



Branchenempfehlung

Massnahmen zur Vermeidung spannungs- kritischer Netzzustände

Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb
und Nutzung des Verteilnetzes

MACV – CH 2025

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Vorname Name	Firma	Funktion
Bruno Wartmann	ewz (bis 31.10.2023)	Leiter AG
	wab-consulting Inhaber Wartmann GmbH (ab 1.11.2023)	Leiter AG
Katharina Küng	ewz	Mitglied AG
David Lehen	CKW	Mitglied AG
Bernd Indlekofer	Axpo Grid AG	Mitglied AG
Cédric Bucholzer	Groupe E	Mitglied AG
Lucca Giacolini	AET	Mitglied AG
Walter Sattinger	Swissgrid (bis 30 Juni 2025)	Mitglied AG
Martin Albisser	Swissgrid	Mitglied AG
Fabian Streiff	Swissgrid	Mitglied AG
Yannick Brodard	BKW	Mitglied AG
Patrick Bader	VSE / AES	Mitglied AG

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Netztechnik & Betrieb verantwortlich.

Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
23.11.2023	Auftragserteilung durch die Kommission Netztechnik und Betrieb
April 2024	Arbeitsaufnahme durch die Arbeitsgruppe (AG)
10.04.2025 – 23.05.2025	Branchenvernehmlassung
04.12.2025	Genehmigung durch den Vorstand des VSE

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 04.12.2025.

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter.

Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch auf alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
1. Einleitung	8
1.1 Allgemeines	8
1.2 Übergeordnete und zugehörige Dokumente	9
2. Einführung zur Letztmassnahme	10
3. Herausforderung bei der Spannungshaltung	12
3.1 Einführung	12
3.2 Aktuelle Situation und Entwicklung im Schweizer Übertragungsnetz	13
3.2.1 Überspannungen im Übertragungsnetz am 15. März 2020	13
3.2.2 Drohender Spannungskollaps am 2. September 2021 in der Bodenseeregion	15
4. Grundlagen	16
4.1 Allgemein	16
4.2 Verbraucherzählsystem	16
4.3 Zusammenhang von Spannung und Blindleistung	17
4.4 Beeinflussungsmöglichkeiten der Blindleistung	18
4.5 Netztopologie	19
4.5.1 Spannung zu tief	19
4.5.2 Spannung zu hoch	19
4.6 Verhalten von Leitungen	20
4.7 Verhalten von Kraftwerken und Energieerzeugungsanlagen (EEA)	21
4.8 Verhalten von Verbrauchern	22
4.9 Verhalten von Transformatoren	22
4.9.1 Blindleistungsringflüsse	23
4.9.2 Stufung von Transformatoren	24
5. Konzepte zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände in der Netz- und Betriebsplanung	25
5.1 Netzplanung	25
5.2 Betriebsplanung	25
6. Konzepte zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände in der Netzführung	26
6.1 Übersicht der möglichen Massnahmen	26
6.2 Beschreibung der Einzelmassnahmen	26
6.2.1 Obligatorische und überobligatorische Spannungshaltung	26
6.2.2 Einsatz von Kompensationsanlagen NE1	27
6.2.3 Anpassung der Topologie NE1	28
6.2.4 Abbruch von Netzarbeiten NE1	28
6.2.5 Spannungs-Redispatch NE1	28
6.2.6 Blindleistungsbereitstellung durch ATSO	28
6.2.7 Einsatz von Kompensationsanlagen NE2/3	28
6.2.8 Anpassung der Einspeisung für Blindleistung bei EEA auf NE3/5	29
6.2.8.1 Eingriff in direkt verbundene Kraftwerke	29
6.2.8.2 Kraftwerke in nachgelagerten Netzen	30
6.2.9 Anpassung der Topologie NE3 ohne Verlust der (n-1)-Sicherheit	30
6.2.10 Blockierung der Stufung von Transformatoren	31
6.2.11 Anpassung der Topologie NE3 mit Verlust der (n-1)-Sicherheit	31
6.2.12 Anpassung der Stufung von NE2-Transformatoren	32

6.2.13	Manuelle Ausschaltungen.....	32
6.2.14	Blindleistungsringflüsse NE1	32
6.2.15	Blindleistungsringflüsse NE2	32
6.2.16	Erhöhung der Last durch Einspeisereduzierung.....	32
6.2.17	Abwurf von kapazitiven, rückspeisenden Netzen mit Versorgungsausfall NE 4/5.....	33
7.	Ablauf der Kaskaden.....	34
7.1	Grundsätze und Anwendung des Kaskadenprinzips	34
7.1.1	Grundsätze der Systemverantwortlichkeit	34
7.1.2	Schnittstelle der nationalen Netzgesellschaft mit den Systemverantwortlichen	34
7.1.3	Prinzip der Kaskade	34
7.1.4	Anpassungen der Systemsicherheit.....	36
7.1.5	Reaktionszeiten für Umsetzung der Anforderungen	37
7.2	Informationsaustausch im Rahmen der Kaskade	38
7.2.1	Kommunikationsprozess.....	38
7.2.2	Ausfall der Kommunikation	38
7.2.3	Externer Kommunikationsprozess	38
7.2.4	Kommunikation mit Bahninfrastrukturen und dem öffentlichen Verkehr	39
7.3	Umsetzung der Kaskadenmassnahmen	39
7.3.1	Allgemein	39
7.3.2	Dokumentation und Reporting	39
7.3.3	Schulung und Training.....	39
8.	Systembetreiber der Netzebene 2 bis 7 als auslösende Stelle	40
Anhang 1:	Formulare (Umsetzungsvorschlag)	41
Anhang 2:	Formulare (Umsetzungsvorschlag)	42
Anhang 3:	Formulare (Umsetzungsvorschlag)	43
Anhang 4:	Formulare (Umsetzungsvorschlag)	44
Anhang 5:	Formulare (Umsetzungsvorschlag)	45
Anhang 6:	Mögliche topologische Massnahmen	46
Anhang 7:	Spannungsbänder	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Dokumentenstruktur	7
Abbildung 2: Übersicht der Letztmassnahmen	10
Abbildung 3: Übersicht der Netzzustände und Netzsituationen	12
Abbildung 4: Spannungssituation im Höchstspannungsnetz am 15. März 2020	13
Abbildung 5: Wirk- und Blindleistungsbilanz am 15.03.2020, (Verbraucherzählpfeilsystem)	14
Abbildung 6: Situation im Höchstspannungsnetz in der Bodenseeregion am 2. September.2021	15
Abbildung 7: Grafische Darstellung des Verbraucherpfilsystems	17
Abbildung 8: Erzeugung von Blindleistung mit NE2 Transformatoren	18
Abbildung 9: Verändern des Bedarfs an Blindleistung mit NE2 Transformatoren	18
Abbildung 10: Verschiebung von Blindleistung mit NE2 Transformatoren	19
Abbildung 11: Blindleistungsbedarf einer typischen 110-kV-Kabel- und 110-kV-Freileitung mit je 4 km Länge	20
Abbildung 12: Wirk- und Blindleistungsverluste eines 160 MVA-Transformators	23
Abbildung 13: Blindleistungsringfluss	23
Abbildung 14: Messreihe zur Blindleistungsabgabe von der NE3 in das übergeordnete NE1-Netz.	24
Abbildung 15: Beispielhafte Hierarchie der	29
Abbildung 16: Übersicht der Funktionen von Systembetreibern in der Kaskade	35
Abbildung 17: Beispielhafter Ablauf einer Massnahmenanpassung	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem)	16
Tabelle 2: Zusammenhang von Spannung und Blindleistung	17
Tabelle 3: Blindleistungsbedarf typischer Kabelleitungen	21
Tabelle 4: Massnahmen während der Netzführung	26
Tabelle 5: Darstellung möglicher topologischer Massnahmen	47
Tabelle 6: Spannungsgrenzen für den Dauerbetrieb je Netzebene	48
Tabelle 7: Robustheit gegenüber zeitlich begrenzten Spannungsschwankungen je Netzebene	48
Tabelle 8: Bereiche der Betriebsspannung je Spannungsebene	49

Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument «Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände» handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentstruktur

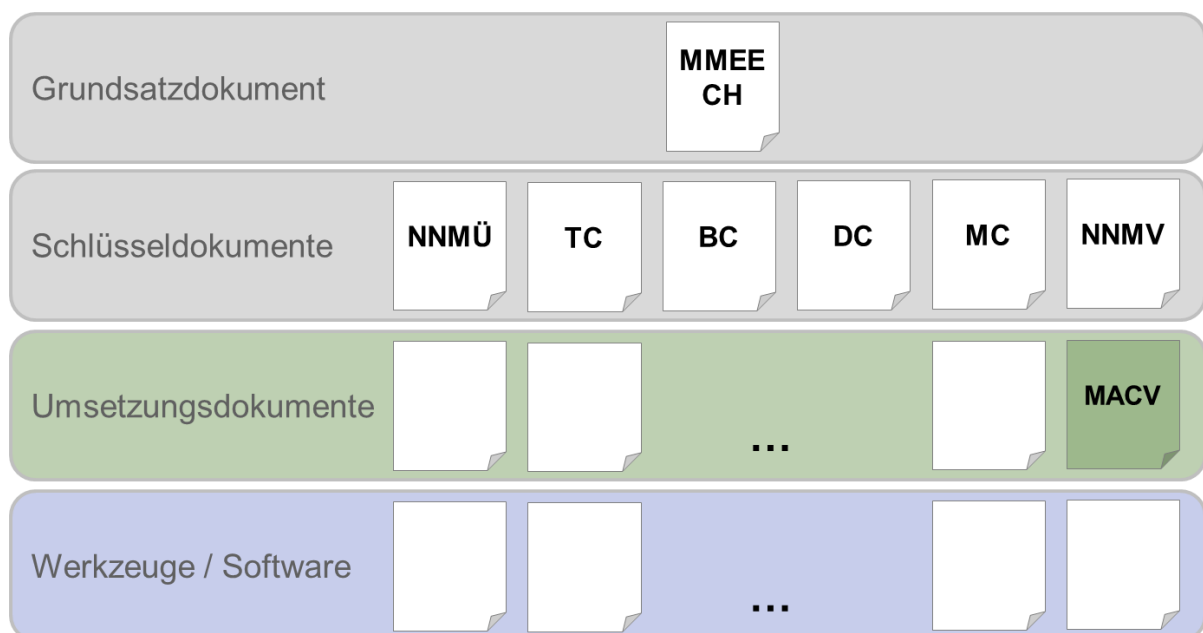


Abbildung 1: Dokumentenstruktur

1. Einleitung

1.1 Allgemeines

- (1) Das Übertragungsnetz stellt das Rückgrat für eine sichere elektrische Energieversorgung in der Schweiz und Europa dar. In seiner ursprünglichen Ausgestaltung wurde es für eine bedarfsgerechte Einspeisung elektrischer Energie ausgelegt (lastnah und lastfolgend) und optimiert. Lastferne und zudem fluktuierende Erzeugung spielte bei der Entwicklung der Übertragungsnetze im Zeitraum bis ca. ins Jahr 2000 keine Rolle.
- (2) Die Umsetzung der politischen Ziele in Europa und besonders in der Schweiz („Energiestrategie 2050“) führt zu einer grundlegenden Neustrukturierung der Elektrizitätswirtschaft, die u.a. gekennzeichnet ist durch:
 - die Zunahme des europäischen Stromhandels mit lastferner Erzeugung
 - den zunehmenden Leistungsaustausch mit den Nachbarländern der Schweiz
 - den Ausbau der Windenergie
 - den massiven Ausbau der Solarenergie in der Schweiz
 - die geplante Stilllegung der Kernkraftwerke in der Schweiz
 - neue, zunehmend lastferne Standorte konventioneller Kraftwerksleistung
 - die stetig zunehmende Integration erneuerbarer Energien in die Verteilnetze
- (3) Diese Entwicklungen erschweren tendenziell die Spannungshaltung im Übertragungs- und Verteilungsnetz. In der Vergangenheit erfolgte die Spannungshaltung durch Ausgleich des regionalen Blindleistungshaushaltes vornehmlich mit Hilfe der in der Höchstspannung angeschlossenen konventionellen Erzeugungsanlagen. Die genannten strukturellen Änderungen führen in Bezug auf die Spannungshaltung u.a. zu den folgenden nachteiligen Effekten:
 - In Starklastzeiten führen hohe und weiträumige Stromtransite zu einem ansteigenden Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes. Infolgedessen kann es regional zu kritischen Spannungsabsenkungen kommen.
 - In Schwachlastzeiten mit gleichzeitig stark regenerativer Einspeisung sind mitunter nur wenige konventionelle Kraftwerke mit dem Netz verbunden. In diesem Fall ist die Möglichkeit, einem Blindleistungsüberschuss durch den untererregten Betrieb der Kraftwerksblöcke entgegenzuwirken, nur eingeschränkt vorhanden. Dadurch kann es regional zu deutlichen Spannungserhöhungen kommen.
 - Bei stark regenerativer Einspeisung und gleichzeitig einer untererregten Fahrweise der dezentralen Erzeugungsanlagen zum Zwecke der Begrenzung der Spannung in den NS- und MS-Netzen, kann es zu deutlichen Spannungsrückgängen im HS- und HöS-Netz kommen, weil die notwendige Blindleistung aus diesen Ebenen bezogen wird.
 - Vor diesem Hintergrund werden zukünftig zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes weitreichende Massnahmen und Anpassungen erforderlich:
 - Ausbau der Netzinfrastruktur in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen
 - Intelligente Lastanpassungen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Power-to-X und Peak-Shaving etc.)
 - Anpassung der Sekundär- und Leittechnik an die neuen Anforderungen (optimale Netzzustandsüberwachung bei Betrieb des Netzes näher an den physikalischen Grenzen)

- Durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch die Verteilnetzbetreiber in Erzeugungseinheiten stehen ggf. Spannunghaltungsmassnahmen nicht zur Verfügung
 - Anwendung von manuellen und automatischen Letztmassnahmen (Systemschutz) zur Vermeidung von Netzzusammenbrüchen
- (4) Dieses Branchendokument des VSE beschreibt Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände einschliesslich Letztmassnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses im Übertragungsnetz. Die Umsetzung der Massnahmen erfolgt sowohl im Übertragungsnetz als auch in den Verteilnetzen, wobei die Letztmassnahmen vornehmlich in den Verteilnetzen vorzubereiten und durchzuführen sind. Dies erfordert eine enge Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern bei der Erstellung verpflichtender Regelwerke und deren Umsetzung gemäss ENTSO-E Network Code on Emergency and Restoration (ENTSO-E NC ER).

