwurf ergibt: Wird wenig Wirkleistung eingespeist bzw. bezogen, sinken damit auch die Grenzen für die Blindleistungseinspeisung bzw. den –bezug. Damit ergibt sich eine Blindleistungsgrenze in Abhängigkeit von der Wirkleistung.

Der erste Teil dieser Arbeit besteht darin, die aufgetretenen Blindleistungen in der Vergangenheit zu analysieren und zu überprüfen, ob die zukünftigen Grenzen in den vergangenen Jahren eingehalten hätten werden können. Da sich das betrachtete Netzgebiet in der Vergangenheit durch Umbaumaßnahmen stetig verändert hat, werden für die Untersuchungen die aktuellsten verfügbaren Messwerte, die aus dem Jahr 2017 stammen, herangezogen. Werden Überschreitungen der Blindleistungsgrenzwerte detektiert, gilt es herauszufinden, welche Netzzustände und Einflüsse auf das Netz dazu beigetragen haben. Um diesbezüglich eine Aussage treffen zu können, ist es erforderlich, die einzelnen Komponenten, die am Blindleistungshaushalt beteiligt sind, auszuwerten.

In diesem Zusammenhang wird darüberhinausgehend untersucht, ob es bereits bestehende Möglichkeiten gibt, kurzfristig auf das Blindleistungsverhalten Einfluss zu nehmen, wofür vor allem die Erzeugungskapazitäten näher betrachtet werden müssen.

Ein zweiter Teil ergibt sich durch den Umstand, dass es in absehbarer Zeit zu einer Veränderung im Netzgebiet kommen wird. Das bestehende Netz teilt sich in einen östlichen, mit einer Netzabstützung, und einen westlichen Bereich, mit zwei Netzabstützungen, auf. Umbaumaßnahmen sehen die Integration einer weiteren Abstützung vor, wodurch es zu einer Veränderung der Wirk- und Blindleistungsflüsse im gesamten Netzgebiet kommen wird. Im Zuge dieser Arbeit gilt es, die neuen Netzverhältnisse zu simulieren und dadurch herauszufinden, wie sich die Veränderungen im Netz auf die Blindleistungen und damit einhergehend auch auf das Spannungsniveau auswirken werden.

Sollten trotz des Baues der neuen Netzabstützung die Blindleistungsgrenzwerte weiterhin verletzt werden, wird es notwendig sein, Möglichkeiten zur Blindleistungskompensation aufzuzeigen und diese sowohl aus technischer als auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive zu bewerten.

4 Elektrotechnische Grundlagen - Blindleistung

Um den magnetischen Fluss in Eisenkreisen aufbauen zu können, muss von elektrischen Komponenten ein Magnetisierungsstrom aufgenommen werden. [1] Die Blindleistung ist somit dieser Teil der Augenblicksleistung, die sinusförmig zwischen einer Wechselstromquelle und einer induktiven bzw. kapazitiven Impedanz pendelt. [2] Der Strom eilt der Netzspannung um 90° nach, wenn es sich um einen induktiven Verbraucher handelt bzw. um 90° voraus, wenn der Verbraucher ein kapazitives Verhalten aufweist.

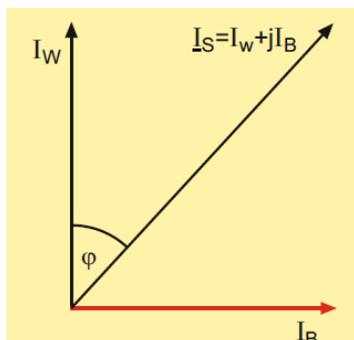


Abbildung 1: Zusammenhänge von Wirk-, Blind und Scheinstrom [1]

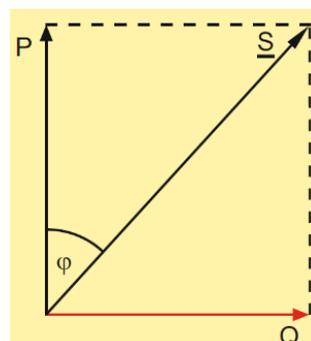


Abbildung 2: Leistungszeigerdiagramm [1]

Die Zusammenhänge der Ströme sind in einem Zeigerdiagramm in Abbildung 1 abzulesen. Es zeigt sich, dass der Scheinstrom \underline{I}_S die komplexe Summe aus dem Blindstrom I_B und Wirkstrom I_W ist. Für die Blindleistung ist wesentlich, dass sie keine Wärmewirkung verursacht. [3] Um Blindleistung im Wechselstromnetz näher beschreiben zu können, müssen zusätzlich die Begriffe Schein- und Wirkleistung definiert werden.

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (1)$$

$$S = U \cdot I \quad (2)$$

Die Scheinleistung S ist nach Formel (1) die quadratische Summe aus der Wirkleistung P und der Blindleistung Q bzw. berechnet sich über das Produkt in Formel (2) aus dem Effektivwert von Strom I und Spannung U [3]. Die komplexe Scheinleistung \underline{S} ergibt sich nach Formel (3) aus den Effektivwerten der komplexen Spannung \underline{U} und dem konjugiert komplexen Strom \underline{I}^* . Anhand von dieser Formel lassen sich auch die Wirk- und Blindleistung bestimmen. Die Wirkleistung ergibt sich laut Formel (4) aus dem Realteil, die Blindleistung entsprechend Formel (5) aus dem Imaginärteil der komplexen Scheinleistung \underline{S} [2]:

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* \quad (3)$$

$$P = \operatorname{Re} \{ \underline{S} \} \quad (4)$$

$$Q = \operatorname{Im} \{ \underline{S} \} \quad (5)$$

Das Leistungszeigerdiagramm aus Abbildung 2 zeigt die Zusammenhänge zwischen Wirk-, Blind- und Scheinleistung. Diese nehmen die gleiche Lage an wie die Ströme aus Abbildung 1 an. Mithilfe der Cosinus- und Sinusfunktion ist es nun möglich, die Wirk- und Blindleistung zu berechnen:

$$P = S \cdot \cos\varphi = U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (6)$$

$$Q = S \cdot \sin\varphi = U \cdot I \cdot \sin\varphi \quad (7)$$

4.1 Blindleistungserzeuger und –verbraucher

Um die Blindleistungsbilanz in einem Netz betrachten zu können, müssen vorab die einzelnen Blindleistungserzeuger und –verbraucher erhoben werden.

4.1.1 Drehstromgeneratoren

Beinahe 100 % der weltweit verbrauchten Energie wird durch Drehstromsynchrongeneratoren umgewandelt [1], weshalb in diesem Kapitel ausschließlich auf diese eingegangen wird.

Grundsätzlich kann bei Synchronmaschinen zwischen Schenkelpol- und Vollpolmaschinen unterschieden werden. Schenkelpolmaschinen haben im Gegensatz zu Vollpolmaschinen ausgeprägte Pole und werden für Anwendungen mit niedrigen synchronen Drehzahlen und damit hohen Polpaarzahlen eingesetzt. Aus diesem Grund werden sie hauptsächlich als langsam drehende Maschine mit jedoch großem Durchmesser des Polrades eingesetzt und eignen sich z.B. für Laufwasserkraftwerke. 90 % der elektrischen Energieerzeugung übernehmen jedoch Vollpolmaschinen [1].

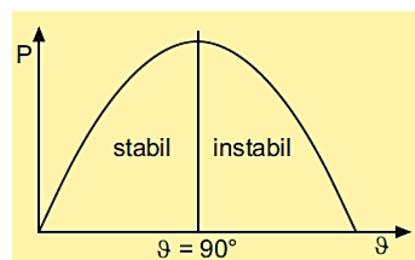


Abbildung 3: Abhängigkeit der Wirkleistung vom Polradwinkel [1]

Betrachtet man eine Synchronmaschine, so kann diese sowohl als Generator als auch Motor arbeiten. Im Generatorbetrieb wirkt auf die Welle ein Antriebsmoment, wodurch Energie in das Netz eingespeist, während im Motorbetrieb die Welle mechanisch belastet wird und gleichzeitig Energie aus dem Netz bezogen wird. Im generatorischen Betrieb eilt die Polradspannung der Netzspannung voraus, im motorischen hinterher. Dadurch ergibt sich einmal ein positiver Polradwinkel ϑ und einmal ein negativer [1].

$$P = \frac{U_K \cdot E_p}{X_d} \cdot \sin\vartheta + \frac{U_K^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \sin 2\vartheta \quad (8)$$

Die Wirkleistung aus Formel (8) setzt sich aus dem Produkt der Klemmenspannung U_K , der Polradspannung E_p , der synchronen Längsreaktanz X_d und dem Sinus des Polradwinkels ϑ zusammen. Ergänzt wird die Formel durch einen zweiten Teil, der die Wirkung der Längs- und Querreaktanzen in Schenkelpolmaschinen beschreibt. Für die Leistungsberechnung von Vollpolmaschinen kommt somit nur der erste Term zur Anwendung [1]. Selbiges gilt auch für die in Formel (9) dargestellte Blindleistung.

$$Q = \frac{U_K \cdot E_p}{X_d} \cdot \cos\vartheta - U_K^2 \cdot \left(\frac{\cos^2\vartheta}{X_d} + \frac{\sin^2\vartheta}{X_q} \right) \cdot \sin 2\vartheta \quad (9)$$

Durch die Leistungsgleichungen der Synchronmaschine bezüglich Wirk- und Blindleistung aus den Formeln (8) und (9) lassen sich die Stabilitätsgrenzen der Synchronmaschine beschreiben [1]. Überschreitet der Polradwinkel einen Wert von 90° , so wird das Antriebsmoment größer als das Bremsmoment, der Läufer beschleunigt und die Maschine fällt aus dem Tritt, d.h. sie wird instabil, wie es in Abbildung 3 dargestellt ist. Dadurch ergibt sich die notwendige Stabilitätsbedingung, dass $\vartheta < 90^\circ$ sein muss. [4] Erhöht man den Polradwinkel über diese Grenze hinaus, nimmt die Wirkleistung aufgrund des sinusförmigen Verlaufes, der durch Formel (8) ausgedrückt wird und in Abbildung 3 ersichtlich ist, wieder ab.

Wird die Erregung einer Synchronmaschine erhöht, vergrößert sich die Klemmenspannung der Ständerwicklung und die Maschine gibt mehr induktive Blindleistung in das Netz ab, womit sich die Maschine im übererregten Zustand wie ein Kondensator verhält, d.h. sie gibt Blindleistung ab. Äquivalent dazu verhält sich eine Maschine im untererregten Zustand wie eine Induktivität, die Blindleistung aufnimmt [1].

Für die in Abbildung 4 skizzierte Darstellung einer Turbine mit der Leistung P_t , gekuppelt mit einer Synchronmaschine SM mit veränderbarem Erregerstrom I_f , die über eine dreiphasige Leitung in ein starres Netz einspeist, ergibt sich bei einem Leerlaufstrom das in Abbildung 5 links dargestellte Zeigerdiagramm. Es ist zu erkennen, dass die Polradspannung E_p und die Klemmenspannung U dieselbe Größe aufweisen, wodurch keine Blindleistung abgegeben bzw. aufgenommen wird. Wird der Erregerstrom I_f erhöht, sodass er den Leerläufererregterstrom I_{f0} überschreitet, ergibt sich, dass die Polradspannung größer als die Klemmenspannung wird und induktive Blindleistung abgegeben wird - sie befindet sich somit im übererregten Zustand.

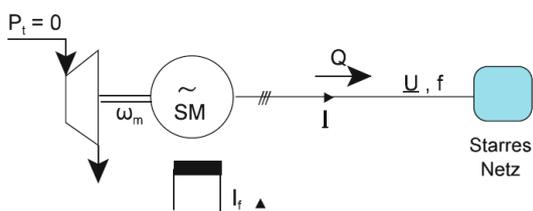


Abbildung 4: Kombination aus Turbine, Synchronmaschine mit variabler Erregung und Netz [4]

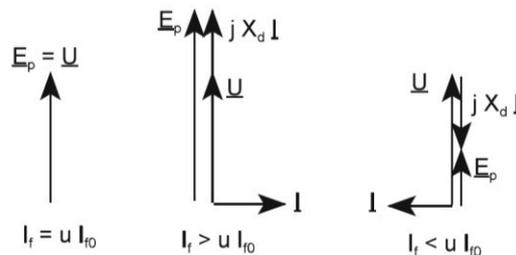


Abbildung 5: Zeigerdiagramme einer Synchronmaschine bei keiner Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme (links), bei Übererregung (Mitte) und Untererregung (rechts) [4]

Umgekehrt wird Blindleistung bezogen, sobald der Erregerstrom einen Wert kleiner als der Leerläufererregterstrom annimmt. Die Polradspannung ist in diesem Fall kleiner als die Klemmenspannung des Generators. Sollen Wirk- und Blindleistung gleichzeitig verändert werden, müssen die Turbine und die Erregung der Synchronmaschine gesteuert werden [4]. Der Betriebspunkt einer Synchronmaschine kann aber nicht beliebig gewählt werden, sondern muss sich in den für eine Maschine festgelegten Grenzen bewegen. Diese Grenzen betreffen die Stabilität, die Erwärmung des Rotors und des Stators [5].

4.1.2 Transformatoren

Betrachtet man einen Transformator bezüglich seines Blindleistungsverhaltens, so muss man zwischen einem als ideal angenommenen Transformator, bei dem die Leistung auf der Primär- der auf der Sekundärseite entspricht, und einem realen Transformator unterscheiden, bei dem die Wirk- und Blindleistungsverluste auftreten und dadurch das Produkt von Strom und Spannung auf der Primär- und Sekundärseite nicht mehr dasselbe ist. Beim realen Transformator sind die Verluste relativ gesehen klein und werden häufig vernachlässigt [5]. Beim idealen Transformator werden wie in Abbildung 6 ersichtlich weder der Haupt- noch der Streufluss berücksichtigt.

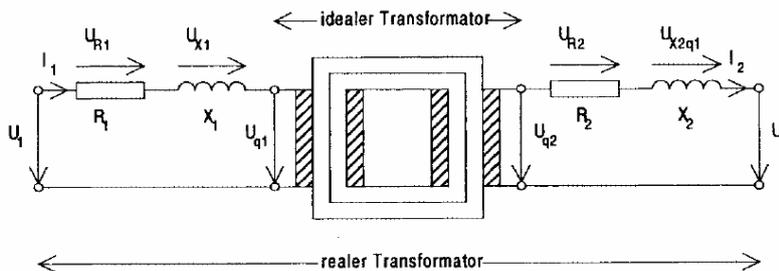


Abbildung 6: Vergleich zwischen idealem und realen Transformator [5]

Erweitert man den idealen Transformator um die ohmschen Widerstände R_1 und R_2 , die die Wicklungswiderstände repräsentieren, und zwei Induktivitäten L_1 und L_2 zur Darstellung der Wicklungsstreueinduktivitäten, erhält man ein Abbild des realen Transformators. Will man die Blindleistungsverluste eines Transformators berechnen, müssen die in den Streureaktanzen $X_1 = \omega \cdot L_1$ und $X_2 = \omega \cdot L_2$ umgesetzten Blindleistungen berechnet werden [5].

$$Q_{\sigma 1} = I_1^2 \cdot X_1 \quad (10)$$

$$Q_{\sigma 2} = I_2^2 \cdot X_2 \quad (11)$$

Zusätzlich ist auch die Magnetisierungsblindleistung Q_μ zu bestimmen, die für den Aufbau eines magnetischen Flusses notwendig ist [5]:

$$Q_\mu = U_q \cdot I_\mu \quad (12)$$

Daraus ergibt sich die gesamte in einem Transformator umgesetzte Blindleistung Q_T [5]:

$$Q_T = Q_{\sigma 1} + Q_{\sigma 2} + Q_\mu \quad (13)$$

Um die Berechnung der Blindleistungsverluste eines Transformators zu vereinfachen und diese lediglich mit Messwerten von Blind- und Wirkleistung durchführen zu können, wird folgende Formel herangezogen, wobei in diesem Fall die Magnetisierungsblindleistung Q_μ vernachlässigt wird.

$$Q_T = \frac{P^2 + Q^2}{S_N^2} \cdot S_N \cdot \frac{u_k}{100 \%} \quad (14)$$

Mit dem ersten Term wird das Verhältnis aus tatsächlich gemessener Wirkleistung P und Blindleistung Q zur Nennscheinleistung berechnet und stellt damit die bezogene Belastung zum Quadrat dar. In dieser Formel ist erkennbar, dass sich die Verluste quadratisch ändern, was auch durch die Formeln (10) und (11) zum Ausdruck kommt. Die Blindleistungsverluste ergeben sich schließlich, wenn dieser Term mit der Nennscheinleistung und der Kurzschlussspannung u_k multipliziert wird, die die Blindwiderstände X_1 und X_2 repräsentiert.

4.1.3 Leitungen

Das Blindleistungsverhalten von elektrischen Leitungen wird über das Verhältnis aus Übertragungsleistung zur natürlichen Leistung S_{nat} bestimmt. Die natürliche Leistung einer Leitung erhält man, wenn diese mit ihrer Wellenimpedanz Z_W belastet wird. In diesem Fall entspricht die induktive Blindleistung genau der kapazitiven, wodurch sich die Leitung bezüglich der Blindleistung neutral verhält [4]. Es muss daher für die Blindleistung folgende Bedingung gelten [6]:

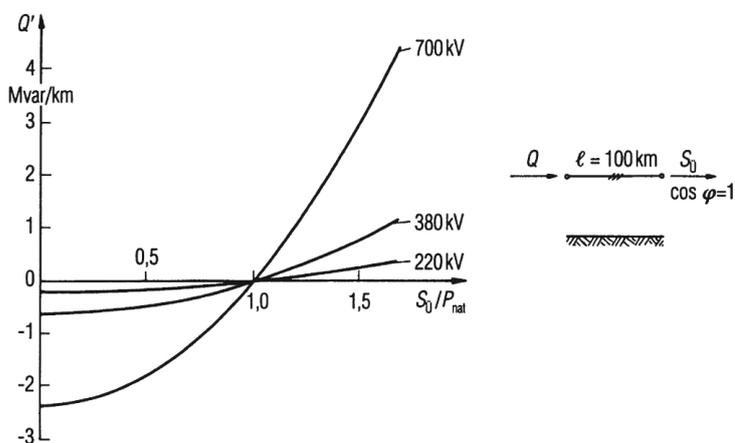


Abbildung 7: Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit der Übertragungsleistung S_0 auf einer 100 km langen Drehstromfreileitung

$$Q = \omega I^2 L - \omega U^2 C = 0 \quad (15)$$

Daraus ergibt sich für die übertragene Leistung in weiterer Folge:

$$P = U \cdot I = \frac{U^2}{Z_W} = S_{nat} \quad (16)$$

Anhand dieser Voraussetzungen lassen sich drei Belastungszustände beschreiben, die auch in Abbildung 7 erkennbar sind:

1) Natürliche Leistung

Bei natürlicher Leistung ist, wie oben beschrieben, die induktive gleich der kapazitiven Blindleistung. Dies würde bei einer idealen und verlustfreien Leitung bedeuten, dass es zu keinem Spannungsabfall entlang der Leitung kommt, d.h. die Spannung am Leitungsanfang U_1 entspricht der Spannung U_2 am Leitungsende. Die Leitung nimmt weder Blindleistung auf (induktives Verhalten) noch gibt sie Blindleistung ab (kapazitives Verhalten). Dadurch entspricht die Wirkleistung der Scheinleistung $P = S_{nat}$ [1].

2) Unternatürliche Leistung

Beim Betrieb einer Leitung mit unternatürlicher Leistung ist die Wirkleistung kleiner als die natürliche Leistung, es gilt $P < S_{nat}$ [6]. Dies bedeutet, dass die Leitung induktive Blindleistung abgibt, sie verhält sich somit kapazitiv. Werden lange Freileitungen mit unternatürlicher Belastung betrieben, so kommt es aufgrund des Ferranti-Effektes zu einer Spannungserhöhung am Ende der Freileitung. Dieser Erhöhung muss mit einer entsprechenden Kompensation entgegengewirkt werden, z.B. durch Paralleldrosseln, statischen Blindleistungskompensationseinrichtungen oder FACTS [1].

3) Übernatürliche Leistung

Wird eine Leitung im übernatürlichen Bereich betrieben, d.h. $P > S_{nat}$ [6], so ergibt sich aus Formel (1), dass die Blindleistung Q ein negatives Vorzeichen annehmen muss. Somit bezieht die Leitung induktive Blindleistung. In diesem Fall kommt es zu einem Spannungsabfall entlang der Leitung, dem ebenfalls durch Kompensationsmaßnahmen entgegengewirkt werden muss. Hierfür bieten sich Längs- und Parallelkompensatoren, sowie Phasenschieber und FACTS an [1].

Berechnung Blindleistungsverluste

Der Bedarf an Blindleistung in einem Freileitungsnetz ergibt sich wie oben beschrieben aus der Übertragungsleistung bezogen auf die natürliche Leistung P_{nat} . Werden Freileitungen mit einer Scheinleistung betrieben, die größer als die natürliche Leistung ist, bezieht die Leitung induktive Blindleistung. Umgekehrt bezieht eine Freileitung kapazitive Blindleistung, wenn sich die Leitung im Leerlauf befindet oder eine Wirkleistung übertragen wird, die geringer als die natürliche Leistung ist. Die Berechnung der Blindleistungsverluste Q_V ergibt sich aus der Summe der induktiven Verluste Q_{VL} und der kapazitiven Verluste Q_{VC} [7]:

$$Q_V = Q_{VL} + Q_{VC} \quad (17)$$

Um dies berechnen zu können, werden vorab die Wirk- und Blindwiderstände der Leitung berechnet. Dafür ist es notwendig, die spezifischen induktiven und kapazitiven Leitungsbeläge mit der Leitungslänge l zu multiplizieren.

$$L = L' \cdot l \quad (18)$$

$$C = C' \cdot l \quad (19)$$

Ist kein Messwert für den Strom, der über die Leitung fließt vorhanden, sondern werden nur die Wirk- und Blindleistung sowie die Spannung im Netz erfasst, lässt sich der Leitungsstrom mit Formel (20) bestimmen.

$$I = \sqrt{\frac{P^2 + Q^2}{3 \cdot U_N^2}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_N} \quad (20)$$

Mithilfe der Kreisfrequenz ω ergeben sich nun die induktiven Verluste für eine Leitung folgendermaßen:

$$X = \omega \cdot L \quad (21)$$

$$Q_{VL} = 3 \cdot X \cdot I^2 \quad (22)$$

Analog dazu ergeben sich die kapazitiven Verluste durch folgende Formel [7]:

$$Q_{VC} = -\omega \cdot C \cdot U_N^2 \quad (23)$$

Eine weitere Methode zur Bestimmung der Blindleistungsverluste auf Leitungen, die auch im Zuge dieser Arbeit Anwendung findet, ist die Differenzbildung. Dafür müssen Blindleistungsmesswerte für alle an einen Leitungszug angrenzende Umspannwerke vorhanden sein. Die Leitungsverluste ergeben sich aus der Summenbildung über die Blindleistungen. Dies ist dadurch möglich, dass die Richtung der Blindleistung bei den Messungen ebenfalls bestimmt wird: Die Blindleistung, die von der Sammelschiene wegfließt, wird positiv gezählt, während die in die Sammelschiene hineinfließende Blindleistung negativ gewertet wird (Verbraucherzählpeilsystem). Dadurch ergeben sich die Verluste entlang der Leitung als die Summe der Blindleistungen der an die Leitung grenzenden Umspannwerke bzw. Kraftwerke. Die Anzahl dieser ist bei diesem Berechnungsverfahren unerheblich, es müssen lediglich alle vorzeichenrichtig erfasst und in die Rechnung miteinbezogen werden.

4.1.4 Lasten

Blindleistungsverbraucher in der Industrie sind im Wesentlichen Asynchronmaschinen, Stromrichterantriebe und Elektroöfen. Abbildung 8 zeigt, dass ein Niederspannungsasynchronmotor auch im Leerlauf eine gewisse Blindleistung benötigt, in diesem Fall zwischen 30 % und 40 % seiner Nennscheinleistung S_r . Weiters ist ersichtlich, dass der Leistungsfaktor $\cos\varphi$ mit dem Verhältnis aus tatsächlicher Wirkleistung P zur Nennwirkleistung P_r steigt. Ein Asynchronmotor, der wenig belastet wird, hat einen wesentlich niedrigeren Leistungsfaktor als ein Motor, der nahe dem Bemessungspunkt betrieben wird. Die Blindleistung beträgt jedoch auch bei einem Betrieb mit Bemessungswirkleistung maximal 50 % der Bemessungsscheinleistung. Wird die Wirkleistung höher, steigt der Leistungsfaktor, damit wird der Anteil an Blindleistung geringer, jedoch bedeutet auch ein relativ gesehen niedrigerer Blindleistungsanteil einen absolut leicht steigenden Blindleistungsbezug [7].

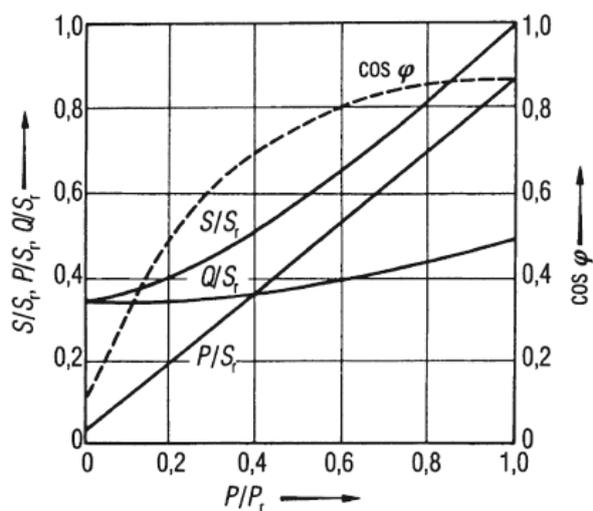


Abbildung 8: Kennlinien eines Kurzschlussläufer-Asynchronmotors [7]

4.2 Spannungs-Blindleistungs-Regelung

Es ist wichtig, dass sich Netze sowohl in einem Wirk- als auch Blindleistungsgleichgewicht befinden. Ist zu wenig Blindleistung vorhanden bzw. wird die Spannung nicht ausreichend gestützt, kann dies zu kritischen Netzzuständen führen. Prinzipiell ist die Blindleistungsstabilität in zwei Bereiche aufzuteilen: Einerseits die statische Blindleistungsstabilität, die ein Maß dafür ist, wie sehr die Last in einem Knoten langsam und stufenweise vergrößert werden kann, ohne die Stabilität zu gefährden. Andererseits beschreibt die dynamische Blindleistungsstabilität, ob ein System bei schnellen Veränderungen, wie sie bei Störungen oder Schaltvorgängen auftreten, in einem stabilen Zustand verharrt und danach wieder ein stationäres Verhalten erreicht wird. [6]

Statische Blindleistungsstabilität

Unter statischer Blindleistung versteht man, dass ein System nach einer kleineren stufenweise und langsam erfolgenden Belastungsänderung in einen Zustand mit ähnlich hohen Spannungen wie davor zurückkehrt. Das dazugehörige Kriterium besagt, dass die Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie eine negative Steigung im Arbeitspunkt aufweisen muss:

$$\frac{dU_2}{dQ_2} < 0 \quad (24)$$

Dies ist nur erfüllt, solange die übertragene Blindleistung Q_2 die maximal übertragbare Blindleistung, den so genannten „nose point“ (siehe Abbildung 9), nicht erreicht. Es ergeben sich somit sowohl ein stabiler als auch ein instabiler Arbeitspunkt. [6]

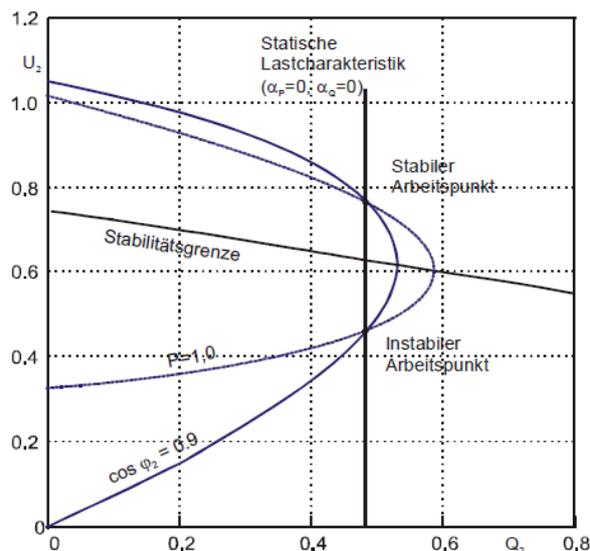


Abbildung 9: Stabilitätsgrenzen für den statischen Blindleistungsbereich

Dynamische Blindleistungsstabilität

Keht ein System nach einer größeren Störung, wie einem Ausfall eines Kraftwerks, einer Leitung oder einer Kompensationseinrichtung, wieder in einen stabilen Gleichgewichtszustand zurück, so wird es im Sinne der dynamischen Blindleistungsstabilität als stabil bezeichnet. Im Gegensatz zur statischen Stabilität ist die Berechnung der dynamischen Blindleistungsstabilität wesentlich aufwändiger und lässt sich nur für ein diskretes Verhalten einer Störung durchführen.

4.2.1 Blindleistungsbeeinflussung

Um die Blindleistung bzw. Spannung in einem Stromnetz zu beeinflussen, bestehen mehrere verschiedene Varianten:

- Klassische Blindleistungskompensation mit Kompensationsanlagen
- Regeltransformatoren
- Flexible AC Transmission Systems (FACTS)
- Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) [6]

4.2.1.1 Klassische Blindleistungskompensation

Da durch die Blindleistung in einem Netz die Spannung beeinflusst wird und es deshalb zu unterschiedlichen Spannungsniveaus kommen kann, ist es notwendig, Maßnahmen zur Spannungsregelung und – stabilisierung zu treffen. Einerseits ist es möglich, die Blindleistung durch die Einspeisung der Generatoren auszugleichen, was jedoch im Regelfall nicht ausreicht. Aus diesem Grund ist es nötig, zusätzliche Komponenten zur Blindleistungskompensation in ein Netz zu integrieren. [8] Es ist prinzipiell zu unterscheiden, ob sich die Leitungen kapazitiv oder induktiv verhalten.

Parallelkompensation induktiver Blindleistung

Prinzipiell ist davon auszugehen, dass sich die konventionellen Lasten eher induktiv verhalten. Dies trifft vor allem auf die klassischen Verbraucher wie Asynchronmotoren, Spulen und Transformatoren zu [2]. Ist der Phasenwinkel φ zwischen Strom und Spannung klein, so ist auch die Blindleistung relativ gesehen klein. Bei induktiven Verbrauchern eilt der Strom gegenüber der Spannung nach, wie es an dem Beispiel in Abbildung 10 (b) zu sehen ist. Dafür wird eine Serienschaltung aus einem ohmschen Widerstand und einer Induktivität betrachtet, die um eine Parallelschaltung mit einem Kondensator zur Blindleistungskompensation erweitert wird.

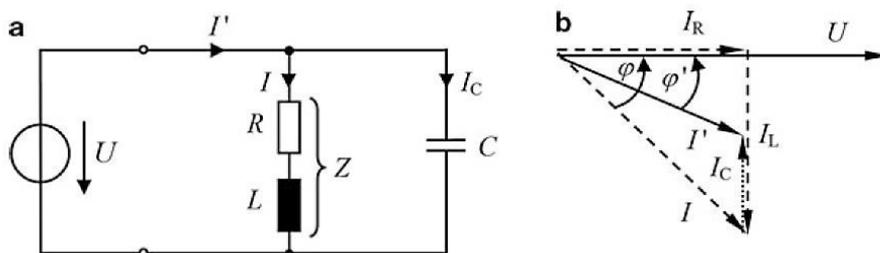


Abbildung 10: Schaltung mit ohmschem Widerstand und Induktivität mit zusätzlicher Blindleistungskompensation (a), Zeigerdiagramm für diese Schaltung (b)

Der Strom durch den ohmschen Widerstand und die Induktivität eilt der Spannung hinterher. Ohne Parallelkompensation würde der Gesamtstrom I' dem Strom I entsprechen und um den Winkel φ zur Spannung U verschoben sein. Wird aber eine Blindleistungskompensation durch die Parallelschaltung eines Kondensators hinzugefügt, ergibt sich folgende Knotengleichungen für die Schaltung aus Abbildung 10:

$$I' = I + I_C \quad (25)$$

Da der Strom I_C ein rein kapazitives Verhalten aufweist, eilt er der Spannung U um genau 90° voraus. Werden die Ströme entsprechend der Knotengleichung und Abbildung 10 (b) addiert, ergibt sich ein kleinerer Strom I' , der einen geringeren Phasenwinkel φ' aufweist. Dies führt zu einer Entlastung der Spannungsquelle und der Leitungen.

Serienkompensation induktiver Blindleistung

Einen weiteren möglichen Fall neben induktiven Lasten stellt das induktive Verhalten von Leitungen bei starker Belastung dar, welche zu hohen Längsspannungsabfällen auf den Leitungen führen. Um diese zu reduzieren, ist die Integration einer Serienkompensation notwendig. Dafür wird ein Kondensator wie in Abbildung 11 seriell in eine Leitung geschaltet – entweder in Form eines einzelnen Kondensators oder einer Kondensatorbank. Dadurch wird der induktive Anteil kompensiert und der Spannungsabfall reduziert, wodurch ein Betrieb im Bereich der natürlichen Leistung möglich gemacht wird [1].

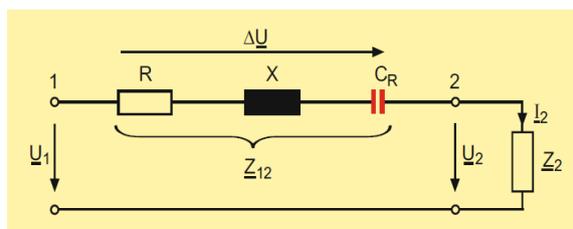


Abbildung 11: Serienkompensation mit Kondensator [1]

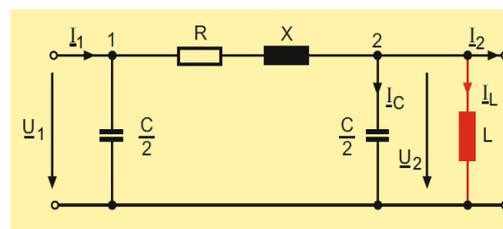


Abbildung 12: Parallelkompensation mit einer Induktivität [1]

Parallelkompensation kapazitiver Blindleistung

Wenn Hochspannungsleitungen mit geringer Belastung betrieben bzw. im Leerlauf betrieben werden, so kann es am Ende der Leitungen zu einer Spannungsüberhöhung und Stabilitätsproblemen kommen. Diese können durch eine Parallelschaltung von Induktivitäten ausgeglichen werden [1], wie in Abbildung 12 ersichtlich.

Serienkompensation induktiver Blindleistung

Auch wenn es möglich wäre, serielle Kompensationsdrosseln zu verwenden, so ist dies in der Praxis mit dem Zweck der Blindleistungskompensation nicht üblich [1].

Mechanisch geschaltete Kondensatoren und Induktivitäten

Die oben beschriebenen Fälle stellen die ursprünglichste Form einer Blindleistungskompensation dar und können in Verteilnetzen verwendet werden, in denen der Blindleistungsbedarf durch die Lasten bestimmt wird. Um die entsprechende Kapazität bzw. Induktivität der Kompensationseinrichtung zu erhalten, werden diese Kondensatoren bzw. Drosseln mit Stufen ausgeführt. [8] Diese werden als MSC (Mechanisch Geschaltete Kondensatoren) und MSR (Mechanisch Geschaltete Drosselspulen) bezeichnet und stellen die günstigste Variante der Blindleistungskompensation dar [9].

4.2.1.2 Regeltransformatoren

Mit Regeltransformatoren ist es möglich, unter Last das Übersetzungsverhältnis des Transformators stufenweisen zu verändern. [6] Je nachdem, ob der Transformator als Längs-, Quer- oder Schrägregler ausgeführt ist, hat er unterschiedliche Einflüsse auf Wirk- bzw. Blindleistung.

Während die Blindleistung durch die Differenz im Betrag der Spannungen am Anfang U_1 und Ende U_2 einer Leitung beeinflusst werden kann, wird die Wirkleistung durch den Winkel δ zwischen den Knotenspannungen U_1 und U_2 bestimmt. Daraus folgt, dass die Längsregelung in Abbildung 13 (a) zur Regelung der Blindleistung verwendet wird, die Querregelung aus (b) zur Veränderung der Wirkleistung eingesetzt werden kann und mit einem Schrägregler aus (c) sowohl Blind- als auch Wirkleistungsflüsse verändert werden können [1].

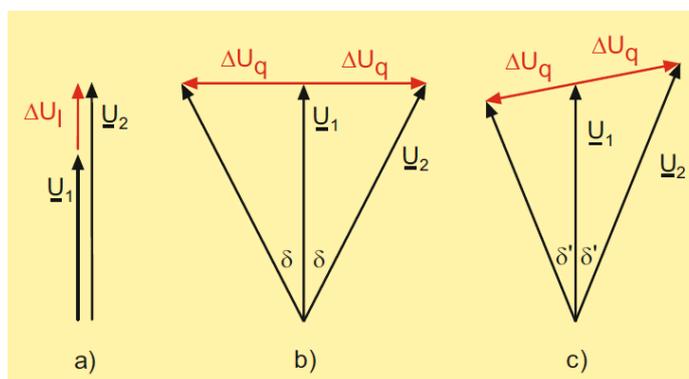


Abbildung 13: Überblick über Regeltransformatoren: Längsregler (a), Querregler (b) und Schrägregler (c) [1]

Längsregler

Beim Längsregler ist es möglich, den Spannungsunterschied ΔU_l in Längsrichtung zu verändern, was durch Transformatoren ermöglicht wird, deren Windungszahlenübersetzungsverhältnis im Vergleich zum Nennübersetzungsverhältnis um bis zu $\pm 22\%$ verstellt werden kann. Mit unter Last schaltbaren Transformatoren lässt sich nicht nur die Spannungshöhe, sondern auch deren Vorzeichen einstellen, wie in Abbildung 14 ersichtlich ist. Eine Besonderheit des Längsreglers ist, dass die Stufen unter Last umgeschaltet werden können, was jedoch einen kurzzeitigen Windungsschluss verursacht, bei dem der Kurzschlussstrom durch ohmsche Widerstände vermindert werden muss. Diese Form wird als On-Load Tap-Changer (OLTC) bezeichnet [1].

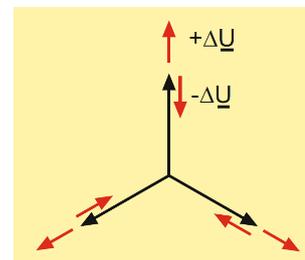


Abbildung 14: Spannungszeitdiagramm eines Längsreglers [1]

Querregler

Beim Querregler, der auch als Phasenschiebertransformator (PST) bezeichnet wird [1], wird über eine Serienwicklung eine Zusatzspannung ΔU_q eingespeist, deren Betrag veränderlich, die Phasenverschiebung aber konstant 90° ist. Dies wird durch eine entsprechende Verschaltung der Wicklungen erreicht [6].

Schrägregler

Weist die Phasenverschiebung von U_1 zu U_2 einen Winkel von ungleich 90° auf, wird der Transformator als Schrägregler bezeichnet. Mit Schrägreglern ist es möglich, die Längs- und die Querspannung zu verändern [1].

4.2.1.3 FACTS

Eine weitere Möglichkeit zur Blindleistungssteuerung in einem Hochspannungsnetz stellt die Regelung mit FACTS (Flexible AC Transmission Systems) dar. Dabei wird die statische und dynamische Beanspruchung des Netzes durch FACTS-Betriebsmittel beeinflusst, sodass es im Netz zu keinen Engpässen bzw. Betriebsmittelüberlastungen kommt. [1]

Damit verfügen sie über dasselbe Potential wie die klassische Blindleistungskompensation und Regeltransformatoren, können jedoch nach Bedarf gezielt eingesetzt werden. Durch ihre Steuerung ist es möglich, in Echtzeit in das Netz einzugreifen. Zusammengefasst ergeben sich durch FACTS folgende Vorteile:

- Verbesserung der Übertragungskapazität durch gezielte Steuerung der Leistungsflüsse
- Verhindern von Maschenströmen, wodurch die Übertragungskapazität erhöht werden kann
- Auswahl von Kraftwerken ist leichter möglich
- Positiver Einfluss auf die Stabilität nach Störgeschehen
- Dämpfung von Leitungspendelungen [1]

Grundsätzlich können auch FACTS in Parallel- und Serienaufführungen eingeteilt werden, zusätzlich werden auch Kombinationen aus seriellen und parallelen Reglern eingesetzt (siehe Abbildung 15).

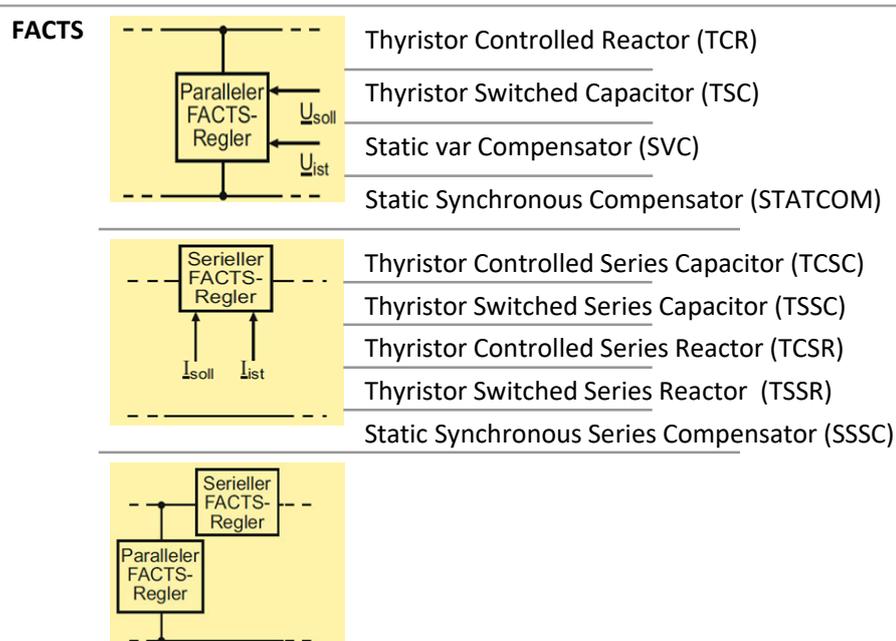


Abbildung 15: Überblick über FACTS-Regler [1]

Thyristor Controlled Reactor (TCR) und Thyristor Switched Capacitor (TSC)

Unter TCR und TSC versteht man Schaltungen, die jeweils aus einer Induktivität bzw. Kapazität in Kombination mit einem Thyristorventil und antiparallel geschalteten Dioden bestehen [1].

Static Var Compensator (SVC)

Der statische Blindleistungskompensator ist eine Schaltung aus thyristorgeregelten Drosseln und einem parallelen Kondensator. Durch die Thyristorsteuerung kommt es zu einer linearen Strom-Spannungscharakteristik im linearen Bereich der Drosseln. Mithilfe der SVCs kann Blindleistung bezogen und eingespeist werden. [8] Die Neigung der Kennlinie wird durch den Verstärkungsfaktor der thyristorgesteuerten Induktivitäten bestimmt. Dort, wo sich die Netz- und Regelkennlinie schneiden, befindet sich der Arbeitspunkt des SVCs, wie es in Abbildung 16 eingezeichnet ist. Die Grenzen des SVCs ergeben sich durch einen Steuerwinkel von $\alpha = 180^\circ$, wodurch sich der SVC rein kapazitiv verhält bzw. einen Steuerwinkel von $\alpha = 90^\circ$, bei dem dieser ein rein induktives Verhalten annimmt. Um dennoch größere Blindleistungen zu erhalten, ist es möglich, weitere Kondensatoren zu- bzw. abzuschalten. Beim Schalten der Kondensatoren ist zu beachten, dass der Kondensator zuerst vollständig entladen sein muss, bevor er wieder zugeschaltet werden darf. [6] SVCs können Blindleistung in folgendem Bereich liefern, dieser hängt quadratisch von der Spannung ab:

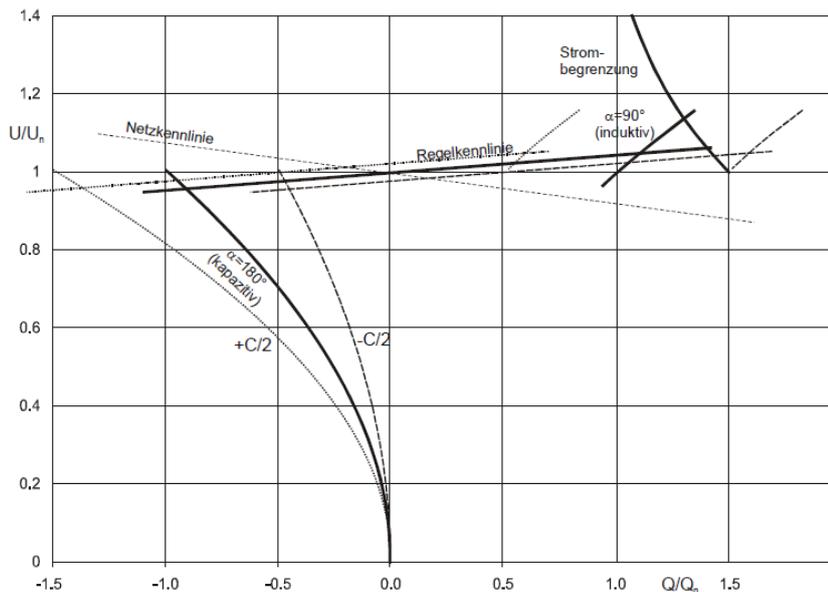


Abbildung 16: Regelbereich eine Static Var Compensator [6]

Die Grenzen des SVCs ergeben sich durch einen Steuerwinkel von $\alpha = 180^\circ$, wodurch sich der SVC rein kapazitiv verhält bzw. einen Steuerwinkel von $\alpha = 90^\circ$, bei dem dieser ein rein induktives Verhalten annimmt. Um dennoch größere Blindleistungen zu erhalten, ist es möglich, weitere Kondensatoren zu- bzw. abzuschalten. Beim Schalten der Kondensatoren ist zu beachten, dass der Kondensator zuerst vollständig entladen sein muss, bevor er wieder zugeschaltet werden darf. [6] SVCs können Blindleistung in folgendem Bereich liefern, dieser hängt quadratisch von der Spannung ab:

$$-U^2\omega C < Q_{SVC} < -U^2\omega C + \frac{U^2}{\omega L} \tag{26}$$

Statische Konverter (STATCOM)

STATCOMs ermöglichen eine Blindleistungseinspeisung ohne eine große Anzahl von Kondensatoren und Induktivitäten für sich stetig ändernde Werte an Blindleistung. Dies wird durch eine Kombination aus abschaltbaren Thyristoren und einem kapazitiven Stromspeicher ermöglicht. Somit kann eine dreiphasige Spannung generiert werden, die in der Amplitude einstellbar ist und eine Phasenverschiebung bezüglich des Leitungsstromes von 90° aufweist, was zu einem reinen Blindleistungsaustausch führt [1]. Sowohl SVCs als auch STATCOMs können innerhalb kürzester Zeit kapazitive oder induktive Blindleistung bereitstellen und dienen der Spannungsregelung in Verteil- und Übertragungsnetzen.

Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

Mithilfe der thyristorgesteuerten Serienschaltensensoren, die jeweils aus einer Parallelschaltung eines Kondensators mit einer thyristorgesteuerten Induktivität bestehen [1], ist es möglich, die effektive Länge einer Freileitung zu verändern. Werden mehrere TCSCs in einem Netz eingesetzt, kann der Lastfluss in einem vermaschten Netz geregelt werden [6].

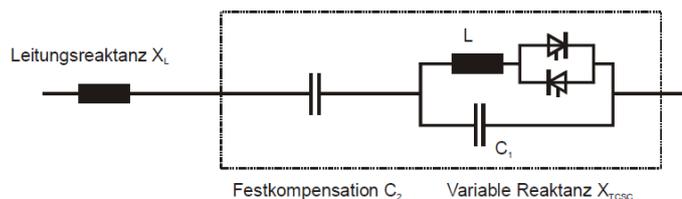


Abbildung 17: Aufbau eines TCSCs [6]

Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

Bei der statischen synchronen Serienkompensation wird, wie in Abbildung 18, mit einem selbstgeführten Umrichter über einen Serientransformator eine Zusatzspannung ΔU eingespeist [6], wobei es nur zu einem Blindleistungsaustausch kommt, da der Winkel zwischen Strom und Spannung 90° beträgt. Wird kurzzeitig eine Phasenverschiebung von ungleich 90° erlaubt, ist auch ein Wirkleistungsaustausch in geringem Umfang möglich [1].

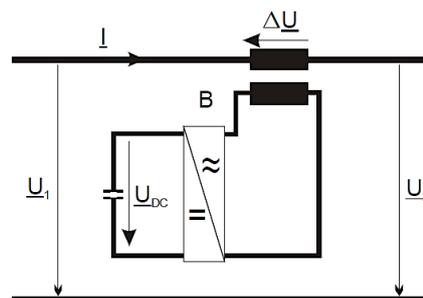


Abbildung 18: Aufbau eines SSSC [6]

Unified Power Flow Controller (UPFC)

Werden ein STATCOM und ein SSSC gemeinsam verwendet, wobei der SSSC eine in der Höhe regelbare Spannung mit ebenso regelbarer Phasenlage erzeugt, die sich in Serie zu der Übertragungsleitung befindet. Der STATCOM bezieht aus dem Netz Wirkleistung und liefert diese dem SSSC, der die Wirkleistung wiederum in die Leitung einspeist, kann aber auch nur zur Blindleistungskompensation herangezogen werden. Mit einem UPFC kann sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung und ebenso Wirkleistung unabhängig von einer äußeren Energiequelle in das Netz eingespeist werden [1].

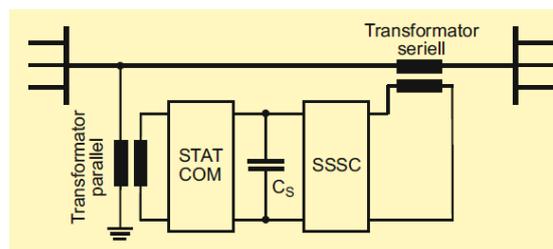


Abbildung 19: Aufbau eines UPFC [1]

5 Statistische Grundlagen

Da die Messeinrichtungen im Verteilnetz in den meisten Fällen nicht nur eine Größe messen, sondern meistens zumindest die Wirk- und Blindleistung erfasst werden, handelt es sich um mehrdimensionale Daten. Einerseits werden in diesem Kapitel mögliche Darstellungen dieser erhobenen Werte beschrieben, andererseits auch, wie der Zusammenhang zwischen den Werten herausgefunden werden kann [10]

5.1 Darstellungsmöglichkeiten

5.1.1 Streudiagramm

Um zwei gemeinsame stetige Messwerte $(x_1, y_1), \dots, (x_n, y_n)$ möglichst einfach darzustellen, ist das Streudiagramm besonders gut geeignet. In dieser Arbeit werden Streudiagramme hauptsächlich zur gleichzeitigen Darstellung der Wirk- und Blindleistung über einen längeren Zeitraum verwendet. Dazu wird das Diagramm in vier Quadranten eingeteilt: Blind- und Wirkleistungsbezug, Blindleistungsbezug und Wirkleistungseinspeisung, Blind- und Wirkleistungseinspeisung, Blindleistungseinspeisung und Wirkleistungsbezug. Die Anwendungsmöglichkeit beschränkt sich natürlich nicht nur auf diese Größen, sondern ist für alle Messwerte anwendbar, bei denen zu einem x-Wert ein dazugehöriger y-Wert existiert.

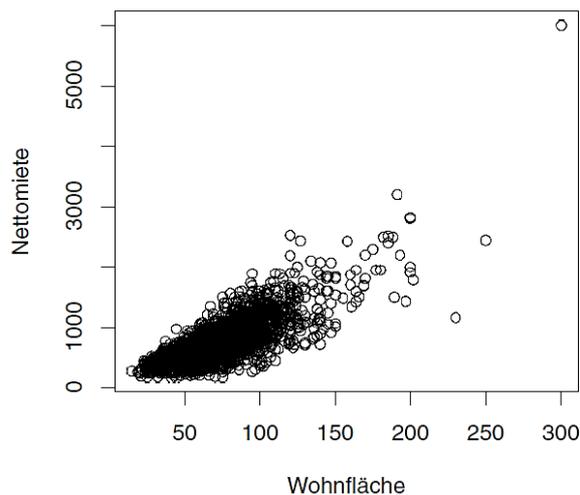


Abbildung 20: Beispiel für ein Streudiagramm [10]

5.1.2 Dauerlinie und Ganglinie

Stellt man die Zeit auf der x-Achse und die Messwerte zu ihrem tatsächlichen zeitlichen Auftreten gleichzeitig auf der y-Achse dar, erhält man die Ganglinie. Diese gibt den realen Verlauf eines Messwertes in Abhängigkeit der Zeit wieder. Ist jedoch außerdem interessant, an wie vielen Zeitpunkten ein gewisser Messwert über- bzw. unterschritten wird, bietet sich die Dauerlinie an. Dabei werden die Messwerte der Größe nach geordnet auf der y-Achse dargestellt, während auf der x-Achse der betrachtete gesamte Zeitraum in der gewünschten Einheit dargestellt wird, z.B. in Minuten, Tagen, etc.

5.2 Korrelationen

Graphische Darstellungen können eine erste Information darüber geben, ob ein Zusammenhang zwischen den beiden Größen x und y besteht. Die genauere Auskunft erhält man jedoch erst dadurch, wenn man die Korrelation zwischen den beiden Größen berechnet. Unter Korrelation versteht man im Allgemeinen, den Zusammenhang zwischen zwei Größen x und y , wobei noch keine Information enthalten ist, welche der Größe abhängig bzw. unabhängig ist.

5.2.1 Korrelation nach Bravais-Pearson

Der empirische Korrelationskoeffizient r_{xy} , der nach untenstehender Formel (27) berechnet wird, gibt an, wie stark zwei Größen zusammenhängen [10].

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (27)$$

Dieser kann Werte zwischen $r_{xy} = -1$ und $r_{xy} = 1$ annehmen. Man spricht von einem direkt linearen funktionalen Zusammenhang, wenn der Korrelationskoeffizient eins ist. Dabei würde es zu einer Erhöhung des x-Wertes bei Steigerung des y-Wertes kommen. Bei minus eins wäre das Verhalten genau umgekehrt, weshalb man von einem indirekt linearen funktionalen Zusammenhang spricht. Nimmt der Korrelationskoeffizient einen Wert von null an, ist kein direkt linearer Zusammenhang vorhanden. Die Interpretation des Korrelationskoeffizienten ist betragsmäßig in Tabelle 1 dargestellt [11].

Tabelle 1: Interpretation des Korrelationskoeffizienten r_{xy} [11]

$ r $	Interpretation
0	kein linearer Zusammenhang
0-0,5	schwacher linearer Zusammenhang
0,5-0,8	mittlerer linearer Zusammenhang
0,8-1	starker linearer Zusammenhang
1	perfekter (funktionaler) Zusammenhang

Je stärker die Korrelation ausgeprägt ist, desto stärker nähern sich die Messwerte einer Geraden im Diagramm an, entweder mit positiver oder mit negativer Steigung, abhängig davon, ob der Korrelationskoeffizient bei $r_{xy} = 1$ oder $r_{xy} = -1$ liegt [10].

