



# Transmission Code 2019

Gültig ab 07.05.2020

Dieses Dokument wurde erarbeitet unter der Verantwortung von:

**swissgrid**

TC – CH 2019

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen  
Association des entreprises électriques suisses  
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, [info@strom.ch](mailto:info@strom.ch), [www.strom.ch](http://www.strom.ch)



# Impressum und Kontakt

## Herausgeber

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31  
Postfach  
CH-5001 Aarau  
Telefon +41 58 580 21 11  
info@swissgrid.ch  
www.swissgrid.ch

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

Swissgrid verabschiedete das Dokument am 22.04.2020.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 07.05.2020.

## Autoren der Neufassung 2019

Vorname Name	Firma	Funktion
Iason Avramiotis	Swissgrid	
Heinz Berger	Axpo	
Stefan Bühler	Swissgrid	
Jacques Dutoit	Groupe E	
Christian Egger Mahler	ewz	
Mirko Feindel	Swissgrid	
Yann Gosteli	CKW	
Markus Gredig	Swissgrid	
Frank Gundelach	SBB	
Lukas Gürtler	Alpiq	
Markus Imhof	Swissgrid	
Sandro Isepponi	Repower	
Zaphod Leitner	Swissgrid	
Jürg Lienhart	ewz	
Balz Mächler	Axpo	
Boris Mankel	Axpo	
Michele Mastroianni	Swissgrid	
Vitus Müller	SAK	
Roland Notter	Axpo	
Thomas Oswald	Swissgrid	
Lukas Petrig	Alpiq	
Arian Rohs	AEW	
Thomas Ruckstuhl	Axpo	
Michael Rudolf	Swissgrid	
Guido Rüegg	ewz	
Walter Sattinger	Swissgrid	



Domenic Senn	Swissgrid
Michael Stähli	Swissgrid
Efstratios Taxeidis	BKW
Marc Vogel	Swissgrid
Marc Waldenburger	BKW
Bruno Wartmann	ewz
Christian Welti	Swissgrid
Patrick Widmer	SAK

### **Verantwortung Kommission**

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments ist Swissgrid verantwortlich.

Die VSE Kommission EVU-TSO begleitete den Überarbeitungsprozess.

Der Transmission Code wurde durch Beschluss des VSE Vorstandes zu einem Branchendokument zum Strommarkt erhoben.

Er gilt als Richtlinie im Sinne von Art. 27 Abs. 4 Stromversorgungsverordnung.

---

**Druckschrift** Nr. 1005/TC, Ausgabe 2019

### **Copyright**

© Swissgrid AG

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung von Swissgrid und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Swissgrid und VSE übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument gemäss vorgesehenem Weiterentwicklungsprozess zu ändern.



## Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	7
1. Einleitung .....	8
1.1. Allgemeines .....	8
1.2. Inhalt des Transmission Code .....	9
1.3. Geltungsbereich des Transmission Code.....	10
1.4. Definition von Akteuren und ihren Rollen .....	10
1.5. Signifikante Netzelemente und Anlagen für den Betrieb des Übertragungsnetzes .....	13
1.5.1. Einführung und Zweck des Beobachtungsgebietes .....	13
1.5.2. Methodik zum Erkennen von signifikanten fremden Netzelementen und Anlagen .....	15
1.5.3. Umsetzungsdokument und Datenaustausch.....	16
2. Einführung in den Betrieb des Übertragungsnetzes.....	18
2.1. Allgemeines .....	18
2.1.1. Klassifizierung von Netzzuständen .....	18
2.1.2. Kritische Netzsituationen.....	20
2.1.3. Weisungsrecht in Abhängigkeit vom Netzzustand .....	20
2.2. (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz.....	21
2.3. Ausserbetriebnahmeplanung.....	21
2.4. Schalthandlungen .....	23
2.4.1. Koordination von Schalthandlungen.....	23
2.4.2. Schalthandlungen im Notfall.....	23
2.5. Engpassmanagement.....	23
2.6. Anforderungen an KWB, VNB und BGV bzgl. Steuerung von Erzeugung und des Endverbrauchs beim Fahrplanwechsel.....	24
2.7. Informationspflichten.....	24
2.7.1. Informationspflichten zwischen der nationalen Netzgesellschaft und anderen Akteuren in der Schweiz.....	24
2.7.2. Informationspflichten zwischen der nationalen Netzgesellschaft und Akteuren im Ausland.....	25
2.8. Schulung, Training und Zertifizierung .....	25
3. Energieaustausch und Kapazitätsallokation.....	26
3.1. Energieaustausch mittels Bilanzgruppen.....	26
3.1.1. Hintergrund.....	26
3.1.2. Verantwortlichkeiten .....	26
3.1.3. Grundsätze zum Energieaustausch zwischen Bilanzgruppen .....	26
3.2. Bestimmung und Zuteilung von Kapazitätsrechten für grenzüberschreitenden Strom austausch.....	27
4. Systemdienstleistungen .....	28
4.1. Allgemeines .....	28
4.2. Allgemeine Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen .....	28
4.3. Anforderungen an die Erbringung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung .....	29
4.3.1. Allgemeines .....	29
4.3.2. Besondere Anforderungen an die Anbieter von Primärregelung .....	29
4.3.3. Besondere Anforderungen an die Anbieter von Sekundärregelung .....	30
4.3.4. Besondere Anforderungen an die Anbieter von Tertiärregelung .....	30
4.4. Spannungshaltung.....	31
4.4.1. Allgemeines .....	31
4.4.2. Allgemeine Anforderungen für die Spannungshaltung.....	31
4.4.3. Spezielle Anforderungen für die aktive Spannungshaltung .....	31



4.4.4.	Spezielle Anforderung für die halbaktive Spannungshaltung .....	32
4.4.5.	Spezielle Anforderungen für die überobligatorische Spannungshaltung .....	32
4.5.	Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit.....	32
5.	Massnahmen beim Betrieb des Übertragungsnetzes und des Störfallmanagements .....	34
5.1.	Allgemeines .....	34
5.2.	Verantwortlichkeiten im Falle einer Störung .....	34
5.2.1.	Generell .....	34
5.2.2.	Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft im Störfall.....	35
5.2.3.	Aufgaben der Anlagenbetreiber am ÜN im Störfall .....	35
5.3.	Massnahmen zur Erhaltung und Wiedererreichung des normalen Netzzustandes .....	35
5.3.1.	Frequenzabhängige Massnahmen.....	36
5.3.2.	Spannungsabhängige Massnahmen.....	37
5.3.3.	Engpassreduzierende Massnahmen.....	38
5.3.4.	Massnahmen bei Ausfall von IT-Systemen.....	39
5.3.5.	Vorübergehende Netztrennungen oder Inbetriebnahmen von Anlagen am ÜN .....	39
5.4.	Netzwiederaufbau .....	39
5.5.	Störungsanalyse .....	40
5.6.	Schulungen und Training von Störungssituationen .....	40
6.	Anschluss an das Übertragungsnetz .....	41
6.1.	Geltungsbereich.....	41
6.2.	Allgemeines .....	41
6.3.	Technische Aspekte.....	43
6.3.1.	Abgrenzung und Ausgestaltung des Anschlusses an das ÜN.....	43
6.3.2.	Technische Anforderungen an Anlagen am ÜN.....	43
6.3.3.	Technische Koordination zwischen Anlageneigentümer am ÜN und der nationalen Netzgesellschaft .....	44
6.3.4.	Betriebliche Koordination zwischen Anlagenbetreiber am ÜN und der nationalen Netzgesellschaft .....	45
6.3.5.	Verfügbarkeit des Anschlusses an das ÜN.....	45
6.3.6.	Netzurückwirkungen und Versorgungsqualität.....	45
6.3.7.	Anforderungen an den Netzschutz.....	45
6.4.	Konformitätsüberwachung und Konformitätstests .....	46
6.5.	Zusätzliche Anforderungen an Kraftwerke.....	46
6.5.1.	Allgemeines .....	46
6.5.2.	Robustheit gegenüber Spannungs- und Frequenzschwankungen .....	47
6.5.3.	Spannungsgrenzen für die Blindleistungsbereitstellung .....	50
6.5.4.	Elektrischer Schutz von Kraftwerken.....	50
6.5.5.	Transiente Stabilität.....	50
6.5.6.	Statische Stabilität.....	51
6.5.7.	Weitere Punkte .....	51
6.6.	Zusätzliche Anforderungen an Verteilnetze.....	52
7.	Netzentwicklung des Übertragungsnetzes .....	53
8.	Schlussbestimmungen.....	54
8.1.	Weiterentwicklung.....	54
8.2.	Ausnahmen und Übergangslösungen .....	54
9.	Anhang.....	55
9.1.	Übersicht der regulatorischen Vorgaben .....	55
9.2.	Übersicht der nachgelagerten Branchendokumente und Verträge .....	58



## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Einordnung des TC in die Dokumentenhierarchie	8
<b>Abbildung 2:</b> Akteure im TC	11
<b>Abbildung 3:</b> Schnittstellen zwischen Netzbetreibern und S-KWB und S-KAB (illustrativ)	12
<b>Abbildung 4:</b> Synonyme Begriffsdefinitionen zum Kraftwerk	13
<b>Abbildung 5:</b> Verschiedene Gruppen von signifikanten Netzelementen und Anlagen des Beobachtungsgebiets	14
<b>Abbildung 6:</b> Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft (illustrativ)	15
<b>Abbildung 7:</b> Datenaustauschbeziehungen	17
<b>Abbildung 8:</b> Netzzustand, Netzsituation, Massnahmen und Weisungsrecht im Betrieb des ÜN	18
<b>Abbildung 9:</b> Überblick über Massnahmen (nicht vollständig)	36
<b>Abbildung 10:</b> Kraftwerkstypen und Leistungsklassen	47
<b>Abbildung 11:</b> Robustheit gegenüber Frequenzschwankungen	48
<b>Abbildung 12:</b> Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen	49
<b>Abbildung 13:</b> Unveränderte Wirkleistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch	49
<b>Abbildung 14:</b> Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung von Kraftwerken am Netzanschlusspunkt	50
<b>Abbildung 15:</b> Grenzkurve bei einem kraftwerksnahen Kurzschluss	51

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Anschlussleistungsrichtwerte je Spannungsebene	43
<b>Tabelle 2:</b> Übersicht regulatorischer Vorgaben	55
<b>Tabelle 3:</b> Übersicht nachgelagerter Branchendokumente und Branchenverträge	58



## Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument im Verantwortungsbereich der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid). 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 Energiegeschäfts 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 Elektrische Energie (MMEE)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument Transmission Code (TC) handelt es sich um ein Schlüsseldokument. Der TC, der Distribution Code (DC) und die „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen (NA/EEA)“ bilden zusammen den Grid Code der Schweiz.

Das Übertragungsnetz (ÜN) dient der Übertragung von Elektrizität auf Höchstspannung über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen. Es ist das Bindeglied zu den an das ÜN angeschlossenen Anlagenbetreibern. Für den stabilen Netzbetrieb und für die Beherrschung von Störfällen ist es essentiell, dass alle Akteure einheitliche Mindeststandards einhalten.

Aufgrund der Vielzahl von Akteuren sind die notwendigen Informationen, die an den Schnittstellen zu übergeben sind, genau zu definieren. Desgleichen müssen Informationen, die zur Modellierung von statischen und dynamischen Netzmodellen benötigt werden, transparent ausgetauscht und abgestimmt werden.

Die internationale und nationale Koordination gewinnt durch die Integration der nationalen Märkte zum EU-Binnenmarkt und die steigende Dezentralisierung der Erzeugung immer mehr an Bedeutung.

Der TC ist das zentrale Dokument, welches die Zusammenarbeit der Akteure beschreibt. Bei den Akteuren handelt es sich um die nationale Netzgesellschaft und direkt ans ÜN angeschlossene Anlagenbetreiber und Eigentümer, um Marktakteure und auch um bestimmte Anlagenbetreiber, die an das Verteilnetz (VN) angeschlossen sind. Ausserdem koordiniert sich die nationale Netzgesellschaft mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern (ATSO) und den Regional Security Coordinators (RSC). Der TC konkretisiert die regulatorischen Vorgaben und legt fest, welche Themen die Akteure vertraglich regeln müssen. Bestehende Verträge und Vereinbarungen werden dabei berücksichtigt.

Das Verhalten der steigenden Anzahl an neuen Akteuren wie z.B. Prosumern und Betreibern von dezentralen Kraftwerken bzw. Energiespeichern etc. gewinnt an Bedeutung für das ÜN und VN. Je nach Anlagentyp und Spannungsebene gelten unterschiedliche Anforderungen. Diese Anforderungen sind in den Schlüsseldokumenten TC/DC und im Umsetzungsdokument NA/EEA festgeschrieben. Die nationale Netzgesellschaft und die Verteilnetzbetreiber (VNB) tragen Sorge dafür, dass diese Akteure die für sie relevanten Standards und Anforderungen beachten.

Die nationale Netzgesellschaft und die VNB prüfen und stellen im Rahmen des Netzanschlusses und im Netzbetrieb sicher, dass einzelne bzw. die Summe der an ihre Netze angeschlossenen Anlagen den sicheren Betrieb ihrer Netze nicht gefährden. Der Schutz von Personen und Anlagen ist dabei übergeordnet.

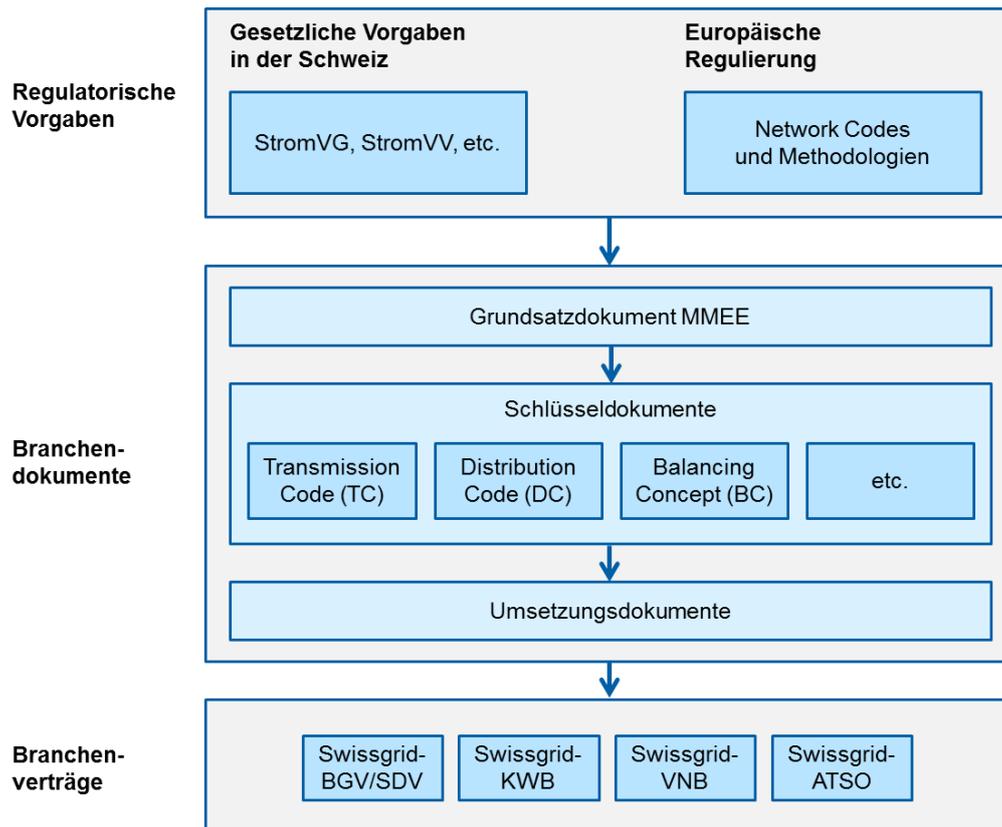
Weil sich die Aktivitäten der Akteure auf den verschiedenen Spannungsebenen gegenseitig beeinflussen, werden TC, DC und NA/EEA gesamthaft betrachtet.



# 1. Einleitung

## 1.1. Allgemeines

- (1) Der TC basiert auf den jeweils geltenden gesetzlichen Regelungen wie insbesondere Stromversorgungsgesetz (StromVG), Stromversorgungsverordnung (StromVV), Elektrizitätsgesetz (EleG), Energiegesetz (EnG) und Energieverordnung (EnV).
- (2) Der TC steht in Einklang mit internationalen Vorgaben und Verpflichtungen wie z.B. den für den Betrieb des Verbundnetzes gültigen Regeln und Vorgaben der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Verträgen zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und berücksichtigt (sofern anwendbar) die für das europäische Verbundnetz relevanten und gültigen Network Codes und Guidelines.



**Abbildung 1:** Einordnung des TC in die Dokumentenhierarchie

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die regulatorischen Vorgaben, die Branchendokumente und die Branchenverträge.

Der Anhang Kapitel 9 gibt einen Überblick, welche regulatorischen Grundlagen für welches Kapitel des TCs relevant sind und welche VSE Umsetzungsdokumente und Branchenverträge einzelne Anforderungen aus dem TC umsetzen.

Zusätzlich haben die Netz- und Kraftwerksbetreiber nationale und internationale Normen zu berücksichtigen.

- (3) Der TC definiert die technischen Grundsätze und Anforderungen des Netzanschlusses an das ÜN, den Betrieb und die Nutzung des ÜN, sowie die Rollen der verschiedenen Akteure.
- (4) Die Bestimmungen des TC betreffen das Verhältnis zwischen der nationalen Netzgesellschaft und den Betreibern und Eigentümern von Anlagen, die für das ÜN signifikant sind.
- (5) Ferner definiert der TC Grundsätze für den Datenaustausch zwischen den Akteuren, die auf dieser Basis Konkretes vereinbaren.



- (6) Die Einhaltung der Grundsätze und Anforderungen des TC ist für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung unabdingbar. Die Bestimmungen des TC dienen daher als Grundlage für die Festlegung der gegenseitigen Rechte und Pflichten in Verträgen und Vereinbarungen, die die nationale Netzgesellschaft mit den jeweiligen Akteuren abschliesst.
- (7) Es bleibt den Akteuren überlassen, über die in diesem TC festgelegten Anforderungen hinaus zu gehen oder diese stärker zu detaillieren.
- (8) Die nationale Netzgesellschaft, die Anlagenbetreiber am ÜN und weitere Akteure haben Massnahmen zu treffen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dabei beachten sie insbesondere den Schutz von Personen und Anlagen. Um gleichzeitig auch einen leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb sicherzustellen, müssen diese Akteure ihre Schnittstellen und Prozesse koordiniert weiterentwickeln.
- (9) Folgende Punkte sind nicht Gegenstand des TC:
  - a) Die kommerzielle Abwicklung der gegenseitigen Rechte und Pflichten, diese wird vertraglich geregelt.
  - b) Die Ermittlung und Verrechnung der Netznutzungsentgelte, diese werden im Branchendokument Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz (NNMÜ-CH) beschrieben und die Netznutzungstarife für das ÜN werden von der nationalen Netzgesellschaft publiziert.
  - c) Die Messung sowie das Messdatenmanagement für Verrechnungszwecke, diese werden im Branchendokument Metering Code (MC-CH) geregelt.
  - d) Bilanzgruppen- und Fahrplanmanagement, diese werden im Branchendokument Balancing Concept (BC-CH) geregelt.
- (10) Im Falle einer schweren Strommangellage wendet die „Organisation für die Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen“ (OSTRAL) auf Basis des Landesversorgungsgesetzes (LVG) situationsbedingt vom Bundesrat beschlossene Massnahmen an, die den Regeln des TC vorgehen.
- (11) Bei einer Änderung des TC sind bestehende Verträge und Vereinbarungen angemessen zu berücksichtigen. Sofern aus Gründen der Systemsicherheit notwendig, haben die Betroffenen gemeinsam nach einer einvernehmlichen Vertragsanpassung im Sinne des TC zu suchen.
- (12) Im VSE Glossar<sup>1</sup> werden Abkürzungen und Fachbegriffe, die im TC verwendet werden, definiert.

## 1.2. Inhalt des Transmission Code

### (1) **Kapitel 1 Einleitung**

enthält eine Einführung in Ziel, Form, Inhalt und Grundlagen des TC, die Beschreibung des Beobachtungsgebiets von der nationalen Netzgesellschaft sowie eine kurze Übersicht der verschiedenen Akteure und Rollen, die von den Regelungen dieses TC betroffen sind. Es definiert den Geltungsbereich des TC.

### (2) **Kapitel 2 Einführung in den Betrieb des Übertragungsnetzes**

umfasst die wesentlichen Bestimmungen für die Ausserbetriebnahmeplanung und Netzbetriebsführung für das ÜN einschliesslich der anzuwendenden Kriterien. Dieses Kapitel beschreibt die Netzzustände, die Netzsituationen und die vom jeweiligen Netzzustand abhängigen Weisungsrechte der nationalen Netzgesellschaft. Es beschreibt auch die Koordination der Ausserbetriebnahmeplanung und der Schalthandlungen. Darüber hinaus regelt Kapitel 2 den Bereich des betrieblichen Engpassmanagements sowie die Bereitstellung der für den Netzbetrieb notwendigen Informationen und macht Vorgaben für die Schulung, das Training und die Zertifizierung des Betriebspersonals.

<sup>1</sup> Bis zum Abschluss der Aktualisierung des gesamten VSE Glossars, publiziert die nationale Netzgesellschaft ein Glossars und Abkürzungsverzeichnis für den TC.



- (3) **Kapitel 3 Energieaustausch und Kapazitätsallokation**  
behandelt Fragen zur Einrichtung und Aufgaben von Bilanzgruppen sowie allgemeine Vorgaben für die Allokation der verfügbaren grenzüberschreitenden Netzkapazitäten.
- (4) **Kapitel 4 Systemdienstleistungen**  
definiert die verschiedenen Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit) und regelt deren Beschaffung und Einsatz durch die nationale Netzgesellschaft.
- (5) **Kapitel 5 Massnahmen beim Betrieb des Übertragungsnetzes und des Störfallmanagements**  
legt Verantwortlichkeiten fest und regelt Massnahmen, die zum Erhalt des normalen Netzzustandes bzw. zu dessen Wiederherstellung notwendig sind. Ausserdem werden Massnahmen zur Frequenzhaltung, zur Spannungshaltung, zum Engpassmanagement, zur Begrenzung von Grossstörungen und zum Netzwiederaufbau beschrieben. Darüber hinaus enthält dieses Kapitel Anforderungen an Schulung und Training der Akteure bezüglich des Störfallmanagements.
- (6) **Kapitel 6 Anschluss an das Übertragungsnetz**  
regelt die Erstellung, Änderung und Auflösung von Netzanschlüssen und bildet damit die Grundlage für den Abschluss von Netzanschlussverträgen. Insbesondere definiert dieses Kapitel die technischen Anforderungen für den Anschluss von technischen Anlagen an das ÜN.
- (7) **Kapitel 7 Netzentwicklung des Übertragungsnetzes**  
dokumentiert die zu beachtenden Netzplanungskriterien und regelt die Bereitstellung der für die Ausbauplanung benötigten Informationen durch Dritte.
- (8) **Kapitel 8 Schlussbestimmungen**  
enthält allgemeine Vorschriften zur Einhaltung und Weiterentwicklung des TC.
- (9) **Kapitel 9 Anhang**  
beinhaltet eine Liste der regulatorischen Vorgaben für den TC und eine Liste der nachgelagerten Branchendokumenten und Verträge, mit welchen die TC Anforderungen umgesetzt werden.