1.2 Übergeordnete und zugehörige Dokumente

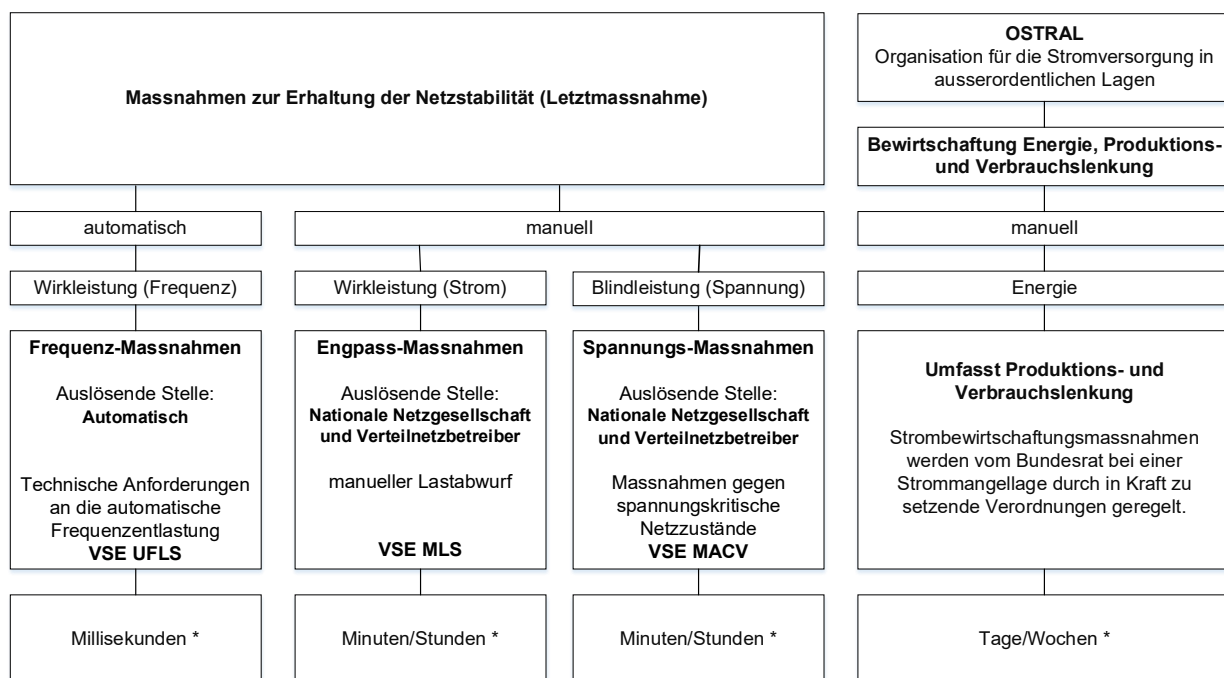
- (1) Zu den übergeordneten Erlassen und Dokumenten, die einzuhalten sind, gehören Dokumente des Bundes (Gesetze und Verordnungen), Dokumente, welche den Stand der Technik beschreiben (Normen, Branchen-Dokumente) und übergeordnete Dokumente der nationalen Netzgesellschaft.
- (2) Auszug aus übergeordneten Erlassen und Dokumenten:
- Stromversorgungsgesetz (SR 734.7)
 - Stromversorgungsverordnung (SR 734.71)
 - Starkstromverordnung des Bundes (SR 734.2)
 - Transmission Code 2019 (TC-CH 2019)
 - Fragen und Antworten zu der Branchenempfehlung «Manueller Lastabwurf» vom 24. Juni 2019
 - Manueller Lastabwurf VSE/AES/MLS-CH
 - Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung veränderter Vorgaben VSE/AES/UFLS-CH

Hinweis Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik und Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE FNN):

Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände Version 2.0, September 2022 (Bezug im Shop des VDE bzw. VSE möglich).

2. Einführung zur Letztmassnahme

- (1) Das Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG) und die dazugehörige Verordnung (StromVV) regeln die Grundsätze für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs. Dabei kommt dem Zusammenspiel der regionalen und kommunalen Netzbetreiber einerseits und der nationalen Netzgesellschaft andererseits eine zentrale Rolle zu. Bei der Gefährdung eines stabilen Netzbetriebs ist die Abstimmung der verschiedenen Massnahmen und der involvierten Netzebenen von zentraler Bedeutung. Die vorliegende Branchenempfehlung bildet die Grundlage für die Zusammenarbeit und Koordination der involvierten Verteilnetzbetreiber für die Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs auf Netzebene 2 bis 7 einerseits und der nationalen Netzgesellschaft als auslösende Systembetreiberin auf Netzebene 1 andererseits. Insbesondere soll sie zur Vorbereitung einer Kaskade (hintereinander geschalteter Netze) möglicher Massnahmen der Verteilnetzbetreiber zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs dienen.
- (2) Die neuen Vorgaben zur Verhinderung spannungskritischer Netzzustände (measures to avoid critical voltage, MACV) haben zum Ziel den Blindleistungshaushalt in den Netzen stabil zu halten, um spannungskritische Netzzustände zu verhindern. Unter spannungskritischen Netzzuständen sind zu hohe, zu niedrige oder schwankende Betriebsspannungen zu verstehen, welche durch einen unausgeglichene Blindleistungshaushalt ausgelöst werden. Die Vorgaben beinhalten vorbeugende langfristige wie auch kurzfristige Massnahmen in der Netzplanung sowie in der Netzführung.
- (3) Folgende Abbildung zeigt die Übersicht zu den Massnahmen für die Erhaltung der Netzstabilität (Letztmassnahmen):



* Vorlauf-/Reaktionszeit

Abbildung 2: Übersicht der Letztmassnahmen

- (4) Beim automatischen frequenzabhängigen Lastabwurf (under frequency load shedding, UFLS) steht die schweizweite Entlastung im Grossstörungsfall im Vordergrund. Auf europäischer Ebene wurde neu die Abkürzung bzw. Bezeichnung LFDD (Low Frequency Demand Disconnection) eingeführt.
- (5) Der manuelle Lastabwurf (manual load shedding, MLS) hingegen dient lediglich der lokalen Entlastung der Netzebene 1 und weiteren Netzebenen bei räumlich begrenzten Störfällen.
- (6) Bei OSTRAL (Organisation für die Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen) hingegen steht die Bewirtschaftung der Energie im Sinne einer Produktions- und Verbrauchslenkung im Krisenfall (Strommangellage) im Vordergrund. Damit die durch OSTRAL vorbereiteten Bewirtschaftungsmassnahmen durchgeführt werden dürfen, sind vom Bundesrat vorgängig die vorbereiteten Verordnungen für die entsprechenden Bewirtschaftungsmassnahmen in Kraft zu setzen. Die Handlungen der Netzbetreiber im OSTRAL-Fall beruhen somit direkt auf den Vorgaben von Bundesverordnungen.
- (7) Die VSE-Arbeitsgruppe «Massnahmen gegen spannungskritische Netzzustände» hat die organisatorischen und technischen Anforderungen für dieses Dokument (measures to avoid critical voltage, MACV-CH) erarbeitet.

3. Herausforderung bei der Spannungshaltung

3.1 Einführung

- (1) Im Rahmen der Netzbetriebsplanung und der Netzbetriebsführung wird zwischen verschiedenen Netzzuständen unterschieden. Um den normalen Netzzustand zu erhalten bzw. in diesen nach einer Störung zurückzukehren, ergreift die nationale Netzgesellschaft Massnahmen, welche im Transmission Code beschrieben sind. Ebenfalls in diesem Dokument wurden die Begrifflichkeiten des normalen, gefährdeten, und gestörten Netzzustands und die kritische Netzsituation definiert (vgl. Abbildung 3). In Abhängigkeit von Netzzustand und Netzsituation verfügt die nationale Netzgesellschaft über unterschiedliche Weisungsrechte.
- (2) Eine stabile Netzspannung respektive ein normaler Netzzustand ist eine wesentliche Voraussetzung für einen sicheren Betrieb des elektrischen Energieversorgungsnetzes. Spannungsregelung bedeutet, das elektrische Netz in einem stabilen und betreibbaren Zustand zu halten und gleichzeitig die elektrischen Verluste zu minimieren.
- (3) Das Spannungsniveau im Höchst- und Hochspannungsnetz wird im Wesentlichen von den Blindleistungsflüssen beeinflusst. Das bedeutet, dass für eine stabile Netzspannung der Blindleistungsbedarf des Netzes jederzeit und regional gedeckt werden muss.
- (4) Spannungsschwankungen im Übertragungsnetz können zu kritischen Netzsituationen führen: Überspannungen können Betriebsmittel beschädigen, während bei Unterspannung ein Spannungskollaps droht. Auch dürfen sich Anlagen am Übertragungsnetz bei einem Betrieb ausserhalb der Spannungsgrenzen gemäss Transmission Code (TC-CH) nach einer bestimmten Zeit vom Netz trennen. Dies könnte potenziell zu einem Kaskadeneffekt und schlimmstenfalls zu einem Netzzusammenbruch führen. Für einen sicheren Netzbetrieb müssen die Spannungswerte somit innerhalb bestimmter Grenzen (vgl. Anhang 7:) gehalten werden.

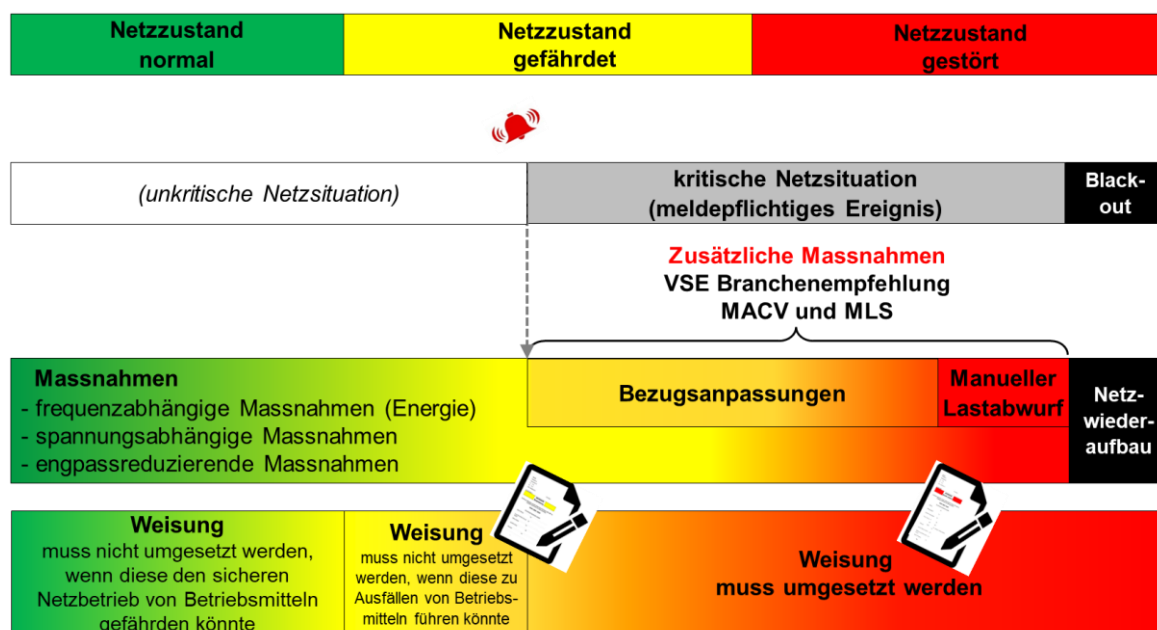


Abbildung 3: Übersicht der Netzzustände und Netzsituationen

3.2 Aktuelle Situation und Entwicklung im Schweizer Übertragungsnetz

- (1) In der Schweiz wird es aufgrund des bereits stattfindenden Umbaus des Energieversorgungssystems Auswirkungen auf den Betrieb des Übertragungs- und Verteilnetzes geben. Die zukünftige Abschaltung der Kernkraftwerke wird die Herausforderungen zur Spannungshaltung zunehmend verschärfen. Diese Kraftwerke stehen nicht länger zur Blindleistungskompensation zur Verfügung und die benötigte Blindleistungsreserve sinkt.
- (2) Es gibt Situationen, in denen alle Mittel der Spannungshaltung ausgeschöpft sind und es zu Spannungsverletzungen kommt, wie das nachfolgende Beispiel vom März 2020 anhand einer Überspannungssituation aufzeigt. Ein weiteres Beispiel vom September 2021 zeigt, dass trotz normalerweise eng vermaschten Netzen das Risiko eines Spannungskollapses nicht unterschätzt werden darf.

3.2.1 Überspannungen im Übertragungsnetz am 15. März 2020

- (1) Tieflastsituation im Übertragungsnetz treten regelmässig auf und führen zu Überspannungsproblemen. Am 15. März 2020 kam es zu Überspannungsverletzungen an mehreren Netzknoten sowohl auf der 380-kV-Ebene als auch auf der 220-kV-Ebene (vgl. Abbildung 4). Rot gefärbte Quadrate (Unterwerke auf 380 kV) resp. rot gefärbte Kreise (Unterwerke auf 220 kV) bedeuten eine Verletzung der zulässigen Spannung.

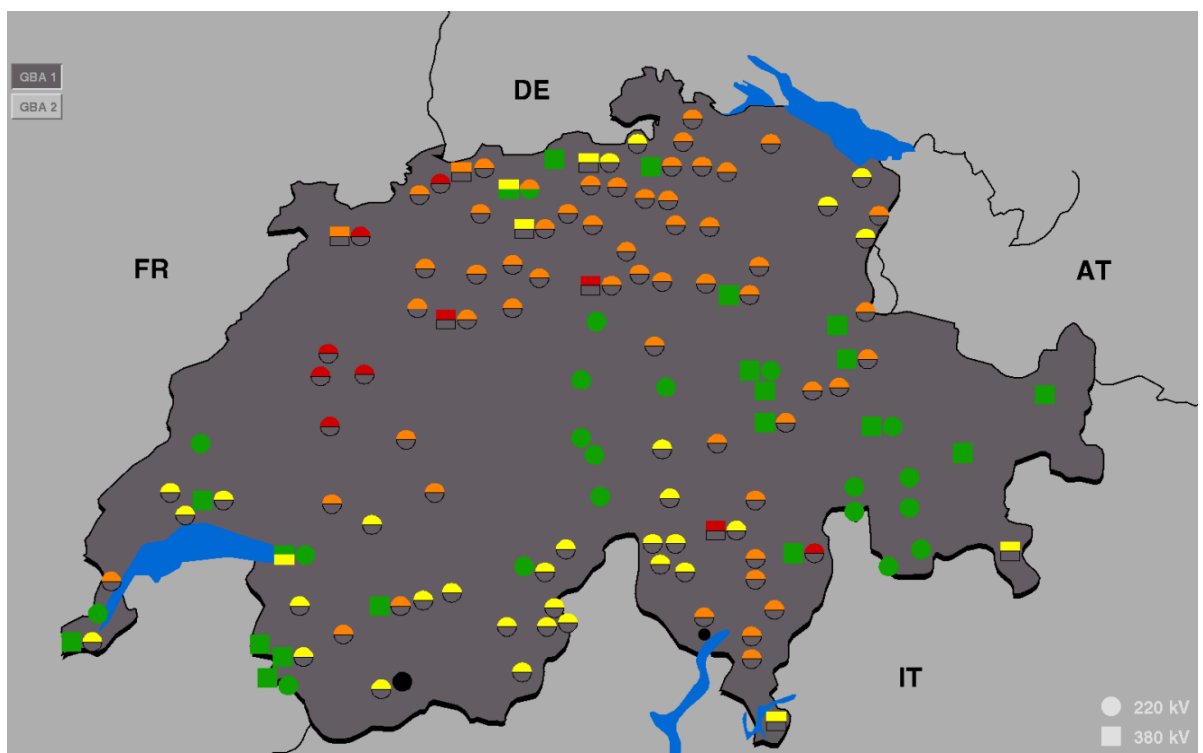


Abbildung 4: Spannungssituation im Höchstspannungsnetz am 15. März 2020

- (2) In der Periode der kritischen Überspannungsverletzungen konnte eine tiefe Last, tiefe Produktion (wenige Kraftwerke am Netz) und wenig Transit (sichtbar am tiefen Blindleistungsverbrauch der Leitungen) beobachtet werden. Insbesondere der tiefe induktive Leistungsverbrauch aufgrund des tiefen Transitflusses hat dazu geführt, dass mehr Blindleistung durch Generatoren und Kompensationsanlagen im In- und Ausland aufgenommen werden musste. Abbildung 5 veranschaulicht die Wirk- und

Blindleistungsflüsse während dieser Situation. Die kritische Periode der Überspannungsverletzungen ist rot markiert. Die Leitungsentladung (negativer Blindfluss) leistet einen stark spannungserhöhenden Beitrag. Dieser Beitrag muss durch Erzeugung von Blindleistung und Export kompensiert werden. Blindleistung wird ins Ausland exportiert (positiver Blindfluss). Der Blindleistungsexport ins Ausland ist eine unerwünschte Konsequenz davon, dass in der Schweiz zu wenig Mittel zur Verfügung stehen (grundsätzlich sollte der Blindleistungsexport möglichst nahe Null gehalten werden). Als Konsequenz davon werden neue Kompensationsanlagen seitens der nationalen Netzgesellschaft beschafft.