Quadriert man den Korrelationskoeffizient, so erhält man das Bestimmtheitsmaß B :

$$r_{xy}^2 = B \quad (28)$$

Durch das Bestimmtheitsmaß kann eine Aussage getroffen werden, welcher prozentuelle Anteil der Streuung bezogen auf einen statistischen Zusammenhang bestimmt ist [11].

Wichtig ist, dass durch den Korrelationskoeffizienten noch keine Aussage über die Kausalität getroffen werden können. Dazu muss zuerst herausgefunden werden, welches Merkmal das andere beeinflusst und ob eine Ursache-Wirkung-Beziehung zugrunde liegt oder eine zufällige Korrelation auftritt [10]. Erst wenn diese Frage geklärt ist, kann von kausalen Zusammenhängen gesprochen werden.

6 Rechtliche bzw. regulatorische Vorgaben

Die rechtlichen bzw. regulatorischen Vorgaben bezüglich der elektrischen Energieversorgung lassen sich auf drei Ebenen aufteilen, beginnend mit dem EU-Recht, das die größte Reichweite hat, gefolgt von dem österreichischen Recht und den einzelnen Landesrechten. Zusätzlich dazu gibt es weitere Regelungen, wie auf österreichischer Ebene die Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), die keinen Gesetzesstatus haben, jedoch müssen die Netzbetreiber jederzeit die Einhaltung der Regeln nachweisen können.



Abbildung 21: Überblick über die Regelwerke aufgeteilt nach EU-, Bundes- und Landesebene

Auf EU-Ebene gelten die Network Codes (siehe Abbildung 22), die wiederum in die österreichischen Regelungen einfließen. Sie dienen einerseits der Vervollständigung des Energiebinnenmarktes und andererseits dazu, die 20-20-20-Energieziele zu erreichen. Diese sind:

- 1) Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % im Vergleich zu 1990
- 2) Anteil von mindestens 27 % für Energieverbrauch von Erneuerbaren Energieträgern
- 3) Energieeinsparungen von mindestens 27 % verglichen mit dem Business-as-usual-Szenario [12]

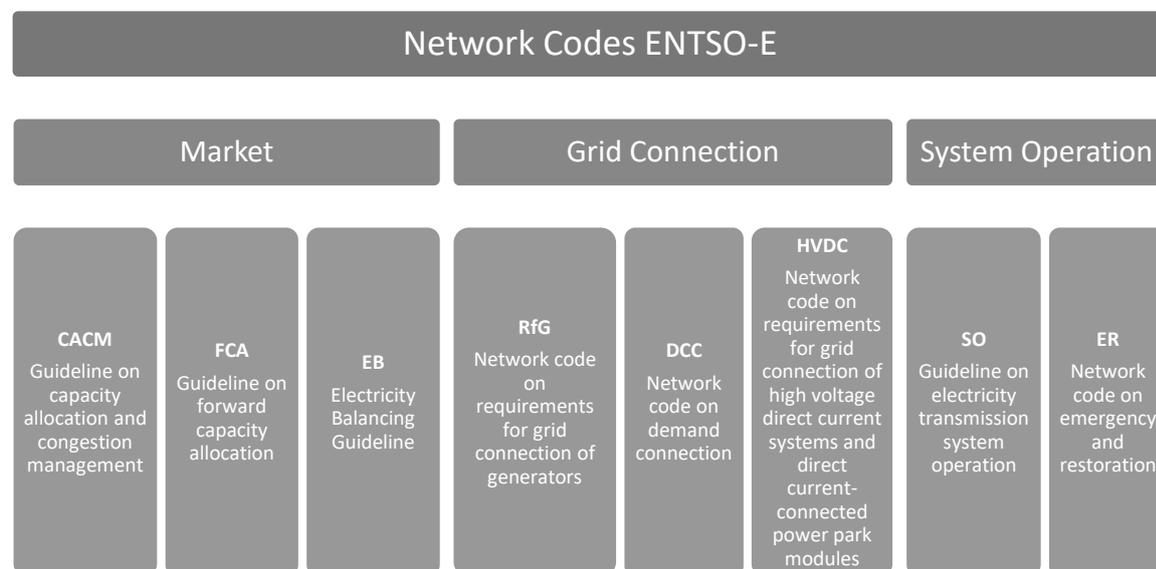


Abbildung 22: Übersicht über die Regelungen in den Network Codes der ENTSO-E

Zusätzlich existieren auch Landesrechte mit speziellen Regelungen und die „Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“, die folgende Zielsetzung haben:

„Die TOR wurden unter Beachtung von Netzregeln anderer europäischer Netzbetreiber (Nationale Grid-Codices) sowie abgestützt auf die Spielregeln und die Betriebsphilosophie der UCTE unter Berücksichtigung der nationalen österreichischen Besonderheiten ausgearbeitet. Sie stellen eine Anpassung der bisher in den österreichischen Netzen zur Erzielung einer angemessenen

nen Versorgungssicherheit angewandten Betriebs- und Erhaltungsregeln an die neuen gesetzlichen und wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen dar, um diese Versorgungssicherheit auch weiterhin zu gewährleisten.“ [13]

Im Folgenden werden die für den Blindleistungshaushalt besonders bedeutenden Regelungen auf europäischer und auch nationaler Ebene genauer beschrieben. Im europäischen Kontext sind dies der Demand Connection Code, der das Verhalten der Anschlussnehmer regelt, und zukünftig in den TOR festgehalten sein wird. Auch das Verhalten der Erzeugungsanlagen, die im Network Code on Requirement for Grid Connection of Generators (RfG) behandelt werden, ist wesentlich für das Blindleistungsgleichgewicht. Weitere Vorgaben bezüglich der Blindleistung sind in der Guideline on Electricity Transmission System Operation (SO) und auf nationaler Ebene im Teil B der TOR verankert.

6.1 Anschlussnehmer - DCC

Der Demand Connection Code (DCC) regelt als Teil der Network Codes die Anforderungen für große erneuerbare Energieerzeugungsanlagen sowie Verbraucherlasteinheiten und soll die Integration von Photovoltaik und Wind vereinfachen. [12] Im Artikel 15 des Demand Connection Codes werden die „Anforderungen hinsichtlich der Blindleistung“ behandelt, die folgende Blindleistungsbereiche vorgeben:

„Bei Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss darf der vom relevanten ÜNB für die Blindleistungsaufnahme und -einspeisung festgelegte tatsächliche Blindleistungsbereich nicht breiter sein als 48 % der maximalen Bezugskapazität oder der maximalen Einspeisekapazität (0,9 Leistungsfaktor bei der Aufnahme bzw. der Einspeisung von Wirkleistung), wobei der jeweils höhere Wert Anwendung findet, außer wenn der Eigentümer der Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss technische oder finanzielle Vorteile für Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss nachweist und der relevante ÜNB dies akzeptiert“ [14]

Die Umrechnung zwischen einem Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,9$ in einen prozentuellen Blindleistungsbereich von 48 % in Bezug auf die Wirkleistung erfolgt über diesen Zusammenhang:

$$\frac{Q}{P} = \frac{U \cdot I \cdot \sin \varphi}{U \cdot I \cdot \cos \varphi} = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} = \tan \varphi = 0,48 \rightarrow \frac{Q}{P} = 48 \% \quad (29)$$

6.1.1 Nationale Umsetzung des DCC

Entsprechend dem oben zitierten Auszug aus dem Demand Connection Code hat der österreichische Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern einen Entwurf für den einzuhaltenden Blindleistungsbereich erarbeitet, der nach der Konsultationsphase in den TOR verankert werden soll.

In Abbildung 23 ist ein wahrscheinlicher Entwurf dargestellt, der sich in die Bereiche des inneren Tunnels, der Steigung und der Kappung aufteilt. Dies bedeutet, dass im inneren Tunnel relativ wenig Wirkleistung bezogen bzw. eingespeist wird und damit auch die Blindleistung begrenzt wird. Ab einer gewissen Wirkleistung darf mit zunehmender Wirkleistungseinspeisung bzw. zunehmendem Wirkleistungsbezug mehr Blindleistung eingespeist oder auch bezogen werden. Dieser Bereich wird als „Steigung“ bezeichnet. Dies wird jedoch nicht linear fortgesetzt, sondern ab einer gewissen Wirkleistung wird der erlaubte Blindleistungsbezug bzw. die erlaubte Blindleistungseinspeisung gekappt.

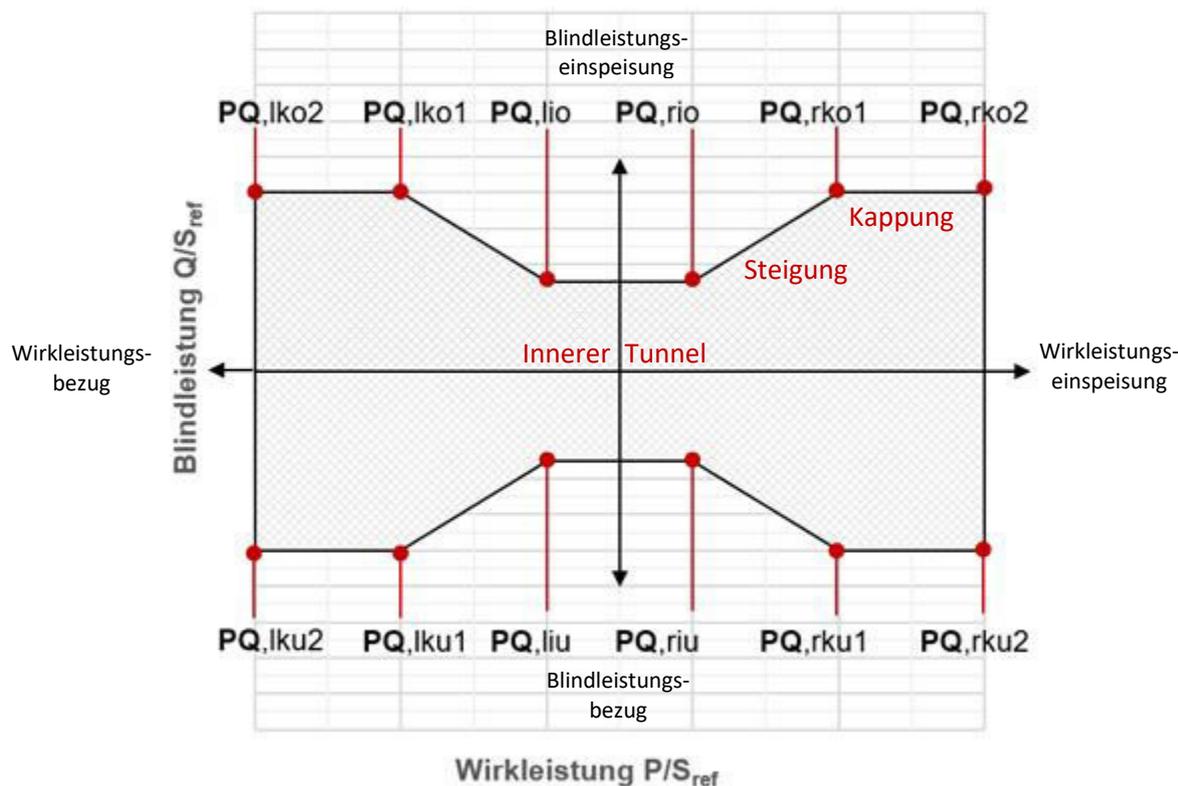


Abbildung 23: Blindleistungsgrenzen laut DCC-Entwurf mit Stützpunkten [14]

Der in Abbildung 23 dargestellte mögliche Verlauf der Blindleistungsgrenzen ergibt sich durch die Berechnung folgender Stützpunkte, wobei S_{ref} , je nach Vereinbarung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, die $(n-1)$ -sichere Bezugs- bzw. Einspeisekapazität oder die Summengrenzleistung der Transformatoren der Übergabestelle darstellt. Der Bemessungskurzschlussleistung wird ein konstanter Wert von $u_k = 15\%$ zugewiesen. [14] Die Ober- bzw. Untergrenzen Q_{lio} und Q_{rio} für den inneren Tunnel ergeben sich durch folgende Berechnung:

$$Q_{lio} = Q_{rio} = 0,15 \cdot S_{ref} \quad (30)$$

$$Q_{liu} = Q_{riu} = -0,15 \cdot S_{ref} \quad (31)$$

Die oben definierten Blindleistungsgrenzen des inneren Tunnels gelten in einem Wirkleistungsbereich zwischen P_{lio} und P_{rio} . Sind die Werte für die Blindleistung im inneren Tunnel bekannt, lassen sich mit einem fixen $\cos\varphi = 0,9$ die entsprechenden Wirkleistungen berechnen. [14]

$$P_{lio} = P_{liu} = - \frac{|Q_{lio}|}{\tan(\arccos(0,90))} \quad (32)$$

$$P_{rio} = P_{riu} = \frac{|Q_{rio}|}{\tan(\arccos(0,90))} \quad (33)$$

Mit einem fixen $\cos\varphi_{Kappung} = 0,95$ für die Kappung ergeben sich die folgenden Blindleistungen [14]:

$$Q_{lko1} = Q_{rko1} = S_{ref} \cdot \tan(\arccos(0,95)) \quad (34)$$

$$Q_{lku1} = Q_{rku1} = -S_{ref} \cdot \tan(\arccos(0,95)) \quad (35)$$

Diese Blindleistungswerte für die Kappung gelten ab den Wirkleistungen $P_{lko1} = P_{lku1}$ bzw. $P_{rko1} = P_{rku1}$ und ergeben sich wiederum mit einem fixen $\cos\varphi_{Kappung} = 0,95$ und fixen $\cos\varphi_{Steigung} = 0,9$ [14].

$$P_{lko1} = P_{lku1} = -S_{ref} \cdot \frac{\tan(\arccos(0,95))}{\tan(\arccos(0,90))} \quad (36)$$

$$P_{rko1} = P_{rku1} = S_{ref} \cdot \frac{\tan(\arccos(0,95))}{\tan(\arccos(0,90))} \quad (37)$$

Aus den berechneten Werten für die Wirk- und Blindleistung ergibt sich der in Abbildung 23 dargestellte erlaubte Bereich für die Blindleistung mit den eingezeichneten Stützpunkten. Die zur konkreten Berechnung benötigte Bezugsgröße S_{ref} muss, wie oben angemerkt, entsprechend einer Vereinbarung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber für jede Übergabestelle festgelegt werden. Für die in dem betrachteten Hochspannungsnetz vorkommenden Netzabstützungen werden folgende, aus technischer Sicht sinnvolle, Grenzen angenommen:

Tabelle 2: Berechnete Grenzwerte aus dem Demand Connection Code

		Netzabstützung A	Netzabstützung B	Netzabstützung D
S_N	MVA	400	520	600
Q_{lio}	Mvar	60	78	90
Q_{ltu}	Mvar	-60	-78	-90
$P_{lio} = P_{ltu}$	MW	-124	-161	-186
$P_{rio} = P_{ritu}$	MW	124	161	186
$Q_{lko1} = Q_{rko1}$	Mvar	131	171	197
$Q_{lku1} = Q_{rku1}$	Mvar	-131	-171	-197
$P_{lko1} = Q_{lku1}$	MW	-271	-353	-407
$P_{rko1} = P_{rku1}$	MW	271	353	407

6.2 Erzeugungsanlagen

In den Anforderungen für Erzeugungsanlagen (RfG – Requirements for Generators) werden die „Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“ definiert. Dies findet sich wiederum im Teil B der Technischen Organisatorischen Regeln, in dem u.a. Vorgaben bezüglich des Netzanschlusses festgehalten sind. Damit der Netzbetreiber im Stande ist, einen ausgeglichen Blindleistungshaushalt zu erreichen, wird im Kapitel „Anforderungen an Erzeugungsanlagen/-einheiten“ festgehalten, wie sich die Erzeugungsanlagen blindleistungsmäßig zu verhalten haben:

„Änderungen der Blindleistungsvorgaben durch den Netzbetreiber innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiches müssen jederzeit möglich sein und vom Kraftwerksbetreiber durchgeführt werden.“ [15]

Der Netzbetreiber kann somit aus rechtlicher Perspektive den Betreibern der Erzeugungsanlagen ein bestimmtes Blindleistungsverhalten, d.h. Einspeisung oder Bezug bei verschiedenen Leistungsfaktoren, vorgeben, wobei sich dies im vertraglich vereinbarten Rahmen bewegen muss. Abbildung 24 zeigt die in den Netzzugangsverträgen vorgegebenen Blindleistungsbereiche, wovon Erzeugungsanlagen zumindest einen erfüllen können müssen [15].

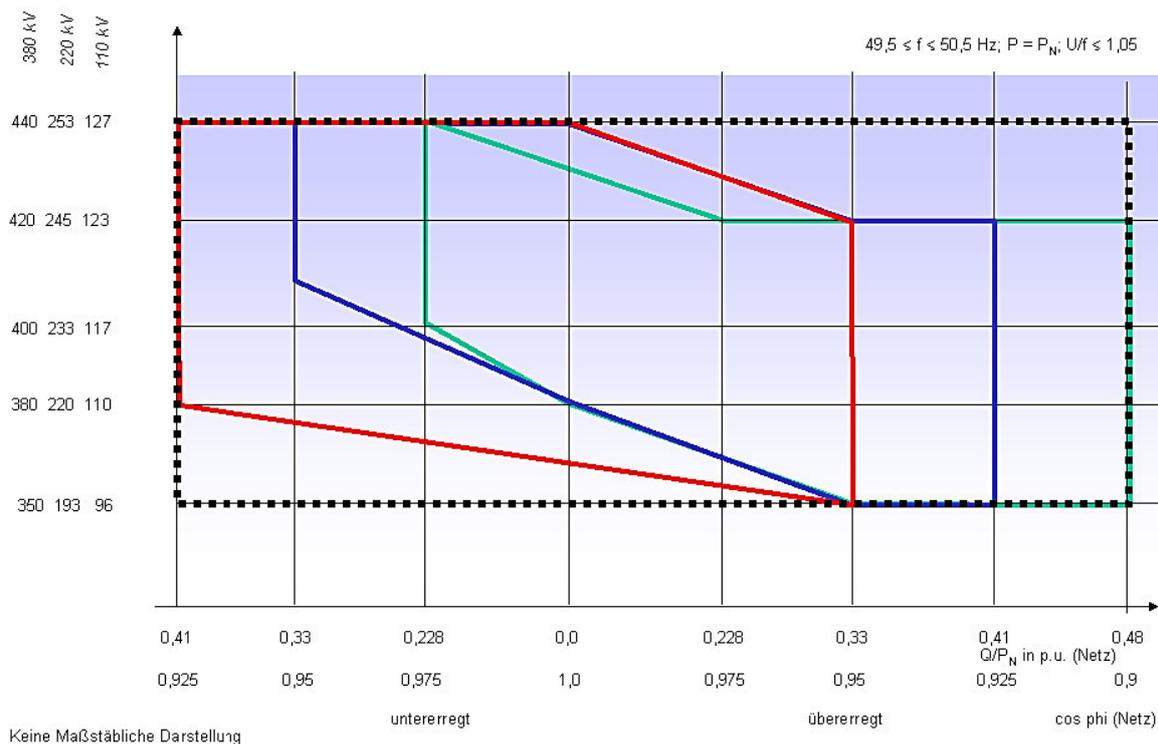


Abbildung 24: Definierte Blindleistungsbereiche [15]

6.3 Systemdienste

Die Systemdienste werden als „technische Dienstleistungen, welche für Zuverlässigkeit und Qualität eines elektrischen Systems von wesentlicher Bedeutung sind und von den Netzbetreibern, bzw. in deren Auftrag von Netzbenutzern, für die Netzbenutzer erbracht werden“ definiert. [15]

Die Systemdienstleistungen laut TOR Teil B sind:

- 1) Frequenzhaltung
- 2) Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- 3) Aufrechterhaltung der Spannungsqualität
- 4) Versorgungswiederaufnahme
- 5) Betriebsführung inkl. Engpassmanagement
- 6) Erstellung von Austauschprogrammen und der Verbundabrechnung
- 7) Koordination der Verbundabrechnung [15]

Von besonderem Interesse für die Untersuchung der Blindleistungsbilanz ist der zweite Punkt, die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung. Die Spannungshaltung hat eine wesentliche Bedeutung für einen sicheren Netzbetrieb, einerseits hinsichtlich der Spannungsqualität, andererseits zur Erfüllung technischer Bedingungen im Netz. Natürlich ist dies nicht nur in einem Netz, sondern auch an der Übergabestelle zwischen verschiedenen Netzen bzw. zwischen Netzen und Anlagen von Netzbenutzern von Bedeutung. Aus diesem Grund sind die Spannungshaltung und die Blindleistungsbereitstellung zwischen den Netzteilnehmern zu vereinbaren und „Grenzwerte für die Spannung sowie Art und Umfang des Blindleistungsaustausches und die Verfahrensweise bei allfälligen Verletzungen dieser Grenzwerte festzulegen.“ [15] Es ist die Aufgabe des Netzbetreibers, ein Gleichgewicht im Blindleistungshaushalt seiner Netzanlagen zu wahren, einerseits durch betriebliche Maßnahmen, andererseits durch die Anweisung von Kraftwerken bzw. Netzbenutzern, sofern Verträge mit diesen bestehen [15].

7 Netzmodell und Berechnungsverfahren

Allgemein kann die vorliegende Arbeit in zwei große Teilbereiche gegliedert werden: Der erste Teil beschäftigt sich mit der Analyse der Messwerte aus dem Jahr 2017. Hierfür werden die 15-Minuten-Messwerte des gesamten Jahres herangezogen, wodurch sich 35040 einzelne Messpunkte ergeben. Der zweite Teil der Auswertung baut auf den ersten auf: Es werden bestimmte aussagekräftige Messwerte aus dem Jahr 2017 herangezogen, um mögliche Lastflüsse in einem zukünftigen Netz zu berechnen und für den konkreten Fall zu erkennen, ob es in der Zukunft zu Blindleistungsproblemen kommen könnte. Die Vorgehensweise für die Simulation wird in diesem Kapitel erläutert.

7.1 Lastflussberechnung

Um, wie oben beschrieben, die Blindleistungsflüsse in einem modifizierten bzw. zukünftigen Netz analysieren zu können, ist es notwendig, Lastflussberechnungen durchzuführen. Ein häufig verwendetes Berechnungsverfahren zur iterativen Lösung ist das nach Newton-Raphson, bei dem sowohl spannungsabhängige Leistungen, spannungsunabhängige Leistungen und eine Kombination aus den beiden festgelegt werden können. Ist in den Knoten nicht bekannt, welcher Zusammenhang zwischen Blindleistung und Spannung besteht, so geht man in diesen Knoten von einer spannungsunabhängigen Leistung aus [16].

Für eine Lastflussanalyse geht man für gewöhnlich folgendermaßen vor:

- 1) Anfertigen eines Netzmodells
- 2) Zuweisen von Belastungsdaten
- 3) Berechnungsvorgang
- 4) Ergebnisinterpretation

Für das betrachtete Netz war bereits ein Netzmodell vorhanden, das die 110-kV-Ebene detailgetreu abbildet. Das 220-kV- und 380-kV-Netz wird in einem eigenen Layer dargestellt, ist aber gröber nachgebildet. Zusätzlich zur Hochspannungsebene umfasst das Modell ebenso die Übergabetransformatoren in das Mittelspannungsnetz und nachgelagerte Erzeuger und Lasten, welche durch die Austauschleistungen zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetz nachgebildet werden. Somit stellt das 20-kV-Netz eine Blackbox mit mehreren Ein- und Ausgängen dar. Aufgrund des bestehenden Modelles ist es nur mehr notwendig, die neue Netzabstützung D durch entsprechendes Schalten der Leitungen, die auch bereits nachgebildet wurden, einzubinden. Bevor mit dem Zuweisen der Belastungsdaten (Punkt 2) und den Berechnungen (Punkt 3) begonnen werden kann, ist es notwendig, einen Slackknoten im Netz zu definieren, dessen Aufgabe es ist, ein Leistungsgleichgewicht herzustellen. In dem konkreten Fall, der in dieser Arbeit betrachtet wird, ist es notwendig, den Slackknoten im Großraum Wien festzulegen, da dies am ehesten den realen Verhältnissen entspricht. Weiters werden in dem verwendeten Netzmodell zwei PV-Knoten (Vorgabe von Wirkleistungs- und Spannungswerten) festgelegt, um die Spannungen in den jeweiligen betroffenen Netzteilen auf einem vorgegebenen Niveau zu halten [16]. Die Spannungen für die Netzabstützungen A und B werden jeweils über ein Kraftwerk, das auf der 220-kV-Sammelschiene der jeweiligen Übergabestelle einspeist, entsprechend dem tatsächlich gemessenen Wert festgelegt. Durch diese Modifikationen stellen sich die entsprechenden Blindleistungen gemäß den Messwerten ein. Die Wirkleistung lässt sich zudem durch ein weiteres Kraftwerk, das in das Übertragungsnetz einspeist, sehr gut anpassen. Für die Leistungsflüsse, die im Zuge dieser Arbeit ausgewertet werden, gelten folgende Konventionen bezüglich des Vorzeichens:

$$\begin{array}{ll}
 P < 0 \text{ bzw. } Q < 0 & \text{Wirk- bzw. Blindleistung fließt in den Knoten hinein} \\
 P > 0 \text{ bzw. } Q > 0 & \text{Wirk- bzw. Blindleistung fließt aus dem Knoten heraus}
 \end{array}$$

Die Lasten verhalten sich somit nach dem Verbraucherzählpeilsystem, das besagt, dass die von einem Verbraucher aufgenommene Leistung positiv gezählt wird, die abgegebene negativ [7].

Entsprechen die Ergebnisse der Simulation bezüglich der Wirk- und Blindleistung in den Netzabstütungen A und B weitestgehend den gemessenen Werten, so wird in einem weiteren Schritt die Netzabstützung D in das Modell integriert und erneut eine Simulation durchgeführt. Zu Beginn der Simulation werden die Transformatorstufen der Kuppeltransformatoren zwischen Verteil- und Übertragungsnetz zu dem jeweils betrachteten Zeitpunkt auf ihre Mittelstellung zurückgesetzt. Ziel dieser Simulation ist es, die Stufenstellungen der Transformatoren so zu verändern, dass es in keiner der Netzabstütungen zu einer Überschreitung des Grenzwertes, der durch den Entwurf zur nationalen Umsetzung des DCC in Österreich festgelegt wurde, kommt bzw. dieser auch nicht näherungsweise erreicht wird.

7.2 Rahmenbedingungen für die Simulation

Da durch die Simulation zwar einerseits die Blindleistung an den Netzabstützungen A, B und D so verändert wird, dass es zu keiner Überschreitung der Grenzwerte aus dem Demand Connection Code mehr kommt, darf dabei nicht vergessen werden, dass auch die Wirkleistungen und Spannungen keine beliebigen Werte annehmen dürfen. Dafür wurden vorab aus den Nenndaten der Transformatoren, Erfahrungswerten bezüglich der Spannung und den Grenzwerten aus dem DCC folgende in Tabelle 3 dargestellte Werte definiert, die bei der Simulation einzuhalten sind bzw. nicht wesentlich überschritten werden dürfen.

Tabelle 3: Definierte Grenzwerte für die Simulation

Netzabstützung	S_N	$P_{erlaubt}$	Q_{DCC}	U_{110kV}
A	2 · 200 MVA	± 200 MW	± 60 Mvar	110 kV ≤ U_{SS} ≤ 117 kV
B	220 MVA + 300 MVA	± 300 MW	± 78 Mvar	
D (Netzkupplung)	2 · 300 MVA	± 300 MW	± 90 Mvar	
D (Netztrennung)	je 300 MVA	je ± 150 MW	± 90 Mvar	

Die Spannungen auf der 220-kV-Ebene werden entsprechend der Messwerte durch einen PV-Knoten festgelegt und verändern damit ihre Werte auch bei der Simulation nicht, weshalb für diese in Tabelle 3 keine Grenzwerte angeführt sind. Wie in Kapitel 6.1.1 beschrieben, werden zur Berechnung der Stützstellen für die untersuchten Netzabstützungen technisch sinnvolle Bezugsgrößen angenommen. Diese und die daraus berechneten Stützstellen sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Blindleistung wird immer als Summenleistung aller sich in einer Netzabstützung befindenden Transformatoren berechnet, weshalb die Grenzwerte immer auf die gesamte Scheinleistung aller Transformatoren in der betrachteten Netzabstützung bezogen werden. Deswegen ergibt sich auch im Falle einer Netztrennung in der zukünftigen Netzabstützung D mit einer herabgesetzten Wirkleistung auf je 150 MW pro Transformator eine Blindleistungsgrenze von 90 Mvar. Unter Netztrennung ist konkret der Fall zu verstehen, dass das Ost- und Westnetz unabhängig voneinander betrieben werden. Das Westnetz wird somit durch die Netzabstützung A und den einen Transformator in der Netzabstützung D versorgt, während das Ostnetz durch die Netzabstützung B und zusätzlich über den zweiten Transformator in der Netzabstützung D an das Übertragungsnetz angebunden ist.

Entsprechend dieser Werte werden in den Tabellen der folgenden Kapitel sowohl die Sammelschienenspannungen als auch die Wirk- und Blindleistungen nach folgendem Farbschema aus Tabelle 4 zur schnelleren Erfassbarkeit markiert:

Tabelle 4: Bewertung der Blind- und Wirkleistungen, sowie der Spannungen

	Netzabstützung			
	A	B	D (Netzkupplung)	D (Netztrennung)
$P_{erlaubt}$ in MW	$ P < 200$	$ P < 300$	$ P < 300$	$ P < 150$
	$200 \leq P \leq 220$	$300 \leq P \leq 330$	$300 \leq P \leq 330$	$150 \leq P \leq 165$
	$ P > 220$	$ P > 330$	$ P > 330$	$ P > 165$
Q_{DCC} in Mvar	$Q < 54$	$Q < 67,5$	$Q < 81$	$Q < 81$
	$54 \leq Q_{DCC} \leq 60$	$67,5 \leq Q_{DCC} \leq 78$	$81 \leq Q_{DCC} \leq 90$	$81 \leq Q_{DCC} \leq 90$
	$Q > 60$	$Q > 78$	$Q > 90$	$Q > 90$
U_{SS} in kV	$U_{SS} < 110$			
	$110 \leq U_{SS} \leq 117$			
	$U_{SS} > 117$			

8 Detaillierte Blindleistungsanalyse im betrachteten Netz

8.1 Beschreibung des bestehenden Netzes

Das Hochspannungsnetz wird mit einer Nennspannung von 110 kV betrieben und setzt sich aus zwei Teilbereichen zusammen. Ausgehend vom Umspannwerk 1 bilden sich zwei Netzbereiche – einerseits das Westnetz mit den Netzabstützungen A und C, andererseits das Ostnetz mit der Netzabstützung B zum Übertragungsnetz der APG. Das Netz nimmt somit die Form einer liegenden Acht an, wie es in Abbildung 25 ersichtlich ist.

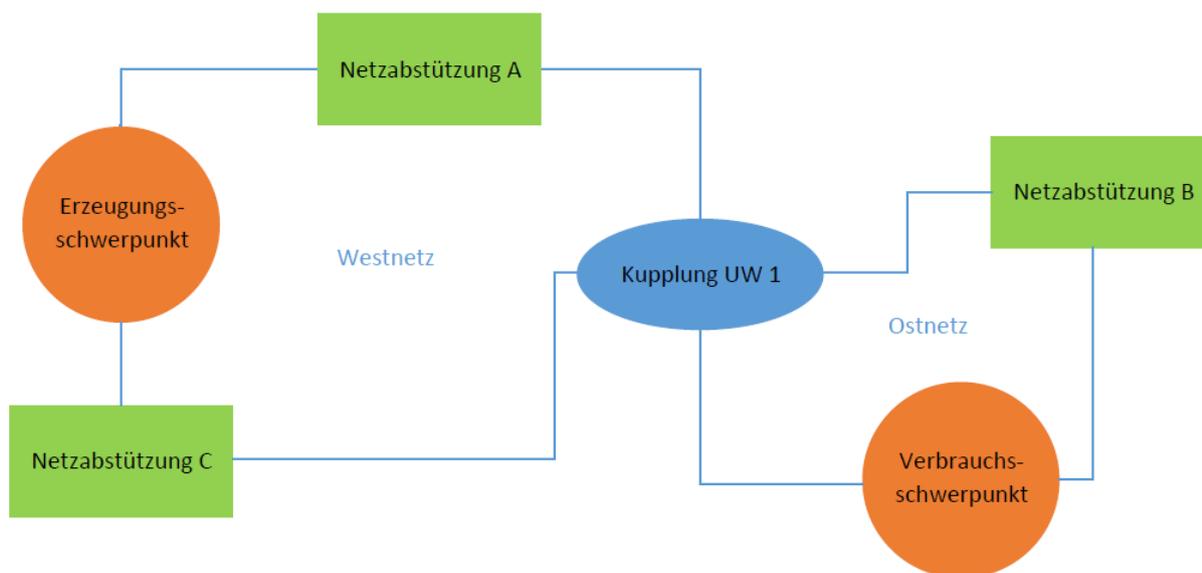


Abbildung 25: Aktueller Netzschemaplan

Besonders im Nordwesten kommt es zu starken Einspeisungen, da hier eine Kraftwerksgruppe mit einer installierten Leistung von 474 MW [17] eingebunden ist. Dies betrifft die Einspeisung auf der 110-kV-Ebene, inkludiert man auch die Einspeisung auf der 220-kV-Ebene, ist eine installierte Leistung von 775 MW zu berücksichtigen. Die Verbrauchsschwerpunkte ergeben sich aufgrund der größeren Ballungszentren und einer höheren Dichte an Gewerbe- und Industriebetrieben im Osten.

Die beiden Netzgebiete werden durch eine Kupplung zwischen den beiden Sammelschienen im Umspannwerk 1 verbunden. In der Netzabstützung C befindet sich ein zusätzlicher Transformator zur Stützung des Netzes. Dieser wird jedoch in dieser Arbeit nicht näher analysiert, da dort im Normalschaltzustand mit den Messwerten des Jahres 2017 keine Grenzwertverletzungen auftreten.

Anhand von Abbildung 26 sieht man den Verlauf der Wirk- und Blindleistung in der Übergabestelle A für die Zeitreihe von 2012 bis 2017 mit den jahreszeitlichen Schwankungen. Dabei ist eine verstärkte Leistungsentnahme aus dem Übertragungsnetz im Winter ersichtlich, was auf den erhöhten Strombedarf in den kühlen Monaten zurückzuführen ist.

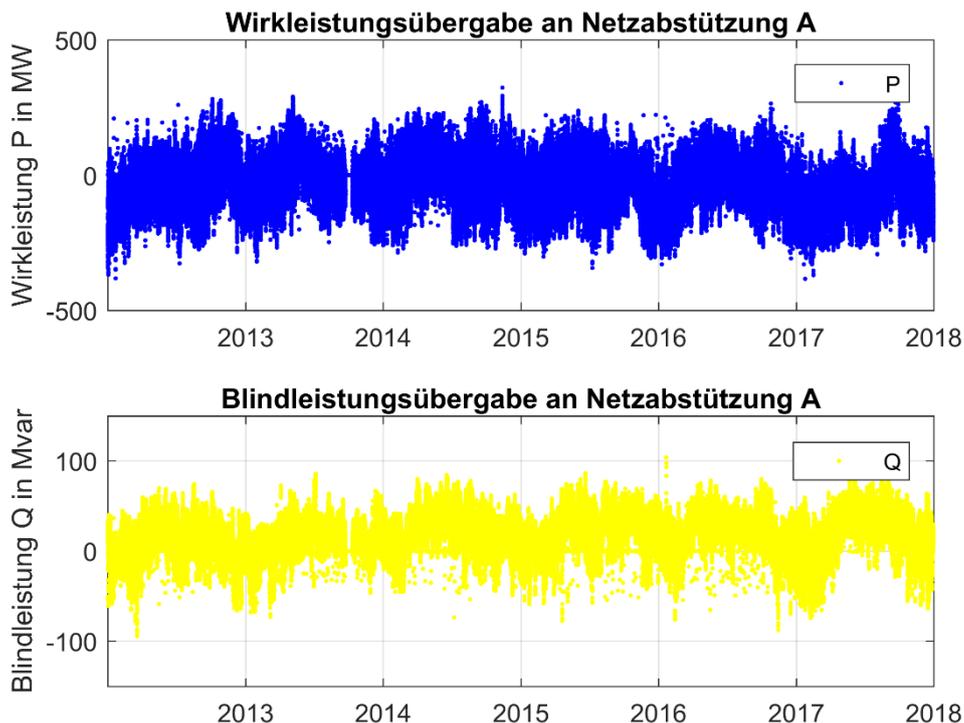


Abbildung 26: Wirk- und Blindleistungsverläufe in Netzabstützung A für die Jahre 2012-2017

Bei stärkerer Leitungsauslastung nehmen Freileitungen ein induktives Verhalten an, d.h. sie beziehen Blindleistung. In den Sommermonaten hingegen nimmt der Blindleistungsbedarf ab, da weniger Leistung transportiert werden muss, wodurch sich die Leitungen eher kapazitiv verhalten und somit Blindleistung abgeben. Aus dem Mittelwert und dem Blindleistungsverlauf zeigt sich tendenziell eine Blindleistungseinspeisung in das Übertragungsnetz, wohingegen in Abbildung 27 und dem dazugehörigen Mittelwert für Netzabstützung B ein Blindleistungsbezug zu sehen ist.

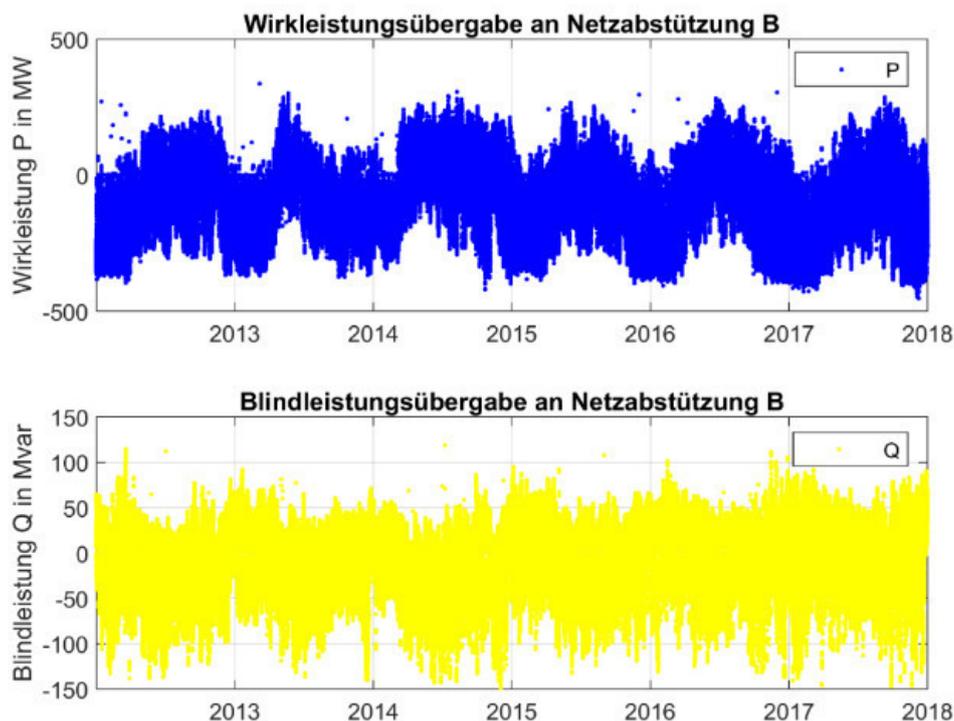


Abbildung 27: Wirk- und Blindleistungsverläufe in Netzabstützung B für die Jahre 2012-2017

Etwas anders verhalten sich die Wirk- und Blindleistungsflüsse in der Netzabstützung C, da hier wesentlich weniger Leistung fließt. Dies ist dadurch erklärbar, dass sich an der Übergabestelle lediglich ein Transformator mit einer Nennscheinleistung von 220 MVA befindet und diese Netzabstützung mit nur einer Leitung in das 110-kV-Netz eingebunden ist. Sollte es in der Netzabstützung A jedoch zu einem Ausfall eines Transformators kommen, kann der aus Netzabstützung C stärker belastet werden. Für den Normalschaltzustand ist dieser Fall von geringerer Bedeutung, da problematische Überschreitungen der Blindleistungsgrenzen aus heutiger Sicht nicht zu erwarten sind.

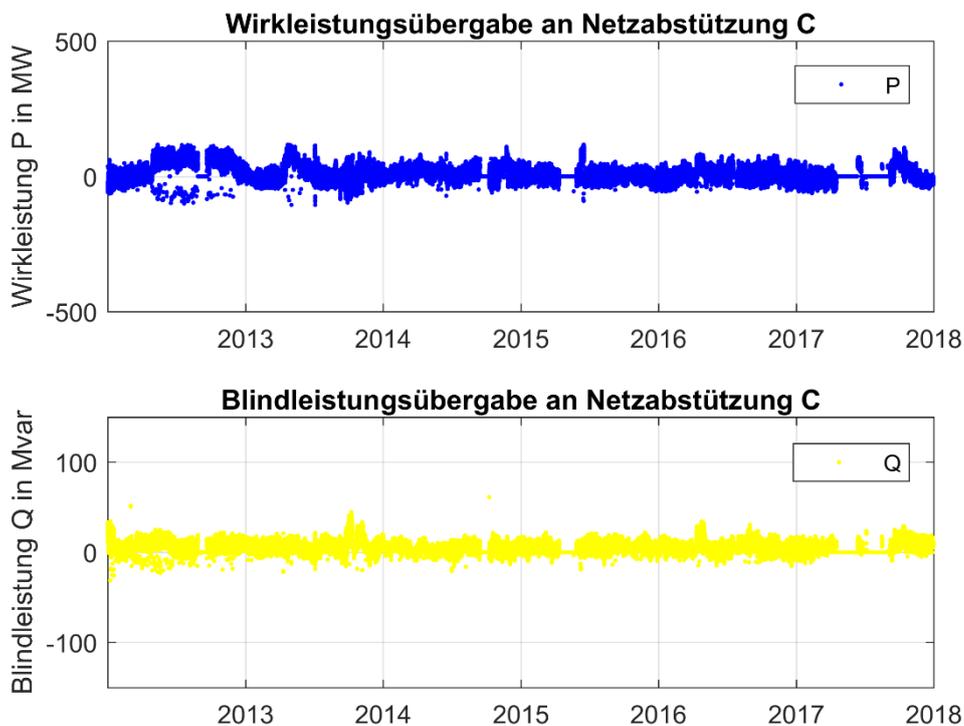


Abbildung 28: Wirk- und Blindleistungsverläufe in Netzabstützung C für die Jahre 2012-2017

Zusätzlich zu den bestehenden Netzabstützungen A, B und C wird in den kommenden Jahren eine weitere Netzabstützung D (Abbildung 29) errichtet werden, die außerdem für eine West-Ost-Netztrennung verwendet werden kann.

Dadurch ist es möglich, die Netzgebiete im Westen und Osten weitgehend unabhängig voneinander zu betreiben und dennoch die (n-1)-Sicherheit nicht zu gefährden. Mithilfe der neuen Netzabstützung D ist es möglich, den gekuppelten Netzzustand nicht mehr wie bisher in dem Umspannwerk 1, sondern in der Netzabstützung D zu realisieren (siehe Abbildung 29). Im getrennten Betrieb versorgt ein Transformator über die erste Sammelschiene den einen Netzteil, der zweite baugleiche Transformator versorgt über die zweite Sammelschiene den anderen Netzteil. Aus heutiger Sicht ist es sehr wahrscheinlich, dass der getrennte Betrieb der beiden Netzteile der Normalzustand sein wird, jedoch wird der tatsächliche Betriebszustand erst durch Erfahrungswerte definitiv festgelegt werden.

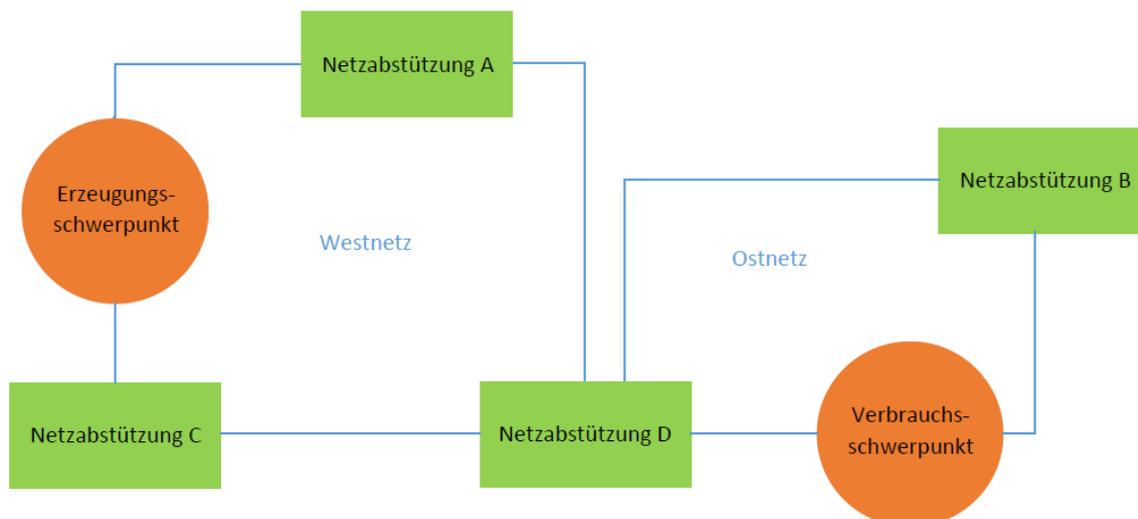


Abbildung 29: Zukünftiges Netzschema mit Netzabstützung D

Hier sei noch ergänzend erwähnt, dass sich in der Netzabstützung B zwei Blindleistungskompensationsdrosseln befinden. Diese sind an der Tertiärwicklung der 380/220-kV-Transformatoren angebracht. Damit beeinflussen sie primär die Sammelschienenspannungen auf der 220-kV-Ebene, was wiederum einen Einfluss auf die Spannungen auf der 110-kV-Ebene hat.

8.2 Entwicklung des Blindleistungshaushalts

8.2.1 Netzabstützung A

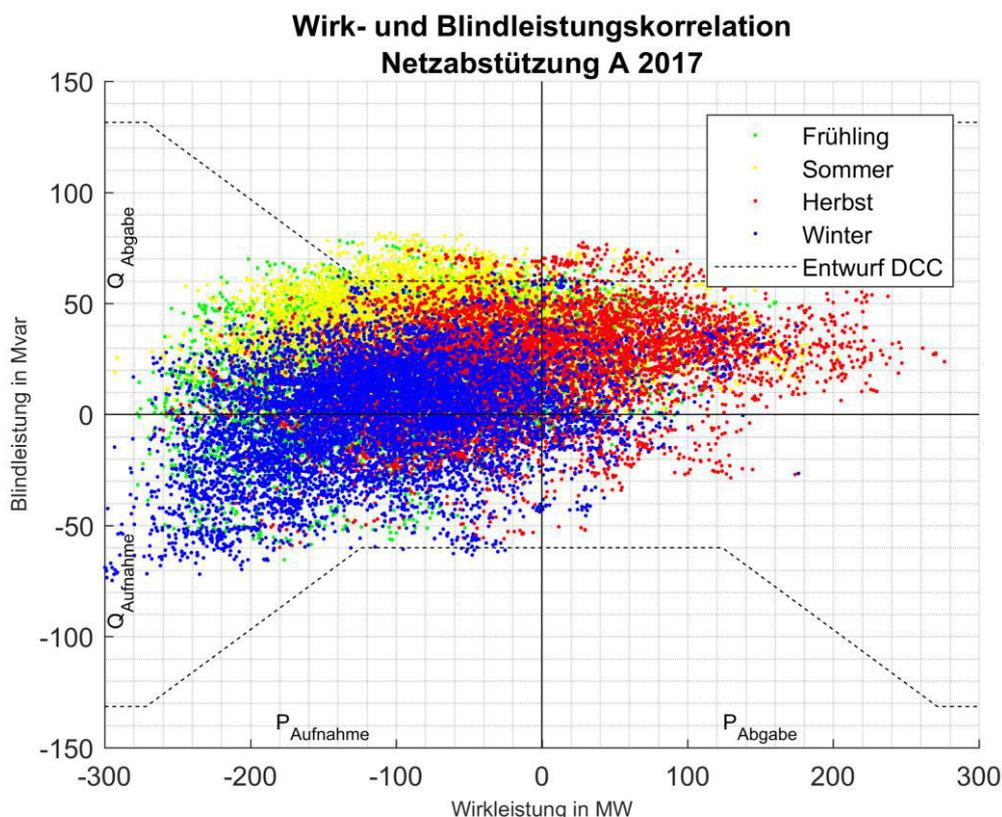


Abbildung 30: Korrelation der Wirk- und Blindleistung in Netzabstützung A aufgeteilt in Jahreszeiten (rot: Herbst, blau: Winter, grün: Frühling, gelb: Sommer) unter Berücksichtigung der Blind- und Wirkleistungsabgabe an das Übertragungsnetz bzw. der Blind- und Wirkleistungsaufnahme aus dem Übertragungsnetz und des Entwurfs für den Demand Connection Code

Stellt man die Blindleistung als Funktion der Wirkleistung dar und berücksichtigt dabei auch die Jahreszeit, zu der der jeweilige Wert auftritt, so ergibt sich für die Netzabstützung A, die im Westnetz situiert ist, eine Wolke wie sie in Abbildung 30 ersichtlich ist. Werden noch die Häufigkeiten für das Auftreten der einzelnen Fälle pro Jahreszeit berechnet (siehe Anhang, Tabelle 30), zeigt sich, dass es im Sommer zu 85,9 % der Zeit zu einer starken Blindleistungseinspeisung bei gleichzeitigem Wirkleistungsbezug kommt, ebenso im Frühling mit 79,8 %. Dieses Verhalten tritt im Herbst nur mehr während 48,3 % der Zeit auf, zu 32,7 % aller Messpunkte im Herbst wird gleichzeitig Wirk- und Blindleistung eingespeist. Im Winter ändert sich das Verhalten – zu 43,2 % der Zeit werden Blind- und Wirkleistung gleichzeitig bezogen, zu 48,8 % der Zeit wird Blindleistung bei einem Wirkleistungsbezug eingespeist.

Wird über diese Punktelcke noch der Entwurf des Demand Connection Codes gelegt, kann man erkennen, dass der Großteil der Blindleistungsgrenzwertüberschreitungen bei der Blindleistungseinspeisung vorliegen, im Bereich des Blindleistungsbezuges kommt es hingegen nur an einzelnen Messwerten zu einer Grenzwertverletzung. Eine mögliche Erklärung dafür ist der Erzeugungsschwerpunkt in diesem westlichen Teil des Netzes, der auch dazu führt, dass häufiger Blindleistung an der Übergabestelle ins Übertragungsnetz eingespeist als bezogen wird.

Während der Wintermonate steigen Wirk- und Blindleistungsbezug an. Ein stärkerer Wirkleistungsfluss geht mit einem höheren Stromfluss einher, wodurch die induktiven Blindleistungsverluste auf der Leitung steigen, d.h. die Leitung bezieht mehr Blindleistung, was sich wiederum in einem erhöhten Blindleistungsbezug an der Netzabstützung spiegeln kann.

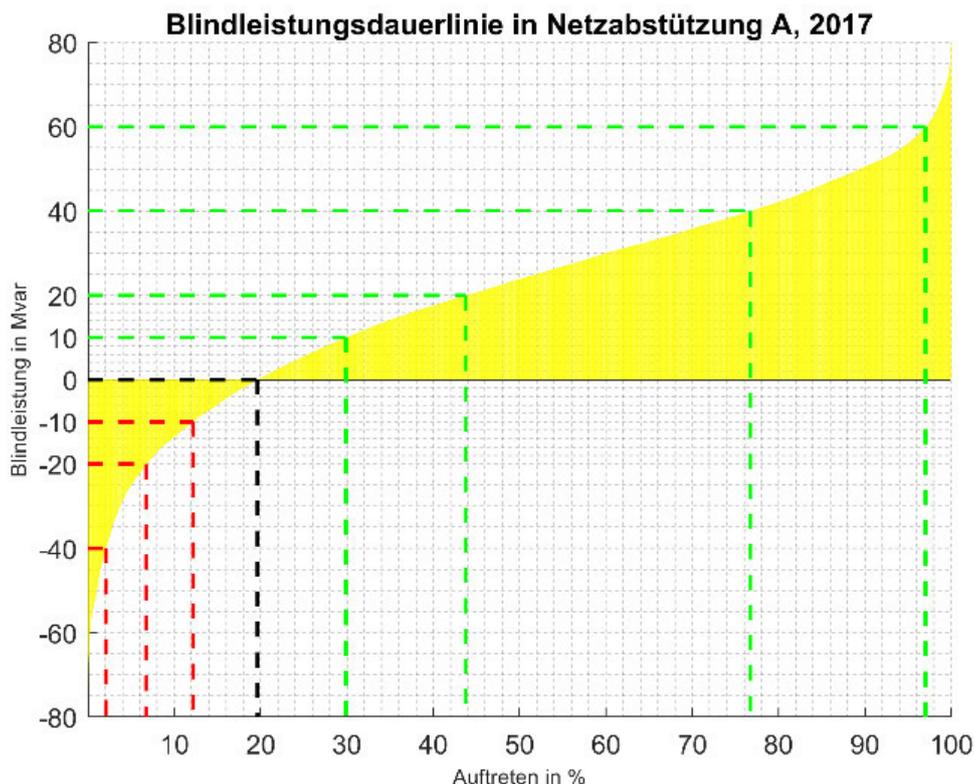


Abbildung 31: Blindleistungsdauerlinie an der Übergabestelle A zum Übertragungsnetz für 2017

Betrachtet man außerdem die Dauerlinie der Blindleistung in Netzabstützung A, so ist an Abbildung 31 und Tabelle 32 (siehe Anhang) ein zu 80 % der Zeit vorherrschendes kapazitives Verhalten des 110-kV-Netzes erkennbar. Dies ist, wie bereits oben erwähnt, auf die große Blindleistungseinspeisung durch große Kraftwerkseinheiten und auch teilweise wenig belastete Leitungen erklärbar. Der Einfluss von Kabelsystemen ist in diesem Netzteil geringer, da hier Freileitungen vorherrschen. Die Blindleistungseinspeisung bewegt sich 33 % der Zeit zwischen 20 Mvar und 40 Mvar, wohingegen der innere Tunnel des DCC für Netzabstützung A einen Grenzwert von 60 Mvar vorgibt, der entsprechend der Tabelle 32 bezüglich des kapazitiven Verhaltens nur zu 3 % der Zeit überschritten wird.