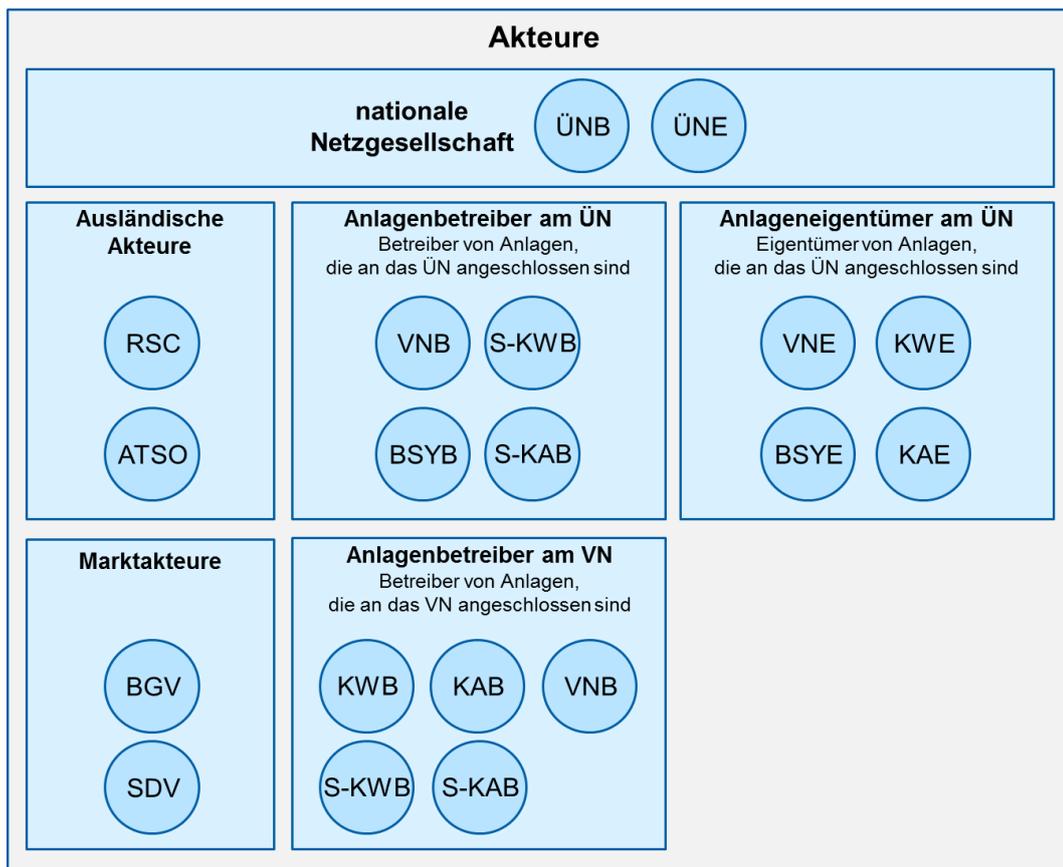
### 1.3. Geltungsbereich des Transmission Code

- (1) Die Anforderungen des TC gelten für die in Kapitel 1.4 vorgestellten für das ÜN relevanten Akteure und deren neuen und bestehenden Anlagen.
- (2) Für die in Kapitel 6 enthaltenen Anforderungen für Netzanschlüsse am ÜN gelten besondere Regelungen, welche in Kapitel 6.1 definiert werden.
- (3) Der TC bildet die Grundlage für den Abschluss von Verträgen zwischen der nationalen Netzgesellschaft und anderen Akteuren, z.B. für den Anschluss an das ÜN, den Betrieb des ÜN, die Netznutzung des ÜN, die Einrichtung von Bilanzgruppen, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

### 1.4. Definition von Akteuren und ihren Rollen

- (1) Im TC wird zwischen den in Abbildung 2 dargestellten Gruppen von Akteuren unterschieden. Diese werden nach der Abbildung im Einzelnen vorgestellt:





ATSO = ausländischer Übertragungsnetzbetreiber	S-KAB = signifikanter KAB
BGV = Bilanzgruppenverantwortlicher	S-KWB = signifikanter KWB
BSYB = benachbarter Systembetreiber	SDV = Systemdienstleistungsverantwortlicher
BSYE = Eigentümer von Anlagen eines BSYB	ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber
KAB = Kundenanlagenbetreiber	ÜNE = Übertragungsnetzeigentümer
KAE = Kundenanlageneigentümer	VNB = Verteilnetzbetreiber
KWB = Kraftwerksbetreiber	VNE = Verteilnetzeigentümer
KWE = Kraftwerkseigentümer	
RSC = Regional Security Coordinator	

**Abbildung 2:** Akteure im TC

(2) **Die nationale Netzgesellschaft** nimmt die Rollen ÜNB und ÜNE wahr.

Die nationale Netzgesellschaft betreibt das schweizerische ÜN gemäss den gesetzlichen Vorschriften, den Bestimmungen dieses TC und in Übereinstimmung mit den anwendbaren nationalen und internationalen Standards und Vereinbarungen. Sie erfüllt diese Aufgaben in Zusammenarbeit mit den beteiligten inländischen Akteuren sowie als verantwortliche Ansprechpartnerin mit den ATSO und RSC.

**ÜNB:** Die nationale Netzgesellschaft ist in dieser Rolle u.a. verantwortlich für:

- den sicheren, effizienten, zuverlässigen, leistungsfähigen und diskriminierungsfreien Netzbetrieb des ÜN in der Netzbetriebsplanung und bei der Netzbetriebsführung unter Einhaltung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte und der geltenden technischen und regulatorischen Vorgaben,
- die Koordination der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung mit den Anlagenbetreibern am ÜN und den Marktakteuren und ist diesen gegenüber in Fragen des Übertragungsnetzbetriebes weisungsberechtigt,
- die Koordination der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung des ÜN mit ATSO und RSC,
- die Beschaffung und den Einsatz von Systemdienstleistungen, das Engpassmanagement und das Fahrplanmanagement,



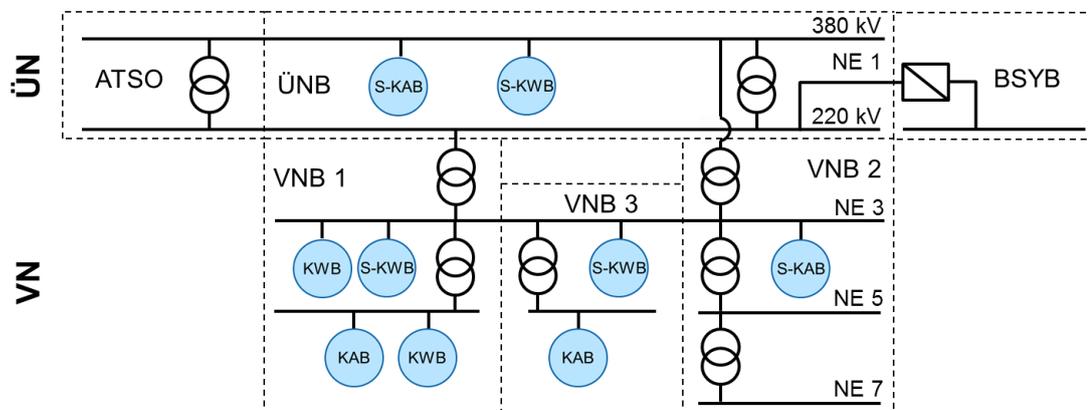
e) die betrieblichen Regelungen beim Anschluss an das ÜN.

**ÜNE:** Die nationale Netzgesellschaft ist in dieser Rolle u.a. verantwortlich für:

- f) die Planung, den Bau und die Instandhaltung der sich in ihrem Eigentum befindlichen Betriebsmittel,
- g) den Anschluss der Anlagen von VNE, BSYE, KWE oder KAE resp. Endverbrauchern an das ÜN.

- (3) **Ausländische Akteure:** Im Rahmen des europäischen Verbundbetriebs muss sich die nationale Netzgesellschaft mit ausländischen Akteuren koordinieren. Hierzu zählen ausländische Übertragungsnetzbetreiber (ATSO) und Regional Security Coordinators (RSC).
- (4) **Anlagenbetreiber am ÜN:** Dies ist ein Sammelbegriff für VNB, BSYB, S-KWB oder S-KAB, deren Anlagen direkt an das ÜN angeschlossen sind. Jeder Anlagenbetreiber am ÜN ist verantwortlich für die Planung und Führung des sicheren, effizienten, zuverlässigen und leistungsfähigen Betriebs seiner Anlagen unter Einhaltung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte und der geltenden technischen und regulatorischen Vorgaben.
- (5) **Anlageneigentümer am ÜN:** Dies ist ein Sammelbegriff für VNE, BSYE, KWE oder KAE, deren Anlagen direkt an das ÜN angeschlossen sind. Der Anlageneigentümer von ans ÜN angeschlossenen Anlagen wird in anderen Dokumenten auch als Netzanschlussnehmer bezeichnet.
- (6) **Marktakteure:** Die Marktakteure im Kontext des TC sind SDV und BGV.
  - a) Ein BGV vertritt eine Bilanzgruppe (BG) gegenüber der nationalen Netzgesellschaft und anderen Akteuren. Der BGV ist insbesondere für die fristgerechte Übermittlung von Fahrplänen sowie eine ausgeglichene Energiebilanz seiner BG verantwortlich.
  - b) Ein SDV erbringt Systemdienstleistungen für die nationale Netzgesellschaft.
- (7) **Anlagenbetreiber am VN:** Dies ist ein Sammelbegriff für alle Akteure, deren Anlagen an das VN angeschlossen sind. Dies können KWB, S-KWB, KAB, S-KAB aber auch weitere VNB ohne direkten Anschluss an das ÜN sein.
- (8) S-KWB und S-KAB sind Sammelbegriffe für KWB und KAB, deren Anlagen für den Betrieb des ÜN signifikant sind. Es handelt sich um:
  - a) KWB sowie KAB, deren Anlagen direkt an das ÜN angeschlossen sind, oder
  - b) KWB sowie KAB, deren Anlagen an das VN angeschlossen sind und die für die Ausserbetriebnahmeplanung und den Betrieb des Übertragungsnetzes signifikant sind. Deshalb sind sie Teil des „Beobachteten Fremdnetzes“ (vgl. Kapitel 1.5) der nationalen Netzgesellschaft.

Abbildung 3 visualisiert die Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern und den S-KWB und S-KAB. Das ÜN der Schweiz ist direkt verbunden mit dem ÜN von ATSO, dem Netz der SBB (BSYB) und den direkt angeschlossenen VNB, S-KWB und S-KAB.

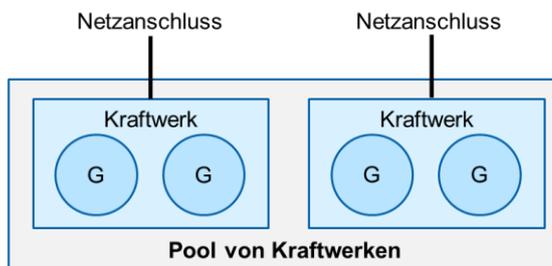


**Abbildung 3:** Schnittstellen zwischen Netzbetreibern und S-KWB und S-KAB (illustrativ)



- (9) Die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) übernehmen je nach Situation verschiedene Rollen (KWB, KWE, SDV, BGV, VNB, VNE, KAB). Die bestehenden Schnittstellen zwischen dem ÜN und dem Netz der SBB werden in gesonderten Verträgen geregelt. Ausserdem gelten die SBB gemäss StromVV gegenüber dem ÜN als Endverbraucher. Aus betrieblicher Sicht gelten die SBB als Eigentümerin (BSYE) und Betreiberin (BSYB) eines benachbarten Systems.
- (10) Speicher (z.B. Batteriespeicher oder Pumpspeicherkraftwerke) oder Prosumer sind im TC nicht als Akteure definiert. Für den TC genügen die Rollen von KWB und KAB, weil Prosumer und Speicher zu einem beliebigen Zeitpunkt immer eine dieser Rollen einnehmen.
- (11) Im TC werden im Zusammenhang mit einem Kraftwerk verschiedene Begriffe verwendet, diese sind gemäss Abbildung 4 definiert. Dort sind auch synonyme Begriffe genannt, welche in anderen Branchendokumenten verwendet werden:

Ein Kraftwerk kann aus mehreren Generatoren oder Modulen, die über Wechselrichter einspeisen, bestehen. Ein Kraftwerk verfügt über einen Netzanschluss. Ein KWB/KAB oder SDV kann mehrere Kraftwerke/Endverbraucher zu einem Pool bündeln und für diese gemeinsame Aufgaben erfüllen wie z.B. Systemdienstleistungsprodukte anbieten bzw. Fahrpläne anmelden.



TC- Begriffe	Synonyme Begriffe in anderen Branchendokumenten
Generator G (können auch Module sein, die über Wechselrichter einspeisen)	elektrische Energieerzeugungseinheit (EEE)
Kraftwerk	elektrische Energieerzeugungsanlage (EEA)
Pool von Kraftwerken	Erzeugungseinheit (EZE)

**Abbildung 4:** Synonyme Begriffsdefinitionen zum Kraftwerk

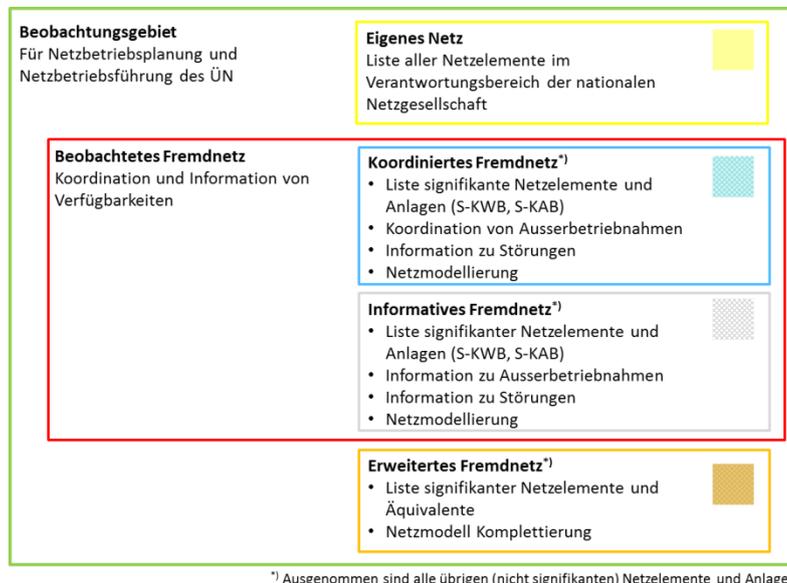
## 1.5. Signifikante Netzelemente und Anlagen für den Betrieb des Übertragungsnetzes

### 1.5.1. Einführung und Zweck des Beobachtungsgebietes

- (1) Das kontinentaleuropäische, synchron betriebene Stromnetz, welches einerseits Regionen und Länder (horizontale Sicht) und andererseits Spannungsebenen (vertikale Sicht) verbindet, wird von einigen tausend Netzbetreibern betrieben. Dies erfordert in einer Zeit der steigenden Dezentralisierung der Erzeugung und der Speicherung, bei einer immer schwerer auszubauenden Netzinfrastruktur, eine verstärkte Zusammenarbeit auf Basis von transparenten und diskriminierungsfreien Methoden. Hierfür richtet die nationale Netzgesellschaft und jeder ATSO für sich ein „Beobachtungsgebiet“, ein „Beobachtetes Fremdnetz“ und ein „Koordiniertes Fremdnetz“ ein. Die für diese Gebiete vorgesehenen Informations- und Koordinationsprozesse tragen auch in Zukunft zur Versorgungssicherheit bei.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft muss für den sicheren Netzbetrieb in der Netzbetriebsplanung und bei der Netzbetriebsführung, nicht nur die Netzelemente welche in ihrem Verantwortungsbereich liegen berücksichtigen, sondern auch Netzelemente von anderen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), Verteilnetzbetreibern (VNB) und signifikanten Anlagen (S-KWB, SKAB), die ihr Netz wesentlich beeinflussen.



- (3) Die Netzdarstellung aus Abbildung 5 ist eine ENTSO-E Darstellung<sup>2</sup> und visualisiert das Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft. Die Grafik soll darstellen, dass neben den eigenen Netzelementen auch fremde Netzelemente und Anlagen für den eigenen Netzbetrieb signifikant sind. Die Relevanz der fremden Netzelemente und signifikanten Anlagen nimmt mit grösserem Abstand (bezüglich Distanz und Spannungsebene) tendenziell ab. Die Grafik ist illustrativ und zeigt das Mengengerüst nur ungenügend. Die grosse Anzahl der Netzelemente des europäischen Stromnetzes bzw. auf tiefen Spannungsebenen, die für die nationale Netzgesellschaft gar nicht signifikant sind, ist nicht dargestellt.



**Abbildung 5:** Verschiedene Gruppen von signifikanten Netzelementen und Anlagen des Beobachtungsgebiets

- (4) Die in Abbildung 5 eingeführten Gruppen von signifikanten Netzelementen bzw. Anlagen<sup>3</sup> werden in verschiedenen Konstellationen zusammengefasst. Für die nationale Netzgesellschaft gelten die folgenden Definitionen (Diese Begriffe sind im TC stets gross und in „g“ geschrieben):
- „**Eigenes Netz**“ (**gelb**): umfasst die Netzelemente in der betrieblichen Verantwortung der nationalen Netzgesellschaft (inklusive der Grenzleitungen).
  - „**Koordiniertes Fremdnetz**“ (**blau**)<sup>4</sup>: umfasst die signifikanten Netzelemente und Anlagen von VNB, ÜNB, S-KWB und S-KAB im In- und Ausland, für welche die Ausserbetriebnahmen, Schalthandlungen und Sonderschaltzustände mit der nationalen Netzgesellschaft koordiniert werden und die in deren Ausfalllisten für die Netzsicherheitsrechnung einfließen.
  - „**Informatives Fremdnetz**“ (**grau**): umfasst die signifikanten Netzelemente bzw. Anlagen von VNB, ÜNB, S-KWB und S-KAB im In- und Ausland, für welche Informationen zu Ausserbetriebnahmen, Schalthandlungen, Anagentests und Störungen ausgetauscht werden und die in deren Ausfalllisten für die Netzsicherheitsrechnung einfließen.
  - „**Erweitertes Fremdnetz**“ (**orange**): umfasst die Netzelemente bzw. Äquivalente, die nötig sind, um ein erweitertes Netzmodell für die Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung zu erstellen.

Weiter gibt es folgende Sammelbegriffe:

<sup>2</sup> Supporting document to the all TSOs' proposal for the methodology for coordinating operational security analysis in accordance with article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation and for the methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with Article 84 of the same Regulation.

<sup>3</sup> Fremde Netzelemente und Anlagen werden nicht von der nationalen Netzgesellschaft betrieben. Sofern ein fremdes Netzelement oder Anlage für den Betrieb des ÜN relevant ist, wird es der Liste für koordiniertes, informatives oder erweitertes Fremdnetze zugeteilt.

<sup>4</sup> Äquivalenter Begriff: External List of Contingency



- e) „**Beobachtetes Fremdnetz**“ (rot)<sup>5</sup>: ist ein Sammelbegriff, der alle Netzelemente und Anlagen umfasst, die zum „Koordinierten Fremdnetz“ oder dem „Informativen Fremdnetz“ gehören.
- f) „**Beobachtungsgebiet**“ (grün)<sup>6</sup>: ist ein Sammelbegriff, der alle Netzelemente und Anlagen umfasst, die zum „Eigenen Netz“, zum „Koordinierten-/Informativen-/ Erweiterten Fremdnetz“ gehören. Für alle Netzelemente, die zum „Beobachtungsgebiet“ gehören, erfolgt der Austausch von Stamm- und Echtzeitdaten (Schaltzustände, Strom-, Spannungsmesswerte, etc.), damit diese Netzelemente in den Netzmodellen modelliert werden können.

- (5) Abbildung 6 illustriert das Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft als Anschauungsbeispiel.

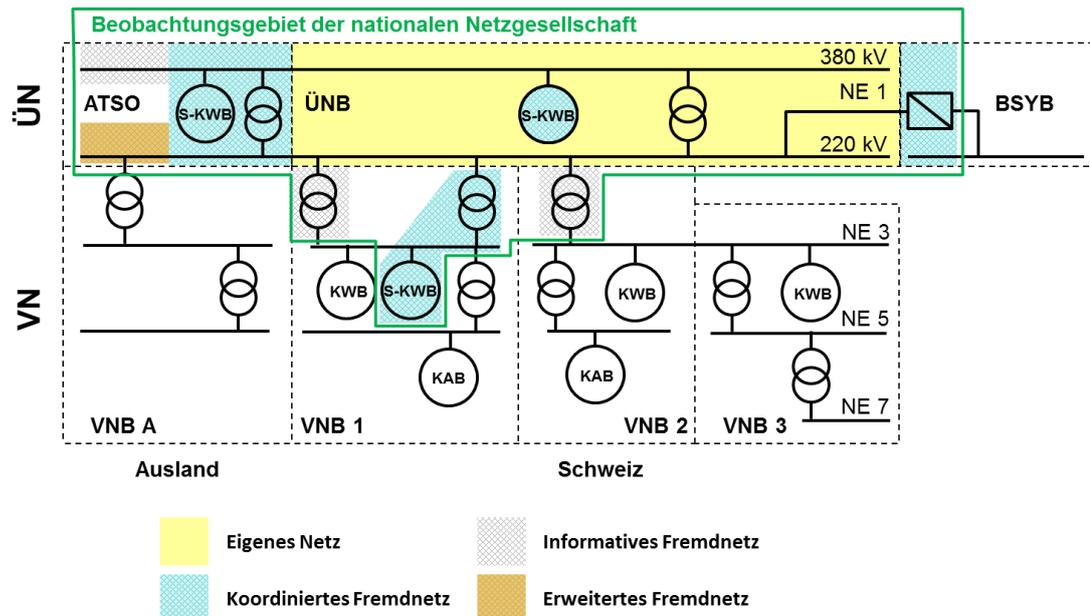


Abbildung 6: Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft (illustrativ)

- (6) Die nationale Netzgesellschaft und jeder VNB am ÜNB sind für den Betrieb ihrer eigenen Netzelemente alleine verantwortlich. Die Informationen aus ihrem „Beobachtungsgebiet“<sup>7</sup> ermöglichen es ihnen aber, diese Verantwortung besser wahr zu nehmen. Herausforderungen und Engpässe werden frühzeitig erkannt und können idealerweise bereits bei der Netzbetriebsplanung gelöst werden.

### 1.5.2. Methodik zum Erkennen von signifikanten fremden Netzelementen und Anlagen

- (1) Damit der administrative Abstimmungsaufwand bei:

- Koordination der Ausserbetriebnahmen,
- der Netzmodellbildung und
- der Datenpflege in den betroffenen Systemen

nicht zu gross wird, berücksichtigt die nationale Netzgesellschaft nur die fremden Netzelemente und signifikanten Anlagen, die signifikant für die Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung sind. Aufwand und Nutzen müssen in einem sachgerechten Verhältnis stehen.

- (2) Die nationale Netzgesellschaft entwickelt in Absprache mit den Anlagebetreibern am ÜNB eine Methodik, wie das Beobachtungsgebiet für das ÜNB gebildet wird. Die Methodik beinhaltet eine qualitative und eine quantitative Variante. Zuerst stimmen die nationale Netzgesell-

<sup>5</sup> Äquivalenter Begriff: External Observability List

<sup>6</sup> Äquivalenter Begriff: Observability Area

<sup>7</sup> VNB sind grundsätzlich frei, ob und in welcher Form sie ihr „Beobachtungsgebiet“ definieren und umsetzen.



schaft und die VNB am ÜN den Netzbereich ab, in dem die für die nationale Netzgesellschaft signifikanten Netzelemente und Anlagen vermutet werden. Die VNB am ÜN erstellen ausserdem eine Liste der für ihren Netzbetrieb signifikanten Anlagen die an ihr VN angeschlossen sind. Diese Liste wird ggf. ergänzt um ebenso signifikante Netzelemente und Anlagen im Netz eines nachgelagerten VNB. Diese Liste fliesst in die gemeinsame Analyse ein.

- a) **Qualitative Methode:** Die Betriebsexperten von der nationalen Netzgesellschaft und den VNB am ÜN kennen, auf Basis ihrer langjährigen Erfahrung, die signifikanten Netzelemente (z.B. Parallelleitungen) und Anlagen (grosse Generatoren und Lasten). Sie analysieren gemeinsam die Netzpläne und einigen sich in Diskussionen, unter Berücksichtigung von Betriebsereignissen, auf die signifikanten Netzelemente und Anlagen und ordnen sie den in 1.5.1 (4) definierten Gruppen zu.
  - b) **Quantitative Methode:** Für den unklaren Netzbereich, in dem weitere signifikanten Netzelemente und Anlagen vermutet werden, werden zweckgebunden die notwendigen Daten, auf Basis einer Datenaustauschvereinbarung, gegenseitig zur Verfügung gestellt. Eine Ausfallvariantenrechnung liefert, unter der Berücksichtigung von Ausserbetriebnahmen, für verschiedene Szenarien, für jedes fremde Netzelement Faktoren, die dessen Relevanz für das ÜN ausdrücken. Die Höhe der Faktoren ist für die Experten eine Zusatzinformation, um zu entscheiden, ob das fremde Netzelement bzw. die Anlage signifikant für die nationale Netzgesellschaft ist und zu welcher der in 1.5.1 (4) definierten Gruppen des Beobachtungsgebiets eine Zuordnung erfolgen muss.
- (3) Zuerst wird stets die qualitative, mit weniger Aufwand verbundene Methode angewendet. Nur wenn die Netzbetreiber die signifikanten Netzelemente und Anlagen lokal nicht bestimmen können oder sich nicht einig sind, kommt es für die unklaren Gebiete zur Anwendung der quantitativen, mathematischen Methode. Diese sieht vor, dass die Netzbetreiber mit Hilfe von Ausfallvariantenrechnungen die fremden Netzelemente und signifikanten Anlagen identifizieren. Da die quantitative Methode mit Zusatzaufwand verbunden ist, ist deren Notwendigkeit zu begründen.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft und die VNB am ÜN koordinieren sich jährlich, ob Anpassungsbedarf am Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft besteht. Bei Bedarf werden die Listen der fremden Netzelemente und signifikanten Anlagen angepasst.