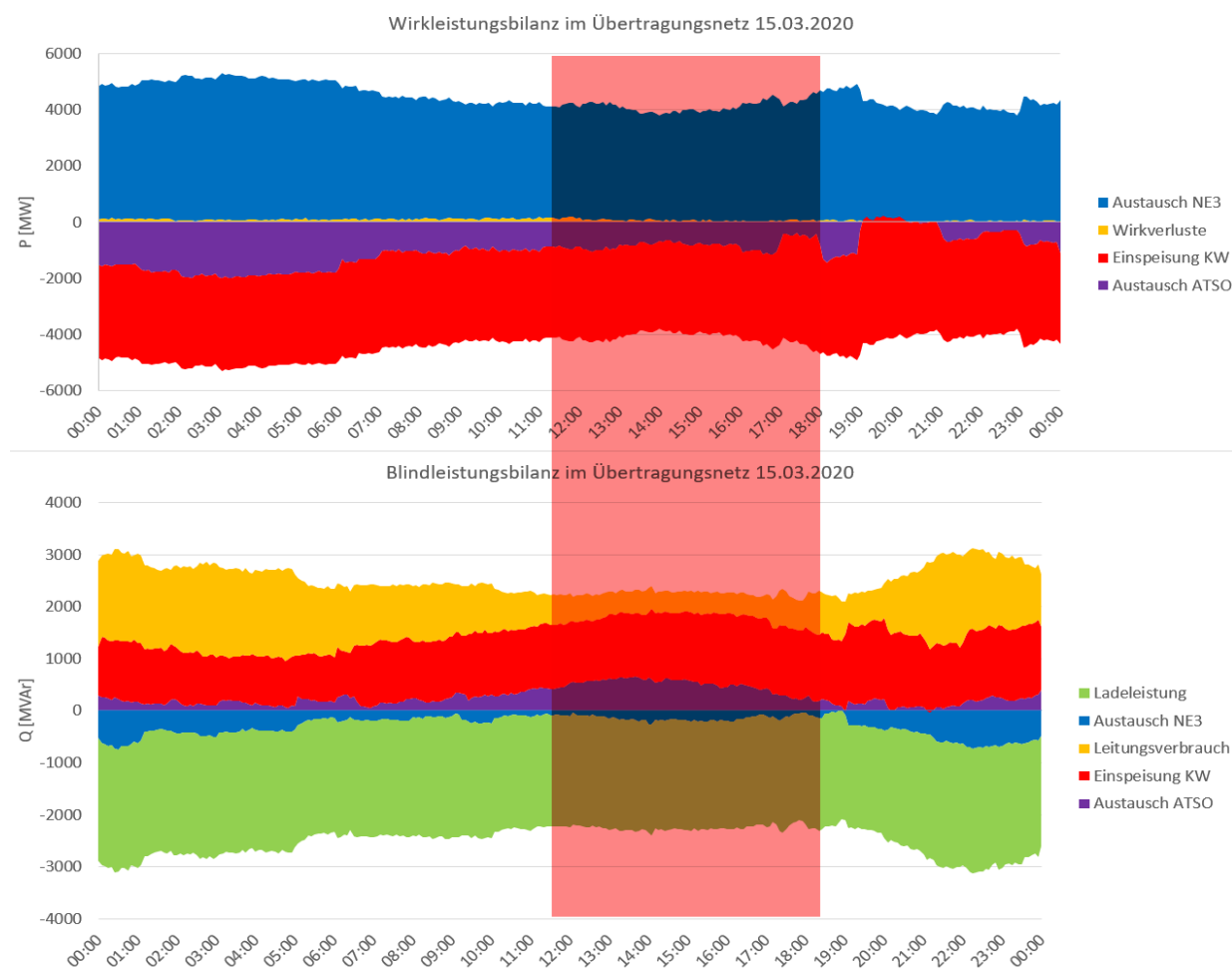


Abbildung 5: Wirk- und Blindleistungsbilanz am 15.03.2020, (Verbraucherzählfeilsystem)

3.2.2 Drohender Spannungskollaps am 2. September 2021 in der Bodenseeregion

- (1) Am 2. September 2021 fanden in der Bodenseeregion die folgenden Ausserbetriebnahmen statt:
 - 2 x 380 kV Pradella – Westtirol (Leitungen)
 - 1 x 380 kV Bürs – Obermooweiler (Leitung)
 - 380 kV Vöhringen – Woringenl (Leitung)
 - 220 kV Bürs – Y/Werben (Leitung)
- (2) Dies führte zu einer starken Entmaschung der Produktionsstätten Bürs und Westtirol. Zu derselben Zeit wurde in Bürs und Westtirol aufgrund hoher Produktion viel Wirkleistung eingespeist.
- (3) Bei dieser Situation wurde ein möglicher (n-1)-Spannungskollaps bei einem Ausfall der 380 kV Sammelschiene in Bürs beobachtet. Dies bedeutet, dass ein regionaler Spannungskollaps bei einem Ausfall möglich gewesen wäre. Der Stabilitätspunkt wurde bereits bei einer 160 % Überlast der 220 kV Leitung Bürs – Herbertingen -Tiengen erreicht. Eine weitere Entmaschung hätte das Risiko eines Spannungskollapses weiter erhöht. Folgende Abbildung 6 zeigt die topologische Situation:

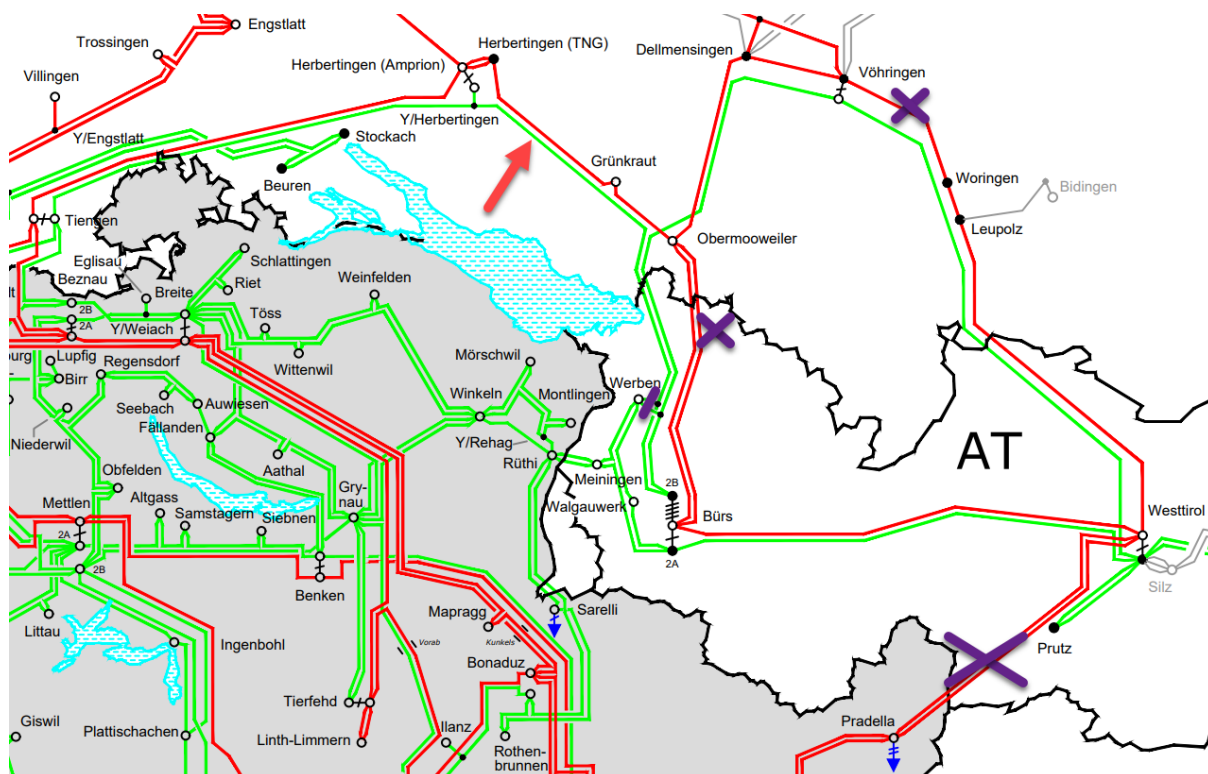


Abbildung 6: Situation im Höchstspannungsnetz in der Bodenseeregion am 2. September.2021

4. Grundlagen

4.1 Allgemein

- (1) Die elektrotechnischen Grundlagen sind detailliert im VDE FNN Hinweis «Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände» in Kapitel 4 beschrieben. Im Folgenden werden praxisnahe Zusammenhänge aufgezeigt, welche für das Verständnis der in Kapitel 6 beschriebenen Massnahmen wichtig sind.

4.2 Verbraucherzählsystem

- (1) Als Zählsystem wird hier das Verbraucherzählsystem benutzt. Das heisst, ein induktiver Blindleistungsbezug des Verteilnetzes (Verhalten wie eine Spule/ spannungssenkend/ untererregt) respektive eine induktive Blindleistungsabgabe der nationalen Netzgesellschaft ist positiv.
- (2) Nachfolgend werden die vier Betriebszustände unterschieden und in einem Leistungskreis mittels Verbraucherzählpeilsystem tabellarisch und grafisch dargestellt.

	Generator	Verbraucher
untererregt (induktives Verhalten)	II. Quadrant $P < 0$ $Q > 0$, der Generator bezieht Blindleistung aus dem Netz (induktives Verhalten)	I. Quadrant $P > 0$ $Q > 0$, der Verbraucher bezieht Blindleistung aus dem Netz (induktives Verhalten)
übererregt (kapazitives Verhalten)	III. Quadrant $P < 0$ $Q < 0$ der Generator liefert Blindleistung in das Netz (kapazitives Verhalten)	IV. Quadrant $P > 0$ $Q < 0$, der Verbraucher liefert Blindleistung in das Netz (kapazitives Verhalten)

Tabelle 1: Tabellarische Darstellung der Betriebsarten von Generatoren (Verbraucherzählsystem)

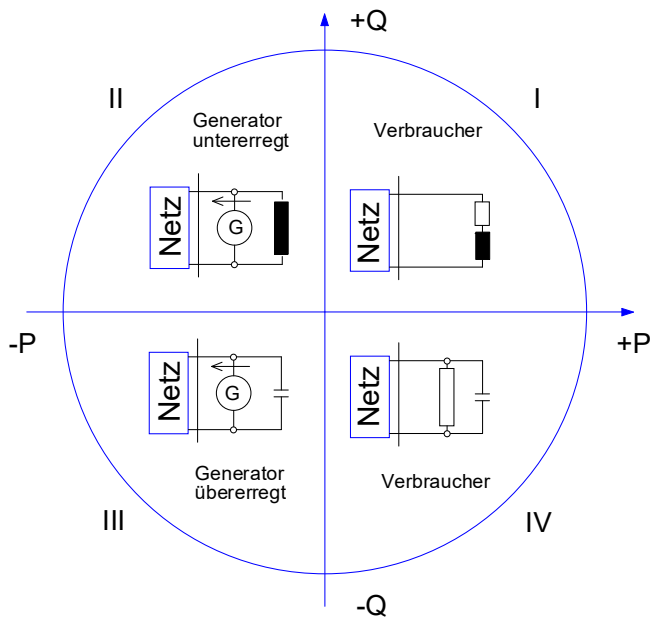


Abbildung 7: Grafische Darstellung des Verbraucherpeilsystems

4.3 Zusammenhang von Spannung und Blindleistung

- (1) Nachfolgende Tabelle zeigt die wichtigsten Zusammenhänge zwischen Spannung und Blindleistung auf.

	Ursache	Was muss geschehen
Spannung U_{NE1} zu tief	Blindleistungsbedarf des Verteilnetzes oder des TSO ist nicht gedeckt resp. zu hoch. Z.B. wegen starker Entmaschung und zusätzlicher Ausfall einer Leitung oder Starklastsituation mit plötzlich erhöhtem Transitbedarf aufgrund eines KW-Ausfalls	– Blindleistungsbezug senken oder Blindleistungslieferung erhöhen – Blindleistungseinspeisung der Erzeuger erhöhen
Spannung U_{NE1} zu hoch	Blindleistungsüberschuss resp. der Blindleistungsbedarf von Verteilnetz oder TSO ist zu tief. Z.B: wegen einer Schwachlastsituation mit tiefer Produktion und tiefen Transitströmen	– Blindleistungsbezug erhöhen oder Blindleistungslieferung senken – Blindleistungsbezug der Erzeuger erhöhen

Tabelle 2: Zusammenhang von Spannung und Blindleistung

4.4 Beeinflussungsmöglichkeiten der Blindleistung

- (1) Im Folgenden werden die drei grundsätzlichen Möglichkeiten aufgezeigt, wie der Blindleistungsfluss beeinflusst werden kann:

- a) **Erzeugung von Blindleistung:** Die einfachste Möglichkeit Blindleistung zu beeinflussen ist die Erzeugung oder Kompensation von Blindleistung mit einem Kraftwerk, einer Kompensationsanlage oder einem Wechselrichter. Abhängig von den Netzimpedanzverhältnissen verteilt sich die Blindleistung im Netz und es stellt sich eine veränderte Spannung ein. Abbildung 8 illustriert den Effekt, wenn ein Kraftwerk an NE3 Blindleistung einspeist. Die grünen Pfeile stellen die Blindleistungseinspeisung und die grauen Pfeile den Grundbedarf des Netzes an Blindleistung dar.

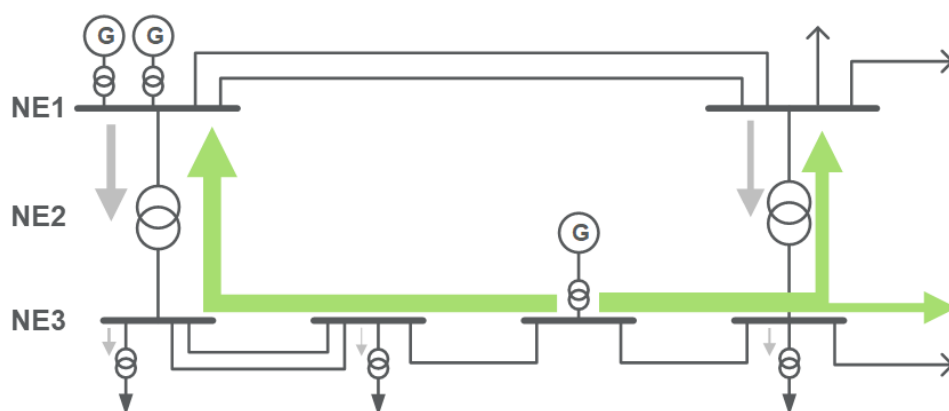


Abbildung 8: Erzeugung von Blindleistung mit NE2 Transformatoren

- b) **Verändern des Bedarfs an Blindleistung:** Eine weitere Möglichkeit ist den Bedarf an Blindleistung zu verändern. Dies kann zum Beispiel durch Einstellung des Spannungsniveaus, durch gezielte Anpassung der Auslastung von Betriebsmitteln oder durch Setzen von Anreizen an nachgelagerte Netzbetreiber und Kunden sein. Abbildung 9 illustriert ein verändertes Spannungsniveau in der NE3. Bei allen parallelen und verbundenen Transformatoren in der NE2 werden simultan die Übersetzungsverhältnisse (rote Transformatorpfeile) gesenkt. Dies führt zu einer Erhöhung der Spannung in der NE3, was gesamthaft in einem verminderten Blindleistungsbezug des Verteilnetzes (hellrote und graue Pfeile addiert) resultiert. Im umgekehrten Fall führt eine tiefere Spannung zu einem grösseren Blindleistungsbezug.

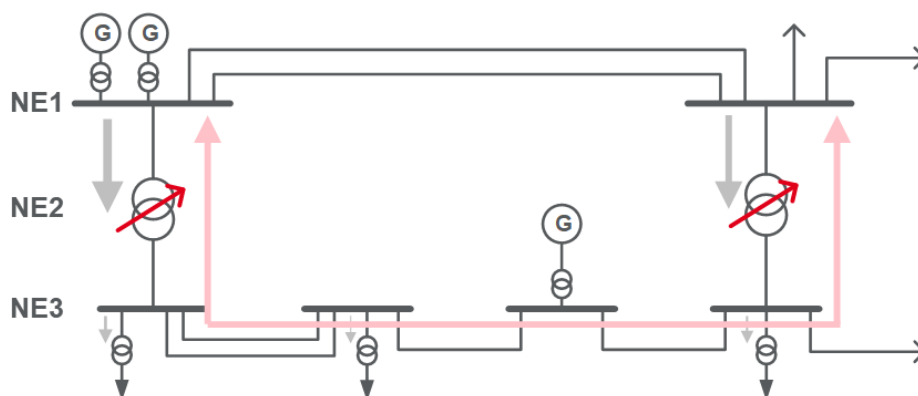


Abbildung 9: Verändern des Bedarfs an Blindleistung mit NE2 Transformatoren

- c) **Verschiebung von Blindleistung:** Durch die punktuelle Transformatorstufenverstellung kann der Blindleistungsfluss gezielt an einen Knoten verlagert werden. Abbildung 10 illustriert dieses Verhalten. In diesem Beispiel zeigt der rote Transformatorpfeil eine punktuelle Erhöhung der Transformatorstufenstellung (Senkung des Übersetzungsverhältnisses) eines Transformators, was bei diesem Transformator zu einer Umkehrung des Blindleistungsflusses von Bezug zur Einspeisung führt (dicker, hellroter Pfeil addiert mit grauem Pfeil). In den umliegenden Transformatoren erhöht sich der Blindleistungsbezug (dünner, hellroter Pfeil addiert mit grauem Pfeil).