Tabelle 5: Einflüsse auf die DCC-Grenzwertüberschreitungen im Westnetz für 2017

DCC-Überschreitungen an Netzabstützung A	Anzahl Messpunkte 2017	Prozentsatz
gesamt	910	2,6 %
Blindleistungseinspeisung Kraftwerke	882	96,9 %
Blindleistungsbezug Kraftwerke	28	3,1 %
Kapazitive Leitungsverluste	669	73,5 %
induktive Leitungsverluste	241	26,5 %
Q-West-Ost-Fluss Kupplung	9	1,0 %
Q-Ost-West-Fluss Kupplung	901	99,0 %
Blindleistungseinspeisung 20-kV-Abgänge	742	81,5 %
Blindleistungsbezug 20-kV-Abgänge	168	18,5 %
Blindleistungseinspeisung ins ÜN	901	99,0 %
Blindleistungsbezug aus ÜN	9	1,0 %
Drosseln Netzabstützung B ein	834	91,6 %
Drosseln Netzabstützung B aus	76	8,4 %

Fokussiert man sich nun auf die betragsmäßigen Überschreitungen der DCC-Grenzwertkurven, die im Jahr 2017 bei 2,6 % (siehe Tabelle 5 bzw. Abbildung 32) liegen, so kann man nach Aufteilung des Blindleistungsflusses in die einzelnen Komponenten, die die Blindleistung an der Übergabestelle beeinflussen können, erkennen, dass im Falle einer Überschreitung zu 96,9 % der Zeit Blindleistung von Kraftwerken eingespeist wurde. Dies ist abermals auf die hohe Dichte an Kraftwerken zurückzuführen. Es zeigt sich außerdem, dass sich das Netz in 73,5 % der Fälle kapazitiv verhält. Ebenso kommt es mit einer ähnlichen Häufigkeit von 81,5 % zu einer Blindleistungseinspeisung durch die 20-kV-Abgänge. Hier ist zu erwähnen, dass auch auf der 20-kV-Ebene viele v.a. kleinere Kraftwerke in das Netz einspeisen. Zusätzlich ist auch zu 99 % aller Messwerte aus dem Jahr 2017 ein Ost-West-Fluss an Blindleistung erkennbar, wodurch Blindleistung aus dem östlichen Netzteil in den westlichen transportiert wird. Die Drosseln in der Netzabstützung B haben zwar keinen direkten Einfluss auf die Spannung in der Netzabstützung A, jedoch indirekt auf die Blindleistungsflüsse. Zu 91,6 % aller DCC-Überschreitungen in A ist zur gleichen Zeit in der Netzabstützung B die Drossel eingeschaltet. Wenn die Drosseln in B eingeschaltet sind, bedeutet dies, dass sich die Spannung auf dem 220-kV-Spannungsniveau der Netzabstützung B verringert.

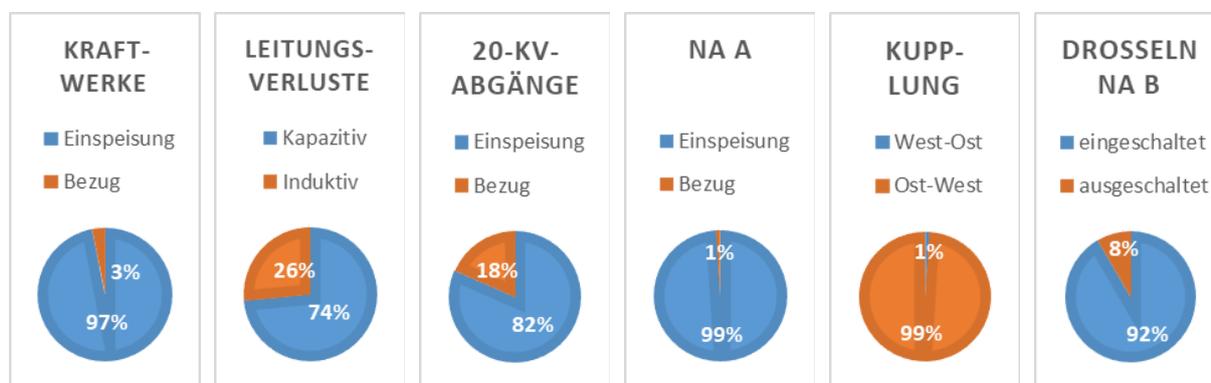


Abbildung 32: Überblick über die Blindleistungseinflüsse auf die DCC-Grenzwertüberschreitungen im Westnetz für 2017

Zusammenfassend bedeutet dies bei Betrachten von Abbildung 32 für die Ausgangslage von DCC-Grenzwertüberschreitungen im Westnetz:

- Blindleistungseinspeisung durch Kraftwerke
- Vorwiegend kapazitive Leitungsverluste
- Starke Ost-West-Flüsse
- Vorwiegend kapazitives Verhalten der 20-kV-Abgänge
- Blindleistungseinspeisung an der Netzabstützung A

8.2.2 Netzabstützung B

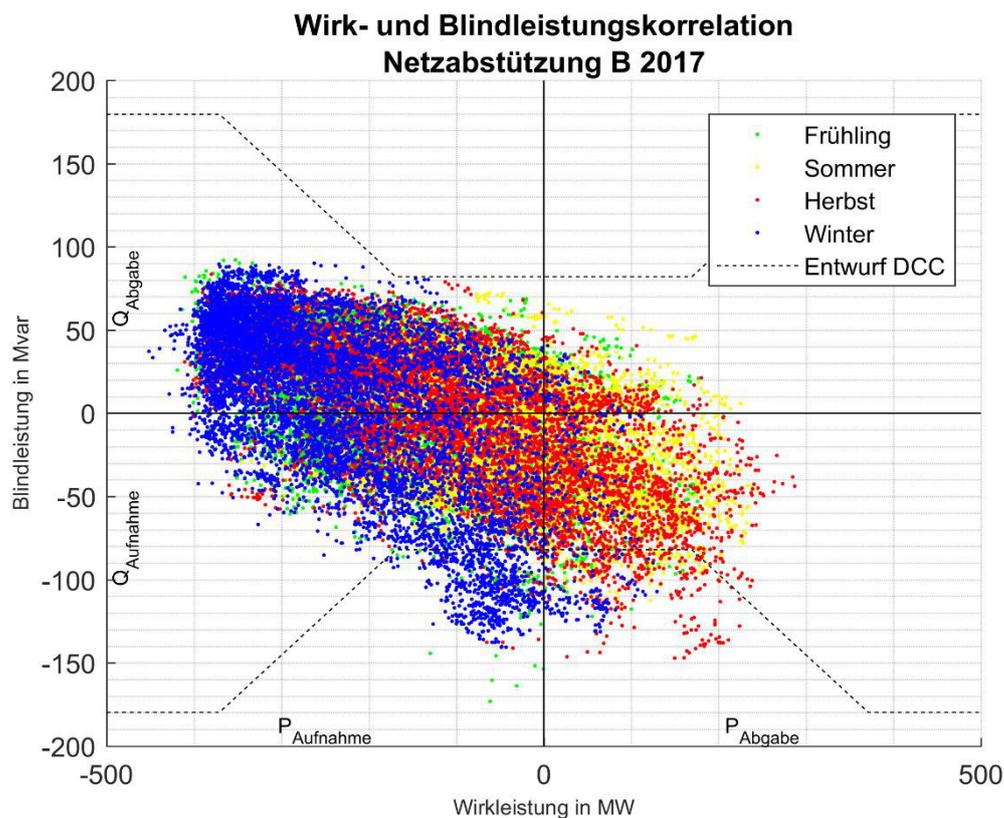


Abbildung 33: Korrelation der Wirk- und Blindleistung in Netzabstützung B aufgeteilt in Jahreszeiten (rot: Herbst, blau: Winter, grün: Frühling, gelb: Sommer) unter Berücksichtigung der Blind- und Wirkleistungsabgabe an das Übertragungsnetz bzw. der Blind- und Wirkleistungsaufnahme aus dem Übertragungsnetz und des Entwurfs für den Demand Connection Code

Betrachtet man allgemein die Blindleistung als Funktion der Wirkleistung in Abbildung 33, zeigt sich für das Ostnetz, dass es in der Netzabstützung B zu stärkeren Wirk- und Blindleistungsbezügen kommt als in der Netzabstützung A.

An Tabelle 31 im Anhang sieht man, dass es für die Netzabstützung B weniger eindeutige prozentuelle Aufteilungen für die einzelnen Zustände pro Jahreszeit gibt. Auffallend ist, dass es kaum zu einer gleichzeitigen Blind- und Wirkleistungseinspeisung kommt. Im Frühjahr überwiegt die Blindleistungseinspeisung bei einem Wirkleistungsbezug. Im Sommer auch, jedoch nimmt der Blindleistungsbezug bei Wirkleistungsbezug und bei Wirkleistungseinspeisung 27,4 % bzw. 23,9 % an. Dies bleibt über den Herbst hinweg ähnlich, im Winter hingegen überwiegt die Blindleistungseinspeisung bei einem Wirkleistungsbezug zu ca. zwei Drittel der Zeit, während der gleichzeitige Wirk- und Blindleistungsbezug das restliche Drittel über dominieren.

Wird die DCC-Grenzwertlinie zusätzlich betrachtet, lässt sich für die Netzabstützung B eine Grenzwertüberschreitung des DCC in die umgekehrte Richtung verglichen mit dem für Netzabstützung A erkennen. Dies bedeutet, dass im Ostnetz Probleme mit der Blindleistungsabgabe an das Übertragungsnetz auftreten, da vor allem im Winter und Herbst mehr Blindleistung bezogen wird als die DCC-Grenzen es vorgeben. Im Winter tritt bei den Grenzwertverletzungen eher ein Wirkleistungsbezug bei gleichzeitigem Blindleistungsbezug auf, im Herbst hingegen wird bei zu hohem Blindleistungsbezug eher Wirkleistung eingespeist. Betrachtet man die positive Grenze des inneren Tunnels, so kommt es hier zu keinen Grenzwertüberschreitungen. Damit weist die Netzabstützung B Grenzwertverletzungen nur im induktiven Bereich auf, an Netzabstützung A jedoch treten hauptsächlich kapazitive Grenzwertverletzungen auf.

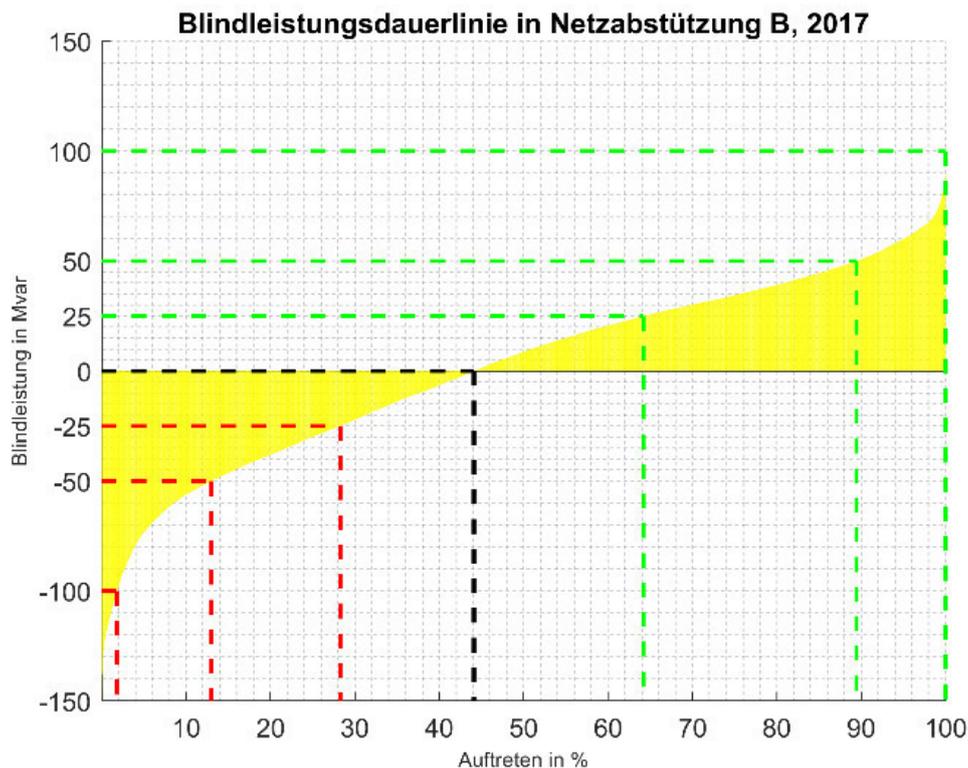


Abbildung 34: Blindleistungsdauerlinie an der Übergabestelle B zum Übertragungsnetz

Bildet man auch für die Netzabstützung B die Dauerlinie des Blindleistungsbezuges, lässt sich die Summe des kapazitiven und des induktiven Verhaltens bilden (siehe Anhang, Tabelle 33). 44,1 % der Zeit verhält sich das Netz kapazitiv – es wird Blindleistung an der Netzabstützung B in das Übertragungsnetz abgegeben, während es zu 55,9 % der Zeit zu einem Blindleistungsbezug kommt.

Betrachtet man nun die Grenzwertverletzungen des DCC-Entwurfes im Ostnetz (Tabelle 6), so ist eindeutig zu erkennen, dass diese zu einem Anteil von 99,6 % bei einem Blindleistungsbezug aus dem Übertragungsnetz auftreten.

Tabelle 6: Einflüsse auf die DCC-Grenzwertüberschreitungen im Ostnetz für 2017

DCC-Überschreitungen an Netzabstützung B	Anzahl Messpunkte 2017	Prozentsatz
gesamt	1349	3,8 %
Blindleistungseinspeisung Kraftwerke	617	45,7 %
Blindleistungsbezug Kraftwerke	732	54,3 %
Kapazitive Leitungsverluste	952	70,6 %
induktive Leitungsverluste	397	29,4 %
Q-West-Ost-Fluss Kupplung	2	0,15 %
Q-Ost-West-Fluss Kupplung	1347	99,85 %
Blindleistungseinspeisung 20-kV-Abgänge	6	0,4 %
Blindleistungsbezug 20-kV-Abgänge	1343	99,6 %
Blindleistungseinspeisung ins ÜN	6	0,4 %
Blindleistungsbezug aus ÜN	1343	99,6 %
Drosseln Netzabstützung B ein	208	15,4 %
Drosseln Netzabstützung B aus	1141	84,6 %

Bei 70,6 % aller DCC-Blindleistungsüberschreitungen sind die Leitungsverluste im kapazitiven Bereich, dies nimmt einen ähnlichen Wert wie für Netzabstützung A an. Signifikant ist, dass die 20-kV-Abgänge hingegen ein stärker induktives Verhalten aufweisen und in 99,6 % der Fälle Blindleistung beziehen. Dies entspricht ebenso dem Anteil des Blindleistungsbezuges aus dem Übertragungsnetz. Lediglich die Einspeisung bzw. der Bezug der Kraftwerke ist mit 45,7 % bzw. 54,3 % relativ gesehen ausgeglichen. Um ein vollständiges Bild des Netzes zu erhalten, werden, wie auch für die Netzabstützung A bereits durchgeführt, die Drosseln in der Netzabstützung B betrachtet. In 84,6 % der Fälle sind die Drosseln ausgeschaltet, wenn der DCC-Grenzwert überschritten wird.

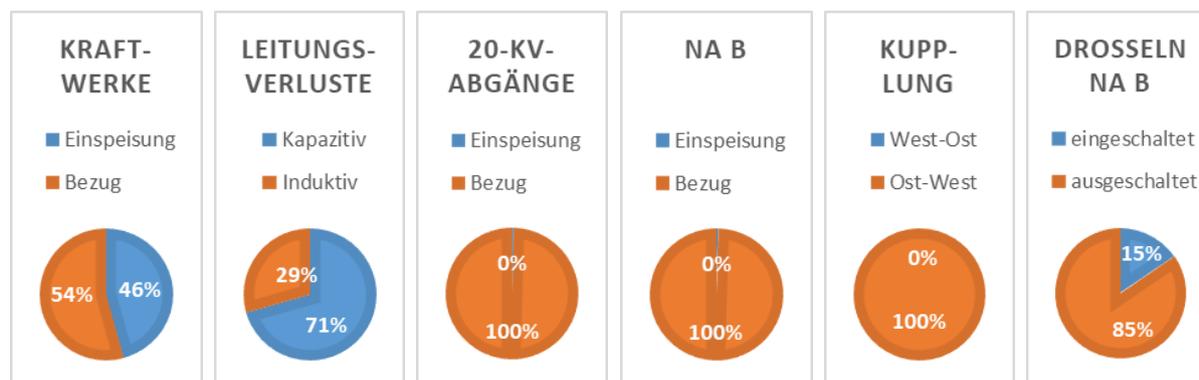


Abbildung 35: Überblick über die Blindleistungseinflüsse auf die DCC-Grenzwertüberschreitungen im Ostnetz für 2017

Zusammenfassend gilt für das Ostnetz bei DCC-Grenzwertverletzung:

- Einspeisung und Bezug von Kraftwerken zu ähnlichen Anteilen
- Vorwiegend kapazitive Leitungsverluste
- Hauptsächlich Ost-West-Flüsse von Blindleistung
- Blindleistungsbezug der 20-kV-Abgänge
- Blindleistungsbezug aus dem Übertragungsnetz in der Netzabstützung

8.3 Blindleistungsbilanz

Um eine Gegenüberstellung von Blindleistungsaufbringung und –verbrauch zu erhalten, werden vorab für beide Netzteile, den westlichen und den östlichen, jeweils die Blindleistungsbilanzen in der Netzabstützung A bzw. B berechnet. Diese setzen sich zusammen aus der Blindleistungssumme aller 20-kV-Abgänge und Kraftwerke, die in das 110-kV-Netz einspeisen, den Blindleistungsverlusten auf den Leitungen des 110-kV-Netzes, den Blindleistungen aus dem Übertragungsnetz Q_A bzw. Q_B , und dem Blindleistungsfluss über die Netzkupplung in UW 1.

8.3.1 Verhalten der 20-kV-Abgänge

Die Betrachtung der 20-kV-Abgänge umfasst das gesamte Netz, das hinter den Messpunkten liegt. Es werden jeweils für den östlichen und westlichen Teil die Summen über die gemessenen Blindleistungen der einzelnen 20-kV-Abgänge gebildet:

$$Q_{20\text{-kV-Abg\ddot{a}nge}}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{20\text{-kV-Abgang},i}(t) \quad (38)$$

Werden die Leistungen auf der 110-kV-Seite des Transformators gemessen, ist es nicht notwendig, die Transformatorverluste extra zu berechnen, da sie bereits in den Blindleistungswerten für das 20-kV-Netz enthalten sind. Wird jedoch auf der 20-kV-Seite gemessen, ist es notwendig, die Blindleistungsverluste dieser Transformatoren extra zu berechnen, worauf in Kapitel 0 näher eingegangen wird.

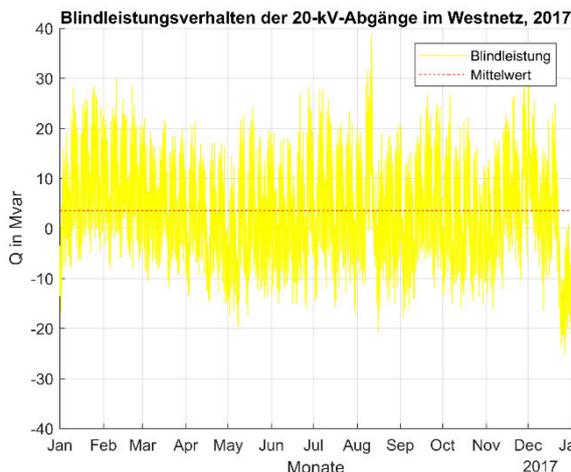


Abbildung 36: Blindleistungsverhalten aller 20-kV-Abgänge im Westnetz für das Jahr 2017

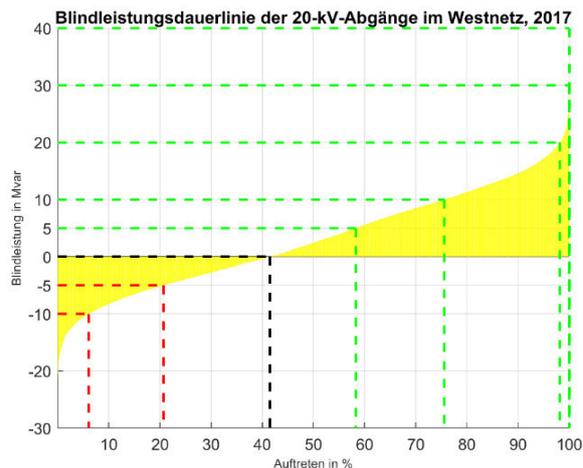


Abbildung 37: Blindleistungsdauerlinie der 20-kV-Abgänge im Westnetz für das Jahr 2017

Bildet man aus diesen Blindleistungswerten $Q_{20\text{-kV-Abgänge}}$ eine Dauerlinie wie in Abbildung 37, so sieht man, dass sich die 20-kV-Abgänge im Westnetz allgemein eher als Blindleistungsbezieher statt als Blindleistungslieferant verhalten. Während 41,5 % des Jahres 2017 (siehe Anhang, Tabelle 34) speisten sie Blindleistung in das 110-kV-Netz ein, nur zu 6,1 % der Zeit mehr als 10 Mvar. Zu 24,4 % der Zeit wurde Blindleistung größer als 10 Mvar aus dem 110-kV-Netz bezogen.

Im Vergleich dazu verhalten sich die Abgänge des Ostnetzes häufiger kapazitiv (Abbildung 39). Zu 54,7 % der Zeit speisen diese Blindleistung in das 110-kV-Netz ein (siehe Anhang, Tabelle 35), wobei zu einem Viertel der gesamten Messpunkte aus dem Jahr 2017 Blindleistung zwischen 10 Mvar und 20 Mvar in das 110-kV-Netz eingespeist wird. Dies stellt den häufigsten Fall dar und kann auf die stärkere städtische Struktur im Osten des Versorgungsgebietes zurückgeführt werden, die einen höheren Verkabelungsgrad aufweist als die eher ländlichen Gebiete im Westnetz.

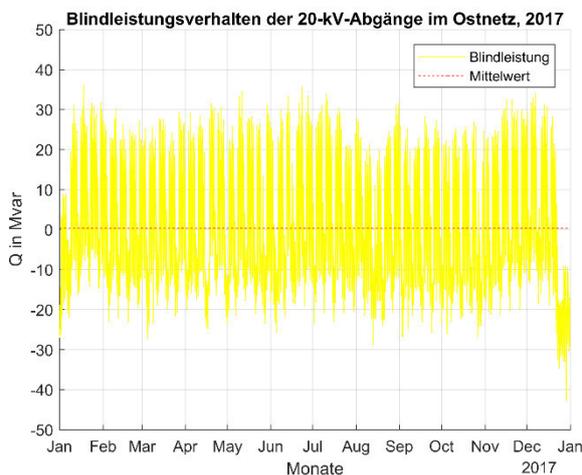


Abbildung 38: Blindleistungsverhalten aller 20-kV-Abgänge im Ostnetz für das Jahr 2017

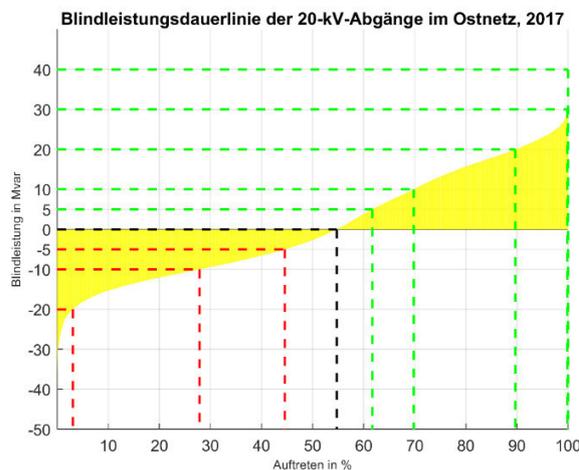


Abbildung 39: Blindleistungsdauerlinie der 20-kV-Abgänge im Ostnetz für das Jahr 2017

Sieht man sich zusätzlich zu den Dauerlinien auch die tatsächlichen Blindleistungsverläufe über ein gesamtes Jahr an, so wird im Westnetz sehr selten ein Blindleistungsbezug durch die 20-kV-Abgänge von 30 Mvar erreicht (Abbildung 36), was auf die geringere Bevölkerungs- und Unternehmensdichte im Westen zurückzuführen sein könnte. Dass es nur in seltenen Fällen zu einer Einspeisung von 20 Mvar aus dem 20-kV-Netz kommt, ist abermals durch den geringeren Verkabelungsgrad zu erklären. Die rote Linie stellt den Jahresmittelwert dar, der für das Westnetz ein eindeutig induktives Verhalten

aufweist, für das Ostnetz hingegen ist dieser beinahe ausgeglichen und befindet sich im Bereich von null (siehe Abbildung 38).

Betrachtet man zusätzlich dazu auch noch das Blindleistungsverhalten innerhalb einer Woche, lässt sich an Abbildung 40 erkennen, dass sich die 20-kV-Abgänge im Westnetz stärker induktiv verhalten. Dies lässt wie bereits oben erwähnt auf den geringeren Verkabelungsgrad im Westen schließen. An den Werktagen inklusive Samstag kann außerdem sehr gut ein Tagesprofil abgelesen werden – in der Früh beginnt sich das 20-kV-Netz induktiv zu verhalten, was auf das Einschalten induktiver Lasten hinweist, die Spitze wird erwartungsgemäß um die Mittagszeit erreicht, bis schließlich um etwa Mitternacht wieder ein kurzfristiges leicht kapazitives Verhalten eintritt. Sonntags ist das Verhalten nicht so eindeutig, stark induktive Lasten, wie sie z.B. durch größere Motoren in Industriebetrieben verursacht werden können, fallen weg. Die induktive Tagesspitze wird erst abends bzw. nachts erreicht.

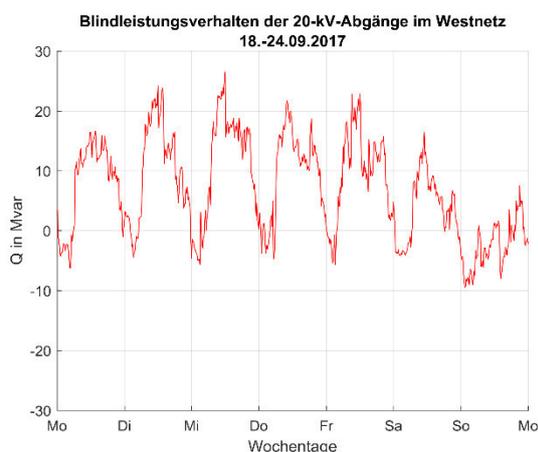


Abbildung 40: Blindleistungsverhalten der 20-kV-Abgänge im Westnetz im Laufe einer Woche

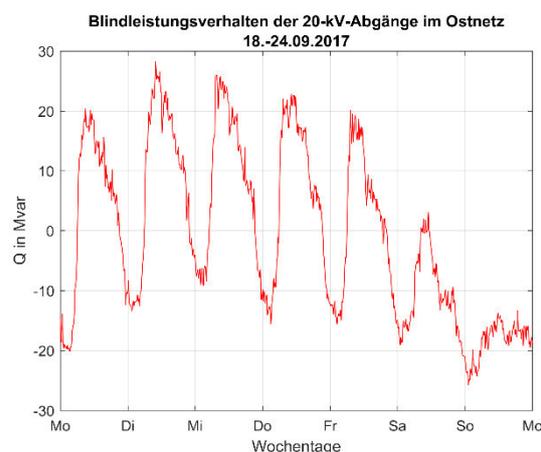


Abbildung 41: Blindleistungsverhalten der 20-kV-Abgänge im Ostnetz im Laufe einer Woche

Im Osten ist hingegen an Abbildung 41 ein vergleichsweise stärkeres kapazitives Verhalten zu erkennen, zurückzuführen auf längere verkabelte Leitungen. In der Nacht verhält sich das Netz stark kapazitiv, in der Früh ist ein Blindleistungshub von bis zu +40 Mvar zu erkennen, wodurch die induktive Tagesspitze, die sich hier noch am Vormittag befindet, erreicht wird. Danach beginnt die induktive Last tendenziell abzunehmen, ehe bereits vor Mitternacht wieder ein kapazitiver Zustand erreicht wird. Am Samstag überwiegt trotz einer Zunahme des Blindleistungsbedarfs das kapazitive Verhalten, ebenso am Sonntag, wobei hier die Spitze wenig ausgeprägt ist, da große induktive Lasten keinen Beitrag liefern.

8.3.2 Verhalten der Kraftwerke

Parallel zur Summe der 20-kV-Abgänge werden auch die Blindleistungen der einzelnen Kraftwerke $Q_{KW,i}$ aufsummiert. Dabei wird wieder zwischen Ost- und Westnetz unterschieden, nicht aber zwischen der Art der einzelnen Kraftwerke.

$$Q_{Erzeugung}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{KW,i}(t) \quad (39)$$

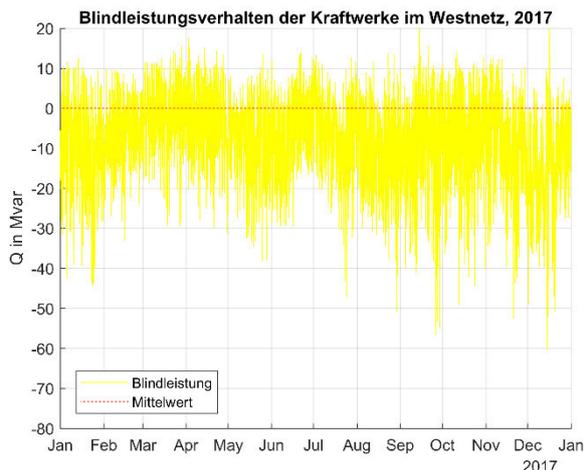


Abbildung 42: Blindleistungsverhalten aller Kraftwerke im Westnetz für das Jahr 2017

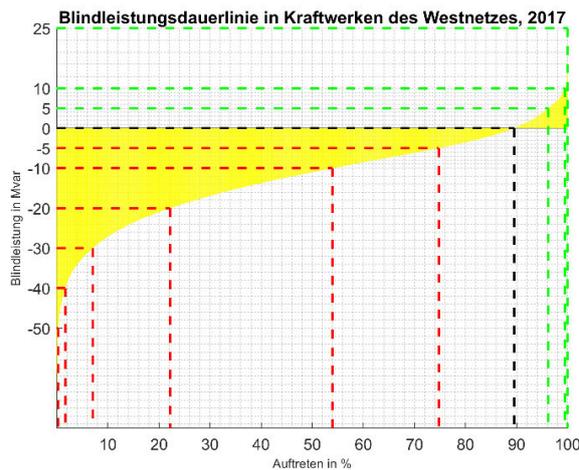


Abbildung 43: Blindleistungsdauerlinie der Kraftwerke im Westnetz für das Jahr 2017

Vergleicht man das Verhalten der Kraftwerke im Ostnetz und Westnetz, so lässt sich aus der Dauerlinie für das Westnetz (Abbildung 43) für 90 % der Messwerte ein kapazitives Verhalten feststellen. Dies bedeutet, dass die Kraftwerke fast ausschließlich Blindleistung in das Netz einspeisen, was durch den Mittelwert in Abbildung 42 nochmals verdeutlicht wird. Im Gegensatz zu den 20-kV-Abgängen besteht bei der Blindleistungserzeugung der Kraftwerke jedoch die Möglichkeit einer Regelung. Den Kraftwerken kann ein anderer Leistungsfaktor ($\cos\varphi$) vorgegeben werden, der sich nicht nur im kapazitiven Bereich, sondern ebenso im induktiven Bereich befinden kann, was zu einem Blindleistungsbezug durch die Kraftwerke führen würde.

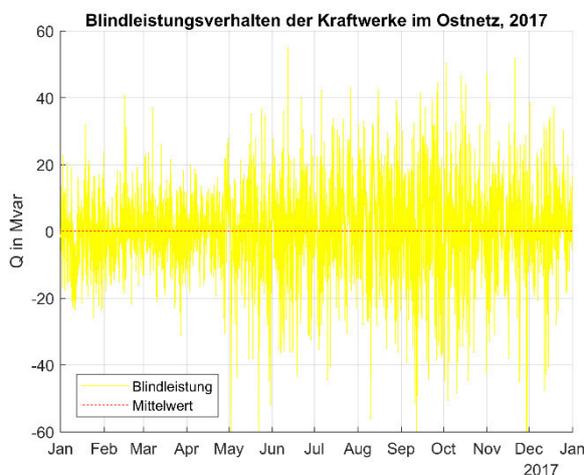


Abbildung 44: Blindleistungsverhalten aller Kraftwerke im Ostnetz für das Jahr 2017

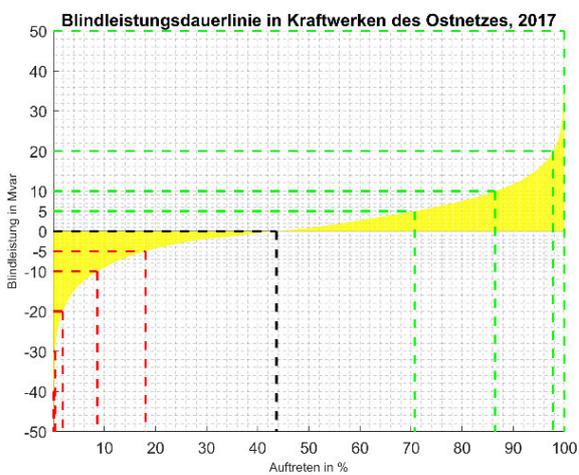


Abbildung 45: Blindleistungsdauerlinie der Kraftwerke im Ostnetz für das Jahr 2017

Betrachtet man nun die Blindleistungsdauerlinie im Ostnetz, so weist die Dauerlinie in Abbildung 45 ein beinahe ausgeglichenes Verhalten auf, was auch durch den Mittelwert in der Ganglinie (Abbildung 44) unterstrichen wird. Das bedeutet, dass die Kraftwerke sowohl über- als auch untererregt betrieben werden. Weiters sind im Westnetz vermehrt höhere kapazitive Spitzen erkennbar, während im Ostnetz weniger, dafür sowohl induktive als auch kapazitive Spitzenwerte auftreten.

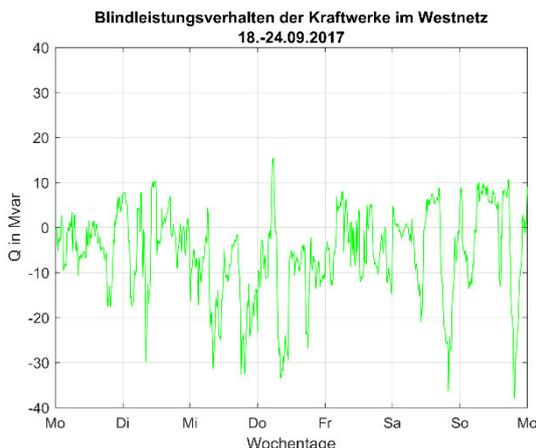


Abbildung 46: Blindleistungsverhalten der Kraftwerke im Westnetz im Laufe einer Woche

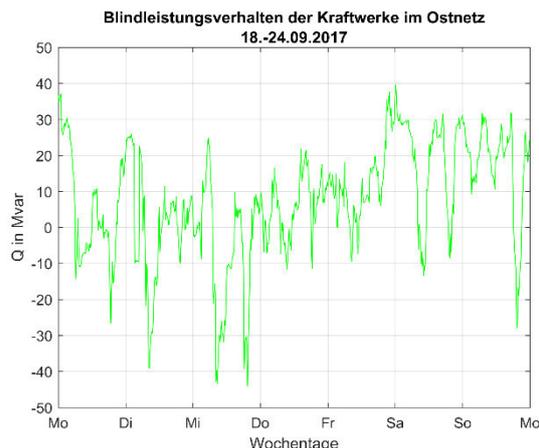


Abbildung 47: Blindleistungsverhalten der Kraftwerke im Ostnetz im Laufe einer Woche

Im Gegensatz zum Blindleistungsverhalten des 20-kV-Netzes ist in Abbildung 46 und Abbildung 47 kein zeitliches Schema zu erkennen. Lediglich das in der Dauerlinie dargestellte stärker kapazitive Verhalten der Kraftwerke im Westnetz und gemischt induktive und kapazitive Verhalten im Ostnetz ist hier erneut abzulesen.

8.3.3 Blindleistungsverluste der Leitungen

Die Blindleistungsverluste werden auf zwei verschiedene Arten, abhängig von der Topographie, berechnet. Besteht eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung zwischen zwei Umspannwerken, ergeben sich die Blindleistungsverluste auf den einzelnen Leitungen durch die Summe der Blindleistungen, die einmal am Leitungsanfang und einmal am Leitungsende gemessen werden. Betrachtet man beispielsweise eine Leitung zwischen dem Umspannwerk X und dem Umspannwerk Y, so fließt die Blindleistung beispielsweise von der Sammelschiene in Umspannwerk X weg (positives Vorzeichen) und fließt in das Umspannwerk Y hinein (negatives Vorzeichen). Die Blindleistungsverluste ergeben sich aus der Summenbildung der beiden Messwerte.

Besteht jedoch der Fall, dass auf der Leitung ein Knoten liegt, in dem die Leitung von einem Umspannwerk Z angebunden ist, so werden die Blindleistungsverluste berechnet, indem die Summe über alle vorzeichenrichtig berücksichtigten Leitungsmesswerte gebildet wird.

$$Q_V(t) = \sum_{i=1}^n Q_{\text{Leitung } i}(t) \quad (40)$$

Zusätzlich werden hier die Transformatorverluste jener Umspannwerke addiert, bei denen sich die Messeinrichtungen nicht auf der 110-kV-Seite befinden, sondern auf der 20-kV-Seite gemessen wird. Deswegen sind die Transformatorverluste noch einmal extra zu berechnen und ergeben sich aus folgender Formel:

$$Q_{T,i} = \frac{P^2 + Q^2}{S_N^2} \cdot S_N \cdot \frac{u_k}{100 \%} \quad (41)$$

Geht man wieder nach demselben Schema wie oben vor, ergeben sich die gesamten Transformatorverluste zu:

$$Q_{T,20-kV}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{T,i}(t) \quad (42)$$

Für die Verluste ergibt sich nun folgender Wert durch das Summieren der Leitungs- und Transformatorverluste:

$$Q_{V,ges}(t) = Q_V(t) + Q_{T,20-kV}(t) \quad (43)$$

Vergleicht man die Blindleistungsverluste auf den 110-kV-Leitungen im Westen (Abbildung 48) und Osten (Abbildung 49) miteinander, ist ein wesentlich stärkeres induktives Verhalten im Westnetz zu erkennen.

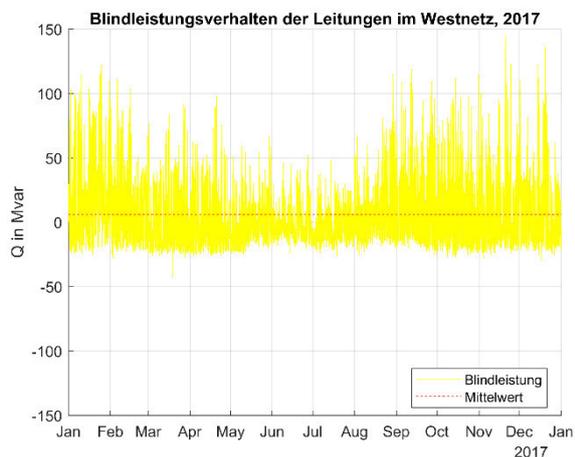


Abbildung 48: Blindleistungsverhalten der Leitungen im Westnetz im Jahr 2017

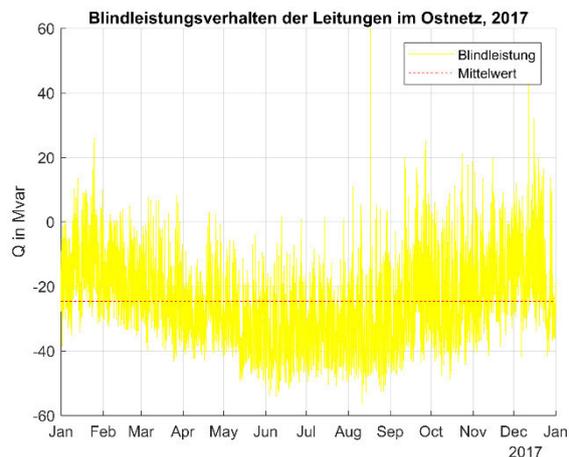


Abbildung 49: Blindleistungsverhalten der Leitungen im Ostnetz im Jahr 2017

Eine mögliche Erklärung dafür ist, dass im Westen die größeren Kraftwerke einspeisen und dadurch die Leitungen sowohl bezüglich der Wirk- als auch der Blindleistung ausgelastet sind. Ein höherer Wirkleistungstransport geht mit einem größeren Strom einher, wodurch sich nach Formel (10) die Blindverluste erhöhen. Das kapazitive Verhalten wird durch leerlaufende Leitungen oder Leitungen, die mit einer Leistung kleiner als der natürlichen Leistung betrieben werden, zurückzuführen.

Im Ostnetz überwiegt abgesehen von einigen induktiven Spitzen das kapazitive Verhalten der Blindverluste, was durch ein größeres verkabeltes 110-kV-Stadtnetz erklärt werden kann.

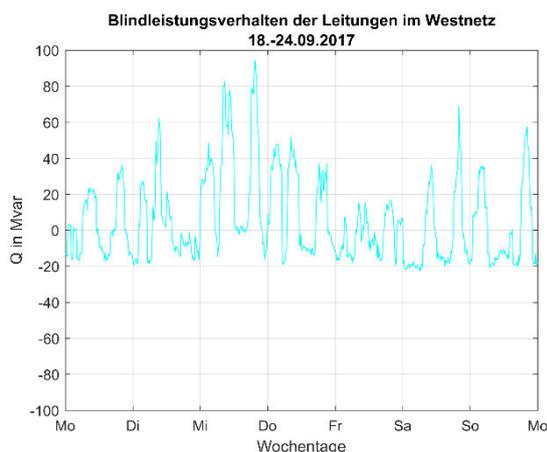


Abbildung 50: Blindleistungsverhalten der Leitungen im Westnetz im Laufe einer Woche

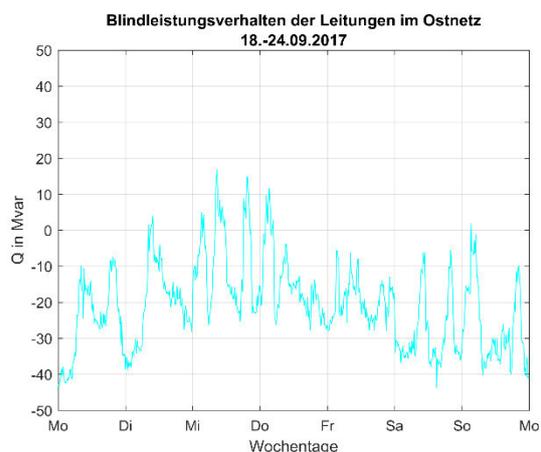


Abbildung 51: Blindleistungsverhalten der Leitungen im Ostnetz im Laufe einer Woche

Sieht man sich zusätzlich den wöchentlichen Verlauf an, ist sowohl für das Westnetz in Abbildung 50 als auch für das Ostnetz in Abbildung 51 eine induktive Spitze am Mittwoch festzustellen. Abgesehen davon weist der Blindleistungsverlauf kein eindeutiges zeitliches Schema auf. Für das Westnetz zeigt

sich sowohl in Abbildung 48 als auch in Abbildung 50, dass die Blindverluste nie einen Wert unter ca. - 20 Mvar annehmen. Damit lässt sich festlegen, dass diese in keinem Fall mehr Blindleistung als 20 Mvar in das Verteilnetz einbringen.

8.3.4 Blindleistungsbedarf

Zusätzlich zu den einzelnen Komponenten wird in den Auswertungen gewisser Zeitpunkte (siehe Kapitel 8.4 und Kapitel 8.5) auch der reine Blindleistungsbedarf eines Netzteiles ermittelt, der sich, wie in Formel (44) dargestellt, aus der Summe der bisher beschriebenen Komponenten zusammensetzt:

$$Q_{\text{Bedarf}} = Q_{20\text{-kV-Abgänge}} + Q_{\text{Erzeugung}} + Q_{\text{Leistungsverluste}} \quad (44)$$

Dieser ergibt idealerweise gemeinsam mit der Übergabeleistung in der jeweiligen Netzabstützung und der Blindleistung, die über die Netzkupplung fließt in Summe null.

8.3.5 Leistungen an der Übergabestelle

Um die Grenzwertverletzungen des Demand Connection Codes feststellen zu können, werden die Wirk- und Blindleistung der einzelnen 220/110-kV-Transformatoren in den Netzabstützungen summiert.

$$Q_{\text{Netzabstützung}}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{RHUi}(t) \quad (45)$$

Es werden nicht die Leistungen der einzelnen Transformatoren in den Netzabstützungen, sondern immer die Summe aller sich in einer Netzabstützung befindenden Transformatoren für die Betrachtungen der Grenzwerte herangezogen. Für die Netzabstützung A ist ein Blindleistungsüberschuss in Abbildung 52 von Mai bis September erkennbar, in den Herbst- und Wintermonaten sind jedoch auch Spitzen erkennbar, die einen Blindleistungsbezug von bis zu 60 Mvar umfassen.

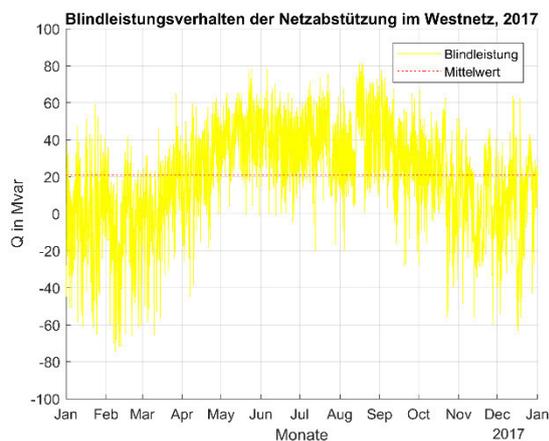


Abbildung 52: Blindleistungsverhalten der Netzabstützung im Westnetz im Jahr 2017

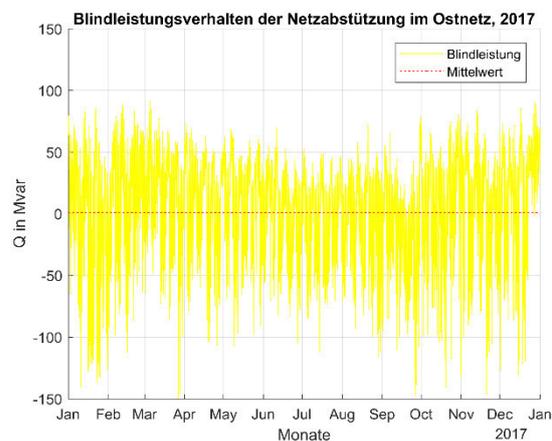


Abbildung 53: Blindleistungsverhalten der Netzabstützung im Ostnetz im Jahr 2017

Für das Ostnetz in Abbildung 53 lässt sich der Blindleistungsverlauf nicht mehr den Jahreszeiten zuordnen, es treten über das ganze Jahr verteilt große Blindleistungsbezüge auf, die bis zu 150 Mvar ausmachen können. Weniger große Spitzen sind im kapazitiven Verhalten des Blindleistungsverlaufes zu erkennen – es werden nie mehr als 100 Mvar in das Übertragungsnetz eingespeist.

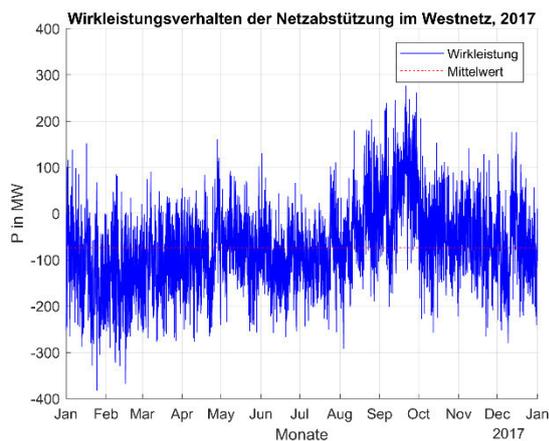


Abbildung 54: Wirkleistungsverhalten der Netzabstützung im Westnetz im Jahr 2017

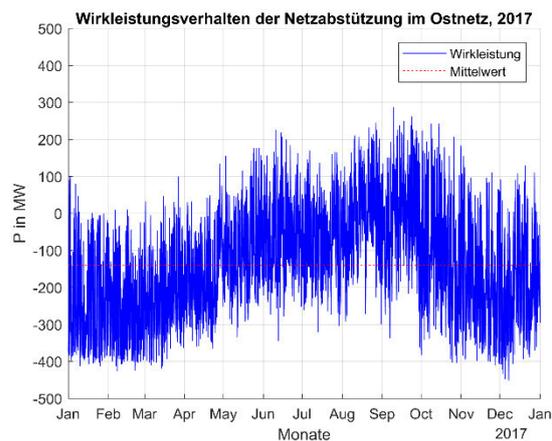


Abbildung 55: Wirkleistungsverhalten der Netzabstützung im Ostnetz im Jahr 2017

Auch wenn der Fokus dieser Arbeit in der Beschreibung und Analyse des Blindleistungsverhaltens liegt, ist es dennoch nötig, die Wirkleistungsverläufe zu betrachten. Dies ist dadurch begründet, dass bei einer Veränderung der Transformatorstufenschalter einerseits die Blindleistung beeinflusst wird, aber dadurch auch veränderte Wirkleistungen auftreten können. Allgemein wird im Westnetz, wie in Abbildung 54 dargestellt, über das gesamte Jahre gesehen mehr Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen als eingespeist. Betrachtet man nun aber die Monate August und September, so wird in dieser Zeit mehr Wirkleistung eingespeist als bezogen und auch die größten Wirkleistungsspitzen befinden sich in diesem Zeitraum. Diese Spitze zeigt sich auch für das Ostnetz in Abbildung 55. Vergleicht man abschließend noch das Wirk- und Blindleistungsverhalten, so ist auf den ersten Blick keine offensichtliche Korrelation der Verläufe über die Zeit gegeben.

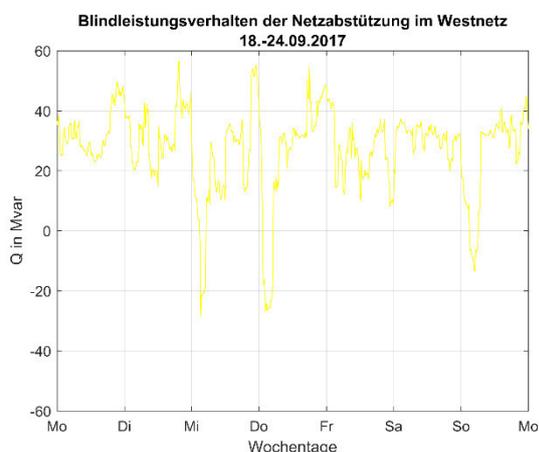


Abbildung 56: Blindleistungsverhalten der Netzabstützung im Westnetz im Laufe einer Woche

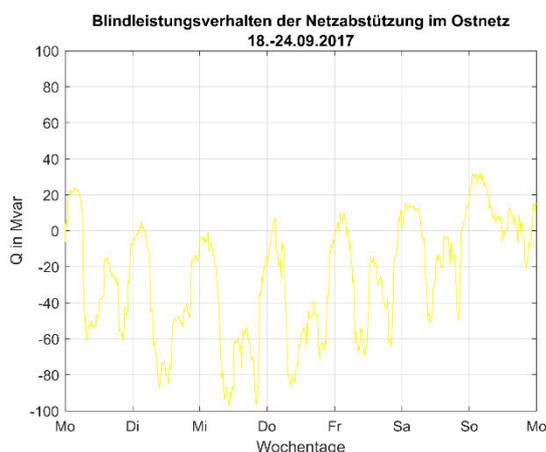


Abbildung 57: Blindleistungsverhalten der Netzabstützung im Ostnetz im Laufe einer Woche

Wird nur der Zeitraum einer Woche hinsichtlich der Blindleistung analysiert, ist im Westnetz, wie zu erwarten, ein durchwegs kapazitives Verhalten erkennbar, mit drei induktiven Spitzen während der Nachtstunden. Eine mögliche Erklärung findet man, wenn man dazu Abbildung 56 mit der Darstellung der Einspeisung durch die Kraftwerke in Abbildung 46 vergleicht. Die induktiven Spitzen ergeben sich überwiegend dann, wenn die Kraftwerke untererregt betrieben werden und Blindleistung beziehen. Im Ostnetz überwiegt an den Werktagen (siehe Abbildung 57) tagsüber das induktive Verhalten, zurückzuführen auf induktive Verbraucher in den Betrieben, wobei die erste Spitze jeweils am Vormittag bzw. zu Mittag zu erkennen ist und eine zweite Spitze kurz vor Mitternacht auftritt. Am Wochenende

fallen Teile dieser induktiven Lasten weg. Am Samstag nicht alle, sodass zwischen Mittag und Mitternacht noch ein induktives Verhalten erkennbar ist, am Sonntag hingegen verhält sich das Ostnetz rein kapazitiv.

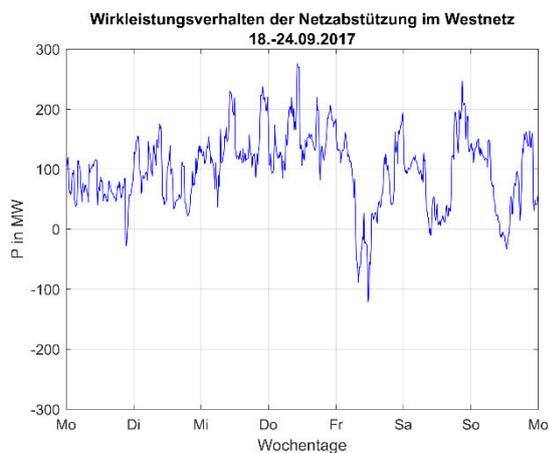


Abbildung 58: Wirkleistungsverhalten der Netzabstützung im Westnetz im Laufe einer Woche

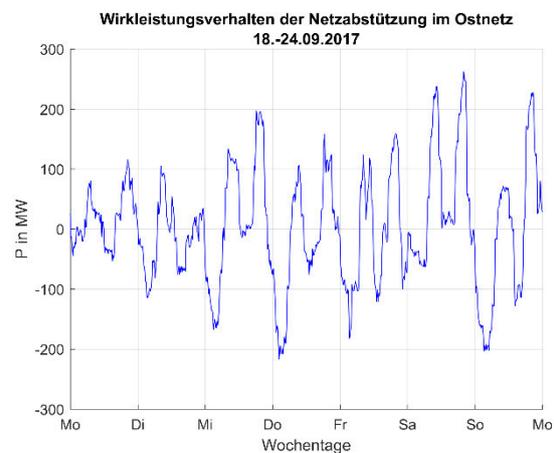


Abbildung 59: Wirkleistungsverhalten der Netzabstützung im Ostnetz im Laufe einer Woche

Bezüglich der Wirkleistung wurde eine Woche im September ausgewählt, in der wie im Jahresverlauf schon zu erkennen war, in Netzabstützung A überwiegend Wirkleistung ins Übertragungsnetz eingespeist wird. Dies zeichnet sich auch im Tagesverlauf aus Abbildung 58 ab. Um die tageszeitenabhängigen Schwankungen näher beschreiben und verstehen zu können, müssten die Regelstrategien der einzelnen Kraftwerke näher bekannt sein, was den Rahmen der Arbeit überschreiten würde. Im Ostnetz ist in Abbildung 59 sowohl eine Wirkleistungseinspeisung hauptsächlich während der frühen Morgenstunden erkennbar, wohingegen tagsüber Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen wird. Eine Lastspitze findet man erwartungsgemäß zu den Mittagsstunden, eine weitere abends.