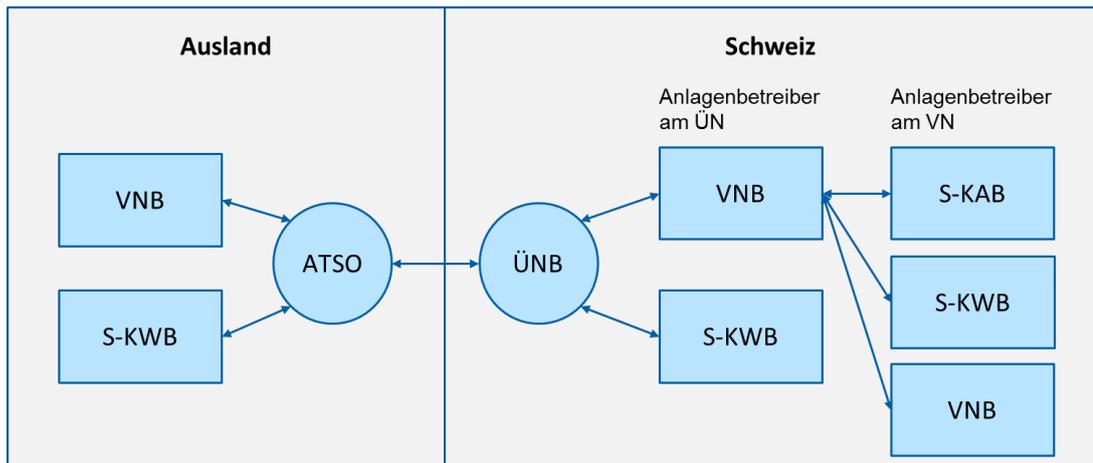
### 1.5.3. Umsetzungsdokument und Datenaustausch

- (1) Die nationale Netzgesellschaft und die VNB am ÜN vereinbaren in einem Umsetzungsdokument Grundsätze zur Identifizierung der signifikanten Netzelemente bzw. Anlagen.
- (2) Der Datenaustausch für die operativen Prozesse beinhaltet u.a. Stamm-, Fahrplan- und Echtzeitdaten<sup>8</sup>. Der Datenaustausch erfolgt zweckgebunden.
  - a) Für S-KWB, S-KAB und VNB am ÜN wird der Datenaustausch in Vereinbarungen direkt mit der nationalen Netzgesellschaft geregelt.
  - b) Für S-KWB, S-KAB, und VNB, die am VN angeschlossen sind und die zum „Beobachtungsgebiet“ der nationalen Netzgesellschaft gehören, erfolgt der Datenaustausch über den VNB am ÜN an dessen VN der S-KWB/S-KAB/VNB angeschlossen ist.
  - c) Sofern ein ATSO oder ausländischer VNB Daten der nationalen Netzgesellschaft oder einem Schweizer VNB, S-KWB oder S-KAB benötigt, kann der ATSO diesen Bedarf bei der nationalen Netzgesellschaft anmelden. Die nationale Netzgesellschaft informiert die betroffenen VNB, S-KWB und S-KAB über die ausländische Anfrage und gibt die Daten auf Basis einer Datenaustauschvereinbarung zwischen der nationalen Netzgesellschaft und dem Schweizer Akteuren, an den ATSO weiter.
  - d) Sofern ein inländischer VNB Daten von einem ausländischen ÜNB, VNB, S-KWB oder S-KAB benötigt, kann er diesen Bedarf bei der nationalen Netzgesellschaft anmelden. Die nationale Netzgesellschaft koordiniert den Datenaustausch mit dem ATSO.

<sup>8</sup> Im Umsetzungsdokument werden die Daten näher beschrieben und in Verträgen detailliert geregelt.



Die folgende Abbildung 7 visualisiert den Daten- und Informationsaustausch.



**Abbildung 7:** Datenaustauschbeziehungen

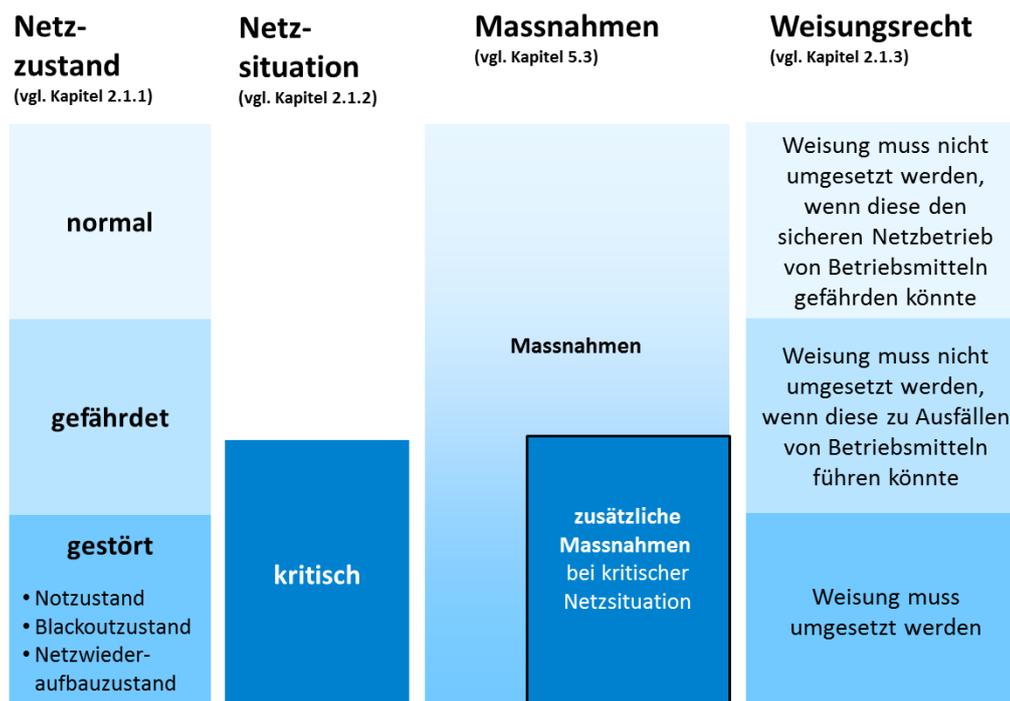
- (3) Nach der vollständigen Implementierung des Beobachtungsgebietes für das ÜN sind Weiterentwicklungen der Methodik, auf Basis der Betriebserfahrung möglich. Hierfür können alle VNB am ÜN Anpassungsanträge bei der nationalen Netzgesellschaft einreichen, die mit allen VNB am ÜN koordiniert werden. Bei Bedarf wird die nationale Netzgesellschaft die Anpassungsvorschläge mit allen VNB am ÜN besprechen und mit diesen Anpassungen koordinieren.



## 2. Einführung in den Betrieb des Übertragungsnetzes

### 2.1. Allgemeines

- (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 (vgl. Kapitel 5.3). Im Falle einer kritischen Netzsituation (vgl. Kapitel 2.1.2), verfügt die nationale Netzgesellschaft über zusätzliche Massnahmen (vgl. Kapitel 5.3). In Abhängigkeit vom Netzzustand verfügt die nationale Netzgesellschaft über unterschiedliche Weisungsrechte (vgl. Kapitel 2.1.3).



**Abbildung 8:** Netzzustand, Netzsituation, Massnahmen und Weisungsrecht im Betrieb des ÜN

- (2) Grundsätzlich kann die nationale Netzgesellschaft den Netzzustand bzw. eine kritische Netzsituation auch für ein lokal begrenztes Netzgebiet erklären.

#### 2.1.1. Klassifizierung von Netzzuständen

- (1) Der Netzzustand bezeichnet den von der nationalen Netzgesellschaft mithilfe von Kriterien festgelegten Betriebszustand des ÜN, bei dem es sich um den normalen Netzzustand, den gefährdeten Netzzustand oder den gestörten Netzzustand (unterteilt in Notzustand, Blackoutzustand und Netzwiederaufbauzustand) handeln kann.

#### (2) Normaler Netzzustand:

Der normale Netzzustand ist dadurch gekennzeichnet, dass alle folgenden Kriterien erfüllt sind:

- Spannungswerte:* sind im ÜN innerhalb der von der nationalen Netzgesellschaft vorgegebenen Grenzen.
- Frequenzabweichung:* beträgt im stationären Zustand weniger als 200 mHz.
- Systemdienstleistungen:* die Reserven von Leistung und Energie für die Frequenz- und Spannungshaltung sind ausreichend.



- d) *Betriebsmittelausfall*: das (n-1)-Kriterium (vgl. Kapitel 2.2) ist erfüllt und die mit den ATSO abgestimmten speziellen Netzausfälle gefährden den Betrieb des ÜN nicht.
- e) *Kurzschlussstrom*: der berechnete maximale Kurzschlussstrom überschreitet die Grenzwerte der Betriebsmittel nicht dauerhaft (d.h. nur wenige Minuten).
- f) *Thermische Belastbarkeit*: Stromflusswerte überschreiten die Grenzwerte nicht dauerhaft (d.h. nur wenige Minuten).

(3) **Gefährdeter Netzzustand:**

Der gefährdete Netzzustand ist dadurch gekennzeichnet, dass mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- a) *Systemdienstleistungen*: die beschafften Regelreserven für die Frequenz- und Spannungshaltung sind für mindestens 30 Minuten um mindestens 20% reduziert, weil einzelne SDV die Leistungserbringung abgemeldet haben.  
Die Regelreserve der nationalen Netzgesellschaft ist für einen längeren Zeitraum<sup>9</sup> trotz Aktivierung der Tertiärregelung voll ausgeschöpft.
- b) *Betriebsmittelausfall*: das Kriterium der (n-1)-Sicherheit ist nicht erfüllt, selbst wenn topologische Massnahmen oder Redispatch eingesetzt werden.
- c) *Kurzschlussstrom*: der berechnete maximale Kurzschlussstrom überschreitet die Grenzwerte der Betriebsmittel dauerhaft.

Ein gefährdeter Netzzustand kann auch ohne kritische Netzsituation vorliegen.

(4) **Gestörter Netzzustand:**

Hier werden folgende drei Zustände unterschieden.

Der **Notzustand** ist dadurch gekennzeichnet, dass mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- a) *Spannungswerte*: im ÜN befinden sich ausserhalb der von der nationalen Netzgesellschaft vorgegebenen Grenzen.
- b) *Frequenzabweichung*: beträgt im stationären Zustand mehr als 200 mHz.
- c) *Systemdienstleistungen*: die Reserven von Leistung und Energie für die Frequenz- und Spannungshaltung sind erschöpft und unzureichend.
- d) *Systemschutzplan*: mindestens eine Massnahme wurde aktiviert (automatische Frequenzentlastung, Trafostufenblockade bei drohendem Spannungskollaps, etc.).
- e) *IT-Ausfall*: mindestens ein wesentliches IT-System der nationalen Netzgesellschaft für die Systemführung (z.B. Leitsystem, Kommunikationssystem, Netzsicherheitsanalyse, Netzsteuerung, etc.) ist für mehr als 30 Minuten nicht verfügbar.
- f) *Thermische Belastbarkeit*: Stromflusswerte überschreiten die Grenzwerte der Betriebsmittel dauerhaft.
- g) *Abschaltungen oder Betriebsmittelausfälle*: führen dazu, dass einzelne Anlagenbetreiber am ÜN nicht versorgt werden bzw. einspeisen können.

Insbesondere in diesem Fall kann die nationale Netzgesellschaft eine Grossstörung (Grossstörung Schweiz oder nur „regionale Störung“ in einem dedizierten Raum) erklären und die Massnahmen des Netzwiederaufbauplans (vgl. Kapitel 5.4) aktivieren, um den normalen Netzzustand wiederherzustellen.

Der **Blackoutzustand** („Schwarzfall-Zustand“) ist dadurch gekennzeichnet, dass mindestens 50% des Endverbrauchs der Regelzone nicht versorgt ist, oder dass das ÜN mindestens 3 Minuten spannungslos ist.

<sup>9</sup> längerer Zeitraum: Ermessensspielraum des Leiters der Netzbetriebsführung auf Basis der aktuellen Netzsituation.



Die nationale Netzgesellschaft erklärt die Grossstörung (Grossstörung Schweiz oder nur „regionale Störung“ im einem dedizierten Raum) und aktiviert Massnahmen des Netzwiederaufbauplans, um den normalen Netzzustand wiederherzustellen.

Der **Netzwiederaufbauzustand** ist dadurch gekennzeichnet, dass sämtliche Tätigkeiten im ÜN darauf abzielen, die Versorgung und den normalen Netzzustand wiederherzustellen.

Ein gestörter Netzzustand kann auch ohne kritische Netzsituation vorliegen.

### 2.1.2. Kritische Netzsituationen

- (1) Die Erklärung der kritischen Netzsituation dient der Alarmierung der Betriebs- und Alarmorganisationen der nationalen Netzgesellschaft und anderen Akteuren. Sie gibt der nationalen Netzgesellschaft die Möglichkeit zusätzliche Massnahmen anzuweisen (vgl. Kapitel 5.3).
- (2) Die nationale Netzgesellschaft kann eine kritische Netzsituation erklären, wenn eine solche nach aktueller Einschätzung zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs notwendig ist. Also wenn die Bedingungen für den gefährdeten oder gestörten Netzzustand erfüllt sind und diese Zustände nur mit Massnahmen verlassen werden können, welche die Weisungsrechte gemäss Kapitel 2.1.3 erfordern. Dies ist insbesondere der Fall, wenn:
  - a) eine Störung mit weitreichenden Konsequenzen für den Betrieb des ÜN der Schweiz droht, oder
  - b) eine Störung mit möglicher Ausweitung auf den Netzbetrieb von ATSO und Anlagenbetreibern am ÜN droht.
- (3) Die Erklärung einer kritischen Netzsituation ist ein meldepflichtiges Ereignis, welches die nationale Netzgesellschaft an betroffene Akteure (Anlagenbetreiber am ÜN, Marktakteure, ATSO, RSC) umgehend melden muss. Die nationale Netzgesellschaft informiert auch über das Ende einer kritischen Netzsituation.
- (4) Bei einer regionalen Störung wird die kritische Netzsituation nur regional begrenzt erklärt.
- (5) Die nationale Netzgesellschaft verfolgt beim Ergreifen zusätzlicher Massnahmen gestützt auf ihr Weisungsrechte den Grundsatz, dass diese möglichst geringe Auswirkungen auf andere Akteure haben.
- (6) Sofern die Anweisung einer nicht vertraglich geregelten Massnahme an Häufigkeit und Umfang zunimmt, dann werden die nationale Netzgesellschaft und die betroffenen Akteure eine vertragliche Regelung anstreben.
- (7) Jede kritische Netzsituation wird von der nationalen Netzgesellschaft dokumentiert. Involvierte Akteure werden nach angewiesenen Massnahmen in die Analyse und die Bildung von Schlussfolgerungen eingebunden. Die Dokumentation dient als Basis für Verbesserungen im Netzbetrieb.

### 2.1.3. Weisungsrecht in Abhängigkeit vom Netzzustand

- (1) Die nationale Netzgesellschaft ist berechtigt und verpflichtet, Massnahmen (vgl. Kapitel 5.3) gegenüber den betroffenen Akteuren anzuordnen:
  - a) zur Erhaltung des normalen Netzzustandes,
  - b) zur Rückführung vom gefährdeten oder gestörten in den normalen Netzzustand.
- (2) Die von der nationalen Netzgesellschaft angeordneten Massnahmen müssen grundsätzlich umgesetzt werden. In Abhängigkeit vom aktuell geltenden Netzzustand gilt Folgendes:
  - a) **Im normalen Netzzustand des ÜN gilt:** Ein Akteur kann die Umsetzung der von der nationalen Netzgesellschaft angeordneten Massnahmen verweigern, wenn diese Massnahmen den sicheren Betrieb seiner Betriebsmittel, von angeschlossenen VN, Kraftwerken oder Kundenanlagen gefährden könnte. Die nationale Netzgesellschaft ist entsprechend zu informieren.
  - b) **Im gefährdeten Netzzustand des ÜN gilt:** Ein Akteur kann die Umsetzung der von der nationalen Netzgesellschaft angeordneten Massnahmen verweigern, wenn diese zu



Ausfällen seiner Betriebsmittel, von angeschlossenen VN, Kraftwerken oder Kundenanlagen führen. Die nationale Netzgesellschaft ist entsprechend zu informieren.

- c) **Im gestörten Netzzustand des ÜN gilt:** Ein Akteur muss die von der nationalen Netzgesellschaft angeordneten Massnahmen umsetzen. Der angewiesene Akteur ist verpflichtet die nationale Netzgesellschaft umgehend zu informieren, wenn diese Massnahmen den sicheren Betrieb seiner Betriebsmittel oder von angeschlossenen VN, Kraftwerken oder Kundenanlagen gefährden oder einen Ausfall der Versorgung oder von Kraftwerken provozieren könnte.

- (3) Massnahmen, die Leib und Leben gefährden, müssen nicht umgesetzt werden.

## 2.2. (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz

- (1) Das ÜN ist (n-1)-sicher, wenn nach dem Ausfall eines Netzelements im „Eigenen Netz“ oder im „Beobachteten Fremdnetz“ der nationalen Netzgesellschaft die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte von Netzelementen im ÜN nicht überschritten werden.

- (2) Die Verletzung des (n-1)-Kriteriums gemäss (1) kann in der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung nur dann toleriert werden, wenn die nationale Netzgesellschaft über Entlastungsmassnahmen (topologische, Redispatchmassnahmen, etc.) verfügt, welche im Bedarfsfall aktiviert werden können und welche die Verletzung des (n-1)-Kriteriums beseitigen.

- (3) Die nationale Netzgesellschaft berücksichtigt bei Prüfung der Netzsicherheit im ÜN folgende Spezialfälle:

- a) (n-1)-Sicherheit ist nicht möglich oder die nationale Netzgesellschaft verzichtet auf deren Einhaltung: Möglich für Netzelemente, die nicht für die Sicherheit des gesamten ÜN signifikant sind, wenn dies mit den betroffenen Akteuren generell oder situativ vereinbart wurde,
- b) Ausfallszenarien, die mit ATSO abgestimmt sind,
- c) zusätzliche Ausfallszenarien wie z.B. (n-k), Knotenausfall, Generator- oder Verbrauchsausfall.

- (4) Die nationale Netzgesellschaft und VNB stellen durch Koordination bei der Ausbau- und Ausserbetriebnahmeplanung sicher, dass das ÜN grundsätzlich für sich (n-1)-sicher betrieben wird (vgl. Kapitel 7, Punkt 6 bzw. Kapitel 2.2).

- (5) Die (n-1)-Sicherheit ist im Echtzeitbetrieb durch geeignete Entlastungsmassnahmen (vgl. Kapitel 5.3.3 (2)) möglichst rasch wiederherzustellen. Die nationale Netzgesellschaft klärt bei Vorbereitung und Aktivierung dieser Entlastungsmassnahmen den Einfluss auf andere Akteure ab und koordiniert sie mit diesen. Hierfür werden alle erforderlichen Informationen gegenseitig ausgetauscht.

## 2.3. Ausserbetriebnahmeplanung

- (1) Die Ausserbetriebnahmeplanung dient der Koordination der Ausserbetriebnahmen von Netzelementen des ÜN und von Netzelementen, welche zum „Koordinierten Fremdnetz“ gehören. Zusätzlich werden die bekannten Ausserbetriebnahmen der Netzelemente berücksichtigt, welche zum „Informativen Fremdnetz“ gehören.

Ausserbetriebnahmen sind notwendig um Neuanschlüsse, Instandhaltung- und Umbaumassnahmen von Betriebsmitteln im oder am Übertragungsnetz durchzuführen.

Koordiniert werden der Zeitpunkt und die Dauer der Ausserbetriebnahmen.

Die geplanten Ausserbetriebnahmen sollen den normalen Netzzustand im ÜN und VN nicht gefährden und die Auswirkungen auf den Markt (z.B. Betrieb von Kraftwerken) sollen möglichst minimal sein. Die nationale Netzgesellschaft überprüft dabei zum jeweiligen Zeitpunkt mögliche Auswirkungen auf die Netzsicherheit und Transportkapazitäten, um Konfliktsituationen frühzeitig erkennen zu können.



- (2) ATSO und Anlagenbetreiber am ÜN bzw. VN, deren Netzelemente zum „Koordinierten Fremdnetz“ von der nationalen Netzgesellschaft gehören, stimmen die Ausserbetriebnahmen ihrer Netzelemente mit der nationalen Netzgesellschaft ab (vgl. Kapitel 1.5).

Das Gleiche gilt für Netzelemente der nationalen Netzgesellschaft, die zum „Koordinierten Fremdnetz“ eines ATSO oder VNB gehören. Sofern ATSO oder VNB Grenzwertüberschreitungen ihrer Netzelemente, unter Berücksichtigung der Ausserbetriebnahmeplanung der nationalen Netzgesellschaft, erkennen, dann haben sie dies dieser mitzuteilen. Die nationale Netzgesellschaft wird diese Informationen in ihrer Ausserbetriebnahmeplanung berücksichtigen.

Die gegenseitige Information und Koordination erfolgt innerhalb der Fristen der Abstimmungsprozesse, welche von der nationalen Netzgesellschaft vorgegeben werden.

Unter Berücksichtigung der geplanten Ausserbetriebnahmen gelten folgende Grundsätze:

- a) Der Ausfall eines Netzelements im „Eigenen Netz“ der nationalen Netzgesellschaft darf nicht zu einer Überschreitung von Sicherheitsgrenzwerten bei Netzelementen und Anlagen führen, welche zum „Beobachteten Fremdnetz“ der nationalen Netzgesellschaft gehören.
- b) Der Ausfall eines Netzelements im "Beobachteten Fremdnetz" der nationalen Netzgesellschaft darf nicht zu einer Überschreitung der Sicherheitsgrenzwerten bei Netzelementen und Anlagen im „Eigenen Netz“ der nationalen Netzgesellschaft führen.
- c) Ein Ausfall eines Netzelements im „Eigenen Netz“ der nationalen Netzgesellschaft, welches zum "Beobachteten Fremdnetz" eines VNB gehört, darf nicht zu einer Überschreitung der Sicherheitsgrenzwerte im „Eigenen Netz“ des VNB führen. Der VNB informiert Swissgrid über Sicherheitsgrenzwertüberschreitungen in seinem Netz, im Rahmen der Abstimmungsprozesse.

Ausnahmen zu a) - c) sind generell oder situativ möglich, sofern diese zwischen den Akteuren koordiniert sind. Ausnahmen sind nötig, z.B. wenn die Grundsätze selbst bei vollständigem Netz oder in Folge von geplanten Ausserbetriebnahmen nicht eingehalten werden können. Hierfür müssen, soweit technisch möglich, notwendige Entlastungsmassnahmen vereinbart werden.

- (3) Ist aufgrund einer Ausserbetriebnahme im ÜN keine redundante Anbindung des Anschlusses ans ÜN (sogenannter Stichbetrieb) oder überhaupt keine Anbindung mehr gegeben, dann ist die Einwilligung des betroffenen Anlagenbetreibers am ÜN für die geplante Ausserbetriebnahme erforderlich.
- (4) Sollte im Rahmen der von der nationalen Netzgesellschaft für die verschiedenen Zeithorizonte durchgeführten Abstimmungsprozesse für Netzelemente des „Koordinierten Fremdnetzes“ der nationalen Netzgesellschaft keine Einigung erzielt werden bzw. wird immer noch eine unzulässige Beeinträchtigung der Sicherheit oder eine Reduktion der Transportkapazitäten festgestellt, entscheidet die nationale Netzgesellschaft, nach Anhörung aller betroffenen Akteure, verbindlich über allfällige Änderungen oder die Zurückweisung geplanter Ausserbetriebnahmen. Dabei gilt folgende Prioritätenliste (in der Reihenfolge abnehmender Priorität):
- a) Gewährleistung der Versorgung in der Schweiz,
  - b) Gewährleistung der Netzsicherheit im ÜN unter Berücksichtigung des „Beobachteten Fremdnetzes“ der nationalen Netzgesellschaft,
  - c) Gewährleistung der Verfügbarkeit mindestens zweier vertraglich verpflichteter Netzwerkaufbauzellen,
  - d) Gewährleistung der Durchführung von zwingend für den Betrieb des ÜN, des VN oder den Kraftwerksbetrieb notwendigen, nicht verschiebbaren Arbeiten,
  - e) Gewährleistung des Abtransports der geplanten Produktion aus Kraftwerken,
  - f) Einhaltung von weiteren bereits abgestimmten Ausserbetriebnahmen.
- (5) Änderungen in der Ausserbetriebnahmeplanung für Netzelemente des „Beobachteten Fremdnetzes“ sind der nationalen Netzgesellschaft unverzüglich, im Rahmen des Ausserbetriebnahmeplanungsprozesses (Jahres-, Monats- und Wochenplanung), aber spätestens bis



zu der von der nationalen Netzgesellschaft in der Arbeitsanweisung an VNB und KWB publizierten Frist, mitzuteilen, damit die für den sicheren Betrieb des ÜN notwendigen Analysen durchgeführt werden können. Alle Änderungen der Ausserbetriebnahmeplanung für Netzelemente des „Eigenen Netzes“ und „Koordinierten Fremdnetzes“ der nationalen Netzgesellschaft unterliegen der Überprüfung und Bestätigung (Koordination) durch die nationale Netzgesellschaft gemäss den vorherigen Ziffern (2) bis (4).