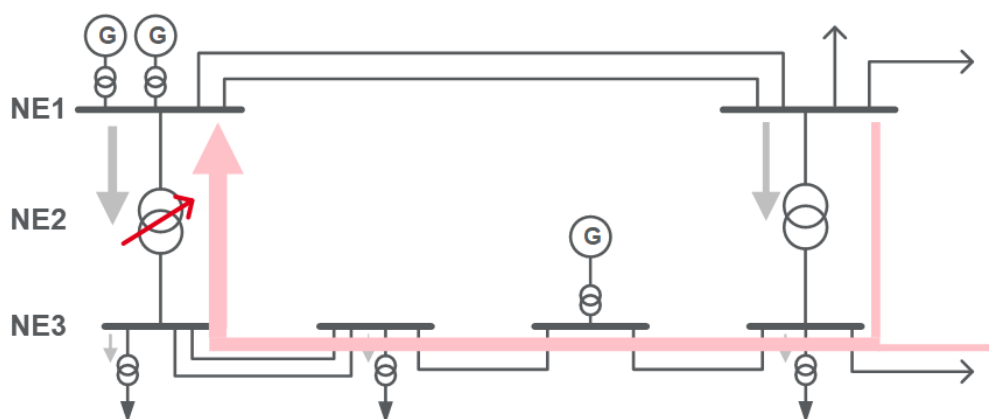


Abbildung 10: Verschiebung von Blindleistung mit NE2 Transformatoren

4.5 Netztopologie

- (1) Die Netzelemente haben einen erheblichen Einfluss auf den Blindleistungshaushalt und somit auf das Spannungsniveau. Dieser Aspekt wird in der Betriebsplanung und Netzführung ausgenutzt. Je nach Spannungsniveau (zu tief oder zu hoch) ist ein unterschiedlicher Vermaschungsgrad des Netzes anzustreben, um den Blindleistungshaushalt auszugleichen.

4.5.1 Spannung zu tief

- (1) In diesem Fall ist aus topologischer Sicht anzustreben, dass möglichst alle Netzelemente in Betrieb sind und eine vollständige Vermaschung herrscht. So kann die fehlende Blindleistung am besten zum Spannungstiefpunkt fließen und die kleinstmögliche Auslastung der Leitungen sorgt für einen Betriebszustand in Richtung «unternatürlich», beziehungsweise mehr Kapazität im Netz. Gegebenenfalls kann auch die Zusammenschaltung ansonsten getrennter Netze (z.B. an sogenannten Notanschlüssen) hilfreich sein.

4.5.2 Spannung zu hoch

- (1) In diesem Fall ist aus topologischer Sicht anzustreben, dass möglichst wenig Netzelemente mit hoher kapazitiver Impedanz in Betrieb sind und nur ein Mindestmass an Vermaschung herrscht. Die höhere Auslastung der Leitungen sorgt für einen Betriebszustand in Richtung «übernatürlich», beziehungsweise mehr Induktivität.

4.6 Verhalten von Leitungen

- (1) Der Blindleistungsbedarf einer Leitung Q_{Ltg} setzt sich, unter Vernachlässigung des Wirkwiderstandes, aus einem konstanten Teil sowie einem Teil in quadratischer Abhängigkeit von der momentanen Belastung S zusammen:

$$Q_{\text{Ltg}} \approx Q_0 \left(1 - \left(\frac{S}{P_{\text{SIL}}} \right)^2 \right)$$

Mit Blindleistungsbedarf der leerlaufenden Leitung:

$$Q_0 = -\omega_0 C U^2$$

Und natürlicher Leistung:

$$P_{\text{SIL}} = \frac{U^2}{\sqrt{L/C}}$$

ω_0 Nennkreisfrequenz
 C Leitungskapazität
 L Leitungsreaktanz
 U Betriebsspannung

- (2) Kabelleitungen haben im Vergleich zu Freileitungen eine deutlich grössere Kapazität. Abbildung 11 zeigt den Blindleistungsbedarf einer typischen 110-kV-Kabel- und 110-kV-Freileitung.

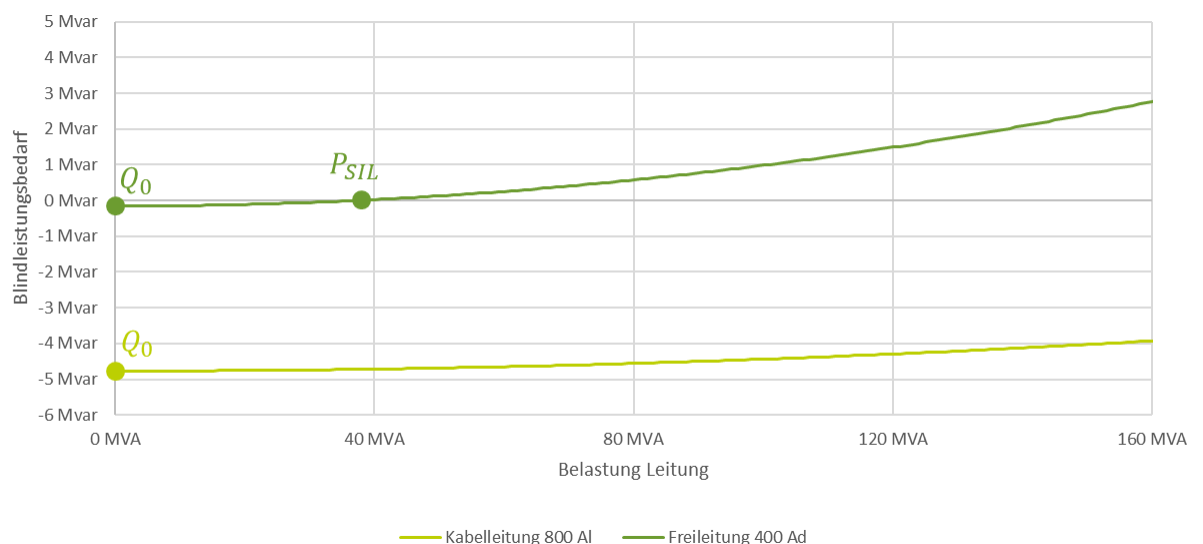


Abbildung 11: Blindleistungsbedarf einer typischen 110-kV-Kabel- und 110-kV-Freileitung mit je 4 km Länge

- (3) Während sich die Kabelleitung über den gesamten Belastungsbereich kapazitiv verhält, erreicht die Freileitung den Wechsel von kapazitivem zu induktivem Verhalten (natürliche Leistung) bei ungefähr 25 % Auslastung. Durch gezieltes Ausschalten einer Leitung kann einerseits der Beitrag dieser

Leitung eliminiert werden und die Auslastung der verbleibenden Leitungen, und damit deren Blindleistungsbedarf, variiert werden.

Nennspannung	Blindleistung pro km (Mvar/km) im Leerlauf für Kabel	Blindleistung pro km (Mvar/km) im Leerlauf für Freileitungen
380 kV	9,1 – 14,7 Mvar / km	0,53 – 0,68 Mvar / km
220 kV	3,7 – 5,1 Mvar / km	0,11 – 0,25 Mvar / km
150 kV	1,4 – 2,2 Mvar / km	0,07 – 0,095 Mvar / km
110 kV	0,7 – 1,2 Mvar / km	0,04 – 0,05 Mvar / km
50 kV	0,135 – 0,35 Mvar / km	0,008 – 0,016 Mvar / km
20 kV	0,03 – 0,05 Mvar / km	0,0013 – 0,0015 Mvar / km

Tabelle 3: Blindleistungsbedarf typischer Kabelleitungen

- (4) Für Freileitungen gilt als Faustregel für den Transport von Blindleistung folgender Zusammenhang:

$$U_{Nennbetrieb}(kV) * 0,5 \frac{km}{kV} = wirksame Transportstrecke(km)$$

4.7 Verhalten von Kraftwerken und Energieerzeugungsanlagen (EEA)

- (1) Derzeit sind in der Schweiz die Kraftwerke in der NE1 und NE3 die vorherrschenden Quellen für Blindleistung. Dies sind hauptsächlich Speicher- und Laufwasserkraftwerke sowie Kernkraftwerke. Thermische Anlagen wie Kehrriichtverbrennungsanlage (KVA) und grosse Biomassekraftwerke sind üblicherweise in der NE5 angeschlossen. Grundsätzlich eignen sich auch Erzeugungsanlagen wie Windparks, grosse PV-Anlagen oder Batteriespeicher für die Blindleistungsbereitstellung. Sie speisen heutzutage ebenfalls hauptsächlich auf tieferen Spannungsebenen ein. Es ist Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ihre technischen Anschlussbedingungen (TAB) so zu definieren, dass die angeschlossenen EEA ausreichend netzdienliche Blindleistung bereitstellen. In den Branchenempfehlungen des VSE «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7» sowie «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Mittel- und Hochspannungsnetz NE/EEA-NE3-5» sind in den einzelnen Spannungsebenen die möglichen Blindleistungsbänder beschrieben.
- (2) Generell ist zu unterscheiden zwischen einem normalen Netzzustand und einem gestörten respektive gefährdeten Netzzustand (vgl. Distribution Code Schweiz DC-CH), beziehungsweise einer kritischen Netzsituation. Im normalen Netzzustand können unterschiedliche Arten der Blindleistungsanpassung bei EEA angewandt werden:
 - a) Gar keine: Die EEA hat einen fix eingestellten Blindleistungsfaktor $\cos \varphi$, z.B. 1,0 oder 0,9 kapazitiv oder induktiv.
 - b) Kontinuierliche Regelung auf Sollspannung: Die EEA hat eine fixe Sollspannungsvorgabe (meist unterspannungsseitig) und erzeugt Blindleistung, meist im Rahmen der Erregerstrombegrenzung, in Abhängigkeit von der Spannungsdifferenz.

- c) Zeitgesteuerte Fahrpläne: Aufgrund von Netzberechnungen, Erfahrungen oder Abschätzungen werden die Soll-Netzspannungen ermittelt und den beteiligten Kraftwerken jeweils ein Fahrplan für Sollspannungen, Soll-Blindleistung oder Blindleistungsfaktor übermittelt. Die Verarbeitung und Umsetzung können maschinell oder manuell erfolgen.
 - d) Zentrale Regelung: Ein zentraler Regler übermittelt an die angeschlossenen Kraftwerke Netz-Sollspannungen oder Blindleistungsvorgaben in Echtzeit.
- (3) Je nach technischem Aufwand-/Nutzen-Verhältnis findet man die verschiedenen Arten in den verschiedenen Netzebenen: In der NE1 wird c) mit einer viertelstündlichen Auflösung angewandt. Verteilnetzbetreiber der NE3 setzen ebenfalls solche Fahrpläne, gegebenenfalls in größeren Zeitrastern, ein. Häufig verbreitet sind die Varianten b) und etwas seltener d). Gelegentlich kommt auch Variante a) zur Anwendung.
- (4) Im gestörten oder gefährdeten Netzzustand stossen die Regelmechanismen der Varianten c) und d) an ihre Grenzen. Das tritt dann auf, wenn der Spannungskollaps plötzlich eintritt. In solchen Fällen muss die zentrale Regelung umgangen werden. Als Trigger kann z.B. eine Spannungsverletzung dienen, die in der Prozessstation der EEA eine Umschaltung auslöst, um auf eine fixe Sollspannung zu regeln.
- (5) Für den Abruf ausserplanmässiger Blindleistung müssen der jeweiligen Netzführung Echtzeitdaten über derzeitige und maximale Blindleistungsreserven zur Verfügung stehen.
- (6) Sollten die oben genannten Regelmechanismen inkl. automatischer Übersteuerung nicht genügen oder nicht vorhanden sein, ist ein manueller Eingriff in die Blindleistungserzeugung nötig.

4.8 Verhalten von Verbrauchern

- (1) Das genaue Verhalten von Verbrauchern in der N5 und NE7 ist Gegenstand von Studien im DACH-Raum. Im Laufe der letzten Jahre hat sich das Verhalten von Verbrauchern durch den Zuwachs von Leistungselektronik stark verändert in Richtung kapazitivem Verhalten.

4.9 Verhalten von Transformatoren

- (1) Die Wirkleistungsverluste P_V und Blindleistungsverluste Q_V von Transformatoren setzen sich in guter Näherung aus einem konstanten Teil sowie einem Teil in quadratischer Abhängigkeit von der momentanen Belastung S zusammen. Folgende Formeln zeigen den Zusammenhang:

$$P_V \approx P_{Fe} + P_{Cu} \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \qquad Q_V \approx \left(I_0 + U_k \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 \right) S_N$$

P_{Fe} Eisenverluste

P_{Cu} Kupferverluste

I_0 Leerlaufstrom

U_k Kurzschlussspannung

S_N Transformator-Nennscheinleistung

- (2) Folgende Abbildung 12 zeigt exemplarisch die Wirk- und Blindleistungsverluste von einem typischen 160-MVA-Transformator in der NE2.

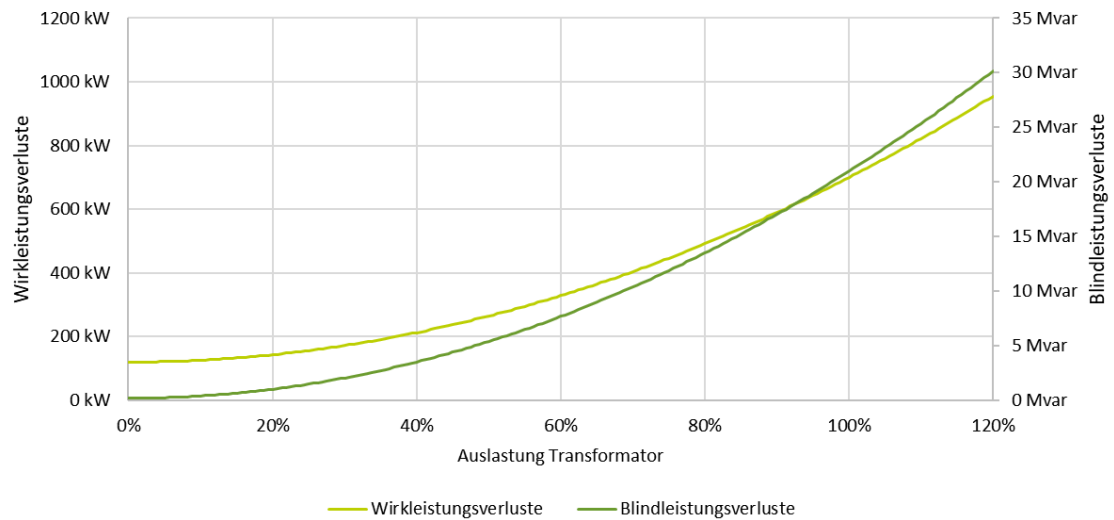


Abbildung 12: Wirk- und Blindleistungsverluste eines 160 MVA-Transformators

4.9.1 Blindleistungsringflüsse

- (1) Mit einem Blindleistungsringfluss kann die Belastung von Netzelementen erhöht werden. Dadurch benötigen diese mehr Blindleistung für den Aufbau des magnetischen Feldes. Dies ist besonders bei Transformatoren wegen ihres hohen Verhältnisses von Wirk- zu Blindwiderstand effektiv. In der untenstehenden Abbildung 13 ist ein Blindleistungsringfluss von zwei parallelen Transformatoren skizziert. Dabei führt die unterschiedliche Stellung der Stufenschalter (roter Pfeil) zu einem Ringfluss (blauer Pfeil), welcher sich zusammen mit dem Grundbedarf (grauer Pfeil) zu einem erhöhten Blindleistungsbezug addiert.