8.3.6 Leistungen an der Netzkupplung

Da die beiden Netzgebiete im Regelfall gekuppelt sind, ist es auch notwendig, Blindleistungsdurchzüge zwischen Ost- und Westnetz zu betrachten. Diese entsprechen den über die Kupplung fließenden Blindleistungen. Um die bereits definierten Vorzeichenkonvention einhalten zu können, wird für die Leistungen an der Netzkupplung der Messwert dieser Sammelschiene herangezogen, die dem Ostnetz zugeordnet ist. Bei der Berechnung mit Neplan hingegen nehmen die Flüsse das jeweils andere Vorzeichen an, jedoch nur was den Leistungsfluss an der Netzkupplung betrifft. Werden die einzelnen Netzteile extra betrachtet, so gilt auch für die Blindleistungsflüsse an der Netzkupplung, dass die in das betrachtete Netz fließenden Blindleistungen negativ gewertet werden, während die abfließenden ein positives Vorzeichen haben.

Mit dieser Definition ist an Abbildung 60 während Mai bis September wiederum ein hauptsächlich kapazitives Verhalten des Ostnetzes erkennbar, was bedeutet, dass das Ostnetz Blindleistung an das Westnetz abgibt. Stellt man dieses Verhalten nun dem Blindleistungsverlauf der Netzabstützung A aus Abbildung 52 gegenüber, so ist eine eindeutige Korrelation erkennbar.

An der Netzabstützung A wird dann viel Blindleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen, wenn starke Ost-West-Blindleistungsflüsse stattfinden. Damit kann eine erste Vermutung formuliert werden, dass das Blindleistungsverhalten der Netzabstützung A nicht nur von dem Verhalten der Blindleistungserzeuger und -verbraucher im Westnetz abhängig ist, sondern wesentlich von dem des Ostnetzes beeinflusst wird.

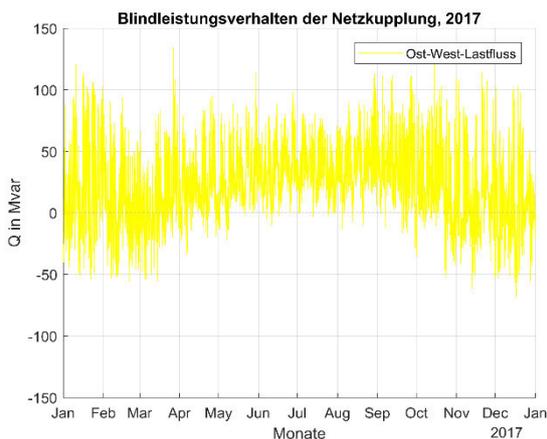


Abbildung 60: Blindleistungsverhalten der Netzkupplung im Jahr 2017

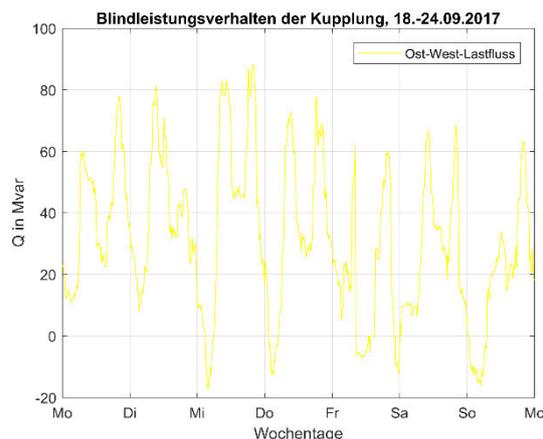


Abbildung 61: Blindleistungsverhalten der Netzkupplung im Laufe einer Woche

Im Wochen- und Tagesverlauf aus Abbildung 61 sieht man, dass lediglich in der Zeit bis zum Einschalten der Lasten Blindleistung aus dem Westnetz bezogen wird. Die restliche Zeit wird Blindleistung mit Spitzen bis zu 80 Mvar von Ost nach West übertragen.

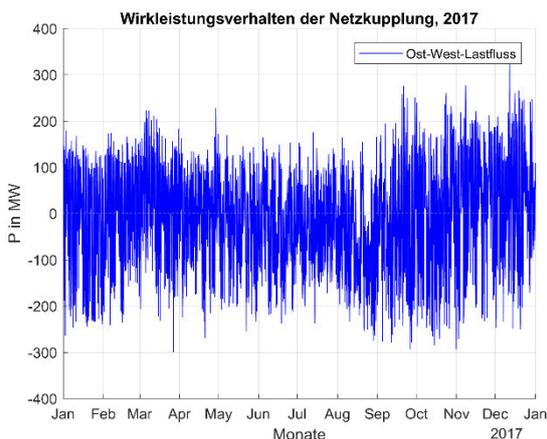


Abbildung 62: Wirkleistungsverhalten der Netzkupplung im Jahr 2017

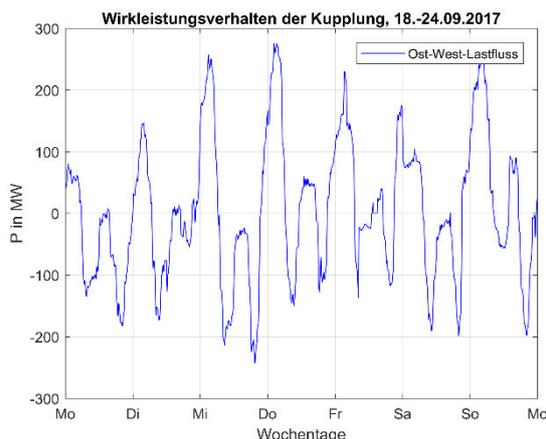


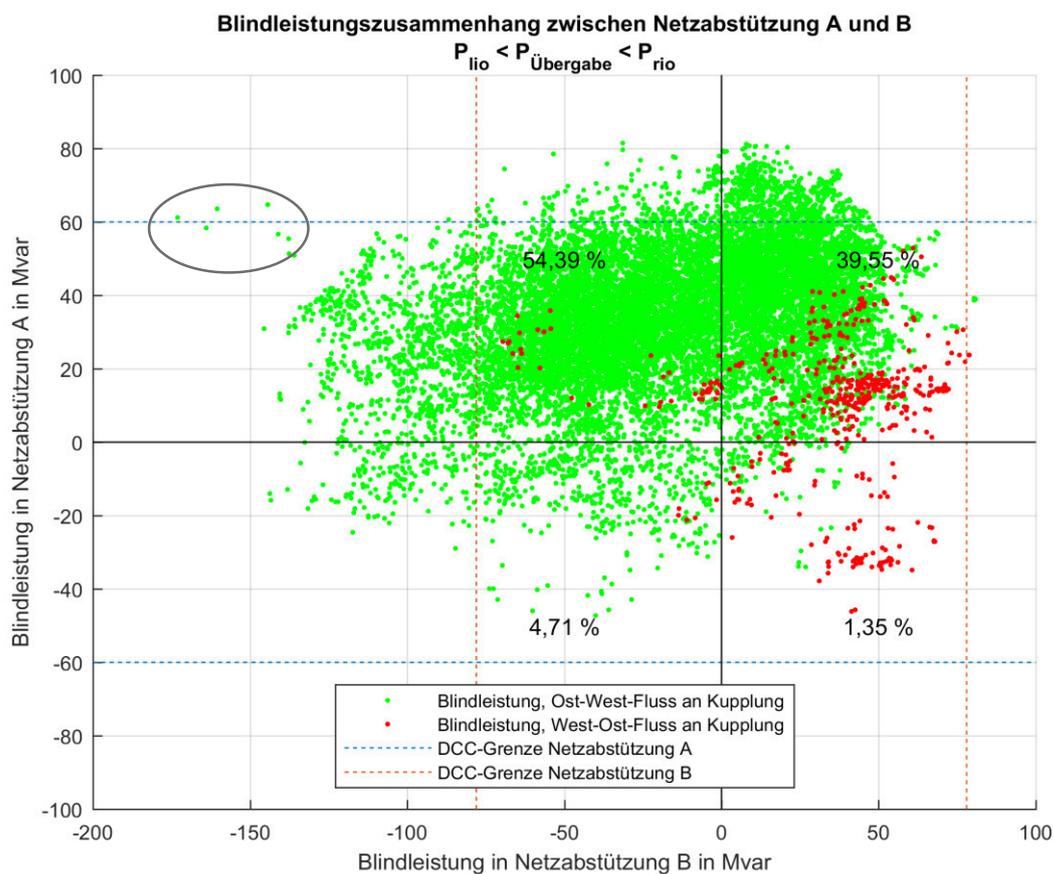
Abbildung 63: Wirkleistungsverhalten der Netzkupplung im Laufe einer Woche

Bei der Analyse des Wirkleistungsverhaltens der Netzkupplung zeigt sich, dass es häufiger zu einem West-Ost-Wirkleistungsfluss kommt, der Spitzenwerte von bis zu 300 MW erreicht. Ab September ergeben sich aber auch stärkere Ost-West-Lastflüsse, die ebenso hohe Werte erreichen. Eine Erklärung hierfür könnte sein, dass die Speicherkraftwerke im Westen weniger Wirkleistung erzeugen, da die Speicherseen größtenteils entleert sind und damit große Erzeugungskapazitäten wegfallen. Der Wirkleistungsverlauf über eine Woche in Abbildung 63 weist in den frühen Morgenstunden starke Ost-West-Lastflüsse auf, während der Lastspitze am Vormittag bzw. zu Mittag hingegen ändert sich dieses Verhalten beinahe sprunghaft und die Wirkleistungsflüsse ändern ihre Richtung. Danach ändert sich dieses Verhalten wieder in die entgegengesetzte Richtung und es wird vermehrt Wirkleistung von Osten nach Westen gespeist, bis es in der Nacht erneut zu einem West-Ost-Lastfluss kommt.

Die Spitzen beim Wirkleistungsfluss von Westen nach Osten können vermutlich durch die Lastspitzen der Verbraucher im Ostnetz erklärt werden, umgekehrt wird möglicherweise in der Nacht, wenn der Strom für gewöhnlich günstiger ist, Wasser in die Speicherseen gepumpt, weshalb die Kraftwerke im Westnetz Wirkleistung benötigen.

8.3.7 Blindleistungsflüsse

Um feststellen zu können, ob es zu Blindleistungsdurchzügen in dem betrachteten Netzgebiet kommt und die im letzten Kapitel vermuteten Blindleistungsdurchzüge untersuchen zu können, wird in diesem Zusammenhang noch die Blindleistung in Netzabstützung A in Abhängigkeit von der Blindleistung in Netzabstützung B dargestellt. Dabei werden nur Blindleistungen aus dem inneren Tunnel betrachtet, die somit nur bei Übergabewirkleistungen auftreten, die zwischen P_{lio} und P_{rio} liegen.



Wie in Abbildung 30 und Abbildung 33 dargestellt, liegen nur sehr wenige Punkte bei einer Grenzwertüberschreitung des DCC außerhalb dieses Bereiches, weshalb in Abbildung 64 ausschließlich dieser Bereich dargestellt wird. Anhand dieser Auswertung kann man erkennen, dass es zu 39,55 % der betrachteten Fälle zu einer Blindleistungseinspeisung sowohl in Netzabstützung A als auch B kommt. Für diesen Bereich können Blindleistungsdurchzüge ausgeschlossen werden. Einen unwesentlichen Anteil mit nur 1,35 % nimmt der Fall ein, dass Blindleistung in Netzabstützung A bezogen wird, während sie in Netzabstützung B in das Übertragungsnetz eingespeist wird. Dies geht, wie es die rote Markierung zeigt, mit einer Häufung von West-Ost-Flüssen einher. Auch der Fall, dass in Netzabstützung A Blindleistung bezogen wird, während in Netzabstützung B ebenfalls Blindleistung bezogen wird, ist mit 4,71 % relativ selten. Auch hier dürften nur kleinere Blindleistungsflüsse auftreten.

Mehr als die Hälfte der Zeit wird aber in Netzabstützung B Blindleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen und gleichzeitig Blindleistung in der Netzabstützung A an das Übertragungsnetz abgegeben. In diesen Fällen treten überwiegend Ost-West-Blindleistungsflüsse auf.

Für die Untersuchungen der DCC-Grenzwerte ist es besonders interessant zu sehen, welche Blindleistungen in der Netzabstützung A auftreten, wenn es in B bezüglich des Blindleistungsbezugs aus dem Übertragungsnetz zu einer Grenzwertverletzung kommt. Betrachtet man die eingekreisten Punkte, so

kann man erkennen, dass in Netzabstützung B zwischen ca. 140 Mvar und 170 Mvar aus dem Übertragungsnetz bezogen werden und gleichzeitig zwischen 50 und 65 Mvar in der Netzabstützung A in das Übertragungsnetz eingespeist werden.

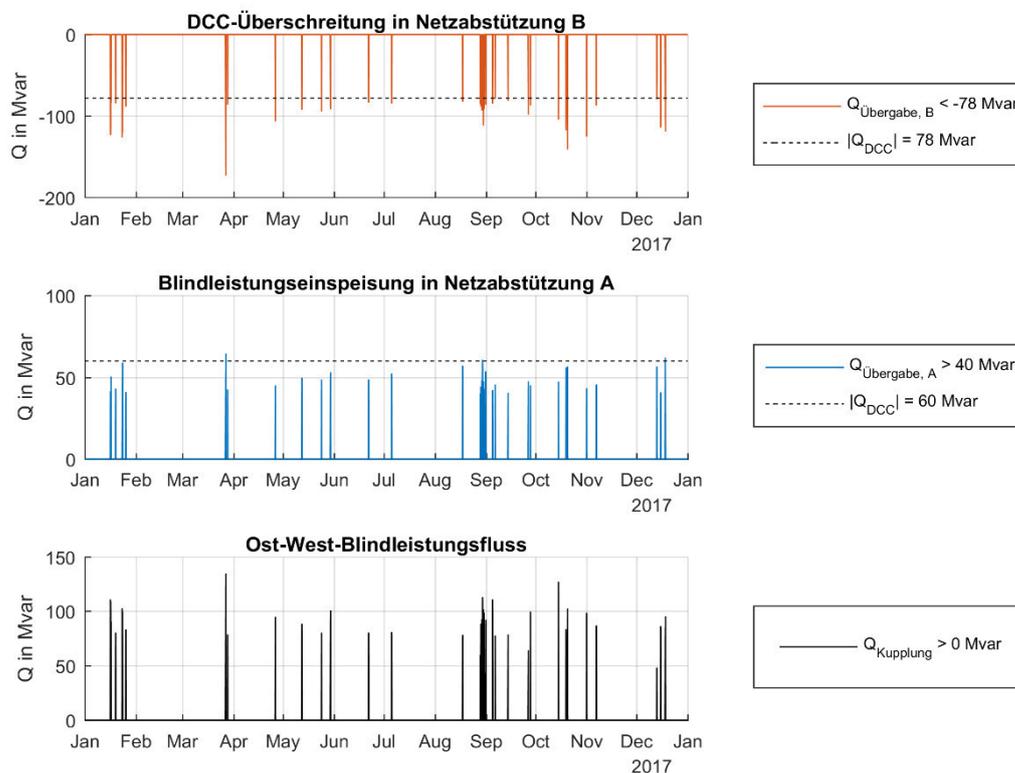


Abbildung 65: Blindleistungsfluss Ost-West bei Grenzwertverletzung in Netzabstützung B

Betrachtet man ergänzend dazu Abbildung 65, kann man erkennen, dass es bei Überschreiten der Grenzwerte in Netzabstützung B und gleichzeitiger Einspeisung in Netzabstützung A größer als 40 Mvar zu Blindleistungsflüssen zwischen 50 und ca. 130 Mvar kommt. Für den 27.03.2017 zeigt sich ein Blindleistungsfluss von ca. 134 Mvar um 08:15 Uhr, wenn in Netzabstützung B zu derselben Zeit 173 Mvar bezogen werden und in Netzabstützung A gleichzeitig 61 Mvar in das Übertragungsnetz rückeingspeist werden. Dieser Fall stellt außerdem eine Besonderheit dar, da sowohl in Netzabstützung A als auch B die DCC-Grenzwerte überschritten werden. Dies trat im Jahr 2017 nur an drei 15-Minuten-Messwerten auf, wie es in Abbildung 65 bei näherem Betrachten sichtbar ist (Ende März, Ende August, Mitte Dezember).

Die vereinzelt West-Ost-Flüsse in Abbildung 64 lassen sich dadurch erklären, dass im Ostnetz mehr Blindleistung benötigt wird, als sie in Netzabstützung B bezogen wird. Im Westnetz wird währenddessen aber genug Blindleistung erzeugt, um sowohl in das Ost- als auch in das Übertragungsnetz solche einspeisen zu können.

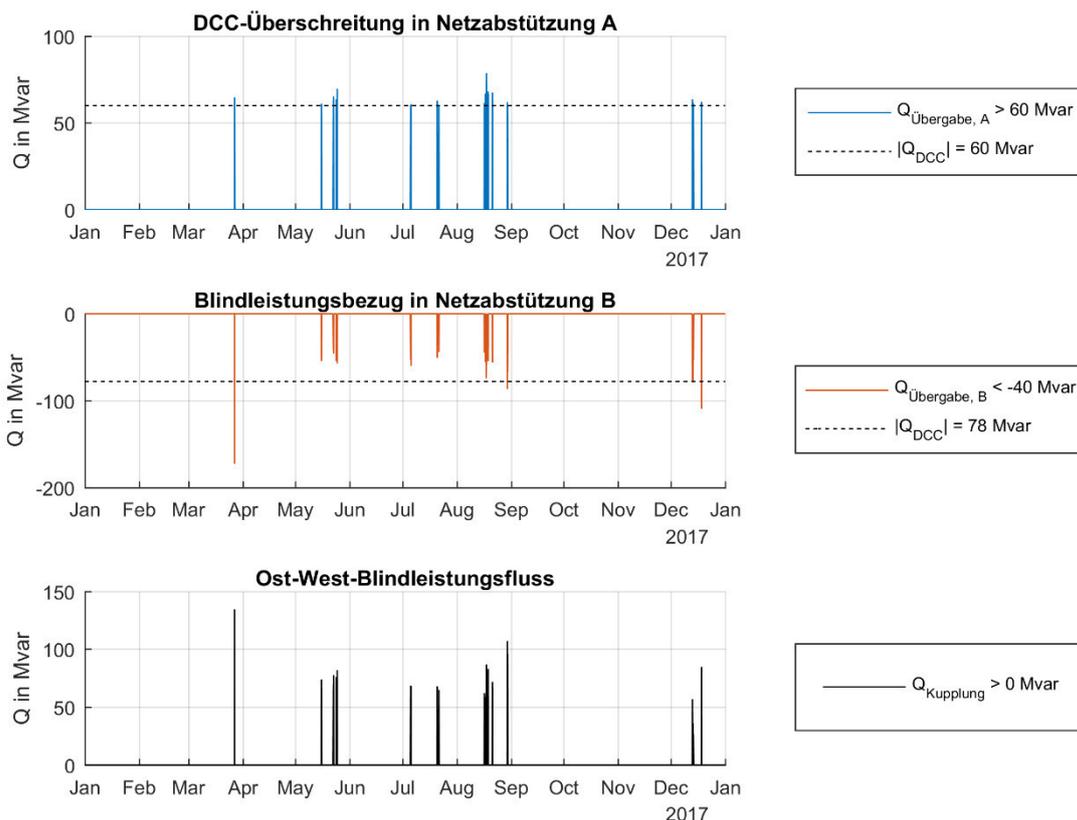


Abbildung 66: Blindleistungsfluss Ost-West bei Grenzwertverletzung in Netzabstützungen A

Abbildung 66 zeigt, dass es bei Grenzwertverletzungen bei Blindleistungseinspeisungen in der Netzabstützung A Blindleistungsflüsse über die Netzkupplung größer als 50 Mvar gab, die jedoch offensichtlich nicht gänzlich durch den Blindleistungsbezug in der Netzabstützung B, sondern auch durch das kapazitive Blindleistungsverhalten im Ostnetz entstehen.

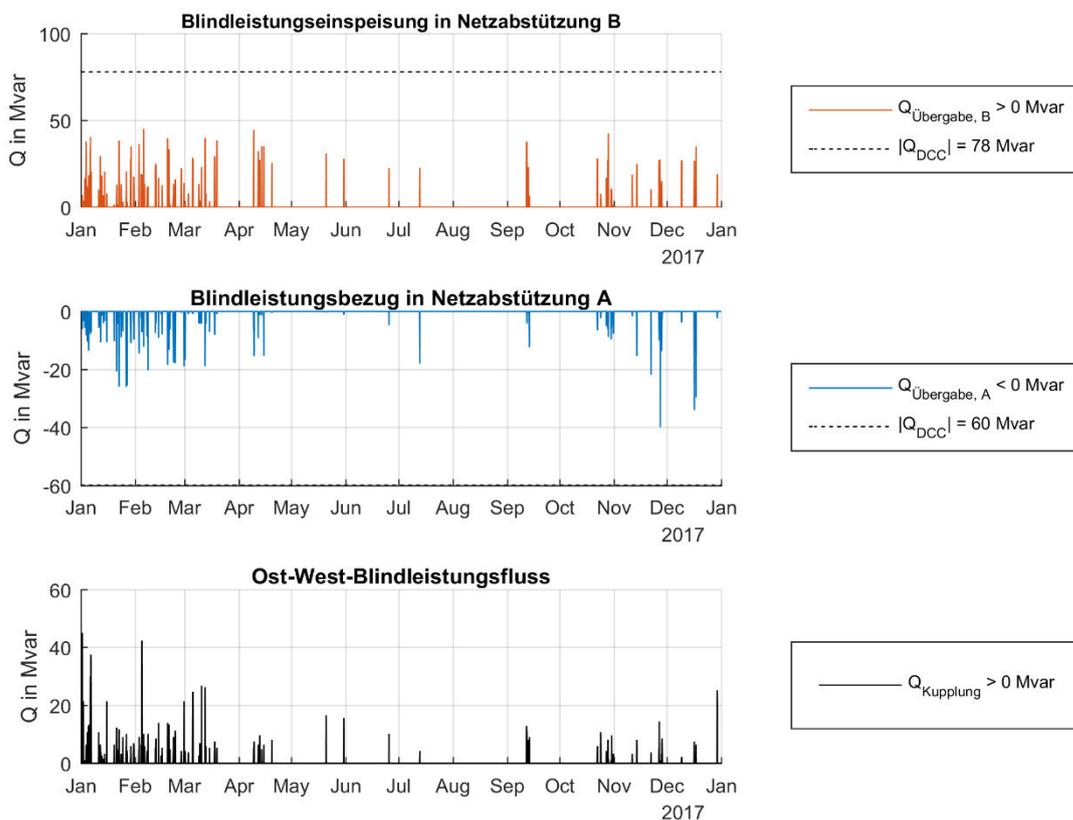


Abbildung 67: Blindleistungsfluss Ost-West bei Einspeisung in Netzabstützung B und Bezug in Netzabstützung A

Weitere interessante Fälle lassen sich in Abbildung 67 erkennen. Darin werden alle Zeitpunkte vermerkt, bei denen im Ostnetz so viel kapazitive Blindleistung vorhanden ist, dass einerseits in das Übertragungsnetz Blindleistung eingespeist werden kann, ohne dass es zu einer DCC-Grenzwertverletzung kommt, andererseits wird auch das Westnetz über die Kupplung mit Blindleistung versorgt (Ost-West-Fluss). Dieses bezieht zusätzlich Blindleistung aus dem Übertragungsnetz. Man kann erkennen, dass dieses Verhalten zwischen Jänner und Mitte April relativ stark ausgeprägt ist, in den Sommermonaten tritt es nur sporadisch auf, bis es Mitte November wieder etwas öfter zu erkennen ist. In den kälteren Monaten verhält sich das Ostnetz stärker kapazitiv als in den Sommermonaten.

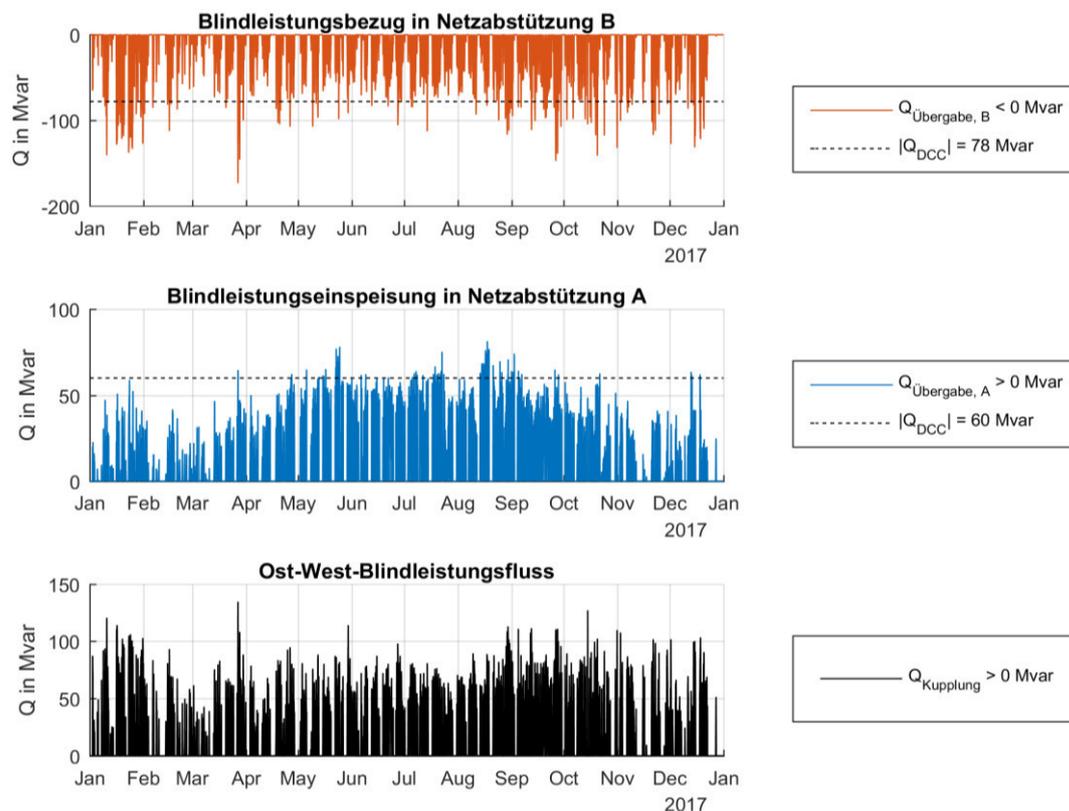


Abbildung 68: Blindleistungsfluss Ost-West bei allgemeinem Bezug in Netzabstützung B und Einspeisung in Netzabstützung A

Betrachtet man abschließend auch das Gesamtverhalten der beiden Netzteile und der Netzkupplung in Abbildung 68, lässt sich für die Netzabstützung A erkennen, dass vor allem während der Sommermonate sehr viel Blindleistung in das Übertragungsnetz eingespeist wird, und es häufiger zu DCC-Grenzwertverletzungen kommt. Der Verlauf zeigt zwei Einbrüche, einen zum Ende des Winters und einen weiter zum Winteranfang. Bei den Ost-West-Blindleistungsflüssen lässt sich aber keine unmittelbare Korrelation zu dem oben beschriebenen Verhalten erkennen. Der Verlauf der Blindleistung in der Netzabstützung A wird demnach von dem Kraftwerkseinsatz dominiert. Für das Ostnetz mit der Netzabstützung B lassen sich keine eindeutigen jahreszeitabhängigen Schwankungen erkennen. Bei der Blindleistung über die Netzkupplung sieht man, dass Maximalwerte von bis zu ca. 140 Mvar erreicht werden, die vom Ost- ins Westnetz fließen. Der Großteil befindet sich zwischen 50 Mvar und 100 Mvar. Man sieht, dass es nur an zu vereinzelten Zeitpunkten zu West-Ost-Flüssen an der Netzkupplung gekommen ist. Eine Häufung von Blindleistungsflüssen mit ca. 75 Mvar lässt sich für die Herbstmonate erkennen.

8.4 Grenzwertverletzungen in Netzabstützung A

Um Grenzwertverletzungen des Entwurfes für die nationale Umsetzung des Demand Connection Codes (siehe Kapitel 6.1.1) im Jahr 2017 für die Netzabstützungen A und B herauszufiltern, wurden in einem ersten Schritt die Blindleistungsmesswerte gesucht, die sich bezüglich der Wirkleistung im inneren Tunnel des DCC, jedoch außerhalb des erlaubten Blindleistungsbereiches befinden. Der innere Tunnel wird durch folgende Formeln festgelegt, wobei die maximalen Wirkleistungsgrenzen von $P_{rio} = P_{riu}$ und $P_{lio} = P_{liu}$ eingehalten werden müssen:

$$S_{N,Trafo} = 2 \cdot 200 \text{ MVA}$$

$$Q_{rio} = 0,15 \cdot S_{N,Trafo} = 60 \text{ Mvar}$$

Stellt man dies nun graphisch dar, so bleiben, wie in Abbildung 69 ersichtlich, nur mehr die grün eingefärbten Punkte übrig. Man kann erkennen, dass die Grenzwertüberschreitungen in der Netzabstützung A fast ausschließlich im kapazitiven Bereich vorkommen, d.h. es wird Blindleistung in das Übertragungsnetz eingespeist. Vermehrt geschieht dies bei gleichzeitigem Wirkleistungsbezug. Induktive Grenzwertverletzungen bleiben für die Netzabstützung A die Ausnahme, weshalb sie in den folgenden Betrachtungen vernachlässigt werden.

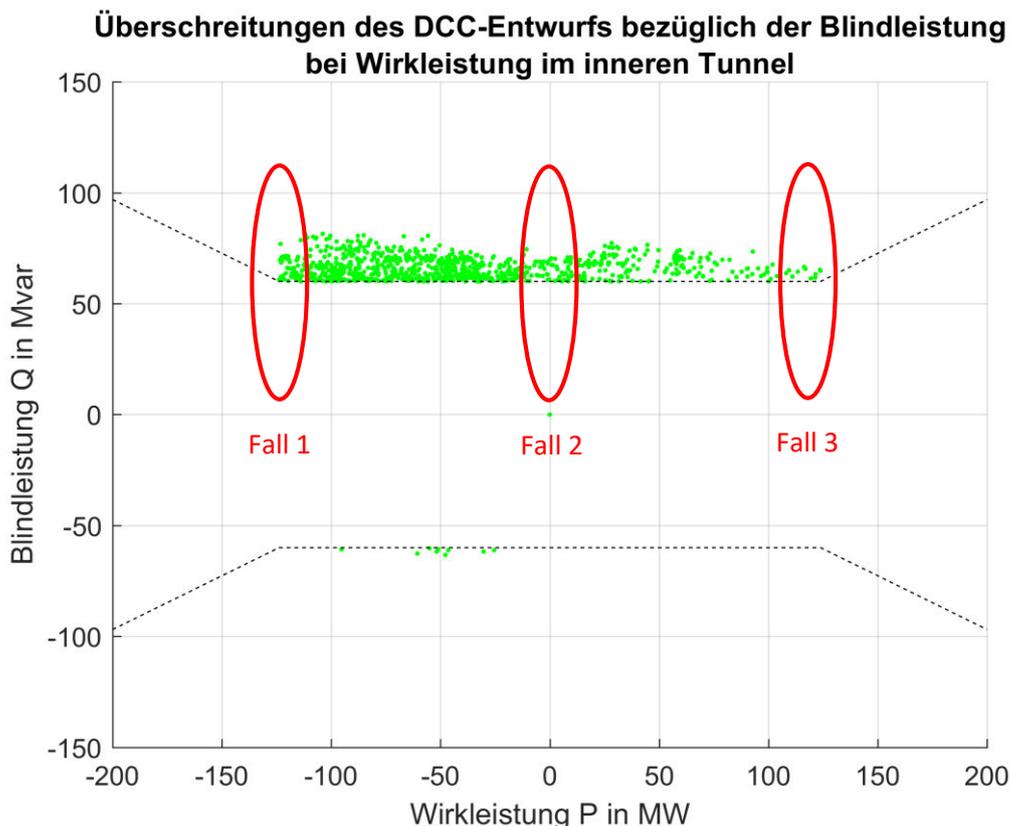


Abbildung 69: Grenzwertverletzungen laut DCC-Entwurf in Netzabstützung A (Westnetz) für 2017

Um mehrere Lastfälle miteinander vergleichen zu können, wurden jeweils für das Ost- und Westnetz drei verschiedene Fälle gewählt. Fall eins stellt einen hohen Wirkleistungsbezug aus dem Übertragungsnetz bei gleichzeitig hoher Blindleistungseinspeisung dar. Im zweiten Fall wird kaum Wirkleistung eingespeist bzw. bezogen, im dritten kommt es zu einer hohen Wirkleistungseinspeisung.

8.4.1 Fall 1

Für den ersten Fall wird ein Zeitpunkt gesucht, in dem sowohl ein hoher Wirkleistungsbezug als auch eine hohe Blindleistungseinspeisung gleichzeitig auftreten:

$$|Q| > Q_{lio} = Q_{rio} = 60 \text{ Mvar}$$

$$P_{lio} = P_{liu} = -123,88 \text{ MW} \leq P_A < -120 \text{ MW}$$

Um sicherzustellen, dass dies nicht nur ein einmalig auftretender Messfehler ist, wurde ein Zeitraum gewählt, in dem es zu mehreren Zeitpunkten zu einer Grenzwertverletzung kommt. Dieser spezielle Fall trat u.a. am 09.07.2017 auf. Um die einzelnen Einflüsse des 20-kV-Netzes, der Kraftwerke, der Leitungsverluste, der Blindleistungsflüsse und der Netzabstützung B genauer definieren zu können, werden diese gemeinsam dargestellt (Abbildung 71) und ein Zeitpunkt, der die oben angeführten Kriterien erfüllt, näher beschrieben (Tabelle 7). Dabei überschreitet die Blindleistung in Netzabstützung A die im DCC vorgeschlagene Grenzwertlinie, gleichzeitig kommt es wie oben beschrieben zu einem relativ hohen Wirkleistungsbezug, was durch blaue Kreise hervorgehoben wird. Die blauen Kreise ergeben sich somit genau dann, wenn sowohl die Blind- als auch Wirkleistungsvorgaben innerhalb der oben definierten Grenzwerte liegen.

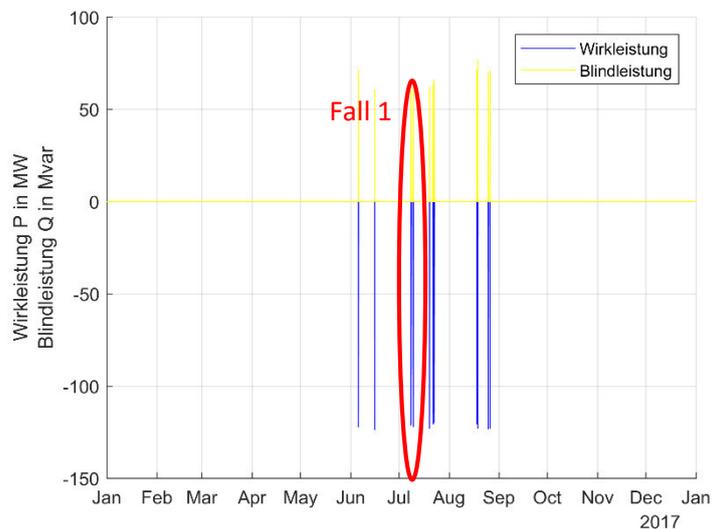


Abbildung 70: Zeitpunkte hoher Blindleistungseinspeisung bei gleichzeitigem hohem Wirkleistungsbezug in Netzabstützung A

Die 20-kV-Abgänge verhalten sich über den gesamten Tagesverlauf beinahe konstant um null, bis 06:00 Uhr leicht kapazitiv, zurückzuführen auf das Schwachlastverhalten während der Nacht, ab etwa 09:00 Uhr beginnt ein leicht induktiver Bereich, der in den Abendstunden wieder ein kapazitives Verhalten annimmt.

Die Kraftwerke im Westnetz zeigen ebenso einen relativ konstanten Verlauf, sie befinden sich im übererregten Betrieb und speisen Blindleistung in das 110-kV-Netz ein.

Tabelle 7: Netzzustand im Ost- und Westnetz am 09.07.2017 um 22:00

09.07.2017					
22:00					
		West		Ost	
Blindleistung	20-kV-Abgänge	-4,7	Mvar	-8,5	Mvar
	Kraftwerke	-10,0	Mvar	-13,9	Mvar
	Leitungsverluste	-1,8	Mvar	-35,3	Mvar
	Netzabstützung	62,7	Mvar	13,7	Mvar
	Kupplung UW 1	-45,0	Mvar	45,0	Mvar
Wirkleistung	Netzabstützung	-122,1	MW	63,9	MW
	Kupplung UW1	81,2	MW	-81,2	MW
Spannung	220-kV-Seite	230,1	kV	228,4	kV
	110-kV-Seite	115,2	kV	115,4	kV

Die Kennlinie für die Blindleistungsverluste verläuft abschnittsweise parallel zu der Kraftwerkskennlinie und verhält sich, abgesehen von einer sprunghaften Verlagerung in den induktiven Bereich zwischen 06:00 und 08:00 Uhr, durchwegs kapazitiv. Auffällig ist, dass hier ein Zusammenhang mit der ans Übertragungsnetz abgegebenen Blindleistung und der Blindleistung, die aus dem Ostnetz über die Netzkupplung fließt, besteht.

Um 06:00 Uhr kommt es zu einem Wirkleistungssprung von ca. 50 MW, was eine Veränderung der Q-Leitungsverluste bewirkt. Wird mehr Wirkleistung übertragen, steigt der Strom auf den Leitungen, der wiederum auch zu einer Erhöhung der induktiven Blindleistungsverluste führt. Gleichzeitig sinkt auch die Blindleistungseinspeisung aus dem Ostnetz, wodurch der gesamte Blindleistungsbedarf abnimmt und die Blindleistungsabgabe ans Übertragungsnetz zurückgeht.

Für den in weiterer Folge näher betrachteten Zustand um 22:00 Uhr zeigt sich kein sprunghaftes Verhalten kurz davor bzw. danach, die genauen Zahlenwerte für den momentanen Zustand sind aus Tabelle 7 ablesbar.

Der Wirkleistungsbezug liegt während der betrachteten 24 Stunden zwischen ca. 50 MW und etwas mehr als 150 MW - in den Morgenstunden ist eine Lastspitze zu erkennen, sodass kurzfristig mehr als 150 MW aus dem übergeordneten Netz bezogen werden.

Zusätzlich wird bis etwa 09:00 Uhr Wirkleistung über die Netzkupplung von Osten nach Westen geliefert, gefolgt von variierenden geringen Wirkleistungsflüssen, bis es schließlich in der Nacht zu einer starken Wirkleistungsabgabe vom West- an das Ostnetz mit einer Spitzenleistung von ca. 100 MW kommt.

Die Blindleistungsflüsse über die Netzkupplung verhalten sich ohne größere sprunghafte Veränderungen und bleiben in einem Blindleistungsband von ca. 25 Mvar bis 50 Mvar.

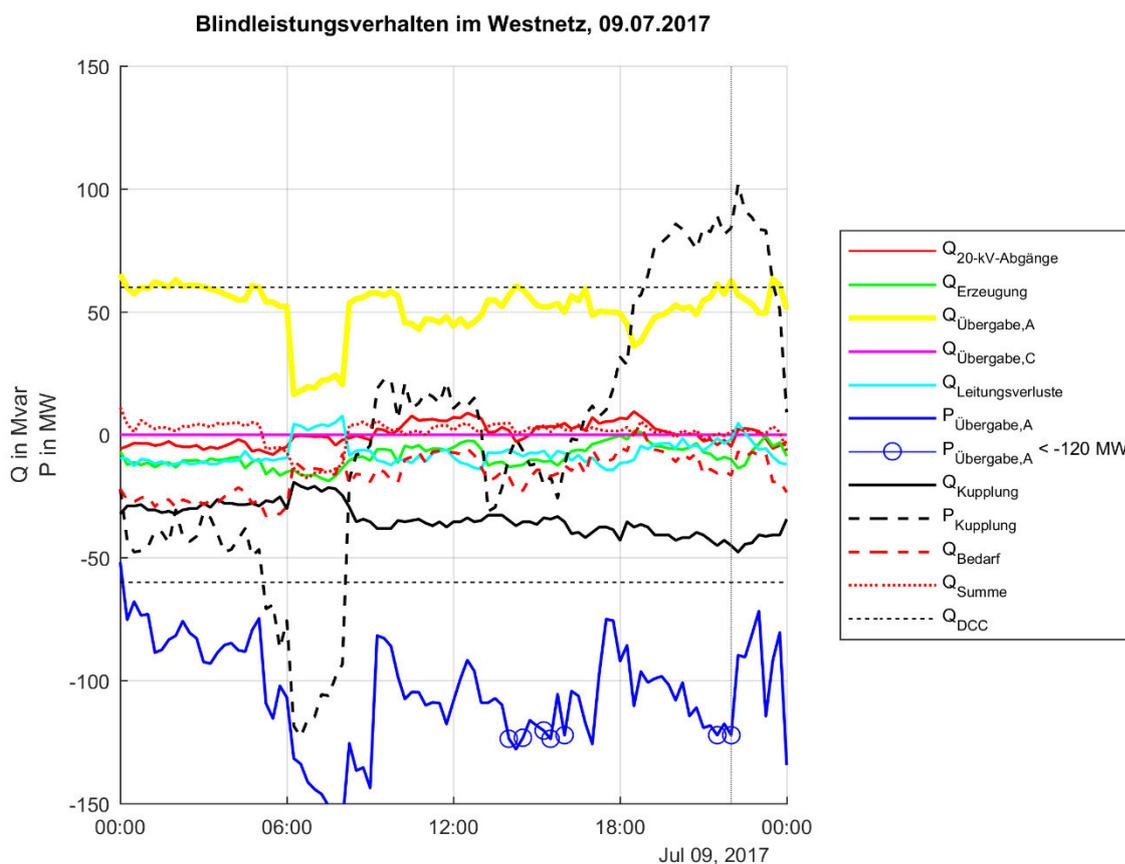


Abbildung 71: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Westnetz am 09.07.2017

Über den gesamten dargestellten Zeitraum hinweg ist der Blindleistungsbedarf an sich kapazitiv, ebenso wird den ganzen Tag Blindleistung aus dem Ostnetz in das Westnetz gespeist, die Summe daraus muss schließlich in der Netzabstützung A an das 220-kV-Netz übertragen werden. Betrachtet man

für denselben Zeitraum auch das Verhalten des Ostnetzes in Abbildung 72, so lässt sich schnell erkennen, dass dieses von keiner Grenzwertüberschreitung betroffen ist.

Die 20-kV-Abgänge verhalten sich, da es sich um ein Netz hohen Verkabelungsgrades handelt, kapazitiv, wobei das Verhalten in der Nacht stärker ausgeprägt ist als während des Tages, wenn induktive Lasten zugeschaltet werden.

Da die Blindleistungsverluste auch die Blindleistungsbilanz eines gesamten Stadtgebietes umfassen, nehmen diese einen relativ hohen kapazitiven Wert von ca. 30 Mvar bis 50 Mvar an. Die Kraftwerke speisen in Summe kaum Blindleistung ein bzw. beziehen auch kaum eine solche, womit ihr Beitrag zum gesamten Blindleistungsbedarf des Netzgebietes für den betrachteten Zeitraum von geringer Bedeutung ist. Lediglich das Verhalten zwischen 18:00 und 24:00 Uhr hat einen wesentlichen Einfluss auf den Gesamtbedarf (höckerförmiger Verlauf um etwa 22:00 Uhr).

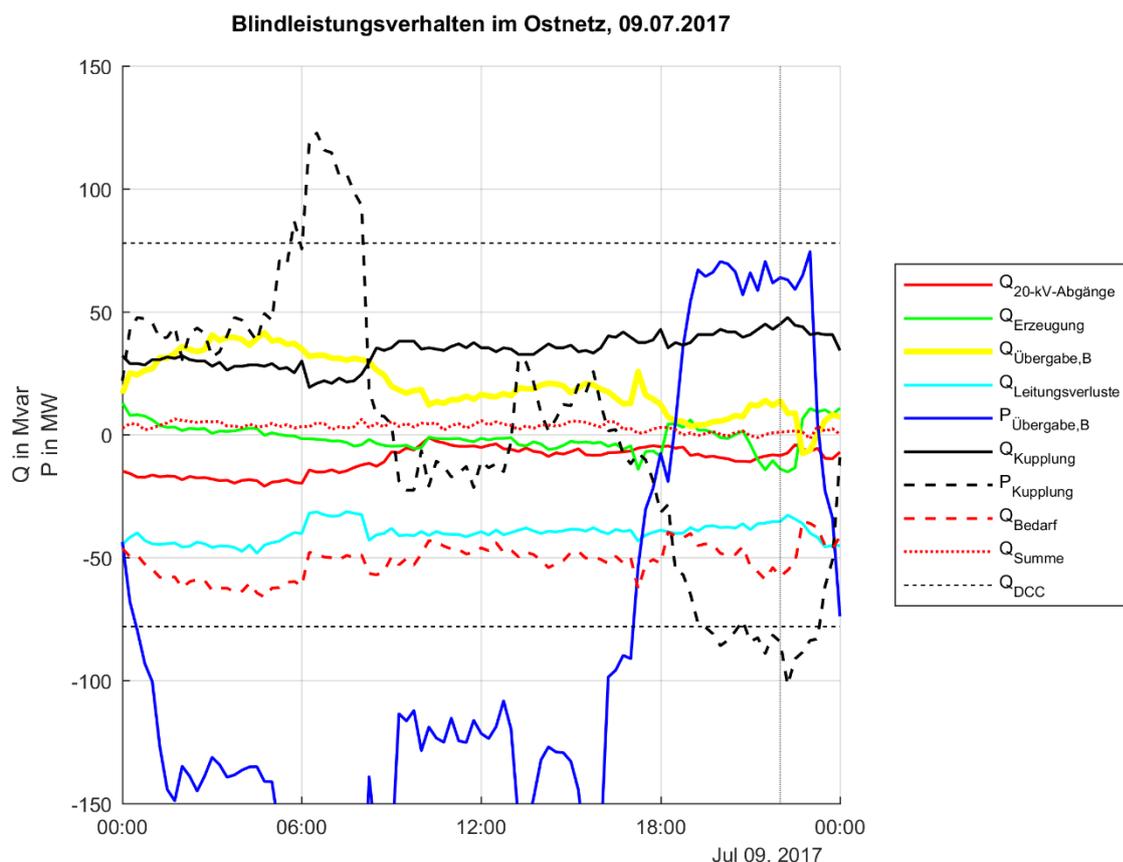


Abbildung 72: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Ostnetz am 09.07.2017

Obwohl z.B. um 22:00 Uhr der Gesamtbedarf bei 57,7 Mvar kapazitiver Blindleistung liegt, wird nur etwa 13,7 Mvar an Blindleistung in das Übertragungsnetz eingespeist. Die restlichen 45,0 Mvar fließen in das Westnetz ab und leisten dort einen wesentlichen Beitrag dazu, dass der Grenzwerte aus dem DCC überschritten wird.

In diesem Zusammenhang ist es sinnvoll, ergänzend auch die Spannungsverhältnisse in den beiden Teilnetzen aus Abbildung 73 auszuwerten. Die Spannungen auf der 110-kV-Ebene verhalten sich zu dem betrachteten Zeitpunkt genau gleich und nehmen bis auf 0,2 kV dieselbe Höhe an. Auf der 220-kV-Ebene liegt das Spannungsniveau an der Sammelschiene der Netzabstützung A ein wenig über dem der Netzabstützung B. Damit zeigt sich zwar ein Zusammenhang zwischen der Wirkleistung und den Netzspannungen, jedoch kein direkter Zusammenhang mit den Blindleistungen.

Wird Wirkleistung von West nach Ost übertragen, liegt die Spannung in Netzabstützung A auf einem höheren Niveau als in Netzabstützung B und umgekehrt. Über den gesamten Tag hinweg ist die Span-

nung auf der 110-kV-Seite in der Netzabstützung B höher als die an der Sammelschiene in Netzabstützung A, jedoch nähert sich die Spannung in B ab ca. 19:00 Uhr dem Wert von A an und behält dieses Verhalten bis ca. 23:00 Uhr bei. Durch das Spannungsgefälle von Ost nach West werden die Blindleistungsflüsse in ebendiese Richtung ermöglicht.

An den Wirkleistungsverläufen fällt auf, dass an der Netzabstützung B bis 18:00 Uhr Wirkleistung bezogen wird, gleichzeitig aber, abgesehen von einer kurzen Ausnahme am Vormittag, Wirkleistung in das Westnetz fließt. Ab ca. 18:00 Uhr ändert sich dieses Verhalten vollkommen und es wird Wirkleistung in das Übertragungsnetz eingespeist, wobei gleichzeitig Wirkleistung über die Netzkupplung in das Ostnetz gelangt. Damit wird gezeigt, dass die Leistungen im Allgemeinen von der Netzabstützung höherer Spannung zu der mit niedrigerer Spannung fließen.

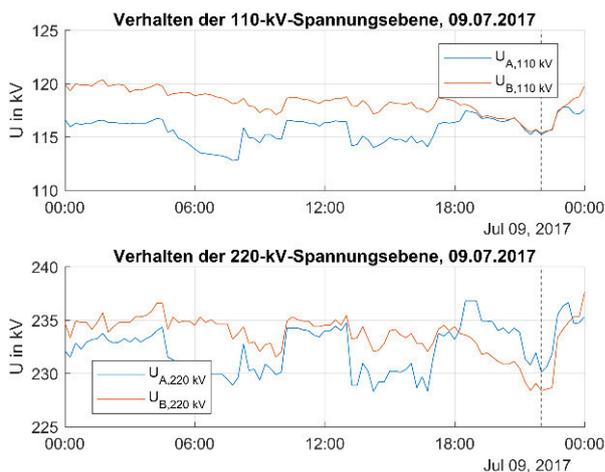


Abbildung 73: Verhalten der Spannungen auf der 110- und 220-kV-Ebene im Ost- und Westnetz am 09.07.2017

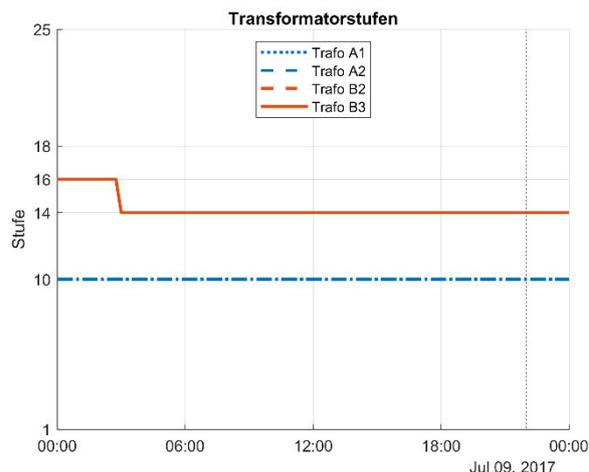


Abbildung 74: Verhalten der Transformatorstufen im Ost- und Westnetz am 09.07.2017

Betrachtet man noch zusätzlich die Transformatorstufenschalter, so lässt sich durch diese kein Einfluss erkennen, da zum Schaltzeitpunkt weder in den Spannungs- noch in den Leistungskennlinien eine eindeutig erkennbare Veränderung auftritt.

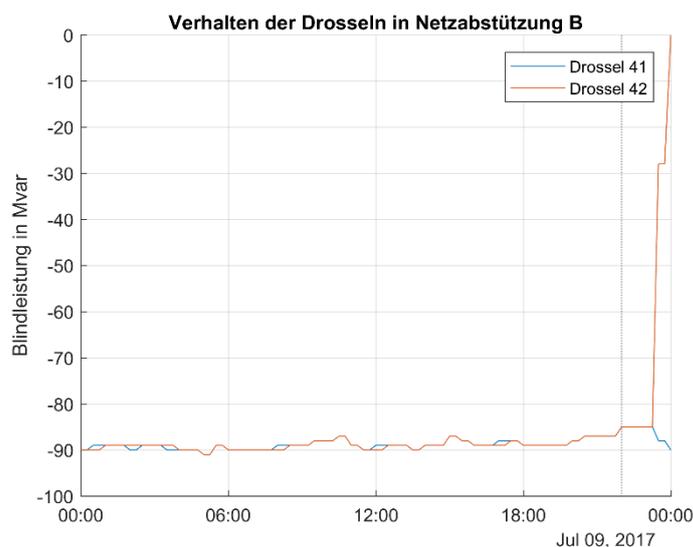


Abbildung 75: Verhalten der Drosseln in Netzabstützung B am 09.07.2017

Auch wenn bei den Transformatorstufen kein Einfluss erkennbar ist, zeigt sich beim Auswerten des Verlaufs der Blindleistung an den Drosseln des Übertragungsnetzbetreibers, dass es ab 22:30 Uhr zu einem Absenken der Blindleistung an den Drosseln kommt und die zweite Drossel ab 23:00 Uhr gänzlich abgeschaltet ist. Indem weniger induktive Blindleistung eingespeist wird, steigt die Spannung auf

der 220-kV-Ebene danach wieder an. Dies wirkt sich in weiterer Folge auch auf die Spannungen auf der 110-kV-Seite aus.

Die Abbildungen zeigen die Verläufe der tatsächlich gemessenen Werte für das Jahr 2017. Um jedoch auch feststellen zu können, wie sich das Netz mit der Integration der Netzabstützung D in Zukunft verhalten wird, muss eine Simulation mit Neplan durchgeführt werden. Nach dem Zuweisen der Belastungsdaten und dem Verstellen der Transformatorstufen auf ihre Mittelstellung (siehe Modellbeschreibung in Kapitel 7) werden zwei Simulationen durchgeführt: In einem ersten Durchgang werden die beiden Netzteile getrennt betrachtet, d.h. es kommt weder zu einem Wirk- noch Blindleistungsfluss über die Kupplung in UW 1 und auch nicht in Netzabstützung D, im zweiten Durchgang betrachtet man den gekuppelten Netzzustand.

In Tabelle 8 lässt sich für den getrennten Netzbetrieb bereits erkennen, dass sich die Grenzwertverletzung durch die Integration der Netzabstützung D mit einer gleichzeitigen Verstellung der Transformatorstufen eliminieren lässt. Vergleicht man die Blindleistungen in den drei relevanten Netzabstützungen A, B, und D, so ergibt sich für Netzabstützung A eine wesentliche Verbesserung der Blindleistung um -13,6 Mvar gegenüber den Messwerten. Dafür sind die Trafostufen in der Netzabstützung D um zwei (Westen) und vier (Osten) Stufen zu verstellen und befinden sich noch immer im mittleren Bereich. Der Wirkleistungsbezug in Netzabstützung A hingegen erhöht sich um ca. 18 MW, befindet sich aber bei einer installierten Scheinleistung von $S = 400 \text{ MVA}$ noch immer in der unteren Hälfte des Leistungsbereiches, wodurch es auch zu keiner Einschränkung der (n-1)-Sicherheit kommt.