- (6) Die resultierende Ausserbetriebnahmeplanung im „Koordinierten Fremdnetz“ der nationalen Netzgesellschaft ist für alle Beteiligten verbindlich. Die nationale Netzgesellschaft erstellt eine Gesamtübersicht aller für das ÜN relevanten Ausserbetriebnahmen und aktualisiert diese auf Grundlage der aktuellen Planung sowie neuer oder aktualisierter Informationen. Die Gesamtübersicht wird den betroffenen Akteuren zur Verfügung gestellt.
- (7) Ausserbetriebnahmen, die für die Höhe der grenzüberschreitenden Transportkapazität relevant sind, werden publiziert.
- (8) Anlagenbetreiber am ÜN stellen sicher, dass ihre Betriebsmittel, deren Verfügbarkeit nicht abgemeldet ist, einsatzbereit sind. KWB am ÜN stellen ausserdem sicher, dass ihre als nicht verfügbar gemeldeten Kraftwerke im entsprechenden Zeitraum keine Leistung erzeugen. Abweichungen wie z.B. Inbetriebnahmetests müssen mit der nationalen Netzgesellschaft koordiniert werden.

## **2.4. Schalthandlungen**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft ist für alle Schalthandlungen im ÜN verantwortlich. Ausnahmen sind vertraglich geregelt.

### **2.4.1. Koordination von Schalthandlungen**

- (1) Schalthandlungen von Netzelementen im „Koordinierten Fremdnetz“ der nationalen Netzgesellschaft sind erst nach Koordination mit dieser zulässig. Eine generelle Zustimmung für bestimmte Betriebszustände ist zulässig, wenn diese zwischen dem Anlagenbetreiber am ÜN und der nationalen Netzgesellschaft vereinbart ist.
- (2) Eine Schalthandlung von Netzelementen im ÜN, die Teil des „Koordinierten Fremdnetzes“ eines VNB am ÜN sind, ist erst nach Koordination mit diesem zulässig. Eine generelle Zustimmung für bestimmte Betriebszustände ist zulässig, wenn diese zwischen dem VNB am ÜN und der nationalen Netzgesellschaft vereinbart ist.
- (3) Betriebsnotwendige Schaltungen und Massnahmen zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebs des ÜN und VN (z.B. Sammelschienenkonfiguration, Trafostufungen, Zu- und Abschalten von Leitungen, etc.) sind durch die jeweiligen Anlagenbetreiber stets möglich. Der gegenseitige Informationsaustausch bezüglich Schaltungen von signifikanten Netzelementen und Anlagen des „Beobachteten Fremdnetzes“ der nationalen Netzgesellschaft bzw. des VNB ist sicherzustellen.

### **2.4.2. Schalthandlungen im Notfall**

- (1) Die Bestimmungen des Kapitels 2.4 berühren nicht das Recht und die Pflicht jeder schaltberechtigten Stelle, im Notfall unverzüglich die notwendigen Massnahmen zur Abwendung unmittelbarer Gefahren für Personen und Sachen zu treffen. Die nationale Netzgesellschaft und weitere betroffene Akteure sind umgehend über solche Massnahmen zu informieren.

## **2.5. Engpassmanagement**

- (1) Das Engpassmanagement dient dazu, sich abzeichnende Engpässe im ÜN - insbesondere (n-1)-Verletzungen – zu erkennen, abzuwenden sowie im Eintretensfall zu beheben.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft und die VNB informieren sich gegenseitig über erkannte strukturelle Engpässe in ihren „Eigenen Netzen“.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft ermittelt regelmässig die für den grenzüberschreitenden Stromaustausch verfügbaren Transportkapazitäten auf Grund der Verfügbarkeit der Be-



triebsmittel sowie der erwarteten Einspeisungen und des Endverbrauchs im kontinentaleuropäischen Verbundnetz. Die Festlegung der verfügbaren Transportkapazität erfolgt in Zusammenarbeit mit den ATSO gemäss den auf internationaler Ebene vereinbarten Regeln. Die verfügbare Transportkapazität wird schrittweise in marktbasierter Verfahren an die Marktakteure zugeteilt (vgl. Kapitel 3.2).

- (4) Sofern die in Ziffer (3) angesprochene präventive Massnahme nicht zur Behebung eines Engpasses ausreicht, wird die nationale Netzgesellschaft die in Kapitel 5.3.3 beschriebenen Massnahmen ergreifen.

## **2.6. Anforderungen an KWB, VNB und BGV bzgl. Steuerung von Erzeugung und des Endverbrauchs beim Fahrplanwechsel**

- (1) Fahrplanwechsel sind linear über einen Zeitraum von 10 Minuten abzuwickeln, beginnend 5 Minuten vor dem Fahrplanwechsel.
- (2) Um eine unnötige Inanspruchnahme von Regelleistung zu vermeiden, haben die KWB die Vorgaben gemäss Ziffer (1) bei der Umsetzung ihrer Produktionsfahrpläne einzuhalten.
- (3) Um übermässige Lastsprünge zu vermeiden, haben die VNB die geplante Zu- oder Abschaltung von Endverbrauchern so zu staffeln, dass per Saldo eine ungefähr lineare Änderung des Endverbrauchs in dem in Ziffer (1) genannten Zeitraum erfolgt.
- (4) Von Ziffern (2) und (3) darf nur abgewichen werden, wenn der resultierende Fahrplanwechsel der entsprechenden Bilanzgruppe dem geforderten Rampenverlauf folgt. Damit entspricht das Verhalten der Bilanzgruppen ebenfalls dem in Ziffer (1) geforderten Rampenverlauf.

## **2.7. Informationspflichten**

### **2.7.1. Informationspflichten zwischen der nationalen Netzgesellschaft und anderen Akteuren in der Schweiz**

- (1) Zur Abwicklung der zahlreichen Schnittstellenprozesse tauschen die nationale Netzgesellschaft und andere Akteure in der Schweiz eine Vielzahl an Stamm-, Prognose-, Fahrplan- und Echtzeitdaten aus. Der bedarfsgerechte Datenaustausch (Form, Inhalt, Kadenz, etc.) wird in bilateralen Vereinbarungen vereinbart. In diesen Vereinbarungen sind u.a. die Vertraulichkeit und die Rechte zur Datenweitergabe für betriebliche Zwecke zu regeln. Die Akteure streben beim Datenaustausch gemeinsame Standards und einheitliche Formate an.
- (2) Für folgende Zwecke werden u.a. Daten gegenseitig ausgetauscht:
  - a) Beobachtungsgebiet und Netzmodellerstellung: Stammdaten, Prognosedaten für Produktion und Endverbrauch, Echtzeitdaten
  - b) Bilanzgruppenmanagement: Fahrplandaten
  - c) Systemdienstleistungen: Daten von Präqualifikationstests, Angebotsdaten, Ausschreibungsergebnisse und Erbringungsdaten
  - d) Anlageninbetriebnahme (Erst- und Wiederinbetriebnahmen nach Betriebsunterbruch): Daten von Konformitätstests
  - e) Ausserbetriebnahmeplanung: Termine
- (3) Sofern dynamische Vorgänge zu Netzproblemen führen, bevor statische Grenzwerte erreicht werden, muss die nationale Netzgesellschaft zusätzlich zur statischen Netzberechnung eine dynamische Netzberechnung durchführen. Dies gilt sowohl für die Netzbetriebsplanung als auch für die Netzbetriebsführung. In diesen Fällen zeigt die nationale Netzgesellschaft die Netzprobleme gegenüber den beteiligten Akteuren transparent auf. Die Anlagenbetreiber am ÜN stellen auf Anforderung der nationalen Netzgesellschaft die hierfür notwendigen Daten zur Verfügung (z.B. Parameter der Generatoren, bei bestehenden Kraftwerken, soweit solche Aufzeichnungen vorhanden sind).



## **2.7.2. Informationspflichten zwischen der nationalen Netzgesellschaft und Akteuren im Ausland**

- (1) Im Rahmen der internationalen Netzbetriebsplanungs- und Netzsicherheitsrechnungen und der Erstellung des Common Grid Models tauschen die nationale Netzgesellschaft, ATSO und RSC die notwendigen Netzelementparameter, Daten zur geplanten Verfügbarkeit und Echtzeitdaten aus. Werden Daten von Dritten für internationale Prozesse benötigt, so werden diese von der nationalen Netzgesellschaft weitergegeben und die Dritten hierüber informiert.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft ist verpflichtet, die ATSO und RSC über den Netzzustand bzw. das Vorliegen einer kritischen Netzsituation im ÜN via eines gemeinsamen Informationssystemsaustauschsystems in Echtzeit zu informieren.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft ist verpflichtet, betriebliche Massnahmen mit grenzüberschreitenden Auswirkungen mit den betroffenen ATSO zu koordinieren (Abstimmung der verfügbaren Grenzkapazität, Abstimmung der von BGV angemeldeten Fahrpläne, topologische Massnahmen, Redispatch/Countertrade etc.).
- (4) Die nationale Netzgesellschaft stimmt die relevanten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte mit den ATSO ab.
- (5) Die nationale Netzgesellschaft rapportiert Ereignisse und Störungen im schweizerischen ÜN gemäss den verschiedenen von ENTSO-E bzw. RSC geforderten Berichten. Ausserdem führt die nationale Netzgesellschaft Untersuchungen bezüglich Störungen in ihrem „Eigenen Netz“ durch, beziehungsweise nimmt an Untersuchungen über Störungen, die ihr „Eigenes Netz“ betreffen, teil.

## **2.8. Schulung, Training und Zertifizierung**

- (1) Das Personal der nationalen Netzgesellschaft im Echtzeitbetrieb, welches jederzeit rund um die Uhr den Betrieb des ÜN sicherstellt, wird zur fachgerechten Ausführung der entsprechenden Aufgaben ausgebildet und durch regelmässiges Training weitergebildet und zertifiziert (alle 5 Jahre muss das Zertifikat verlängert werden). Das Ausbildungs- und Trainingsprogramm umfasst Grundlagenwissen zu Technik und Markt, aktuelle Betriebsprozesse, Personenschutz und Betriebssicherheit, den Umgang mit Stress und die Zusammenarbeit und Koordination mit ATSO, VNB und KWB. Das Training erfolgt «on the job» in der Leitstelle durch erfahrene Mitarbeiter, in internen Kursen sowie in einem von der nationalen Netzgesellschaft oder von spezialisierten Externen betriebenen Simulation Center auf Basis von realen Betriebsszenarien. Ausserdem werden Sprachkenntnisse vermittelt, damit das Personal zu jedem Zeitpunkt in der Lage ist, mit anderen Leitstellen auf Englisch und in einer der drei Schweizer Landessprachen (Deutsch, Französisch oder Italienisch) zu kommunizieren.
- (2) Anlagenbetreiber am ÜN sorgen für die Ausbildung des von ihnen eingesetzten Leitstellenpersonals, um eine fachgerechte Ausführung der Aufgaben im Betrieb ihrer eigenen Anlagen und in der Zusammenarbeit mit der nationalen Netzgesellschaft zu gewährleisten. Die Aus- und Weiterbildung umfasst auch die Erkennung und Beseitigung gefährdeter Anlagen- und Netzzustände als auch die Kenntnis der Prozesse an der Schnittstelle zu der nationalen Netzgesellschaft.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft organisiert nach Bedarf, mindestens einmal jährlich, eine Schulung ihres Leitstellenpersonal gemeinsam mit dem von Anlagenbetreibern am ÜN und benachbarten ATSO, um die gegenseitigen Kenntnisse der Besonderheiten der Netze und Anlagen zu vertiefen (Simulatorschulung, Erfahrungsaustausch). Das zuständige Personal von der nationalen Netzgesellschaft und den Anlagenbetreibern am ÜN hat zusätzlich an Schulungen und Trainingsmassnahmen gemäss Kapitel 5.6 Schulungen und Training von Störungssituationen teilzunehmen.



### **3. Energieaustausch und Kapazitätsallokation**

#### **3.1. Energieaustausch mittels Bilanzgruppen**

##### **3.1.1. Hintergrund**

- (1) Dieses Kapitel enthält allgemeine Grundsätze zum Energieaustausch über Bilanzgruppen (BG).
- (2) Die Einrichtung von BG und das Fahrplanmanagement basieren auf den Vorgaben des Balancing Concept. Die Konkretisierung dieser Grundsätze erfolgt im Bilanzgruppenvertrag.
- (3) Zur sicheren Abwicklung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs definiert dieses Kapitel ferner allgemeine Grundsätze für die Bestimmung und Zuteilung der verfügbaren grenzüberschreitenden Netzkapazitäten durch die nationale Netzgesellschaft. Die Konkretisierung dieser Grundsätze erfolgt in den Allokationsregeln sowie allfälligen Rahmenverträgen und operativen Umsetzungsdokumenten der nationalen Netzgesellschaft.

##### **3.1.2. Verantwortlichkeiten**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft ist insbesondere verantwortlich für
  - a) die Prüfung auf Zulassung von Marktakteuren als BGV sowie die Verwaltung des Registers der BG,
  - b) die Prüfung, Bestätigung und notwendige Anpassung oder Rückweisung der angemeldeten Fahrpläne,
  - c) die Abstimmung der grenzüberschreitenden Fahrpläne mit den ATSO,
  - d) die Bestimmung, Zuteilung und Überprüfung der für den kommerziellen Stromaustausch zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten im ÜN.
- (2) Die BGV sind verantwortlich für die Einhaltung der im Bilanzgruppenvertrag festgelegten Regelungen und Vorgaben bzw. Grundsätze.

##### **3.1.3. Grundsätze zum Energieaustausch zwischen Bilanzgruppen**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft gewährleistet allen Marktakteuren eine transparente und diskriminierungsfreie Nutzung des ÜN.
- (2) Der Austausch zwischen verschiedenen BG und mit ausländischen Marktakteuren ist ausschliesslich auf der Grundlage von Fahrplänen möglich.
- (3) Arten des Fahrplanaustauschs:
  - a) Zwischen verschiedenen BG innerhalb der Schweiz,
  - b) Regelzonenüberschreitend zwischen einer BG in der Schweiz und einem im benachbarten Ausland zur Abgabe von Fahrplänen zugelassenen Akteur.
- (4) Voraussetzung für den regelzonenüberschreitenden Stromaustausch mit dem Ausland sind grundsätzlich ausreichende Kapazitätsrechte. Näheres ergibt sich aus den Allokationsregeln (vgl. Kapitel 3.2).
- (5) Voraussetzung für den Zugang zum Strommarkt ist eine eigene Bilanzgruppe oder eine vertragliche Regelung des betreffenden Marktakteurs mit einem von der nationalen Netzgesellschaft zugelassenen BGV.
- (6) Weitere Bestimmungen ergeben sich aus den Branchendokumenten MMEE-CH, dem Balancing Concept sowie den Auktionsregeln für die Kapazitätsauktionen an den Schweizer Grenzen, dem Bilanzgruppenvertrag sowie aus weiteren Vereinbarungen unter den betroffenen Akteuren.



### **3.2. Bestimmung und Zuteilung von Kapazitätsrechten für grenzüberschreitenden Strom- austausch**

- (1) Die mit den ATSO abgestimmten, verfügbaren Netzkapazitäten (vgl. Kapitel 2.5) werden separat für jede Grenze sowie pro Richtung im Internet veröffentlicht.
- (2) Die Vergabe von Kapazitätsrechten an die Marktakteure erfolgt auf Grundlage marktbasierter Verfahren. Hierbei sind unterschiedliche Allokationsverfahren für verschiedene Grenzen und/oder Richtung und verschiedene Zeitbereiche (Jahr, Monat, D-1, ID) möglich.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft legt, in Abstimmung mit ATSO, Ablauf und Bedingungen eines Allokationsverfahrens gemäss Ziffer (2) in separaten Allokationsregeln pro Grenze fest und veröffentlicht diese. Die Durchführung der Allokationsverfahren kann auch an einen externen Dienstleister übertragen werden.
- (4) Die Teilnahme an einem Allokationsverfahren gemäss Ziffer (3) steht grundsätzlich allen BGV offen, die zur Abgabe von Fahrplänen in der Schweiz oder in der betreffenden ausländischen Regelzone berechtigt sind.
- (5) Sofern zwischen der Regelzone Schweiz und einer angrenzenden Regelzone ein Allokationsverfahren gemäss Ziffer (2) angewendet wird, ist die Anmeldung von grenzüberschreitenden Fahrplänen nur zulässig, sofern der BGV über ausreichende Kapazitätsrechte verfügt.



## 4. Systemdienstleistungen

### 4.1. Allgemeines

- (1) Systemdienstleistungen sind ein wesentliches Mittel für den sicheren Betrieb des gesamten elektrischen Systems. Die nationale Netzgesellschaft ist für die Sicherstellung ausreichender Systemdienstleistungen verantwortlich.
- (2) Die Beschaffung der Systemdienstleistungen wird in diesem Kapitel beschrieben. Deren Einsatz und zusätzliche Massnahmen, sofern die beschafften nicht ausreichen, sind in Kapitel 5 beschrieben.
- (3) Zur Sicherstellung der Systemdienstleistungen greift die nationale Netzgesellschaft auf entsprechende Dienstleistungen bzw. Angebote von präqualifizierten Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV) zurück. Energie für den Ausgleich von Wirkverlusten beschafft die nationale Netzgesellschaft auch an der Strombörse.
- (4) Für die Beschaffung von Systemdienstleistungen fordert der Gesetzgeber ein marktbasierendes, transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren, das einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des ÜN unter effizientem Einsatz der dazu benötigten Mittel erlaubt. Dieses Verfahren kann auch grenzüberschreitend organisiert sein.
- (5) Zur Gewährleistung eines zuverlässigen Netzbetriebs und zur Erfüllung ihrer Pflichten organisiert die nationale Netzgesellschaft die ausreichende Bereitstellung und Erbringung der folgenden Systemdienstleistungen:
  - a) Primärregelung („Frequency Containment Reserves (FCR)“),
  - b) Sekundärregelung („Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)“),
  - c) Tertiärregelung (die schnelle „manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)“ und die langsame „Replacement Reserves (RR)“),
  - d) Spannungshaltung,
  - e) Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit,
  - f) Ausgleich der Wirkverluste.
- (6) Folgende weitere Systemdienstleistungen werden durch die nationale Netzgesellschaft erbracht oder bei Dritten in Auftrag gegeben:
  - a) Systemkoordination,
  - b) Bilanzmanagement,
  - c) betriebliche Messung im ÜN.

### 4.2. Allgemeine Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen

- (1) Jeder SDV muss jene Anforderungen in den Kapiteln 4.2 bis 4.5 erfüllen, die für die jeweilige Systemdienstleistungen gelten, für welche er präqualifiziert ist.
- (2) Die Zulassung eines Akteurs als SDV durch die nationale Netzgesellschaft erfordert die Erfüllung der folgenden Voraussetzungen:
  - a) den Nachweis der technischen und organisatorischen Bedingungen im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens und
  - b) die Unterzeichnung des von der nationalen Netzgesellschaft erarbeiteten Rahmenvertrags zur Erbringung der entsprechenden Systemdienstleistung.
- (3) Sofern nicht anders vereinbart, müssen alle SDV der nationalen Netzgesellschaft eine täglich rund um die Uhr erreichbare Ansprechstelle bekannt geben. Für die praktische Umsetzung ist der SDV verantwortlich. Die nationale Netzgesellschaft gibt den SDV ebenfalls eine täglich rund um die Uhr erreichbare Ansprechstelle bekannt.



- (4) Die SDV müssen der nationalen Netzgesellschaft in Fällen, in denen die vereinbarte Verfügbarkeit von Systemdienstleistungen nicht mehr gewährleistet ist oder sich Einschränkungen der Lieferqualität ergeben, unverzüglich über Ursache und Dauer der Einschränkungen informieren.
- (5) Die nationale Netzgesellschaft kann mit den SDV über Ziffer (2) hinausgehende technische und organisatorische Bedingungen für die Bereitstellung und Erbringung von Systemdienstleistungen schriftlich vereinbaren.
- (6) Die Erteilung von Dienstleistungsaufträgen zur Erbringung von Systemdienstleistungen erfolgt gemäss einem marktbasieren, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren.
- (7) Gelingt es nicht, über das Verfahren ausreichend Systemdienstleistungen zu beschaffen, ist die nationale Netzgesellschaft berechtigt, qualifizierte Akteure unter Berücksichtigung der Anlagenverfügbarkeit bzw. der Ausserbetriebnahmeplanung zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu verpflichten.
- (8) Bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen berücksichtigt die nationale Netzgesellschaft, dass deren Erbringung jederzeit möglich sein muss. In diesem Zusammenhang hat die nationale Netzgesellschaft insbesondere zu beachten, dass die Übertragung der notwendigen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung die sichere Übertragung der für das Netz prognostizierten Höchstbelastung nicht beeinträchtigen darf.
- (9) Die SDV müssen für den Nachweis und die Abrechnung der erbrachten Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft entsprechende Informationen zur Verfügung stellen.

### **4.3. Anforderungen an die Erbringung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung**

#### **4.3.1. Allgemeines**

- (1) Die folgenden Vorgaben gelten für die an der Erbringung von Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelung beteiligten SDV.
- (2) Die minimalen technischen Vorgaben für die an der Erbringung von Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelung beteiligten SDV sind in den Präqualifikationsunterlagen definiert. Die SDV haben der nationalen Netzgesellschaft die dort definierten Angaben schriftlich zu übermitteln.
- (3) Präqualifizierte Anlagen zur Erbringung der Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelung können in einem Portfolio zusammengefasst werden und so an der Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelung teilnehmen.
- (4) Für die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung sind folgende Dokumente relevant:
  - a) Rahmenvertrag,
  - b) Präqualifikationsanforderungen,
  - c) Ausschreibungsunterlagen.

In diesen Dokumenten sind die Vorgaben für die Betriebsbereitschaft, technischen Parameter, Bestelldauer und technische Verfügbarkeit enthalten. Besondere Anforderungen sind auch in den Kapiteln 4.3.2 bis 4.3.4 festgelegt.

- (5) Um einen reibungslosen und kontinuierlichen Einsatz zu gewährleisten, haben die SDV der nationalen Netzgesellschaft definierte Fahrplandaten und Messwerte zur Verfügung zu stellen.
- (6) Sofern der Abruf der gemäss diesem Kapitel marktbasieren beschafften Regelleistung nicht ausreicht um die Regelzone Schweiz auszugleichen, wird die nationale Netzgesellschaft die in Kapitel 5.3.3 beschriebenen Massnahmen ergreifen.

#### **4.3.2. Besondere Anforderungen an die Anbieter von Primärregelung**

- (1) ENTSO-E bestimmt jährlich die für Kontinentaleuropa vorzuhaltende Primärregelung und bestimmt auf dieser Basis den von der Schweiz vorzuhaltenden Anteil, welchen die nationale Netzgesellschaft beschafft.



- (2) Die technische Ausrüstung und die Infrastruktur der an der Primärregelung teilnehmenden Anlagen müssen die folgenden Bedingungen erfüllen:
- a) Bei einer quasistationären Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz, muss die geforderte Primärregelreserve:
    - nach 15 Sekunden zu mindestens 50% und nach spätestens 30 Sekunden zu 100% erbracht werden und
    - nach 15 und bis 30 Sekunden hat die Leistungsanpassung linear zu erfolgen und muss während mindestens 15 Minuten abgegeben werden können.
  - b) Im Falle einer Frequenzabweichung von weniger als  $\pm 200$  mHz muss die entsprechende abgegebene Primärregelreserve mindestens proportional in denselben unter dem Buchstaben a) genannten Zeitintervallen erfolgen.
  - c) Im Falle einer Frequenzabweichung von mehr als  $\pm 200$  mHz muss die noch zur Verfügung stehende Leistungsreserve proportional ausgefahren werden. Diese darf nicht künstlich begrenzt werden.
  - d) Der Unempfindlichkeitsbereich eines präqualifizierten Kraftwerks darf  $\pm 10$  mHz nicht überschreiten.
- (3) Betriebsbereitschaft, Häufigkeit, Bestelldauer und technische Verfügbarkeit ergeben sich aus dem Rahmenvertrag zur Lieferung von Primärregelung, den Präqualifikationsanforderungen und den Ausschreibungsbedingungen sowie den Ausschreibungsergebnissen zur Regelleistungsvorhaltung. Diese Anforderungen können sich für verschiedene Anlagentypen unterscheiden in Abhängigkeit, ob diese Anlagen die Primärregelleistung zeitlich unbegrenzt oder begrenzt erbringen können.
- (4) Der SDV muss der nationalen Netzgesellschaft die Möglichkeit geben, das Verhalten der an der Primärregelung teilnehmenden Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten bei Frequenzschwankungen im Netz zu erfassen und zu überprüfen. Somit kann die Beteiligung einzelner Anlagen an der Primärregelung bei Bedarf aufgrund von Messprotokollen oder speziellen Tests von der nationalen Netzgesellschaft überprüft werden.

