TransmissionCode 2007

Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Version 1.1, August 2007

VDN
Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW

Autoren:

Dipl.-Ing. Holger Berndt	E.ON Netz GmbH
Dipl.-Ing. Mike Hermann	VDN – Verband der Netzbetreiber e.V.
Dipl.-Ing. Horst D. Kreye	Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH und Vattenfall Europe Distribution Hamburg GmbH
Dipl.-Ing. Rüdiger Reinisch	Vattenfall Europe Transmission GmbH
Dipl.-Ing. Ulrich Scherer	EnBW Transportnetze AG
Dipl.-Ing. Joachim Vanzetta	RWE Transportnetz Strom GmbH

© Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW

Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin
Tel. 030/726 148-0, Fax: 030/726 148-200
info@vdn-berlin.de, www.vdn-berlin.de

Ausgabe: Version 1.1, August 2007

INHALTSVERZEICHNIS

1 **EINLEITUNG 7**

1.1 Allgemeines 7

2 UMSETZUNG DER SYSTEMVERANTWORTUNG DURCH DIE ÜNB UNTER MITWIRKUNG DER VNB 9

2.1 Einleitung 9

2.2 Anpassungen zur Aufrechterhaltung von Systembilanz und Netzsicherheit 10

2.2.1 Anpassungen zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Systembilanz10

2.2.2 Anpassungen zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Netzsicherheit ..11

2.2.3 Ablauf zur operativen Umsetzung der Anpassungen 13

2.2.4 Informationspflichten bei Anpassungen 13

2.2.5 Anforderungen an die Dokumentation bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG 15

2.3 Erkennung von möglichen Gefährdungen oder Störungen im Übertragungsnetz .16

2.4 Regelungen zur technischen Realisierung 19

3 ANSCHLUSSBEDINGUNGEN 20

3.1 Zweck der Anschlussbedingungen 20

3.2 Netzanschluss 20

3.3 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von Erzeugungseinheiten 23

3.3.1 Allgemeines 23

3.3.2 Aufbau des Netzanschlusses 23

3.3.3 Synchronisierungseinrichtungen 24

3.3.4 Elektrischer Schutz des Netzes und der Erzeugungseinheit 24

3.3.5 Netzleittechnischer Anschluss 25

3.3.6 Wirkleistungsabgabe 25

3.3.7 Frequenzhaltung 27

3.3.7.1 Primärregelung 27

3.3.7.2 Sekundärregelung und Minutenreserve 28

© Verband der Netzbetreiber – VDN, Version 1.1, August 2007

3.3.8 Blindleistungsbereitstellung 28
3.3.8.1 Blindleistungsbereitstellung bei Nennwirkleistung 28
3.3.8.2 Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb 31
3.3.9 Auslegung der Maschinentransformatoren 31
3.3.10 Generatorspannungsregelung 31
3.3.11 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz 31
3.3.11.1 Frequenz 32
3.3.11.2 Stabilität 32
3.3.11.3 Netzspannung 32
3.3.12 Verhalten der Erzeugungseinheit bei Störungen im Netz 32
3.3.12.1 Transiente Stabilität (Kurzschlüsse) 32
3.3.12.2 Statische Stabilität (Netzpendelungen) 33
3.3.13 Anforderungen an EEG-Erzeugungsanlagen 34
3.3.13.1 Allgemeines 34
3.3.13.2 Bestimmung der Nennleistung 34
3.3.13.3 Wirkleistungsabgabe 34
3.3.13.4 Blindleistungsabgabe 35
3.3.13.5 Verhalten bei Netzstörungen 36
3.3.13.6 Ausnahmeregelungen für EEG-Erzeugungsanlagen 40
3.3.13.7 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von EEG-Offshore-Erzeugungsanlagen 40
3.3.14 Versorgungswiederaufbau 41
3.3.14.1 Abfangen von Erzeugungseinheiten auf Eigenbedarf 41
3.3.14.2 (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit 41
3.3.14.3 Schwarzstartfähigkeit 42
3.3.14.4 Netzwiederaufbau-Konzept 42
3.3.14.5 Training 42
3.3.15 Überprüfung der Erfüllung der Anforderungen 42
3.4 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von unterlagerten Netzen 43

3.5 Anforderungen an den Netzschutz 43
3.6 Informationsaustausch an den Schnittstellen 44
3.7 Maßnahmen bei Änderungen an Anlagen des ÜNB und der Anschlussnutzer .. 45
3.8 Einrichtungen der Zähltechnik und Zählwertbereitstellung 46
4 NETZNUTZUNG 47
4.1 Betriebliche Abwicklung von Lieferungen ins Ausland 47
4.2 Engpässe im Übertragungsnetz 48
4.3 Wirkleistungsverluste im Netz 48
4.4 Abwicklung der Lieferungen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 48
5 SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN 49
5.1 Einführung 49
5.2 Sicherstellung und Inanspruchnahme 49
5.2.1 Allgemeines Vorgehen 49
5.2.2 Frequenzhaltung 50
5.2.2.1 Primärregelung 51
5.2.2.2 Sekundärregelung 51
5.2.2.3 Minutenreserve 52
5.2.3 Spannungshaltung 53
5.2.4 Versorgungswiederaufbau aus dem Übertragungsnetz 54
6 NETZAUSBAU 56
6.1 Aufgaben der Ausbauplanung 56
6.2 Das (n-1)–Kriterium in der Ausbauplanung 56
6.3 Stabilität in Übertragungsnetzen 57
6.3.1 Allgemeine Erläuterungen zur Stabilität 57
6.3.2 Spezielle Anforderungen aus Sicht der statischen Stabilität 58
6.3.3 Spezielle Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität 59
7 SYSTEMBETRIEBSPLANUNG UND SYSTEMFÜHRUNG 60
7.1 Einführung 60
7.2 Systembetriebsplanung 60

7.2.1 Aufgaben der Systembetriebsplanung 60
7.2.2 Das (n-1)-Kriterium in der Systembetriebsplanung 61
7.2.3 Fahrplanmanagement 62
7.2.4 Revisionen von Erzeugungsanlagen 62
7.2.5 Stilllegungsplanung der Kraftwerke 62
7.3 Operative Systemführung 63
7.3.1 Aufgaben der Systemführung 63
7.3.2 Normalbetrieb 63
7.3.3 Gestörter Betrieb und gefährdeter Betrieb 64
7.3.4 Der 5-Stufen-Plan 64
8 ALLGEMEINES 67
8.1 Rechtsbindungswirkung 67
8.2 Weiterentwicklung und Änderung der Regeln 67
8.3 Vertraulichkeit von Daten und Informationen 67
8.4 Einhaltung 68
8.5 Unvorhergesehenes 68
9 ABKÜRZUNGEN UND DEFINITIONEN 69
9.1 Abkürzungen 69
9.2 Definitionen 70
10 LITERATUR 88
11 ANHÄNGE 90
Anhang A: Formularblätter zur Umsetzung der Systemverantwortung 90
Anhang B: Beispiel für den Inhalt einer technischen Dokumentation, die zwischen Kraftwerksbetreiber und ÜNB auszutauschen ist 90
Anhang C: Anwendung des (n-1)–Kriteriums 90
Anhang D: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Regelleistung für die ÜNB 90

1 Einleitung

1.1 Allgemeines

(1) In Deutschland erfolgt die Nutzung der elektrischen Stromnetze nach dem System des regulierten *Netzzugangs*. Der vorliegende TransmissionCode 2007 entstand durch Weiterentwicklung des auf Basis des verhandelten *Netzzugange*s formulierten TransmissionCodes 2003 [Q13] durch Anpassung an die neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen.

(2) Unter den Netz- und Systemregeln der deutschen *Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)* sind die Regeln zusammengefasst, die die wirtschaftliche und verfahrenstechnische Grundlage der Netznutzung bilden und der technisch-betrieblichen Koordination zwischen den systemverantwortlichen *ÜNB* und den Netznutzern dienen.

(3) Zu den rechtlichen Rahmenbedingungen des TransmissionCodes zählen z.B. die EG-Verordnung 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel auf internationaler Ebene [Q4] inklusive der Leitlinien zum *Engpassmanagement* [Q4] sowie das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts am 07. Juli 2005 (EnWG) [Q1] und die entsprechenden Verordnungen auf Basis der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt [Q3] sowie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [Q6].

(4) Gemäß § 19 EnWG sind die *ÜNB* verpflichtet, Mindestanforderungen festzulegen und im Internet zu veröffentlichen. Außerdem sind *Netzbetreiber* nach § 20 EnWG verpflichtet, diskriminierungsfreien *Netzzugang* zu gewähren und entsprechende Bedingungen für den *Netzzugang* zu veröffentlichen.

(5) Hintergrund des TransmissionCodes sind außerdem die innerhalb der UCTE festgelegten Regeln des "UCTE Operation Handbook" (UCTE-OH) [Q15] sowie beim VDN entwickelte und den aktuellen Marktbedingungen angepasste Regelwerke.

(6) Viele Regelungen aus dem TransmissionCode 2003 [Q13], der auf Grundlage der Verbändevereinbarung Strom II plus entwickelt wurde, werden auch unter dem neuen rechtlichen Rahmen des EnWG [Q1] fortgeführt. Wesentliche Regelungen ergeben sich auch direkt aus dem Energiewirtschaftsgesetz und den Verordnungen bzw. durch Festlegungen der BNetzA.

(7) Nach dem EnWG und unter Berücksichtigung des Artikels 9 der EG-Binnenmarktrichtlinie vom 26. Juni 2003 [Q4] sind Betreiber der Übertragungsnetze verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten. Daher orientieren sich die technischen Regeln im TransmissionCode an einem störungsfreien

Betrieb des Übertragungsnetzes und der Beherrschung von *Störungen*. Auf dieser Grundlage werden u.a. der grenzüberschreitende Austausch von elektrischer Leistung zwischen den synchron betriebenen Übertragungsnetzen sowie die diskriminierungsfreie Datenbereitstellung gehandhabt. Außerdem gewährleisten die *ÜNB* die vollständige Aufnahme von Strom aus Regenerativanlagen und eine bundesweite *Verteilung* gemäß EEG [Q6].

(8) Alle diese Aufgaben können nur bei Einhaltung technischer Mindestanforderungen und Verfahrensregeln für Zugang und Nutzung der Netze erfüllt werden.

(9) Nach dem Grundsatz der Subsidiarität können diese Mindestanforderungen durch die einzelnen *ÜNB* in begründeten Fällen detailliert werden.

(10) Der vorliegende TransmissionCode 2007 ersetzt den TransmissionCode 2003 – Netz- und Systemregeln der deutschen *Übertragungsnetzbetreiber* [Q13]. Die entsprechenden aktuellen Regelungen für das *Verteilungsnetz* sind dem DistributionCode 2007 [Q12] zu entnehmen.

(11) Der TransmissionCode wird regelmäßig überprüft und bei Bedarf aktualisiert. Er unterliegt einer kontinuierlichen Weiterentwicklung entsprechend dem jeweiligen Stand der technischen sowie energiewirtschaftlichen Entwicklungen und der organisatorischen Regelungen nach den jeweils geltenden gesetzlichen Grundlagen.