Beim Verstellen der Transformatorstufen wurde außerdem Acht gegeben auf die Spannungsniveaus an den Sammelschienen der drei Netzabstützungen. Diese bewegen sich in einem Bereich von 115,0 kV und 116 kV und liegen auch außerhalb des kritischen Bereiches, für den eine obere Grenze von 117 kV festgelegt wurde (siehe Kapitel 7.2).

Die Spannungen auf der 220-kV-Ebene bleiben konstant, da diese wie bereits oben erwähnt durch zwei PV-Knoten festgelegt wurden. Somit zeigt sich für diesen Fall ein durch den Bau der Netzabstützung D verbessertes Verhalten für die Netzabstützung A, womit auch bewiesen wird, dass keine weiteren Blindleistungskompensationseinrichtungen in den Netzabstützungen benötigt werden.

Aus heutiger Sicht stellt der getrennte Betrieb der beiden Netzteile den Normalschaltzustand dar. Da sich diese Netzabstützung jedoch noch im Bau befindet, könnte es auch sein, dass die Netze in Netzabstützung D miteinander gekuppelt werden. Dies stellt die Ausgangslage für eine weitere Simulation dar, in der überprüft wurde, ob es damit ebenso möglich ist, die Blindleistung an den Netzübergabestellen im Falle einer Grenzwertüberschreitung positiv zu beeinflussen. An Tabelle 8 ist ersichtlich, dass sich eine Verletzung der DCC-Grenzwerte in Netzabstützung A durch den Einsatz von Stufenstellern in der Netzabstützung D verhindern lässt, wenn diese um vier Stufen von der Mittelstellung auf 10 umgeschaltet werden. Betrachtet man ergänzend die Spannungsniveaus, ist auch hier erkennbar, dass es zu keinen unzulässig hohen Spannungen mehr kommt. Das Ändern der Transformatorstufe in D hat nicht nur einen positiven Einfluss auf die Spannung dort, sondern auch auf die in A, wodurch für diese Netzabstützung kein zusätzlicher Regelaufwand anfällt.

➔ **Somit wird mit dieser Simulation gezeigt, dass der Bau der Netzabstützung D einen positiven Einfluss auf das Blindleistungsverhalten und die Blindleistungsbeeinflussbarkeit im gesamten Netz hat.**

Tabelle 8: Berechnungsergebnisse für den 09.07.2017

09.07.2017		getrennt						gekuppelt					
22:00		ohne Regelung			mit Regelung			ohne Regelung			mit Regelung		
Leistungen		P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe
		MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1
Kupplung Leistungsschalter	UW1	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
	Netzabstützung D	0,0	0,0		0,0	0,0		-114,5	37,8		-112,3	39,9	
Netzabstützung D	Transformator 1 - West	94,6	-47,6	14	111,8	-37,8	12	11,0	-31,2	14	47,9	-10,4	10
	Transformator 2 - Ost	-75,0	-7,7	14	-35,6	14,2	10	10,9	-31,5	14	47,8	-10,7	10
	Grenze: 90 Mvar	19,6	-55,3		76,2	-23,6		22,0	-62,7		95,7	-21,1	
Netzabstützung A	Transformator 1	-61,2	30,7	13	-70,3	23,9	13	-77,7	38,1	13	-96,2	24,1	13
	Transformator 2	-61,2	30,8	13	-70,3	24,0	13	-77,8	38,2	13	-96,2	24,1	13
	Grenze: 60 Mvar	-122,5	61,5		-140,6	47,9		-155,5	76,3		-192,5	48,1	
Netzabstützung B	Transformator 2	23,2	29,8	13	1,4	22,9	13	38,9	23,1	13	17,4	16,2	13
	Transformator 3	18,2	23,6	13	1,0	18,1	13	30,6	18,3	13	13,7	12,8	13
	Grenze: 78 Mvar	41,4	53,4		2,4	40,9		69,5	41,4		31,1	29,1	
Spannungen		U	u		U	u		U	u		U	u	
		kV	%		kV	%		kV	%		kV	%	
Netzabstützung A	Spannung 220-kV-Seite	230,1	104,6		230,1	104,6		230,1	104,6		231,8	105,4	
Netzabstützung B		228,4	103,8		228,4	103,8		228,4	103,8		230,2	104,7	
Netzabstützung A	Spannung 110-kV-Seite	117,0	106,3		116,5	105,9		117,4	106,7		116,5	106,0	
Netzabstützung B		115,8	105,2		115,4	104,9		115,4	104,9		115,1	104,7	
Netzabstützung D SS1		118,6	107,8		115,6	105,1		117,5	106,8		114,2	103,9	
Netzabstützung D SS2		116,5	105,9		115,0	104,5		117,5	106,8		114,3	103,9	

8.4.2 Fall 2

Nach demselben Prinzip wie für Fall 1 wird nun ein weiterer Fall betrachtet, in dem es zu einer erhöhten Blindleistungseinspeisung mit Grenzwertverletzungen bei gleichzeitig geringer Wirkleistungseinspeisung bzw. geringem Wirkleistungsbezug kommt. Die Bedingungen für die Blind- und Wirkleistung sind in diesem Fall gegeben durch:

$$|Q| > Q_{lio} = Q_{rio} = 60 \text{ Mvar}$$

$$|P_A| \leq 5 \text{ MW}$$

Daraus werden alle Grenzwertüberschreitungen auf die in Abbildung 76 dargestellten Zeitpunkte reduziert. Um wieder einen möglichen Messfehler ausschließen zu können, wird ein Zeitraum gewählt, in dem es zu mehreren Zeitpunkten zu einer Grenzwertüberschreitung kommt, weshalb die Berechnungen für den 14.08.2017 um 19.30 durchgeführt werden. Die zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden Verhältnisse im Netz werden in Tabelle 9 zusammengefasst.

An Abbildung 77 zeigt sich, dass die Kraftwerke zum betrachteten Zeitpunkt 29 Mvar Blindleistung in das 110-kV-Netz einspeisen, in der Zeit davor wird hingegen weniger Blindleistung eingespeist, wobei die Kraftwerke nie in ein induktives Verhalten übergehen und untererregt betrieben werden. Zwischen den Kennlinien der Blindleistungserzeugung und der Blindleistungsverluste zeigt sich eine negative Korrelation – die grüne und hellblaue Kennlinie verhalten sich entgegengesetzt. Dieser Zusammenhang ergibt sich dadurch, dass bei höheren Blindleistungsflüssen ein höherer Strom über die Systeme fließt und die induktiven Leitungsverluste wiederum mit dem Quadrat des Stromes zunehmen.

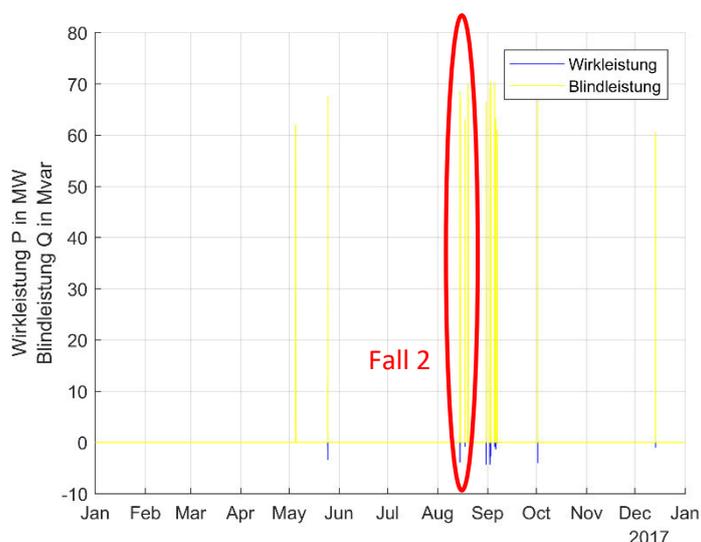


Abbildung 76: Zeitpunkte hoher Blindleistungseinspeisung bei gleichzeitigem geringen Wirkleistungsbezug in Netzabstützung A

Tabelle 9: Netzzustand im Ost- und Westnetz am 14.08.2017 um 19:30

14.08.2017					
19:30					
		West		Ost	
Blindleistung	20-kV-Abgänge	-0,5	Mvar	-8,9	Mvar
	Kraftwerke	-29,0	Mvar	-10,4	Mvar
	Leitungsverluste	25,4	Mvar	-24,3	Mvar
	Netzabstützung	68,0	Mvar	-15,0	Mvar
	Kupplung UW 1	-55,8	Mvar	55,8	Mvar
Wirkleistung	Netzabstützung	-0,8	MW	171,6	MW
	Kupplung UW1	149,0	MW	-149,0	MW
Spannung	220-kV-Seite	231,8	kV	230,2	kV
	110-kV-Seite	113,9	kV	114,4	kV

Die Wirkleistungskennlinie verdeutlicht, dass während des Tages nicht ausreichend Wirkleistung von den in das 110-kV-Netz einspeisenden Kraftwerkskapazitäten erzeugt werden kann, weshalb es tagsüber überwiegend auch zu einem Wirkleistungsbezug aus dem Übertragungsnetz kommt. In den Nachtstunden ändert sich dieses Verhalten größtenteils und die Wirkleistung pendelt um null, es wird abwechselnd Wirkleistung in geringem Ausmaß sowohl eingespeist als auch bezogen. In dem betrachteten Zeitpunkt beträgt der Betrag der Wirkleistung weniger als 5 MW, somit entspricht die Erzeugung ungefähr dem Verbrauch. In diesem Zusammenhang ist überdies die Wirkleistung zu betrachten, die über die Kupplung in das Westnetz fließt. Zu dem gewählten Zeitpunkt wird ausreichend Wirkleistung durch die Kraftwerke im Westnetz erzeugt, sodass sowohl der Verbrauch in diesem Netzgebiet gedeckt werden kann und gleichzeitig das Ostnetz über die Netzkupplung mit einer Wirkleistung im Bereich von ca. 150 MW gestützt wird.

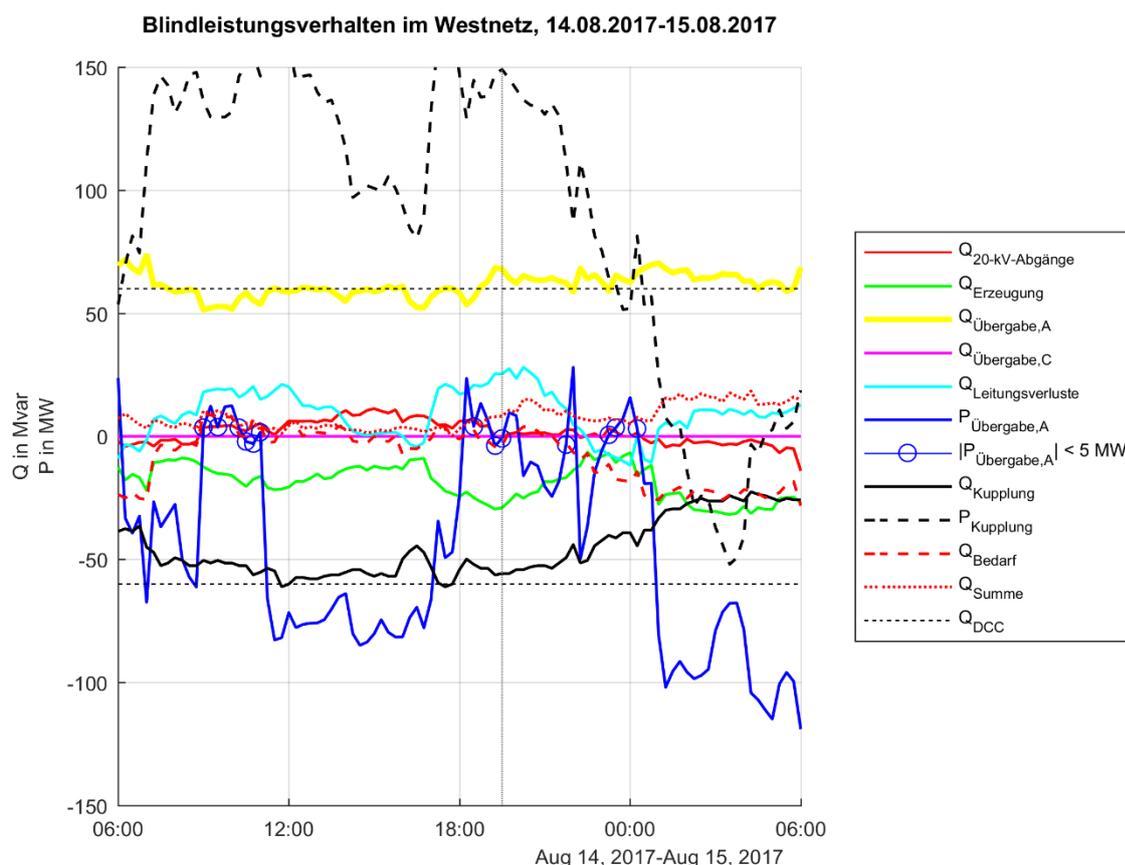


Abbildung 77: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Westnetz am 14.08.2017

Die 20-kV-Abgänge verhalten sich hinsichtlich der Blindleistung in dem gesamten analysierten 24-Stunden-Zeitraum beinahe neutral um die Abszisse. Lediglich am Nachmittag nehmen sie ein leicht induktives Verhalten an, erklärbar durch das Zuschalten größerer induktiver Lasten, was sich auch im Wirkleistungsverlauf der Übergabeleistung spiegelt.

Während zwischen 06:00 und 24:00 Uhr Wirkleistung vom West- ins Ostnetz fließt, verläuft der Blindleistungsfluss über den gesamten betrachteten Zeitraum hinweg in die entgegengesetzte Richtung. Er erreicht um 19:30 sogar einen Wert von 55,8 Mvar (siehe Tabelle 9), was beinahe der durch den DCC erlaubten Übergabeblindleistung von 60 Mvar entspricht.

Betrachtet man im Vergleich den eigentlichen Bedarf an Blindleistung im Westnetz, der durch die rot strichlierte Linie dargestellt wird, erkennt man, dass dieser keine offensichtliche starke Korrelation mit der Übergabeblindleistung in Netzabstützung A aufweist, und sich abgesehen von den frühen Morgenstunden um den Bereich von null bewegt. Somit wird deutlich, dass die Übergabeblindleistung beinahe ausschließlich durch die Blindleistung aus dem Ostnetz bestimmt wird.

Ab Mitternacht steigt der Wirkleistungsbezug wieder auf einen Wert von ungefähr 100 MW an, die Kraftwerke speisen nach einem kurzen Einbruch um Mitternacht wieder Blindleistung in das Netz ein, womit ebenso die Blindleistungsverluste wieder steigen. Die Übergabebindleistung setzt sich nun zu ungefähr gleichen Teilen aus der aus dem Ostnetz stammenden Blindleistung und dem Blindleistungsbedarf des Westnetzes an sich zusammen.

Beginnend mit den 20-kV-Abgängen des Ostnetzes aus Abbildung 78 verhalten sich auch diese ähnlich wie im Westnetz tagsüber um den Bereich der Abszisse, während sie in der Nacht in ein kapazitives Verhalten übergehen. Dieses Verhalten ist durch den hohen Verkabelungsgrad der Ballungszentren im Osten des Landes zu erklären.

Während die Leitungsverluste im Westnetz blindleistungsmäßig eine stärkere Korrelation mit den Erzeugungseinheiten aufweisen, offenbart sich hier ein Zusammenhang zwischen den 20-kV-Abgängen und den Blindleistungsverlusten. Außerdem verhalten sich diese nicht induktiv wie im Westnetz, sondern bedingt durch den Verkabelungsgrad kapazitiv.

Die Kraftwerke werden während des Tages sowohl über- als auch untererregt betrieben, im betrachteten Zeitpunkt ergibt sich eine Summe von -10,4 Mvar. Somit haben die Kraftwerke im Ostnetz zu diesem Moment keinen wesentlichen Einfluss auf das Blindleistungsverhalten.

Die Blindleistung an der Netzabstützung B bewegt sich in unkritischen Bereichen, von ± 25 Mvar, erst zwischen Mitternacht und ca. 04:00 Uhr bildet sich ein Höcker aus, dessen Maximum 50 Mvar nicht überschreitet. Hier zeigt sich eine negative Korrelation zwischen dem tatsächlichen Blindleistungsbedarf und dem Blindleistungsbezug aus dem Übertragungsnetz.

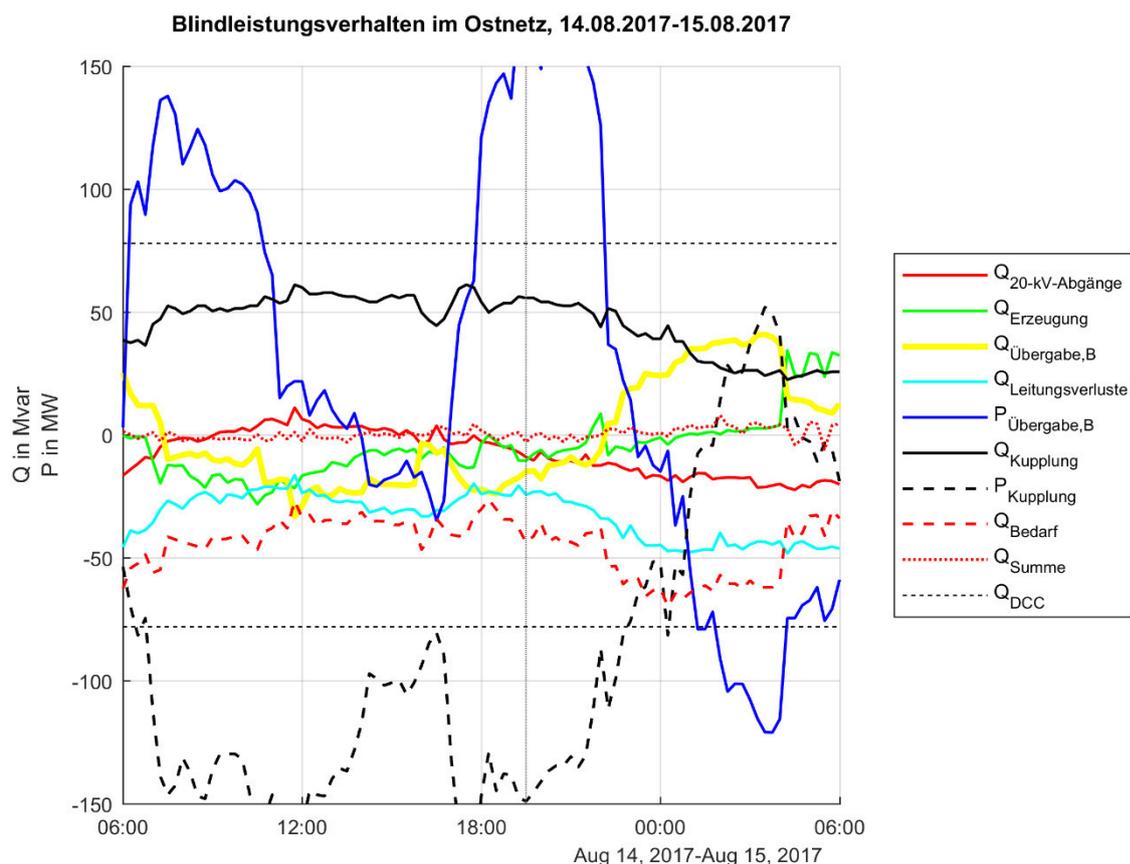


Abbildung 78: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Ostnetz am 14.08.2017

Der Blindleistungsbedarf verhält sich ausschließlich kapazitiv, d.h. es muss Blindleistung ins West- und Übertragungsnetz abgegeben werden. Dies ist jedoch während des Tages nicht zutreffend: Es wird nicht Blindleistung ins Übertragungsnetz eingespeist, sondern aus ebendiesem bezogen, so auch um 19:30. Die Summe aus der Blindleistung aus dem Übertragungsnetz und dem Bedarf wird über die Kupplung an das Westnetz abgegeben und trägt dort zu einer Überschreitung der DCC-Grenzen bei.

Erst nach Mitternacht wird die Blindleistung, die im Ostnetz entsteht, bis auf einen kleinen Teil an der Netzabstützung B an das Übertragungsnetz abgegeben. Die verbleibende Blindleistung fließt auch zu dieser Zeit über die Kupplung ins Westnetz.

Der Wirkleistungsverlauf hat zwei ausgeprägte Spitzen, was die Einspeisung von Wirkleistung anbelangt, eine davon in der Früh, eine zweite am Abend. Vergleicht man diese mit den Wirkleistungsflüssen an der Netzkupplung, so wird klar, dass immer dann Wirkleistung in der Netzabstützung B in das Übertragungsnetz abgegeben werden kann, wenn starke Wirkleistungsflüsse von Westen nach Osten stattfinden. Zusammenfassend kann der Zustand im Netz an diesem Tag so beschrieben werden, dass die Wirkleistung von Westen nach Osten und die Blindleistung in die entgegengesetzte Richtung fließt.

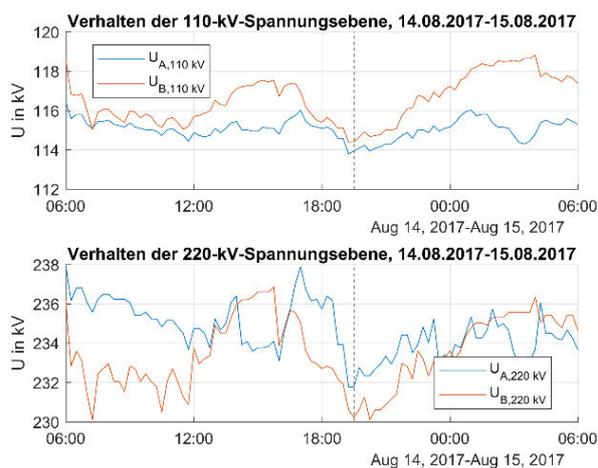


Abbildung 79: Verhalten der Spannungen auf der 110- und 220-kV-Ebene im Ost- und Westnetz am 14.08.2017

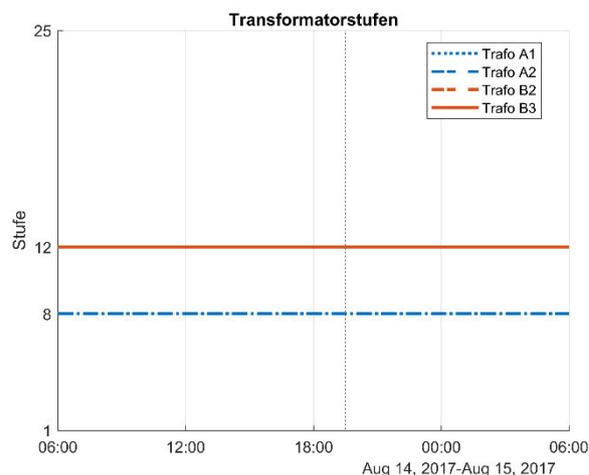


Abbildung 80: Verhalten der Transformatorstufensteller im Ost- und Westnetz am 14.08.2017

Werden ergänzend noch die Spannungsverläufe analysiert, zeigt sich, dass die Spannung auf der 110-kV-Ebene im Ostnetz durchwegs höher ist als die Spannung im Westnetz, was die Blindleistungsflüsse von Ost nach West verursacht.

Auf der 220-kV-Sammelschiene ist dieses Verhalten nicht ident, tendenziell ist die Spannung an Netzabstützung A höher als die in B, am Nachmittag und nach Mitternacht tauschen die beiden Spannungsverläufe ihre Positionen. Auffällig ist, dass zu dem betrachteten Zeitpunkt um 19:30 die Spannungen sowohl 110-kV- als auch 220-kV-seitig ähnliche Werte annehmen, wie es auch in Tabelle 9 aufgezeigt wird. Die Transformatorstufen beider Netzabstützungen verhalten sich den gesamten Tag über konstant auf Stufe 8 bzw. Stufe 12 und haben somit keinen Einfluss auf die Blindleistungsgeschehnisse im Netz.

Betrachtet man ergänzend noch den Einsatz der Blindleistungsdrosseln im Übertragungsnetz, ergibt sich keine offensichtliche Korrelation, die zu einer Überschreitung der Blindleistungsgrenzen beigetragen haben könnte. Wenn die Drossel 42 abgeschaltet wird, beginnt die Spannung in der Netzabstützung B auf der 220-kV-Ebene wieder zu steigen. Dies geschieht so lange, bis die Drossel wieder zugeschaltet wird und im Zeitraum vor 18:00 Uhr ein Absinken der Spannungen erkennbar ist.

Wie bereits für Fall 1 beschrieben, werden auch für dieses Szenario zwei mögliche Lösungsansätze simuliert. Im ersten Schritt werden wieder beide Netzteil getrennt betrachtet, nachdem die Netzabstützung D in das Modell integriert worden ist. Es fließen weder über die Kupplung in UW 1 noch in der Netzabstützung D Wirk- bzw. Blindleistungsflüsse, was auch in Tabelle 10 ersichtlich ist. Für dieses gewählte Beispiel sieht man bereits, wenn man die Blindleistungswerte für die Netzabstützung A aus Tabelle 9 mit denen aus Tabelle 10 vergleicht, dass schon die Einbindung von Netzabstützung D ohne Regelung bereits zu einem Beheben der Grenzwertverletzungen bezüglich der Blindleistung führt. Die Blindleistung wird dadurch von 68 Mvar auf 52,7 Mvar reduziert und liegt somit unter dem erlaubten Wert, jedoch liegen zwei Spannungen noch über 117 kV. Werden zusätzlich noch die Regler verstellt, verändert sich die Blindleistung in B und D zu vorteilhafteren Werten, zudem werden die Spannungen in einen zulässigen Bereich verschoben.

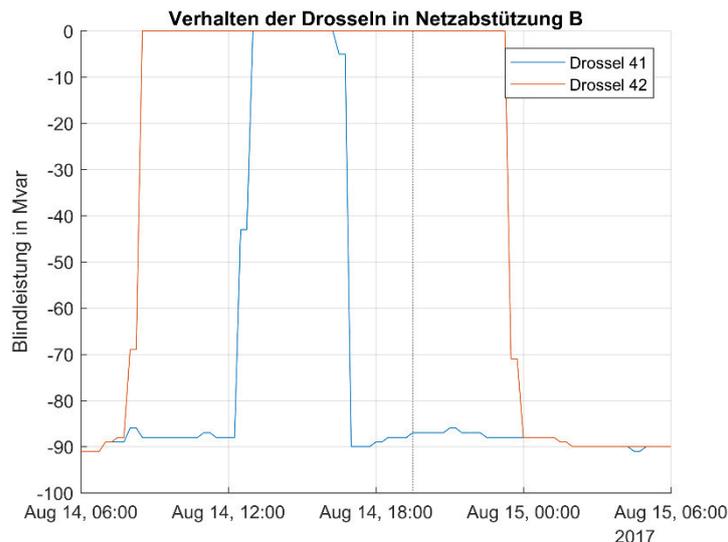


Abbildung 81: Verhalten der Drosseln in Netzabstützung B am 14.08. und 15.08.2017

Um auch die Möglichkeit, dass die beiden Netzteile doch über eine Kupplung in Netzabstützung D verbunden werden, zu berücksichtigen, wird im nächsten Schritt die Kupplung zwischen den Sammelschienen in Netzabstützung D geschlossen. Dies wirkt sich negativ auf das Blindleistungs- und Spannungsverhalten aus, v.a. in der Netzabstützung A kommt es nun wieder zu einem Überschreiten der Blindleistungsgrenzwerte von 60 Mvar um 11,7 Mvar, was jedoch durch das Verstellen der Transformatorstufen behoben werden kann. Dafür ist es notwendig, sowohl in der Netzabstützung A als auch in D die Transformatorstufen zu verstellen. Während in A die Stufensteller nur um eine Stufe gegenüber ihrer Mittelstellung verändert werden müssen, bedingt dieser Betriebszustand eine Stufenverstellung auf die Stufe acht in den beiden Transformatoren von Netzabstützung D. Während die Spannungen und Blindleistungen reduziert werden können, kommt es in A und D zu höheren Wirkleistungswerten, die aber noch weit außerhalb eines kritischen Bereiches liegen.

➔ **Es konnte hiermit gezeigt werden, dass auch für den Fall 2 eine Behebung der Blindleistungsproblematik möglich ist, ohne auf Kompensationseinrichtungen zurückgreifen zu müssen.**

Tabelle 10: Berechnungsergebnisse für den 14.08.2017

14.08.2017		getrennt						gekuppelt					
19:30		ohne Regelung			mit Regelung			ohne Regelung			mit Regelung		
Leistungen		P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe
		MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1
Kupplung Leistungsschalter	UW1	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
	Netzabstützung D	0,0	0,0		0,0	0,0		-177,0	48,6		-163,8	55,8	
Netzabstützung D	Transformator 1 - West	177,7	-51,1	14	174,2	-51,8	13	49,0	-34,8	14	96,9	-6,0	8
	Transformator 2 - Ost	-83,4	-4,8	14	-43,0	17,6	10	48,8	-35,3	14	96,7	-6,5	8
	Grenze: 90 Mvar	94,3	-55,9		131,2	-34,2		97,8	-70,1		193,6	-12,5	
Netzabstützung A	Transformator 1	-8,8	26,3	13	-7,1	26,4	12	-34,9	35,8	13	-54,2	17,1	12
	Transformator 2	-8,8	26,4	13	-7,1	26,4	12	-35,0	35,9	13	-54,2	17,2	12
	Grenze: 60 Mvar	-17,7	52,7		-14,1	52,8		-69,9	71,7		-108,4	34,3	
Netzabstützung B	Transformator 2	51,8	22,4	13	29,5	15,3	13	76,2	13,0	13	42,7	2,0	13
	Transformator 3	40,8	17,8	13	23,1	12,2	13	60,1	10,4	13	33,6	1,7	13
	Grenze: 78 Mvar	92,6	40,2		52,6	27,5		136,3	23,3		76,3	3,7	
Spannungen		U	u		U	u		U	u		U	u	
		kV	%		kV	%		kV	%		kV	%	
Netzabstützung A	Spannung 220-kV-Seite	231,8	105,4		231,8	105,4		231,8	105,4		231,8	105,4	
Netzabstützung B		230,2	104,7		230,2	104,7		230,2	104,7		230,2	104,7	
Netzabstützung A	Spannung 110-kV-Seite	117,6	107,0		116,6	106,0		118,2	107,5		115,8	105,3	
Netzabstützung B		116,3	105,7		115,9	105,4		115,8	105,3		115,2	104,8	
Netzabstützung D SS1		118,7	107,9		115,6	105,1		117,2	106,6		112,4	102,2	
Netzabstützung D SS2		116,0	105,5		115,0	104,6		117,3	106,6		112,4	102,2	

8.4.3 Fall 3

Um ein möglichst realitätsnahes Bild der Vorgänge bezüglich der Blindleistung im Netz zu erhalten, werden für die dritte Untersuchung an möglichen Ursachen für die Überschreitungen der Grenzwerte des DCC die Bedingungen nun so gewählt, dass es sowohl zu einer starken Blind- als auch Wirkleistungseinspeisung kommt. Die Grenzen dafür werden folgendermaßen festgelegt bzw. aus dem DCC entnommen:

$$|Q| > Q_{lio} = Q_{rio} = 60 \text{ Mvar}$$

$$120 \text{ MW} \leq P_A \leq P_{rio} = P_{riu} = 123,88 \text{ MW}$$

Diese Anforderungen treffen unter anderem auf den 19.08.2017 zu wie es in Abbildung 82 dargestellt wird. Um das Verhalten des Netzes eindeutig erklären zu können, werden wieder die Verläufe der einzelnen Beiträge zur Blindleistungsbilanz in Abbildung 83 dargestellt. Für nähere Betrachtungen und die Simulation wird der Zeitpunkt um 23:30 Uhr gewählt (siehe Tabelle 11).

Die 20-kV-Abgänge verhalten sich in der Nacht hauptsächlich kapazitiv, was durch leerlaufende Leitungen aufgrund geringerer Lasten begründet werden kann, während des Tages verschiebt sich die Kennlinie erwartungsgemäß in den leicht induktiven Bereich.

Die Erzeugung weist etwas größere Schwankungen auf, die Kraftwerke bleiben aber dennoch im übererregten Bereich und speisen bis auf kurzzeitige Ausnahmen Blindleistung in das Netz ein. Vergleicht man diese Kennlinie mit der Kennlinie der Blindleistungsverluste, kann man einen Zusammenhang der beiden erkennen: Wird mehr Blindleistung eingespeist, steigen die Blindleistungsverluste.

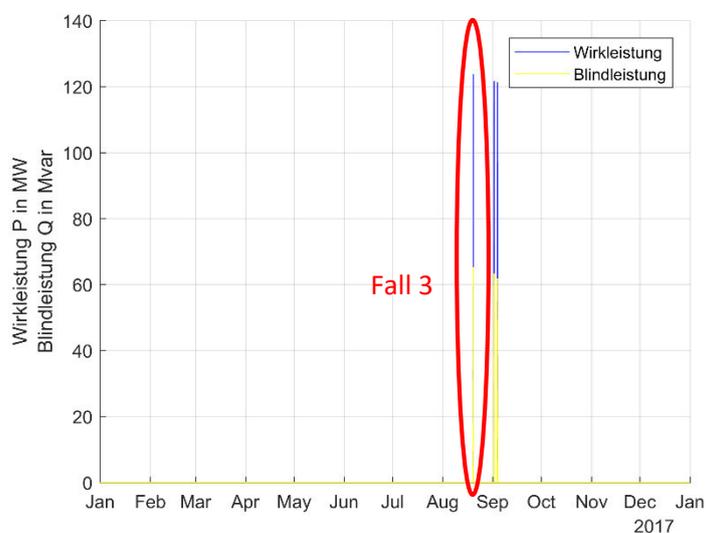


Abbildung 82: Zeitpunkte hoher Blindleistungseinspeisung bei gleichzeitiger hoher Wirkleistungseinspeisung in Netzabstützung A

Die Erzeugung weist etwas größere Schwankungen auf, die Kraftwerke bleiben aber dennoch im übererregten Bereich und speisen bis auf kurzzeitige Ausnahmen Blindleistung in das Netz ein. Vergleicht man diese Kennlinie mit der Kennlinie der Blindleistungsverluste, kann man einen Zusammenhang der beiden erkennen: Wird mehr Blindleistung eingespeist, steigen die Blindleistungsverluste.

Tabelle 11: Netzzustand im Ost- und Westnetz am 14.08.2017 um 19:30

19.08.2017					
23:30					
		West		Ost	
Blindleistung	20-kV-Abgänge	-8,3	Mvar	-19,9	Mvar
	Kraftwerke	-23,4	Mvar	9,9	Mvar
	Leitungsverluste	4,0	Mvar	-39,3	Mvar
	Netzabstützung	64,9	Mvar	25,2	Mvar
	Kupplung UW 1	-24,7	Mvar	24,7	Mvar
Wirkleistung	Netzabstützung	123,7	MW	-56,6	MW
	Kupplung UW1	-90,6	MW	90,6	MW
Spannung	220-kV-Seite	231,5	kV	234,5	kV
	110-kV-Seite	113,4	kV	118,6	kV

Dies kann auch hier, wie bereits für Fall 1 und Fall 2 erklärt, auf den höheren Stromfluss, bedingt durch die höhere Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke, zurückgeführt werden.

Durch das Aufsummieren der oben beschriebenen drei Komponenten erhält man den Blindleistungsbedarf, der sich während der Nacht durchwegs kapazitiv, während des Nachmittages beinahe ausgeglichen verhält. Somit besteht die meiste Zeit ein Blindleistungsüberschuss im Westnetz, der in das überlagerte Netz abgegeben werden sollte. Der eigentliche Blindleistungsbedarf überschreitet 25 Mvar an kapazitiver Blindleistung nicht.

Zusätzlich wird zwischen 12:00 Uhr und 21:00 Uhr relativ viel Blindleistung aus dem Ostnetz in das Westnetz eingespeist, um ca. 19:00 Uhr sogar so viel, dass alleine dieser Blindleistungsfluss den Grenzwert des DCC erreicht. Wird dieser nun zu dem Blindleistungsbedarf addiert, ergibt sich folglich eine eindeutige Grenzwertüberschreitung in der Netzabstützung A. Danach nimmt die Blindleistung aus dem Ostnetz wieder etwas ab, da in Netzabstützung B (siehe Abbildung 84) mehr Blindleistung in das 220-kV-Netz übergeben wird, dennoch kommt es zu einer Überschreitung der DCC-Grenzwerte in Netzabstützung A, da sowohl der Blindleistungsbedarf im Westnetz als auch die Blindleistung aus dem Ostnetz jeweils ca. 30 Mvar betragen. Erst ab ca. 02:00 Uhr kommt es zu keiner Grenzwertüberschreitung mehr, da der Blindleistungsbedarf im Westnetz abnimmt.

An der Netzabstützung A wird bis 21:00 Uhr bis auf zwei kurzfristige Ausnahmen Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen und gleichzeitig Wirkleistung an das Netz im Osten über die Kupplung übertragen. Danach wird in Netzabstützung A Wirkleistung in das Übertragungsnetz eingespeist und gleichzeitig in derselben Höhe aus dem Ostnetz geliefert. Die Wirkleistungseinspeisung ist somit nicht auf die Erzeugung durch die Kraftwerke zurückzuführen, sondern in großem Maße auf Wirkleistungsflüsse von Ost nach West.

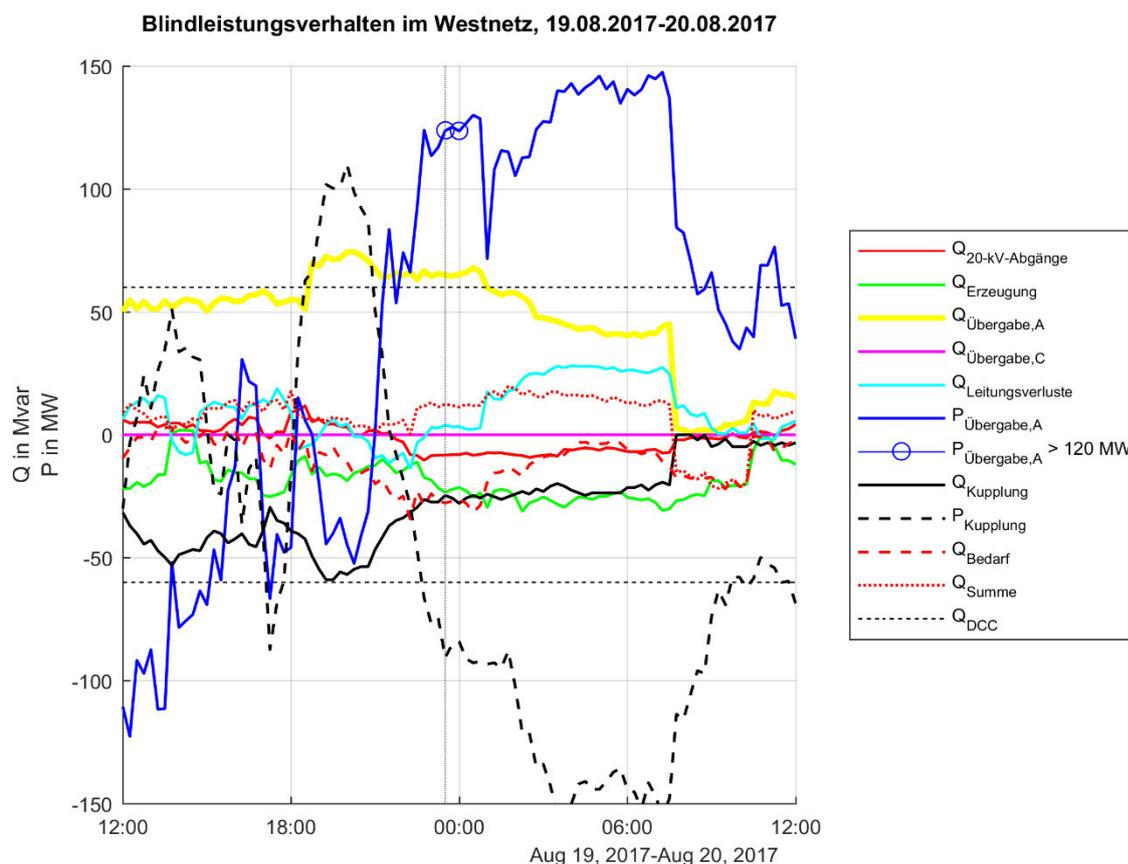


Abbildung 83: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Westnetz am 19.08.2017

Die Auswertung von Abbildung 84 für das Ostnetz zeigt, dass sich die 20-kV-Abgänge auch hier, bedingt durch den hohen Verkabelungsgrad in den Ballungszentren, rein kapazitiv verhalten und nicht weniger

als -25 Mvar annehmen. In Schwachlastzeiten während der Nachtstunden verhalten sie sich noch stärker kapazitiv, während sie bei einer anzunehmenden maximalen Belastung zu Mittag beinahe induktives Verhalten erlangen.

Die Blindleistungserzeugung durch die Kraftwerke befindet sich bis ca. 21:00 Uhr im übererregten Bereich, in dem Blindleistung eingespeist wird, danach im untererregten Bereich. Der Verlauf ist nicht konstant, sondern umfasst einige Sprünge, jedoch gehen die Maximalwerte weder im induktiven noch im kapazitiven Bereich über 25 Mvar hinaus.

Die Blindleistungsverluste hingegen weisen kaum Sprünge auf, sondern verhalten sich annähernd konstant im Bereich von 30 Mvar bis 40 Mvar und verschieben somit die Gesamtbedarfskennlinie parallel nach unten in den kapazitiven Bereich.

Summiert man den Blindleistungsbedarf der einzelnen Netzkomponenten auf, erhält man einen Verlauf, der um -50 Mvar variiert. Das Ostnetz zeigt somit ein kapazitives Verhalten, wobei die Blindleistung zum betrachteten Zeitpunkt nur zu ungefähr der Hälfte direkt über die Netzabstützung B in das Übertragungsnetz gelangt, während der zweite Teil in das Westnetz fließt.

Die ins Übertragungsnetz eingespeiste Blindleistung liegt wesentlich unter der Grenze aus dem DCC, es wird max. ein Drittel des erlaubten Grenzwertes erreicht.

Abgesehen von dem Zeitraum zwischen ca. 18:00 Uhr und 22:00 Uhr wird Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen, welche großteils über die Netzkupplung in das Westnetz weiterfließt.

Während 18:00 bis 22:00 Uhr wird Wirkleistung in das Übertragungsnetz eingespeist und gleichzeitig aus dem Westnetz bezogen.

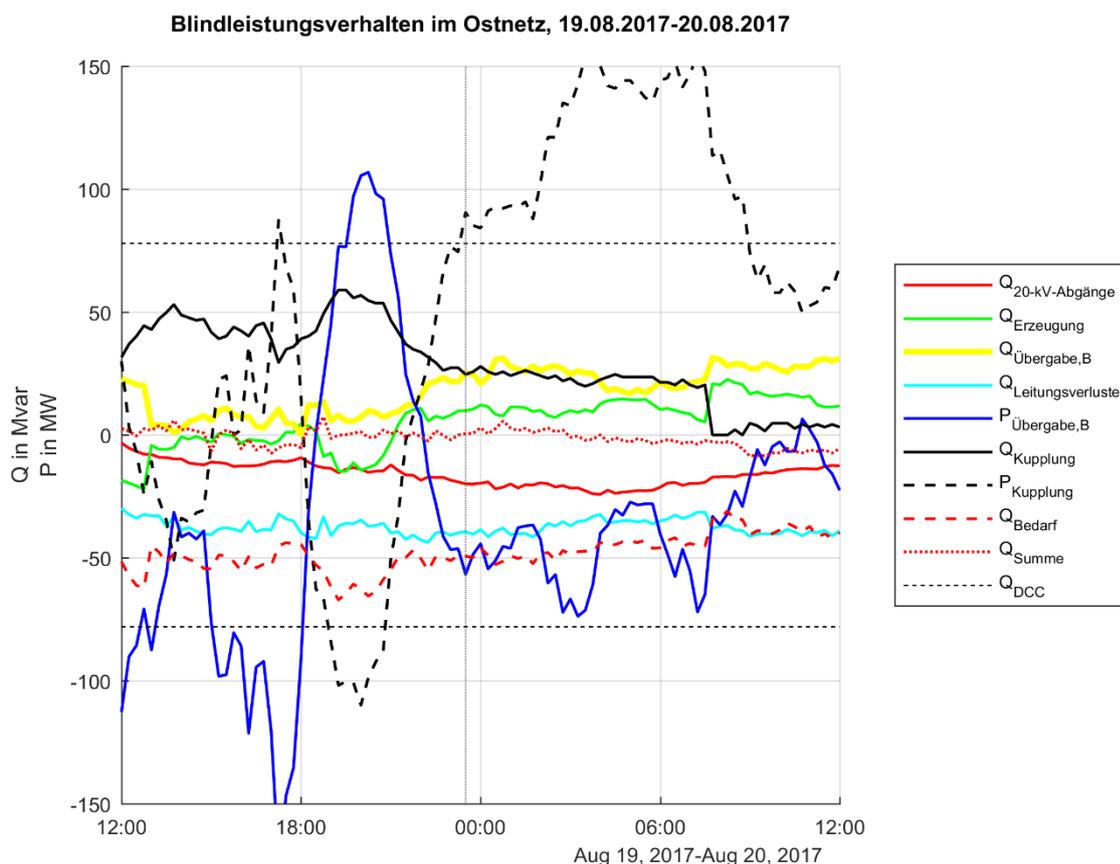


Abbildung 84: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Ostnetz am 19.08.2017

Der Verlauf der Kraftwerkskennlinie weist einen leichten sichtbaren Zusammenhang mit der Blindleistung an der Kupplung auf. Wird mehr Blindleistung von den Kraftwerken bezogen, sinkt die Blindleistung, die in das Westnetz abgegeben wird und umgekehrt steigt der West-Ost-Fluss, wenn mehr Blindleistung von den Kraftwerken eingespeist wird.

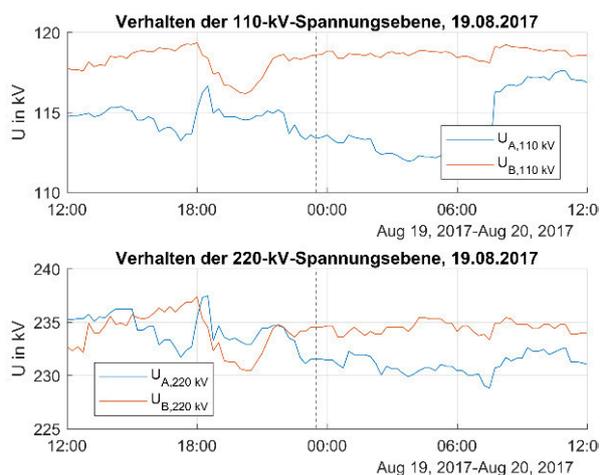


Abbildung 85: Verhalten der Spannungen auf der 110- und 220-kV-Ebene im Ost- und Westnetz am 19.08.2017

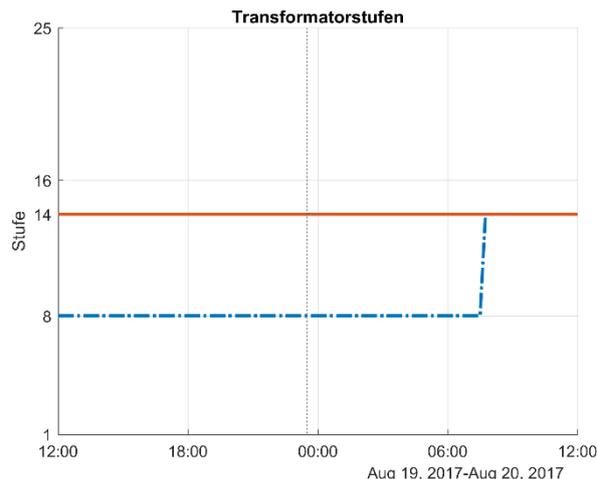


Abbildung 86: Verhalten der Transformatorstufensteller im Ost- und Westnetz am 19.08.2017

Die Spannungsverläufe in Abbildung 85 weisen wieder ein ähnliches Verhalten wie bereits in den ersten beiden Fällen auf. Die 110-kV-seitige Spannung in der Netzabstützung B liegt über den Werten in der Netzabstützung A, dies wird auch mit den Werten in Tabelle 11 für 23:30 Uhr am 19.08.2017 bestätigt. Durch dieses Verhalten der Spannungen ergibt sich wieder ein Ost-West-Blindleistungsfluss. Sobald die Spannung in Netzabstützung A jedoch ab ca. 07:30 am 20. August zu steigen beginnt, sinkt in Abbildung 83 und Abbildung 84 der Blindleistungsfluss auf beinahe null ab. Zu demselben Zeitpunkt kommt es zu einem Verstellen des Stufenstellers in beiden Transformatoren A1 und A2 in der Netzabstützung A (Abbildung 86). Allgemein führt das Verändern der Stufenstellung zu einer Veränderung des Übersetzungsverhältnisses des Transformators, wodurch es auch zu einer Veränderung der Spannung kommt. Konkret bedeutet dies, dass die Spannung in Netzabstützung A aufgrund der Transformatorstufen zunimmt und sich dadurch der Blindleistungsfluss verringert.

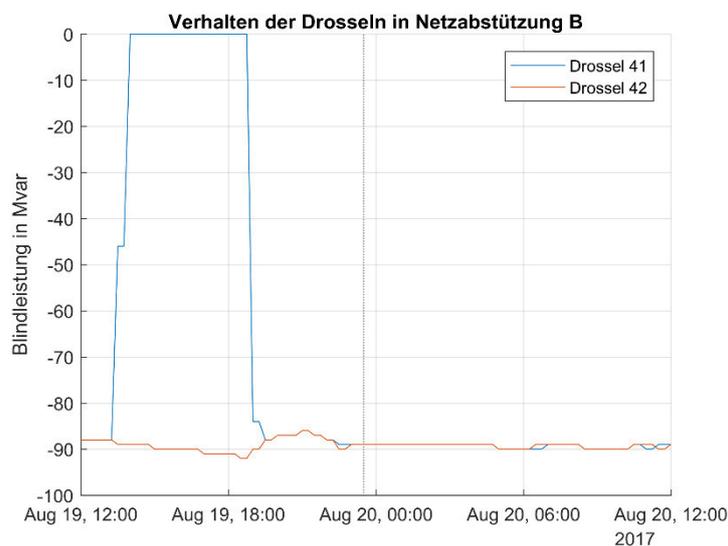


Abbildung 87: Verhalten der Drosseln in Netzabstützung B am 19.08. und 20.08.2017

Keinen Einfluss zu dem betrachteten Zeitpunkt hat hingegen die Blindleistung der Drossel, beide Drosseln halten ihr Blindleistungsniveau. Zwischen 12:00 und 18:00 Uhr wird Drossel 41 ausgeschaltet, dies spiegelt sich aber nicht in den Blindleistungsverläufen weder des Ost- noch des Westnetzes. Erkennbar sind die Veränderungen nur in den Spannungsverläufen – die Sammelschienenspannung in der Netzabstützung B der 220-kV-Ebene steigt erwartungsgemäß und damit in weiterer Folge auch auf der 110-kV-Ebene.

Bei der Durchführung der Simulation wie für die Fälle 1 und 2 zeigt sich für den getrennten Netzzustand, dass es durch die Netzabstützung D zu einer günstigeren Blindleistungsaufteilung kommt (siehe Tabelle 12), der Wert für die Netzabstützung A konnte so weit reduziert werden, dass die Grenzen nicht mehr überschritten werden, dennoch liegt er mit 55,9 Mvar noch immer relativ hoch. Näher zu betrachten sind die Sammelschienenspannungen in den einzelnen Knoten, die den normalen Bereich, der in der vorliegenden Arbeit mit einer Obergrenze von 117 kV definiert wird, um bis zu 2,6 kV übersteigen. Da es in jeder der drei Netzabstützungen zu hohen Spannungen auf der 110-kV-Ebene kommt, ist es notwendig, die Transformatorstufen auf eine niedrigere Stufe umzuschalten, damit durch die Übersetzungsverhältnisse das Spannungsniveau nach unten korrigiert werden kann. Dennoch ist dieses Problem im Modell sehr gut und ohne Zusatzmaßnahmen in den Griff zu bekommen, sodass sich auch die Position der Stufensteller noch in einem gemäßigten Bereich befindet.

Ein ähnlicher Zustand zeigt sich bei gekuppeltem Netzbetrieb – auch hier kommt es wieder zu einem erhöhten Blindleistungswert in der Netzabstützung A und erhöhten Spannungswerten in allen ausgewerteten Knoten. Die bereits oben getroffene Aussage über die Korrelation zwischen den Spannungswerten und der Stellung der Stufenschalter trifft auch auf den Zustand der Netzkupplung zu. Abgesehen von den Spannungsniveaus ist hier zu beachten, dass die Blindleistung in der Netzabstützung A einen Wert kleiner als 60 Mvar annehmen muss.

Es zeigt sich nach dem Durchführen der Simulation, dass beide Anforderungen erfüllt werden können und zu diesem Zeitpunkt ein stabiler Netzzustand hergestellt werden kann. Zudem kommt es weder im gekuppelten noch im getrennten Betrieb zu hohen Wirkleistungen an den Netzabstützungen, auch der Wirk- und Blindleistungsfluss an der Netzkupplung bleibt auf einem geringen Niveau. Im gekuppelten Zustand verringert sich die Blindleistung an der Netzabstützung A sogar noch weiter als im getrennten Betrieb und liegt damit weit unter den erlaubten Grenzwerten.

- ➔ **Generell kann auch für den Fall 3 ein verbessertes Blindleistungsverhalten durch die Netzabstützung D bewiesen werden, das ohne den Einsatz von Kompensationseinrichtungen erreicht werden kann.**

Tabelle 12: Berechnungsergebnisse für den 19.08.2017

19.08.2017		getrennt						gekuppelt					
23:30		ohne Regelung			mit Regelung			ohne Regelung			mit Regelung		
Leistungen		P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe
		MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1
Kupplung Leistungsschalter	UW1	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
	Netzabstützung D	0,0	0,0		0,0	0,0		-8,6	14,4		-24,1	9,4	
Netzabstützung D	Transformator 1 - West	-1,5	-19,1	14	18,3	-7,8	11	-8,2	-10,0	14	21,3	8,8	10
	Transformator 2 - Ost	-15,1	-0,6	14	3,9	14,8	10	-8,2	-10,1	14	21,3	8,8	10
	Grenze: 90 Mvar	-16,6	-19,6		22,2	6,9		-16,4	-20,1		42,6	17,6	
Netzabstützung A	Transformator 1	20,3	28,0	13	10,3	21,3	12	19,3	30,6	13	-3,5	17,0	13
	Transformator 2	20,2	28,0	13	10,3	21,3	12	19,2	30,6	13	-3,5	17,0	13
	Grenze: 60 Mvar	40,5	55,9		20,6	42,7		38,5	61,3		-7,0	34,1	
Netzabstützung B	Transformator 2	25,2	19,1	13	14,6	23,0	11	26,2	17,2	13	18,4	21,7	11
	Transformator 3	19,8	15,1	13	11,4	18,2	11	20,6	13,7	13	14,4	17,2	11
	Grenze: 78 Mvar	45,1	34,2		26,0	41,3		46,9	30,9		32,8	38,9	
Spannungen		U	u		U	u		U	u		U	u	
		kV	%		kV	%		kV	%		kV	%	
Netzabstützung A	Spannung 220-kV-Seite	231,5	105,2		231,5	105,2		231,5	105,2		231,5	105,2	
Netzabstützung B		234,5	106,6		234,5	106,6		234,5	106,6		234,5	106,6	
Netzabstützung A	Spannung 110-kV-Seite	117,7	107,0		116,1	105,6		117,8	107,1		116,9	106,3	
Netzabstützung B		118,2	107,5		116,3	105,7		118,2	107,4		116,2	105,7	
Netzabstützung D SS1		119,6	108,7		116,1	105,6		119,1	108,3		115,9	105,4	
Netzabstützung D SS2		118,7	107,9		116,1	105,5		119,1	108,3		115,9	105,4	

8.4.4 Blindleistungsbeeinflussung

Einerseits wird in den oben beschriebenen Fällen 1 bis 3 jeweils der positive Einfluss der Netzabstützung D auf die Blindleistungsbilanz als ausreichend erklärt, andererseits besteht ein weiteres Potential in der Anweisung der Kraftwerke, die sich in der unmittelbaren Nähe der Netzabstützungen befinden.