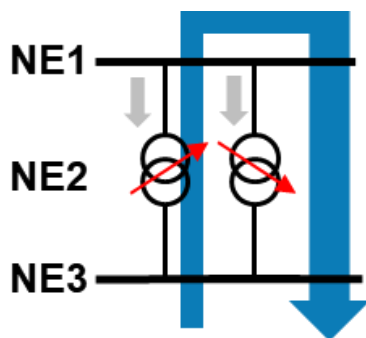


Abbildung 13: Blindleistungsringfluss

4.9.2 Stufung von Transformatoren

- (1) Das Spannungsniveau in der NE3 kann mittels Längsregler der NE2-Transformatoren verändert werden, was wiederum Einfluss auf den Blindleistungshaushalt ausübt. Folgende Abbildung 14 zeigt eine Messreihe aus einem städtischen Kabelnetz:

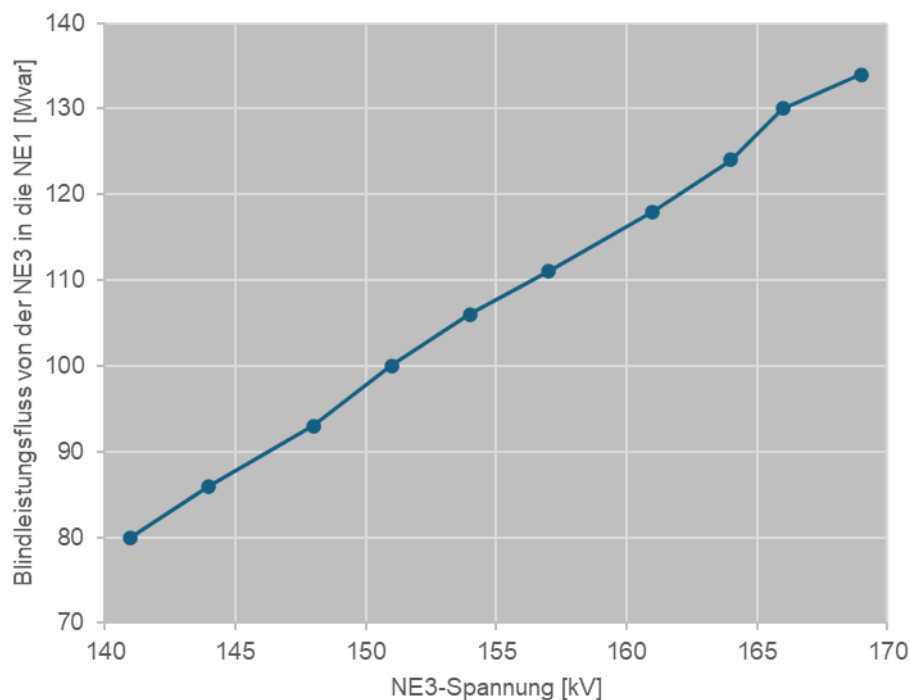


Abbildung 14: Messreihe zur Blindleistungsabgabe von der NE3 in das übergeordnete NE1-Netz.

- (2) In Abbildung 14 ist ersichtlich, dass durch eine Senkung der NE3-Spannung das kapazitive Verhalten des Verteilnetzes deutlich verringert werden kann. Ist die NE1-Spannung zu hoch kann als Gegenmassnahme die Blindleistungsrückspeisung vom Verteilnetz durch die Senkung der NE3-Spannung verringert werden.
- (3) Die oben beschriebene Massnahme wird in Kabelnetzen ebenfalls angewendet, um den Blindleistungshaushalt in Schwach- und Starklastszenarien möglichst ausgeglichen zu halten. Bei Schwachlast wird die Spannung so tief wie möglich und bei Starklast die Spannung so hoch wie möglich gehalten. Ziel dieses Vorgehens ist die Optimierung von Wirkverlusten und Blindenergiekosten.

5. Konzepte zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände in der Netz- und Betriebsplanung

5.1 Netzplanung

- (1) Die Verantwortung, ausreichende Einrichtungen zur Spannungshaltung für den Netzbetrieb zur Verfügung zu stellen, liegt bei der Netzplanung. Dabei ist auch eine übergreifende netzplanerische Koordination zwischen der nationalen Netzgesellschaft und den Verteilnetzbetreibern erforderlich. Abhängig von Erzeugungsszenarien Starklast/Schwachlast können auch Erzeugungsanlagen wesentlich zur Spannungshaltung beitragen.
- (2) Die Deckung des Blindleistungsbedarfes ist dabei regional notwendig und erfolgt meist bezogen auf Netzregionen und -gebiete. Ziel ist ein vollständiger Ausgleich des Blindleistungshaushalts im Netz bei statischer Betrachtung. Die nationale Netzgesellschaft steht zunehmend vor der Herausforderung, auch dynamisch die notwendige Blindleistung bereitzustellen, um z.B. Transitwechsel, veränderte Lastflüsse in Bezug auf die Spannung, beherrschen zu können.
- (3) Im Rahmen der Netzplanung sind dabei Rückmeldungen aus der Netzführung zu berücksichtigen, wo Weiterentwicklungsbedarfe des Netzes bezüglich Spannungshaltung aus Netzführungssicht erkannt wurden.

5.2 Betriebsplanung

- (1) In der Vergangenheit wurden in der Betriebsplanung nahezu ausschliesslich die Wirkleistungsflüsse und damit die Strombelastungen der Netzelemente betrachtet. Die für die Übertragung von Wirkleistung benötigte Blindleistung spielte eine untergeordnete Rolle. Mit dem Zubau der Kraftwerke in den tieferen Netzebenen und vermehrt kapazitivem Verhalten der Verteilnetze wird die Spannungshaltung bedeutender. Durch die Einführung des neuen Spannungshaltungskonzeptes der nationalen Netzgesellschaft im Jahre 2020, wurden Anreize geschaffen den Blindleistungsaustausch möglichst netzdienlich zu gestalten.
- (2) Im Rahmen der Betriebsplanung ist u.a. der statische Blindleistungsbedarf zu ermitteln und Massnahmen vorzubereiten, damit dieser zeitgerecht bereitgestellt werden kann. Für Übertragungsnetze und grosse Verteilnetze kann eine koordinierte bzw. gesamthafte Q-Bilanzierung mehrerer Anlagen sinnvoll sein.
- (3) Die aufgeführten Massnahmen in Kapitel 6.1 können in der Betriebsführung präventiv eingesetzt werden (z.B. präventiver spannungsbedingter Redispatch, Schnellstartbereitschaft, Verschiebung von Kraftwerksrevisionen, Anfahren von Reservekraftwerken, Abbruch von Netzarbeiten, Präventiver Blindleistungseinsatz bei erwarteten Spannungseinbrüchen).

6. Konzepte zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände in der Netzführung

6.1 Übersicht der möglichen Massnahmen

	Beschreibung	Verweis
	Abwurf von kapazitiven, rückspeisenden Netzen mit Versorgungsausfall NE4/5	6.2.17
Spannung zu hoch	Erhöhung der Last durch Einspeiserreduzierung	6.2.16
	Anpassung der Topologie NE3 mit Verlust der (n-1)-Sicherheit	6.2.11
	Blindleistungsringflüsse NE2	6.2.15
	Anpassung der Stufung von NE2-Transformatoren	6.2.12
	Blockierung der Stufung von NE2-Transformatoren	6.2.10
	Anpassung der Topologie NE3 ohne Verlust der (n-1)-Sicherheit	6.2.9
	Anpassung der Einspeisung für Blindleistung bei EEA auf NE3	6.2.8
	Einsatz von Kompensationsanlagen NE2/3	6.2.7
	Blindleistungsbereitstellung durch ATSO	6.2.6
	Spannungs-Redispatch NE1	6.2.5
	Abbruch von Netzarbeiten NE1	6.2.4
	Blindleistungsringflüsse NE1	6.2.14
	Anpassung der Topologie NE1	6.2.3
	Überobligatorische Spannungshaltung NE1	6.2.1
Spannung zu tief	Einsatz von Kompensationsanlagen NE1	6.2.2
	Obligatorische Spannungshaltung NE1	6.2.1
	Einsatz von Kompensationsanlagen NE1	6.2.2
	Überobligatorische Spannungshaltung NE1	6.2.1
	Anpassung der Topologie NE1	6.2.3
	Abbruch von Netzarbeiten NE1	6.2.4
	Spannungs-Redispatch NE1	6.2.5
	Blindleistungsbereitstellung durch ATSO	6.2.6
	Einsatz von Kompensationsanlagen NE2/3	6.2.7
	Anpassung der Einspeisung für Blindleistung bei EEA auf NE3	6.2.8
	Anpassung der Topologie NE3 ohne Verlust der (n-1)-Sicherheit	6.2.9
	Blockierung der Stufung von NE2-Transformatoren	6.2.10
	Anpassung der Topologie NE3 mit Verlust der (n-1)-Sicherheit	6.2.11
	Anpassung der Stufung von NE2-Transformatoren	6.2.12
	Manueller Lastabwurf (MLS)	6.2.13

Tabelle 4: Massnahmen während der Netzführung

- (1) Die Tabelle 4 stellt lediglich einen Massnahmenkatalog dar. Die Anwendung der aufgelisteten Massnahmen und deren Reihenfolge obliegt der Verantwortung des Verteilnetzbetreibers und der nationalen Netzgesellschaft.

6.2 Beschreibung der Einzelmassnahmen

6.2.1 Obligatorische und überobligatorische Spannungshaltung

- (1) Im Schweizer Übertragungsnetz wird die Spannung hauptsächlich von Kraftwerken geregelt, die direkt ins Übertragungsnetz einspeisen. Mit ihren Generatoren können sie Blindenergie produzieren oder absorbieren und so die Spannung beeinflussen. Es gibt auch Verteilnetze am Übertragungsnetz, die wie die Kraftwerke ihren Blindenergieaustausch steuern und so die Spannung aktiv beeinflussen können.

- (2) Das geltende Spannungshaltungskonzept ist seit Januar 2020 in Kraft. Es sieht zwei Arten der Spannungshaltung vor:
- a) **Obligatorische Spannungshaltung**
An der obligatorischen Spannungshaltung müssen alle am Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerksbetreiber, Verteilnetzbetreiber, benachbarte Systembetreiber (z.B. SBB) sowie gegebenenfalls Betreiber von Kundenanlagen teilnehmen. Dabei wird zwischen aktiver und halbaktiver Teilnahme an der Spannungshaltung unterschieden.
Mit dem aktuellen Spannungshaltungskonzept erhalten auch die halbaktiven Teilnehmer Spannungsvorgaben, das heisst alle Verteilnetzbetreiber mit einem Netzknoten zum Übertragungsnetz.
 - b) **Überobligatorische Spannungshaltung**
Direkt ans Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke können über die Verpflichtungen der obligatorischen Spannungshaltung hinaus mit der nationalen Netzgesellschaft bilaterale Verträge über die Bereitstellung überobligatorischer Blindleistung abschliessen. Bei einem Abruf von überobligatorischer Spannungshaltung bedeutet dies, dass ein oder mehrere Generatoren eines Kraftwerkes mit entsprechendem Vertrag gestartet werden, um im Phasenschieberbetrieb Blindleistung zu produzieren oder absorbieren, ohne dabei Wirkleistung ins Netz ein- oder auszuspeisen.
- (3) Trägt der Blindenergieaustausch zum Erreichen der durch die nationale Netzgesellschaft vorgegebenen Soll-Spannung bei, handelt es sich um anforderungskonformen Blindenergieaustausch. Im gegensätzlichen Fall handelt es sich um nicht-anforderungskonformen Austausch mit dem Übertragungsnetz. Die Lieferung von anforderungskonformer Blindenergie wird den halbaktiven Teilnehmern über einen Vergütungssatz entschädigt. Nicht anforderungskonforme Blindenergie wird gemäss geltendem Tarif für individuelle Blindenergie verrechnet.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft verwendet einen Optimierungsalgorithmus, um die Sollspannungen den aktiven und halbaktiven Knoten in den entsprechenden Prognoserechnungen vorzugeben.

6.2.2 Einsatz von Kompensationsanlagen NE1

- (1) Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz können aktiviert / deaktiviert werden, um die Spannung zu beeinflussen. Damit werden zusätzliche Blindleistungs-Ressourcen für die Spannungshaltung aktiviert.

6.2.3 Anpassung der Topologie NE1

Fall 1: Spannung zu hoch

- (1) Schwach belastete Leitungen können ausser Betrieb genommen werden, um ihren kapazitiven, spannungserhöhenden Beitrag zu verringern

Fall 2: Spannung zu tief

- (2) Kuppelschalter können geöffnet resp. geschlossen werden. Die Konfiguration der auf die Sammelschienen angeschlossenen Kraftwerken / Verteilnetzen wird geändert. Dadurch können die Ressourcen für die Spannungshaltung besser verteilt werden.

6.2.4 Abbruch von Netzarbeiten NE1

- (1) Eine geplante Ausserbetriebnahme auf einem Netzelement (Leitungen, Transformatoren oder Unterwerken) kann aufgrund von (möglichen) Problemen in der Spannungshaltung abgesagt bzw. verschoben werden. Blindleistungsressourcen können grundsätzlich besser verteilt werden, wenn ein Netzelement zur Verfügung steht.
- (2) Es kann zum Beispiel zu einer kritischen Spannung kommen, wenn ein Netzgebiet in den Inselbetrieb fällt und in diesem die Spannung nur unzureichend geregelt werden kann. Der Zustand kann behoben werden, in dem ein ausser Betrieb genommenes Netzelement wieder aktiviert wird.

6.2.5 Spannungs-Redispatch NE1

- (1) Ein Redispatch für die Spannungshaltung kann eingesetzt werden um Maschinengruppen zu starten. Somit können netzknotenscharf (sofern Generatoren an NE 1 zur Verfügung stehen) in einer kritischen Region zusätzliche Ressourcen aktiviert werden. Die Gegenleistung wird in einer unkritischen Region reduziert. Derselbe Mechanismus kann auch über einen 'Direkten Eingriff in den Kraftwerkeinsatz (DEKWE)' erfolgen. Dieser kommt nur bei Vorliegen einer kritischen Netzsituation zur Anwendung, falls alle zur Verfügung stehenden Mittel inkl. Redispatch bereits ausgeschöpft sind.

6.2.6 Blindleistungsbereitstellung durch ATSO

- (1) Mittels Anfrage seitens der nationalen Netzgesellschaft wird versucht, Einfluss auf die Spannungs- bzw. Blindleistungssollwerte von Ressourcen (Kraftwerke, Kompensationsanlage) im Ausland zu nehmen. Mit einigen benachbarten TSO wurden Massnahmenkataloge vereinbart; die darin enthaltenen Massnahmen werden nach Können und Vermögen aktiviert. Zum Beispiel kann ein ATSO bei einem grenznahen Kraftwerk den Phasenschieberbetrieb aktivieren oder eine tief belastete grenzüberschreitende Leitung in Absprache ausschalten.

6.2.7 Einsatz von Kompensationsanlagen NE2/3

- (1) Kompensationsanlagen an der NE2/3, z. B. Drosselspulen oder Batteriespeicher, können während einer spannungskritischen Situation ausgeschaltet sein oder nicht das volle Blindleistungspotenzial liefern. Beispielsweise, falls ein Batteriespeicher für Regeleistungsbereitstellung vorgesehen ist. Die Kompensationsanlagen NE2/3 können so eingestellt werden, dass sie ihren maximalen spannungsverbessernden Beitrag leisten. Damit werden zusätzliche Blindleistungsressourcen für die Spannungshaltung aktiviert.

6.2.8 Anpassung der Einspeisung für Blindleistung bei EEA auf NE3/5

6.2.8.1 Eingriff in direkt verbundene Kraftwerke

- (1) Die Netzführung in der NE3, in der Regel eine Netzleitstelle oder ein Pikettdienst, ordnet bei Bedarf einen Eingriff an. Dies sind Kraftwerke, die in der Netzebene 3 oder 5 einspeisen. Oftmals sind die grösseren EEA mittels Dreiwicklungs-Transformatoren mit der NE3 verbunden und kommen daher potenziell in Betracht. Sie werden jedoch aufgrund der Generatorspannung der NE5 zugeordnet.
- (2) Generell kann es sinnvoll sein, solche Eingriffe vertraglich abzusichern, insbesondere, wenn sich aufgrund der Erbringung von (zusätzlicher) Blindleistung die Wirkleistung des betroffenen Kraftwerks reduziert und damit ein Ertragsverlust einhergeht oder dies im Falle eines Wasserkraftwerkes hydrologische Auswirkungen zur Folge hat.
- (3) Die Avisierung kann manuell, z.B. via Telefon erfolgen. Häufig sind diese Kraftwerke in den Randzeiten oder üblicherweise personell nicht besetzt und es ist mit einer gewissen Interventionszeit des Piketts zu rechnen. Dabei ist sicherzustellen, dass das Kraftwerkspersonal den Eingriff in die Maschinensteuerung Zwecks Blindleistungs- und Leistungsfaktor- ($\cos\phi$) - Regelung beherrscht.