(12) Die im Text kursiv dargestellten Begriffe sind im Kapitel 9 definiert. In eckigen Klammern sind Verweise auf entsprechende Literaturstellen des Kapitels 10 angegeben.

2 Umsetzung der Systemverantwortung durch die ÜNB unter Mitwirkung der VNB

2.1 Einleitung

(1) Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 [Q1] verpflichtet in § 13 die *ÜNB* zur Wahrnehmung der Systemverantwortung. Die *ÜNB* haben ein gemeinsames Verständnis für die Umsetzung der Systemverantwortung nach § 13 EnWG entwickelt. Dieses basiert auf folgenden Grundsätzen:

- Die Sicherstellung des Leistungsgleichgewichtes in Folge von *Bilanzkreis*abweichungen obliegt ausschließlich dem *ÜNB* für seine *Regelzone*.
- Die Verantwortung der *Netzbetreiber* für die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte und der Betriebsmittelbelastung hat jeder *Netzbetreiber* in dem von ihm betrieblich geführten Netz.
- Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt kaskadiert über alle Netzebenen, beginnend im Übertragungsnetz.

(2) Nach Maßgabe des EnWG sind zunächst netzbezogene und sodann marktbezogene Maßnahmen durch die *ÜNB* durchzuführen.

(3) Die möglichen netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG sind in Anhang A.1 dargestellt.

(4) Auf Grund der gesetzlich klar geregelten Reihenfolge wird der *ÜNB* zuerst die Maßnahmen, die in § 13 Abs. 1 EnWG festgelegt sind, einleiten bzw. durchführen. Reichen die eingeleiteten oder die prinzipiell zur Verfügung stehenden Maßnahmen oder die Zeit bis zu ihrem Wirksamwerden nicht aus, so ist der *ÜNB* nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder eine Anpassung zu verlangen.

(5) Gemäß § 14 Abs. 1 EnWG gelten die Regelungen des § 13 EnWG für *VNB* hinsichtlich ihrer Verteilungsaufgaben in ihrem Netz entsprechend. Die Eigenverantwortlichkeit des *VNB* für sein *Verteilungsnetz* bleibt unberührt.

(6) Zur Erfüllung der Verpflichtung des *ÜNB* nach § 13 EnWG schließt dieser in der Regel vertragliche Regelungen mit den betroffenen *VNB*. Der *VNB* führt Unterstützungsmaßnahmen im Auftrag des *ÜNB* durch.

(7) Alle *VNB* (direkt am *ÜNB* angeschlossene und nachgelagerte *VNB*) sind nach § 14 Abs. 1a EnWG verpflichtet, den *ÜNB* nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen.

(8) Den *ÜNB* obliegt im Rahmen der Systemführung und ihrer Systemverantwortung die Bewertung des Systemzustandes. Um alle notwendigen Informationen zur Bewertung des Systemzustandes zu erlangen, sind die in der *Regelzone* angeschlossenen *VNB*, Erzeuger und *Lieferant*en von Energie nach § 12 Abs. 4 EnWG verpflichtet, die vom *ÜNB* benötigten Informationen zur Verfügung zu stellen.

(9) Die in den nachstehenden Abschnitten beschriebenen Konzepte der *Netzbetreiber* zur operativen Realisierung dieser Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber Netzkunden (direkt angeschlossenen und nachgelagerten *VNB*, Verbrauchern und Erzeugern) sollen in die unter Absatz 6 und Abschnitt 2.4 Absatz 1 aufgeführten vertraglichen Regelungen aufgenommen werden[1].

Schwerpunkte dabei sind die schnelle Wirksamkeit der Maßnahmen und gegenseitige Bereitstellung der dazu benötigten Informationen (z.B. durch Einbindung in die Leittechnik).

2.2 Anpassungen zur Aufrechterhaltung von Systembilanz und Netzsicherheit

(1) Zu den Anpassungen in konkreten Situationen, die nach Einschätzung des *ÜNB* bei gleicher physikalischer Wirkung den geringst möglichen Eingriff nach § 13 Abs. 2 EnWG darstellen: Ist noch nicht belegt [2].

2.2.1 Anpassungen zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Systembilanz

(1) Für die Aufrechterhaltung der *Systembilanz* ist der *ÜNB* verantwortlich. Die *Systembilanz* wird im Verbundbetrieb durch Einhaltung des Leistungsgleichgewichtes in jeder *Regelzone* sichergestellt. Sie kann insbesondere gefährdet sein bei:

- *Ausfall* von Erzeugung oder Lasten innerhalb der *Regelzone*
- *Ausfall* von *Regelzonen* überschreitenden Handelsgeschäften

[1] Dies gilt sinngemäß für die Regelungen mit den *BKV*, sofern dies nicht bereits anderweitig geregelt ist.

[2] Hierzu werden in einer Projektgruppe der Netzbetreiber zur Umsetzung der Systemverantwortung, die sich u.a. mit dem Handlungsbedarf und vertraglichen Regelungen nach Abschnitt 2.1 Absatz (6) befasst, ergänzende Hinweise erarbeitet.

- von der Prognose abweichenden Erzeugungen bzw. Lasten oder
- Zerfall des Verbundbetriebes.

(2) Aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit müssen bei *Gefährdungen* oder *Störungen* der *Systembilanz* möglichst alle Erzeuger, Transiteure und *Verbraucher* in der *Regelzone* gleichermaßen herangezogen werden, soweit dies technisch möglich oder verfahrenstechnisch verantwortbar und die Eignung gleichermaßen gegeben ist. Mögliche Anpassungen sind:

- ***Lastabschaltung***
  - erfolgt manuell im Übertragungsnetz durch den *ÜNB* und im *Verteilungsnetz* durch den *VNB* gemäß Aufteilungsschlüssel[3]
  - erfolgt *automatisch* durch *frequenzabhängige Lastabschaltung* in Verteilungsnetzen gemäß VDN-5-Stufenplan.
- **Spannungsabsenkung**
  - erfolgt durch Reduzierung des aktuellen Spannungsniveaus bei Lasten (in der Regel im Mittelspannungsnetz) und direkt bei den am Übertragungsnetz angeschlossenen Kunden zur Reduzierung der Wirkleistungsaufnahme.
- ***Einspeisemanagement***
  - erfolgt im Übertragungsnetz durch direkte Anweisung an alle Erzeugungsanlagen gemäß Aufteilungsschlüssel des *ÜNB*
  - erfolgt in den Verteilungsnetzen durch Anweisen des direkt vorgelagerten *Netzbetreibers* gemäß Aufteilungsschlüssel.

2.2.2 Anpassungen zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Netzsicherheit

(1) Die *Netzsicherheit* wird überwiegend durch die lokalen Verhältnisse im Übertragungs- oder *Verteilungsnetz* beeinflusst. *Gefährdungen* oder *Störungen* der *Netzsicherheit* können insbesondere hervorgerufen werden durch:

- Überlastung von Betriebsmitteln
- Verletzung der Spannungsgrenzwerte oder

[3] Der Aufteilungsschlüssel ist in der vertraglichen Regelung innerhalb einer *Regelzone* auf Basis der Onlineübertragung der Last- bzw. Leistungswerte von beeinflussbaren in *Betrieb* befindlichen Anlagen zwischen den beteiligten Netzbetreibern zu bestimmen. Ersatzweise bilden in der Vergangenheit aufgetretene Höchstlasten bzw. bekannt zu gebende installierte Leistungen die Basis für den Aufteilungsschlüssel.

- Verlust der (n-1)–Sicherheit.

(2) Für die Beseitigung einer *Gefährdung* oder *Störung* trägt jeweils der *Netzbetreiber* die Verantwortung, in dessen Netz die Verletzung der *Netzsicherheit* vorliegt. Ist die *Netzsicherheit* im Übertragungsnetz lokal durch Abnahmen oder Einspeisungen gefährdet oder gestört, so muss der *ÜNB* lokal geeignete Maßnahmen zur Beseitigung ergreifen. Alle Anpassungen erfolgen grundsätzlich in der Reihenfolge der größten Wirksamkeit zur Aufrechterhaltung oder zur Wiederherstellung der *Netzsicherheit*. Anpassungsanforderungen ergehen an die *VNB* durch den *ÜNB* in der Regel differenziert nach galvanisch getrennten Verteilungsnetzen oder – soweit dies technisch möglich oder verfahrenstechnisch verantwortbar und die Eignung gleichermaßen gegeben ist – bezogen auf konkrete *Netzanschlusspunkte*.

(3) Ist die *Netzsicherheit* im Übertragungsnetz hingegen durch Lastflüsse, hervorgerufen durch *Transit*e, gefährdet oder gestört, so muss der *ÜNB* geeignete Maßnahmen zur Beseitigung ergreifen. Mögliche Anpassungen sind:

- **Lokale *Lastabschaltung***

  - erfolgt manuell im Übertragungsnetz durch den *ÜNB* und im *Verteilungsnetz* durch den *VNB*. Die Auswahl erfolgt nach der Wirksamkeit, eine Aufteilung erfolgt nur bei gleicher Wirkung.

  - erfolgt automatisch durch Unterspannungsrelais in *Verteilungsnetzen*.

- **Lokale Spannungsabsenkung**

  - erfolgt durch punktuelle Reduzierung des aktuellen Spannungsniveaus bei Lasten (in der Regel im Mittelspannungsnetz) im *Verteilungsnetz* durch den *VNB* oder durch den *ÜNB* bei direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Kunden zur Vermeidung eines Spannungskollapses. Die Spannungsabsenkung kann auch über die zulässigen Betriebsparameter hinaus bis hin zur *spannungsabhängigen Lastabschaltung* erfolgen.

- **Lokales *Einspeisemanagement***

  - erfolgt direkt im Übertragungsnetz durch Anweisung des *ÜNB* an die am Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen oder indirekt in den Verteilungsnetzen durch Anweisen des *VNB*. Die Auswahl erfolgt grundsätzlich nach der Wirksamkeit.

- **Lokale Blindleistungsanforderung**

  - erfolgt direkt im Übertragungsnetz durch Anweisen des *ÜNB* oder indirekt in den Verteilungsnetzen durch Anweisen des *VNB* der am *Verteilungsnetz* ange-

schlossenen Erzeugungsanlagen und Steuern der Kompensationseinrichtungen. Die Auswahl erfolgt nach der Wirksamkeit.

- **Selektive Fahrplananpassung**
  - erfolgt durch Pro-Rata-Kürzungen von bereits akzeptierten Fahrplänen.

2.2.3 Ablauf zur operativen Umsetzung der Anpassungen

(1) Für die Anforderung der Anpassungen durch den *ÜNB* und die Durchführung bei den *VNB*, *BKV* (u.a. Stromhändler) oder direkt angeschlossenen Erzeuger/Letztverbrauchern gilt entsprechend Können und Vermögen folgende Reihenfolge (analog auch von *VNB* zu nachgelagerten *VNB* operativ umzusetzen):

1. frühestmögliche Vorankündigung der erforderlichen Anpassungen durch den *ÜNB*
2. Anforderung der unverzüglich durchzuführenden Anpassungen durch den *ÜNB*
3. Durchführung und Bestätigung der angeforderten Anpassungen durch den *VNB*, *BKV* (u.a. Stromhändler) oder direkt angeschlossenen Erzeuger/Letztverbraucher
4. Überprüfung der Wirksamkeit der Anpassungen durch den *ÜNB*
5. ggf. Anforderung weiterer Anpassungen durch den *ÜNB*.