Betrachtet man das Blindleistungsverhalten dieser Erzeuger in Tabelle 14, so ist ersichtlich, dass auch mit einer entsprechenden Änderung des Leistungsfaktors die Blindleistung in den Übergabestellen, vor allem in der Netzabstützung A, beeinflusst werden kann.

Tabelle 13: Korrelationen im Westnetz

x_i	y_i	r_{xy}	$r_{xy}^2 \cdot 100 \%$	Interpretation
Q_A	$Q_{20-kV-Abgänge}$	-0,2025	4,1%	Schwach linearer Zusammenhang
Q_A	$Q_{Kraftwerke}$	-0,1347	1,8%	
Q_A	$Q_{Verluste}$	-0,0481	0,2%	
Q_A	$Q_{Kupplung UW1}$	0,5973	35,7%	

Um die Zusammenhänge zwischen der übergebenen Blindleistung in der Netzabstützung Q_A und den anderen Komponenten des Netzes besser zu veranschaulichen, ist es sinnvoll, die Korrelationen nach den Formeln in Kapitel 5 zu berechnen. Damit ist erkennbar, dass die ans Übertragungsnetz abgegebene Blindleistung am stärksten mit der Blindleistung, die über die Kupplung im UW 1 fließt, korreliert (siehe Tabelle 13). Auch wenn die Kraftwerke aktiv zur Blindleistungsbilanz beitragen können, ist deren Einfluss beschränkt, wie es sich durch die Korrelationswerte zeigt.

Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass eine höhere Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke zu einer höheren Blindleistungsübergabe an das Übertragungsnetz führt, was nach Betrachtung von Abbildung 32 den wahrscheinlichsten Fall darstellt, oder Blindleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen wird bei gleichzeitiger Versorgung der Kraftwerke mit Blindleistung.

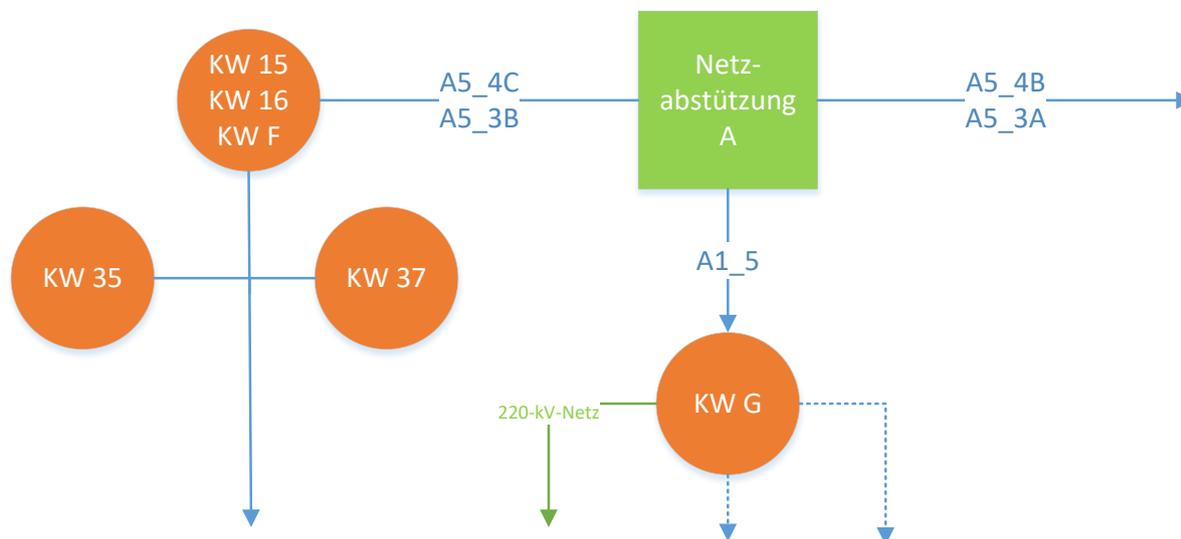


Abbildung 88: Netzschema für Kraftwerke in geographischer Nähe zur Netzabstützung A

Eine genauere Aufschlüsselung, welche Korrelationen mit den einzelnen Kraftwerken bestehen, ist in Tabelle 14 ersichtlich. Dabei zeigen sich zwar schwache, aber dennoch vorhandene Korrelationen mit den Kraftwerken 15, 37 und 35.

Tabelle 14: Ausgewählte Korrelationen der Blindleistung in Netzabstützung A Q_A mit Kraftwerken für 2017

x_i	y_i	r_{xy}	$r_{xy}^2 \cdot 100 \%$	Interpretation
Q_A	$Q_{\text{Kraftwerk 15}}$	-0,45	20,0%	Schwach linearer Zusammenhang
Q_A	$Q_{\text{Kraftwerk 37}}$	-0,33	10,8%	
Q_A	$Q_{\text{Kraftwerk 35}}$	-0,32	10,5%	

Auch wenn kein beträchtlicher Zusammenhang vorhanden ist, so kann man dennoch erkennen, dass man mit diesen Kraftwerken die Blindleistungsbilanz in Netzabstützung A beeinflussen kann. Dies ist nicht zuletzt durch die regionale Nähe, wie es das Netzschema für diesen Bereich in Abbildung 88 wiedergibt, bedingt.

Betrachtet man die einzelnen P-Q-Diagramme der Kraftwerke, die sich in der Nähe der Netzabstützung A befinden, so ist eindeutig zu erkennen, dass für alle Kraftwerke ein sehr großer ungenutzter Blindleistungsbereich zur Beeinflussung des Blindleistungshaushaltes in der Netzabstützung A vorhanden ist. Im Kraftwerk F wird sowohl im Pump- als auch im Turbinenbetrieb Blindleistung in das Netz eingespeist. Der Bereich der Blindleistungsabgabe bewegt sich im Wesentlichen zwischen 0 und 10 Mvar. Mit der Vorgabe einer Blindleistung, die sich aus der Nennleistung und einem $\cos\varphi = 0,9$ ergibt, könnte die Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme wesentlich größer sein, wie die in Abbildung 89 dargestellten blauen Linien zeigen. Berechnet man nun die maximal mögliche Blindleistung, so ergibt sich dafür folgender Wert:

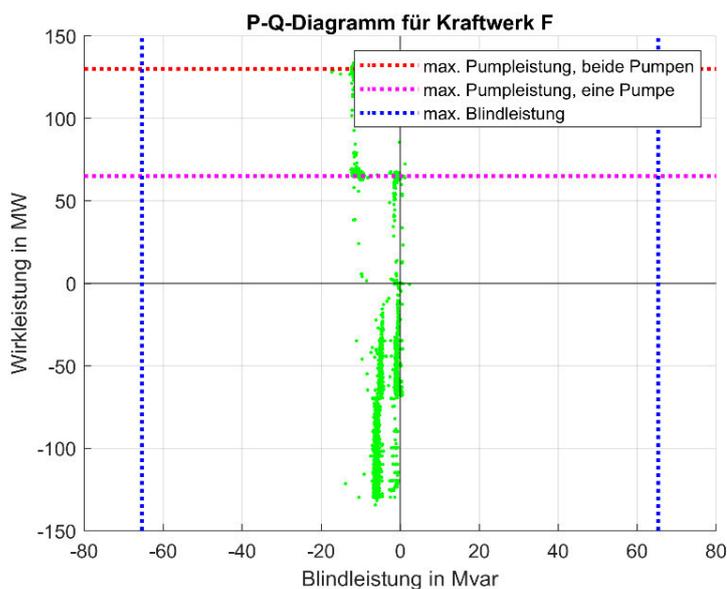


Abbildung 89: P-Q-Diagramm für Kraftwerk F

$$S_{r,I} = 150 \text{ MVA}$$

$$\cos\varphi = 0,9$$

$$Q = S_{r,I} \cdot \sin(\arccos(0,9)) \sim 65 \text{ Mvar}$$

Dies stellt den theoretisch technisch möglichen Blindleistungswert dar, wobei keine Untersuchungen hinsichtlich der dadurch hervorgerufenen Spannungsänderung durchgeführt wurden.

Ein ähnliches Verhalten zeigt sich auch bei den Kraftwerken 15, 16 und 37 (siehe Anhang). Keines dieser Kraftwerke nützt den vollen Bereich möglicher Blindleistung aus. Lediglich das Kraftwerk 35 (Abbildung 94) bewegt sich, was die Blindleistungseinspeisung betrifft, im gesamten Leistungsbereich. Bezüglich der Blindleistungsentnahme aus dem 110-kV-Netz verhält es sich jedoch ähnlich wie die anderen relevanten Kraftwerke. Einen anderen Fall für die Blindleistung stellt das Kraftwerk G (Abbildung 95) dar, das ebenso eine direkte Verbindung zur Netzabstützung A besitzt. Hier wird wesentlich mehr Blindleistung bezogen als eingespeist. Jedoch werden die Grenzen für den möglichen Blindleistungsbezug auch um ca. 75 % unterschritten. Somit kann gezeigt werden, dass hier theoretisches Potential für die Blindleistungsregelung vorhanden ist, dennoch besteht die stärkste Korrelation mit den Blindleistungsflüssen an der Netzkupplung.

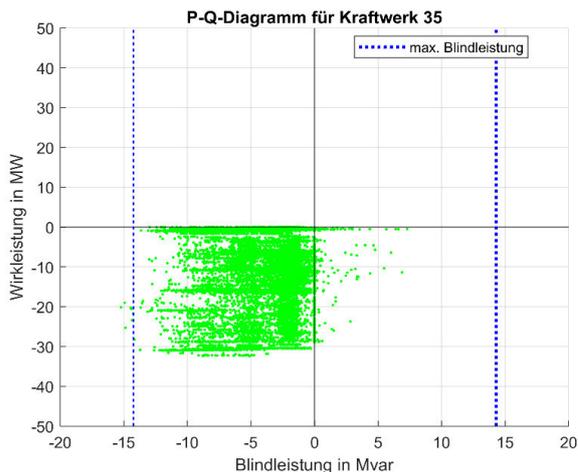


Abbildung 90: P-Q-Diagramm für Kraftwerk 35

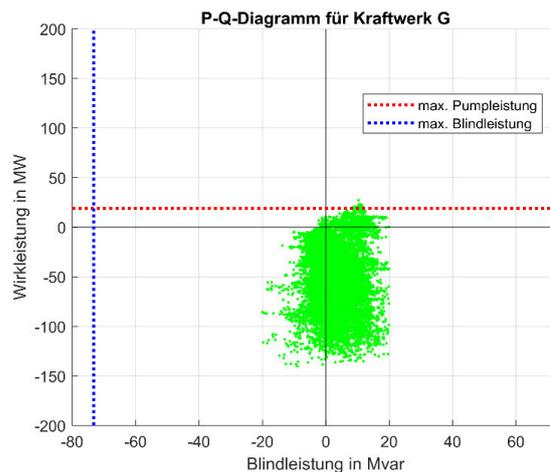


Abbildung 91: P-Q-Diagramm für Kraftwerk G

An Tabelle 15 sind die möglichen Betriebsbereiche, die sich aus den Messwerten für 2017 ergeben, für alle Kraftwerke im Gebiet der Netzabstützung A erkennbar. Einige davon können auch Blindleistung bei gleichzeitiger Wirkleistungseinspeisung beziehen. Damit wäre es möglich, die Blindleistung, die über die Grenzen des DCC-Entwurfs hinausgeht, lokal einzuschränken, indem die Kraftwerke entweder mit einem höheren Leistungsfaktor fahren und die Blindleistungseinspeisung verringern oder auch Blindleistung beziehen.

Tabelle 15: Betriebsbereiche in der Praxis der einzelnen Kraftwerke im Westnetz

Kraftwerk	Turbinenbetrieb	Pumpbetrieb	Blindleistungserzeugung	Blindleistungsbezug	Kraftwerkstyp
	$P < 0$	$P > 0$	$Q < 0$	$Q > 0$	
E	✓	✓	✓		Pumpspeicherkraftwerk
F	✓	✓	✓		Pumpspeicherkraftwerk
G	✓	✓	✓	✓	Pumpspeicherkraftwerk
4	✓		✓		Laufwasserkraftwerk
7	✓		✓	✓	Laufwasserkraftwerk
8	✓		✓	✓	Laufwasserkraftwerk
15	✓		✓		Speicherkraftwerk
16	✓	✓	✓	✓	Pumpspeicherkraftwerk
35	✓		✓		Speicherkraftwerk
37	✓		✓	✓	Speicherkraftwerk
39	✓		✓	✓	Laufwasserkraftwerk
45	✓		✓	✓	Speicherkraftwerk

Tabelle 13 zeigt aber ganz eindeutig, dass trotz des Einflusses der einzelnen Kraftwerke die Blindleistung an der Netzkupplung am stärksten mit der Blindleistung an der Netzabstützung A korreliert. Es hat somit höhere Priorität, die Blindleistungsflüsse von Ost nach West zu betrachten. Eine Möglichkeit dafür ist sicherlich die bereits in die oben erklärten Untersuchungen eingegangene Integration einer weiteren Netzabstützung D, die sich geographisch ungefähr in der Mitte der beiden Netzabstützungen A und B befindet. Vergleicht man in Tabelle 8, Tabelle 10 und Tabelle 12 die Blindleistungswerte mit und ohne Netzabstützung D, so kommt es mit dieser in allen Fällen zu einer eindeutigen Verbesserung und somit zu keiner Überschreitung der Grenzwerte des DCC mehr. Jedoch erfordert dies wie es an den Transformatorstufenstellungen zu sehen ist, einiges an Regelaufwand. Dieser Aufwand kann bedeutend reduziert werden, wenn man entsprechend der Einflussmatrix aus Tabelle 16 und Tabelle 17 vorgeht. Ist die Wirkleistung in Netzabstützung A beispielsweise zu hoch, so konnte im untersuchten

Lastfall durch das Verstellen des Stufenstellers um eine Stufe nach oben die Wirkleistung um -12 MW reduziert werden. Natürlich muss dabei auch die Auswirkung auf die Wirk- und Blindleistungen in den anderen Netzabstützungen berücksichtigt werden, und besonders das Spannungsniveau muss ständig beachtet werden.

Tabelle 16: Einflussmatrix der einzelnen Transformatorstufensteller, getrennter Netzbetrieb

getrennt	NA A ↑	NA A ↓	NA D ↑	NA D ↓	NA B ↑	NA B ↓
P_A	-12 MW	12 MW	0 MW	0 MW	8 MW	-8 MW
Q_A	-8 Mvar	7 Mvar	0 Mvar	0 Mvar	9 Mvar	-9 Mvar
P_D	-11 MW	11 MW	-9 MW	10 MW	17 MW	-18 MW
Q_D	-2 Mvar	2 Mvar	-5 Mvar	5 Mvar	9 Mvar	-9 Mvar
P_B	0 MW	0 MW	-9 MW	9 MW	10 MW	-11 MW
Q_B	2 Mvar	-2 Mvar	-9 Mvar	9 Mvar	2 Mvar	-2 Mvar

Tabelle 17: Einflussmatrix der einzelnen Transformatorstufensteller, gekuppelter Netzbetrieb

getrennt	NA A ↑	NA A ↓	NA D ↑	NA D ↓	NA B ↑	NA B ↓
P_A	-15 MW	15 MW	8 MW	-8 MW	2 MW	-2 MW
Q_A	-9 Mvar	9 Mvar	9 Mvar	-9 Mvar	2 Mvar	-2 Mvar
P_D	-11 MW	11 MW	17 MW	-18 MW	-9 MW	9 MW
Q_D	-3 Mvar	2 Mvar	9 Mvar	-9 Mvar	-4 Mvar	4 Mvar
P_B	2 MW	-2 MW	10 MW	-10 MW	-10 MW	10 MW
Q_B	0 Mvar	0 Mvar	3 Mvar	-3 Mvar	-9 Mvar	9 Mvar

8.5 Grenzwertverletzungen Netzabstützung B

Nach demselben Schema wie schon für Netzabstützung A in Kapitel 8.4 beschrieben, werden auch für die Netzabstützung B entsprechende Fälle gesucht, in denen es zu einer Überschreitung der Grenzwerte aus dem DCC-Entwurf kommt. Hier wurde die (n-1)-sichere Übergabeleistung als Basis herangezogen. In Netzabstützung B befinden sich drei Transformatoren, zwei davon mit einer Leistung von je 300 MVA und einer mit einer Leistung von 220 MVA. Somit ergibt sich für die (n-1)-Sicherheit, dass zumindest immer eine Transformatorleistung von $220 \text{ MVA} + 300 \text{ MVA}$ für den Netzbetrieb zur Verfügung stehen muss. Aus dieser Forderung lässt sich somit auch Grenzwert für die Blindleistung bestimmen:

$$S_{N,Trafo} = 220 \text{ MVA} + 300 \text{ MVA} = 520 \text{ MVA}$$

$$Q_{rio} = 0,15 \cdot S_{N,Trafo} = 78 \text{ Mvar}$$

Anders als für Netzabstützung A zeigt sich in Abbildung 92, dass sich die Überschreitungen des Grenzwertes für die Netzabstützung B im Bereich des Blindleistungsbezuges aus dem Übertragungsnetz häufen. Nur vernachlässigbar wenige Überschreitungen treten bei der Blindleistungseinspeisung auf, weshalb diese in der Arbeit unberücksichtigt bleiben. Auch hier werden wieder drei Fälle definiert, die im folgenden Kapitel näher beschrieben werden.

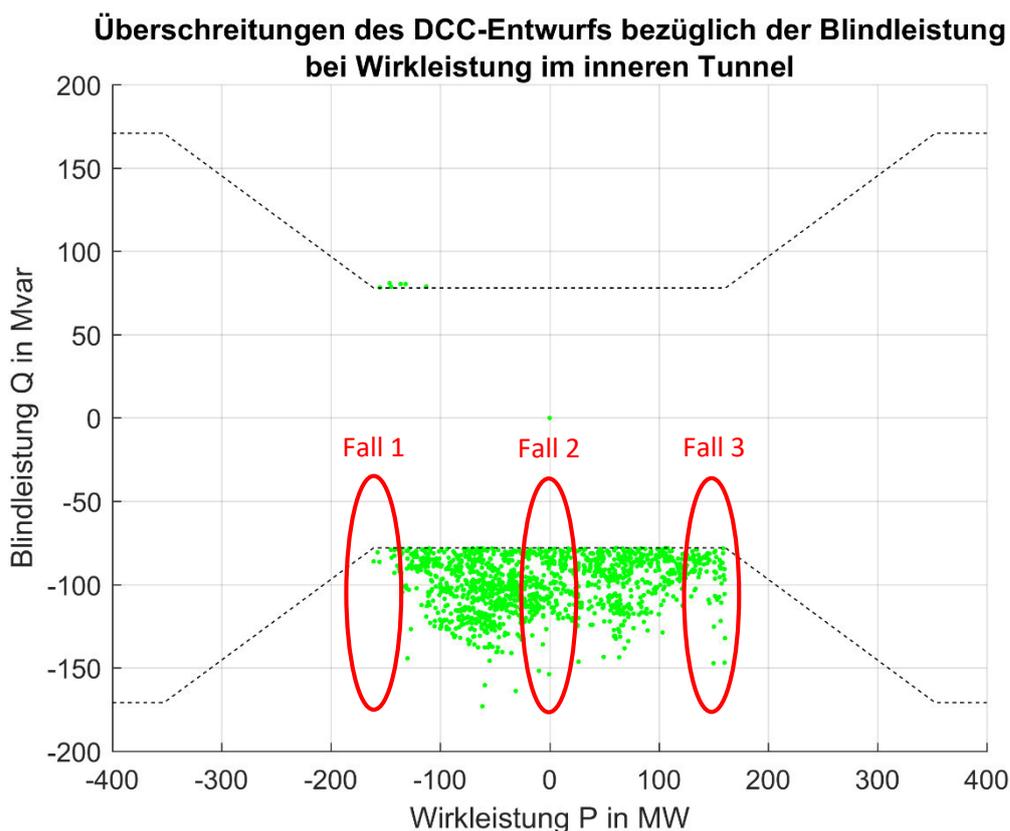


Abbildung 92: Grenzwertverletzungen laut DCC-Entwurf in Netzabstützung B (Ostnetz) für 2017

8.5.1 Fall 1

Der erste Fall beschreibt den Zustand, dass die Blindleistung außerhalb der durch den DCC vorgegebenen Grenzwerte liegt, während viel Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen wird. Die Bedingungen für diesen Fall lauten somit folgendermaßen:

$$P_{lio} = P_{liu} = -161,05 \text{ MW} \leq P_B < -100 \text{ MW}$$

$$|Q| > Q_{lio} = Q_{rio} = 78 \text{ Mvar}$$

Um wieder sichergehen zu können, keinen Messfehler ausgewählt zu haben, wird ein Zeitpunkt gewählt, an dem eine Häufung in Abbildung 93 auftritt. Aus diesem Grund wurde der 17.01.2017 gewählt, wobei die näher zu betrachtende Uhrzeit mit 10:00 Uhr definiert wurde (siehe Tabelle 18). Um die genauen Zusammenhänge im Netz zu diesem Zeitpunkt beschreiben zu können, ist es nötig, Abbildung 94 auszuwerten.

Die 20-kV-Abgänge im Ostnetz verhalten sich während der Schwachlastzeiten, d.h. in der Nacht, kapazitiv, hervorgerufen durch einen hohen Verkabelungsgrad und wenige induktive Lasten. Während des Tages, sobald induktive Lasten an das Netz gehen, verhält sich auch die Summe aller 20-kV-Abgänge induktiv.

Die Erzeugungseinheiten im Ostnetz verhalten sich in Summe blindleistungsmäßig beinahe neutral, bis Mittag werden die Kraftwerke eher übererregt betrieben, wodurch sie Blindleistung einspeisen, am Nachmittag verhalten sie sich ausgeglichen und in der Nacht kommt es zu einem untererregten Zustand, der zu einer Blindleistungsaufnahme durch die Kraftwerke führt.

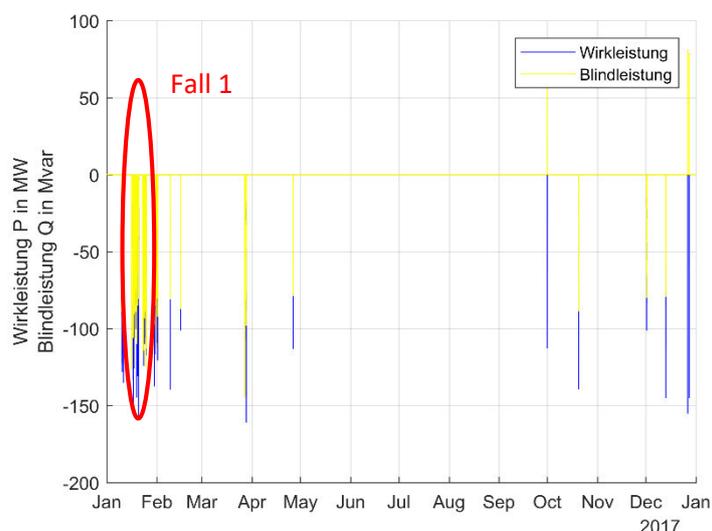


Abbildung 93: Zeitpunkte hoher Blindleistungs- und Wirkleistungseinspeisung in Netzabstützung B

Tabelle 18: Netzzustand im Ost- und Westnetz am 17.01.2017 um 10:00 Uhr

17.01.2017					
10:00					
		West		Ost	
Blindleistung	20-kV-Abgänge	18,9	Mvar	26,1	Mvar
	Kraftwerke	-20,6	Mvar	-7,9	Mvar
	Leistungsverluste	61,0	Mvar	2,1	Mvar
	Netzabstützung	18,5	Mvar	-102,8	Mvar
	Kupplung UW 1	-81,5	Mvar	81,5	Mvar
Wirkleistung	Netzabstützung	-49,5	MW	-107,6	MW
	Kupplung UW1	161,4	MW	-161,4	MW
Spannung	220-kV-Seite	233,8	kV	233,3	kV
	110-kV-Seite	114,6	kV	117,4	kV

Dasselbe gilt für die Blindleistungsverluste der Leitungen, die sich bis ca. 07:00 Uhr kapazitiv verhalten, zurückführbar auf leerlaufende Leitungen, tagsüber nehmen sie teilweise ein induktives Verhalten an, jedoch überwiegt das kapazitive Verhalten. Vergleicht man diese Abbildung mit den anderen Abbildungen für das Ostnetz, so erkennt man, dass es hier an den Freileitungen zu stark induktiven Blindleistungsverlusten kommt, die die kapazitive Blindleistung der städtischen 110-kV-Kabel im Ostnetz weitgehend kompensieren, da die Linie sonst für gewöhnlich um ca. -30 Mvar schwankt.

Da, wie oben beschrieben, sowohl die Erzeugung als auch die Verluste betragsmäßig keine großen Blindleistungswerte annehmen, wird der Blindleistungsbedarf hauptsächlich durch die 20-kV-Abgänge bestimmt.

Der Verlauf der Blindleistung an der Netzabstützung B weist hingegen wesentlich stärkere Schwankungen auf. Während die Blindleistung an der Netzabstützung B bis ca. 07:00 Uhr ein rein kapazitives Verhalten mit Werten, die beinahe zu einer Grenzwertüberschreitung führen, aufweist, verändert sich dies beinahe sprunghaft mit der Abnahme des Wirkleistungsbezuges. Ab diesem Zeitpunkt kommt es zu einem Blindleistungsbezug von mehr als 100 Mvar, was einer Überschreitung um etwa ein Drittel des höchstzulässigen Grenzwertes entspricht. Gleichzeitig werden ca. 75 Mvar an Blindleistung in das Westnetz übertragen. Die Grenzwertüberschreitung ist in diesem Fall nicht auf einen kurzen Zeitraum begrenzt, sondern bleibt bis auf eine vorübergehende Ausnahme über ungefähr zwölf Stunden bestehen. Sobald wieder mehr Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen wird, sinkt der Blindleistungsbezug.

Ein weiterer deutlicher Zusammenhang zeigt sich zwischen der Blind- und Wirkleistung an der Netzabstützung B sowie der Wirkleistung, die über die Netzkupplung in das Ostnetz fließt. Der Wirkleistungsbezug sinkt offensichtlich dann, wenn mehr Wirkleistung aus dem Westnetz in das Ostnetz eingespeist wird.

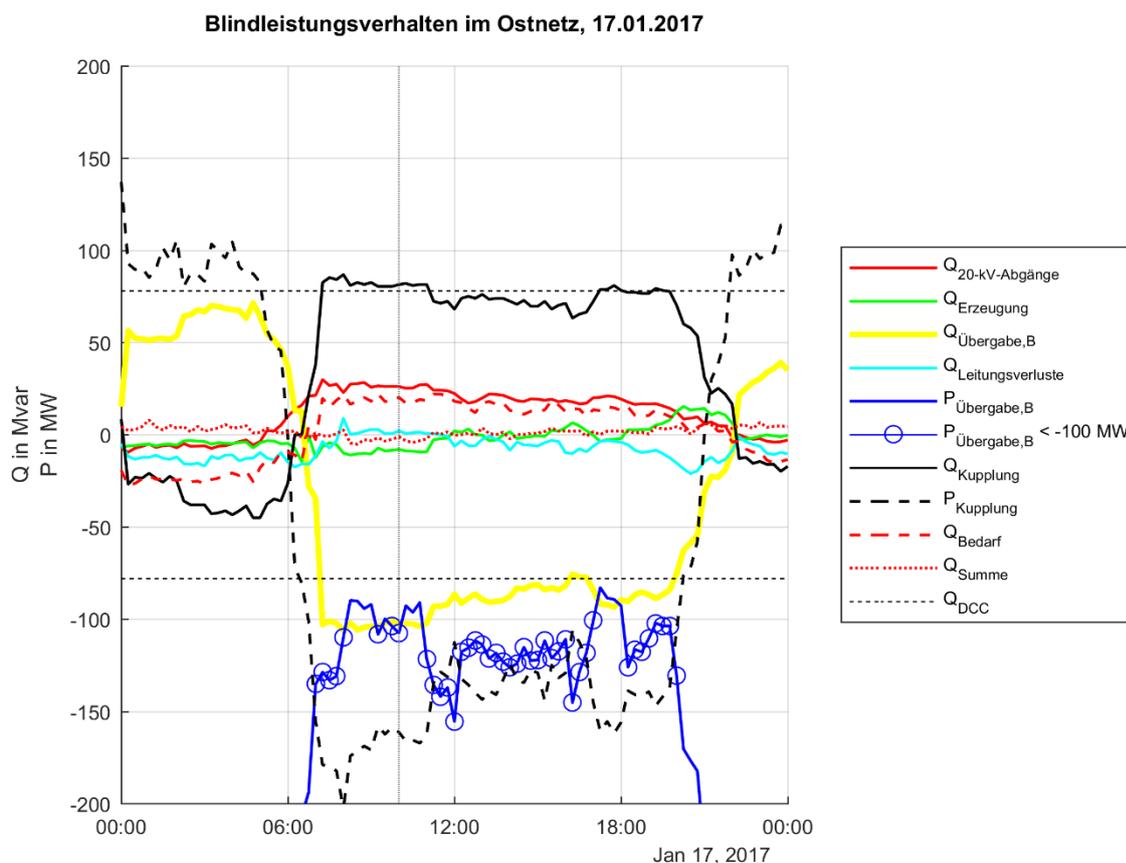


Abbildung 94: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Ostnetz am 17.01.2017

Die Blindleistung, die aus dem Übertragungsnetz bezogen wird, setzt sich zusammen aus dem Blindleistungsbedarf einerseits und dem Anteil, der in das Westnetz abgegeben wird, andererseits. Allein dieser Anteil über die Netzkupplung überschreitet den DCC-Grenzwert bereits.

Da sich das Westnetz an diesem betrachteten Tag jedoch bezüglich des Blindleistungsbedarfs stark induktiv verhält, kommt es trotz der sehr hohen Blindleistungsflüsse aus dem Ostnetz zu keiner Grenzwertüberschreitung im Westnetz. Um das gesamte Verhalten des Westnetzes beschreiben zu können, ist es notwendig, vorher erneut die einzelnen Komponenten aus Abbildung 95 zu analysieren.

Die 20-kV-Abgänge weisen nur in den frühen Morgenstunden ein leicht kapazitives bzw. ausgeglichenes Verhalten, erklärbar durch die kapazitiven Einflüsse von verkabelten Systemen, auf. Ab 06:00 Uhr stellt sich aber ein induktives Verhalten der 20-kV-Abgänge ein, hervorgerufen durch das Zuschalten induktiver Verbraucher. Die Einspeisung durch die Kraftwerke bezüglich der Blindleistung verhält sich genau entgegengesetzt – während die Kraftwerke in der Nacht hauptsächlich untererregt betrieben werden und somit Blindleistung aus dem 110-kV-Netz beziehen, verändert sich dieser Zustand in der Früh und die Kraftwerke beginnen Blindleistung einzuspeisen.

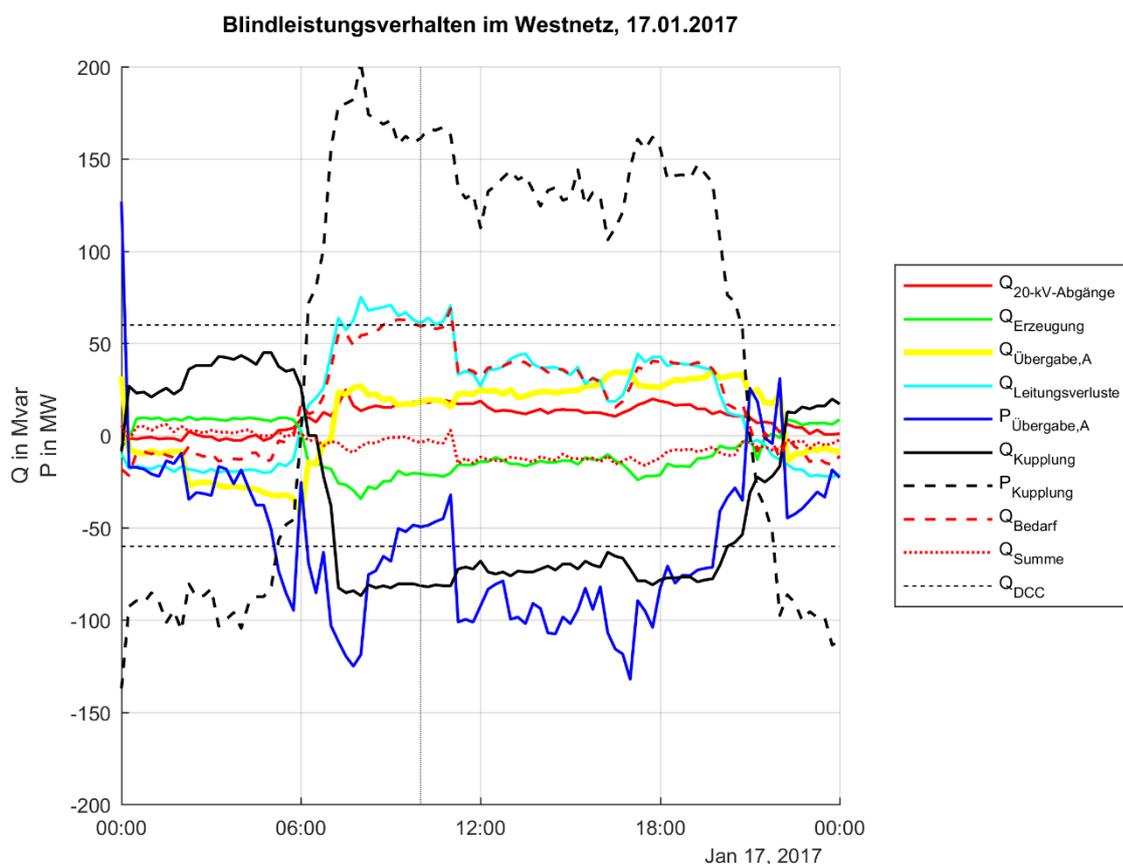


Abbildung 95: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Westnetz am 17.01.2017

Sowohl die 20-kV-Abgänge als auch die Kraftwerke weisen im Gegensatz zu den Blindleistungsverlusten der Leitungen keine stark schwankenden oder sprunghaften Verläufe auf.

Es zeigt sich ein Zusammenhang zwischen den Leitungsverlusten und den Wirkleistungsverläufen an der Netzabstützung und auch an der Kupplung. Dies ist erneut dadurch erklärbar, dass mit zunehmenden Wirkleistungsflüssen ein Anstieg des Stromes einhergeht, wenn die Spannung unverändert bleibt. Eine Erhöhung des Stromes impliziert nach den Formeln aus Kapitel 4 eine Erhöhung der induktiven Leitungsverluste, sichtbar an der hellblauen Linie. Da sich die Anteile der 20-kV-Abgänge und der Kraftwerke in Summe größtenteils aufheben, wird der Blindleistungsbedarf fast ausschließlich durch die Blindleistungsverluste vorgegeben.

Offensichtlich wird in der Zeit zwischen 06:00 und 21:00 Uhr sehr viel Wirkleistung in den Kraftwerken des Westnetzes erzeugt, da wesentlich mehr Wirkleistung an das Ostnetz abgegeben als in der Netzabstützung A aus dem Übertragungsnetz bezogen wird.

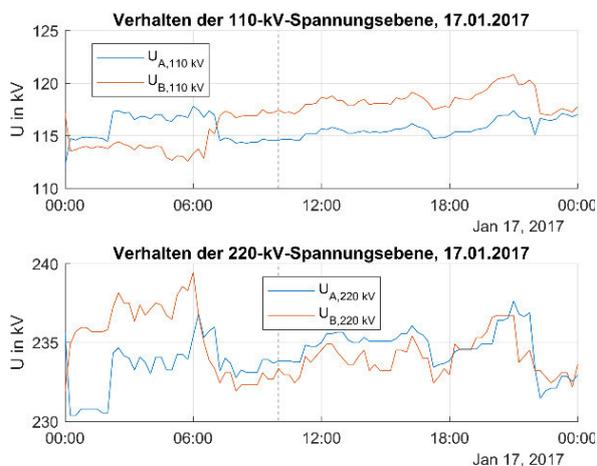


Abbildung 96: Verhalten der Spannungen auf der 110- und 220-kV-Ebene im Ost- und Westnetz am 17.01.2017

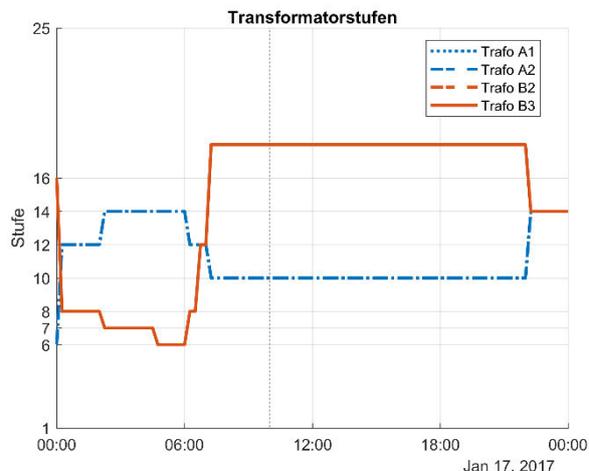


Abbildung 97: Verhalten der Transformatorstufensteller im Ost- und Westnetz am 17.01.2017

Die Spannungsverläufe auf der 110-kV-Ebene zeigen, dass bis ca. 07:30 in der Sammelschiene der Netzabstützung A eine höhere Spannung vorherrscht als in der Netzabstützung B. Danach tauschen die Verläufe ihre Position, bis sie ab ca. 22:30 wieder ähnlich hohe Werte annehmen. Dies korreliert wie bereits gezeigt auch sehr gut mit der Blindleistung an der Netzkupplung in UW 1 in Abbildung 94 und Abbildung 95. Bedingt durch diese Spannungsverhältnisse tritt hier der relativ seltene Fall auf, dass Blindleistung von dem Westnetz in das Ostnetz fließt. Sind die Spannungen annähernd gleich groß, stagniert der Blindleistungsaustausch. Der Grund für die Spannungsveränderungen liegt in der Umschaltung der Trafostufen, dargestellt in Abbildung 97. Während die Stufensteller in der Netzabstützung B von einem Minimum bei Stufe sechs kontinuierlich auf die Stufe 18 verstellt werden und damit die Spannung dort anheben, werden die Stufen in der Netzabstützung A von anfangs 14 auf zehn abgesenkt, womit auch die Spannung sinkt.

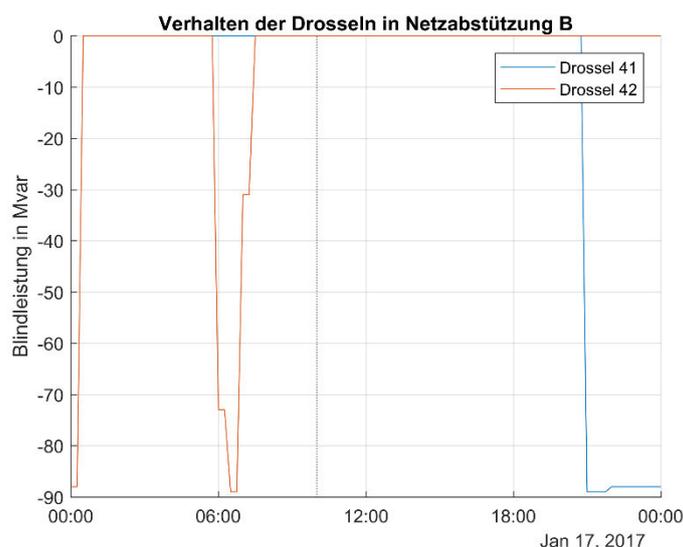


Abbildung 98: Verhalten der Drosseln in Netzabstützung B am 17.01.2017

An Abbildung 96 sieht man, dass die Spannung auf der 220-kV-Ebene der Sammelschiene in der Netzabstützung B kontinuierlich steigt und bereits einen Wert von ca. 238 kV erreicht. Mit dem sprunghaften Zuschalten der Drossel von null auf über 70 Mvar beginnen die Spannungen auf der 220-kV-Seite, zuerst in der Netzabstützung B, kurz darauf auch in der Netzabstützung A, ebenfalls abzusinken. Ein

ähnliches Verhalten ist um ca. 21:00 Uhr ersichtlich: Die Spannungen steigen wieder stark an, wobei noch beide Drosseln abgeschaltet sind. Sobald Drossel 42 einen Blindleistungswert von ca. 90 Mvar annimmt, beginnen die Spannungen wieder zu sinken und erreichen ein Niveau unter 235 kV.

Die Beschreibung des Netzzustandes in Tabelle 18 weist noch eine deutliche Überschreitung des DCC-Grenzwertes in der Netzabstützung B mit 102 Mvar induktiver Blindleistung auf. Dies entspricht gegenüber dem erlaubten Maximalwert von 78 Mvar einer Erhöhung von einem Drittel. Wird das Simulationsmodell in Neplan nun entsprechend den vorherrschenden Zuständen angepasst und um die Netzabstützung D erweitert, zeigt sich, dass die Blindleistungsgrenzwertverletzung, wenn beide Teilnetze getrennt voneinander betrieben werden, in Netzabstützung B bereits ohne Veränderung der Stufenschalter nicht mehr auftritt. Während sich auch die Blindleistungseinspeisung in der Netzabstützung A in einem beinahe ausgeglichenen Zustand mit 2,8 Mvar bewegt, liegt die Blindleistung an der neuen Netzabstützung D mit 87,5 Mvar bereits in einem kritischen Bereich und kann auch durch eine Veränderung des Stufenschalters an dem Transformator, der dem Ostnetz zugeordnet ist, nur in geringem Maße auf 81,4 Mvar reduziert werden.

Auch wenn die Blindleistungen relativ gesehen hoch bleiben, aber zumindest die Grenzwerte nicht überschreiten, liegen die Spannungen auf der 110-kV-Seite im unkritischen Bereich. Der anfänglich hohe Spannungswert in der Sammelschiene 1 der Netzabstützung D, die im getrennten Netzbetrieb dem Ostnetz zugeordnet ist, kann wie gezeigt durch die Transformatorstufensteller sehr leicht verringert werden, indem die Stufe von der Mittelstellung auf einen Wert von 12 abgesenkt wird. Somit kann auch hier durch die Erneuerungen im Netz eine Grenzwertverletzung vermieden werden.

Zu demselben Ergebnis gelangt man auch für die zweite Untersuchung, wenn die beiden Netze doch gekuppelt betrieben werden. Es zeigt sich in Tabelle 19, dass der gekuppelte Schaltzustand ohne Regelung zu einer betragsmäßigen Erhöhung der Blindleistung in jeder Netzabstützung führt, wohingegen spannungsmäßig keine Verschlechterung erkennbar ist. Um den sehr hohen Blindleistungswert von 115,4 Mvar in Netzabstützung D korrigieren zu können, ist es notwendig, die Transformatorstufen dort von der Mittelstellung auf Stufe 14 auf Stufe 10 umzuschalten. Während der gekuppelte Netzbetrieb ohne Regelung erstmal zu einer Verschlechterung von ca. 30 Mvar in der Netzabstützung D führt, kann durch das Verstellen der Stufenschalter eine Verbesserung gegenüber dem getrennten Netzbetrieb von 5 Mvar und gegenüber dem gekuppelten Zustand, bei dem sich alle Stufenschalter auf ihrer Mittelstellung befinden, von 40 Mvar erzielt werden. Eine Veränderung zeigt sich bei den Wirkleistungen, die jeweils höhere Werte annehmen, dennoch unter kritischen Werten bleiben.

➔ **Mit der Simulation kann gezeigt werden, dass es auch für diesen Fall möglich ist, die Blindleistungen und Spannungen in jeder der Netzabstützungen auf ein erlaubtes Niveau zu korrigieren.**

Tabelle 19: Berechnungsergebnisse für den 17.01.2017

17.01.2017		getrennt						gekuppelt					
10:00		ohne Regelung			mit Regelung			ohne Regelung			mit Regelung		
Leistungen		P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe
		MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1
Kupplung Leistungsschalter	UW1	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
	Netzabstützung D	0,0	0,0		0,0	0,0		-242,3	78,5		-236,0	83,9	
Netzabstützung D	Transformator 1 - West	197,1	-83,5	14	185,4	-88,8	14	20,5	-57,4	14	55,8	-38,0	10
	Transformator 2 - Ost	-161,6	-4,0	14	-139,8	7,4	12	20,3	-58,0	14	55,5	-38,6	10
	Grenze: 90 Mvar	35,5	-87,5		45,6	-81,4		40,8	-115,4		111,3	-76,6	
Netzabstützung A	Transformator 1	-20,8	1,4	13	-14,5	5,4	12	-57,6	14,5	13	-74,4	-1,6	13
	Transformator 2	-20,9	1,4	13	-14,5	5,4	12	-57,6	14,5	13	-74,4	-1,5	13
	Grenze: 60 Mvar	-41,7	2,8		-29,0	10,7		-115,2	29,0		-148,8	-3,1	
Netzabstützung B	Transformator 2	-59,7	1,5	13	-71,7	-1,6	13	-27,2	-13,5	13	-49,8	-19,9	13
	Transformator 3	-47,2	1,1	13	-56,7	-1,4	13	-21,5	-10,7	13	-39,3	-15,8	13
	Grenze: 78 Mvar	-106,9	2,6		-128,4	-3,0		-48,7	-24,2		-89,1	-35,7	
Spannungen		U	u		U	u		U	u		U	u	
		kV	%		kV	%		kV	%		kV	%	
Netzabstützung A	Spannung 220-kV-Seite	233,8	106,3		233,8	106,3		233,8	106,3		233,8	106,3	
Netzabstützung B		233,3	106,1		233,3	106,1		233,3	106,1		233,3	106,1	
Netzabstützung A	Spannung 110-kV-Seite	117,0	106,3		116,2	105,6		117,7	107,0		116,6	106,0	
Netzabstützung B		116,6	106,0		116,4	105,8		115,9	105,4		115,5	105,0	
Netzabstützung D SS1		118,1	107,3		116,6	106,0		115,6	105,1		112,5	102,3	
Netzabstützung D SS2		113,7	103,3		113,5	103,2		115,6	105,1		112,5	102,3	

8.5.2 Fall 2

Ebenso wie für die Untersuchung der Grenzwertüberschreitungen des Demand Connection Codes im Westnetz, wird parallel auch für das Ostnetz eine Untersuchung mit denselben Bedingungen durchgeführt und der Filter wurde so definiert, dass einerseits natürlich die Blindleistung außerhalb der Grenzwerte liegt und sich zusätzlich die Wirkleistung, unabhängig davon, ob diese eingespeist oder bezogen wird, auf einem sehr niedrigen Level befindet:

$$|Q| > Q_{lio} = Q_{rio} = 78 \text{ Mvar}$$

$$|P_B| \leq 5 \text{ MW}$$

Wendet man diese Bedingungen nun an, ergibt sich folgendes Bild in Abbildung 100, in der sichtbar ist, dass dieser Fall über das gesamte Jahr gesehen relativ häufig auftritt. Vor allem in den Monaten November und Dezember lässt sich eine Häufung erkennen.

Es wurde erneut ein Zeitpunkt gewählt, an dem nicht nur ein einzelner Messpunkt über dem Grenzwert liegt, sondern mehrere in Folge diesen überschreiten, was auf den 09.05.2017 zutrifft. Von besonderem Interesse ist das Blindleistungsverhalten 08:45 Uhr, das in Tabelle 20 genau beschrieben wird. Während die Netzabstützung A im Westen in einem sehr moderaten Bereich Blindleistung in das Netz einspeist, wird im Osten der Grenzwert für den Blindleistungsbezug um ein Drittel des erlaubten Wertes überschritten. Die Spannungen liegen sowohl auf der 110- als auch auf der 220-kV-Seite in einem normalen Bereich.

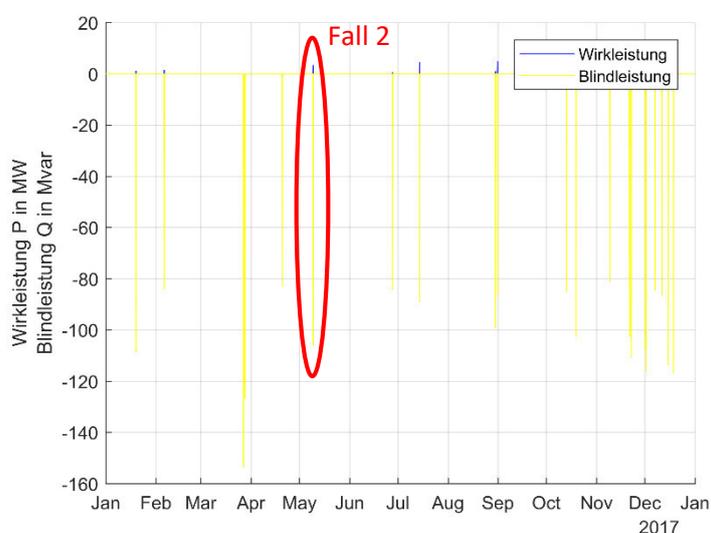


Abbildung 99: Zeitpunkte hoher Blindleistungseinspeisung bei gleichzeitigem geringen Wirkleistungsbezug in Netzabstützung B

Tabelle 20: Netzzustand im Ost- und Westnetz am 09.05.2017 um 08:45 Uhr

09.05.2017					
08:45					
		West		Ost	
Blindleistung	20-kV-Abgänge	13,7	Mvar	29,4	Mvar
	Kraftwerke	-20,1	Mvar	11,9	Mvar
	Leitungsverluste	56,1	Mvar	-9,8	Mvar
	Netzabstützung	27,4	Mvar	-104,9	Mvar
	Kupplung UW 1	-71,3	Mvar	71,3	Mvar
Wirkleistung	Netzabstützung	-11,1	MW	1,5	MW
	Kupplung UW1	193,0	MW	-193,0	MW
Spannung	220-kV-Seite	234,0	kV	231,3	kV
	110-kV-Seite	115,4	kV	116,3	kV

Geht man nun näher auf die einzelnen Komponenten ein, zeigt sich in Abbildung 100 für das Ostnetz, dass sich die 20-kV-Abgänge während der Nachtstunden aufgrund des hohen Anteils an Kabelsystemen

kapazitiv verhalten, wohingegen sie am Morgen mit dem Zuschalten induktiver Lasten in den untergelagerten Netzen ein induktives Verhalten annehmen und somit auch Blindleistung aus dem 110-kV-Netz beziehen.

Die Kraftwerke im Ostnetz nehmen in der Nacht in Summe ein blindleistungsmäßig beinahe ausgeglichenes Verhalten an, d.h. es wird weder Blindleistung bezogen noch eingespeist. Während des Tages verhalten sie sich durchwegs induktiv (untererregt) und beziehen aus dem übergelagerten Netz Blindleistung. Ab ca. 19:00 Uhr kippt dieses Verhalten in ein leicht kapazitives Verhalten, ebenso kann solch ein Verhalten am Vortag entdeckt werden.

Einen stärker schwankenden Verlauf weist die Blindleistung an der Netzabstützung B auf: Während der Nacht vom 08.05. auf den 09.05. wird in Netzabstützung B Blindleistung in das Übertragungsnetz eingespeist, gleichzeitig wird ab ca. 21:30 Uhr Blindleistung aus dem Westnetz bezogen. Um ungefähr 06:00 Uhr dreht sich der Blindleistungsfluss an der Netzabstützung B und es wird fortan Blindleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen.

Mit der Änderung der Übergabeblindleistung geht auch eine Richtungsänderung des Leistungsflusses an der Netzkupplung einher, wodurch Blindleistung in das Westnetz eingespeist wird. Es zeigt sich eine Korrelation der beiden Blindleistungen – wird viel Blindleistung aus dem 220-kV-Netz bezogen, wird gleichzeitig relativ viel Blindleistung an das Westnetz übergeben. Zu dem betrachteten Zeitpunkt nimmt die Blindleistung an der Netzkupplung bereits einen Wert an, der höher als die max. zulässige Blindleistung in der Netzabstützung A ist. Da die Leitungsverluste im Westnetz in diesem Moment ebenso einen hohen Wert annehmen, kommt es an der Netzabstützung A zu keiner Blindleistungsgrenzwertverletzung.