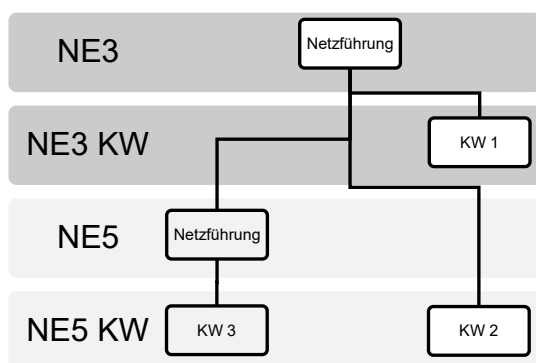


Abbildung 15: Beispielhafte Hierarchie der Weisungsbefugnis über die Kraftwerke

- (4) Die direkte Anweisung der Kraftwerke aus der Netzführung der NE3 kann auch maschinell über einen übergeordneten Blindleistungsregler erfolgen. Dieser wird im normalen Netzzustand genutzt, um die Spannung und den Blindleistungshaushalt zu optimieren. Es ist davon auszugehen, dass die Regelcharakteristik so ausgelegt wird, dass zumindest Spannungsänderungen im Netz mit mässigem Änderungsgradient durch den Regler ausgeglichen werden. Auf eine sprunghafte Spannungsänderung wird der Regler, bzw. die Generatorerregung nicht reagieren können.
- (5) Generell sind ein «Cockpit» und Alarime im Leitsystem für das Netzleitstellenpersonal hilfreich. Es könnte so im Bedarfsfall, sprich bei einem gefährdeten Netzzustand und/oder kritischen Netzsituation eine Übersteuerung des Reglers ausführen oder das Kraftwerkspersonal manuell anweisen.
- (6) Bei der Variante *Regelung auf Sollspannung* ist davon auszugehen, dass die Generatorregelung ab einer bestimmten Spannungsabweichung das Maximum an Blindleistung anfordert. Bezüglich der Erregerstrombegrenzung und allfälliger Ausschöpfung weiterer Blindleistungsreserven muss das Netzleitstellenpersonal manuell tätig werden und/oder das Leitsystem muss automatisch angeschlossene Kraftwerke alarmieren.

6.2.8.2 Kraftwerke in nachgelagerten Netzen

- (1) Die Netzführung in der NE3, in der Regel eine Netzleitstelle oder ein Pikettdienst, ordnet bei Bedarf einen Eingriff in den Kraftwerksbetrieb anderer, nachgelagerter Systembetreiber an (vgl. Abbildung 15, KW 3). Generell ist der Aufwand eines solchen Prozederes mit der Grössenordnung und Wirksamkeit der Blindleistung aus diesen Kraftwerken abzuwägen.
- (2) Bei manueller Avisierung muss die Netzführung der NE3 zuerst die Netzführung der NE5 kontaktieren. Dies kann manuell, z.B. via Telefon erfolgen. Auch entsprechende Alarme (z.B. „Überspannung“ oder „Unterspannung“) via einer Leitstellenkopplung können nützlich sein. Anschliessend kann die Netzführung der NE5 „ihre“ verbundenen Kraftwerke zur Blindleistungserbringung anweisen. Ansonsten gelten dieselben Empfehlungen wie für direkt anvisierte Kraftwerke.

6.2.9 Anpassung der Topologie NE3 ohne Verlust der (n-1)-Sicherheit

- (1) Eine Auflistung möglicher topologischer Massnahmen ist unter Anhang 6: zu finden.

Fall 1: Tiefe Spannung

- (1) In diesem Fall ist aus topologischer Sicht anzustreben, dass möglichst alle Netzelemente in Betrieb sind und eine vollständige Vermaschung herrscht.
- (2) Sollte der Fall eintreten, dass hohe Blindleistungsflüsse ein Netzelement an die Strombelastbarkeitsgrenze bringen, so ist nicht das Ausschalten des überlasteten Elements erste Wahl. Vielmehr sollte durch topologische Massnahmen, z.B. getrennter 2-Sammelschienenbetrieb oder andere topologische Schaltungen der Strom begrenzt werden. Dies widerspricht jedoch der oben geforderten vollständigen Vermaschung. Deshalb sind die Folgen der Schaltung mittels vorheriger Lastflussrechnung mit Livedaten zu verifizieren.
- (3) Bei regional begrenztem Spannungseinbruch und bei geeigneten EEA in örtlicher Nähe kann mittels topologischer Schaltungen eine Umlenkung der Wirk- und Blindleistung erfolgen. Die Folgen der Schaltung sollen mittels vorheriger Lastflussrechnung mit Livedaten verifiziert werden.
- (4) Das generelle Problem dieser Massnahmen wird der Zeitdruck bei einem plötzlichen Spannungskollaps sein. Dem kann entgegengewirkt werden indem:
 - zu Zeiten sehr hoher Netzlast oder wenn die Gefahr zu tiefer Spannung sehr hoch ist, generell eine sehr hohe Vermaschung herrscht
 - bei der Ausfallrechnung auf die Spannungen geachtet wird und gegebenenfalls die Herausforderung verschärfende Ausserbetriebnahmen im Netz nicht bewilligt werden.

Fall 2: Hohe Spannung

- (1) In diesem Fall ist aus topologischer Sicht anzustreben, dass möglichst wenig Netzelemente mit hoher kapazitiver Impedanz in Betrieb sind und nur ein Mindestmass an Vermaschung herrscht. Voraussetzung für die Ausschaltungen ist, dass die (n-1)-Sicherheit noch gewährleistet ist.
- (2) Massnahmen, gegebenenfalls präventiv, unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit können sein:
 - Parallelleitungen, Querverbindungen bevorzugt Kabelleitungen, ausschalten
 - NE2-Trafos ausschalten
 - Herstellung langer Leitungsstränge/Leitungsringe zu den NE2-Trafos, z.B. über getrennten 2-SS-Betrieb, gegebenenfalls ohne NE2-Transformator an einer Sammelschiene
- (3) Das generelle Problem dieser Massnahmen bei einem Spannungskollaps wird ebenfalls der Zeitdruck sein. Sie sind deshalb auch präventiv zu Schwachlastzeiten empfehlenswert.

6.2.10 Blockierung der Stufung von Transformatoren

NE2-Transformatoren

- (1) Die automatische Spannungsregelung der Transformatoren in der NE2 kann bei zu hoher oder zu tiefer NE1-Spannung die Problematik lokal verschärfen (siehe Kapitel 4.4).
- (2) Die Wirksamkeit der Transformatorenstufenblockierung in der NE2 ist Gegenstand von Studien im DACH-Raum. Bis die Abklärungen abgeschlossen sind, werden die Transformatoren in der NE2 nicht blockiert, da der Nutzen zu klein oder gegebenenfalls kontraproduktiv sein könnte.
- (3) Bei betriebsmittelgefährdeter Spannung oder Überlastungen im Verteilnetz ist es dem Verteilnetzbetreiber erlaubt eigenständig die Spannung manuell oder automatisch anzupassen.

NE4-Transformatoren

- (1) Die Wirksamkeit der Transformatorenstufenblockierung in der NE4 ist Gegenstand von Studien im DACH-Raum. Bis die Abklärungen abgeschlossen sind, werden die Transformatoren in der NE4 nicht blockiert, da der Nutzen zu klein oder gegebenenfalls kontraproduktiv sein könnte.

NE6-Transformatoren

- (1) Die meisten Transformatoren in der NE6 haben eine Anzapfschaltung für die Stufenverstellungen, welche nicht unter Last und nicht von der Netzleitstelle aus verstellt werden kann. Somit ist eine effektive Blockierung dieser Transformatoren nicht möglich.
- (2) Die im Netz der NE7 vorhandenen Strangregler werden nicht berücksichtigt.

6.2.11 Anpassung der Topologie NE3 mit Verlust der (n-1)-Sicherheit

- (1) Es gelten dieselben Massnahmen wie unter Kapitel 6.2.9 erwähnt. Eine Auflistung möglicher topologischer Massnahmen ist im Anhang 6: zu finden.

- (2) Für die topologischen Massnahmen, insbesondere bei jenen welche eine Umlenkung der Wirk- und Blindleistung bewirken, kann nun auch die (n-1)-Sicherheit aufgegeben werden. In einer kritischen Netzsituation ist dieser Zustand zulässig und muss durch den NE3-Netzbetreiber umgesetzt werden. Es ist empfehlenswert, die Betriebsmittel nicht bis an die betrieblichen Grenzwerte zu betreiben, so dass Reserven für unvorhersehbare Schwankungen bestehen. Dabei ist auch zu beachten, dass am Ende von schwach belasteten Stickleitungen erhöhte Spannungen auftreten können.
- (3) Das Ausschalten von NE3-Kabelleitungen mit Versorgungsausfall ist nicht in jedem Fall zielführend. Die Reduktion der Blindleistung aufgrund abgeschalteter Kabel wird beispielsweise durch die Zunahme der Blindleistung aufgrund Minderbelastung im restlichen Netz ausgeglichen. Diese minimalen Änderungen bewirken üblicherweise keine massgebende Spannungsänderung in der NE1.

6.2.12 Anpassung der Stufung von NE2-Transformatoren

- (1) Durch die Erhöhung / Senkung des Spannungsniveaus an einem Knoten in der NE3 wird der Blindleistungsfluss verändert und kann so einer lokalen Spannungsproblematik in der NE1 entgegenwirken.
- (2) Durch die Erhöhung / Senkung des Spannungsniveaus flächendeckend in der NE3 wird der Blindleistungsbedarf gesenkt / erhöht und somit die Spannungsproblematik in der NE1 entschärft (vgl. 4.9.1)

6.2.13 Manuelle Ausschaltungen

- (1) Bei zu tiefer Spannung kann die nationale Netzgesellschaft als letztes Mittel Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrüchen (Last und Produktion) anordnen. Der Prozess kann wie beim manuellen Lastabwurf (MLS) durchgeführt werden. Die Anordnung erfolgt mittels roten Formulars «Anforderung – MACV-Massnahme – Spannung tief – manuelle Ausschaltungen» (vgl. Anhang 3:).

6.2.14 Blindleistungsringflüsse NE1

- (1) Mit einem Blindleistungsringfluss kann die Belastung von Netzelementen erhöht werden (vgl. Kapitel 4.4).
- (2) Bei Freileitungen kann in gewissen Fällen auch ein Blindleistungsringfluss zwischen mehreren Unterwerken den gewünschten Effekt erzielen.

6.2.15 Blindleistungsringflüsse NE2

- (1) Analog der Blindleistungsringflüsse NE1 (vgl. Kapitel 6.2.14) kann auch bei Unterwerken mit mehreren NE2-Transformatoren ein Blindleistungsringfluss erzeugt und dadurch die Belastung erhöht werden. Das Potenzial von einem typischen Anschlusspunkt mit 2 NE2-Trafos beträgt rund 20 Mvar.
- (2) Bei mehreren Anschlusspunkten kann der Blindleistungsbedarf erhöht und so überhöhten Spannungen in der NE1 entgegengewirkt werden.

6.2.16 Erhöhung der Last durch Einspeisereduzierung

- (1) Alle Erzeugungsanlagen in der NE7 aufwärts, welche in Gebieten mit zu hoher Spannung angeschlossen sind, sind möglichst auszuschalten, sofern sie nicht Blindleistung in die richtige Richtung beziehen. Ziel ist durch die Einspeisereduzierung im betroffenen Gebiet eine Lasterhöhung zu

erzwingen. Bei PV-Anlagen auf der NE7 ist die Q(U)- und P(U)-Regelung zu aktivieren (vgl. Ländereinstellungen in der Branchenempfehlung «Netzanschluss von Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz» NA/EEA-NE7 des VSE).

- (2) Typischerweise tragen Erzeugungsanlagen in der NE1 und NE3 zur Spannungsregelung bei. Eine Abschaltung würde nachteilige Effekte haben.

6.2.17 Abwurf von kapazitiven, rückspeisenden Netzen mit Versorgungsausfall NE 4/5

- (1) Bei zu hoher Spannung kann die nationale Netzgesellschaft als letztes Mittel den Abwurf von kapazitiven ($Q < 0$ Mvar), rückspeisenden Netzen anordnen. Dies erfolgt durch die Ausschaltung von NE4-Transformatoren oder NE5-Leitungsabgängen und ggf. von entmaschten NE3-Leitungen. Bei Ausschaltung von NE2-Transformatoren muss beachtet werden, dass das nachfolgende Netz nicht vermascht ist und keine Blindleistungsringflüsse aktiv sind. In bestimmten Fällen kann auch die Abschaltung von kapazitiven Netzen mit Leistungsbezug erfolgen.
- (2) Die Anordnung erfolgt mit dem roten Formular «Anforderung MACV-Massnahme - Spannung hoch - Abwurf» (vgl. Anhang 2:).
- (3) Da die nationale Netzgesellschaft das Verhalten der zugrunde liegenden Netze nicht kennt, muss diese Massnahme zwischen der nationalen Netzgesellschaft und dem Verteilernetzbetreiber koordiniert werden. Letztendlich entscheidet der Verteilernetzbetreiber, welche Teile des Netzes ausgeschaltet werden sollen.

7. Ablauf der Kaskaden

7.1 Grundsätze und Anwendung des Kaskadenprinzips

- (1) Unabhängig davon, auf welcher Spannungs- oder Netzebene Systembetreiber an das jeweilige Netz angeschlossen sind, können sich netzseitig Einspeisungen und/oder Lasten auf die Systemsicherheit in der Regelzone Schweiz auswirken.
- (2) Um die erforderlichen Massnahmen des anfordernden Systembetreibers vorzubereiten und schliesslich durchführen zu können, sind im Vorfeld Daten bzw. Informationen zwischen den in Kaskaden verbundenen Systembetreibern auszutauschen.
- (3) Die erforderlichen Daten und Informationen werden in der Betriebsvereinbarung oder dem Netzanschlussvertrag geregelt.

7.1.1 Grundsätze der Systemverantwortlichkeit

- (1) Die Systemverantwortung umfasst die verschiedenen Aspekte zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit. Diese ist gewährleistet, wenn weder die Systembilanz noch die Netzsicherheit gefährdet oder gestört sind.
- (2) Es gelten folgende Grundsätze:
 - Die Sicherheit des bilanziellen Gleichgewichtes von Last und Erzeugung in der Regelzone Schweiz obliegt der nationalen Netzgesellschaft.
 - Jeder Systembetreiber trägt die Verantwortung für die Systemsicherheit in seinem Netz, soweit von ihm kontrollierbar bzw. beeinflussbar.
 - Zur Umsetzung von Massnahmen kann eine kaskadierte Vorgehensweise über Netzebenen, ausgehend von der nationalen Netzgesellschaft, die eine Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit feststellt (auslösender Systembetreiber), erforderlich sein (vgl. Abbildung 16).

7.1.2 Schnittstelle der nationalen Netzgesellschaft mit den Systemverantwortlichen

- (1) In einem Verteilnetz mit mehreren Systembetreibern ist ein Systemverantwortlicher mit allen relevanten Pflichten und Verantwortlichkeiten festzulegen.
- (2) Ein Systembetreiber wird als Systemverantwortlicher definiert, der mit der nationalen Netzgesellschaft den manuellen Lastabwurf koordiniert.
- (3) Dem Systemverantwortlichen müssen alle Daten (z.B. Anschlussleistung) und Informationen zur Verfügung gestellt werden, damit dieser seine Pflichten und Verantwortungen wahrnehmen kann.

7.1.3 Prinzip der Kaskade

- (1) Sind Massnahmen erforderlich, ermittelt der auslösende Systembetreiber (nationale Netzgesellschaft) den Anpassungsbedarf für sein eigenes Netz, sowie für die Übergabestellen zu den ihm in der Kaskade direkt nachgelagerten Systembetreibern. Anschliessend werden die daraus abgeleiteten notwendigen Massnahmen vom Systembetreiber ergriffen und, wo notwendig innerhalb der Kaskade weitergegeben. Dieser Prozess wird bis zum letzten nachgelagerten Systembetreiber fortgeführt. Das

heisst, dass nur der jeweilige Systembetreiber oder die dafür beauftragte Steuerstelle Endverbraucher vom Netz abschalten. Dem Kaskadenprinzip folgt ebenfalls die Pflicht zur Dokumentation.