#### **4.3.3. Besondere Anforderungen an die Anbieter von Sekundärregelung**

- (1) Betriebsbereitschaft, Häufigkeit, Bestelldauer, technische Verfügbarkeit, die Leistungsänderungsgeschwindigkeit und -häufigkeit und das minimale Sekundärregelband ergeben sich aus dem Rahmenvertrag zur Lieferung von Sekundärregelung, den Präqualifikationsanforderungen und den Ausschreibungsbedingungen sowie den Ergebnissen der Ausschreibung zur Regelleistungsvorhaltung bzw. des Regenergiemarkts.
- (2) Der SDV muss der nationalen Netzgesellschaft die Möglichkeit geben, das Verhalten der an der Sekundärregelung teilnehmenden Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten zu erfassen und zu überprüfen.

#### **4.3.4. Besondere Anforderungen an die Anbieter von Tertiärregelung**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft gibt beim Abruf die für die Erbringung von Tertiärregelung benötigte Wirkleistung vor.
- (2) Betriebsbereitschaft, Häufigkeit, Bestelldauer und technische Verfügbarkeit ergeben sich aus dem Rahmenvertrag zur Lieferung von Tertiärregelung, den Präqualifikationsanforderungen und den Ausschreibungsbedingungen sowie den Ergebnissen der Ausschreibung zur Regelleistungsvorhaltung bzw. des Regenergiemarkts.
- (3) Der SDV muss der nationalen Netzgesellschaft die Möglichkeit geben, das Verhalten der an der Tertiärregelung teilnehmenden Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten zu erfassen und zu überprüfen.



## **4.4. Spannungshaltung**

### **4.4.1. Allgemeines**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft macht in Absprache mit den Anlagenbetreibern am ÜN Vorgaben für die Spannungshaltung und den Blindleistungsaustausch an den Netzanschlusspunkten im ÜN. Ebenso koordiniert die nationale Netzgesellschaft den Blindleistungsaustausch an den Grenzen der Regelzone Schweiz mit den angrenzenden ATSO.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft legt für die Netzanschlusspunkte am ÜN die Sollwerte der Spannung pro Zeitintervall fest.
- (3) Anlagenbetreiber am ÜN müssen der nationalen Netzgesellschaft die Möglichkeit geben, den Blindenergieaustausch zu erfassen und zu überprüfen, sofern die nationale Netzgesellschaft nicht bereits Eigentümerin der entsprechenden Messeinrichtung ist.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft regelt die Bestimmungen zur Spannungshaltung mit den Anlagenbetreibern am ÜN vertraglich.
- (5) Sofern die in diesem Kapitel beschriebenen Massnahmen zur Spannungshaltung nicht ausreichen, um die Spannung innerhalb der betrieblichen Grenzwerte zu halten, wird die nationale Netzgesellschaft die in Kapitel 5.3.2 beschriebenen Massnahmen ergreifen.

### **4.4.2. Allgemeine Anforderungen für die Spannungshaltung**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft definiert Dienstleistungen zur Spannungshaltung. Es handelt sich um die aktive, halbaktive und überobligatorische Spannungshaltung.
- (2) KWB am ÜN müssen sich an der aktiven Spannungshaltung beteiligen.
- (3) Alle anderen Anlagenbetreiber am ÜN müssen an der halbaktiven Spannungshaltung teilnehmen. Sie können freiwillig an der aktiven Spannungshaltung teilnehmen.
- (4) Alle Teilnehmer an der aktiven Spannungshaltung können freiwillig überobligatorische Blindleistung erbringen.

### **4.4.3. Spezielle Anforderungen für die aktive Spannungshaltung**

- (1) Teilnehmer an der aktiven Spannungshaltung weisen in einem Präqualifikationsverfahren nach, dass sie technisch in der Lage sind, die Vorgaben der nationalen Netzgesellschaft zum Blindleistungsaustausch zu erfüllen.
- (2) Die Teilnehmer an der aktiven Spannungshaltung haben den Blindleistungsaustausch in die Richtung zu regeln, dass die Ist-Spannung an den Netzanschlusspunkten auf der Übertragungsebene in Richtung der von der nationalen Netzgesellschaft vorgegebenen Soll-Spannung gemäss Spannungsplan beeinflusst wird.
- (3) Teilnehmer an der aktiven Spannungshaltung müssen der nationalen Netzgesellschaft betriebliche Informationen zu ihren Anlagen zur Verfügung stellen (u.a. Wirkleistungs-Blindleistungs-Diagramm).
- (4) Die technischen, betrieblichen und organisatorischen Voraussetzungen ergeben sich aus den vertraglichen Regelungen zur Spannungshaltung und den Präqualifikationsanforderungen.
- (5) Für die Bereitstellung von kontinuierlich, regelbarer Blindleistung mittels Spannungsregelung müssen die technische Ausrüstung und die Infrastruktur der Teilnehmer folgende Bedingungen am Netzanschlusspunkt zum ÜN erfüllen:
  - a) Die Anlagen der Teilnehmer an der aktiven Spannungshaltung müssen in einem Spannungsbereich von 90% bis 110% der Nennbetriebsspannung betriebsfähig sein (Generatoren erfüllen diese Vorgabe ggf. im Zusammenspiel mit dem Transformator).



- b) Bei Nennwirkleistung und Nennspannung müssen die Anlagen mindestens im folgenden Bereich dauerhaft betrieben werden können: Leistungsfaktor  $\cos \varphi_+ = 0.925$  übererregt bis  $\cos \varphi_- = 0.950$  untererregt.
- (6) Alle Teilnehmer an der aktiven Spannungshaltung müssen betrieblich in der Lage sein, in wenigen Minuten bei gleichbleibender Wirkleistungsabgabe die verfügbare Blindleistung zur Verfügung zu stellen.

#### **4.4.4. Spezielle Anforderung für die halbaktive Spannungshaltung**

- (1) Die Teilnehmer an der halbaktiven Spannungshaltung sollen nach Möglichkeit den Blindleistungsaustausch in die Richtung regeln, dass die Ist-Spannung am Netzanschlusspunkt auf der Übertragungsnetzebene in Richtung der von der nationalen Netzgesellschaft vorgegebenen Soll-Spannung gemäss Spannungsplan beeinflusst wird.
- (2) Die Teilnehmer an der halbaktiven Spannungshaltung können freiwillig und nach bestandenerm Präqualifikationsverfahren in die aktive Spannungshaltung wechseln.

#### **4.4.5. Spezielle Anforderungen für die überobligatorische Spannungshaltung**

- (1) Die technischen, betrieblichen und organisatorischen Voraussetzungen der überobligatorischen Blindleistungsvorhaltung werden zwischen der nationalen Netzgesellschaft und dem Teilnehmer an der überobligatorischen Spannungshaltung entsprechend einem Standardvertrag geregelt.
- (2) Der Teilnehmer an der überobligatorischen Spannungshaltung gibt der nationalen Netzgesellschaft für alle an der Erbringung der Spannungshaltung beteiligten Anlagen die Grenzen der technisch verfügbaren Blindleistung bekannt.

#### **4.5. Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit**

- (1) Für den Wiederaufbau des Netzes (Netzwiederaufbauzustand: Rückführung des Netzes aus dem Notzustand bzw. Blackoutzustand in den normalen Netzzustand) ist die nationale Netzgesellschaft auf Netzwiederaufbauzellen angewiesen.
- (2) Anforderungen an eine Netzwiederaufbauzelle sind:
  - a) Sie beinhaltet mindestens ein schwarzstartfähiges Kraftwerk.
  - b) Sie verfügt über ein oder mehrere inselbetriebsfähige Kraftwerke.
  - c) Die Kraftwerke der Netzwiederaufbauzelle verfügen über einen Zugang zum ÜN.
  - d) Sie verfügt über eine ausreichend grosse rotierende Schwungmasse.
  - e) Sie verfügt über zuschaltbare Endverbraucher in einem angemessenen Verhältnis zur Leistung der rotierenden Schwungmasse.
  - f) Sie muss mindestens über eine definierte Zeitspanne den Inselbetrieb aufrechterhalten können.
  - g) Sie muss in der Lage sein, ein direktes Reglersignal des Netzreglers verarbeiten zu können.
  - h) Sie muss in der Lage sein, sich auf Anweisung der nationalen Netzgesellschaft mit anderen Netzen oder Teilnetzen zu synchronisieren.
  - i) Sie muss die vertraglich vereinbarten Tests durchführen und dokumentieren.
  - j) Sie ist verpflichtet, die geplanten Ausserbetriebnahmen ihrer relevanten Betriebsmittel und Kraftwerke mit anderen Netzwiederaufbauzellen und der nationalen Netzgesellschaft zu koordinieren.
- (3) Schwarzstartfähige Kraftwerke verfügen über folgende Eigenschaften:
  - a) Fähigkeit, sich auf dem Eigenbedarf abzufangen, um anschliessend Wirkleistung abgeben zu können (gilt nur für thermische Kraftwerke).



- b) Fähigkeit, ein Inselnetz längere Zeit unter geregelter Spannung und Frequenz zu halten (Inselbetriebsfähigkeit).
  - c) Fähigkeit zum selbständigen Anfahren, ohne äussere Spannung vom Netz (Schwarzstartfähigkeit).
  - d) Schwarzstartfähige Kraftwerke verfügen über eine Synchronisierungseinrichtung, die das Zuschalten auf ein spannungsloses Teilnetz ermöglicht.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft kann die Netzwiederaufbauzellen zur Anpassung ihrer Ausserbetriebnahmeplanung verpflichten.
  - (5) Die detaillierten Regelungen und die Vergütung für Netzwiederaufbauzellen sind zwischen der nationalen Netzgesellschaft und den betroffenen SDV vertraglich geregelt.
  - (6) Der SDV muss der nationalen Netzgesellschaft die Möglichkeit geben, die Leistungserbringung zu erfassen und zu überprüfen.
  - (7) Die operativen Massnahmen im Zusammenhang mit dem Netzwiederaufbau sind in Kapitel 5.4 beschrieben.



## 5. Massnahmen beim Betrieb des Übertragungsnetzes und des Störfallmanagements

### 5.1. Allgemeines

- (1) Die Verantwortung für den Betrieb des ÜN und das Störungsmanagement des ÜN liegt bei der nationalen Netzgesellschaft. In diesem Zusammenhang stehen der nationalen Netzgesellschaft die in Kapitel 2.1.3 definierten Weisungsrechte zu.
- (2) Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den notwendigen Massnahmen, Verantwortlichkeiten und Rollen, die dazu dienen, den normalen Netzzustand zu erhalten. Es geht ausserdem darum, den gefährdeten oder gestörten Netzzustand in den normalen Netzzustand zurückzuführen. Die nationale Netzgesellschaft verfolgt beim Ergreifen von Massnahmen auf Basis der Weisungsrechte den Grundsatz, dass diese möglichst geringe Auswirkungen auf andere Akteure haben.
- (3) Eine Störung im Sinne des TC ist ein Ereignis, das einen ungewollten Übergang des Netzes vom normalen in den gefährdeten oder gestörten Netzzustand verursacht. Die Ursache der Störung kann vielfältig sein und von Umwelteinflüssen, technischem Versagen bis hin zu menschlichem Versagen reichen.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft ruft, wenn der Not- oder Blackoutzustand eingetreten ist, gemäss dem Netzwiederaufbaukonzept eine „Grossstörung Schweiz“ oder „regionale Störung“ in einem geographisch begrenzten Raum aus (vgl. Kapitel 5.4) und erklärt nach deren Beseitigung deren Ende.
- (5) Die Voraussetzungen und Bedingungen für Massnahmen der nationalen Netzgesellschaft sind im TC und/oder in entsprechenden Verträgen geregelt. Die Verträge beinhalten insbesondere Regelungen zur Kostentragung bzw. Vergütung.

### 5.2. Verantwortlichkeiten im Falle einer Störung

#### 5.2.1. Generell

- (1) Im Falle einer Störung mit Einfluss auf das ÜN haben die nationale Netzgesellschaft und die Anlagenbetreiber am ÜN und am VN<sup>10</sup> unverzüglich alle Massnahmen zu ergreifen, die technisch erforderlich und wirtschaftlich zumutbar sind, um den normalen Netzzustand wiederherzustellen.  
Das bedeutet:
  - a) Erkennen: Störungen rasch erkennen und lokalisieren,
  - b) Begrenzen: Störungen begrenzen und eine Ausweitung minimieren,
  - c) Informieren: zeitnaher gegenseitiger Informationsaustausch mit den betroffenen Akteuren,
  - d) Beheben: Störungen in den betroffenen Netzteilen sicher und schnell beheben,
  - e) Dokumentieren: Störung analysieren, Ursachen ermitteln und Schlussfolgerungen erarbeiten. Hierbei werden betroffene Akteure einbezogen.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft verfügt über Massnahmenpakete (Systemschutzplan und Netzwiederaufbaukonzept), die vordefinierte Prozesse des Störungsmanagements beschreiben bzw. auflisten und auf diese verweisen. Diese vorbereiteten Massnahmen werden mit den betroffenen Akteuren abgestimmt und regelmässig getestet.
- (3) Im Falle einer eingetretenen Störung im ÜN wird die nationale Netzgesellschaft idealerweise zuerst die vorbereiteten und abgestimmten Massnahmen umsetzen.

<sup>10</sup> Abhängig von der Störung können auch Anlagenbetreiber, die nicht direkt an das ÜN angeschlossen sind, eine wichtige Aufgabe beim Störungsmanagement haben, daher werden diese auch erwähnt.



- (4) Wenn die vorbereiteten Massnahmen nicht ausreichen, wird die nationale Netzgesellschaft eine kritische Netzsituation erklären und zusätzliche Massnahmen ergreifen. Diese werden möglichst mit den betroffenen Akteuren abgestimmt.

### **5.2.2. Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft im Störfall**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft nimmt in Bezug auf die gemeldete bzw. eigenständig erkannte Störung eine erste Lagebeurteilung unter Einbezug der betroffenen Akteure vor. Dabei entscheidet die nationale Netzgesellschaft, welcher Netzzustand und ob eine kritische Netzsituation (vgl. Kapitel 2.1.2) oder sogar eine Grossstörung Schweiz vorliegt.
- (2) Im gestörten Netzzustand ist der Störungsmanager der nationalen Netzgesellschaft verpflichtet, folgende Aufgaben zu übernehmen:
- a) Information aller betroffenen Akteure (ATSO/RSC, Anlagenbetreiber am ÜN) über das Eintreten einer Störung. Hiermit wird gegebenenfalls noch nicht betroffenen Anlagenbetreibern am ÜN Zeit verschafft, um ihrerseits vorsorgliche Massnahmen zur Verhinderung einer Ausweitung der Störung zu treffen. In Abhängigkeit von der Art der Störung werden auch Anlagenbetreiber am VN und Marktakteure informiert,
  - b) Festlegung der Strategie zur Beseitigung einer Störung und zur Wiederinbetriebnahme von ausgefallenen Netzelemente resp. zum Netzwiederaufbau,
  - c) Koordination mit und Anweisung von Massnahmen an Anlagenbetreiber am ÜN,
  - d) Der Störungsmanager informiert die betroffenen Akteure fortlaufend über die Entwicklung und Beendigung einer Störung.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft kann die Anlagenbetreiber am ÜN zur Benennung regionaler Störungsmanager auffordern, die dem Störungsmanager der nationalen Netzgesellschaft unterstellt sind und mit diesem zusammenarbeiten. Die nationale Netzgesellschaft ist berechtigt, spezifische Rechte und Pflichten an die regionalen Störungsmanager zu delegieren.
- (4) In schwerwiegenden Fällen, wie z.B. einer Grossstörung Schweiz, nach einer automatischen Frequenzentlastung, einem manuellen Lastabwurf oder Einschränkungen von Marktakteuren, stimmen die nationale Netzgesellschaft, Anlagenbetreiber am ÜN und die Behörden ihre Kommunikation ab.

### **5.2.3. Aufgaben der Anlagenbetreiber am ÜN im Störfall**

- (1) Anlagenbetreiber am ÜN sind im Falle von Störungen zu folgenden Punkten verpflichtet:
- a) unverzügliche Meldung von Störungen an die nationale Netzgesellschaft, die voraussichtlich den sicheren Betrieb des ÜN beeinträchtigen könnten (hierzu zählen Störungen an allen Anlagen, welche zum „Beobachteten Fremdnetz“ der nationalen Netzgesellschaft gehören). Die Störungsmeldung beinhaltet Angaben bzgl. Ursache, voraussichtliche Dauer und sofern bekannt, Informationen zu Auswirkungen auf andere Betriebsmittel,
  - b) Unterstützung der nationalen Netzgesellschaft bei der Festlegung der Strategie und Definition der notwendigen Massnahmen zur Störungsbeseitigung,
  - c) Umsetzung der von der nationalen Netzgesellschaft angeordneten Massnahmen (unter Beachtung von den Weisungsrechten in Kapitel 2.1.3),
  - d) Koordination von Massnahmen mit den S-KWB und S-KAB am VN.

### **5.3. Massnahmen zur Erhaltung und Wiedererreichung des normalen Netzzustandes**

- (1) In den folgenden Unterkapiteln werden verschiedene Massnahmenpakete für verschiedene Ursachen (nicht abschliessend, vgl. Abbildung 9) beschrieben. Die Massnahmen werden grundsätzlich abgestimmt und koordiniert. Es wird zwischen Massnahmen, die ohne Erklärung der kritischen Netzsituation von der nationalen Netzgesellschaft ergriffen werden können und Massnahmen, welche nur nach Erklärung einer kritischen Netzsituation angewiesen werden können (vgl. Kapitel 2.1.2), unterschieden.



	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Engpassmanagement
<b>Massnahmen</b>	Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung	Einsatz von Drosseln, Kompensationsanlagen, topologische Massnahmen, Trafostufen	Engpasswarnungen CH
	Abruf von MEAS und Notreserve bei ATSO	Spannungsplanänderung	Neuberechnung NTC, Anpassung ATC
	Koordinierte Massnahmen der ÜNB (50/100mHz Prozedur)	Aktivierung überobligatorische Blindleistung	Stopp der D-1 und Intraday Kapazitätsvergabe
		Aktivierung Redispatch	Aktivierung topologische Massnahmen, Redispatch und Countertrade
<b>zusätzliche Massnahmen</b> bei kritischer Netzsituation	Eingriff in den Einsatz von Kraftwerken am ÜN	Manueller Lastabwurf	Eingriff in den Einsatz von Kraftwerken am ÜN
	Automatische Frequenzentlastung		Sofortige Beendigung von Ausserbetriebnahmen
			Reduktion vergebener Kapazitätsrechte
			Manueller Lastabwurf

**Abbildung 9:** Überblick über Massnahmen (nicht vollständig)

- (2) Massnahmen haben auf Basis von transparenten und diskriminierungsfreien Grundsätzen zu erfolgen.
- (3) Bei der Auswahl geeigneter Massnahmen legt die nationale Netzgesellschaft folgende Kriterien zugrunde:
  - a) Vermeidung von Risiken für Personen und Anlagen,
  - b) Anwendung von Massnahmen, die möglichst zu keinen Grenzwertverletzungen führen,
  - c) Anwendung von Massnahmen, welche einen möglichst geringen Einfluss auf die betroffenen Akteure haben,
  - d) Abschätzung der Risiken und Folgen, welche mit der Umsetzung der verschiedenen, möglichen Handlungsoptionen verbunden sein können, wie z. B.
    - Risiken von Fehlern oder Kurzschlüssen beim Durchführen oder Infolge von Topologieänderungen,
    - Risiken von Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Wirkleistungs- oder Blindleistungsänderungen von Stromerzeugungs- oder Verbrauchsanlagen sowie
    - Risiken von Funktionsstörungen der Betriebsmittel.
- (4) Sofern die Umsetzung von durch die nationale Netzgesellschaft angeordneten Massnahmen dazu führt, dass die Erbringung von Systemdienstleistungen oder anderer mit der nationalen Netzgesellschaft vereinbarten vertraglichen Pflichten nicht möglich ist, dann hat das Durchführen der angeordneten Massnahme Vorrang.

### 5.3.1. Frequenzabhängige Massnahmen

- (1) Die Systembilanz im europäischen Verbundnetz wird generell durch die Einhaltung des Leistungsgleichgewichts in jeder Regelzone sichergestellt. Die Systembilanz kann gefährdet sein durch:
  - a) von der Prognose abweichende Erzeugung bzw. Endverbrauch,
  - b) Fahrplanfehler,
  - c) Ausfall von Erzeugung oder Endverbrauchern,
  - d) Beeinträchtigungen des grenzüberschreitenden Austauschs,
  - e) Auseinanderfallen des Verbundbetriebs.
- (2) Im Falle einer länger andauernden Unterfrequenz, welche durch den üblichen Regelenergieeinsatz nicht beherrscht werden kann, ergreifen die nationale Netzgesellschaft und die VNB,



Massnahmen um die Netzfrequenz zu normalisieren. Die Netzbetreiber stellen u.a. sicher, dass:

- a) Speicher automatisch in den Erzeugungsmodus wechseln oder sich vom Netz trennen, wenn diese sich nicht in einem von der nationalen Netzgesellschaft vorgegebenen Zeitbereich in den Erzeugungsmodus schalten können,
  - b) Endverbraucher abgeschaltet oder Erzeuger auf Vertragsbasis aktiviert werden können.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft und die VNB stellen sicher, dass es eine einsatzfähige, gestaffelte, automatische Frequenzentlastung gibt.
  - (4) Die nationale Netzgesellschaft analysiert und dokumentiert sowohl die Wirksamkeit der automatischen Frequenzentlastung, als auch der präventiven Massnahmen gemäss (2), nach jedem Vorfall. Die nationale Netzgesellschaft erhält von den VNB eine entsprechende Dokumentation. Auf Basis der Analyseergebnisse werden ggf. die Prozesse und Massnahmen, nach Rücksprache mit den Akteuren, angepasst.
  - (5) Die technischen Anforderungen für Einrichtungen zur automatischen Trennung von Kraftwerken vom Netz und Grenzfrequenzen sind im Kapitel 6 beschrieben.
  - (6) Die nationale Netzgesellschaft legt die technischen und operativen Anforderungen für die Frequenz- und Spannungshaltung für den gestörten Netzzustand in der schweizerischen Regelzone fest, die von Kraftwerken sowohl im Synchronbetrieb am Netz, als auch im Inselbetrieb einzuhalten sind. Die S-KWB am ÜN als auch die S-KWB (sofern vertraglich geregelt) am VN sind verpflichtet, die Kraftwerksregler gemäss diesen Vorgaben einzustellen.

**Massnahmen ohne kritische Netzsituation:**

- (7) Frequenzabweichungen werden grundsätzlich durch die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung beherrscht. Sofern die von der nationalen Netzgesellschaft vollständig aktivierte Sekundär- und Tertiärregelleistung unzureichend sind, um die Regelzone Schweiz auszugleichen, dann werden Notreserveverträge, die die nationale Netzgesellschaft mit benachbarten ATSO abgeschlossen hat, aktiviert.
- (8) Beim Auftreten von länger andauernden Frequenzabweichungen ergreifen die europäischen ÜNB koordinierte Gegenmassnahmen.

**Massnahmen bei einer kritischen Netzsituation:**

- (9) Die nationale Netzgesellschaft hat die Möglichkeit die Einspeisung in das ÜN zu verändern, indem S-KWB am ÜN angewiesen werden die Produktion bzw. den Pumpeneinsatz zu verändern.
- (10) Die automatische Frequenzentlastung schaltet, in Abhängigkeit von der Netzfrequenz, Endverbraucher gestaffelt ab, stabilisiert damit das Netz und sichert damit die Versorgung der noch versorgten Endverbraucher. Die nationale Netzgesellschaft erklärt nach diesem Ereignis die kritische Netzsituation. Die Wiederzuschaltung nach einer automatischen Frequenzentlastung bzw. die Rückkehr zur geplanten Betriebsweise von Kraftwerken, Speichern bzw. Pumpen und Endverbrauchern muss mit allen Beteiligten koordiniert und mit der nationalen Netzgesellschaft abgestimmt erfolgen.