(2) Schritte zur Rücknahme der Anpassungen:

1. Ankündigung der Aufhebung der Anpassung durch den *ÜNB*
2. Freigabe zur Aufhebung der Anpassung durch den *ÜNB*
3. Bestätigung und Aufhebung der Anpassung durch den *VNB*, *BKV* (u.a. Stromhändler) oder direkt angeschlossenen Erzeuger / Letztverbraucher
4. Meldung über Abschluss der Anpassungen an den *ÜNB* und dadurch Rückkehr in den anforderungsgerechten *Betrieb*.

(3) Alle Schritte zur Durchführung und Rücknahme von Anpassungen sind nach Abschnitt 2.2.5 zu dokumentieren. Die Maßnahmen der *VNB*, die unabhängig von den Anforderungen des *ÜNB* in den Verteilungsnetzen gemäß § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG durchgeführt werden, bleiben hiervon unberührt.

2.2.4 Informationspflichten bei Anpassungen

(1) Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen insbesondere die betroffenen *VNB* und Stromhändler soweit möglich vorab zu informieren.

(2) Bei der Anwendung von Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG wird durch den *ÜNB* die folgende zeitliche Informations- und Nachweiskette realisiert:

1. Informieren der betroffenen *VNB*, *BKV* (u.a. Stromhändler) und direkt angeschlossenen Erzeuger/Letztverbraucher soweit möglich vorab (Formblatt siehe Anhang A.2).
2. Unverzügliches Informieren der Bundesnetzagentur und der unter 1. aufgeführten Betroffenen, deren Stromeinspeisungen, -abnahmen oder -transite ungeplant, abweichend von Fahrplänen und in nicht direkt vertraglich vereinbarter Art und Weise beeinflusst wurden, über die Gründe (Formblatt siehe Anhang A.5).
3. Belegen der Gründe für die durchgeführten Anpassungen gegenüber den unter 1. aufgeführten Betroffenen und der Bundesnetzagentur auf Verlangen. Die vom *ÜNB* zu liefernde Begründung muss geeignet sein, die Notwendigkeit, den Umfang und die Qualität der geforderten Maßnahmen nachträglich nachvollziehen zu können.

(3) Für die Erfüllung der Berichts- und Informationspflichten werden die gesetzlichen Anforderungen entsprechend Tabelle 2.1 definiert. Hierin sind die wesentlichen Inhalte der Informationen enthalten. Dies gilt insbesondere für die Angabe von Gründen, die sich auf die vom jeweiligen *ÜNB* unmittelbar feststellbaren Ursachen beziehen. Ursachenketten werden von den *ÜNB* nicht entwickelt. Dies ist Bestandteil einer nachgelagerten Störungsaufklärung.

Zeitpunkt der Information	**vorab, soweit möglich (Information) nach § 13 Abs. 2 letzter Satz**		**Unverzüglich (Gründe) nach § 13 Abs. 5 Satz 1**		**nachher auf Verlangen (Belege für Gründe) nach § 13 Abs. 5 Satz 2**
	wer?	worüber?	wer?	worüber?	worüber?
1.) Fahrplankürzungen eines bereits akzeptierten Fahrplanes	Unmittelbar betroffene *BKV*	Voraussichtlicher Umfang und Dauer der Anpassung	Unmittelbar betroffene *BKV* und BNetzA	Umfang und Dauer der Anpassung und Gründe (U,I)	z.B. Netzsicherheitsrechnung
2.) Direkte Anweisung	betroffene *Netzbetrei-*	Voraussichtlicher Umfang	betroffene *Netzbetreiber*	Umfang und Dauer der	z.B. Netzsicherheits-

von Lasten im *Verteilungs-netz*	*ber* und direkt angeschlossene Kunden, alle *BKV* in der *Regelzone* *	und Dauer der Anpassung	und direkt angeschlossene Kunden und BNetzA, alle *BKV* i. d. *Regelzone* *	Anpassung und Gründe (ΔP, f, U, I)	rechnung
3.) Direkte Anweisung von Erzeugern einschließlich EEG	betroffene *Netzbetreiber* und direkt angeschlossene Erzeuger**	Voraussichtlicher Umfang und Dauer der Anpassung	betroffene *Netzbetreiber* und direkt angeschlossene Erzeuger ** und BNetzA	Umfang und Dauer der Anpassung und Gründe (ΔP, f, U, I)	z.B. Netzsicherheits-rechnung

* *BKV* nur bei *Lastabschaltung*en (Internet, Mailverteiler,...)
** Erzeuger informieren die jeweiligen *BKV*

Tabelle 2.1: Informations- und Nachweiskette bei Anpassungen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

(4) Sollten die durchgeführten Anpassungen nicht ausreichen, eine *Störung* des lebenswichtigen Bedarfes abzuwenden, gelten gemäß § 13 Abs. 6 EnWG weiter reichende Informationspflichten.

(5) Zur Erfüllung dieser Informationspflicht ist ein entsprechendes Formblatt als Anhang A.6 beigefügt.

2.2.5 Anforderungen an die Dokumentation bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

(1) Um im Nachhinein eine möglichst lückenlose Dokumentation aller zum Zeitpunkt von Entscheidungen vorliegenden Informationen des *ÜNB* zu haben, müssen nach Können und Vermögen der IST-Zustand und alle durchgeführten Maßnahmen zur Erreichung des SOLL-Zustandes nach § 13 Abs. 1 EnWG in Betriebsprotokollen, Tagesberichten o.ä. festgehalten werden. Es ist auch zu dokumentieren, wenn aus zeitlichen Gründen die operative Anwendung nicht möglich oder keine Maßnahmen vorhanden sind.

(2) Nach Möglichkeit sollen durch ein Abbild des aktuellen Netzzustandes (Snapshot) wichtige Informationsinhalte vor Aktivierung von Anpassungen archiviert werden.

(3) Die zur Anforderung einer Anpassung notwendige telefonische Aufforderung zum Handeln ist im Betriebsprotokoll, Tagesbericht o.ä. zu dokumentieren. Nachfolgend erhal-

ten die *VNB*, *BKV* (u.a. Stromhändler) und direkt angeschlossenen Erzeuger/Letztverbraucher eine schriftliche Anforderung über die Anpassung inklusive Nennung des Grundes (Schlagwort per Fax oder E-Mail). Die erfolgte Durchführung ist durch sie schriftlich zu bestätigen (siehe Anhänge E.3 und E.4).

(4) Die Wirksamkeit der Anpassungen soll aus den regelmäßigen, automatisch abgelegten *Betrieb*sinformationen bzw. händisch archivierten Snapshots nachvollziehbar sein.

(5) Die zur Rücknahme einer Anpassung notwendige telefonische Anforderung ist im *Betrieb*sprotokoll, Tagesbericht o.ä. zu dokumentieren. Nachfolgend erhalten die *VNB*, *BKV* (u.a. Stromhändler) und direkt angeschlossenen Erzeuger/Letztverbraucher ebenfalls eine schriftliche Anforderung über die Aufhebung bzw. Teilaufhebung der Anpassung. Die erfolgte Durchführung ist durch sie schriftlich zu bestätigen. Der Zeitpunkt des Erreichens des normalen Betriebszustandes ist ebenfalls geeignet zu dokumentieren.

(6) Alle im Rahmen von Anpassungen verschickten Dokumente sind zu archivieren.

2.3 Erkennung von möglichen Gefährdungen oder Störungen im Übertragungsnetz

(1) Der *ÜNB* benötigt zur Erkennung von möglichen *Gefährdungen* oder *Störungen* im Übertragungsnetz nach Abschnitt 2.3.1 und 2.3.2 und zur Anforderung von geeigneten Anpassungen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG Informationen aus den Verteilungsnetzen und von direkt angeschlossenen Erzeugern/Letztverbrauchern.

(2) Die Erkennung von *Gefährdungen* spätestens am Vortag beruht auf Daten für den (die) Folgetag(e) und durchgeführten Berechnungen gemäß Tabelle 2.2:

	Information	**Aktualisierungsintervall**	**Verantwortlich**
Allgemein	• Anmeldung der regelzoneninternen Fahrpläne aller *BKV* • Erzeugungsprognose aller *BKV* in der *Regelzone* • *DACF*–Daten der Verbundpartner • Netzsicherheitsrechnungen / Ausfall-	täglich täglich täglich täglich	*BKV* *BKV* *ÜNB* *ÜNB*

	simulation • Tages-/Wochenabschaltplanung von Netzelementen • Nachrichten	täglich täglich	*ÜNB*
Erzeugungs-anlagen nach EEG	• Installierte Leistung aller Erzeugungsanlagen • Verfügbare Leistung der Erzeugungsanlagen mit Online-Datenerfassung • Windprognose und die daraus abgeleitete Prognose zu Stromeinspeisungen aus WEA (inkl. prognostiziertes *Erzeugungsmanagement*)	jährlich jährlich täglich	*VNB* KW-Betreiber *ÜNB*
Konventionelle Erzeugungsanlagen (inkl. KWK)	• Erzeugungsfahrpläne und Min-/Max-Grenzwerte für KW-Blöcke >100 MW (aus allen Verteilungsnetzen und von den direkt angeschlossenen Erzeugern) • Kraftwerksscharfe Revisionspläne von direkt angeschlossenen *Kraftwerken* (für Kraftwerksblöcke >100 MW) • Aggregierte, vorhandene Revisionspläne von Kraftwerksblöcken > 15 MW und < 100 MW	täglich monatlich monatlich	KW-Betreiber KW-Betreiber *VNB*
Importe, Exporte	• Anmeldung / Berechnung (inkl. Horizontaler Belastungsausgleich) der *Regelzonen* übergreifenden Fahrpläne	täglich	*BKV* und *ÜNB*
Last	Lastprognose aller *BKV* in der *Regelzone*	täglich	*BKV*
Erzeugung	Erzeugungsprognose aller *BKV* in der *Regelzone*	täglich	*BKV*

Tabelle 2.2: Daten und Berechnungen zur Erkennung von *Gefährdungen*

(3) Die Erkennung von *Gefährdungen* oder *Störungen* am laufenden Tag beruht auf der Überwachung von Daten und Durchführung von Berechnungen gemäß Tabelle 2.3:

	Information	**Verantwortlich**
Allgemein	• Anmeldung der regelzoneninternen Fahrpläne aller *BKV* • Netzsicherheitsrechnungen/Ausfallsimulation • Daten aus den Leitsystemen • Nachrichten (Politik, Wetter, Terror, …)	*BKV* *ÜNB* *ÜNB*
Erzeugungsanlagen nach EEG	• Aktualisierte Windprognosen und die daraus abgeleitete Prognose zu Stromeinspeisungen aus WEA • Aktuelle Hochrechnungen zu Stromeinspeisungen aus WEA auf der Basis zeitnah erfasster Einspeisungen von EEG-Referenzanlagen in der *Regelzone* • Online-Daten zu Einspeisungen im Übertragungsnetz und den Verteilungsnetzen, d.h. von EEG-Anlagen mit *Einspeisemanagement* oder an deren Anschlusspunkt Fernwirktechnik vorhanden ist, die Leistungswerte	*ÜNB* *ÜNB* KW-Betreiber
Konventionelle Erzeugungsanlagen (inkl. KWK)	• Mitteilung zu ungeplanten Ausfällen von direkt angeschlossenen Kraftwerken und Kraftwerken > 100 MW in Verteilungsnetzen • Online-Daten zu Einspeisungen im Übertragungsnetz und den Verteilungsnetzen • **im Übertragungsnetz**: alle direkt angeschlossenen KW, die Online-Werte übertragen (KW-scharf), Max-Min-Grenzen • **im *Verteilungsnetz***: vorhandene Werte der *Kraftwerke*, die Online-Werte übertragen ab einer Leistung von 50 MW	KW-Betreiber KW-Betreiber KW-Betreiber VNB bzw. KW-Betreiber
Importe, Exporte	• Intra-Day-Austauschfahrpläne	*BKV*

Tabelle 2.3: Daten und Berechnungen zur Erkennung von *Gefährdungen* oder *Störungen* am laufenden Tag

2.4 Regelungen zur technischen Realisierung

(1) Die in den vorangegangen Kapiteln beschriebenen Konzepte erfordern teilweise technische Einrichtungen in den Netzen und Erweiterungen des Datenaustausches zwischen *VNB*/Erzeugern und *ÜNB*. Die aus diesen Konzepten abzuleitenden Anforderungen und die daraus resultierende Kostentragung sind zwischen den Vertragspartnern abzustimmen und im Wege einer Vereinbarung zu regeln.

3 Anschlussbedingungen

3.1 Zweck der Anschlussbedingungen

(1) Die nachfolgend beschriebenen technischen Mindestanforderungen an den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Elektrizitätsverteilungsnetzen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden und Verbindungsleitungen zu anderen Netzen dienen als Grundlage für die Auslegung und den Betrieb der Netzanschlussanlage.

(2) Sie haben zum Ziel, unter Beachtung physikalischer Gesetzmäßigkeiten und technischer Restriktionen den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes und aller angeschlossenen Kundenanlagen zu gewährleisten, Beeinflussungen und unvermeidliche Beeinträchtigungen in der Wechselwirkung der Kundenanlage sowohl mit dem Übertragungsnetz als auch untereinander zu minimieren und im Falle von Störungen oder Gefährdungen die Ausweitung der Störung zu verhindern, die Auswirkungen zu minimieren und einen schnellstmöglichen Übergang in einen erneuten sicheren und zuverlässigen Betriebszustand zu ermöglichen.

(3) Wenn die Kundenanlage oder auch nur Teile davon in das Übertragungsnetz technisch eingebunden sind, haben die Betreiber der Kundenanlage sicher zu stellen, dass alle Anforderungen der Netzanschluss- und Netzzugangsregeln eingehalten werden.

(4) Der *ÜNB* gibt auf geeignete Weise die Anschlussprozedur bekannt.

3.2 Netzanschluss

(1) Die Eigentumsgrenze des *Netzanschlusses* wird einvernehmlich zwischen dem *ÜNB* und dem *Anschlussnehmer* unter Beachtung der Vorgaben des *Netzbetreiber*s festgelegt. Einzelheiten hierzu sind vertraglich zu regeln.

(2) Es gelten die technischen Regelungen zum Zeitpunkt des Abschlusses des Netzanschlussvertrages. Die jeweils aktuellen Regelungen finden bei Neuanlagen oder wesentlichen Änderungen der Anschlussparameter sowie im Fall einer rechtlichen Anpassungspflicht Anwendung.

(3) Der *ÜNB* prüft im Auftrag des *Anschlussnehmer*s, ob die am bestehenden oder geplanten *Netzanschlusspunkt* vorherrschenden Netzverhältnisse (bereitstellbare Netzanschlusskapazität, *Netzkurzschlussleistung* etc.) ausreichen. Hierzu gehört die Prüfung, dass Anlagen ohne *Gefährdung* anderer Anlagen und ohne unzulässige *Netzrückwirkungen* (*Stabilität*, Flicker, Oberschwingungen, Spannungssprünge, Überschreitung von Kurzschlussgrenzwerten) an seinem Netz betrieben und die in sein Netz einge-

speiste *elektrische Leistung*/Arbeit übertragen werden kann. Es sind die in EN 50160 [Q9] und in den Grundsätzen der *Netzrückwirkungen* [Q10] festgelegten Werte zur Spannungsqualität in unterlagerten Netzen zu berücksichtigen.

(4) Der *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* stellt dem *ÜNB* alle zur Beurteilung des *Netzanschlusses* erforderlichen technischen Daten (z.B. Nennleistungen, Leistungsgradienten, *Blindleistung*sbedarf, *Netzrückwirkungen* etc.) zur Verfügung und wirkt bei der Findung technischer Lösungen partnerschaftlich mit.

(5) Der Anschluss der *Kundenanlage* hat zur Bedingung, dass das *(n-1)-Kriterium* entsprechend Kapitel 6 für das Netz des *ÜNB* in jedem Fall erhalten bleibt. Hiervon ausgenommen ist die (n-1)–sichere Ausführung der Anschlussleitung zwischen der *Kundenanlage* und dem *Netzanschlusspunkt*. Diese bedarf gesonderter Vereinbarungen mit dem *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* im Einzelfall.

(6) Reichen die Netzverhältnisse am *Netzanschlusspunkt* aus, die *Kundenanlage* unter oben genannten Bedingungen zu betreiben, gibt der *ÜNB* in Abstimmung mit dem *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* das zur Aufrechterhaltung eines ordnungsgemäßen Systembetriebes erforderliche *Netzanschluss*konzept vor.

(7) Sofern technische Anforderungen für den Anschluss der *Kundenanlage* an das Übertragungsnetz seitens des Netzes nicht erfüllt werden können (z.B. Kurzschlussleistung am *Netzanschlusspunkt*), ist dies durch den *ÜNB* in Form von Berechnungen nachzuweisen und zu begründen.

(8) Sind die Netzverhältnisse (z.B. Netzanschlusskapazität, *Netzkurzschlussleistung*) am *Netzanschlusspunkt* für einen bestimmungsgemäßen und rückwirkungsarmen *Betrieb* der *Kundenanlage* nicht ausreichend, so berät sich der *ÜNB* mit dem *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* über Anpassungsmaßnahmen an der *Kundenanlage*. Falls der *Netzanschlusspunkt* nicht geeignet ist, schlägt der *ÜNB* Maßnahmen zur Schaffung der Eignung des *Netzanschlusspunktes* bzw. den nächstgelegenen geeigneten *Netzanschlusspunkt* vor.

(9) Der *ÜNB* gibt dem *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* das Netzanschlusskonzept vor und begründet es nachvollziehbar. Hierbei sind unter Anderem folgende technische Daten abzustimmen:

- Netzanschlusskapazität
- Höchste und niedrigste Dauerbetriebsspannung sowie Dauer und Höhe der kurzzeitigen Über- bzw. Unterschreitung
- Art und Umfang des Blindleistungsaustausches

  - mit Kunden, die *elektrische Leistung* aus dem Netz beziehen (ohne diesbezügliche vertragliche Regelungen) gilt am *Netzanschlusspunkt* cos φ im Bereich von 0,95 induktiv bis 1,00 bzw.
  - mit *Erzeugungseinheiten* (siehe Abschnitt 3.3)

- Maximale und minimale *Netzkurzschlussleistung*
- Ausschaltleistung
- Sternpunktbehandlung
- Elektrisches Schutzkonzept
- Parallelschaltbedingungen
- Oberschwingungsanteil und Flickeranteil
- Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung (Sollspannung, Genauigkeit, Schnelligkeit, Arbeitsweise bei *Störungen*)
- Verhalten bei *Großstörungen*
- Beteiligung am 5-Stufen-Plan
- Beteiligung an den *Vorleistungen* zur Bereitstellung von *Systemdienstleistungen*
- Mess-, Zähl- und Informationstechnik
- Isolationskoordination.

(10) Bei der Festlegung der Netzanschlusskonzepte ist der technische Beurteilungsrahmen entsprechend Kapitel 6 zu berücksichtigen.

(11) Bezüglich des *Netzanschlusses* und der Anschluss- und Netznutzung werden die erforderlichen vertraglichen Vereinbarungen geschlossen.

(12) Der Nachweis der zwischen *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* und *ÜNB* vertraglich festgelegten Eigenschaften muss in bilateral zu vereinbarendem Umfang (z.B. durch Prüfungen) erbracht werden.

(13) Das vom *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* eingesetzte Personal für den *Betrieb* der Höchst- und Hochspannungsanlagenteile muss eine geeignete Qualifikation (gemäß VDE 0105 [Q11]) aufweisen sowie jederzeit für den *ÜNB* erreichbar sein.

(14) Technische Änderungen im Verantwortungsbereich des *ÜNB* oder des *Anschlussnehmers/Anschlussnutzers* mit wesentlichen Auswirkungen auf die bislang getroffenen Vereinbarungen sind bilateral neu vertraglich zu regeln.

3.3 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von Erzeugungseinheiten

3.3.1 Allgemeines

(1) An die in das Übertragungsnetz einspeisenden *Erzeugungseinheiten* werden bestimmte Anforderungen (siehe Abschnitt 3.2) gestellt. Deren Einhaltung und die zugehörigen kommerziellen Rahmenbedingungen werden durch entsprechende bilaterale Verträge sichergestellt. Dazu sind Verträge zwischen dem zuständigen *Netzbetreiber* und dem *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* unter Berücksichtigung dieses TransmissionCodes abzuschließen.

(2) *Erzeugungseinheiten* müssen, um an das Übertragungsnetz angeschlossen werden zu können, technische Mindestanforderungen erfüllen.

(3) Die für den sicheren *Betrieb* des Übertragungsnetzes erforderlichen *Systemdienstleistungen* erbringt der *ÜNB*. Der Betreiber der *Erzeugungseinheit* muss entsprechende *Vorleistungen* anbieten.

3.3.2 Aufbau des Netzanschlusses

(1) Alle technischen Einrichtungen zum Anschluss der *Erzeugungseinheit* müssen im Sinne des § 49 EnWG [Q1] den gesetzlichen und behördlichen Bestimmungen und den allgemein anerkannten Regeln der Technik (IEC-, EN- und VDE-Bestimmungen, DIN-Normen, Unfallverhütungsvorschriften, etc.) sowie den Planungs- und Betriebsgrundsätzen des *ÜNB* entsprechen. *Netzbetreiber* sind gemäß § 19 EnWG [Q1] verpflichtet, technische Mindestanforderungen festzulegen und zu veröffentlichen.