(2) Innerhalb der Kaskade existieren folgende Funktionen (vgl. Abbildung 16)

1. Die nationale Netzgesellschaft löst eine Massnahme gemäss Kapitel 6 oder weitere aus.
2. Der Anfordernde ist der Systembetreiber, der eine Massnahme nicht voll umfänglich durchführen kann und daher einen Teil davon weiter delegieren muss.
3. Der Ausführende ist der Systembetreiber, der die Massnahme durchführen muss.

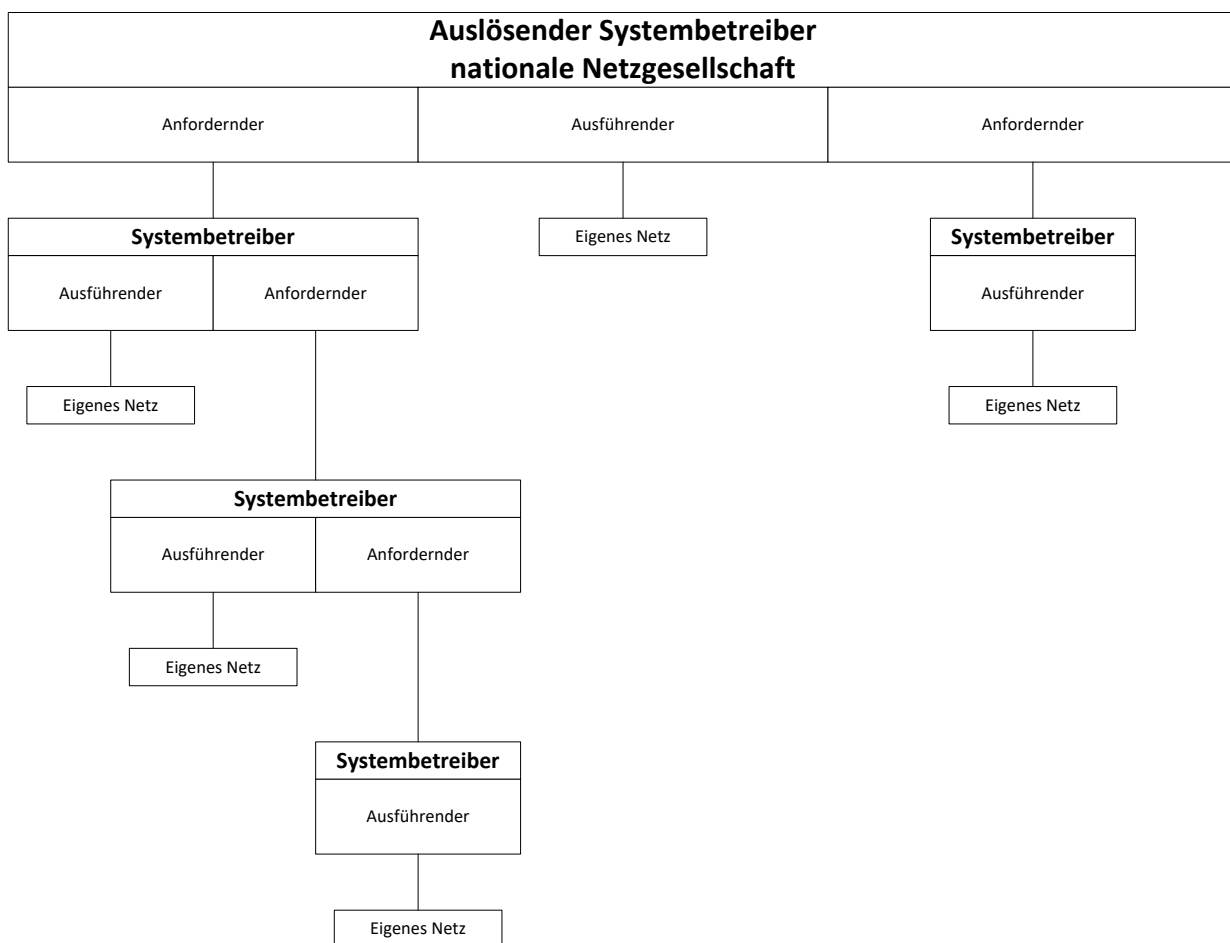


Abbildung 16: Übersicht der Funktionen von Systembetreibern in der Kaskade

- (3) Systembetreiber sind grundsätzlich verpflichtet, alle notwendigen Massnahmen zu ergreifen, um Erfüllungshemmnisse bei der Ausführung einer Kaskade zu vermeiden.
- (4) Ist es einem auszuführenden Systembetreiber nicht möglich, die an ihn gestellten Anforderungen mit eigenen Mitteln oder unter Einbezug der nachgelagerten Systembetreiber umzusetzen, so ist der Grund für dieses Erfüllungshemmnis zu dokumentieren. Das Vorliegen eines Erfüllungshemmnisses muss umgehend dem anfordernden Systembetreiber gemeldet werden.

- (5) Wenn die Massnahme nicht durchgeführt werden kann, entscheidet die nationale Netzgesellschaft über die weiteren Massnahmen und erstellt gegebenenfalls eine neue Anforderung.
- (6) Unter Systembetreiber gemäss Abbildung 10 versteht man unter anderem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Verteilnetzbetreiber, angeschlossen am ÜN (VNB am ÜN) Verteilnetzbetreiber (VNB), signifikante Kundenanlagenbetreiber angeschlossen am ÜN (S-KAB-ÜN sowie Kraftwerksbetreiber (KWB) etc.

7.1.4 Anpassungen der Systemsicherheit

- (1) Die Anforderung und Aufhebung von Massnahmen erfolgten nach der Systematik wie dies beispielhaft in Abbildung 17 dargestellt ist.

Ankündigung vor einer operativen Kaskade

- (2) Der anfordernde Systembetreiber versendet eine Ankündigung an alle direkt nachgelagerten Systemverantwortlichen. Weitere Kommunikation siehe Kapitel 7.2. Die Ankündigung erfolgt mündlich und schriftlich (z.B. mit E-Mail) mit dem Formular «Ankündigung – MACV-Massnahmen – Bezugsanpassung» (vgl. Anhang 1). Falls möglich erfolgt die Ankündigung mit einer Vorlaufzeit von ca. 2 Stunden vor der Anforderung. Diese Zeit ist zur Erstellung der Bereitschaft aller operativen Stellen in der Kaskade notwendig.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft ruft gleichzeitig eine lokale, kritische Netzsituation aus.
- (4) Dabei sind die wichtigsten Punkte der Ankündigung:
 - Information über den erwarteten Zeitpunkt und die Art der Massnahme sowie die voraussichtliche Dauer.
 - Voraussichtlich betroffener Knoten oder Netzgebiet.
 - Information über die Ausprägung der Gefährdung.
 - Wenn möglich eine Abschätzung der Blindleistungsanpassung in Mvar (richtungsabhängig) oder der Spannung am Verknüpfungspunkt.

Anforderung während einer operativen Kaskade

- (5) Der anfordernde Systembetreiber versendet eine Anforderung an alle direkt nachgelagerten Systemverantwortlichen. Weitere Kommunikation siehe Kapitel 7.2. Die Anforderung erfolgt mündlich und schriftlich mit dem Formular «Anforderung – MACV-Massnahmen – Spannung hoch – Abwurf» (vgl. Anhang 2) oder «Anforderung – MLS- Massnahmen – Spannung tief – manueller Lastabwurf» (vgl. Anhang 3).
- (6) Die wichtigsten Punkte der Anforderung sind:
 - Die betroffenen ein-/ausspeisenden Knoten mit Spannungsebene.
 - Startzeitpunkt für eine auszuführende Massnahme sowie ggf. der voraussichtliche Endzeitpunkt.
 - Information über die Ausprägung der Gefährdung bzw. Angabe zu Ursache (Auswirkung) geben.
 - Konkreter Bedarf der Leistungsanpassung in Mvar, d.h. es ist immer der IST-Wert (Momentanwert der Leistung) sowie der SOLL-Wert, richtungsabhängig anzugeben. Der Wert der

Leistungsanpassung in Mvar bezieht sich auf die angegebenen Knoten. Der IST-Wert wird unmittelbar vor der Anforderung bestimmt.

- (7) Reicht diese Anforderung nicht aus, so erfolgt eine zusätzliche Anforderung (vgl. Abbildung 17).

Aufhebung nach einer operativen Kaskade

- (8) Der anfordernde Systembetreiber versendet eine Aufforderung zur Aufhebung an alle direkt nachgelagerten Systembetreiber. Weitere Kommunikation siehe Kapitel 7.2. Die Aufhebung erfolgt mündlich und schriftlich mit dem Formular «Teilaufhebung – MACV-Massnahmen» (vgl. Anhang 4) oder «Aufhebung – MACV-Massnahmen» (vgl. Anhang 5).
- (9) Die wichtigsten Punkte der Aufforderung der Aufhebung sind:
- Die betroffenen ein-/ausspeisenden Knoten mit Spannungsebene.
 - Der Endzeitpunkt muss dem ausführenden Systembetreiber präzise und verbindlich bekannt gegeben werden.

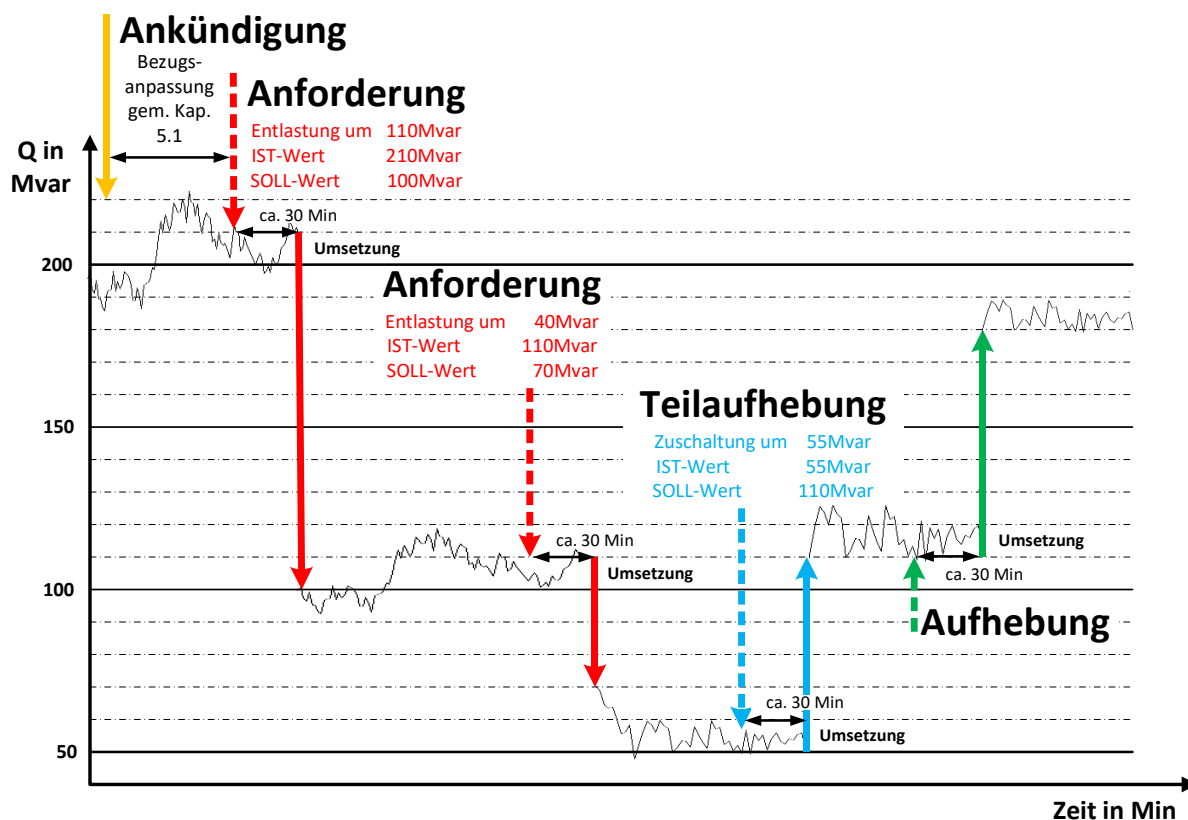


Abbildung 17: Beispielhafter Ablauf einer Massnahmenanpassung

7.1.5 Reaktionszeiten für Umsetzung der Anforderungen

- (1) Die Netzentlastung sollte ab Erhalt der Anforderung durch die nationale Netzgesellschaft innerhalb 30 Minuten umgesetzt werden. Eine Ankündigung an die nach- und vorgelagerten Systembetreiber hat daher immer so früh wie möglich zu erfolgen.

7.2 Informationsaustausch im Rahmen der Kaskade

7.2.1 Kommunikationsprozess

- (1) Die Kommunikation findet über die Standard-Kommunikationskanäle zwischen den Leitstellen statt.
- (2) Zur Sicherstellung der operativen Kaskade ist sowohl im Vorfeld der Durchführung der Kaskade als auch während der Durchführung und zur Nachbearbeitung ein Informationsaustausch über alle Stufen der Kaskade notwendig. Es ist von Vorteil, wenn innerhalb der Kaskade der gleiche technische Standard und eine einheitliche Kommunikationsstruktur gewählt wird. Alle Anrufer, Absender und Empfänger müssen eindeutig in der gesamten Kette identifizierbar sein.
- (3) Nach der Durchführung des MACV erstellen alle involvierten Systembetreiber einen Bericht und lassen diesen innert vier Wochen der nationalen Netzgesellschaft, sowie den involvierten Systembetreibern zukommen.

7.2.2 Ausfall der Kommunikation

- (1) Bei Ausfall der Datenverbindungen (Fernwirktechnik) können gegebenenfalls über Ersatzwertverfahren ein oder mehrere ausgefallene oder gestörte Messwerte berechnet werden.
- (2) Während der Umsetzung des MACV muss davon ausgegangen werden, dass Teile der öffentlichen Kommunikationsverbindungen wegen fehlender Stromversorgung nicht zur Verfügung stehen. Soweit erforderlich und vorhanden sollten ausfallsichere Kommunikationsverbindungen genutzt werden.
- (3) Ausfallsichere Kommunikationsverbindungen können ein zusätzliches übergreifendes Telefon- / Funknetz wie z.B. das Polycom (nationale Funksystem der Behörden und Organisationen) sowie Satellitentelefone sein.

7.2.3 Externer Kommunikationsprozess

- (1) Die betroffenen Netznutzer und die Öffentlichkeit werden durch die nationale Netzgesellschaft oder die ausführenden Systembetreiber informiert. Der auslösende Systembetreiber dürfte in der Regel die nationale Netzgesellschaft sein. Es kann aber auch ein VNB sein. Der auslösende Systembetreiber hat die Öffentlichkeit zu informieren. Ein rechtzeitiger Einbezug von Kommunikationsexperten (Medien und Öffentlichkeit) ist zu prüfen.
- (2) Die betroffenen Netznutzer sind durch den ausführenden Systembetreiber zu informieren. Dies weil der auslösende Systembetreiber (insb. die nationale Netzgesellschaft) die betroffenen Netznutzer (zumeist) nicht kennt und der ausführende Systembetreiber aufgrund des Datenschutzes die Informationen nicht weitergeben dürfte. Im Falle eines direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Netznutzers wäre die nationale Netzgesellschaft der ausführende Systembetreiber.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft stellt den ausführenden Systembetreiber baldmöglichst Informationen für die externe Kommunikation zur Verfügung, sofern die nationale Netzgesellschaft der auslösende Systembetreiber war.

7.2.4 Kommunikation mit Bahninfrastrukturen und dem öffentlichen Verkehr

- (1) Alle Massnahmen (Ankündigung, Anforderung und Aufhebung) werden von der nationalen Netzgesellschaft zusätzlich an die Schweizerische Bundesbahnen SBB, 50-Hz-Koordination SBB Areal-Netze (Power Off) gemeldet.
- (2) Betreiber von Infrastrukturen des öffentlichen Verkehrs werden, soweit möglich, durch den jeweiligen Systembetreiber informiert.