**5.3.2. Spannungsabhängige Massnahmen**

- (1) Zur Beherrschung von Störungen, die durch eine anhaltende Verletzung der Spannungsgrenzwerte entstehen können, ist die nationale Netzgesellschaft verpflichtet in Abstimmung mit den Anlagenbetreibern am ÜN präventiv Regelungen für spannungshaltende Massnahmen zu treffen und diese vertraglich zu vereinbaren (vgl. Kapitel 4.4).

**Massnahmen ohne kritische Netzsituation:**

- (2) Beim Auftreten von Spannungsverletzungen ergreift die nationale Netzgesellschaft folgende Massnahmen:
  - a) Regelung von Drosseln, Kompensationsanlagen, Ergreifung topologischer Massnahmen und Änderung der Stufenschalterstellung von Transformatoren, Abschaltung von leerlaufenden Leitungen,



- b) Änderung des Spannungsplans (vgl. Kapitel 4.4.3),
- c) Weisungen zur Blindleistungsabgabe an Teilnehmer überobligatorischen Spannungshaltung (vgl. Kapitel 4.4.4),
- d) Einsatz von Redispatch,
- e) VNB am ÜN stellen sicher, dass vor der Wiederschaltung von Transformatoren, die das ÜN mit dem VN verbinden, die Stufenschalter wieder in jene Stellung gefahren werden, die eine minimale Spannungsdifferenz sicherstellt oder aber zumindest in die Stellung gebracht werden, welche vor der Ausserbetriebnahme oder dem Ausfall eingestellt war.

**Massnahmen bei einer kritischen Netzsituation:**

- (3) Im Falle eines Spannungskollapses ist die automatische Transformatorenstufenregelung zu blockieren. Die nationale Netzgesellschaft regelt die Methode zur Blockade (Fernwirktechnik oder vor Ort), Spannungsschwellwert, Blindleistungsflussrichtung, etc.
- (4) Als Letztmassnahme kann der manuelle Lastabwurf zur lokalen Netzrettung angeordnet werden. Er darf nur angeordnet werden, wenn dadurch eine Ausweitung der Störung und somit ein noch grösserer Schaden vermieden werden kann. Näheres wird in einer VSE-Branchenempfehlung geregelt.

**Eingriff in Marktaktivitäten**

- (5) Der Punkt 5.3.2 (4) stellt einen indirekten Eingriff in Marktaktivitäten dar. Die nationale Netzgesellschaft informiert über den Beginn und das Ende des manuellen Lastabwurfs.

**5.3.3. Engpassreduzierende Massnahmen**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft vermeidet durch folgende präventive Massnahmen Engpässe:
  - a) Koordinierte Ausserbetriebnahmen,
  - b) Grenzüberschreitendes Engpassmanagement (vgl. Kapitel 2.5 und 3.2),
  - c) Nationale Engpasswarnungen bzw. Leistungseinschränkungen (Vorgabe regionaler Obergrenzen für Ein- und Ausspeisung in das ÜN),
  - d) Vorbereitung und Abklärung von topologischen Massnahmen.

**Massnahmen ohne kritische Netzsituation:**

- (2) Die nationale Netzgesellschaft beherrscht Engpässe im ÜN durch folgende operative Massnahmen:
  - a) Entlastungsmassnahmen (topologische Massnahmen, Redispatch und Countertrade),
  - b) Neuberechnung der Intraday-Kapazität (NTC) und Anpassung der noch verfügbaren Grenzkapazität (ATC),
  - c) Stopp der Day-Ahead- und Intraday-Kapazitätsvergabe in Engpassrichtung,
  - d) Gemeinsame grenzüberschreitende Netzrettungsmassnahmen mit ATSO (Notfallprozeduren, topologische Massnahmen, Eingriff in Kraftwerkseinsatz im Ausland, Einsatz von Regelreserven).

Der S-KWB hat die nationale Netzgesellschaft über Einschränkungen der Verfügbarkeit des Kraftwerks für Entlastungsmassnahmen zu informieren und diese zu begründen. Die nationale Netzgesellschaft berücksichtigt die Einschränkungen im Rahmen des Betriebs und regelt diese ggf. vertraglich.

**Massnahmen bei einer kritischen Netzsituation:**

- (3) Die nationale Netzgesellschaft hat die Möglichkeit, durch folgende Massnahmen in den Kraftwerkseinsatz, Ausserbetriebnahmen und Kapazitätsrechte einzugreifen:
  - a) Anweisung zur Anpassung des Kraftwerks- und Pumpbetriebs von S-KWB am ÜN,



- b) kurzfristige Beendigung von Ausserbetriebnahmen von Netzelementen, welche Teil des „Koordinierten Fremdnetzes“ von der nationalen Netzgesellschaft sind,
- c) Reduktion bereits vergebener Kapazitätsrechte,
- d) als Letztmassnahme kann der manuelle Lastabwurf zur lokalen Netzrettung angeordnet werden. Er darf nur angeordnet werden, wenn dadurch eine Ausweitung der Störung und somit ein noch grösserer Schaden vermieden werden kann. Näheres wird in einer VSE-Branchenempfehlung geregelt.

#### **Eingriff in Marktaktivitäten**

- (4) Die Punkte 5.3.3 (2) c) und (3) stellen einen Eingriff in Marktaktivitäten dar. Die nationale Netzgesellschaft teilt das Aussetzen und Wiederaufnehmen von Marktprozessen bzw. die Reduktion von Kapazitätsrechten den Marktakteuren mit.

#### **5.3.4. Massnahmen bei Ausfall von IT-Systemen**

- (1) Im Falle eines Ausfalls von zentralen IT-Systemen der nationalen Netzgesellschaft wird diese Notfallpläne aktivieren, welche mit den Anlagenbetreibern am ÜN vorab abgestimmt und vereinbart sind.
- (2) Sofern IT-Systeme und Kommunikationsmittel für Marktprozesse ausgefallen sind, müssen diese eingeschränkt oder sogar eingestellt werden. Die nationale Netzgesellschaft teilt das Aussetzen und Wiederaufnehmen von Marktprozessen den Marktakteuren mit.

#### **5.3.5. Vorübergehende Netztrennungen oder Inbetriebnahmen von Anlagen am ÜN**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft kann eine vorübergehende Trennung eines Anschlusses vom ÜN bzw. eine vorübergehende Inbetriebnahme aus Gründen höherer Gewalt, ausserordentlichen Ereignissen, Gefahrensituationen, in einer kritischen Netzsituation oder aufgrund behördlich angeordneter Massnahmen anweisen.

#### **5.4. Netzwiederaufbau**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft erstellt, pflegt und publiziert ein Netzwiederaufbaukonzept für das ÜN. Dieses Konzept ist mit den Anlagenbetreibern am ÜN und ATSO stets abgestimmt und berücksichtigt die Anforderungen an den Schnittstellen. Es wird bei Bedarf und mindestens alle zwei Jahre überprüft und ggf. aktualisiert. Die am Netzwiederaufbau Beteiligten werden geschult und die Schulung wird dokumentiert.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft ist verantwortlich für die Koordinierung der Massnahmen zum Netzwiederaufbau bzw. zur Wiederaufnahme der Versorgung nach einem Inselbetrieb, einer automatischen Frequenzentlastung, einem manuellen Lastabwurf oder einer Grossstörung Schweiz. Anlagenbetreiber am ÜN sind verpflichtet, den Anweisungen der nationalen Netzgesellschaft zu folgen und die angeordneten Massnahmen unmittelbar auszuführen. Dies bedeutet unter anderem, dass die folgenden Massnahmen nur mit Zustimmung der nationalen Netzgesellschaft zulässig sind:
  - a) die Wiederaufnahme der Versorgung von abgetrennten Übertragungsnetzteilen oder von Anlagenbetreibern am ÜN,
  - b) die Wiederaufnahme der Einspeisung von abgetrennten Kraftwerken am ÜN.
- (3) Die VNB können vor der Zuschaltung an das ÜN in ihrem Verantwortungsbereich ein Inselnetz betreiben und weiter aufbauen. Ein ausgeglichenes Inselnetz kann in Abstimmung mit der nationalen Netzgesellschaft auf das ÜN synchronisiert und zugeschaltet werden. Ohne Synchronisationseinrichtung muss eine Insel zuerst schwarzgeschaltet werden, bevor sie an das ÜN zugeschaltet werden kann.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft hat für einen Netzwiederaufbau nach einem Not- bzw. Black-outzustand die Verfügbarkeit einer ausreichenden Anzahl von schwarzstartfähigen und inselbetriebsfähigen Kraftwerken zu gewährleisten (vgl. Kapitel 4.5).



## **5.5. Störungsanalyse**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft führt eine systematische Analyse von Störungen im ÜN durch und erstellt für das ÜN entsprechende Statistiken. Auf Grundlage der Ergebnisse erarbeitet die nationale Netzgesellschaft in Zusammenarbeit mit den betroffenen Akteuren geeignete Lösungsansätze für die Weiterentwicklung und Verbesserung der bestehenden Prozesse.
- (2) Alle zur Fehleraufklärung und Störungsanalyse notwendigen Informationen werden zwischen der nationalen Netzgesellschaft und den Anlagenbetreibern bzw. Anlageneigentümern am ÜN auf Anforderung gegenseitig ausgetauscht.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft, Anlagenbetreiber und Anlageneigentümer am ÜN sowie weitere betroffene Akteure und ggf. Behörden informieren sich gegenseitig, zeitnah und bedarfsgerecht über die Ergebnisse der Störungsanalyse.

## **5.6. Schulungen und Training von Störungssituationen**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft, Anlagenbetreiber am ÜN und S-KWB am VN sind zur Ausbildung und regelmässigem Training ihres für die Betriebsführung und Störungsmanagement verantwortlichen Personals verpflichtet, um dieses auf die im Falle von kritischen Netzsituationen, des Inselbetriebs oder des Versorgungs- und Netzwiederaufbaus notwendigen Massnahmen vorzubereiten. Hierbei werden auch Kompetenzen bzgl. Kommunikation, Fach und Führung vermittelt.

Die nationale Netzgesellschaft ist berechtigt, Anforderungen für die im Training zu berücksichtigende Inhalte und Massnahmen zu definieren und von den anderen Anlagenbetreibern am ÜN den Nachweis der erfolgreichen Ausbildung und Training seines für die Betriebsführung verantwortlichen Personals und der Störungsmanager zu verlangen.

- (2) Zur Gewährleistung einer effektiven Zusammenarbeit führt die nationale Netzgesellschaft jährlich Trainings und Übungen der im Falle von Störungen notwendigen Massnahmen gemeinsam mit den anderen Anlagenbetreibern am ÜN durch. Das für die Betriebsführung verantwortliche Personal bzw. die Störungsmanager sind zur Teilnahme verpflichtet.



## 6. Anschluss an das Übertragungsnetz

### 6.1. Geltungsbereich

- (1) Die Anschlussbedingungen gelten grundsätzlich für bestehende und neue Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz am entsprechenden Netzanschlusspunkt. Für bestehende Anlagen können abweichende Vereinbarungen getroffen werden, für neue Anlagen nur im Zusammenhang mit Kapitel 6.5.2 (7). Systemsicherheit und –stabilität dürfen nicht gefährdet werden. Die Ziffern (2) bis (4) beschreiben die unterschiedlichen Regelungen bzgl. Anforderungen beim Netzanschluss für neue, bestehende und für Änderungen an bestehenden Anlagen.
- (2) Für neue Anlagen am ÜN gilt:

Die Anforderungen der Kapitel 6.3-6.6 gelten für neue Anlagen am ÜN. Als neue Anlage gilt eine Anlage, wenn die relevante Bewilligung zur Erstellung der Anlage erst nach Inkrafttreten des TC rechtskräftig erteilt wird. Die relevante Bewilligung ist die Bewilligung für die an das ÜN anzuschliessenden elektrischen Anlagen.
- (3) Für bestehende Anlagen am ÜN gilt:

Abweichungen zu den Anforderungen in Kapitel 6.3-6.6 müssen dokumentiert und der nationalen Netzgesellschaft zur Kenntnis gebracht werden. Die nationale Netzgesellschaft prüft anschliessend, ob die Abweichungen eine wesentliche Gefährdung der Systemsicherheit und –stabilität zur Folge haben können. Ist dies der Fall, so müssen die nationale Netzgesellschaft und der Anlageneigentümer am ÜN geeignete Massnahmen zur Sicherstellung der Systemsicherheit und –stabilität ergreifen. Die nationale Netzgesellschaft berücksichtigt dabei den Zeitbedarf und den Aufwand für die Umsetzung. Hierfür ist, soweit sinnvoll, der Prozess gemäss VSE-Themenpapier 39 „Umgang mit ENTSO-E Network Codes in der Schweiz“ anzuwenden.
- (4) Für Änderungen an bestehende Anlagen am ÜN gilt:

Die Anlageneigentümer am ÜN sind verpflichtet der nationalen Netzgesellschaft Änderungen an einer bestehenden Anlage mit Auswirkungen auf die elektrischen und netzdynamischen Eigenschaften der Anlage (bezogen auf den Netzanschlusspunkt) mitzuteilen. Die nationale Netzgesellschaft prüft nach Erhalt der Änderungsmitteilung, ob zur Sicherstellung der Systemsicherheit und –stabilität Massnahmen notwendig sind. Dabei sind folgende Grundsätze zu beachten:

  - a) Bei einem Umbau bzw. einer Erweiterung eines Teils einer bestehenden Anlage muss der umzubauende bzw. zu erweiternde Teil die zu diesem Zeitpunkt gültigen Anforderungen einhalten.
  - b) Ein einfacher Ersatz durch typgleiche oder technisch gleichwertige Komponenten erfordert keine Massnahmen, solange sichergestellt ist, dass das elektrische und netzdynamische Verhalten der Anlage (bezogen auf den Netzanschlusspunkt) nicht negativ beeinflusst wird. Dagegen muss jede neu beschaffte Komponente, die eine bestehende Komponente ersetzt, für sich dem aktuellen Stand der Technik entsprechen und in der Lage sein, als Teil einer Anlage die zum Zeitpunkt des Ersatzes gültigen Anforderungen zu erfüllen.
  - c) Für die nicht von der Änderung betroffenen Anlagenteile gelten weiterhin die ursprünglichen Anforderungen.

### 6.2. Allgemeines

- (1) Neben den sicherheitsrelevanten, technischen und betrieblichen Aspekten sind auch die wirtschaftlichen Aspekte eines Anschlusses an das ÜN in ihrer Gesamtheit zu berücksichtigen. Damit soll eine umfassende Beurteilung des Anschlusses ermöglicht werden.
- (2) Die Anlageneigentümer am ÜN haben bei der Neueinrichtung oder Änderung von Anschlüssen ein Gesuch an die nationale Netzgesellschaft zu stellen. Im Falle einer Auflösung eines bestehenden Anschlusses wird der Netzanschlussvertrag vom Anlageneigentümer bei der



nationalen Netzgesellschaft gekündigt. Die dafür notwendigen Dokumente sind auf der Webseite der nationalen Netzgesellschaft publiziert.

- (3) Für jeden neuen (vgl. Kapitel 6.1 Ziffer (2)) und jeden wesentlich zu ändernden Anschluss (vgl. Kapitel 6.1 Ziffer (4)a)) am ÜN ist die nationale Netzgesellschaft vom Anlageneigentümer in die Planungsphase miteinzubeziehen. Ein Netzanschlussvertrag ist zwingend abzuschliessen bzw. anzupassen. Dieser beinhaltet die technischen Vorgaben, die Ausführungen und die technische Dokumentation sowie die Beschreibung der Eigentumsabgrenzung. Bei Auflösung / Rückbau des Anschlusses ist der Netzanschlussvertrag aufzuheben.

Bei der Beurteilung eines Anschlussgesuchs werden insbesondere die folgenden Kriterien berücksichtigt:

- a) Gewährleistung der Versorgungssicherheit bzw. des sicheren Betriebs des ÜN unter Berücksichtigung der beantragten Anschlussleistung, Wirtschaftlichkeit und Effizienz.
- b) Gewährleistung der Versorgungsqualität (z.B. Einhaltung der Spannungs- und Frequenzbänder).
- c) Einhaltung von Gesetzen, Vorschriften, technischen Standards sowie den Anforderungen für den Anschluss.
- d) Standort der anzuschliessenden Anlage.

Des Weiteren werden in die Überlegungen von der nationalen Netzgesellschaft, in Absprache mit dem VNE am ÜN, die aktuellen Netzverhältnisse sowie der aktuelle Stand der Netzentwicklung miteinbezogen.

- (4) Der Anlageneigentümer, der an das ÜN angeschlossen werden will, vereinbart mit der nationalen Netzgesellschaft während des Anschlussprozesses die maximale Anschlussleistung. Sofern vereinbarte Massnahmen zur Erstellung ausreichender Netzverhältnisse im ÜN nicht vor dem vereinbarten Zeitpunkt der Inbetriebnahme realisiert werden können, so gilt für die angeschlossenen Anlagen bis zum Zeitpunkt der Realisierung der Massnahmen ein reduzierter Netzzugang entsprechend den bestehenden Netzverhältnissen an der Netzanschlussstelle. Der Netzzugang von bestehenden Kraftwerken wird durch die Inbetriebnahme eines neu angeschlossenen Kraftwerks nicht eingeschränkt. Ein Kraftwerk gilt als bestehend, wenn es bei Erteilung der rechtskräftigen Baubewilligung für das neu anzuschliessende Kraftwerk bereits an das Netz angeschlossen war. Grundsätzlich gelten diese Aussagen auch für Netzanlagen von Endverbrauchern bzw. Arealnetzen.

Sofern es die Netzsituation erlaubt, kann auch während der Periode bis zur Realisierung der Massnahmen der maximale Netzzugang zeitweise beansprucht werden.

Im Falle einer notwendigen Einschränkung des Netzzugangs während der Periode bis zur Realisierung der Massnahmen wird zuerst der Netzzugang der neu angeschlossenen Anlage gekürzt, bevor im Bedarfsfall die weiteren Prozesse zur technischen und/oder ökonomischen Optimierung gemäss den jeweils gültigen Betriebsprozessen zur Anwendung kommen.

- (5) Die Realisierung des Anschlusses an das ÜN obliegt der nationalen Netzgesellschaft und soll die Bedürfnisse des Anlageneigentümers am ÜN möglichst erfüllen.
- (6) Ein Anschluss an das ÜN kann erst in Betrieb genommen werden, wenn die technischen und vertraglichen Vorgaben erfüllt sind (inkl. Konformitätstests vgl. Kapitel 6.4). Vor Inbetriebnahme erfolgt eine Abnahme der ausgeführten Arbeiten durch die nationale Netzgesellschaft und eine Mängelbeseitigung durch den Anlageneigentümer, wenn ohne diese Mängelbeseitigung Gefahren für Umwelt, Menschen und Anlagen oder unzulässige Rückwirkungen zu erwarten sind.
- (7) Für jeden Anschluss an das ÜN ist die technische Dokumentation der gebauten Anlage, gemäss Anforderungen im Netzanschlussvertrag, durch den Anlageneigentümer am ÜN zu erstellen. Diese Dokumentation ist der nationalen Netzgesellschaft vor der Inbetriebnahme zu übergeben. Einzelne, nicht unmittelbar für den Betrieb des ÜN relevante Teile der Dokumentation können in Vereinbarung mit der nationalen Netzgesellschaft auch nach der Inbetriebnahme übergeben werden.



### 6.3. Technische Aspekte

- (1) Die nationale Netzgesellschaft ist verantwortlich für die Bereitstellung des Netzanschlussfeldes im ÜN.
- (2) Die nationale Netzgesellschaft definiert die technische Ausführung des Netzanschlussfeldes, das sich in ihrer Verantwortung befindet, sowie die Mess- und Steuerapparate, den Standort und die Anzahl der Netzanschlussstellen.
- (3) Falls sich verschiedene Anlageneigentümer am ÜN über einen gemeinsamen Anschluss anschliessen, tragen alle Anlageneigentümer am ÜN die Verantwortung gemeinsam für die Einhaltung der technischen Anforderungen.

#### 6.3.1. Abgrenzung und Ausgestaltung des Anschlusses an das ÜN

- (1) Die nationale Netzgesellschaft legt die Anforderungen für die nachfolgend genannten Punkte fest:
  - a) Netzanschlusspunkt,
  - b) messtechnische Einrichtungen,
  - c) Bemessung und Ausführung des Anschlusses,
  - d) bauliche Voraussetzungen.

Bei Festlegung der Anforderungen berücksichtigt die nationale Netzgesellschaft die technischen und wirtschaftlichen Verhältnisse am Netzanschlusspunkt.

Die Spannungsebene für einen neuen Anschluss richtet sich nach der in den nächsten 20 Jahren zu erwartenden Anschlussleistung am Netzanschlusspunkt und den am Ort verfügbaren Spannungsebenen. Folgende Tabelle fasst Richtwerte, von denen in begründeten Fällen abgewichen werden kann, zusammen.

**Tabelle 1:** Anschlussleistungsrichtwerte je Spannungsebene

Zusammenhang zwischen Anschlussleistung und Spannungsebene	
Spannungsebene	Anschlussleistung
380 kV (ÜN)	≥ 300 MVA
220 kV (ÜN)	≥ 150 MVA
Anschluss an VN	< 150 MVA

- (2) Bei der Dimensionierung des Anschlusses werden insbesondere folgende Kriterien berücksichtigt:
  - a) technische Daten der anzuschliessenden Anlage(n),
  - b) die erwartete Entwicklung des Endverbrauchs und der Erzeugungskapazitäten,
  - c) die erwarteten Entwicklungen bei direkt angeschlossenen Endverbrauchern und
  - d) die zu erwartenden Betriebs- und Instandhaltungskosten.

#### 6.3.2. Technische Anforderungen an Anlagen am ÜN

- (1) Alle technischen Einrichtungen zum Anschluss einer Anlage an das ÜN müssen den anerkannten Regeln der Technik entsprechen und hinsichtlich ihrer Auslegung mit den anderen Einrichtungen im ÜN und den Anlagen des Anlageneigentümers am ÜN koordiniert werden.
- (2) Die Anlagen am ÜN müssen die Spannungs- und Isolationspegel des ÜN erfüllen.
- (3) Alle Anlagenteile müssen zumindest entsprechend den betrieblich möglichen Strom- und Spannungswerten sowie entsprechend der von der nationalen Netzgesellschaft vorgegebenen maximalen Kurzschlussleistung ausgelegt werden. Die massgebliche maximale bzw.



minimale Kurzschlussleistung wird die nationale Netzgesellschaft für jeden Netzanschlusspunkt auf Anfrage bekanntgeben.

- (4) Die Sternpunktbehandlung von Anlagen am ÜN entspricht der Sternpunktbehandlung im ÜN am Netzanschlusspunkt. Der Anlageneigentümer am ÜN hat entsprechende technische Einrichtungen zur Erfüllung der Sternpunktbehandlung zu installieren.
- (5) Anlageneigentümer am ÜN haben Einrichtungen vorzusehen, die ein sicheres synchrones Zuschalten ihrer Anlagen an das ÜN ermöglichen.
- (6) Direkt an das ÜN angeschlossene Anlagen sind auf die Anwendung einer automatischen Wiedereinschaltung (Kurzunterbrechung) im ÜN auszulegen.

### **6.3.3. Technische Koordination zwischen Anlageneigentümer am ÜN und der nationalen Netzgesellschaft**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft regelt mit dem Anlageneigentümer, der sich an das ÜN anschliessen will, mindestens folgende Punkte:
  - a) Anzuwendende Sicherheitsbestimmungen und Zugangsberechtigungen in den einzelnen Anlagen (Pikettdienst, Blaulichtorganisationen usw.) für Anlageneinsatz und Schalterdienst,
  - b) Schnittstellen zwischen den Anlagen der Vertragsparteien,
  - c) Eigentumsgrenzen und Nutzungsrechte,
  - d) Umfang und Inhalt der technischen Dokumentation,
  - e) Verantwortlichkeiten für Bau, Betrieb, Instandhaltung, Ersatz und Rückbau,
  - f) Zusätzlich sind folgende Punkte bedarfsgerecht festzulegen:
    - Spezifische Anforderungen an den Anschluss,
    - Zeitraum zur Realisierung des Anschlusses,
    - Anschlussleistung, Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt sowie mindestens erforderliche Abschaltleistung der Schaltgeräte,
    - Isolationskoordination (z.B. Spannungsreihe, Überspannungsableiter),
    - Spannungsbereich, Dauer und Höhe der kurzzeitigen Über- bzw. Unterschreitung,
    - Vorzusehende Einrichtungen für Schutz, Parallelschaltung und Synchronisation,
    - Sternpunktbehandlung,
    - Vorzusehende mess-, zähl- und informationstechnische Einrichtungen,
    - Schutzkonzept und Einstellungen der Schutzeinrichtungen,
    - Steuerung und Kommunikationstechnik,
    - Berücksichtigung von erhöhten und verzögerten Gleichstromanteilen,
    - Austausch Netzelementparameter und –messwerte am Netzanschlusspunkt.
- (2) Bei der konkreten Zuteilung der Verantwortlichkeiten gilt, dass der Eigentümer des Anschlusses für die Instandhaltung der in seinem Eigentum befindlichen Betriebsmittel und Anlagenteile verantwortlich ist.
- (3) Anlageneigentümer am ÜN und die nationale Netzgesellschaft informieren sich gegenseitig und rechtzeitig vor Eintritt wesentlicher Änderungen, die Auswirkung auf den Anschluss und/oder den Betrieb des ÜN haben können.
- (4) Bei Änderungen an den Anlagen des Anlageneigentümers am ÜN oder von der nationalen Netzgesellschaft werden mindestens die betroffenen Teile der vertraglich vereinbarten technischen Dokumentation revidiert und der jeweils anderen Partei zur Verfügung gestellt.