(2) Falls mehrere Netzanschlüsse vorhanden sind, ist eine Verbindung der Anschlüsse über das *Eigenbedarf*snetz der *Erzeugungseinheit* auch für kurzzeitige Umschaltmaßnahmen nur nach Abstimmung mit dem *ÜNB* zulässig. Die Verantwortung für Auswirkungen auf die *Erzeugungseinheit* liegt beim *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer*.

(3) Entsprechend vertraglicher Vereinbarungen errichtet der *ÜNB* die Anlagen des *Netzanschlusses* in seinem Verantwortungsbereich, in die die Anschlussleitungen der *Erzeugungseinheit* eingeführt werden.

3.3.3 Synchronisierungseinrichtungen

(1) Für das Zuschalten des Generators sind nachfolgende *Betrieb*szustände zu berücksichtigen und entsprechende Synchronisierungs- bzw. Parallelschalteinrichtungen vorzusehen:

- Normal*betrieb* (Anfahren der *Erzeugungseinheit*)
- Synchronisieren nach einem Fangen im *Eigenbedarf* unter Beachtung des vorliegenden *Eigenbedarf*skonzeptes
- Zuschalten auf ein spannungsloses Teilnetz, um dieses unter Spannung zu setzen.

3.3.4 Elektrischer Schutz des Netzes und der Erzeugungseinheit

(1) Der elektrische Schutz der *Erzeugungseinheit* ist den betrieblichen Steuerungen (z.B. Spannungsregler, Erregereinrichtung) überlagert und trennt die *Erzeugungseinheit* bei unzulässigen *Betrieb*szuständen vom Netz.

(2) Die relevanten Schutzkonzepte und Einstellwerte für die elektrischen *Schutzeinrichtungen* im Netz und in der *Erzeugungseinheit* müssen zwischen den *ÜNB* und Betreibern der *Erzeugungseinheit* abgestimmt werden. Hierbei sind u.a. folgende Punkte zu beachten:

- Kurzschlüsse
- Schieflast
- Ständer- und Läuferüberlast
- Über-/ Untererregung
- Über-/ Unterspannung
- Spannungs(un)symmetrie
- Netzpendelungen
- Über- bzw. Unterfrequenz
- Asynchronlauf
- Torsionsbeanspruchungen
- Rückleistung
- Schutz- und Schalterversager
- Reserveschutzeinrichtungen
- Schutzendzeitplan.

3.3.5 Netzleittechnischer Anschluss

(1) Es müssen technische Einrichtungen vorgesehen werden, um Informationen in Echtzeit oder verzögert mit einem Zeitstempel versehen, auszutauschen. Der Umfang und die Art des Signalaustausches sind bilateral festzulegen. Hierzu zählen u.a. folgende Informationen:

Der Betreiber der Erzeugungseinheit an den ÜNB:

- Schalter- / Trennschalter- / Erdungstrennschalter- / Stufenschalterstellungen, soweit sie für den *Betrieb* oder für Systemberechnungen erforderlich sind
- Messwerte der aktuellen Fahrweise (z.B. Wirk- und *Blindleistung*, Spannung).

Der ÜNB an den Betreiber der Erzeugungseinheit:

- Ggf. Sollwerte für die Regelung (Wirksam- / Unwirksamschalten der Primär-/ *Sekundärregelung*) und aktueller Anforderungswert der *Sekundärregelung*
- Sollwert der *Blindleistung* als Fahrplan oder als aktueller Wert (z.B. für die Spannungs- / *Blindleistung*sregelung)
- Schalter- / Trennschalter- / Erdungstrennschalterstellungen, soweit sie für den *Betrieb* der *Erzeugungseinheit* erforderlich sind
- Istwerte der Wirk- und *Blindleistung* sowie der Spannung im Einspeiseschaltfeld.

3.3.6 Wirkleistungsabgabe

(1) Für die von der *Erzeugungseinheit* geforderte Abgabeleistung an das Netz gemäß der Bilder 3.1 und 3.2 darf nur nach Vereinbarung mit dem *ÜNB* abgewichen werden.

(2) Jede *Erzeugungseinheit* muss mit reduzierter Leistungsabgabe betrieben werden können. Die Höhe der Mindestleistung wird bilateral zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *ÜNB* vereinbart.

(3) Es müssen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von mindestens 1 %/min bezogen auf die *Nennleistung* über den gesamten Bereich zwischen Mindestleistung und *Dauerleistung* möglich sein. Kraftwerksspezifische Eigenheiten (z.B. zur Berücksichtigung von Mühlenschalt- oder Beharrungspunkten) werden berücksichtigt. Im Falle der Erbringung von *Vorleistungen* können diese Anforderungen gemäß Präqualifikation hiervon abweichen.

(4) Die *Erzeugungseinheit* darf bei Frequenzverläufen oberhalb der in Bild 3.2 stark ausgezeichneten Linie ihre vorgegebene *Wirkleistung*sabgabe nicht verringern, auch wenn sie mit *Nennleistung* betrieben wird.

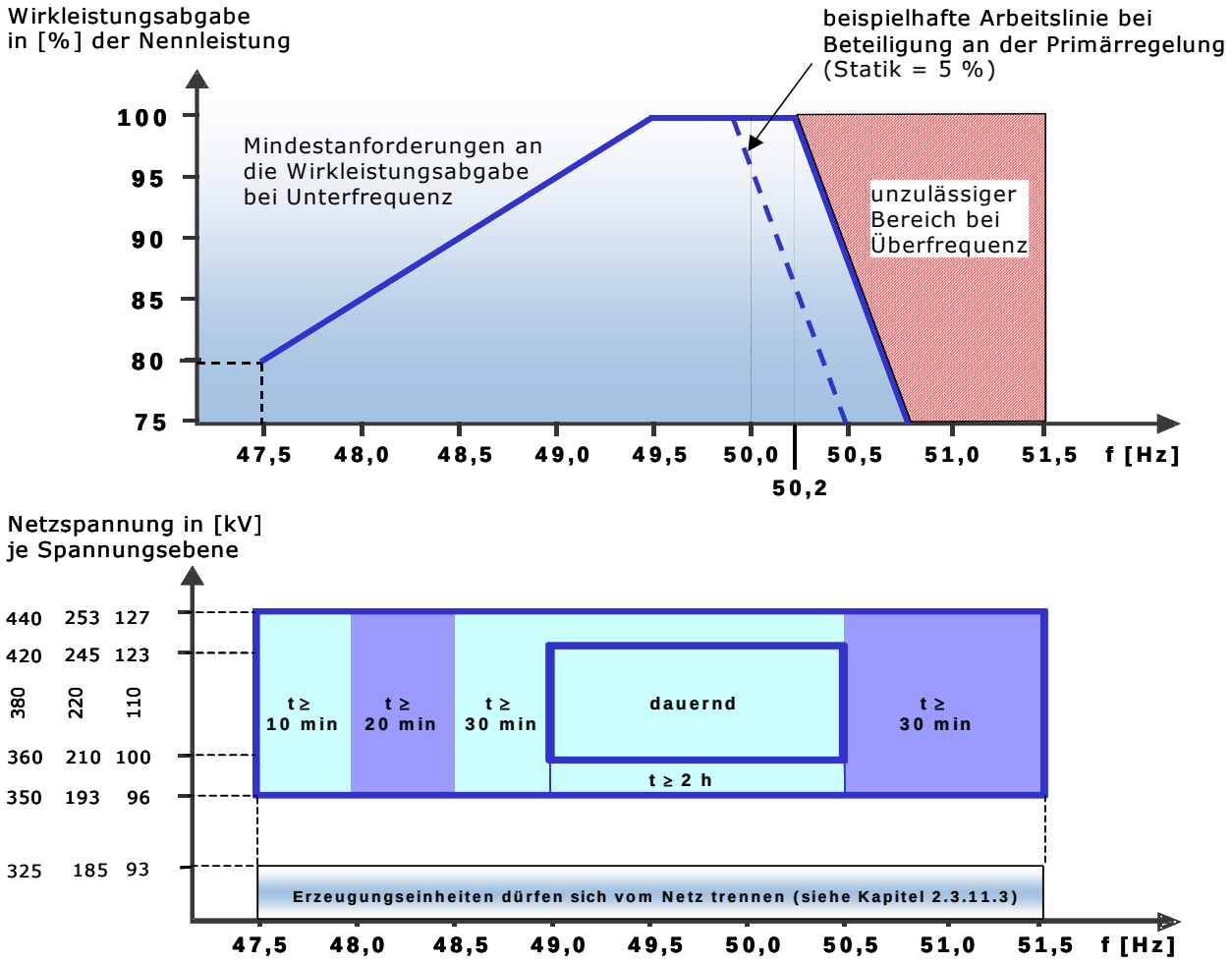


Bild 3.1: Anforderungen an die Abgabeleistung der *Erzeugungseinheiten* an das Netz für bestimmte Zeitdauern in Abhängigkeit von Netzfrequenz und Netzspannung (quasistationäre Betrachtung, d. h. Frequenzgradient ≤ 0,5 % / min; Spannungsgradient 5 % / min)

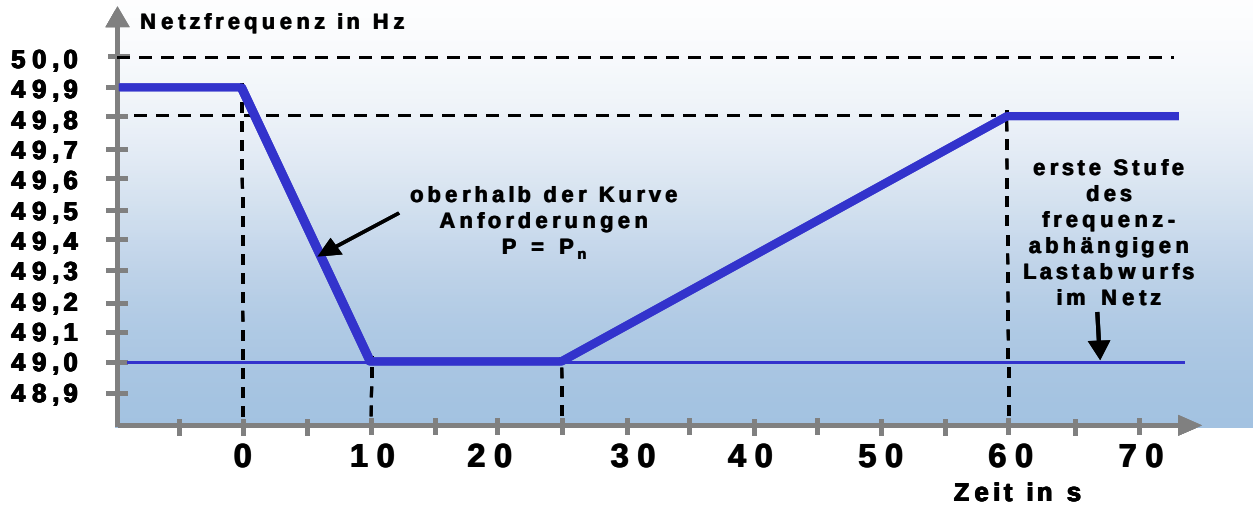


Bild 3.2: Anforderungen an die Abgabeleistung der *Erzeugungseinheiten* an das Netz im dynamischen Kurzzeitbereich

3.3.7 Frequenzhaltung

3.3.7.1 Primärregelung

(1) Jede *Erzeugungseinheit* mit einer *Nennleistung* von ≥ 100 MW muss zur Abgabe von Primärregelleistung fähig sein. Dies ist Voraussetzung für einen Anschluss an das Netz. Der *ÜNB* ist berechtigt, einzelne *Erzeugungseinheiten* von dieser Pflicht zu befreien (z.B. siehe Kapitel 3.3.13.6).