7.3 Umsetzung der Kaskadenmassnahmen

7.3.1 Allgemein

- (1) Je nach Netzgebiet und Anschlusspunkten eines Systembetreibers ist eine Blindleistungsverschiebung zwischen den Anschlusspunkten in Betracht zu ziehen.
- (2) Im Falle des Eintretens eines Leistungs- bzw. Spannungsproblems im Übertragungsnetz ermittelt die nationale Netzgesellschaft die jeweils notwendige Anpassung in Mvar.

7.3.2 Dokumentation und Reporting

- (1) Eine angeordnete Massnahme muss nach jeder Auslösung im Detail dokumentiert werden. Dabei sind zwecks Nachvollziehbarkeit folgende Informationen schriftlich festzuhalten:
 - Vorbereitende Massnahmen
 - Grund der Anforderung
 - Allfällig vorhandene Vorinformationen.
 - Bereits vorgängig ausgelöste Massnahmen
 - Grund für die allfällige Nicht-Auslösung vorgängiger Massnahmen
 - Genauer Zeitpunkt der Anforderung
 - Genauer Zeitpunkt, Ort der umgesetzten Massnahmen
 - Dauer der Massnahme
 - Massnahmen zu Wiederherstellung eines sicheren Betriebs

7.3.3 Schulung und Training

- (1) Es müssen gemeinsame Übungen und Trainings zwischen der nationalen Netzgesellschaft und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Systembetreibern durchgeführt werden.
- (2) Eine Hauptkomponente des Trainings ist dabei der Netzsimulator der nationalen Netzgesellschaft.
- (3) Zusätzlich sind regelmässige Übungen zwischen den Netzleitstellen unter Betrachtung verschiedener Netzentlastungssituationen durchzuführen.
- (4) Die Trainings werden regelmässig durch die nationale Netzgesellschaft organisiert.

8. Systembetreiber der Netzebene 2 bis 7 als auslösende Stelle

- (1) Auch Systembetreiber in der Netzebene 2 bis 7 können die auslösende Stelle für die Spannungs-Massnahmen in ihrem Netzgebiet sein. Anwendungsfälle dafür sind zum Beispiel regionale oder lokale Spannungsprobleme. In diesem Fall entscheidet der betroffene Systembetreiber selbst, ob die Massnahmen gemäss den Prozessen und Vorgaben dieses Branchendokuments (Kaskadenprinzip, Informationsaustausch, Umsetzung der Massnahmen, Schulung) erfolgen soll.

Anhang 1: Formulare (Umsetzungsvorschlag)

Absender:

Netzleitstelle xxx, Ansprechpartner xxx

Tel: +41 xx, Fax: +41 xx

E-Mail: muster@muster.ch

Ort und Datum

An: Systembetreiber xx

	ANKÜNDIGUNG MACV-Massnahmen Bezugsanpassung	
--	--	--

Durchführung von „Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände gemäss VSE-Dokument «MACV-CH 2025» bei nachgelagerten Systembetreiber bzw. Systemverantwortlichen.

Version: *Datum / Uhrzeit*

Vom anfordernden Systembetreiber auszufüllen

Mögliche Gefährdung	Text
Voraussichtlich betroffener Knoten oder Netzgebiet	Text
Mögliches Zeitfenster	Text
Angestrebte Blindleistung	Grössenordnung in Mvar mit Angabe von Abgabe oder Bezug
Bemerkungen	Text

Anhang 2: Formulare (Umsetzungsvorschlag)

Absender:

Netzleitstelle xxx, Ansprechpartner xxx

Tel: +41 xx, Fax: +41 xx

E-Mail: muster@muster.ch

Ort und Datum

An: Systembetreiber

	ANFORDERUNG MACV-Massnahme Spannung hoch Abwurf	
--	--	--

Alle MACV-Massnahmen ohne Versorgungsunterbruch sind ausgeschöpft.

In diesem Fall müssen Lasten und Einspeisungen gemäss MACV-Massnahmen (siehe Kapitel 6.2.17) abgeworfen werden.

Version: *Datum / Uhrzeit*

Vom anfordernden Systembetreiber auszufüllen

Betroffenes Netzgebiet	Text
Knotenname mit Spannungsebene	Text
Umfang der Anpassung	 Mvar mit Angabe von Abgabe oder Bezug in Absprache mit der nationalen Netzgesellschaft
Bemerkungen	Text mit ggf. einer Spannungsvorgabe

Anhang 3: Formulare (Umsetzungsvorschlag)

Absender:

Netzleitstelle xxx, Ansprechpartner xxx

Tel: +41 xx, Fax: +41 xx

E-Mail: muster@muster.ch

Ort und Datum

An: Systembetreiber

	ANFORDERUNG MACV-Massnahme Spannung tief Ausschaltungen	
--	--	--

Durchführung von Massnahmen gemäss VSE-Dokument «Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände MACV-CH 2025» bei nachgelagerten Systembetreiber bzw. Systemverantwortlichen.

Version: Datum / Uhrzeit

Vom anfordernden Systembetreiber auszufüllen

Gefährdung	Text
Betroffenes Netzgebiet	Text
Knotenname mit Spannungsebene	Text
Umfang der Anpassung	IST MW mit Angabe von Abgabe oder Bezug
	SOLL MW mit Angabe von Abgabe oder Bezug
	Differenz MW (Betrag ohne Vorzeichen)
Bemerkungen	Text mit ggf. einer Spannungsvorgabe
Zeitpunkt des Beginnes der Anpassung	hh:min
Zeitpunkt des voraussichtlichen Endes der Anpassung	hh:min

Anhang 4: Formulare (Umsetzungsvorschlag)

Absender:

Netzleitstelle xxx, Ansprechpartner xxx

Tel: +41 xx, Fax: +41 xx

E-Mail: muster@muster.ch

Ort und Datum

An: Systembetreiber xx

	TEILAUFBEBUNG MACV-Massnahmen	
--	--	--

Durchföhrung von „Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände gemäss VSE-Dokument «MACV-CH 2025» bei nachgelagerten Systembetreiber bzw. Systemverantwortlichen.

Version: *Datum / Uhrzeit*

Vom anfordernden Systembetreiber auszufüllen

Mögliche Gefährdung	Text
Voraussichtlich betroffener Knoten oder Netzgebiet	Text
Mögliches Zeitfenster	Text
Angestrebte Blindleistung	Grössenordnung in Mvar mit Angabe von Abgabe oder Bezug
Bemerkungen	Text

Anhang 5: Formulare (Umsetzungsvorschlag)

Absender:

Netzleitstelle xxx, Ansprechpartner xxx

Tel: +41 xx, Fax: +41 xx

E-Mail: muster@muster.ch

Ort und Datum

An: Systembetreiber



Durchführung von Massnahmen „Massnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände gemäss VSE-Dokument «MACV-CH 2025» bei nachgelagerten Systembetreiber bzw. Systemverantwortlichen.

Version: *Datum / Uhrzeit*

Vom anfordernden Systembetreiber auszufüllen

Betroffenes Netzgebiet	Text
Bemerkungen	Text
Endpunkt aller Anpassung	hh:min
Gründe für die Anpassung	Text

Anhang 6: Mögliche topologische Massnahmen

Darstellung möglicher topologischer Massnahmen (keine Gewähr auf Vollständigkeit)

- (1) Die Massnahmen können theoretisch für beide Fälle – zu hohe und zu tiefe Spannung – verwendet werden. Es ist jedoch zu beachten, dass der auf einen Netzknoten bezogene zu erzielende Vorteil einen Nachteil an anderer Stelle oder Stellen mit sich bringt.

Legende ↓ Reduktion der Wirk-/Blindleistung ← Gewünschte Flussrichtung ↓ Zunahme der Wirk-/Blindleistung	
	Zugehörige schematische Darstellung
Massnahme: NE2 Trafo A ausschalten Konsequenz: B: Spannung - A NE1: Spannung + A NE3: Spannung -	
Massnahme: Stichbetrieb / NE3-Abgang ausschalten Konsequenz: B: Spannung - A NE1: Spannung + A NE3: Spannung +	
Massnahme: Parallel-Leitung ausschalten Konsequenz: B: Spannung - A NE1: Spannung - A NE3: Spannung -	
Massnahme: Querverbindung ausschalten Konsequenz: B: Spannung - A NE1: Spannung - A NE3: Spannung -	

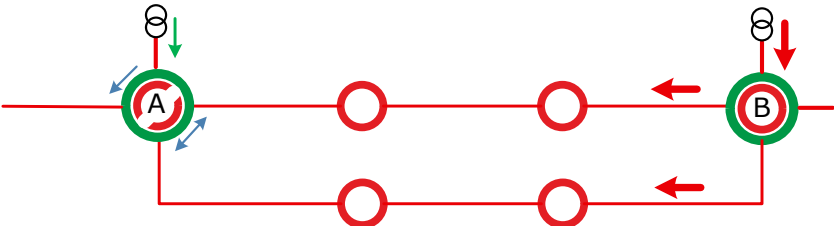
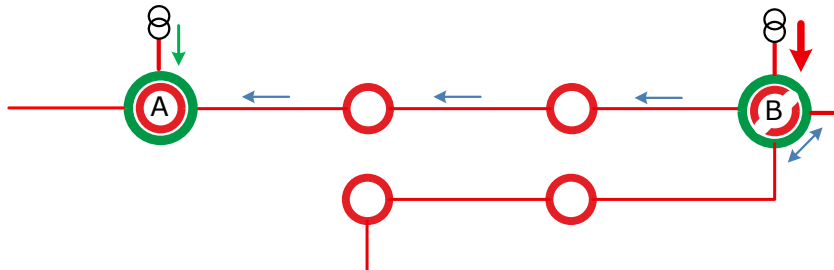
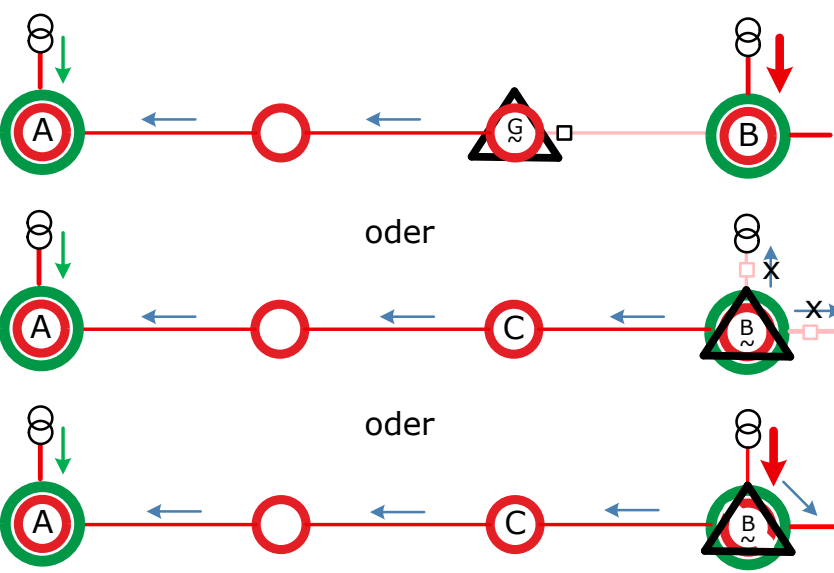
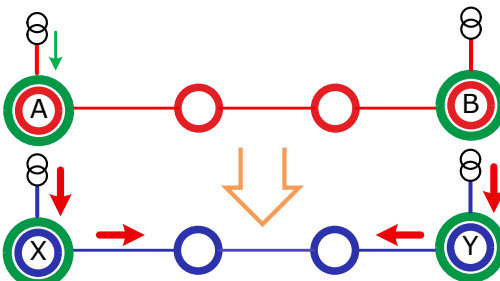
Massnahme: 2-SS-Betrieb: Ring / Teilnetz bilden Konsequenz: B: Spannung - A SS TR: Spannung + A SS Ring: Spannung -	
Massnahme: 2-SS-Betrieb: NE2-Einspeisung umlenken Konsequenz: B SS TR: Spannung + B NE1: Spannung - A: Spannung +	
Massnahme: KW-Einspeisung umlenken Konsequenz: B: Spannung - A: Spannung +	
Massnahme: Last in der NE5 umlegen Konsequenz: A/B: Spannung + X/Y: Spannung -	

Tabelle 5: Darstellung möglicher topologischer Massnahmen

Anhang 7: Spannungsbänder

- (1) Die Spannungsgrenzen für den Dauerbetrieb sind im Übertragungsnetz (ÜN) für alle Knoten gleich definiert. Für die beiden Spannungsebenen des ÜN gelten mit Bezug auf Gesetze und Verordnungen (obere Spannungsgrenze entsprechend dauernd zulässiger maximaler Betriebsspannung) und aus Stabilitätsüberlegungen (untere Spannungsgrenze) folgende Grenzen für den Dauerbetrieb:

Nennspannung	Obere Grenze für den Dauerbetrieb	Untere Grenze für den Dauerbetrieb
380-kV-Ebene	420 kV	360 kV ¹
220-kV-Ebene	245 kV	198 kV ²

Tabelle 6: Spannungsgrenzen für den Dauerbetrieb je Netzebene

- (2) Referenz für die jeweils aktuelle Spannung im ÜN für die Spannungsführung des gesamten Netzes ist die estimierte Spannung³ der Netzzustands-Estimation der Übertragungsnetzbetreiberin (ÜNB).
- (3) Zusätzlich müssen sowohl Kraftwerke als auch Verteilnetze (VN) und benachbarte Systembetreiber (BSYB) gemäss der unten aufgeführten Tabelle eine bestimmte Zeit am Netz bleiben, solange sich die erhöhte bzw. die zu niedrige Spannung innerhalb der in der folgenden Tabelle zu entnehmenden Spannungen bewegt. In diesen Bereichen dürfen sich die Kraftwerke, Verteilnetze und BSYB nicht durch spannungsabhängige Auslösegeräte automatisch vom Netz trennen.
- (4) Für die Auslegung der Netzanschlusstransformatoren (inklusive Stufenschalter, Isolation, Überspannungsableiter etc.) müssen die Spannungsbänder in nachfolgender Tabelle 7 ohne Zeitbeschränkung eingehalten werden⁴.

Nennspannung	Obere Grenze, bei welcher Kraftwerke, VN und BSYB für mindestens 30 Minuten am Netz bleiben müssen	Untere Grenze, bei welcher Kraftwerke, VN und BSYB für mindestens 60 Minuten am Netz bleiben müssen
380-kV-Ebene	440 kV	340 kV
220-kV-Ebene	253 kV	187 kV

Tabelle 7: Robustheit gegenüber zeitlich begrenzten Spannungsschwankungen je Netzebene

¹ Entspricht der Stabilitätsgrenze im 380-kV-Netz gemäss TC und ICS

² Entspricht der Stabilitätsgrenze im 220-kV-Netz gemäss TC und ICS

³ Die estimierte Spannung ist die aufgrund der vorhanden Messerwerte wahrscheinlichste Spannung, mit welcher die Lastflussberechnung für das berechnete System eine konsistente Lösung ergibt.

⁴ Die technischen Anforderungen für die Spannungshaltung gemäss TC 2019 Kapitel 6 sind im jeweiligen Netzanschlussvertrag geregelt.

- (5) In der Betriebsführung werden zusätzlich zu den harten Spannungsgrenzen für die Alarmierung die Schwellwerte gemäss definiert.

Nennspannung	Alarmwert tief (AT)	Normalbereich	Alarmwert hoch (AH)
380-kV-Ebene	< 390 kV	400 kV bis 415 kV	> 420 kV
220-kV-Ebene	< 220 kV	230 kV bis 240 kV	> 245 kV

Tabelle 8: Bereiche der Betriebsspannung je Spannungsebene

- (6) Innerhalb des zulässigen Bereichs der Betriebsspannung ist ein Normalbereich (vgl. Tabelle 8) der aktuellen Spannung festgelegt.
- (7) An der Schnittstelle zwischen der ÜNB und den angrenzenden ausländischen Übertragungsnetzbetreiber (ATSO) sind die Spannungsbänder des Normalbetriebs in den TSO-TSO-Verträgen vereinbart. Die nationale Leitstelle Übertragungsnetz (NLÜ) stimmt die harten Spannungsgrenzen an Randknoten unter Berücksichtigung des eingesetzten Materials mit den angrenzenden ATSO ab.
- (8) Mit Bezug auf die System Operation Guideline (SO GL Artikel 27) wird die Basisspannung für Angaben von per-unit-Spannungen im Schweizer Höchstspannungsnetz wie folgt definiert:
- 380-kV-Ebene: 1 p.u. = 400 kV
 - 220-kV-Ebene: 1 p.u. = 220 kV