#### **6.3.4. Betriebliche Koordination zwischen Anlagenbetreiber am ÜN und der nationalen Netzgesellschaft**

- (1) Für den Betrieb regeln die nationale Netzgesellschaft und die Anlagenbetreiber am ÜN für jeden Netzanschluss folgende Punkte:
  - a) Koordinationsablauf für die Ausserbetriebnahmeplanung der Anlagen am ÜN sowie die Bezeichnung der verantwortlichen Ansprechstellen,
  - b) Regeln bezüglich der Schalthandlungen an den Schnittstellen zum ÜN,
  - c) Art und Umfang des Blindleistungsaustauschs (z.B. Leistungsfaktor /  $\cos \varphi$ ),
  - d) Parallelschaltbedingungen und Synchronisationsbedingungen,
  - e) Art und Umfang der am Netzanschlusspunkt vom Anlagenbetreiber am ÜN für den Betrieb des ÜN bereitzustellenden Daten und Signale,
  - f) Beteiligung an frequenz- und spannungsabhängigen Massnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Grossstörungen bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen (vgl. Kapitel 5.3),
  - g) Koordination der Schaltzustände der einzelnen Netzanschlusspunkte.

#### **6.3.5. Verfügbarkeit des Anschlusses an das ÜN**

- (1) Grundsätzlich werden die für einen einzelnen Anschluss benötigten Netzanschlussfelder nicht redundant ausgeführt. Spezifische Regelungen werden im Netzanschlussvertrag festgehalten. Die Notwendigkeit einer erhöhten Verfügbarkeit des Anschlusses muss vom Anlageneigentümer am ÜN ausreichend begründet werden.

#### **6.3.6. Netzurückwirkungen und Versorgungsqualität**

- (1) Die an das ÜN angeschlossenen Anlagen und Verteilnetze sind so auszulegen und zu errichten, dass während ihres Betriebes Netzurückwirkungen auf das ÜN, gemäss den anerkannten technischen Regeln, vermieden und Informationssignale nicht in unzulässiger Weise beeinflusst werden.

Das ÜN wird so ausgelegt und errichtet, dass von diesem keine unzulässigen Netzurückwirkungen auf am ÜN angeschlossene Anlagen ausgehen und deren Betrieb nicht beeinträchtigt wird.

- (2) Die Parameter für zulässige Netzurückwirkungen (Spannungsänderungen, Flicker, Spannungsasymmetrien, Oberschwingungen, Zwischenharmonische) orientieren sich an den folgenden Dokumenten:
  - a) die Anlageneigentümer am ÜN haben die Grenzwerte gemäss den technischen Regeln in „Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“ (DACHCZ-Dokument) und
  - b) die nationale Netzgesellschaft hat die Grenzwerte gemäss Norm EN 50160 und IEC 61000-3-6 zu berücksichtigen.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft legt den zulässigen Oberschwingungspegel an der Schnittstelle zum ÜN unter Berücksichtigung von Ziffer 2 fest und vereinbart diesen vertraglich mit dem Anlagenbetreiber am ÜN. Die nationale Netzgesellschaft unterstützt den Anlagenbetreiber am ÜN und liefert ihm die notwendigen technischen Daten.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft und die Anlageneigentümer am ÜN haben, auf dieser Grundlage den Nachweis zu erbringen, dass die Rückwirkungen ihrer Anlagen innerhalb der zulässigen Toleranzen (gemäss Ziffern (2) und (3)) liegen oder sie haben andernfalls für Abhilfemassnahmen zu sorgen.

#### **6.3.7. Anforderungen an den Netzschutz**

- (1) Schutzeinrichtungen dienen dem Schutz von Anlagen/Komponenten durch schnelles und selektives Abschalten von Fehlern und gewährleisten damit die Versorgungssicherheit.



- (2) Die Anlageneigentümer am ÜN erarbeiten, gemeinsam mit der nationalen Netzgesellschaft, ein Schutzkonzept für die Schnittstelle zum ÜN. Dieses wird mindestens alle 5 Jahre oder nach Vorfällen überprüft und bei Bedarf angepasst. Nach einer Schutzauslösung im ÜN prüft die nationale Netzgesellschaft, ob die Schutzeinrichtungen wie geplant funktioniert haben und nimmt erforderlichenfalls Korrekturmassnahmen, abgestimmt mit betroffenen Akteuren, vor.
- (3) Gemäss Schutzkonzept werden die notwendigen Schutzgeräte von den Anlageneigentümern am ÜN installiert. Die Anlageneigentümer am ÜN und die nationale Netzgesellschaft koordinieren die Schutzeinrichtungen und die Schutzeinstellungen. Grundsätzlich ist jeder Anlageneigentümer am ÜN selbst für den Schutz der eigenen Anlagen verantwortlich.
- (4) Der Eigentümer der Anlagen ist für das zuverlässige Funktionieren der Schutzeinrichtungen während aller im Betrieb auftretenden Situationen verantwortlich.
- (5) Die Schutzeinrichtungen müssen auf die zulässige Belastbarkeit des zu schützenden Betriebsmittels abgestimmt sein. Die Schutzeinstellung wird bei Änderung im ÜN und nachgelagerten Netzen bzw. angeschlossenen Netzanlagen überprüft und bei Bedarf angepasst.
- (6) Die Schutzeinrichtung des ÜN dient nicht als Reserveschutzeinrichtungen für den Schutz der angeschlossenen Anlagen (z.B. Transformatorschutz). Für die als Kuppel-element zwischen dem ÜN und der angeschlossenen Anlage eingesetzten Transformatoren sind daher vom Anlageneigentümer am ÜN entsprechende Reserveschutzeinrichtungen vorzusehen. Die nationale Netzgesellschaft sieht einen zusätzlichen Maximalstromzeitschutz und einen Schaltversagerschutz auf der Oberspannungsseite vor, um bei einem Schutzversagen oder Leistungsschaltversagen eine Ausbreitung der Störung im ÜN zu verhindern.
- (7) Die nationale Netzgesellschaft stimmt die Schutzsollwerte für die Verbindungsleitungen mit den benachbarten ATSO ab.

#### **6.4. Konformitätsüberwachung und Konformitätstests**

- (1) Die nationale Netzgesellschaft überprüft die Einhaltung der Anforderungen für den Anschluss an das ÜN von Kraftwerken der Leistungsklasse D (vgl. Abbildung 10). Im folgenden Kapitel 6.5 werden die Anforderungen beschrieben.
- (2) Jeder Anlagenbetreiber am ÜN muss bei einem neuen Anschluss an das ÜN oder einer wesentlichen Änderung seiner Anlagen testen und nachweisen, dass seine Anlage die im Vertrag beschriebenen technischen und organisatorischen Anforderungen erfüllt, und dass sie keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf andere Betriebsmittel hat.
- (3) Die Planung von Konformitätstests und die Lieferung von Testfahrplänen ist mit der nationalen Netzgesellschaft abzustimmen. Die nationale Netzgesellschaft kann die Verschiebung oder den Abbruch eines Tests aus betrieblichen Gründen, z.B. bei Gefährdung des Netzbetriebes, anweisen. Ergebnisse der Konformitätstests werden zwischen den beteiligten Akteuren ausgetauscht und dürfen in Schulungen und zur Entwicklung und Verbesserungen der Betriebsverfahren verwendet werden.

#### **6.5. Zusätzliche Anforderungen an Kraftwerke**

##### **6.5.1. Allgemeines**

- (1) Anforderungen an Kraftwerke sind in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp und von der installierten Wirkleistung sehr unterschiedlich. Abbildung 10 gibt einen Überblick, welche Kraftwerkstypen und Leistungsklassen unterschieden werden. Der TC beschreibt die Anforderungen an Kraftwerke, welche zur Leistungsklasse D gehören. Die Anforderungen für die Leistungsklassen A-C sind im VSE-Umsetzungsdokument „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen (NA/EEA)“ enthalten.



Typ 1: Synchronerzeugung	
Typ 2: Nichtsynchronerzeugung	
Leistungsklassen	
A – C 800 W bis 75 MW	D > 75 MW oder Anschluss an NE 1

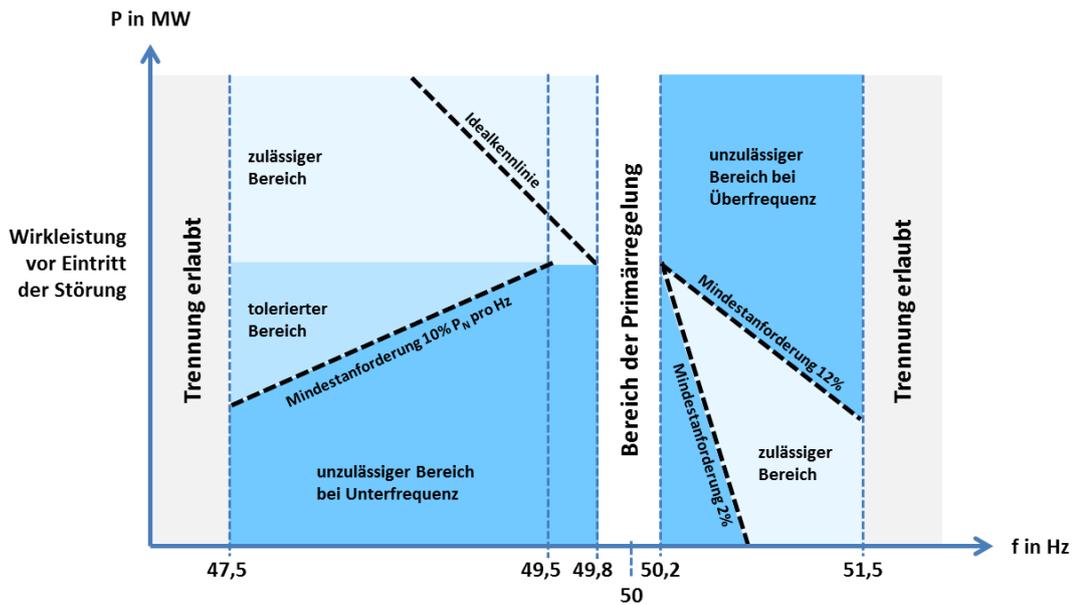
**Abbildung 10:** Kraftwerkstypen und Leistungsklassen

- (2) Die Abbildung 11 bis Abbildung 15 illustrieren Anforderungen an Kraftwerke der Leistungsklasse D. Dies sind alle Kraftwerke, die an das ÜN angeschlossen sind oder eine installierte Leistung von mehr als 75 MW haben.
  - a) Es wird zwischen Kraftwerken mit synchroner Stromerzeugung (Typ 1) und Kraftwerken bzw. Anlagen mit einer nichtsynchrone Stromerzeugung (Typ 2) unterschieden.
  - b) Die jeweiligen anlagenspezifischen Grenzwerte (in Diagrammform) sind zwischen der nationalen Netzgesellschaft und dem KWB zu vereinbaren sowie allenfalls in den Präqualifikationsunterlagen für Systemdienstleistungen aufzunehmen.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft kann Abweichungen von diesem Grundsatz zulassen, wenn die Erfüllung der Anforderungen gemäss den Kapiteln 6.5.2 bis 6.5.7 einen unverhältnismässigen Aufwand zur Folge hätte. Entsprechende Abweichungen sind vertraglich zu vereinbaren.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft benötigt von S-KWB am ÜN neben statischen allenfalls auch dynamische Maschinen- und Reglerdaten zur Erstellung von dynamischen Netzmodellen (vgl. dazu Kapitel 2.7.1 (3)). Die Anforderungen an diese Modelle werden von der nationalen Netzgesellschaft vorgegeben. Die nationale Netzgesellschaft kann in Absprache mit dem S-KWB Aufzeichnungen des elektrischen Verhaltens der Kraftwerke verlangen, um diese mit den Modellen vergleichen zu können (bei bestehenden Kraftwerken, soweit solche Aufzeichnungen vorhanden sind).

### 6.5.2. Robustheit gegenüber Spannungs- und Frequenzschwankungen

- (1) Kraftwerke müssen innerhalb der in Abbildung 11 und Abbildung 12 angegebenen Werte der Netzspannung und der Netzfrequenz betrieben werden können, d.h. in diesen Bereichen dürfen diese nicht durch spannungs- oder frequenzabhängige Auslösegeräte automatisch vom Netz getrennt werden.
- (2) Die Einstellung der stabilitätsrelevanten Parameter und Zeitkonstanten der Turbinen- und Generatorregelung sind vertraglich zu vereinbaren.
- (3) Bei Bedarf kann die nationale Netzgesellschaft einen erweiterten Betriebsbereich verlangen. Entsprechende Zusatzanforderungen sind vertraglich zu vereinbaren.



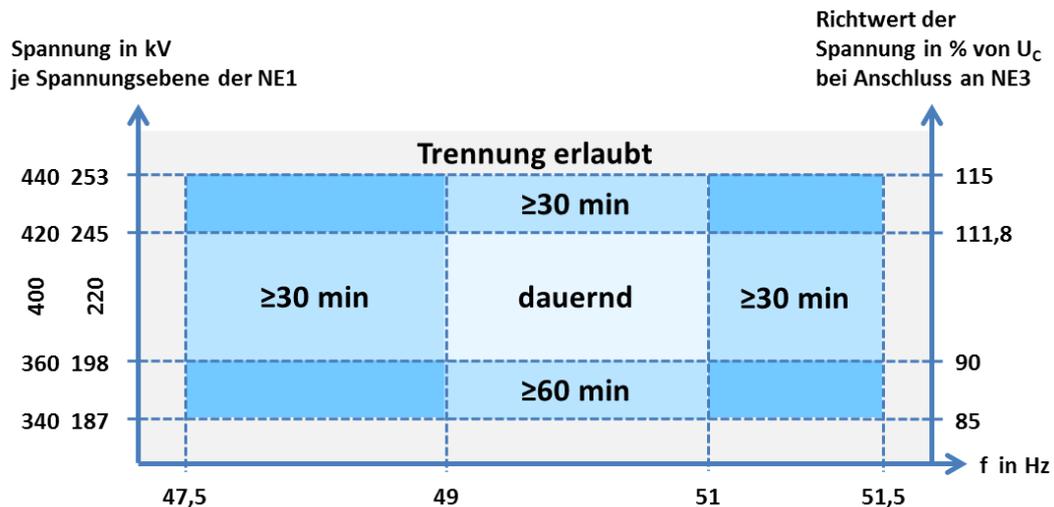


**Abbildung 11:** Robustheit gegenüber Frequenzschwankungen

Anforderungen an die abgegebene Wirkleistung der Kraftwerke am Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz (quasistationäre Betrachtung). Die Prozentwerte und damit die Statik in der Abbildung bei Überfrequenz beziehen sich **auf die Nennleistung bei Typ 1** und **auf die momentane Wirkleistungsabgabe bei Typ 2**.

- (4) Bei einer Netzfrequenz unter 49,8 Hz bzw. über 50,2 Hz (d.h. ausserhalb des Bereichs der Primärregelung) darf die Wirkung der Statik aller Maschinen am Netz nicht begrenzt werden, da genau in diesem aussergewöhnlichen Betriebsbereich eine aktive Frequenzstützung soweit nur irgend möglich entscheidend ist.
- (5) Kraftwerke müssen bei einer Frequenz grösser als 50,2 Hz die Leistungsabgabe mit einer Statik zwischen 2 - 12% reduzieren. Die maximale Reaktionszeit bis zum Beginn der Einleitung der Leistungsreduktion liegt bei 2 Sekunden.
- (6) Im Falle einer Frequenz unter 49,8 Hz gilt:
  - a) Kraftwerke sollten zur Netzstabilisierung die Wirkleistungsabgabe, wenn möglich steigern.
  - b) Unter 49,5 Hz wird für Kraftwerke vom Typ 1 eine technisch begründete Verringerung der Wirkleistungsabgabe von max. 10% der Nennleistung pro 1 Hz toleriert.

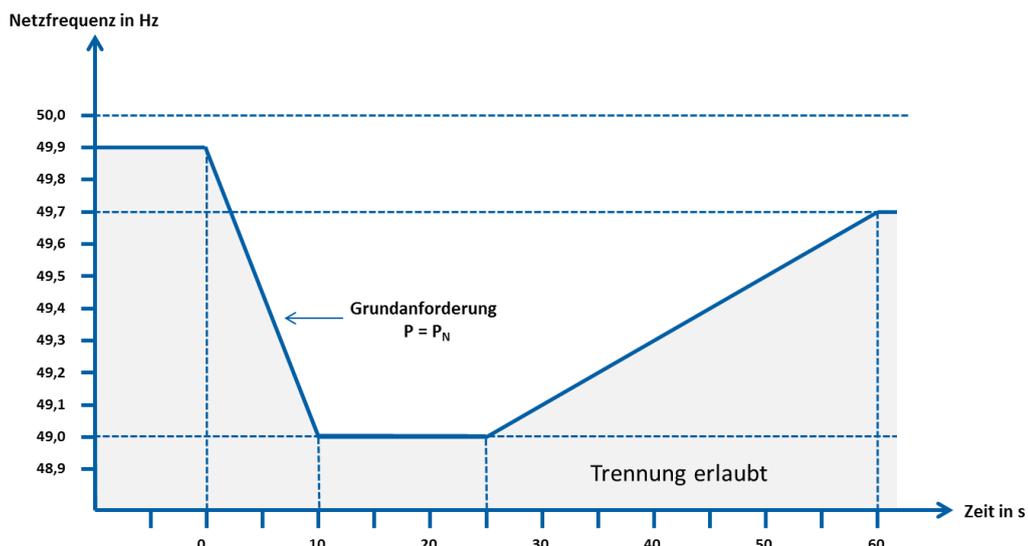




**Abbildung 12:** Robustheit gegenüber Frequenz- oder Spannungsschwankungen

Ein Kraftwerk muss für bestimmte Mindestzeitdauern (quasistationäre Betrachtung) auch bei erhöhten bzw. zu niedrigen Spannungen bzw. Frequenzen am Netz bleiben. Die Spannungswerte am Anschlusspunkt der Netzebene 1 sind in kV und die für die Netzebene 3 in % von der vereinbarten Spannung  $U_C$  angegeben. Die Werte für die Netzebene 3 sind Richtwerte, diese können bei verschiedenen VNB unterschiedlich sein.

- (7) Im in Abbildung 12 mit „dauernd“ bezeichneten Frequenz- und Spannungsbereich darf sich kein Kraftwerk vom Netz trennen. In den mit Zeiten beschrifteten Bereichen muss das Kraftwerk für mindestens 30 bzw. 60 Minuten am Netz bleiben, soweit dies technisch, z.B. mit einem Transformator mit automatischen Stufensteller, möglich ist. In den vier Eckbereichen (gleichzeitige Abweichung der Spannung und Frequenz) kann der KWE am ÜN mit der nationalen Netzgesellschaft kürzere Zeitbereiche vereinbaren. Wenn die Spannungs- bzw. Frequenzabweichung noch grösser ist (grauer Bereich), dann ist die sofortige Netztrennung erlaubt. Die Spannungswerte gelten für den Anschlusspunkt.
- (8) Kommt es zu einem Frequenzeinbruch, der oberhalb der in Abbildung 13 dargestellten Kennlinie liegt, so darf die Wirkleistungsabgabe eines Kraftwerks nicht sinken, auch wenn sie mit Nennleistung ( $P_N$ ) betrieben wird. Diese Fähigkeit ist zentral für die Stabilität des Verbundnetzes.



**Abbildung 13:** Unveränderte Wirkleistungsabgabe bei einem kurzfristigen Frequenzeinbruch

- (9) Die Wiedereinschaltung eines Kraftwerks muss im Frequenzbereich von 49,0 Hz bis 51,0 Hz möglich sein.



### 6.5.3. Spannungsgrenzen für die Blindleistungsbereitstellung

- (1) Kraftwerke müssen im Bereich der in Abbildung 14 angegebenen Betriebsspannung und Blindleistung betrieben werden können.
- (2) Bei Bedarf kann die nationale Netzgesellschaft einen erweiterten Betriebsbereich verlangen. Entsprechende Zusatzanforderungen sind vertraglich zu vereinbaren.
- (3) Im Falle von nicht mittels Spannungshaltung einer Synchronmaschine bereitgestellter Blindleistung muss die technische Ausrüstung/Infrastruktur in der Lage sein, innerhalb weniger Minuten die vereinbarte Blindleistung (Aufnahme oder Lieferung) ins Netz einzuspeisen.

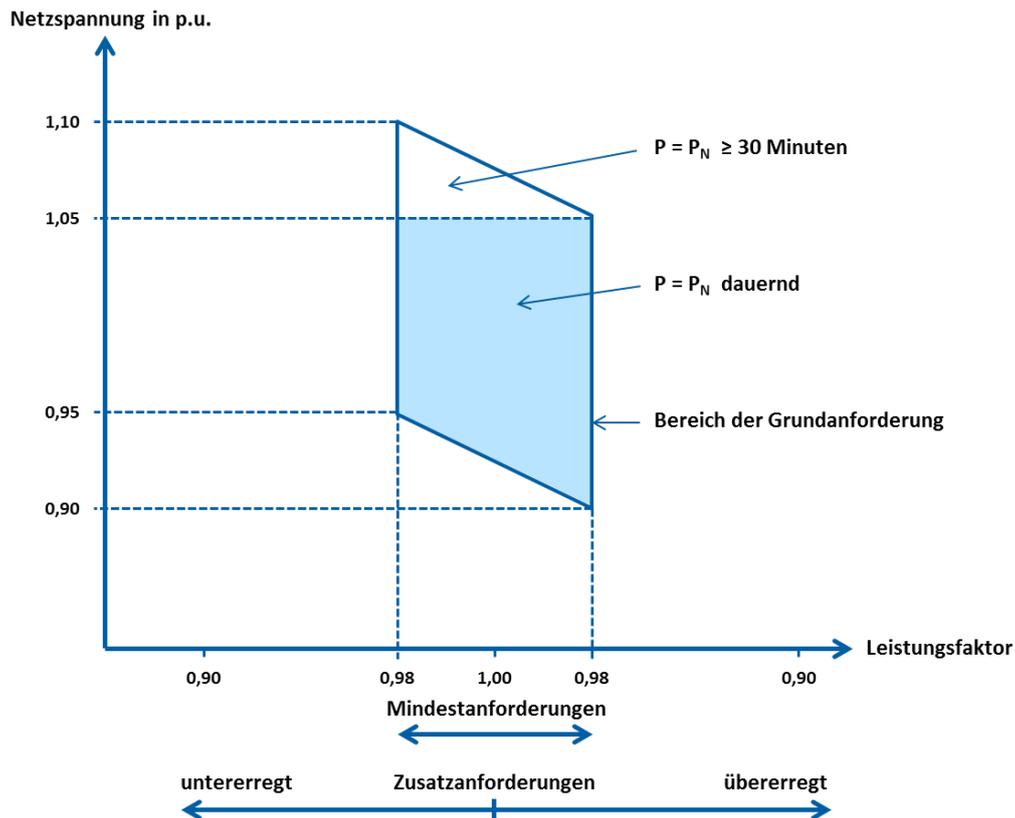


Abbildung 14: Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung von Kraftwerken am Netzan-schlusspunkt

### 6.5.4. Elektrischer Schutz von Kraftwerken

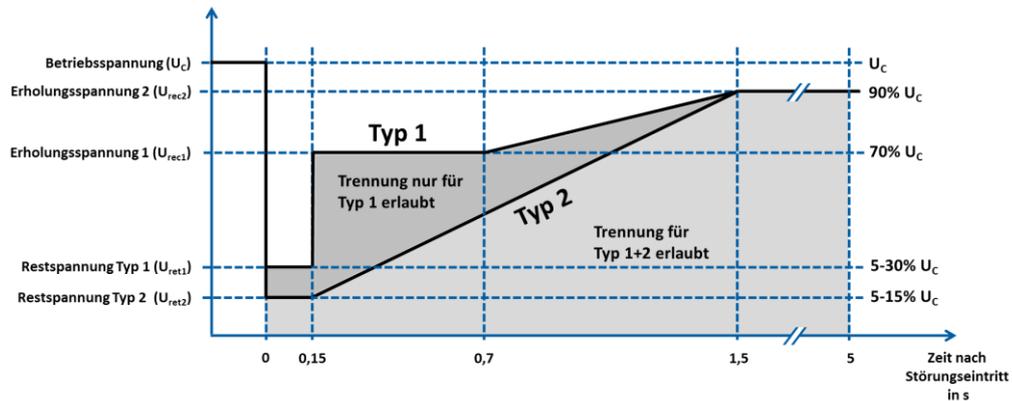
- (1) Der elektrische Schutz eines Kraftwerks muss den betrieblichen Steuerungen, wie z.B. Spannungsregler und Erregereinrichtung, übergeordnet sein.
- (2) Schutzkonzept sowie Schutzeinstellungen an der Schnittstelle zwischen der nationalen Netzgesellschaft und dem KWB am ÜN, sind zwischen beiden Parteien abzustimmen. Für die Kraftwerke Leistungsklasse D, die am VN angeschlossen sind, müssen der VNB und der KWB auch das Schutzkonzept sowie die Schutzeinstellungen an der Schnittstelle abstimmen.