(2) *Erzeugungseinheiten* mit einer *Nennleistung* von < 100 MW können nach Vereinbarung mit dem *ÜNB* ebenfalls zur Sicherstellung der *Primärregelung* herangezogen werden.

(3) Für primärregelfähige *Erzeugungseinheiten* gilt:

- Das *Primärregelband* muss mindestens ± 2 % der Nennwirkleistung betragen und auf Anweisung des *ÜNB* abrufbar sein.
- Die gesamte mit der *Erzeugungseinheit* vertraglich vereinbarte Primärregelleistung muss bei einer quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz gleichmäßig in 30 s aktiviert und mindestens über einen Zeitraum von 15 min abgegeben werden können.
- Bei kleineren Frequenzabweichungen gilt dieselbe Leistungsänderungsgeschwindigkeit, bis die benötigte Leistung erreicht ist.

- Für die *Primärregelung* muss die Genauigkeit der Frequenzmessung unterhalb ± 10 mHz sein.
- Ein gleitendes *Totband* und seine Einstellwerte können zwischen dem *ÜNB* und dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* vereinbart werden.
- Die Frequenzleistungszahl bzw. die Statik muss nach Vorgabe des *ÜNB* einstellbar sein.

(4) Alle *Erzeugungseinheiten*, die den notwendigen technischen und betrieblichen Anforderungen gemäß des Präqualifikationsverfahrens (siehe Anlage D) entsprechen und einen Rahmenvertrag zur Erbringung von *Vorleistungen* abgeschlossen haben, sind zur Vermarktung der Primärregelleistung berechtigt.

(5) Beteiligt sich eine *Erzeugungseinheit* nicht an der Bereitstellung der Primärregelleistung, muss diese dennoch - auch wenn sie nicht primärregelfähig ist - ab einer Netzfrequenz von 50,2 Hz eingreifen und die Leistung reduzieren (siehe Bild 3.1). Diese *Erzeugungseinheit* beteiligt sich dann mit einer Statik im Bereich von 4 bis 8 % am Abbau des Leistungsüberschusses.

3.3.7.2 Sekundärregelung und Minutenreserve

(1) Alle *Erzeugungseinheiten*, die den notwendigen technischen und betrieblichen Anforderungen gemäß des Präqualifikationsverfahrens (siehe Anlage D) entsprechen und einen Rahmenvertrag zur Erbringung von *Vorleistungen* abgeschlossen haben, sind zur Beteiligung an der Sekundärregelleistung und *Minutenreserve* berechtigt.

(2) Anforderungen zu *Sekundärregelreserve*, *Minutenreserve*, *Sekundärregelband*, Leistungsänderungsgeschwindigkeit / -häufigkeit, Bereitstellungsdauer und technische Verfügbarkeit etc. werden vom *ÜNB* festgelegt (siehe Anhang D).

3.3.8 Blindleistungsbereitstellung

3.3.8.1 Blindleistungsbereitstellung bei Nennwirkleistung

(1) Jede anzuschließende neue *Erzeugungseinheit* muss im Nennbetriebspunkt die Anforderungen gemäß Bild 3.3 am *Netzanschlusspunkt* erfüllen.

(2) Die Auswahl einer der in den Bildern 3.3a bis 3.3c möglichen Variante trifft der *ÜNB* auf Grund der jeweiligen Netzanforderungen. Der vereinbarte Blindleistungsbereich muss wiederholt innerhalb weniger Minuten durchfahren werden können und ist im Betriebspunkt

$P=P_N$ zu erbringen. Änderungen der Blindleistungsvorgaben innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiches müssen jederzeit möglich sein. Bei Bedarf kann der *Netzbetreiber* einen anderen Bereich festlegen.

(3) Im Bedarfsfall müssen in Abstimmung mit dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* zusätzliche Einrichtungen in der *Erzeugungseinheit* vorgesehen werden, um eine Spannungs-/ Blindleistungsregelung im Gebiet des jeweiligen *Netzbetreibers* durchführen zu können.

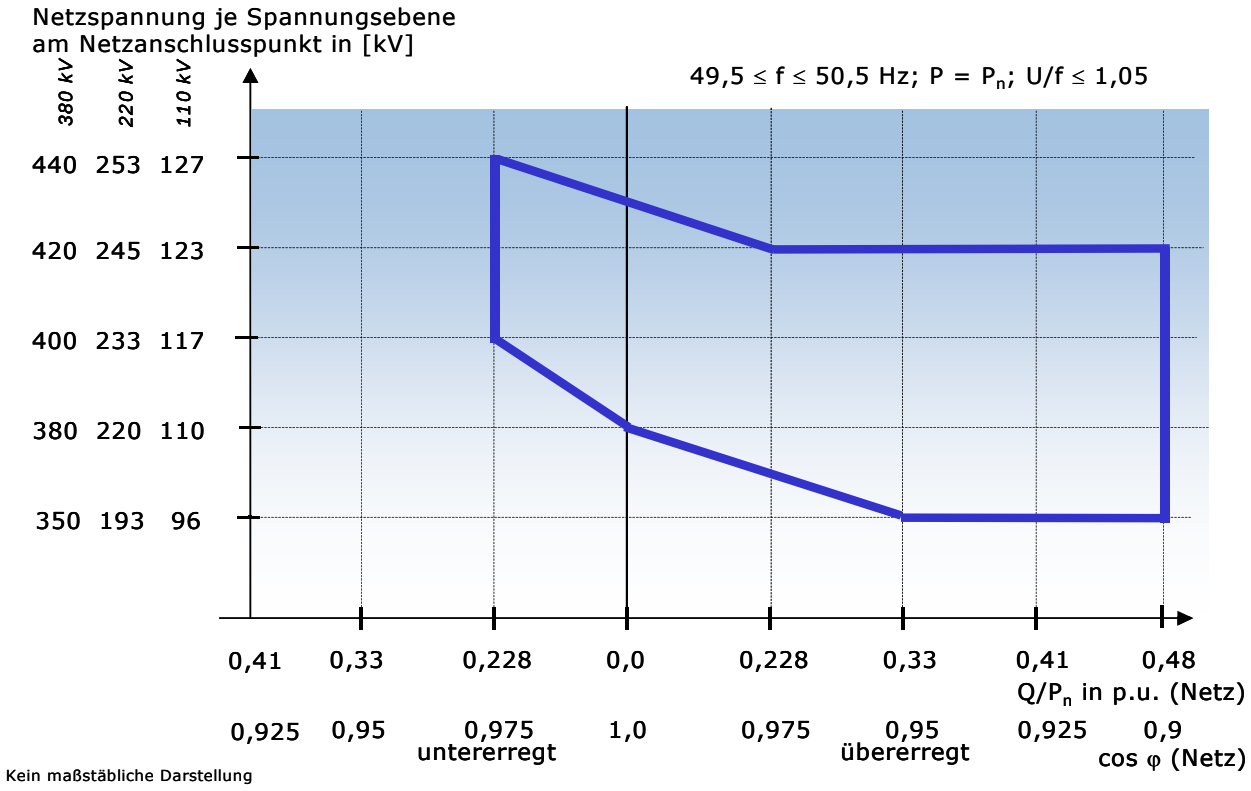


Bild 3.3a: Mindestanforderung an die netzseitige *Blindleistungsbereitstellung* von *Erzeugungseinheiten* für das Netz (Variante 1)

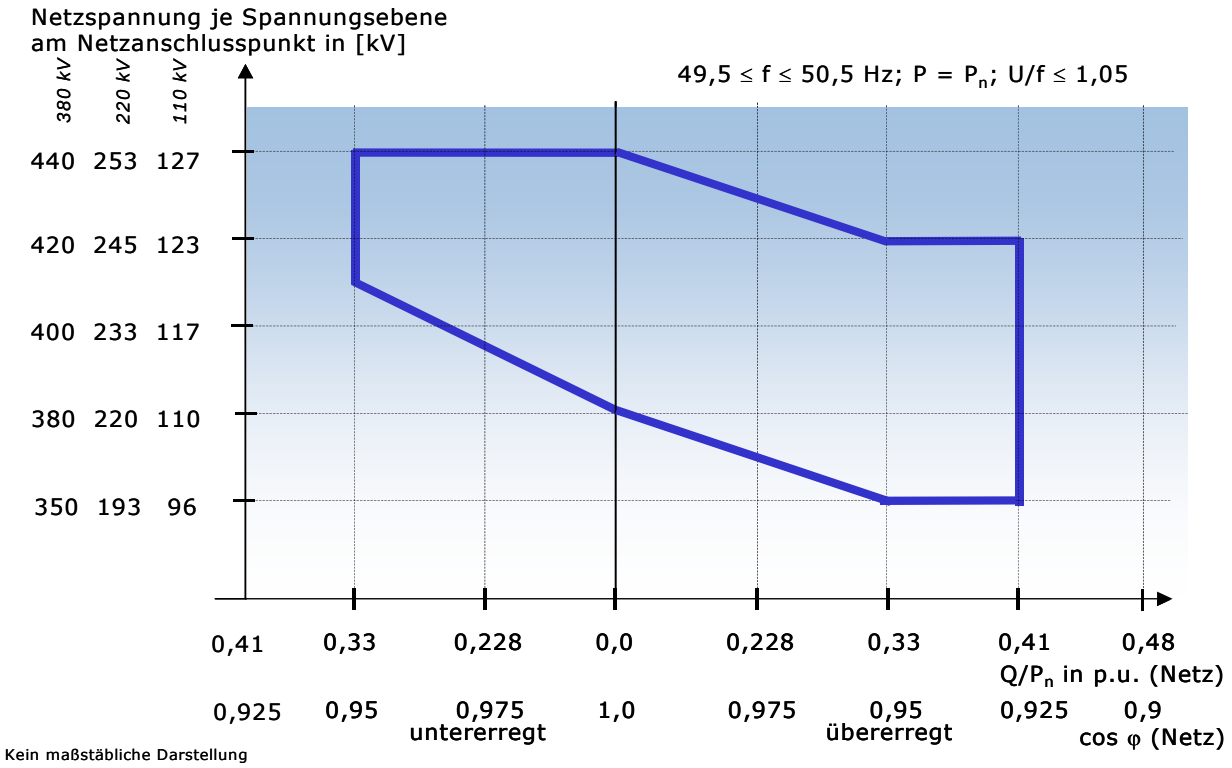


Bild 3.3b: Mindestanforderung an die netzseitige *Blindleistungsbereitstellung* von *Erzeugungseinheiten* für das Netz (Variante 2)