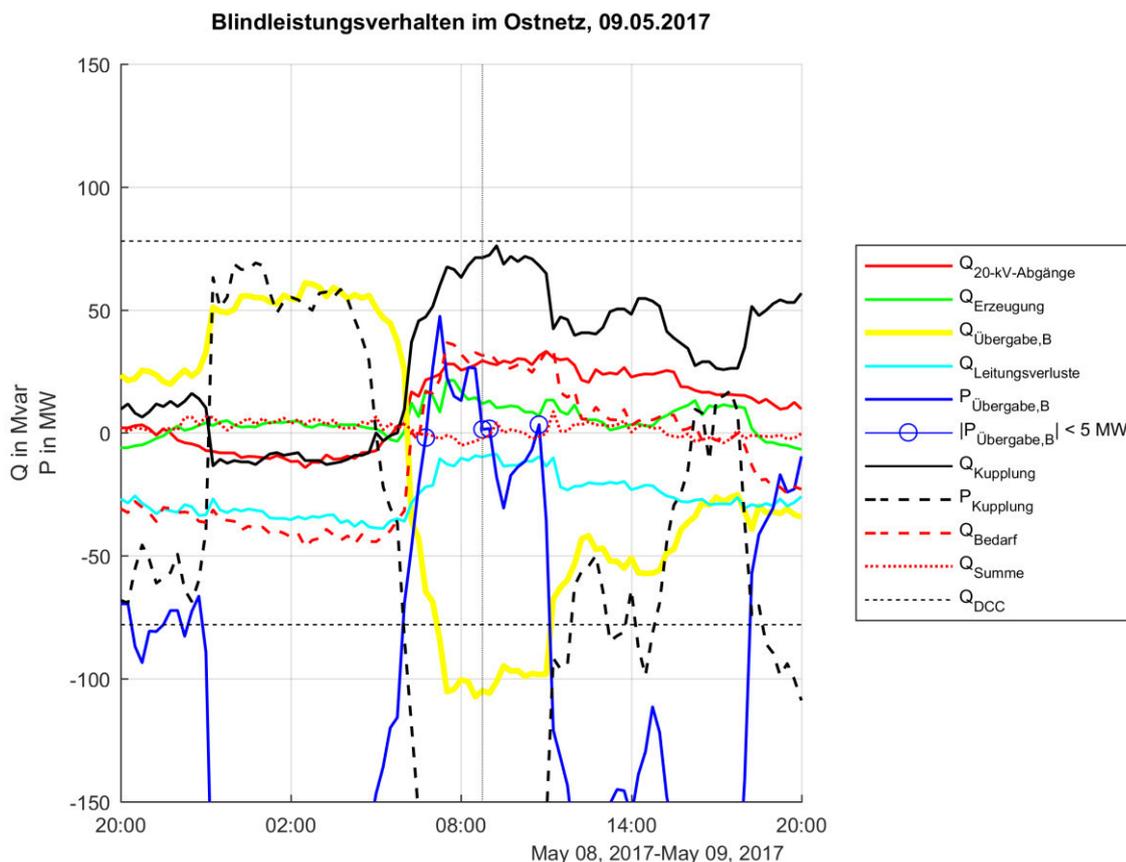


Abbildung 100: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Ostnetz am 09.05.2017

Die Wirkleistungsverläufe verhalten sich stärker sprunghaft, während es in den frühen Morgenstunden und am Nachmittag zu starken Wirkleistungsbezügen über 150 MW aus dem Übertragungsnetz kommt, brechen diese um ca. 07:00 Uhr in der Früh ein, woraufhin für kurze Zeit sogar Wirkleistung

eingespeist wird. Ab etwa 12:00 Uhr wird wieder durchgehend Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen. Zwischen ca. 23:00 Uhr und etwa 06:00 Uhr fließt ein Teil dieser bezogenen Wirkleistung in das Westnetz ab, während der Wirkleistungseinspeisung in das Übertragungsnetz danach wird erwartungsgemäß Wirkleistung aus dem Westnetz in das Ostnetz gespeist. Ab ungefähr 12:00 Uhr wird das Ostnetz hinsichtlich der Wirkleistung sowohl von dem Übertragungsnetz als auch von dem Westnetz versorgt, jedoch mit jeweils weniger hohen Werten.

An der Kennlinie für den gesamten Blindleistungsbedarf sieht man, dass dieser bis ca. 06:00 Uhr von den Leitungsverlusten dominiert wird, danach eher dem Verlauf der 20-kV-Abgänge folgt und anschließend durch die Kraftwerke bestimmt wird. Dies bedeutet, dass sich die jeweils zwei anderen Komponenten, aus denen sich der Blindleistungsbedarf zusammensetzt, hinsichtlich der Blindleistung am betrachteten Tag wertmäßig aufheben, was aber nicht bedeutet, dass eine Veränderung dieser Komponenten keinen Einfluss auf den Blindleistungsbedarf hat.

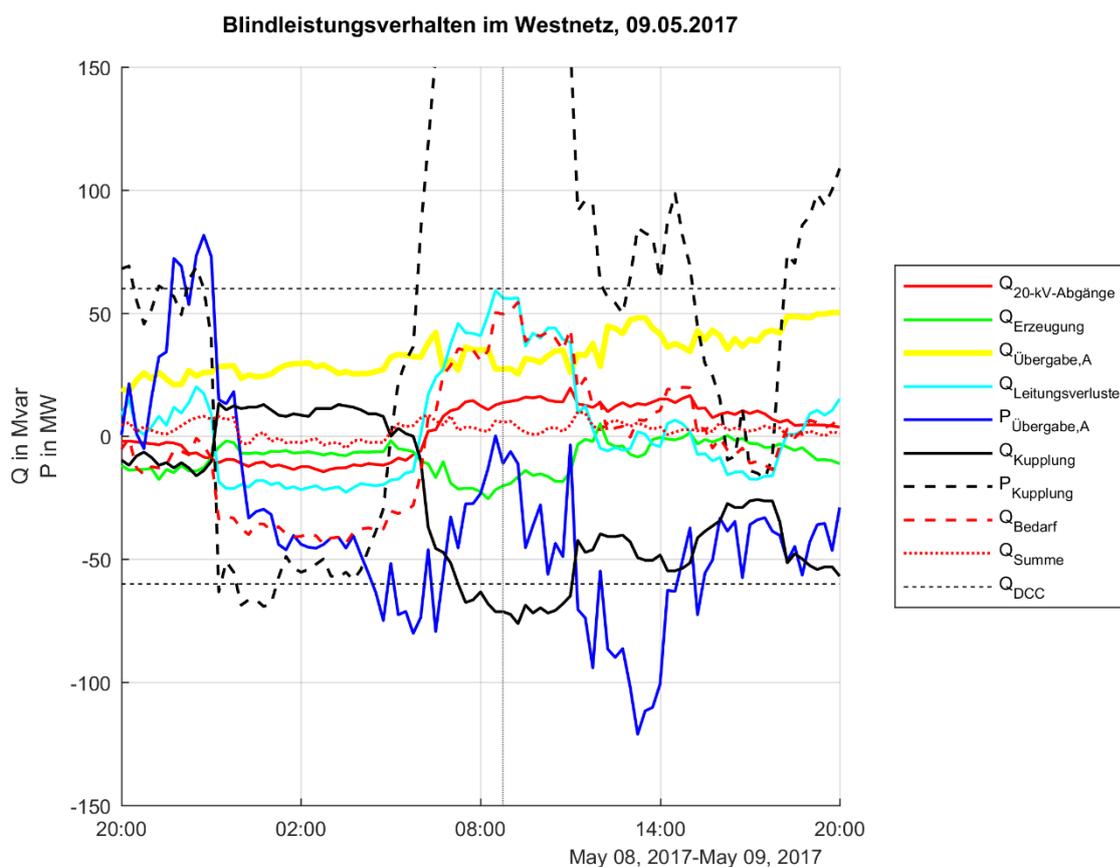


Abbildung 101: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Westnetz am 09.05.2017

Parallel dazu zeigt die Auswertung des Blindleistungsverhaltens (Abbildung 101) im Westnetz, dass sich die 20-kV-Abgänge dort ähnlich wie im Ostnetz, tagsüber induktiv, während der Nacht aufgrund leerlaufender Leitungen kapazitiv verhalten.

An der Erzeugungskennlinie kann man ablesen, dass sich die Kraftwerke während des gesamten 24-Stunden-Ausschnittes im kapazitiven Bereich bewegen und somit übererregt betrieben werden. Am Morgen ist dieses Verhalten stärker ausgeprägt und um 08:00 Uhr wird eine kapazitive Spitze von ca. 25 Mvar erreicht.

Die Blindleistung an der Netzabstützung steigt kontinuierlich über den betrachteten Zeitraum, beginnend bei ungefähr 20 Mvar auf 50 Mvar, an, bleibt damit aber unter der erlaubten Grenze aus dem DCC-Entwurf.

Wesentlich schwankendere Verläufe sind bei den Leitungsverlusten erkennbar, wobei sich eine negative Korrelation zu dem Blindleistungsfluss aus dem Ostnetz zeigt. Dieser Zusammenhang beweist wieder, dass mit steigenden Blindleistungsflüssen auf den Leitungen im Westnetz die Blindleistungsverluste auf ebendiesen Leitungszügen steigen. Bei starker Auslastung benötigen die Leitungen Blindleistung, was für den gegebenen Zeitpunkt einerseits durch die Blindleistung aus dem Ostnetz bis auf 20 Mvar ausgeglichen werden kann. Andererseits muss hier auch erwähnt werden, dass die Blindleistungsverluste wesentlich geringer wären, wenn weniger Blindleistung aus dem Ostnetz in das Westnetz fließen würde.

Ab etwa Mitternacht wird Wirkleistung aus dem Netz bezogen, welche in einem Bereich von 0 MW bis ungefähr 120 MW pendelt. Größtenteils ohne starke Korrelation dazu verhält sich der Wirkleistungsfluss an der Netzkupplung. In der Früh und am Vormittag finden starke Wirkleistungsflüsse statt, die zusätzlich zu den Blindleistungsflüssen bei sehr hohen Werten zu den Blindleistungsverlusten beitragen, bedingt durch den höheren Strom, der mit höheren Wirkleistungsflüssen einhergeht.

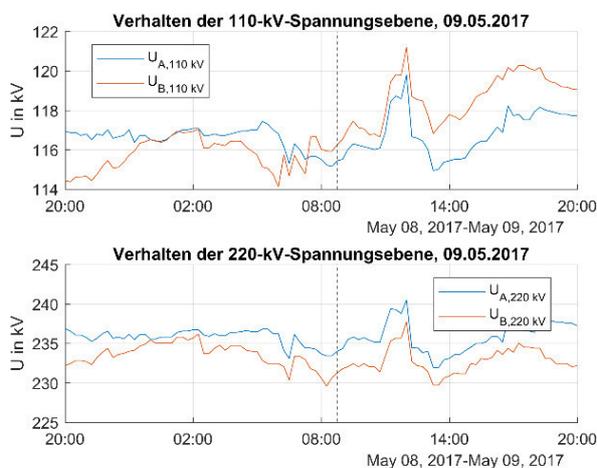


Abbildung 102: Verhalten der Spannungen auf der 110- und 220-kV-Ebene im Ost- und Westnetz am 09.05.2017

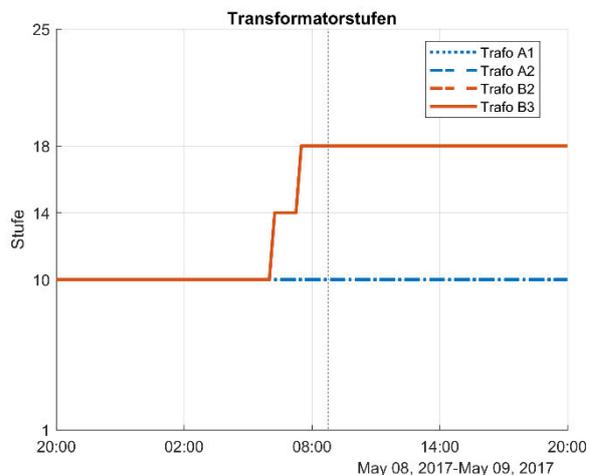


Abbildung 103: Verhalten der Transformatorstufensteller im Ost- und Westnetz am 09.05.2017

Um ein vollständiges Bild des Geschehens zu bekommen, werden wieder ergänzend die Spannungsprofile in Abbildung 102 betrachtet. Dabei fällt auf, dass die Spannungen auf der 110-kV-Ebene in den Netzabstützungen A und B ab ca. 06:00 Uhr ähnlich hohe Werte annehmen. Sobald die Spannung in A die Spannung in B wertmäßig unterschreitet, ändert der Blindleistungsfluss an der Netzkupplung seine Richtung und fließt von Ost nach West, somit von der Netzabstützung höherer Spannung zu der mit der niedrigeren Spannung. Der Spannungsanstieg in der Netzabstützung B kann durch das Umschalten der Stufensteller von der Stufe zehn am Anfang auf die finale Stufe 18 erklärt werden, da es durch das Verändern der Übersetzungsverhältnisse auch zu einer Veränderung der Spannung kommt. Die Transformatorstufen an der Netzübergabestelle A bleiben über den gesamten betrachteten Verlauf konstant auf Stufe zehn.

Wird als Ergänzung auch der Verlauf der Kompensationsdrosseln in der Netzabstützung B ausgewertet, sieht man, dass beide Drosseln ab ca. 06:00 Uhr auf null reduziert werden, wodurch sich eine Spannungserhöhung auf der 220-kV-Ebene ergibt, die sowohl die Spannung in der Netzabstützung A als auch B betrifft. Die Spannung ist davor stark im Sinken begriffen, durch das Zuschalten der Kompensationsdrosseln kann die Spannung wieder auf ein ähnlich hohes Niveau wie im bisherigen Verlauf gebracht werden. Ab ungefähr 11:00 Uhr tritt jedoch der umgekehrte Fall ein und die Spannung steigt über einen kurzen Zeitraum stark an. Als kompensierende Maßnahme wird nun eine Drossel eingeschaltet und damit die Spannung wieder nach unten korrigiert. Danach wird die Drossel nicht mehr weggeschaltet, sondern bleibt mit einer konstanten Blindleistung am Netz, sodass auch die Spannung ein konstantes Niveau behält. Die Spannung auf der 220-kV-Ebene liegt in der Netzabstützung A immer

auf einem höheren Wert als in der Netzabstützung B, welchen Einfluss dies auf die Wirk- und Blindleistungsflüsse nimmt, müsste jedoch im Übertragungsnetz ausgewertet werden und übersteigt den Rahmen dieser Arbeit.

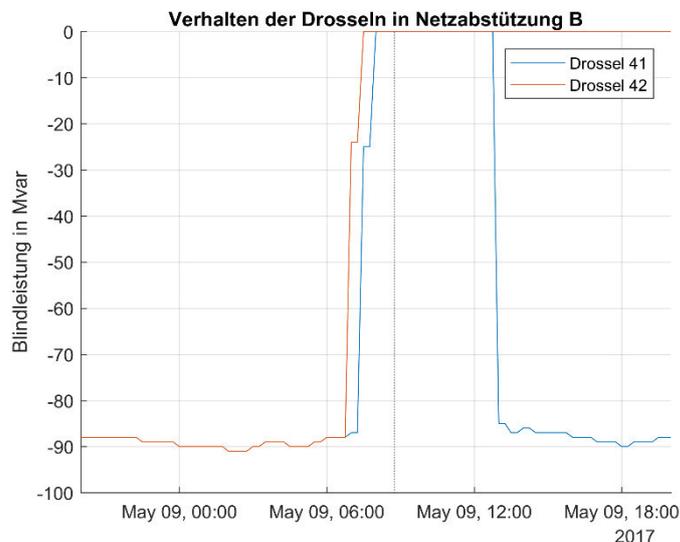


Abbildung 104: Verhalten der Drosseln in Netzabstützung B am 09.05.2017

Während anfangs der Blindleistungsbezug in der Netzabstützung B bei 100 Mvar liegt, kann dieses Verhalten durch die bloße Integration der Netzabstützung D wesentlich verbessert werden. Im getrennten Netzbetrieb reduziert sich die Blindleistung, sodass bereits ohne eine Verstellung der Transformatorstufen die Blindleistungsgrenze in keiner der Netzabstützungen mehr überschritten wird. Jedoch befinden sich die Spannungen auf der 110-kV-Seite in den Netzabstützungen A und D auf einem zu hohen Niveau, was durch das Einstellen der Regler - konkret wird der Stufensteller des Transformators, der das Ostnetz versorgt, um vier Stufen reduziert, wodurch die Spannung ebenfalls abnimmt - erreicht werden kann. Da auch die Spannungen in der Netzabstützung A zu hoch sind, werden auch dort die Stufensteller um zwei Stufen abgesenkt, wodurch die Spannung akzeptable Werte annimmt.

Würden die beiden Netzteile im Westen und Osten miteinander in der Netzabstützung D gekuppelt werden, ergäbe sich auch ohne Regelung keine Überschreitung der DCC-Grenzwerte mehr. Die Sammelschienenspannungen in den Netzabstützungen A und D liegen aber nach wie vor zu hoch. Diese Problemstellung lässt sich ebenso ohne den Einsatz von Kompensationseinrichtungen lösen, indem die Stufensteller an den Transformatoren in der Netzabstützung D um zwei Stufen und in A um drei Stufen verändert werden. Damit sinkt einerseits die Blindleistung in der Netzabstützung D Wert von -66,6 Mvar, in der Netzabstützung A lässt sich hingegen ein Anstieg erkennen.

Im Vergleich zum getrennten Zustand treten für den gekuppelten Betrieb niedrigere Wirkleistungen an den einzelnen Netzabstützungen auf.

- ➔ **Durch die Simulation kann auch für diesen Fall bestätigt werden, dass sich die Integration der Netzabstützung D positiv auf das Blindleitungsverhalten auswirkt und auch die Spannungsniveaus vorteilhaft beeinflusst werden können, ohne zusätzliche Kompensationseinrichtungen zu benötigen.**

Tabelle 21: Berechnungsergebnisse für den 09.05.2017

09.05.2017		getrennt						gekuppelt					
08:45		ohne Regelung			mit Regelung			ohne Regelung			mit Regelung		
Leistungen		P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe
		MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1
Kupplung Leistungsschalter	UW1	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
	Netzabstützung D	0,0	0,0		0,0	0,0		-139,9	37,7		-115,7	49,6	
Netzabstützung D	Transformator 1 - West	105,4	-51,5	14	82,6	-63,3	14	3,5	-36,4	14	7,0	-33,1	12
	Transformator 2 - Ost	-101,5	-12,9	14	-60,8	9,7	10	3,4	-36,7	14	6,9	-33,4	12
	Grenze: 90 Mvar	4,0	-64,3		21,7	-53,6		6,9	-73,1		13,9	-66,6	
Netzabstützung A	Transformator 1	45,8	11,0	13	57,7	17,7	11	25,6	18,4	13	36,3	22,6	10
	Transformator 2	45,8	11,0	13	57,7	17,7	11	25,6	18,4	13	36,3	22,6	10
	Grenze: 60 Mvar	91,7	22,0		115,4	35,5		51,3	36,8		72,7	45,2	
Netzabstützung B	Transformator 2	-56,2	11,7	13	-79,8	4,3	13	-36,0	4,2	13	-51,9	-0,2	13
	Transformator 3	-39,9	8,2	13	-56,7	3,0	13	-25,6	3,0	13	-36,9	-0,2	13
	Grenze: 78 Mvar	-96,1	19,9		-136,5	7,3		-61,6	7,2		-88,8	-0,3	
Spannungen		U	u		U	u		U	u		U	u	
		kV	%		kV	%		kV	%		kV	%	
Netzabstützung A	Spannung 220-kV-Seite	234,0	106,4		234,0	106,4		234,0	106,4		234,0	106,4	
Netzabstützung B		231,3	105,1		231,3	105,1		231,3	105,1		231,3	105,1	
Netzabstützung A	Spannung 110-kV-Seite	117,8	107,1		116,0	105,5		118,2	107,5		115,3	104,8	
Netzabstützung B		116,1	105,6		115,7	105,2		115,8	105,3		115,5	105,0	
Netzabstützung D SS1		118,6	107,8		115,4	104,9		117,5	106,8		115,4	105,0	
Netzabstützung D SS2		116,5	105,9		116,0	105,5		117,5	106,8		115,5	105,0	

8.5.3 Fall 3

Schließlich gilt es nun, auch noch den Fall zu betrachten, bei dem viel Wirkleistung in das Übertragungsnetz eingespeist wird, während die Blindleistungsgrenzen aus dem DCC betragsmäßig erneut überschritten werden.

$$100 \text{ MW} \leq P_B < P_{rio} = P_{riu} = 161,05 \text{ MW}$$

$$|Q| > Q_{lio} = Q_{rio} = 78 \text{ Mvar}$$

Abbildung 104 verdeutlicht, dass dieser Fall nur dann eintritt, wenn Blindleistung bezogen wird. Die Anforderungen treffen u.a. auf den 26.09.2017 um 18:30 zu. Der Fall, dass sowohl Blind- als auch Wirkleistung gleichzeitig eingespeist werden und die oben genannten Bedingungen dennoch gültig sind, tritt in der Realität nicht auf. Dies lässt sich dadurch erklären, dass es sich im Osten um einen Verbraucherschwerpunkt handelt, der zwar aufgrund des hohen Verkabelungsgrades viel an kapazitiver Blindleistung umfasst, bei dem dennoch die induktive Blindleistung, bedingt durch induktive Lasten, überwiegt. Betrachtet man in diesem Zusammenhang die 20-kV-Abgänge im Ostnetz in Abbildung 106, wird dieses Verhalten bestätigt. Während des Tages verhalten sich diese induktiv und beziehen Blindleistung, in der Nacht wirken sich sowohl die leerlaufenden Leitungen als auch ein Rückgang an induktiven Lasten auf das Blindleistungsverhalten auf, sodass die 20-kV-Abgänge in der Nacht ein kapazitives Verhalten annehmen. Dies wird auch durch die Werte in Tabelle 22 unterstrichen.

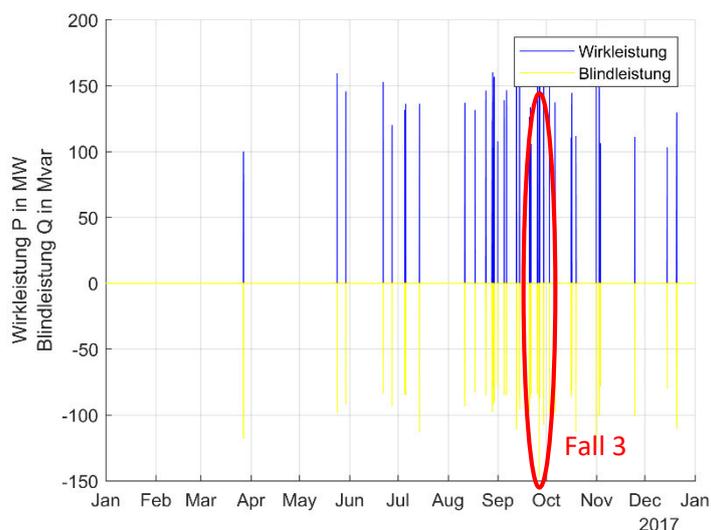


Abbildung 105: Zeitpunkte hoher Blindleistungseinspeisung bei gleichzeitigem hohen Wirkleistungsbezug in Netzabstützung B

Tabelle 22: Netzzustand im Ost- und Westnetz am 26.09.2017 um 09:30 Uhr

26.09.2017					
18:30					
		West		Ost	
Blindleistung	20-kV-Abgänge	10,8	Mvar	14,2	Mvar
	Kraftwerke	-37,7	Mvar	-6,8	Mvar
	Leitungsverluste	72,1	Mvar	-1,1	Mvar
	Netzabstützung	25,5	Mvar	-87,2	Mvar
	Kupplung UW 1	-76,7	Mvar	76,7	Mvar
Wirkleistung	Netzabstützung	173,2	MW	144,0	MW
	Kupplung UW1	224,1	MW	-224,1	MW
Spannung	220-kV-Seite	236,8	kV	116,2	kV
	110-kV-Seite	233,2	kV	115,8	kV

Das Blindleistungsverhalten der Kraftwerke im Ostnetz schwankt zwischen untererregten Phasen und übererregten Phasen. Bezeichnend ist, dass die Blindleistungsverluste auf den Leitungen ähnliche Verläufe aufweisen wie die Blindleistung, die in das Westnetz abgegeben wird, erklärbar durch die Blindleistungsflüsse, die in weiterer Folge zu erhöhten Blindleistungsverlusten führen.

Die Blindleistung an der Übergabestelle im Ostnetz ist zu Tagesbeginn sehr niedrig, es wird sogar Blindleistung abgegeben, was sich ab 06:00 Uhr aber sprunghaft ändert und es wieder zu einem Blindleistungsbezug kommt, dessen Maximum den DCC-Grenzwert beinahe um das Doppelte übersteigt. Die Überschreitung hält für ca. sechs Stunden an, sinkt dann zwar unter den erlaubten Wert ab, befindet sich aber bis ungefähr 21:00 Uhr noch immer nahe an diesem Grenzwert. Erst danach sinkt sie sprunghaft auf einen Wert nahe bei null ab. Die Blindleistung an der Netzkupplung verhält sich vom Verlauf her ähnlich, jedoch um die Nullachse gespiegelt und mit weniger hohen Amplituden. Während die Blindleistung an der Netzabstützung B um 18:30 Uhr einen Wert von -87,2 Mvar erreicht, liegt der an der Netzkupplung bei 76,7 Mvar, was einen relativ hohen Blindleistungsfluss darstellt und unterstreicht, dass beinahe die gesamte bezogene Blindleistung über die Kupplung wieder aus dem Ostnetz herausfließt. Dies wird durch die Tatsache untermauert, dass der Blindleistungsbedarf zu diesem Zeitpunkt bei nur 6,3 Mvar liegt.

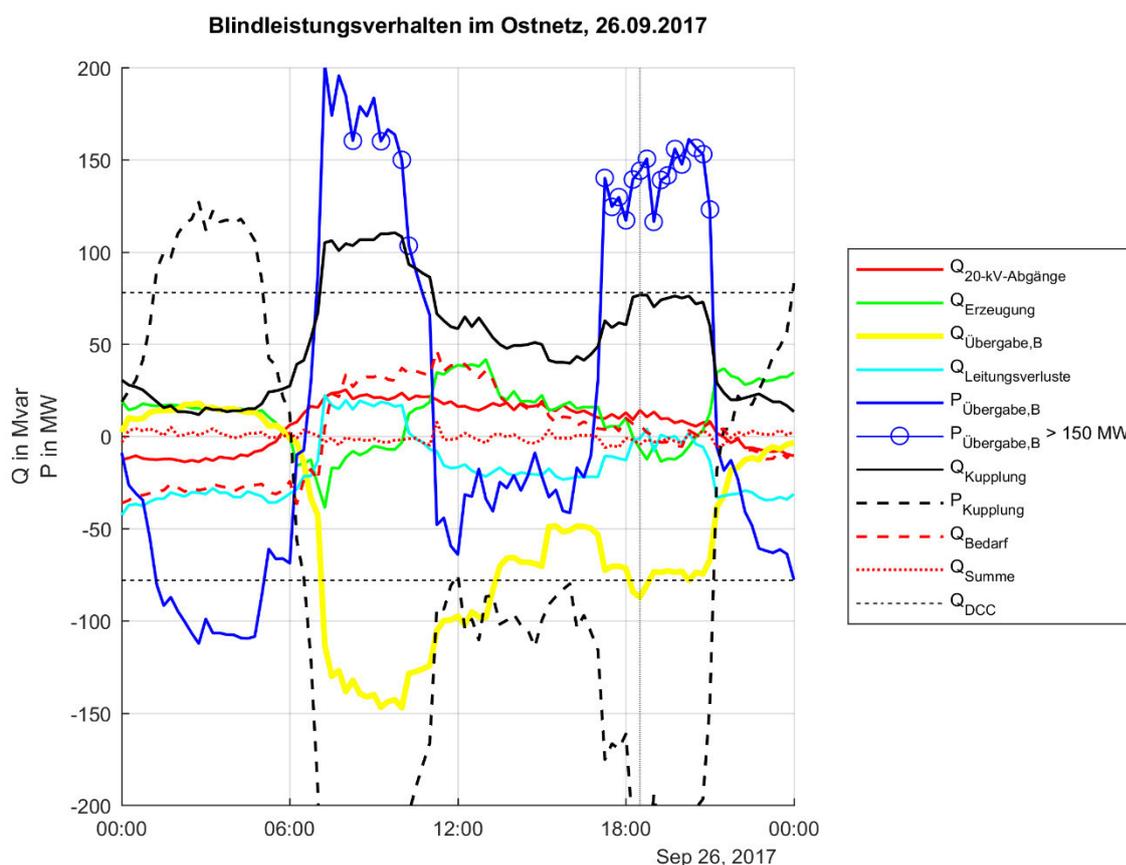


Abbildung 106: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Ostnetz am 26.09.2017

Der Blindleistungsbedarf an sich schwankt zwischen einem kapazitiven Verhalten in den Morgenstunden im Bereich von etwa 30 Mvar, was in der Höhe auch den Blindleistungsverlusten auf den Leitungen entspricht, und einem darauffolgenden induktiven Verhalten, bei dem ein Spitzenwert von ca. 45 Mvar erreicht wird. Danach stagniert der Bedarf und nimmt in der Nacht erneut ein kapazitives Verhalten an, obwohl die Kraftwerke untererregt betrieben werden.

Der Wirkleistungsverlauf schwankt beinahe im Sechsstundenrhythmus, vormittags und abends wird Wirkleistung in das Übertragungsnetz eingespeist, nachmittags und während der Nacht wird Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz entnommen. Der Verlauf der Wirkleistung an der Netzkupplung weist

eine Korrelation zu dem an der Übergabestelle auf, behält während des Tages aber unabhängig von den Schwankungen im Wirkleistungsbezug in Netzabstützung B seine West-Ost-Richtung bei und fließt nur in den Nachtstunden in die umgekehrte Richtung. Das bedeutet, dass vormittags die Wirkleistung, die über die Kupplung in das Ostnetz fließt, an der Netzabstützung B in das Übertragungsnetz eingespeist wird. Am Nachmittag hingegen wird zusätzlich zu der Wirkleistung aus dem Westnetz noch Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen.

Vergleicht man das Verhalten mit den Bedingungen im Westnetz in Abbildung 107, so zeigt sich auch in diesem Fall ein ähnliches Verhalten der 20-kV-Abgänge wie im Ostnetz.

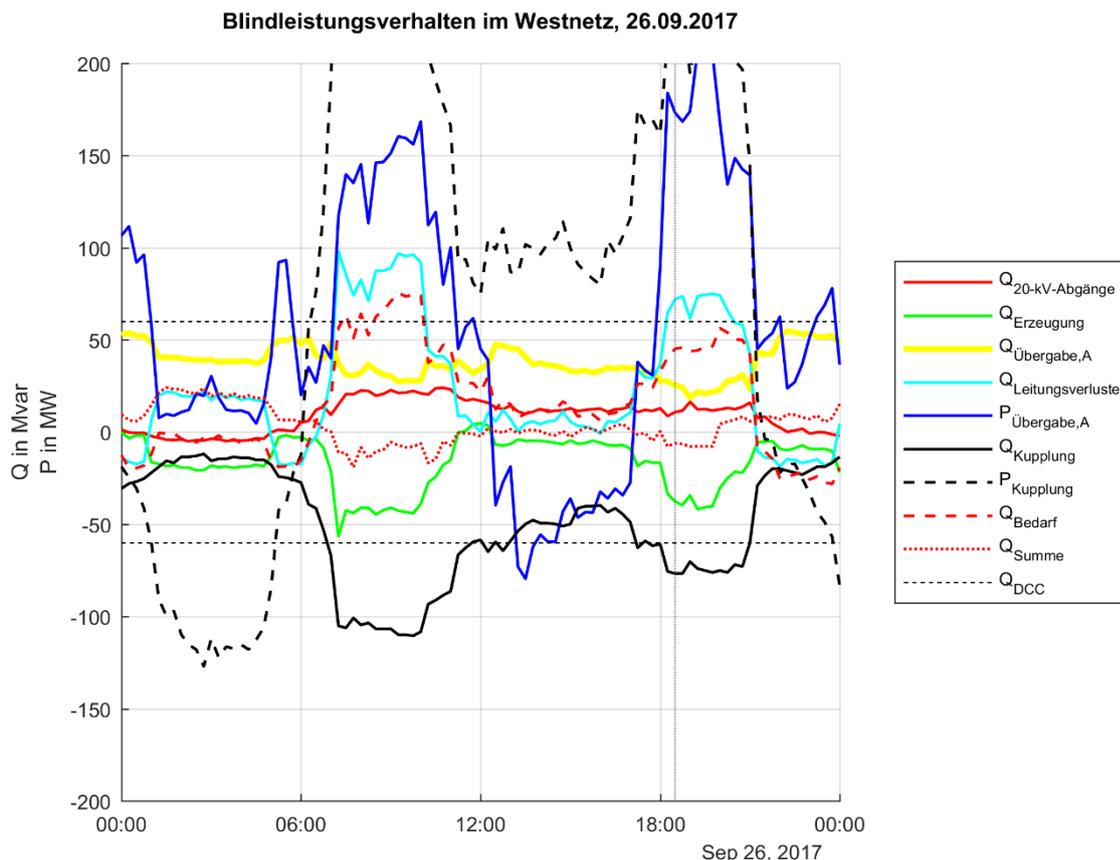


Abbildung 107: Blindleistungsbilanz im 110-kV-Westnetz am 26.09.2017

Die Kraftwerke speisen über den gesamten Tag hinweg Blindleistung in das 110-kV-Netz ein, wobei zwei Spitzen um 07:00 Uhr und 19:00 Uhr auffallen. Eine ähnliche, jedoch weniger stark ausgeprägte Spitze zeigt sich auch im Ostnetz zum gleichen Zeitpunkt.

Der Blindleistungsfluss aus dem Ostnetz, der wie oben beschrieben sehr hohe Werte annimmt, wird durch die Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke verstärkt und verursacht in Kombination starke Blindleistungsverluste, die über die Grenze des DCC hinausgehen, jedoch in Summe mit den anderen Blindleistungskomponenten zu keiner Überschreitung des Grenzwertes führen. Für den betrachteten Zeitpunkt nehmen die Blindleistungsverluste einen Wert von 72,1 Mvar an, das Maximum liegt aber wesentlich höher bei ungefähr 100 Mvar.

Der Blindleistungsbedarf folgt den Leitungsverlusten und weist auch zwei Höcker auf, die die DCC-Grenzwerte übersteigen, können aber durch die Blindleistung aus dem Ostnetz gedeckt werden, sodass sie an der Netzabstützung A zu keiner DCC-Grenzwertüberschreitung führen.

Die Wirkleistungen verhalten sich ebenso wie im Ostnetz schwankend, es kommt aber abgesehen von der Zeit zwischen 12:00 und 18:00 Uhr zu keinem Wirkleistungsbezug. Anders verhält sich die Wirkleistung über die Netzkupplung. Hier wird in der Nacht Wirkleistung aus dem Ostnetz bezogen, tagsüber in jenes eingespeist. Dies bedeutet in weiterer Folge, dass sehr viel Wirkleistung im Westnetz erzeugt

werden muss, sodass diese sowohl an das Übertragungsnetz als auch an das Ostnetz abgegeben werden kann.

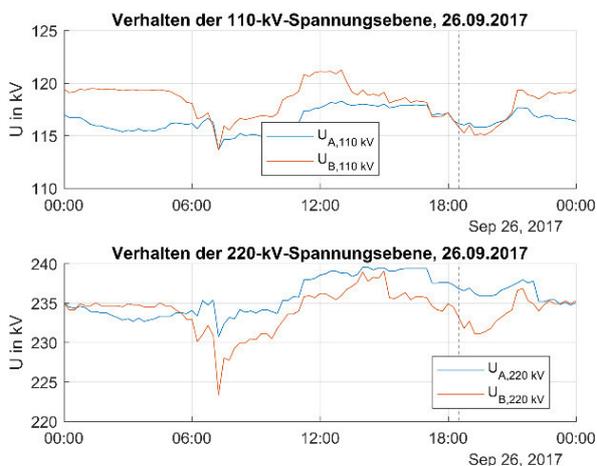


Abbildung 108: Verhalten der Spannungen auf der 110- und 220-kV-Ebene im Ost- und Westnetz am 26.09.2017

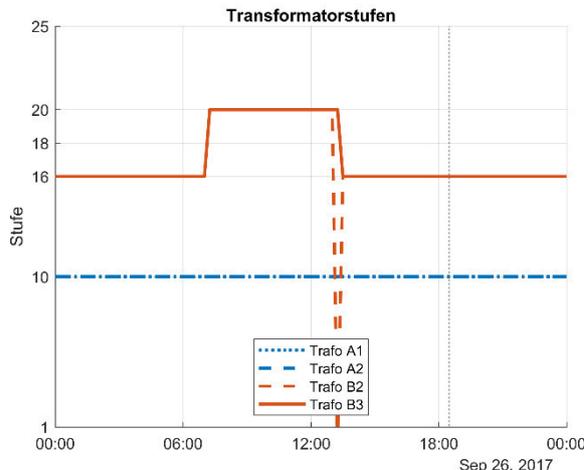


Abbildung 109: Verhalten der Transformatorstufensteller im Ost- und Westnetz am 26.09.2017

Werden die Spannungsverläufe aus Abbildung 108 analysiert, so zeigt sich ein interessantes Verhalten der Spannungen um ca. 07:30, bei dem beide Spannungen auf der 110-kV-Ebene denselben Wert annehmen. Davor und danach ist die Spannung in Netzabstützung B jeweils höher als in A. Bedingt wird diese Spannungszunahme durch das Wegschalten der Drosseln (siehe Abbildung 110). Bereits vor diesem Zeitpunkt sinkt die Spannung auf der 220-kV-Ebene in der Netzabstützung B kontinuierlich ab, die Drosseln in dieser Netzabstützung werden abgeschaltet, was wieder ein Steigen der Spannung zur Folge hat. Ebenso wie auf der 220-kV-Ebene steigt damit auch die Spannung auf der 110-kV-Ebene, zusätzlich unterstützt durch das Verstellen der Transformatorstufen von Stufe 16 auf Stufe 20. Von diesem Zeitpunkt an steigt die Spannung auf der 220-kV-Ebene kontinuierlich an, bis um ca. 15:00 Uhr wieder eine Drossel zugeschaltet wird, was zu einer langsamen Spannungsverminderung führt. Auf der 110-kV-Ebene wird die Spannung in der Netzabstützung B hauptsächlich durch das Absenken der Transformatorstufen auf den Wert von 16 reduziert, sodass diese Spannung sogar kurzfristig unter das Niveau der Spannung an Netzabstützung A fällt.

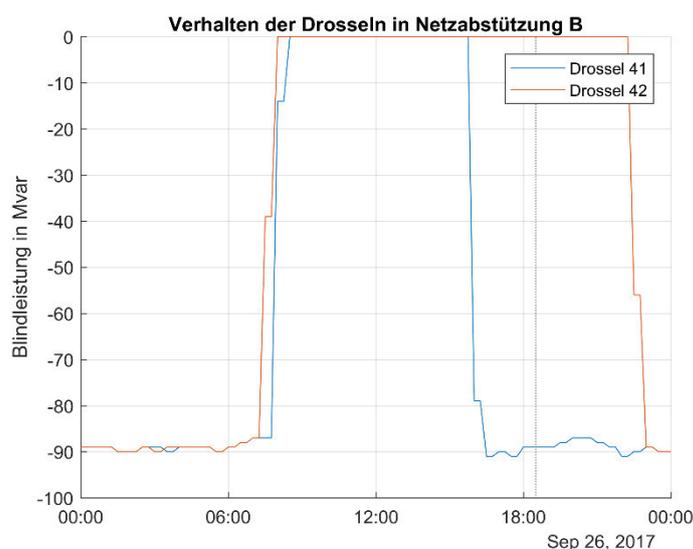


Abbildung 110: Verhalten der Drosseln in Netzabstützung B am 26.09.2017

Wie auch für die vorangegangenen Fälle werden für diesen ebenso vier Simulationen mit der Netzabstützung D durchgeführt. Für die Variante mit getrennten Teilnetzen kommt es gegenüber dem ursprünglichen Zustand in Tabelle 22 zu einer Verbesserung des Blindleistungsverhaltens, jedoch liegen drei der vier betrachteten Spannungen über dem Maximalwert von 117 kV. Obwohl die Spannung in der Netzabstützung A höher als in der Netzabstützung B ist, reicht es aus, die Transformatorstufen dort um lediglich eine Stufe zu senken. Dabei lässt sich ein Einfluss der Netzabstützung D auf die Netzabstützung A erkennen, da diese hinsichtlich des Spannungsniveaus von einer Stufenveränderung in D profitiert. Umgekehrt zeigt sich für den getrennten Netzbetrieb, dass eine Veränderung der Transformatorstufen in der Netzabstützung B um fünf Stufen zu einer Verbesserung der Spannung auf der Sammelschiene 1 der Netzabstützung D führt, sodass die Stufe des Transformators 2 dort nur mehr um drei Stufen abgesenkt werden muss. Durch diese Maßnahmen können alle Spannungen auf ein normales Niveau gebracht werden, zusätzlich kommt es zu einer gleichmäßigeren Verteilung der Blindleistung auf die einzelnen Netzabstützungen. Die anfänglich hohe Wirkleistungseinspeisung in das Übertragungsnetz durch die Netzabstützung A konnte im Zuge dieser Anpassungen ebenso verringert werden, wodurch nun die (n-1)-Sicherheit wiederhergestellt ist.

Für den gekuppelten Betrieb stellt die hohe Wirkleistung kein Problem dar, auch wenn der Wert in der Netzabstützung A verglichen mit den anderen Fällen relativ hoch ist. Hier gilt es, die Spannungsniveaus korrigierend zu beeinflussen, um zu hohe Sammelschienenspannungen zu vermeiden.

Wie bereits beschrieben, werden diese durch das Herabsetzen der Transformatorstufen und damit des Übersetzungsverhältnisses, das sich wiederum auf die Spannungen auswirkt, in einen normalen Bereich abgesenkt. Dabei kommt es zu einem leichten Wirkleistungsanstieg in der Netzabstützung A, der noch zu keiner Gefährdung der (n-1)-Sicherheit führt.

Für den gekuppelten Fall treten stärkere Wirk- und Blindleistungsflüsse auf, wovon der zweite etwas stärker ausgeprägt ist, dennoch auch mit Regelung und einem Wert von 61,5 Mvar das Niveau aus den Messwerten von 76,7 Mvar nicht erreicht.

Für diesen Fall wurde es das erste Mal notwendig, die Transformatorstufen in einem größeren Ausmaß und in allen Netzabstützungen zu ändern. Dennoch konnte es erreicht werden, dass keine der Stufen allzu niedrige bzw. hohe Werte annimmt.

- ➔ **Die zukünftige Netzabstützung D weist ebenso für den letzten betrachteten Fall einen positiven Effekt auf das Netzverhalten und die Betriebsführung auf, sodass sich keine Notwendigkeit für Kompensationseinrichtungen auf der 110-kV-Ebene ergibt.**

Tabelle 23: Berechnungsergebnisse für den 26.09.2017

26.09.2017		getrennt						gekuppelt					
18:30		ohne Regelung			mit Regelung			ohne Regelung			mit Regelung		
Leistungen		P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe	P	Q	Stufe
		MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1	MW	Mvar	1
Kupplung Leistungsschalter	UW1	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	
	Netzabstützung D	0,0	0,0		0,0	0,0		-175,6	47,9		-149,4	61,5	
Netzabstützung D	Transformator 1 - West	171,3	-53,5	14	213,1	-28,8	8	44,1	-36,1	14	65,4	-22,7	10
	Transformator 2 - Ost	-87,1	-6,5	14	-104,2	-7,8	11	44,0	-36,5	14	65,2	-23,1	10
	Grenze: 90 Mvar	84,2	-60,0		108,9	-36,6		-87,5	-24,6		-18,8	15,7	
Netzabstützung A	Transformator 1	121,7	4,3	13	98,7	-17,5	12	95,6	13,7	13	97,7	10,2	10
	Transformator 2	121,7	4,3	13	98,7	-17,5	12	95,6	13,7	13	97,7	10,2	10
	Grenze: 60 Mvar	243,4	8,6		197,3	-35,0		191,2	27,3		195,4	20,3	
Netzabstützung B	Transformator 2	1,6	7,6	13	10,8	29,1	8	26,0	-1,8	13	-0,1	-9,7	13
	Transformator 3	1,2	6,0	13	8,4	23,0	8	20,4	-1,4	13	-0,1	-7,6	13
	Grenze: 78 Mvar	2,8	13,6		19,3	52,1		46,4	-3,3		-0,2	-17,3	
Spannungen		U	u		U	u		U	u		U	u	
		kV	%		kV	%		kV	%		kV	%	
Netzabstützung A	Spannung 220-kV-Seite	236,8	107,6		236,8	107,6		236,8	107,6		236,8	107,6	
Netzabstützung B		233,2	106,0		233,2	106,0		233,2	106,0		233,2	106,0	
Netzabstützung A	Spannung 110-kV-Seite	118,6	107,8		116,1	105,5		119,3	108,4		115,7	105,2	
Netzabstützung B		117,0	106,3		112,7	102,5		116,5	105,9		116,1	105,5	
Netzabstützung D SS1		119,1	108,3		115,8	105,3		117,7	107,0		114,0	103,7	
Netzabstützung D SS2		116,4	105,8		111,0	100,9		117,7	107,0		114,1	103,7	

8.5.4 Blindleistungsbeeinflussung

Um nicht nur die Auswirkungen durch den Bau der Netzabstützung D zu betrachten, sondern auch erkennen zu können, welche Potentiale bereits heute für einen Blindleistungsausgleich bestehen, werden auch für die Netzabstützung B Korrelationen gesucht, die beschreiben, welche Komponenten sich besonders stark auf die Blindleistung in der Netzabstützung B auswirken (siehe Tabelle 24). Hier zeigt sich, dass die Blindleistung an der Netzabstützung stark von der Blindleistung an der Kupplung im UW 1 abhängt und auch die 20-kV-Abgänge noch einen gewissen Einfluss auf diese Blindleistung ausüben, wohingegen der Einfluss der Kraftwerke im Ostnetz bisher ohne Bedeutung war.

Tabelle 24: Korrelationen im Ostnetz zwischen Netzabstützung B und 20-kV-Abgängen, Kraftwerken und Leitungsverlusten

x_i	y_i	r_{xy}	$r_{xy}^2 \cdot 100\%$	Interpretation
Q_B	$Q_{Kupplung\ UW1}$	-0,8437	71,2%	Mittlerer linearer Zusammenhang
Q_B	$Q_{20-kV-Abgänge}$	-0,8095	65,5%	
Q_B	$Q_{Verluste}$	0,1801	3,2%	Schwach linearer Zusammenhang
Q_B	$Q_{Kraftwerke}$	0,0168	0,0%	

$Q_{Kraftwerke}$ stellt die Summe der Einspeisung und des Bezugs aller sich im Ostnetz befindenden Kraftwerke dar, weshalb noch näher untersucht werden muss, ob zu den einzelnen Kraftwerken eventuell eine stärkere Korrelation besteht (siehe Tabelle 25).

Tabelle 25: Ausgewählte Korrelationen der Blindleistung in Netzabstützung B Q_B mit Kraftwerken und angrenzenden 110-kV-Leitungen

x_i	y_i	r_{xy}	$r_{xy}^2 \cdot 100\%$	Interpretation
Q_B	$Q_{Kraftwerk\ I}$	0,46	21,5%	schwach linearer Zusammenhang
Q_B	$Q_{Kraftwerk\ 11}$	-0,32	10,4%	

Hier zeigt sich tatsächlich, dass vor allem die Kraftwerke I und 11 eine gewisse Korrelation mit der Netzabstützung B aufweisen. Über die genaue Bedeutung der Vorzeichen des Korrelationskoeffizienten kann im Zuge dieser Arbeit keine eindeutige Aussage getroffen werden, da dafür die genauen Regelkonzepte näher betrachtet werden müssten.

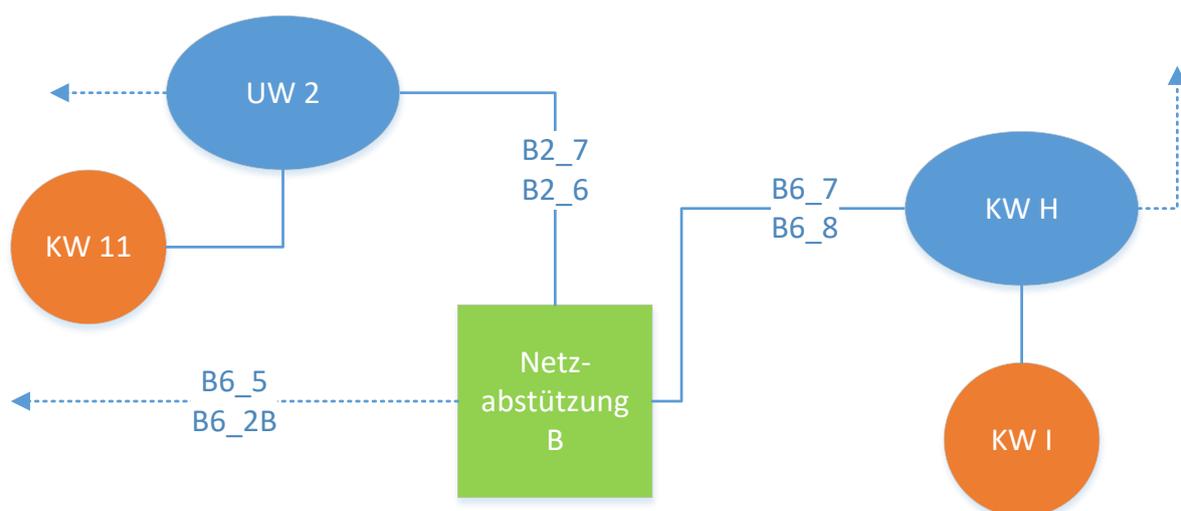


Abbildung 111: Netzschema für Kraftwerke in geographischer Nähe zur Netzabstützung B

Da der Erzeugungsschwerpunkt eindeutig im westlichen Netz liegt, bestehen hier wesentlich weniger Erzeugungskapazitäten, um den Blindleistungshaushalt zu beeinflussen. Betrachtet man zusätzlich den Netzschemaplan für diesen Bereich des Ostnetzes (Abbildung 111), dann erkennt man, dass die Kraftwerke, die in Tabelle 25 eine gewisse Korrelation aufweisen, nicht wie im Westnetz direkt mit der Netzabstützung B verbunden sind, sondern jeweils mindestens ein Umspannwerk dazwischen liegt.

Um nun auch feststellen zu können, in welchem Blindleistungsbe-
reich die einzelnen Kraftwerke ar-
beiten, werden für die Kraftwerke,
die eine Bestimmtheit von $B \geq 10\%$
aufweisen, die entsprechenden P-Q-Diagramme erstellt. Betrachtet man das P-Q-Diagramm für das Kraftwerk I, so sieht man schnell, dass es sich um ein Pump-
speicherkraftwerk handelt. Man
kann weiters erkennen, wie sich
das Kraftwerk bezüglich der Blind-
leistung verhält. Es speist den
Großteil der Zeit Blindleistung in
das Netz ein (negatives Vorzei-
chen) und bezieht während des
Turbinenbetriebes nur zu sehr we-
nigen Zeitpunkten Blindleistung.

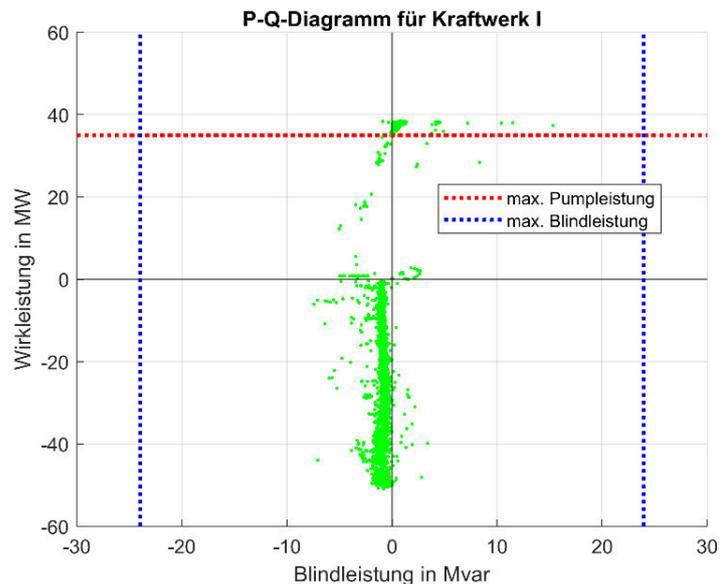


Abbildung 112: P-Q-Diagramm für Kraftwerk I

Befindet sich das Kraftwerk jedoch im Pumpbetrieb, so wird etwas öfter auch Blindleistung bezogen. Damit ist bereits erkennbar, dass das Kraftwerk die meiste Zeit dem Problem an der Übergabestelle bereits entgegenwirkt, da es Blindleistung ins 110-kV-Netz einspeist und somit weniger aus dem Übertagungsnetz bezogen werden muss. Es besteht das Potenzial dieses Verhalten bei Bedarf gezielt durch den Netzbetreiber abzurufen. Geht man von einer Generatorleistung von 55 MVA und einem definierten $\cos \varphi = 0,9$ aus, sieht man, dass der theoretisch mögliche Blindleistungsbereich zu keinem Zeitpunkt im Jahr 2017 vollständig abgedeckt wurde. Der Bereich einer Blindleistungseinspeisung von größer als 5 Mvar wurde nur in den seltensten Fällen überschritten.

Für die theoretisch mögliche Blindleistung im Kraftwerk I ergeben sich folgende Wert:

$$S_{r,I} = 55 \text{ MVA}$$

$$\cos \varphi = 0,9$$

$$Q = S_{r,I} \cdot \sin(\arccos(0,9)) = 24 \text{ Mvar}$$

Damit ist gezeigt, dass lediglich 20 % der möglichen Blindleistung in das Netz eingespeist werden, wodurch sich eine Reserve von weiteren 20 Mvar ergibt. Vergleicht man diesen Wert nun mit den Grenzen des Demand Connection Codes, der für diesen Netzteil bei $Q_{B,DCC} = 78 \text{ Mvar}$ liegt, so kann dieses Kraftwerk Blindleistung in der Größenordnung von rund 30 % der Blindleistungsgrenze im inneren Tunnel abgeben. Dies ist jedoch nur ein theoretischer Wert, da sich die Blindleistung räumlich verteilt und keine direkte Verbindung ohne Abzweige zwischen dem Kraftwerk I und der Netzabstützung besteht.

Auch das Kraftwerk 11, das als Speicherkraftwerk ausgeführt ist, weist mit 10 % zwar eine geringere Korrelation als das Kraftwerk I auf, verhält sich aber dennoch laut dem dazugehörigen P-Q-Diagramm sowohl als Blindleistungserzeuger als auch als –einspeiser. Im Jahr 2017 lag die Blindleistung in einem sehr geringen Bereich von weniger als ± 1 Mvar. Berechnet man auch hierfür die theoretisch mögliche Blindleistung, die vom Netzbetreiber gefordert werden kann, so ergeben sich folgende Werte für die Blindleistung:

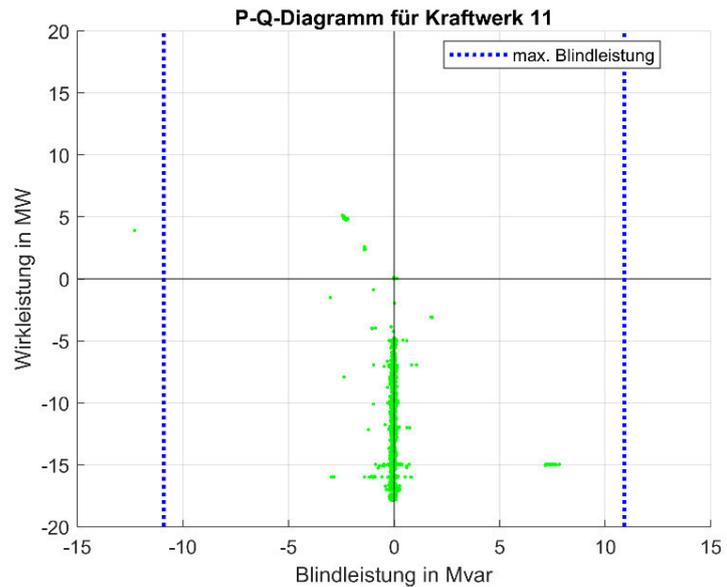


Abbildung 113: P-Q-Diagramm für Kraftwerk 11

$$S_{r,11} = 25 \text{ MVA}$$

$$\cos\varphi = 0,9$$

$$Q = S_{r,11} \cdot \sin(\arccos(0,9)) \approx 11 \text{ Mvar}$$

Vergleicht man diesen Wert mit dem theoretisch möglichen, so erkennt man, dass es auch für dieses Kraftwerk erhebliche Reserven bezüglich der Blindleistung gibt.