### 6.5.5. Transiente Stabilität

- (1) Kraftwerksnahe Kurzschlüsse (ausserhalb des Hauptschutzbereiches des elektrischen Maschinenschutzes) dürfen bei konzeptgemässer Schutzfunktion (Netzschutz und elektrischer Maschinenschutz) im gesamten Betriebsbereich des Generators nicht zur Instabilität und zum Trennen vom Netz führen. Ausnahmen sind nur für Generatoren mit einer Leistung kleiner als 20 MW zulässig und sind vertraglich zu vereinbaren.



- (2) Kraftwerke dürfen sich bei einem Spannungseinbruch nicht vom Netz trennen, solange die Netzspannung am Netzanschlusspunkt oberhalb der in Abbildung 15 dargestellten Grenzlinie liegt. Unterhalb der Grenzlinie ist eine Trennung vom Netz immer erlaubt.
- (3) Die in Abbildung 15 dargestellte Spannungsgrenzkurve gibt ferner die maximalen Fehlerklärungszeiten für dreiphasige Kurzschlüsse bei einer korrekten Funktion des Netzschutzes an:
  - a) Fehlerklärungszeit  $< 0,15$  s für kraftwerksnahe Kurzschlüsse,
  - b) Fehlerklärungszeit  $< 0,70$  s für kraftwerksferne Kurzschlüsse.



**Abbildung 15:** Grenzkurve bei einem kraftwerksnahen Kurzschluss

Das Bild zeigt den Verlauf der zulässigen Netzspannung am Netzanschlusspunkt nach Auftreten einer Störung (gültig für Kraftwerke der Leistungsklasse D)

- (4) Der KWB hat zu gewährleisten, dass sein Kraftwerk innerhalb der maximalen Fehlerklärungszeiten gemäss Abbildung 15 in einem stabilen Zustand am Netz bleibt. Dabei beschreibt die Grenzlinie die Spannung am Netzanschlusspunkt. Da sich zwischen dem Netzanschlusspunkt und der Generatorklemme ein Maschinentransformator befindet, ist die Restspannung an den Generatorklemmen höher als am Netzanschlusspunkt.
- (5) Bei kraftwerksfernen Kurzschlüssen darf es auch bei Fehlerklärung in Endzeit des Netzschutzes (bis zu 5 Sekunden) weder zu einer vorsorglichen Trennung des Generators noch zu einer vorsorglichen Trennung wegen einer Absenkung der Eigenbedarfsspannung vom Netz kommen.

#### 6.5.6. Statische Stabilität

- (1) Polrad- bzw. Netzpendelungen (Wirkleistungspondelungen) mit Eigenfrequenzen bis 1,5 Hz dürfen bei Generatoren vom Typ 1 weder zu einer Trennung vom Netz noch zu einer Leistungsabsenkung führen.
- (2) Sofern es die nationale Netzgesellschaft aus netztechnischen Gründen für nötig hält und anfordert, sind bei Kraftwerken Möglichkeiten zur Dämpfung von Polrad- bzw. Netzpendelungen vorzusehen, z.B. durch Power System Stabilizer (PSS).

#### 6.5.7. Weitere Punkte

- (1) Neue Kraftwerke, die an das ÜN angeschlossen werden, müssen grundsätzlich wirkleistungsregelfähig sein, damit sie technisch in der Lage sind, an der Primär- und Sekundärregelung teilnehmen zu können. Sofern ein geplantes Kraftwerk nicht über diese Funktionalität verfügen soll, ist dies der nationalen Netzgesellschaft vorgängig mitzuteilen.
- (2) Wenn es in einer Netzregion zu einem Defizit an Schwarzstart und/oder inselbetriebsfähigen Kraftwerken kommt, dann wird die nationale Netzgesellschaft diesen Bedarf ausschreiben.
- (3) Wenn neue Kraftwerke mit Anschluss an das ÜN geplant werden, dann wird die nationale Netzgesellschaft prüfen, ob am geplanten Kraftwerksstandort die Schwarzstart und/oder Inselbetriebsfähigkeit benötigt wird. Die nationale Netzgesellschaft und Anlageneigentümer am ÜN vereinbaren vertraglich eine mögliche Realisierung.



## **6.6. Zusätzliche Anforderungen an Verteilnetze**

- (1) Um im gestörten Netzzustand eine Spannungsvorgabe und eine gestaffelte Zuschaltung von Endverbrauchern zu ermöglichen, sind vorzugsweise Einrichtungen für eine automatische Trennung des VN vom ÜN bei Spannungslosigkeit vorzusehen. Mit Zustimmung der nationalen Netzgesellschaft ist auch eine manuelle Trenneinrichtung möglich.



## 7. Netzentwicklung des Übertragungsnetzes

- (1) Die Netzentwicklung stellt eine wesentliche Grundlage für die zukünftige Verfügbarkeit eines leistungsfähigen, zuverlässigen und effizienten ÜN dar und dient damit unmittelbar der zukünftigen Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität der schweizerischen Elektrizitätsversorgung. Die Netzentwicklung ist ein mehrstufiger Prozess.
- (2) Ein vom Bundesamt für Energie periodisch erstellter und vom Bundesrat genehmigter Szenariorahmen ist Grundlage für die Netzplanung. Bei Erstellung des Szenariorahmens werden die Kantone, die nationale Netzgesellschaft, die übrigen Netzbetreiber und weitere Betroffene mit einbezogen. Der Szenariorahmen stützt sich auf die energiepolitischen Ziele des Bundes und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten und berücksichtigt das internationale Umfeld.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft erstellt auf der Grundlage des Szenariorahmens und eigener Bedürfnisse einen Mehrjahresplan. Der Mehrjahresplan weist die notwendigen Optimierungs-, Verstärkungs-, Ausbau- und Rückbaumassnahmen für das ÜN aus.  

Um eine koordinierte Netzplanung und abgestimmte Mehrjahrespläne sicherzustellen, stellen die Akteure sich insbesondere Informationen zum bestehenden Netz, zu geplanten Netzprojekten sowie Prognosen über Produktion und Verbrauch unentgeltlich gegenseitig zur Verfügung.
- (4) Die nationale Netzgesellschaft legt ihren Mehrjahresplan der EICom zur Prüfung vor. Die EICom prüft den Mehrjahresplan und insbesondere den grundsätzlichen Bedarf der darin ausgewiesenen Projekte. Anschliessend veröffentlicht die nationale Netzgesellschaft ihren Mehrjahresplan.
- (5) Um die Umwelt- und Landschaftseinflüsse des ÜN so gering wie möglich zu halten, verfolgt die nationale Netzgesellschaft das NOVA-Prinzip (**Netz**optimierung vor **Ver**stärkung vor **Aus**bau).
  - a) Netzoptimierung: Massnahmen, die keine Änderung des Mastbildes zur Folge haben und von aussen nicht wahrgenommen werden können.
  - b) Netzverstärkung: Massnahmen, die eine Änderung des Mastbildes zur Folge haben und von aussen wahrgenommen werden können, jedoch keine neuen Leitungstrassen erfordern.
  - c) Netzausbau: Wenn Netzoptimierung und Netzverstärkung nicht ausreichen, wird das Netz ausgebaut.
- (6) Bei der Netzplanung sind u.a. die folgenden Anforderungen zu beachten:
  - a) Sicherstellung, dass das ÜN für sich alleine (n-1)-sicher betrieben werden kann,
  - b) Beachtung der maximalen und minimalen Kurzschlussleistung,
  - c) Beachtung der massgeblichen nationalen und internationalen Gesetze, Vorgaben und Normen, sowie bekannte geplante Netzprojekte anderer Netzbetreiber,
  - d) Beachtung der Schutzkonzepte und des dynamischen Verhaltens der an das Netz angeschlossenen Anlagen sowie des Einflusses der Netzdynamik des gesamten europäischen Verbundnetzes,
  - e) Erfüllung von Anforderungen gemäss Kapitel 6 bei neuen und angepassten Anschlüssen an das ÜN,
  - f) Sicherstellung ausreichender Regelleistung und rotierender Masse, Blindleistung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit.



## **8. Schlussbestimmungen**

### **8.1. Weiterentwicklung**

- (1) Der TC unterliegt einer kontinuierlichen Weiterentwicklung auf Basis sich wandelnder regulatorischer Vorgaben und dem jeweiligen Stand der technischen, betrieblichen sowie energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Die nationale Netzgesellschaft und die definierte Arbeitsgruppe überprüfen diesen TC regelmässig (mindestens alle 2 Jahre), dokumentieren Anpassungsbedarf und erstellen bei Bedarf eine neue Version, die an technische und gesetzliche Entwicklungen angepasst ist.
- (2) Anpassungen des TC werden im Konsultationsverfahren gemäss bestehendem Koordinationsprozess mit den betroffenen Akteuren vorgenommen. Ausgenommen von diesem Koordinationsprozess sind Anpassungen in den Anhang-Kapiteln 9.1 und 9.2, soweit sie informativen Charakter haben.
- (3) Die nationale Netzgesellschaft verfolgt gemeinsam mit internationalen Akteuren (ATSO, RSC) das Ziel der Erhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des ÜN. Um dies gewährleisten zu können, achtet die nationale Netzgesellschaft bei der Überprüfung und Anpassung der Bestimmungen dieses TC insbesondere auf eine möglichst weitgehende inhaltliche Kongruenz mit den schweizerischen und internationalen Vorgaben.

### **8.2. Ausnahmen und Übergangslösungen**

- (1) Ist ein Anlagenbetreiber am ÜN bzw. Anlageneigentümer am ÜN einer bestehenden Anlage nicht in der Lage, die entsprechenden Vorgaben dieses TC zu erfüllen oder wären die notwendigen Massnahmen nicht innert nützlicher Frist oder nur mit einem unverhältnismässig hohen Aufwand durchführbar, so sind die Abweichungen und die ggf. abgestimmten Massnahmen mit der nationalen Netzgesellschaft vertraglich zu vereinbaren.



## 9. Anhang

Dieser Anhang beinhaltet in Kapitel 9.1 eine Übersicht zu den regulatorischen Vorgaben für die einzelnen Kapitel des TC. Kapitel 9.2 listet die Branchendokumente und Branchenverträge auf, die der Umsetzung der Anforderungen des TC dienen. Eine Aktualisierung der Inhalte dieses Anhangs erfolgt nach Bedarf durch die nationale Netzgesellschaft. Eine Konsultation erfolgt nicht. Die nationale Netzgesellschaft stellt sicher, dass auf ihrer und der VSE Website stets die TC Fassung mit dem aktuellen Anhang 9 publiziert wird.

Fassung vom 11.11.2019 (erste Fassung).

### 9.1. Übersicht der regulatorischen Vorgaben

Die aktuelle Fassung der Schweizer Gesetzgebung findet man auf der Webseite des Bundes:

- a) StromVG: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20042411/index.html>
- b) StromVV: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20071266/index.html>
- c) EleG: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19020010/index.html>
- d) Starkstromverordnung: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19940082/index.html>

Die aktuelle Fassung der Network Codes und EU-Verordnungen findet man auf der Webseite von EUR-Lex:

- e) System Operation Guideline (SOGL): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/GA/TXT/?uri=CELEX:32017R1485>
- f) Emergency and Restoration (ER): [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2017.312.01.0054.01.ENG](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0054.01.ENG)
- g) Requirements for Generators (RfG): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32016R0631>
- h) Network Code on Demand Connection (DCC): [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L\\_.2016.223.01.0010.01.ENG](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.223.01.0010.01.ENG)
- i) Capacity Allocation & Congestion Management (CACM): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>
- j) Forward Capacity Allocation (FCA): [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L\\_.2016.259.01.0042.01.ENG](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.259.01.0042.01.ENG)
- k) Electricity Balancing (EB): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/GA/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>
- l) EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT-Verordnung): <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:DE:PDF>

Die EICom hat am 1. März 2012 das Dokument „Rechtsnatur und wesentliche Inhalte von ENTSO-E-Networkcodes“ publiziert:

[https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2012/02/rechtsnatur\\_und\\_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf.download.pdf/rechtsnatur\\_und\\_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2012/02/rechtsnatur_und_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf.download.pdf/rechtsnatur_und_wesentlicheinhaltevonentso-e-networkcodes.pdf)

**Tabelle 2:** Übersicht regulatorischer Vorgaben

Kapitel dieses Dokuments	Regulatorische Vorgabe
Vorwort	StromVG Art. 4 h, 18 (1), (2), 20
1.1 Allgemeines	StromVV 5 (1)



<b>Kapitel dieses Dokuments</b>	<b>Regulatorische Vorgabe</b>
1.4 (2) Definition von Akteuren und ihren Rollen	StromVG Art. 8 (1), Art. 20 (1)
1.4 (3) Definition von Akteuren und ihren Rollen	StromVG Art. 8 (1) SOGL Art. 2, 3 (89)
1.4 (8) Definition von Akteuren und ihren Rollen	SOGL Art. 2 (1)
1.4 (9) Definition von Akteuren und ihren Rollen	StromVV Art. 1 (3)
1.5 Signifikante Netzelemente und Anlagen für den Betrieb des Übertragungsnetzes	StromVG Art. 8 SOGL Art. 33, 40, 43, 44, 48-51, 75, 84-86, 90 CACM Art. 16, 28
2.1.1 Klassifizierung von Netzzuständen	StromVG Art. 20 Abs. 2 lit. c StromVG i.V.m. Art. 5 StromVV SOGL Art. 18, 19 (1), (2), 21, 55, 102 (7), 127 (3)
2.1.3 Weisungsrecht in Abhängigkeit vom Netzzustand	StromVG Art. 20 c SOGL Art. 23
2.2 (3) (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz	SOGL Art. 35
2.3 Ausserbetriebnahmeplanung	SOGL Art. 83, 95-97, 99, 100, 103 EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT-Verordnung)
2.6 Anforderungen an KWB, VNB und BGV bzgl. Steuerung von Erzeugung und des Endverbrauchs	SOGL Art 136, 137
2.7.1 Informationspflichten zwischen der nationalen Netzgesellschaft und anderen Akteuren in der Schweiz	SOGL Art. 25, 29, 45-47, 52, 53, 111 DCC Art. 18, 21
2.7.2 Informationspflichten zwischen der nationalen Netzgesellschaft und Akteuren im Ausland	SOGL Art. 15, 16, 19 CACM Art. 16
2.5 Engpassmanagement	CACM Art. 14, 15
2.8 Schulung, Training und Zertifizierung	SOGL Art. 58, 59
3.2 Bestimmung und Zuteilung von Kapazitätsrechten	StromVG Art. 17 (1) CACM Art. 64
4.1 Allgemeines - Systemdienstleistungen	StromVV Art. 22 (1), StromVG Art. 20 b)
4.3 Anforderungen an die Erbringung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung	DCC Art. 27-30
4.3.2 Besondere Anforderungen an die Anbieter von Primärregelung	SOGL Art. 154
4.4 Spannungshaltung	SOGL Art. 29, 109
5 Massnahmen beim Betrieb des Übertragungsnetzes und des Störfallmanagements	StromVV Art. 5 (2) SOGL Art. 20, 22, 55
5.2.1 (2) Generell – Massnahmenkatalog zum Störfallmanagement	ER Art. 11, 43-49
5.2.2 Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft im Störfall	SOGL Art. 21, ER Art. 4, 11(6)
5.2.3 Aufgaben der Anlagenbetreiber am ÜN im Störfall	SOGL Art. 102 (5) RfG Art. 40



<b>Kapitel dieses Dokuments</b>	<b>Regulatorische Vorgabe</b>
5.3 Massnahmen zur Erhaltung und Wiedererreichung des normalen Netzzustandes	StromVG Art. 20 Abs. 2 lit. c SOGL Art. 23 ER Art. 11
5.3.1 Frequenzabhängige Massnahmen	SOGL Art. 152 (11)-(12) ER Art. 15 (3), 16, 18, 22 DCC Art. 19
5.3.2 Spannungsabhängige Massnahmen	SOGL Art. 22, 29 ER Art. 17, 22 DCC Art. 19
5.3.3 Engpassreduzierende Massnahmen	StromVG Art. 17 (3) SOGL Art. 22, 53 ER Art. 19, 20, 35 CACM Art. 35 REMIT-Verordnung
5.3.4 Massnahmen bei Ausfall von IT-Systemen der nationalen Netzgesellschaft	ER Art 35 (1) d REMIT-Verordnung
5.4 Netzwiederaufbau	ER Art. 23, 25 DCC Art. 19
5.5 Störungsanalyse	StromVG Art. 8 (3)
5.6 Schulungen und Training von Störungssituationen	SOGL Art. 58, 59
6.1 Geltungsbereich	StromVG Art. 13 (1), RfG Art. 3, 4, 41 DCC Art. 3, 4  TP 39 „Umgang mit ENTSO-E Network Codes in der Schweiz“
6.3.1 Abgrenzung und Ausgestaltung des Anschlusses	StromVV Art. 3 (1)
6.3.2 Technische Anforderungen an Anlagen am ÜN	SOGL Art. 30
6.3.6 Netzwirkungen und Versorgungsqualität	DCC Art. 20
6.3.7 Anforderungen an den Netzschutz	SOGL Art. 36 DCC Art. 16
6.4 Konformitätsüberwachung und Konformitätstests	SOGL Art. 54, 56, 57, 101 RfG Art. 33-37, 40, 42-44, 46, 49, 53, 56 DCC Art. 23-26, 35-47
6.5 Zusätzliche Anforderungen an Kraftwerke	RfG Art. 16, 19, 22
6.5.1 (1) Allgemeines – Grössenklassen von Kraftwerken	RfG Art. 5
6.5.1(4) Allgemeines – Dynamische Simulationen	DCC Art. 21
6.5.2 Robustheit gegenüber Spannungs- und Frequenzschwankungen	SOGL Art. 27-29
6.5.3 Spannungsgrenzen für die Blindleistungsbereitstellung	SOGL Art. 27, 28
6.5.4 Elektrischer Schutz von Kraftwerken	SOGL Art. 36
6.5.6 Statische Stabilität	DCC Art. 17



Kapitel dieses Dokuments	Regulatorische Vorgabe
6.6 Zusätzliche Anforderungen an Verteilnetze	SOGL Art. 29 DCC Art. 12-15
7 Netzentwicklung des Übertragungsnetzes	StromVG Art. 9a, 9c, 9d, 22 Abs. 2bis StromVV 5a, 5c, 6c

## 9.2. Übersicht der nachgelagerten Branchendokumente und Verträge

Die nachfolgende Auflistung der nachgelagerten Branchendokumente und Verträge dient lediglich der Information und soll das Auffinden der relevanten Bestimmungen erleichtern. Änderungen an den hier erwähnten Dokumenten und Verträgen richten sich nach den in diesen festgehaltenen Änderungs- und Kündigungsbestimmungen. Allfällige Änderungen an den Namen der Branchendokumente und Verträge werden informationshalber in der nachfolgenden Auflistung nachgeführt.

VSE Branchendokumente werden auf der VSE Webseite publiziert:  
<https://www.strom.ch/de/download>

Branchenverträge werden auf der Webseite der nationalen Netzgesellschaft publiziert:  
<https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/legal-system.html>

**Tabelle 3:** Übersicht nachgelagerter Branchendokumente und Branchenverträge

Kapitel dieses Dokuments	Nachgelagertes Branchendokument oder Vertrag
Vorwort	
1.5 Beobachtungsgebiet	Umsetzungsdokument: Definition und Umsetzung des Beobachtungsgebiets der nationalen Netzgesellschaft  Datenaustauschvereinbarungen Betriebsvereinbarungen mit VNB/KWB
2 Einführung in den Betrieb des Übertragungsnetzes	Betriebsführungshandbuch der nationalen Netzgesellschaft (mitgeltendes Dokument zu den Betriebsvereinbarungen (nicht publiziert))
2.1.1 Klassifizierung von Netzzuständen	Betriebsführungshandbuch der nationalen Netzgesellschaft (mitgeltendes Dokument zu den Betriebsvereinbarungen (nicht publiziert))
2.4 Schalthandlungen	Anschlussbetriebsvereinbarung Unterwerk
2.7.1 Informationspflichten zwischen der nationalen Netzgesellschaft und anderen Akteuren in der Schweiz	Betriebsvereinbarung mit VNB für direkt am ÜN angeschlossene VN  Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am ÜN angeschlossene Kraftwerke  Anschlussbetriebsvereinbarung Unterwerk



Kapitel dieses Dokuments	Nachgelagertes Branchendokument oder Vertrag
3 Energieaustausch und Kapazitätsallokation	VSE Grundsatzdokument „Marktmodell für die elektrische Energie (MMEE)“ VSE Schlüsseldokument „Balancing Concept Schweiz (BC)“ Bilanzgruppenvertrag Auktionsregeln publiziert auf der Website von JAO
4 Systemdienstleistungen	
4.2 (7) SDL-Notbeschaffung	Zuteilungsverfahren bei nicht ausreichender Angebotsmenge in der SDL-Regelleistungsbeschaffung
4.3 Anforderungen an die Erbringung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung	Rahmenverträge für PRL, SRL, TRL Ausschreibungsbedingungen Verfahrensregelungen zur Präqualifikation
4.4 Spannungshaltung	Konzept für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz für die Schweiz ab 2020 Betriebsvereinbarung mit VNB für direkt am ÜN angeschlossene VN Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am ÜN angeschlossene Kraftwerke
4.5 Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit	Ausschreibungsbedingungen und Entschädigungsmodell
5 Massnahmen beim Betrieb des Übertragungsnetzes und des Störfallmanagements	Betriebsführungshandbuch der nationalen Netzgesellschaft (mitgeltendes Dokument zu den Betriebsvereinbarungen (nicht publiziert))
5.2.3 (1) Aufgaben der Anlagenbetreiber am ÜN im Störfall	Anschlussbetriebsvereinbarung Unterwerk
5.3.1 (4) + (10) Frequenzabhängige Massnahmen	VSE Dokument: Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung veränderter Vorgaben
5.3.2 (4) Spannungsabhängige Massnahmen	VSE Branchendokument: Manueller Lastabwurf
5.3.3 Engpassreduzierende Massnahmen	Redispatch: Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am ÜN angeschlossene Kraftwerke (Anhang 5) VSE Branchendokument: Manueller Lastabwurf



Kapitel dieses Dokuments	Nachgelagertes Branchendokument oder Vertrag
6 Anschluss an das Übertragungsnetz (6.1 (6)+(7))	<p>Gesuch betreffend neuer physischer Anschluss an das ÜN</p> <p>Netzanschlussvertrag</p> <p>Gesuch betreffend Mutation oder Aufhebung eines bestehenden Netzanschlusses am ÜN</p> <p>Anschlussbetriebsvereinbarung Unterwerk</p> <p>Betriebsvereinbarung mit VNB für direkt am ÜN angeschlossene VN</p> <p>Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am ÜN angeschlossene Kraftwerke</p> <p>Betriebsführungshandbuch der nationalen Netzgesellschaft (mitgeltendes Dokument zu den Betriebsvereinbarungen (nicht publiziert))</p>
6.3.7 (6) Anforderungen an den Netzschutz	VSE Handbuch Technische Anforderungen an die Schutzschnittstellen von Transformatoren zum Übertragungsnetz
8.1 Weiterentwicklung	VSE Dokument „Koordinationsprozess von Branchendokumenten im Verantwortungsbereich der nationalen Netzgesellschaft“