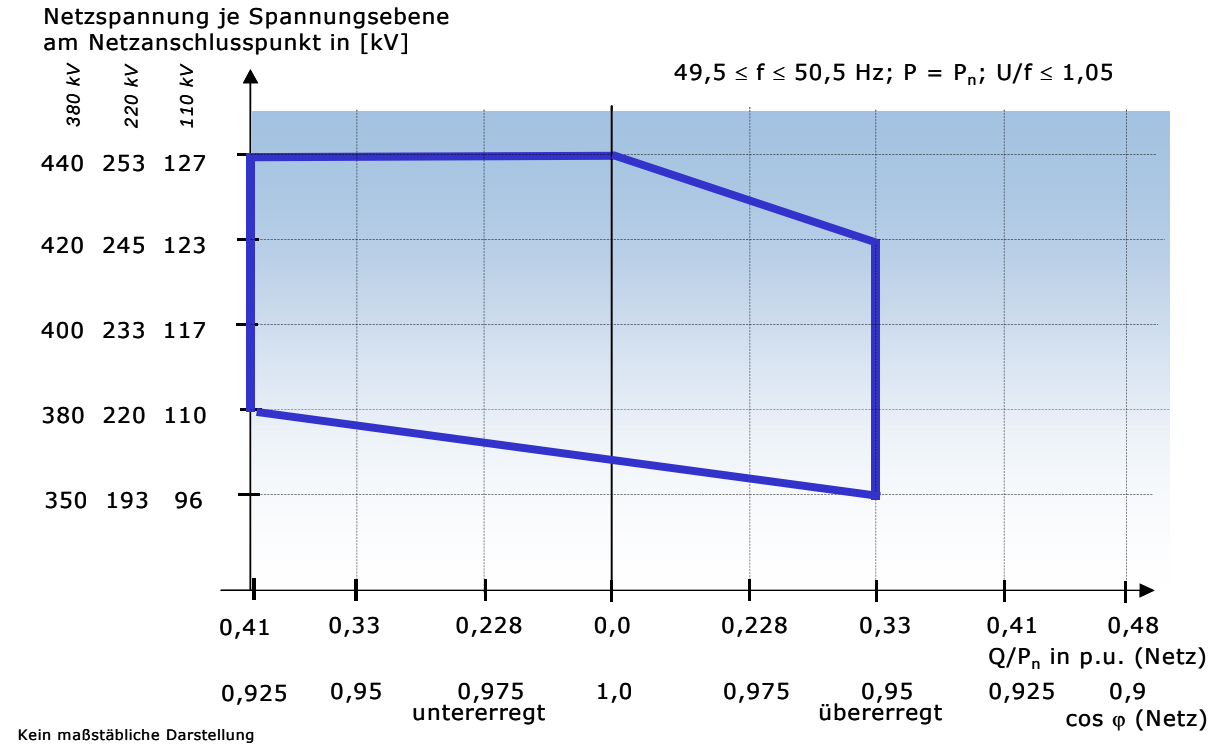


Bild 3.3c: Mindestanforderung an die netzseitige *Blindleistungsbereitstellung* von *Erzeugungseinheiten* für das Netz (Variante 3)

3.3.8.2 Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb

(1) Neben den Anforderungen für die *Blindleistungsbereitstellung* im Nennauslegungspunkt der *Erzeugungseinheit* ($P=P_n$) bestehen auch Anforderungen für den *Betrieb* mit einer Wirkleistungsabgabe kleiner der Nennwirkleistung ($P<P_n$).

(2) Dabei muss der Generator der *Erzeugungseinheit* in jedem möglichen Arbeitspunkt gemäß Leistungsdiagramm betrieben werden können. Die *Blindleistungsbereitstellung* am *Netzanschlusspunkt* entspricht auch bei reduzierter Wirkleistungsabgabe unter Berücksichtigung der Eigenbedarfsleistung und der Verluste an *Maschinentransformator* und Maschinenleitung dem vollen Umfang des Generator-Leistungsdiagramms.

(3) Jede sich daraus ergebende *Blindleistungsbereitstellung* muss unverzüglich von der *Erzeugungseinheit* erbracht werden können. Die Anforderung dazu kann sich je nach der Situation im Netz ergeben und eine vorrangige Bereitstellung von *Blindleistung* vor der Wirkleistungsabgabe bedeuten. Die Fahrweise wird zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *ÜNB* abgestimmt.

3.3.9 Auslegung der Maschinentransformatoren

(1) Die Auslegung des *Maschinentransformator*s sowie das Überspannungsschutzkonzept sind mit dem *ÜNB* abzustimmen. Auf Anforderung des *ÜNB* ist der *Maschinentransformator* mit einem unter Last stufbaren Schalter auszustatten. Die Anforderungen zur *Blindleistungsbereitstellung* werden in diesem Fall über die Stufung des *Maschinentransformator*s und über die direkt eingreifende Generatorspannungsregelung eingestellt.

3.3.10 Generatorspannungsregelung

(1) Die Generatorspannungsregelung muss bei Spannungsänderungen direkt eingreifen und den vorgegebenen Sollwert der Generatorspannung einregeln.

3.3.11 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz

(1) Die Anforderungen für die Kriterien Frequenz, *Stabilität* und Netzspannung werden vom *Netzbetreiber* vorgegeben soweit es dem Schutz des Netzes und der *Systemsicherheit* dient.

3.3.11.1 Frequenz

(1) Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz auf Grund der Frequenzabweichung gegenüber 50 Hz nicht zulässig. In Einzelfällen können nach Abstimmung zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *ÜNB* auch abweichende Vereinbarungen getroffen werden.

(2) Bei automatischer Trennung vom Netz muss ein sicheres Abfangen der Erzeugereinheit auf *Eigenbedarf* gewährleistet sein.

(3) Eine Synchronisierung bzw. ein Parallelschalten der Generatoren muss im Netzfrequenzbereich von über 48,5 Hz bis unter 51,5 Hz möglich sein.

3.3.11.2 Stabilität

(1) Bei Verlust der *statischen* oder *transienten Stabilität* muss sich die *Erzeugungseinheit* automatisch vom Netz trennen, um mehrfaches Durchschlüpfen zu vermeiden.

3.3.11.3 Netzspannung

(1) Bei sinkender Netzspannung und bei Gefahr einer Generatorüberlastung ist nach Vorgabe des *ÜNB* der *Maschinentransformator*, falls ein Stufenschalter vorhanden ist, in Richtung kleineres Übersetzungsverhältnis zu stufen und eventuell die Wirkleistungsabgabe zu reduzieren, um die *Erzeugungseinheit* in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz stützen zu lassen.

(2) Erst bei einer quasistationären Netzspannung ≤ 85 % der Bezugsspannungen (380/220/110 kV) am *Netzanschlusspunkt* darf eine Trennung der *Erzeugungseinheit* vom Netz erfolgen, um ein sicheres Abfangen auf *Eigenbedarf* zu ermöglichen.

3.3.12 Verhalten der Erzeugungseinheit bei Störungen im Netz

(1) Stabilitätsrelevante Kenngrößen der Turbosatzregelung, d.h. die resultierende Wirkung von Turbinen und Generatorregelung, sind zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *Netzbetreiber* abzustimmen.

3.3.12.1 Transiente Stabilität (Kurzschlüsse)

(1) 3-polige Netzkurzschlüsse im Nahbereich der *Erzeugungseinheit* dürfen bei Fehlerklärungszeiten bis 150 ms im gesamten *Betrieb*sbereich des Generators nicht zur Instabilität führen, wenn die an der *Schnittstelle* "Netz – *Erzeugungseinheit*" netzseitig an-

stehende *Anfangskurzschlusswechselstromleistung* (S''_{kN}) nach Fehlerklärung größer ist als der 6-fache Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen aller am *Netzanschlusspunkt* dieser *Erzeugungseinheit* galvanisch verbundenen *Erzeugungseinheiten*.

Im Einzelfall ist in Absprache mit dem Netzbetreiber durch spezielle Stabilitätsberechnungen zu untersuchen und zu begründen, unter welchen Bedingungen eine Erzeugungseinheit bei netzseitig anstehenden geringeren Netzkurzschlussleistung an das Netz angeschlossen werden kann.

(2) Unter den in Abs. 1 genannten Voraussetzungen dürfen *kraftwerksnahe Kurzschlüsse* nicht zum Trennen der *Erzeugungseinheit* vom Netz führen. Es darf keine automatische Eigenbedarfsumschaltung auf Reserve-Netzanschlüsse eingeleitet werden.

(3) Zur Beherrschung des Spannungseinbruchs im *Eigenbedarf* wird zugelassen, in Abstimmung mit dem *Netzbetreiber* eine kürzere Fehlerklärungszeit (mindestens 100 ms) zu Grunde zu legen, bei der sich die *Erzeugungseinheit* nicht vom Netz trennen darf. Voraussetzung hierfür ist, dass die kürzere Fehlerklärungszeit durch geeignete Schutz- und Schaltereinrichtungen bei konzeptgemäßer Funktion gewährleistet werden kann.

Anmerkung: Im Grenzbereich der *Stabilität* kann es auf Grund der dynamischen Wechselwirkungen zwischen Generator und Netz zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Spannungseinbruch an den Generatorklemmen und im *Eigenbedarf* der *Erzeugungseinheit* kommen (siehe auch [Q18]). Dies muss bei der Auslegung der *Eigenbedarf*sversorgung berücksichtigt werden, so dass die obige Forderung erfüllt wird.

(4) Bei Kurzschlüssen, bei denen die Generatorspannung unter Einbeziehung der Deckenspannung der Erregung nicht unter 85 % ihres Nennwertes absinkt, darf es auch bei Fehlerklärung in Endzeit des Netzschutzes von bis zu 5 Sekunden weder zu einer Eigenbedarfsumschaltung noch zu einer Trennung einer *Erzeugungseinheit* vom Netz kommen.

3.3.12.2 Statische Stabilität (Netzpendelungen)

(1) Polrad bzw. Netzpendelungen treten im UCTE-Synchrongebiet derzeit erfahrungsgemäß mit Frequenzen von 0,2 bis 1,5 Hz auf. Diese dürfen weder zu einer Auslösung des Schutzes der *Erzeugungseinheit* noch zu einer Leistungsabsteuerung führen.

(2) Für Generatoren können nach gegenseitiger Absprache Einrichtungen zur Dämpfung von Polrad- bzw. Netzpendelungen vorgesehen werden, sofern der *Netzbetreiber* dies aus netztechnischen Gründen benötigt und anfordert.

(3) Durch diese Maßnahme ist sicherzustellen, dass bei einer oberspannungsseitig anstehenden *Anfangskurzschlusswechselstromleistung* (S''_{kN}) von mindestens dem 4-fachen Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen aller am *Netzanschlusspunkt* dieser *Erzeugungseinheit* galvanisch verbundenen *Erzeugungseinheiten* und einer oberspannungsseitig anstehenden Spannung von mindestens der Nennspannung des Netzes die *statische Stabilität* für jeden innerhalb des Generatorleistungsdiagramms liegenden Betriebspunkt gewahrt und ein stationärer *Betrieb* möglich ist.