Wird die eben beschriebene Beurteilung der Kraftwerke hinsichtlich ihres Blindleistungsverhaltens auf alle in gleicher Weise angewandt, erhält man die in Tabelle 26 dargestellten Potentiale. Jedes der Kraftwerke kann in der Praxis sowohl Blindleistung einspeisen als auch beziehen, wodurch sich ein mögliches, wenngleich verglichen mit den Blindleistungen an der Netzabstützung, geringes Potential für die Beeinflussung des Blindleistungsgleichgewichtes ergibt. Zudem muss beachtet werden, dass die Spannungen in einem bestimmten Bereich liegen müssen und durch ein verändertes Blindleistungsverhalten eines Kraftwerkes die Spannungsgrenzen womöglich nicht mehr eingehalten werden können. Wie bereits für die Netzabstützung A zeigt sich auch hier, dass die wesentlichste Korrelation mit den Blindleistungsflüssen an der Netzkupplung besteht und somit diesen, wenn möglich, entgegengewirkt werden muss.

Tabelle 26: Betriebsbereiche der einzelnen Kraftwerke im Ostnetz

Kraftwerk	Turbinenbetrieb	Pumpbetrieb	Blindleistungserzeugung	Blindleistungsbezug	Kraftwerkstyp
	$P < 0$	$P > 0$	$Q < 0$	$Q > 0$	
H	✓		✓	✓	Laufwasserkraftwerk
I	✓	✓	✓	✓	Pumpspeicherkraftwerk
J	✓		✓	✓	Laufwasserkraftwerk
K	✓		✓	✓	Laufwasserkraftwerk
11	✓	✓	✓	✓	Speicherkraftwerk
14	✓		✓	✓	Speicherkraftwerk

9 Schlussfolgerungen und Ausblick

Durch die Analyse der Messwerte aus dem Jahr 2017 im ersten Teil der Arbeit zeigt sich für das bereits bestehende Netz, dass die Blindleistungsgrenzwertüberschreitungen unter anderem durch die Blindleistungsflüsse an der Netzkupplung verursacht werden, die damit ein Indiz für Blindleistungsdurchzüge, die hauptsächlich vom Ost- ins Westnetz stattfinden, liefern. Die Grenzwertüberschreitungen des DCC-Entwurfes können allgemein durch folgende Netzzustände charakterisiert werden: Der Kraftwerkseinsatz im Westnetz liefert einen etwas stärkeren Beitrag zur Blindleistungsbilanz als das Ostnetz, da im Westen größere Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind und diese Blindleistung in das 110-kV-Netz einspeisen. Die 20-kV-Abgänge verhalten sich im Westen im Falle der Grenzwertüberschreitungen kapazitiv (Blindleistungseinspeiser), im Ostnetz aufgrund eines Verbrauchsschwerpunktes induktiv (Blindleistungsverbraucher). Die Leitungsverluste sind in beiden Netzteilen häufiger kapazitiv als induktiv.

Wurden für das Jahr 2017 noch einige Zeitpunkte entdeckt, in denen es zu einer Überschreitung des DCC-Entwurfes gekommen wäre, ergibt sich durch die Integration der Netzabstützung D und der Simulation des neuen Netzes im zweiten Teil der Arbeit für die untersuchten Fälle eine deutliche Verbesserung des Blindleistungsverhaltens an den einzelnen Netzabstützungen. Während sich bereits ohne Regelung der Transformatoren Blindleistungen ergeben, die die Grenzwerte nicht überschreiten, können entsprechende Sammelschienenspannungen durch das Verändern der Transformatorstufensteller erreicht werden.

Somit kann durch die Simulation gezeigt werden, dass es aus heutiger Sicht zu einer eindeutigen Verbesserung des Blindleistungsaustausches kommt. Mithilfe der beiden neuen Transformatoren wird eine vereinfachte Regelung der Blindleistungen und somit auch Spannungen ermöglicht, wobei es jedoch zu beachten gilt, dass dies nur Simulationen sind und das tatsächliche Verhalten von den Annahmen abweichen kann. In jedem der betrachteten je drei Fälle für das Ost- und Westnetz, in denen es zu eindeutigen DCC-Grenzwertverletzungen bei unterschiedlichen Wirkleistungen kommt, können die Blindleistungen und auch Spannungen mithilfe der Transformatorstufen so verändert werden, dass die Grenzwertüberschreitungen vermieden werden.

Natürlich wird es in den nächsten Jahren zu weiteren Veränderungen in der grundlegenden Struktur elektrischer Energienetze kommen. Es ist zu erwarten, dass der Verkabelungsgrad vor allem auf der 20-kV-Ebene zunehmen wird und somit die Blindleistungsbilanz ein stärker kapazitives Verhalten annehmen wird.

Obwohl von einer tendenziellen Verbrauchssteigerung auszugehen ist, wird das induktive Blindleistungsverhalten der Lasten aus heutiger Sicht abnehmen, da die klassischen induktiven Verbraucher wie zunehmend durch elektronische Elemente ergänzt werden. Es zeigt sich durch diese möglichen Veränderungen ein stärkerer kapazitiver Einfluss, der in Summe in den Verbraucherschwerpunkten zu einer insgesamt ausgeglicheneren Blindleistungsbilanz führen könnte.

Wäre es nicht möglich, mit der Veränderung der Transformatorstufen die Blindleistungs- und Spannungsgrenzwerte einzuhalten, müssten Blindleistungskompensationsanlagen in Betracht gezogen werden, jedoch besteht aus heutiger Sicht begründet durch die Simulationsergebnisse kein Bedarf dafür. Eine andere theoretische Möglichkeit bildet der Bezug bzw. die Einspeisung von Blindleistung durch die Kraftwerke, die jedoch auf der 110-kV-Ebene nur einen geringen Einfluss haben und bei denen bei veränderter Erregung auch die Spannungsgrenzen leicht überschritten werden.

Natürlich ist es auch möglich, die Kraftwerke, die auf der 20-kV-Ebene einspeisen, anzuweisen, ihr Blindleistungsverhalten zu verändern. Da das gesamte 20-kV-Netz für diese Arbeit aber als Blackbox betrachtet wird, kann keine Auskunft darüber gegeben werden, wie groß der Einfluss einzelner Kraftwerke sein könnte. Jedoch gilt es auch hier zu beachten, dass für Kleinkraftwerke die Verstellung der Erregung manuell zu erfolgen hat und dies außerdem nicht beliebig geschehen kann ohne die Spannungsgrenzen zu verletzen.

10 Vergleich mit anderen TSOs und DSOs

10.1 Schweiz

In der Schweiz existiert bereits eine Blindleistungsübergaberegulung, die gewisse Ähnlichkeiten mit dem Entwurf für Österreich aufweist. Auch dort gilt für direkt ins Übertragungsnetz einspeisende Kraftwerke und die Verteilnetze eine Blindleistungsgrenze in Abhängigkeit von der Wirkleistung, wobei wieder ein innerer Tunnel zu erkennen ist (siehe Abbildung 119). Dieser innere Tunnel wurde nachträglich eingeführt, da die ursprünglichen Vorgaben aus dem Jahr 2010 dazu geführt haben, dass leerlaufende Transformatoren aufgrund ihrer Blindenergiekosten abgeschaltet wurden, wodurch die Versorgungssicherheit gefährdet wurde. Der größte Unterschied im Vergleich zu dem DCC-Entwurf liegt jedoch in der finanziellen Vergütung von Blindenergie. Allgemein wird zwischen aktiven und passiven Teilnehmern am Blindleistungshaushalt und der Spannungshaltung unterschieden.

Die aktiven Teilnehmer erhalten eine finanzielle Entschädigung für Blindenergie, die sie gemäß den Anforderungen aus Abbildung 114 liefern. Die Anforderung besagt, dass sich der Teilnehmer zu 80 % eines Monats konform bezüglich der Blindleistung verhalten muss. Für die Leistungsvorhaltung hingegen besteht kein Entgeltanspruch.

Die passiven Teilnehmer müssen sich an den in Abbildung 115 dargestellten Grenzwert halten. Ist dies nicht der Fall, ist für die Blindleistung zu bezahlen [18].

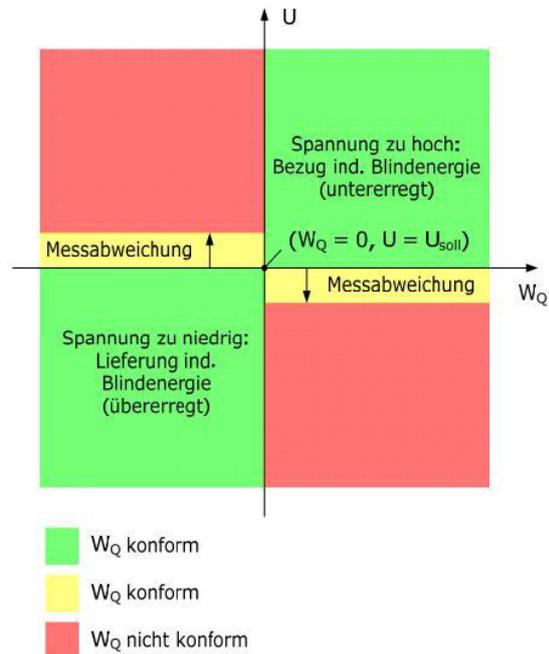


Abbildung 114: Konformitätskriterium in der Schweiz bezüglich Blindleistungsvergütung [19]

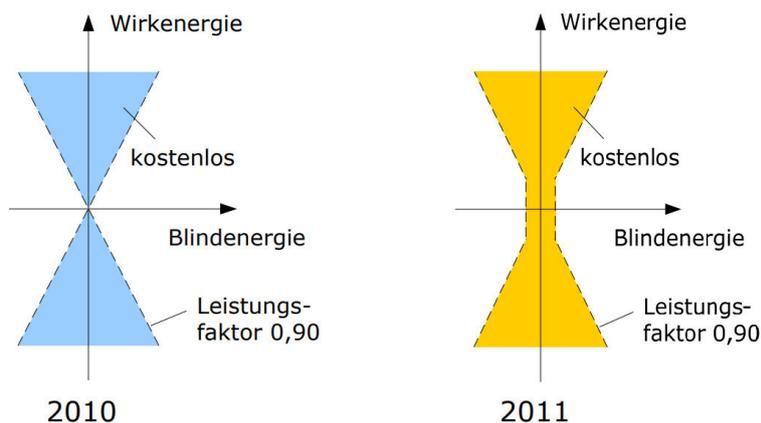


Abbildung 115: Blindleistungsgrenzen Schweiz [19]

11 Verwendete Abkürzungen

$\cos \varphi$	Leistungsfaktor
C	Kapazität
C'	Spezifische Kapazität
δ	Winkel zwischen Knotenspannungen
ΔU	Spannungsdifferenz
ΔU_l	Spannungsdifferenz in Längsrichtung
ΔU_q	Spannungsdifferenz in Querrichtung
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)
$ENTSO - E$	European Network of Transmission System Operators for Electricity
E_p	Polradspannung
f	Frequenz
$FACTS$	flexible alternating current transmission system
$HGÜ$	Hochspannungsgleichstromübertragung
I	Strom
I_1	Primärstrom
I_2	Sekundärstrom
I_B	Blindstrom
I_C	Kapazitiver Strom
I_S	Scheinstrom
I_W	Wirkstrom
I_f	Erregerstrom
I_{f0}	Leerlauferregerstrom
I_i	Strom in Knoten i
I_μ	Magnetisierungsstrom
KW	Kraftwerk
l	Leitungslänge
L	Induktivität
L'	Spezifische Impedanz
L_1, L_2	Induktivitäten
n	Stichprobengröße
NA	Netzabstützung
ω	Kreisfrequenz
P	Wirkleistung
$P_{erlaubt}$	Wirkleistungsgrenzen für (n-1)-sicheren Betrieb
φ	Phasenwinkel
$P_{Kupplung}$	Wirkleistung an Netzkupplung
P_{lio}, P_{liu}	Negative Wirkleistungsgrenzen für inneren Tunnel des DCC
P_{lko1}, P_{lku1}	Negative Wirkleistungsgrenzen für Kappung des DCC
P_r	Bemessungsleistung
P_{rio}, P_{riu}	Positive Wirkleistungsgrenzen für inneren Tunnel des DCC
P_{rko1}, P_{rku1}	Positive Wirkleistungsgrenzen für Kappung des DCC
P_t	Turbinenleistung
$P_{Übergabe}$	Übergabewirkleistung
$P_{Übergabe,A}$	Übergabewirkleistung in Netzabstützung A
$P_{Übergabe,B}$	Übergabewirkleistung in Netzabstützung B
Q	Blindleistung
Q_2	Sekundärseitige Blindleistung
$Q_{20-kV-Abgänge}$	Blindleistung der Lasten im 20-kV-System
Q_A	Ausgetauschte Blindleistung an Netzabstützung A
Q_B	Ausgetauschte Blindleistung an Netzabstützung B
Q_{Bedarf}	Blindleistungsbedarf
Q_{DCC}	Blindleistungsgrenze laut DCC
$Q_{Erzeugung}$	Blindleistung der Kraftwerke auf 110-kV-Ebene
$Q_{Kraftwerk}$	Blindleistungsaustausch eines Kraftwerkes
$Q_{Kupplung}$	Blindleistung an Netzkupplung
$Q_{Leitungsverluste}$	Blindleistungsverluste auf Leitungen

Q_{lio}, Q_{rio}	Obere Blindleistungsgrenze im inneren Tunnel des DCC
Q_{liu}, Q_{riu}	Untere Blindleistungsgrenze im inneren Tunnel des DCC
Q_{lko}, Q_{rko}	Obere Blindleistungsgrenze für Kappung des DCC
Q_{lku}, Q_{rku}	Untere Blindleistungsgrenze für Kappung des DCC
Q_{μ}	Magnetisierungsblindstrom
$Q_{\text{Netzabstützung}}$	Blindleistung an der Netzabstützung
Q_{RHU}	Blindleistung an 110/220-kV-Transformatoren
$Q_{\sigma 1}$	Primärseitig in Streureaktanz umgesetzte Blindleistung
$Q_{\sigma 2}$	Sekundärseitig in Streureaktanz umgesetzte Blindleistung
Q_{Summe}	Blindleistungssumme
Q_{SVC}	Blindleistung von Static Var Compensator
Q_T	Transformatorblindleistung
$Q_{T,20-kV}$	Berechnete Transformatorverluste auf 20-kV-Ebene
$Q_{\text{Übergabe,A}}$	Übergabeblindleistung in Netzabstützung A
$Q_{\text{Übergabe,B}}$	Übergabeblindleistung in Netzabstützung B
Q_V	Blindleistungsverluste
Q_{VC}	Kapazitive Ladeblindleistung
Q_{VL}	Induktive Ladeblindleistung
R'	Resistanzbelag
R_1, R_2	Ohmsche Widerstände
r_{xy}	Empirischer Korrelationskoeffizient
S	Scheinleistung
S_i	Scheinleistung in Knoten i
SM	Synchronmaschine
S_{nat}	Natürliche Leistung
$S_{N,Trafo}$	Transformatornennleistung
S_r	Bemessungsscheinleistung
S_{ref}	Bezugsscheinleistung
$SSSC$	Static Synchronous Series Compensator
$STATCOM$	Static Synchronous Compensator
SVC	Static var Compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
$TCSC$	Thyristor Controlled Series Capacitor
$TCSR$	Thyristor Controlled Series Reactor
ϑ	Polradwinkel
TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
TSC	Thyristor Switched Reactor
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
$TSSC$	Thyristor Switched Series Capacitor
$TSSR$	Thyristor Switched Series Reactor
U	Spannung
U_{110kV}	Spannung auf der 110-kV-Ebene
U_2	Sekundärseitige Spannung
$U_{A,110 kV}$	Sammelschienenspannung in Netzabstützung A auf 110-kV-Ebene
$U_{A,220 kV}$	Sammelschienenspannung in Netzabstützung A auf 220-kV-Ebene
$U_{B,110 kV}$	Sammelschienenspannung in Netzabstützung B auf 110-kV-Ebene
$U_{B,220 kV}$	Sammelschienenspannung in Netzabstützung B auf 220-kV-Ebene
U_i	Spannung in Knoten i
u_k	Bezogene Kurzschlussspannung
U_K	Klemmenspannung
U_N	Nennspannung
$UPFC$	Unified Power Flow Controller
U_q	Induzierte Spannung
U_{SS}	Verkettete Sammelschienenspannung
$\ddot{U}N$	Übertragungsnetz
VN	Verteilnetz
\bar{x}, \bar{y}	Arithmetischer Mittelwert der Korrelationsvariablen

x_i, y_i	Korrelationsvariablen
X'	Reaktanzbelag
X_1, X_2	Streureaktanzen
X_d	Längsreaktanz
X_L	Leitungsreaktanz
Z_W	Wellenimpedanz

12 Verweise

- [1] A. Schwab, Elektroenergiesysteme, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [2] W. Weißgerber, Elektrotechnik für Ingenieure 2, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [3] L. Stiny, Grundwissen der Elektrotechnik und Elektronik, Wiesbaden : Springer Vieweg, 2018.
- [4] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, Springer-Verlag Berlin Heidelberg , 2015.
- [5] E. Spring, Elektrische Maschinen - Eine Einführung, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- [6] H. Renner, *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, Vorlesungsskriptum.*
- [7] D. Oeding und B. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.
- [8] V. Crastan und D. Westermann, Elektrische Energieversorgung 3, Heidelberg: Springer , 2012.
- [9] Siemens AG, „Energy Management Division,“ 2017.
[Online]. Available:
<https://www.siemens.com/global/de/home/produkte/energie/hochspannung/facts.html>.
[Zugriff am 14 September 2018].
- [10] L. Fahrmeir, C. Heumann, R. Künstler, I. Pigeot und G. Tutz ,
Statistik - Der Weg zur Datenanalyse, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag , 2016.
- [11] H. Schiefer und F. Schiefer , Statistik für Ingenieure - Eine Einführung mit Beispielen aus der Praxis,
Springer Vieweg, 2018 .
- [12] „ENTSO-E Network Codes,“ [Online]. Available: https://electricity.network-codes.eu/network_codes/. [Zugriff am 16 07 2018].
- [13] „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil A,“ 2017.
[Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/TOR_A_V1.9+ab+1.3.2017.pdf/87b6bb8b-655d-a347-0b83-d7612be711e2.
[Zugriff am 16 07 2018].
- [14] *DCC TOR Entwurf*, 2018.
- [15] „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil B,“
2008. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/documents/20903/26585/tor-b-20081027-v2.pdf/f48873d7-3b43-4eb1-a656-947e267c1934>. [Zugriff am 16 07 2018].
- [16] T. Werth, Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen, Wiesbaden : Springer Fachmedien , 2016.
- [17] KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, „KELAG Speicherkraftwerke,“
[Online]. Available: <https://www.kelag.at/speicherkraftwerke>. [Zugriff am 18 Mai 2018].
- [18] swissgrid ag , „Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz der Schweiz ab 2011,“
[Online]. Available: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/voltage-support/D100412-concept-voltage-support-2011-V1R4-de.pdf>.
[Zugriff am 04 Dezember 2018].
- [19] M. Geidl, „Bundesnetzagentur,“ [Online].
Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_001bis099/BK6-11-098/Stellungnahmen/Stellungnahme_Fraunhofer%20ISE%20Anlage%202.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 04 Dezember 2018].
- [20] APG Austrian Power Grid AG, „Leitungsnetz APG,“ 2015.
[Online]. Available: <https://www.apg.at/de/netz/anlagen/leitungsnetz>.
- [21] Austrian Power Grid AG, „APG Netzentwicklungsplan,“ 2017.
[Online]. Available: <https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/Netzentwicklungsplan>.
[Zugriff am 18 Mai 2018].
- [22] Kärnten Netz GmbH.

13 Anhang

Tabelle 27: Korrelationen der Blindleistung in Netzabstützung A Q_A mit Kraftwerken, 20-kV-Abgängen und angrenzenden 110-kV-Leitungen

Nr.	x_i	y_i	r_{xy}	$ r_{xy} $	r_{xy}^2	$r_{xy}^2 \cdot 100\%$	Kategorie	Interpretation
40	Q_A	$Q_{A5,4B}$	-0,91	0,91	0,82	82,3%	110-kV-Leitung	starker linearer Zusammenhang
41	Q_A	$Q_{A5,3A}$	-0,90	0,90	0,81	81,2%	110-kV-Leitung	
38	Q_A	$Q_{A5,3B}$	-0,79	0,79	0,62	62,2%	110-kV-Leitung	mittlerer linearer Zusammenhang
37	Q_A	$Q_{A5,4C}$	-0,77	0,77	0,60	60,0%	110-kV-Leitung	
42	Q_A	$Q_{A1,5}$	-0,75	0,75	0,56	56,0%	110-kV-Leitung	
29	Q_A	Q_{35}	-0,55	0,55	0,30	30,3%	20-kV-Abgang	
24	Q_A	Q_{23}	-0,53	0,53	0,28	27,8%	20-kV-Abgang	schwach linearer Zusammenhang
1	Q_A	P_{15}	-0,47	0,47	0,22	21,7%	Kraftwerk	
2	Q_A	Q_{15}	-0,45	0,45	0,20	20,0%	Kraftwerk	
26	Q_A	Q_{31}	-0,42	0,42	0,18	17,9%	20-kV-Abgang	
20	Q_A	Q_{15}	-0,40	0,40	0,16	15,7%	20-kV-Abgang	
14	Q_A	Q_1	-0,35	0,35	0,12	12,3%	20-kV-Abgang	
9	Q_A	Q_{37}	-0,33	0,33	0,11	10,8%	Kraftwerk	
7	Q_A	Q_{35}	-0,32	0,32	0,10	10,5%	Kraftwerk	
13	Q_A	P_A	0,27	0,27	0,07	7,3%	PQ-Korrelation	
5	Q_A	Q_B	-0,26	0,26	0,07	7,0%	Kraftwerk	
8	Q_A	Q_4	-0,23	0,23	0,05	5,4%	Kraftwerk	
33	Q_A	Q_{43}	-0,23	0,23	0,05	5,2%	20-kV-Abgang	
17	Q_A	Q_8	0,21	0,21	0,04	4,4%	20-kV-Abgang	
34	Q_A	Q_{44}	-0,20	0,20	0,04	4,1%	20-kV-Abgang	
31	Q_A	Q_{40}	-0,19	0,19	0,03	3,5%	20-kV-Abgang	
6	Q_A	Q_8	-0,19	0,19	0,04	3,5%	Kraftwerk	
3	Q_A	Q_G	-0,19	0,19	0,04	3,5%	Kraftwerk	
32	Q_A	Q_{42}	0,18	0,18	0,03	3,3%	20-kV-Abgang	
21	Q_A	Q_{16}	0,18	0,18	0,03	3,3%	20-kV-Abgang	
28	Q_A	Q_{33}	-0,12	0,12	0,01	1,4%	20-kV-Abgang	
11	Q_A	Q_7	0,12	0,12	0,01	1,4%	Kraftwerk	
19	Q_A	Q_{13}	0,10	0,10	0,01	0,9%	20-kV-Abgang	
15	Q_A	Q_4	-0,08	0,08	0,01	0,7%	20-kV-Abgang	kein linearer Zusammenhang
22	Q_A	Q_{17}	0,08	0,08	0,01	0,6%	20-kV-Abgang	
10	Q_A	Q_{45}	-0,07	0,07	0,01	0,6%	Kraftwerk	
25	Q_A	Q_{24}	0,07	0,07	0,01	0,5%	20-kV-Abgang	
36	Q_A	Q_{48}	-0,06	0,06	0,00	0,4%	20-kV-Abgang	
16	Q_A	Q_7	0,06	0,06	0,00	0,4%	20-kV-Abgang	
35	Q_A	Q_{45}	0,05	0,05	0,00	0,2%	20-kV-Abgang	
30	Q_A	Q_{39}	0,03	0,03	0,00	0,1%	20-kV-Abgang	
18	Q_A	Q_{12}	-0,03	0,03	0,00	0,1%	20-kV-Abgang	
39	Q_A	$Q_{A8,0}$	-0,01	0,01	0,00	0,0%	110-kV-Leitung	
27	Q_A	Q_{32}	-0,02	0,02	0,00	0,0%	20-kV-Abgang	
23	Q_A	Q_{21}	0,00	0,00	0,00	0,0%	20-kV-Abgang	
12	Q_A	Q_{39}	-0,01	0,01	0,00	0,0%	Kraftwerk	
4	Q_A	Q_E	0,01	0,01	0,00	0,0%	Kraftwerk	

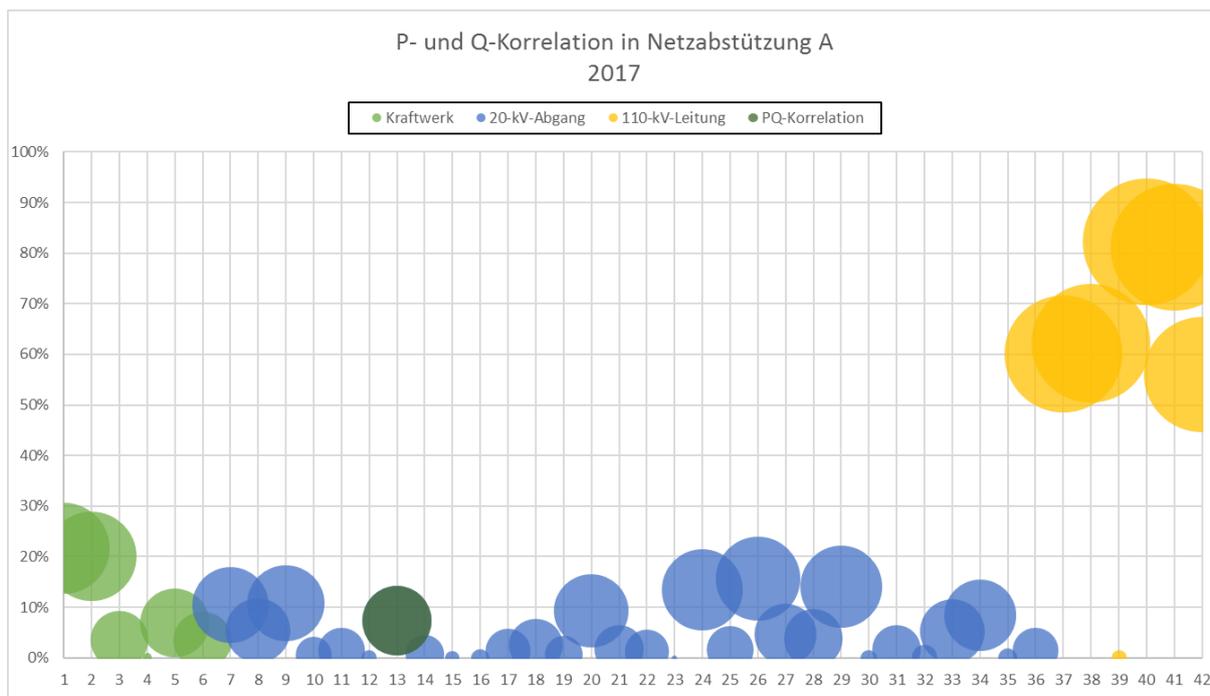


Abbildung 116: Darstellung der Korrelationen in Netzabstützung A

Tabelle 28: Korrelationen der Blindleistung in Netzabstützung B Q_B mit Kraftwerken, 20-kV-Abgängen und angrenzenden 110-kV-Leitungen

Nr.	x_i	y_i	r_{xy}	$ r_{xy} $	r_{xy}^2	$r_{xy}^2 \cdot 100 \%$	Kategorie	Interpretation
2	Q_B	$Q_{B\ 6\ 5}$	-0,99	0,99	0,97	97,5%	110-kV-Leitung	starker linearer Zusammenhang
3	Q_B	$Q_{B\ 2\ 7}$	-0,98	0,98	0,96	96,4%	110-kV-Leitung	
4	Q_B	$Q_{B\ 2\ 6}$	-0,98	0,98	0,96	96,0%	110-kV-Leitung	
5	Q_B	$Q_{B\ 6\ 2B}$	-0,98	0,98	0,96	95,6%	110-kV-Leitung	
10	Q_B	Q_{36}	-0,75	0,75	0,57	56,6%	20-kV-Abgang	mittlerer linearer Zusammenhang
1	Q_B	$Q_{B\ 6\ 7}$	0,75	0,75	0,56	56,0%	110-kV-Leitung	
13	Q_B	Q_{28}	-0,74	0,74	0,55	54,9%	20-kV-Abgang	
7	Q_B	$Q_{1\ 5\ 1}$	-0,74	0,74	0,55	54,9%	110-kV-Leitung	
16	Q_B	Q_{46}	-0,74	0,74	0,55	54,7%	20-kV-Abgang	
17	Q_B	Q_{27}	-0,73	0,73	0,53	52,8%	20-kV-Abgang	
15	Q_B	Q_{20}	-0,72	0,72	0,52	52,4%	20-kV-Abgang	
12	Q_B	Q_3	-0,71	0,71	0,51	50,8%	20-kV-Abgang	
6	Q_B	$Q_{B\ 6\ 8}$	-0,70	0,70	0,50	49,7%	110-kV-Leitung	
11	Q_B	Q_5	-0,70	0,70	0,49	49,1%	20-kV-Abgang	
19	Q_B	Q_{47}	-0,68	0,68	0,46	46,1%	20-kV-Abgang	
31	Q_B	Q_1	-0,65	0,65	0,42	41,8%	20-kV-Abgang	
20	Q_B	Q_{29}	-0,64	0,64	0,41	41,1%	20-kV-Abgang	
18	Q_B	Q_2	-0,59	0,59	0,35	35,3%	20-kV-Abgang	
8	Q_B	$Q_{1\ 6\ 9}$	-0,59	0,59	0,35	35,1%	110-kV-Leitung	
40	Q_B	P_B	-0,58	0,58	0,34	33,7%	PQ-Korrelation	
9	Q_B	Q_{11}	-0,57	0,57	0,32	32,4%	20-kV-Abgang	
14	Q_B	Q_9	-0,56	0,56	0,31	31,4%	20-kV-Abgang	
22	Q_B	Q_{14}	-0,54	0,54	0,30	29,6%	20-kV-Abgang	
25	Q_B	Q_{41}	-0,47	0,47	0,22	21,9%	20-kV-Abgang	schwach linearer Zusammenhang
34	Q_B	Q_I	0,46	0,46	0,21	21,5%	Kraftwerke	

21	Q_B	Q_{34}	-0,45		0,45	0,21	20,5%	20-kV-Abgang		
26	Q_B	Q_{38}	-0,43		0,43	0,18	18,4%	20-kV-Abgang		
32	Q_B	Q_{11}	-0,32		0,32	0,10	10,4%	Kraftwerke		
23	Q_B	Q_{10}	-0,30		0,30	0,09	9,2%	20-kV-Abgang		
24	Q_B	Q_6	-0,30		0,30	0,09	9,1%	20-kV-Abgang		
37	Q_B	Q_A	-0,26		0,26	0,07	7,0%	Kraftwerke		
28	Q_B	Q_{25}	-0,25		0,25	0,06	6,1%	20-kV-Abgang		
35	Q_B	Q_J	-0,20		0,20	0,04	4,1%	Kraftwerke		
38	Q_B	Q_{29}	0,16		0,16	0,03	2,6%	Kraftwerke		
39	Q_B	Q_{14}	0,15		0,15	0,02	2,2%	Kraftwerke		
33	Q_B	Q_H	-0,11		0,11	0,01	1,3%	Kraftwerke		
36	Q_B	Q_{15}	0,00		0,00	0,00	0,0%	Kraftwerke		
30	Q_B	Q_{18}	0,01		0,01	0,00	0,0%	20-kV-Abgang		kein linearer Zusammenhang
29	Q_B	Q_{19}	-0,01		0,01	0,00	0,0%	20-kV-Abgang		
27	Q_B	Q_{26}	-0,01		0,01	0,00	0,0%	20-kV-Abgang		

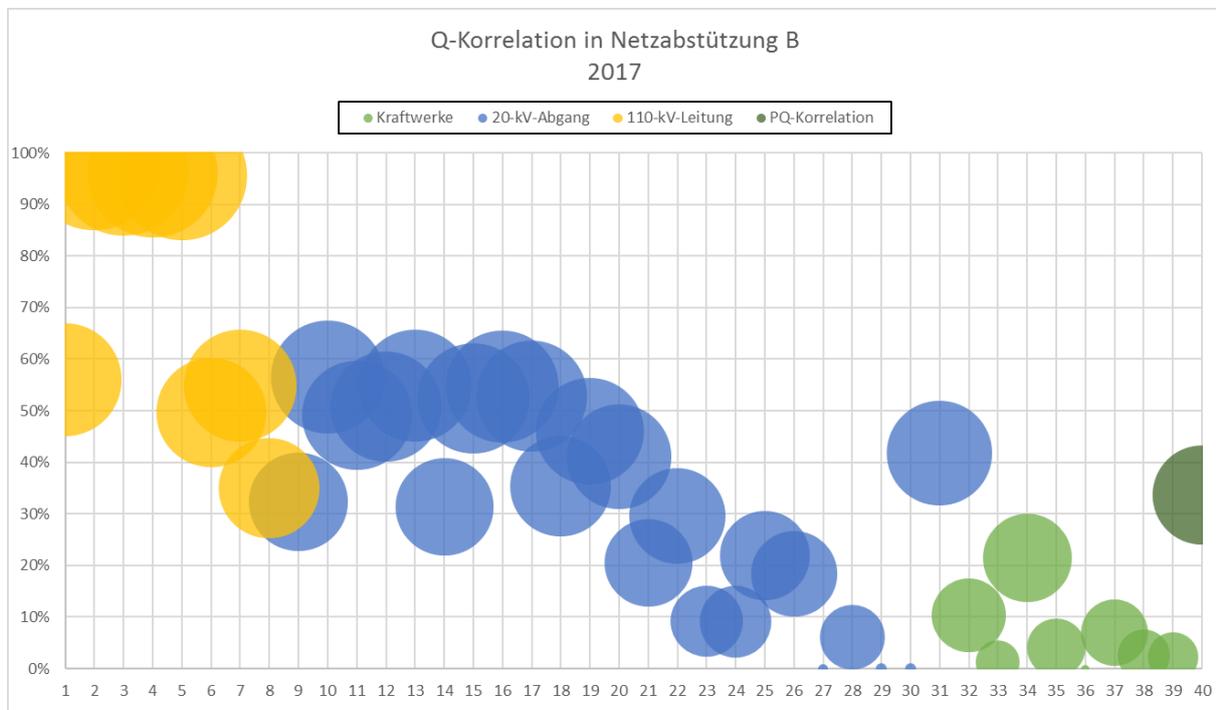


Abbildung 117: Darstellung der Korrelationen in Netzabstützung B

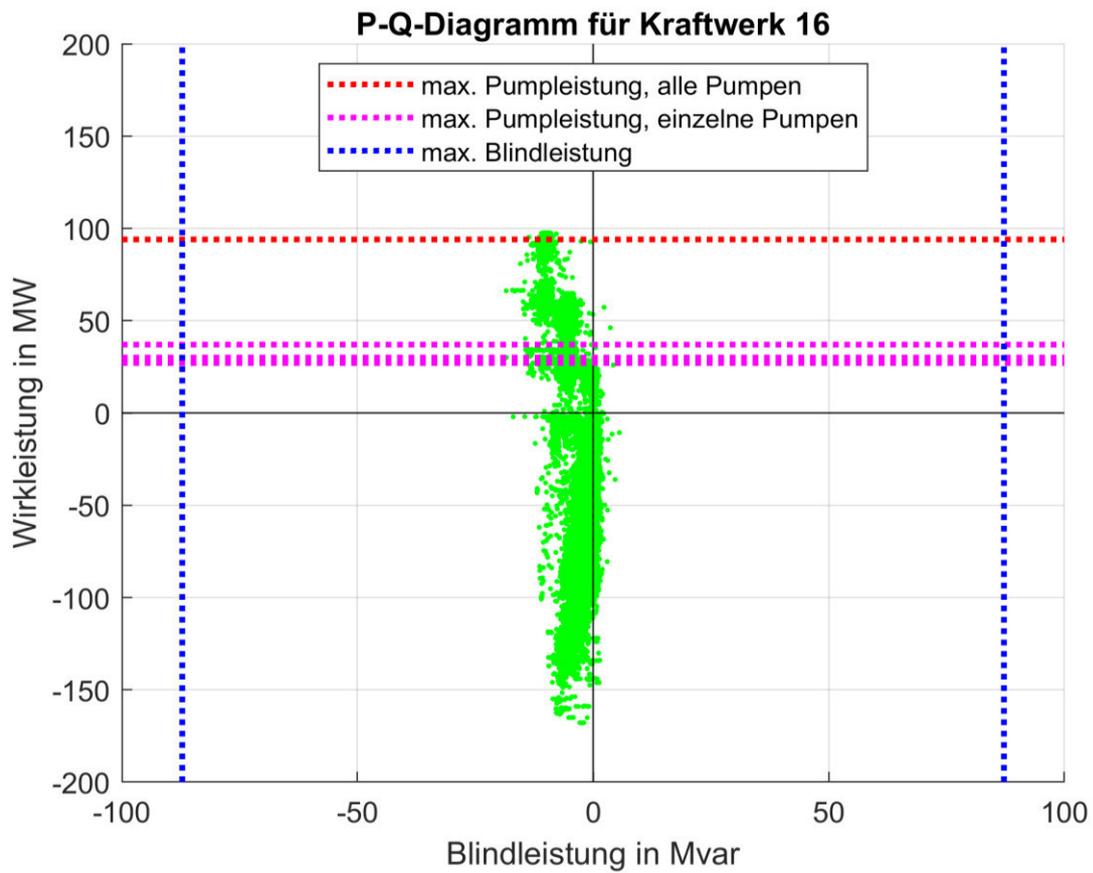


Abbildung 118: P-Q-Diagramm für das Kraftwerk 16

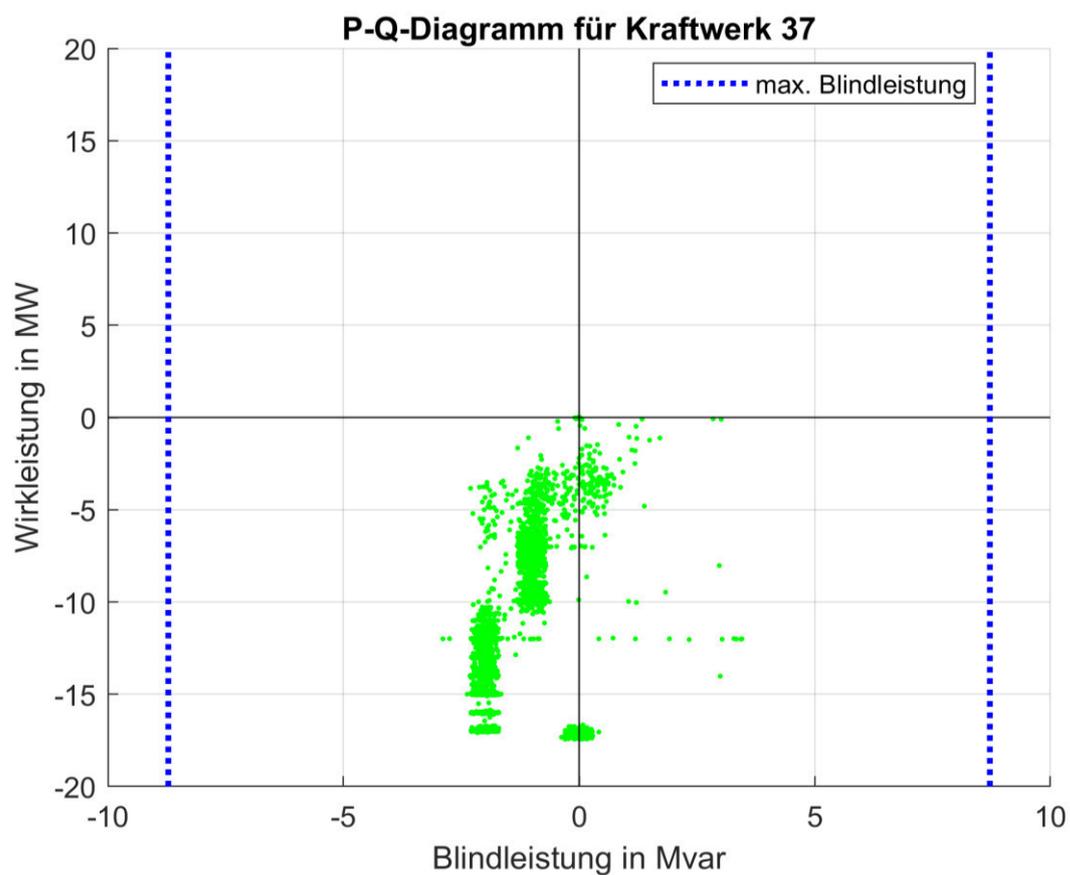


Abbildung 119: P-Q-Diagramm für das Kraftwerk 37

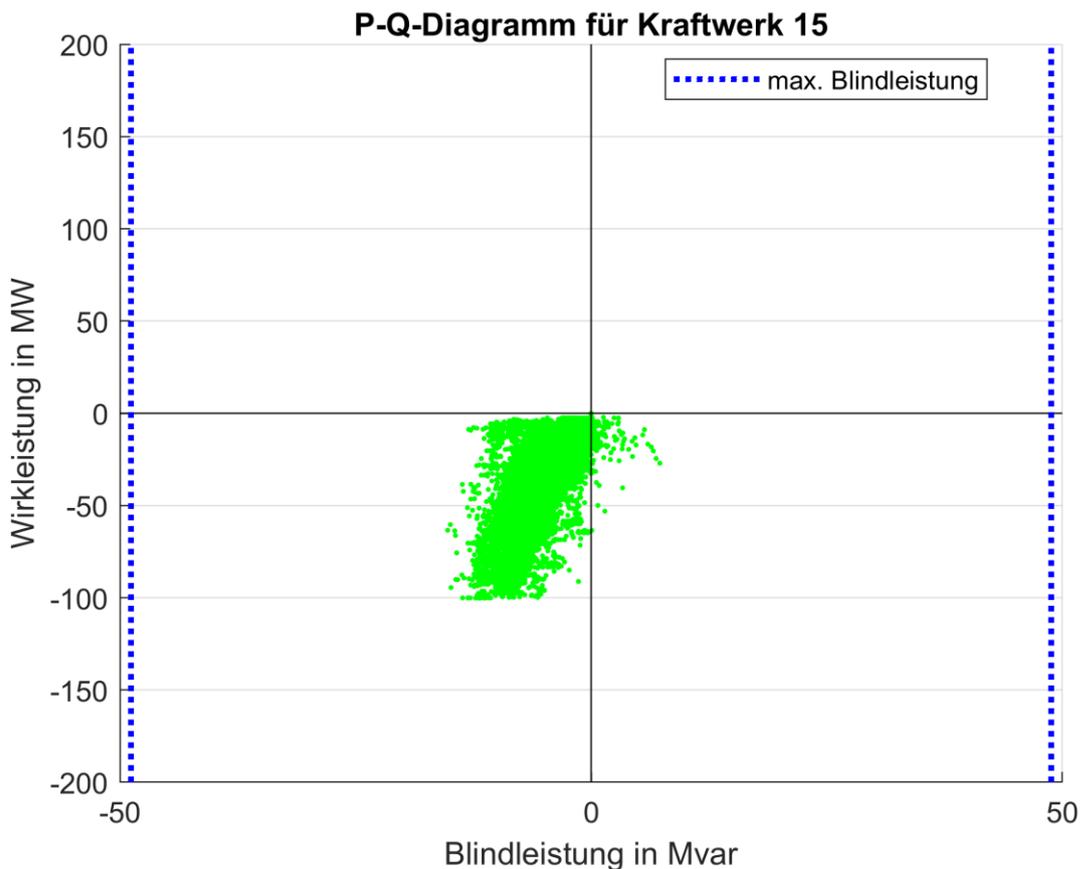


Abbildung 120: P-Q-Diagramm für das Kraftwerk 15

Tabelle 29: Übersicht über die installierten Kraftwerksleistungen im Ost- und Westnetz

	S_r	P_r	$\cos\varphi$	Zone	Einspeisung	Q	Netzteil
	MVA	MW			kV-Ebene	Mvar	
35	3,1	2,48	0,8	?	20	1,9	West
35				?	20	0,0	West
35				?	20	0,0	West
	58	46,4	0,8	LKW	110	34,8	Ost
K	50	40	0,8	LKW	110	30,0	Ost
K	50	40	0,8	LKW	110	30,0	Ost
J	12,5	10	0,8	LKW	110	7,5	Ost
J	12,5	10	0,8	LKW	110	7,5	Ost
J	12,5	10	0,8	LKW	110	7,5	Ost
H	22	17,6	0,8	LKW	110	13,2	Ost
H	22	17,6	0,8	LKW	110	13,2	Ost
H	22	17,6	0,8	LKW	110	13,2	Ost
H	18	14,4	0,8	LKW	110	10,8	Ost
15	8	7,2	0,9	LKW	110	3,5	West
G	9	7,2	0,8	LKW	110	5,4	West
4	13,6	12,24	0,9	LKW	20	5,9	West
4	5	4,5	0,9	LKW	20	2,2	West
39	12,5	11,25	0,9	LKW	20	5,4	West
8	12,5	11,25	0,9	LKW	20	5,4	West

8	10	9	0,9	LKW	20	4,4	West
8	12	10,8	0,9	LKW	20	5,2	West
8	12	10,8	0,9	LKW	20	5,2	West
7	25	22,5	0,9	LKW	20	10,9	West
E	70	59,5	0,85	PSP	110	36,9	West
E	70	59,5	0,85	PSP	110	36,9	West
G	28	25,2	0,9	PSP	110	12,2	West
G	25	22,5	0,9	PSP	110	10,9	West
G	25	22,5	0,9	PSP	110	10,9	West
F	75	67,5	0,9	PSP	110	32,7	West
F	75	67,5	0,9	PSP	110	32,7	West
16	39	35,1	0,9	PSP	110	17,0	West
16	32	28,8	0,9	PSP	110	13,9	West
16	42	37,8	0,9	PSP	110	18,3	West
11	20	18	0,9	SKW	6	8,7	Ost
11	5	4,5	0,9	SKW	6	2,2	Ost
I	55	49,5	0,9	SKW	110	24,0	Ost
15	32	28,8	0,9	SKW	110	13,9	West
15	32	28,8	0,9	SKW	110	13,9	West
15	40	36	0,9	SKW	110	17,4	West
G	25	22,5	0,9	SKW	110	10,9	West
G	25	22,5	0,9	SKW	110	10,9	West
G	20	16	0,8	SKW	110	12,0	West
14	2,4	2,16	0,9	SKW	6	1,0	Ost
16	32	27,2	0,85	SKW	110	16,9	West
16	40	34	0,85	SKW	110	21,1	West
37	20	18	0,9	SKW	110	8,7	West
35	16	15,04	0,94	SKW	10	5,5	West
35	16	14,4	0,9	SKW	10	7,0	West
45	27	22,95	0,85	SKW	110	14,2	West
45	27	22,95	0,85	SKW	111	14,2	West
15						0,0	West
4						0,0	West
4						0,0	West
4						0,0	West
7						0,0	West

Tabelle 30: Prozentuelle Anteile in den einzelnen Jahreszeiten an Blind- und Wirkleistungseinspeisung bzw. Verbrauch in Netzabstützung A

	Q_{Bezug} P_{Bezug}	$Q_{\text{Einspeisung}}$ P_{Bezug}
Jahreszeit	2017	2017
Frühling	12,9 %	79,8 %
Sommer	0,6 %	85,9 %
Herbst	15,5 %	48,3 %
Winter	43,2 %	48,8 %
	Q_{Bezug}	$Q_{\text{Einspeisung}}$

Tabelle 31: Prozentuelle Anteile in den einzelnen Jahreszeiten an Blind- und Wirkleistungseinspeisung bzw. Verbrauch in Netzabstützung B

	Q_{Bezug} P_{Bezug}	$Q_{\text{Einspeisung}}$ P_{Bezug}
Jahreszeit	2017	2017
Frühling	33,5 %	58,9 %
Sommer	27,4 %	41,4 %
Herbst	26,6 %	48,8 %
Winter	35,0 %	61,2 %
	Q_{Bezug}	$Q_{\text{Einspeisung}}$

	$P_{\text{Einspeisung}}$	$P_{\text{Einspeisung}}$
Jahreszeit	2017	2017
Frühling	0,3 %	6,9 %
Sommer	0,0 %	13,5 %
Herbst	3,6 %	32,7 %
Winter	3,0 %	5,0 %

Tabelle 32: Prozentuelle Aufteilung der einzelnen Blindleistungsintervalle in Netzabstützung A

Blindleistung in Mvar	2017
$Q \leq -40$	2,1 %
$-40 < Q \leq -20$	4,7 %
$-20 < Q \leq -10$	5,4 %
$-10 < Q \leq -0,2$	7,3 %
$-0,2 < Q \leq 0,2$	0,4 %
$0,2 < Q \leq 10$	10,0 %
$10 < Q \leq 20$	13,9 %
$20 < Q \leq 40$	33,0 %
$40 < Q \leq 60$	20,3 %
$Q > 60$	3,0 %
Summe kapazitiv	19,8 %
Summe induktiv	80,2 %

	$P_{\text{Einspeisung}}$	$P_{\text{Einspeisung}}$
Jahreszeit	2017	2017
Frühling	6,0 %	1,6 %
Sommer	23,9 %	7,3 %
Herbst	20,8 %	3,9 %
Winter	3,2 %	0,7 %

Tabelle 33: Prozentuelle Aufteilung der einzelnen Blindleistungsintervalle in Netzabstützung B

Blindleistung in Mvar	2017
$Q \leq -40$	18,7 %
$-40 < Q \leq -20$	12,6 %
$-20 < Q \leq -10$	6,3 %
$-10 < Q \leq -0,2$	6,5 %
$-0,2 < Q \leq 0,2$	0,0 %
$0,2 < Q \leq 10$	6,7 %
$10 < Q \leq 20$	8,5 %
$20 < Q \leq 40$	21,5 %
$40 < Q \leq 60$	14,2 %
$Q > 60$	5,0 %
Summe kapazitiv	44,1 %
Summe induktiv	55,9 %

Tabelle 34: Prozentuelle Aufteilung der einzelnen Blindleistungsintervalle der 20-kV-Abgänge im Westnetz, 2017

Blindleistung	Jahr
Mvar	2017
$Q \leq -10$	6,1 %
$-10 < Q \leq -5$	14,6 %
$-5 < Q \leq 0$	20,8 %
$0 < Q \leq 5$	16,8 %
$5 < Q \leq 10$	17,3 %
$10 < Q \leq 20$	22,6 %
$20 < Q \leq 30$	1,8 %
$Q > 30$	0,0 %
Summe kapazitiv	41,5 %
Summe induktiv	58,5 %

Tabelle 35: Prozentuelle Aufteilung der einzelnen Blindleistungsintervalle der 20-kV-Abgänge im Ostnetz, 2017

Blindleistung	Jahr
Mvar	2017
$Q \leq -20$	3,1
$-20 < Q \leq -10$	24,8
$-10 < Q \leq -5$	16,7
$-5 < Q \leq 0$	10,2
$0 < Q \leq 5$	7,0
$5 < Q \leq 10$	8,1
$10 < Q \leq 20$	19,9
$20 < Q \leq 30$	10,2
$Q > 30$	0,1
Summe kapazitiv	54,7
Summe induktiv	45,3

Tabelle 36: Prozentuelle Aufteilung der einzelnen Blindleistungsintervalle der Kraftwerke im Westnetz, 2017

Blindleistung	Jahr
Mvar	2017
$Q \leq -50$	0,3 %
$-50 < Q \leq -40$	1,4 %
$-40 < Q \leq -30$	5,4 %
$-30 < Q \leq -20$	15,1 %
$-20 < Q \leq -10$	31,8 %
$-10 < Q \leq -5$	20,8 %
$-5 < Q \leq 0$	14,8 %
$0 < Q \leq 5$	6,7 %
$5 < Q \leq 10$	3,2 %
$10 < Q \leq 25$	0,5 %
Summe kapazitiv	89,5 %
Summe induktiv	10,5 %

Tabelle 37: Prozentuelle Aufteilung der einzelnen Blindleistungsintervalle der Kraftwerke im Ostnetz, 2017

Blindleistung	Jahr
Mvar	2017
$Q \leq -20$	1,9 %
$-20 < Q \leq -10$	6,8 %
$-10 < Q \leq -5$	9,4 %
$-5 < Q \leq 0$	25,6 %
$0 < Q \leq 5$	27,1 %
$5 < Q \leq 10$	15,7 %
$10 < Q \leq 20$	11,3 %
$Q > 20$	2,2 %
Summe kapazitiv	43,7 %
Summe induktiv	56,3 %

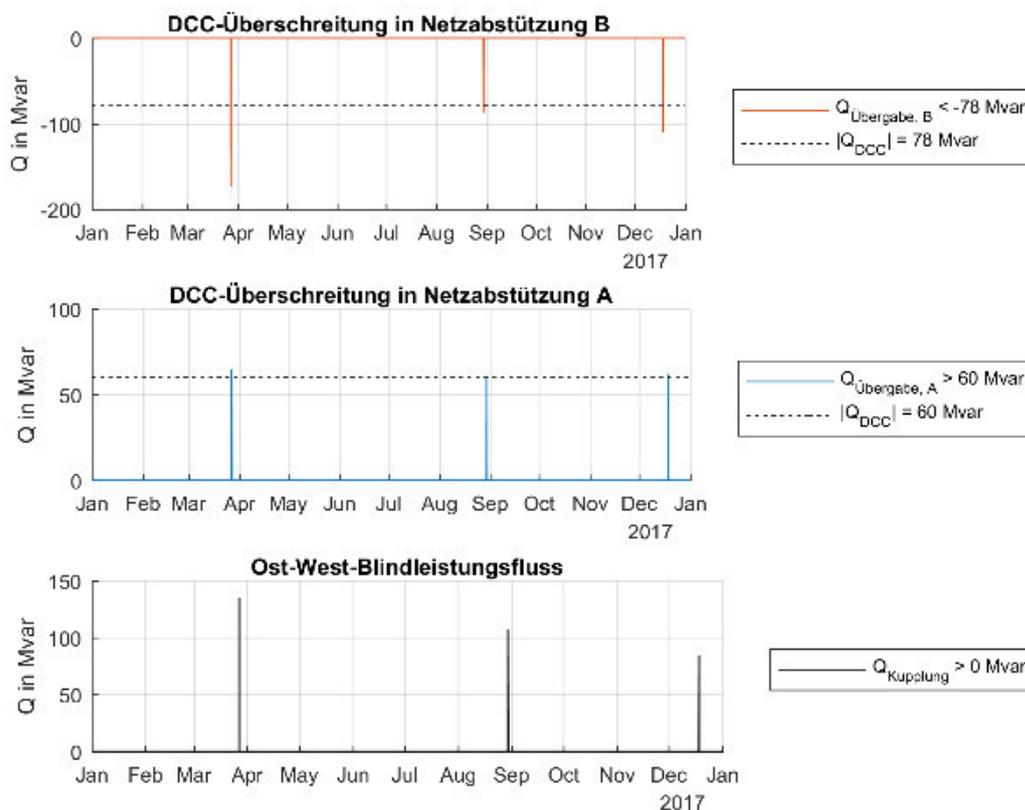


Abbildung 121: Überschreitung des DCC in den Netzbstützung A und B bei gleichzeitige Ost-West-Fluss an der Netzkupplung