(4) Alle stabilitätsrelevanten Kenngrößen müssen zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *Netzbetreiber* vereinbart werden.

(5) Die Turbosatzregelung darf nicht anfachend bezüglich Polrad- bzw. Netzpendelungen sein.

3.3.13 Anforderungen an EEG-Erzeugungsanlagen

3.3.13.1 Allgemeines

(1) Weitergehende Erläuterungen sind im VDN-Leitfaden "EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz" [Q16] detailliert beschrieben.

3.3.13.2 Bestimmung der Nennleistung

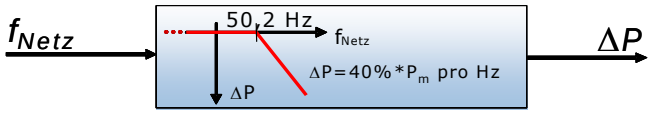
(1) Die *Nennleistung* einer Erzeugungsanlage im Sinne dieser Regelungen ergibt sich aus der Summe der unter einem *Netzanschlusspunkt* (Netzverknüpfungspunkt) zusammengefassten Einzelanlagen (*Erzeugungseinheiten*). Demzufolge ist z.B. für Windenergieanlagen die installierte Leistung eines gesamten Windparks als *Nennleistung* anzusehen (ggf. ist diese Summierung auf galvanisch getrennt betriebene 110-kV-Netzgruppen anzuwenden).

3.3.13.3 Wirkleistungsabgabe

(1) *Erzeugungseinheiten* mit regenerativen Energiequellen müssen in der Wirkleistungsabgabe nach Vorgabe der *ÜNB* steuerbar sein, um gemäß § 13 Abs. 2 EnWG einer *Gefährdung* oder *Störung* des Systemgleichgewichtes entgegenzuwirken. Dabei muss die Leistungsabgabe bei jedem *Betriebs*zustand und aus jedem Betriebspunkt auf einen vom *Netzbetreiber* vorgegebenen maximalen Leistungswert (Sollwert) reduziert werden können. Dieser Sollwert wird durch den *Netzbetreiber* am Netzanschlussknoten vorgegeben und entspricht einem Prozentwert bezogen auf die Netzanschlusskapazi-

tät. Die Reduzierung der Leistungsabgabe auf den signalisierten Wert muss mindestens mit 10 % der Netzanschlusskapazität pro Minute erfolgen, ohne dass die Anlage vom Netz getrennt wird.

(2) Alle EEG-*Erzeugungseinheiten* müssen im *Betrieb* bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz die momentane *Wirkleistung* mit einem Gradienten von 40% der momentan verfügbaren Leistung des Generators je Hertz absenken (Bild 3.4).



$$\Delta P = 20\,P_m \frac{50{,}2\,Hz - f_{Netz}}{50\,Hz} \quad \text{bei } 50{,}2\ Hz < f_{Netz} < 51{,}5\ Hz$$

P_m Momentane verfügbare Leistung

ΔP Leistungsreduktion

f_{Netz} Netzfrequenz

Im Bereich 47,5 Hz < f_{Netz} ≤ 50,2 Hz keine Einschränkung

Bei f_{Netz} ≤ 47,5 Hz und f_{Netz} ≥ 51,5 Hz Trennung vom Netz

Bild 3.4: *Wirkleistung*sreduktion bei Überfrequenz bei Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen

(3) Bei Rückkehr der Frequenz auf einen Wert von f ≤ 50,05 Hz darf die *Wirkleistung* wieder gesteigert werden, solange die aktuelle Frequenz 50,2 Hz nicht überschreitet. Diese Regelung wird dezentral (an jedem einzelnen Generator) ausgeführt. Der *Unempfindlichkeitsbereich* muss kleiner 10 mHz sein.

(4) Für Windenergieanlagen, die sich bei Überfrequenz vom Netz getrennt haben, wird zurzeit ein Konzept für das Wiederchronisieren mit dem Netz erarbeitet.

3.3.13.4 Blindleistungsabgabe

(1) Alle *Erzeugungseinheiten*, die regenerative Energiequellen nutzen, müssen sich beim *Blindleistung*saustausch so verhalten, wie es in Kapitel 3.3.8 beschrieben ist.

(2) Die *Blindleistung*sabgabe muss nach wenigen Minuten dem vom *Netzbetreiber* vorgegebenen Sollwert entsprechen.

(3) Der Arbeitspunkt für den stationären *Blindleistung*saustausch wird je nach Erfordernis des Netzes festgelegt. Die Festlegung bezieht sich auf eine der drei folgenden Möglichkeiten:

- *Leistungsfaktor* (cos φ)
- *Blindleistung*swert (Q in Mvar)
- Spannungswert (U in kV) ggf. mit Toleranzband.

(4) Die Vorgabe kann erfolgen durch:

- Vereinbarung eines Wertes oder ggf. eines Fahrplans
- Eine Kennlinie in Abhängigkeit des Arbeitspunktes der Erzeugungsanlage
- Online-Sollwertvorgabe.

(5) Für den Fall der Online-Sollwertvorgabe sind die jeweils neuen Vorgaben für den Arbeitspunkt des *Blindleistung*saustausches spätestens nach einer Minute am *Netzanschlusspunkt* zu realisieren.

3.3.13.5 Verhalten bei Netzstörungen

(1) Der Betreiber der Erzeugungsanlage hat selber Vorsorge zu treffen, dass *Automatische Wiedereinschaltung*en (*AWE*) im Netz des *Netzbetreiber*s nicht zu Schäden an seinen Erzeugungsanlagen führen.

(2) Der Betreiber einer *Erzeugungseinheit* mit regenerativen Energiequellen hat dafür zu sorgen, dass ein möglicher Inselbe*trieb* der Anlage sicher erkannt und beherrscht wird, wenn die zulässigen genannten Grenzen für Spannung und Frequenz nicht über- oder unterschritten werden.

Neben den Systemfunktionen, wie Unter- und Überspannung oder Unter- und Überfrequenz, die in den meisten Fällen bereits in der Lage sind, eine Inselbildung zu erkennen, wird gefordert, dass von den Aus-Hilfskontakten der *Leistungsschalter* auf der Ober- oder Unterspannungsseite des Netztransformators ein Abfahr- und Ausschaltbefehl auf alle einzelnen Generatoren der Anlage gegeben wird, so dass spätestens nach 3 Sekunden der Inselbe*trieb* beendet ist. Auch andere Inselbe*trieb*erkennungen sind erlaubt, wenn diese keine Überfunktionalität bei Systemfehlern aufweisen.

(3) Eine *Erzeugungseinheit* vom Typ 1 liegt vor, wenn ein Synchrongenerator direkt mit dem Netz gekoppelt ist. Eine *Erzeugungseinheit* vom Typ 2 liegt vor, wenn diese Bedingung nicht erfüllt ist.

(4) Für die *Erzeugungseinheiten* vom Typ 1 gelten grundsätzlich die Anforderungen aus den vorangehenden Abschnitten des Kapitels 3. Nachfolgend werden die Anforderungen an *Erzeugungseinheiten* vom Typ 2 dargelegt.

(5) Bei Fehlern im Netz, die außerhalb des Schutzbereiches der Erzeugungsanlage liegen, darf keine Trennung vom Netz erfolgen. Während der Fehlerdauer ist ein Kurzschlussstrom in das Netz einzuspeisen. Auf Grund der eingesetzten Anlagentechnik, z.B. Asynchrongeneratoren oder Frequenzumrichter ist im Einzelfall der Kurzschlussstrombeitrag mit dem *Netzbetreiber* zu vereinbaren.

(6) Bei Absinken und Verbleib der Spannung am *Netzanschlusspunkt* auf und unter einen Wert von 85 % der Bezugsspannung (380/220/110 kV, z.B. 110 kV x 0,85 = 93,5 kV) und gleichzeitigem *Blindleistung*sbezug am *Netzanschlusspunkt* (untererregter *Betrieb*) muss die Erzeugungsanlage mit einer Zeitverzögerung von 0,5 Sekunden vom Netz getrennt werden. Der Spannungswert bezieht sich auf den größten Wert der drei verketteten Netzspannungen. Die Trennung hat am Generatorl*eistungsschalter* zu erfolgen. Diese Funktion erfüllt die Überwachung der Spannungsstützung.

(7) Bei Absinken und Verbleib der Spannung auf der Unterspannungsseite jedes einzelnen *Maschinentransformator*s auf und unter einen Wert von 80 % des unteren Wertes des Spannungsbandes (z. B. 690 V x 0,95 x 0,8 = 525 V) muss sich je ein Viertel der Generatoren nach 1,5 s, nach 1,8 s, nach 2,1 s und nach 2,4 s vom Netz trennen. Der Spannungswert bezieht sich auf den größten Wert der drei verketteten Netzspannungen. Die Zeitstaffelung kann im Einzelfall anders vereinbart werden.

(8) Bei Anstieg und Verbleib der Spannung auf der Unterspannungsseite jedes einzelnen *Maschinentransformator*s auf und über einen Wert von 120 % des oberen Wertes des Spannungsbandes (z. B. 690 V x 1,05 x 1,2 = 870 V) muss sich der betroffene Generator mit einer Zeitverzögerung von 100 ms vom Netz trennen. Der Spannungswert bezieht sich auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen.

(9) Das Rückfallverhältnis der Messeinrichtungen für die Unter- bzw. Überspannungssystemautomatik muss $\leq 1{,}02$ bzw. $\geq 0{,}98$ betragen.

(10) Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz auf Grund der Frequenzabweichung gegenüber 50 Hz nicht zulässig. Bei Unterschreiten von 47,5 Hz muss unverzögert bzw. bei Überschreiten von 51,5 Hz darf eine automatische Trennung vom Netz erfolgen.

(11) Es wird empfohlen, die Funktionen Über- und Unterfrequenz, Über- und Unterspannung an den Generatoren in je einem Gerät auszuführen. Im Allgemeinen sind diese

Funktionen einschließlich der Unterspannungsfunktion am *Netzanschlusspunkt* als Systemautomatik zu bezeichnen.

(12) Nach Trennung einer Erzeugungsanlage vom Netz auf Grund von Überfrequenz, Unterfrequenz, Unterspannung, Überspannung oder nach Beendigung eines Inselbetriebes ist das automatische Synchronisieren der einzelnen Generatoren mit dem Netz nur bei einer Spannung am *Netzanschlusspunkt* erlaubt, die im 110-kV-Netz größer als 105 kV, im 220-kV-Netz größer als 210 kV, und im 380-kV-Netz größer als 370 kV ist. Der Spannungswert bezieht sich auf den kleinsten Wert der drei verketteten Netzspannungen. Der Anstieg der an das Netz des jeweiligen *Netzbetreibers* abgegebenen *Wirkleistung* darf nach dieser Abschaltung einen Gradienten von maximal 10 % der *Netzanschluss*kapazität pro Minute nicht überschreiten.

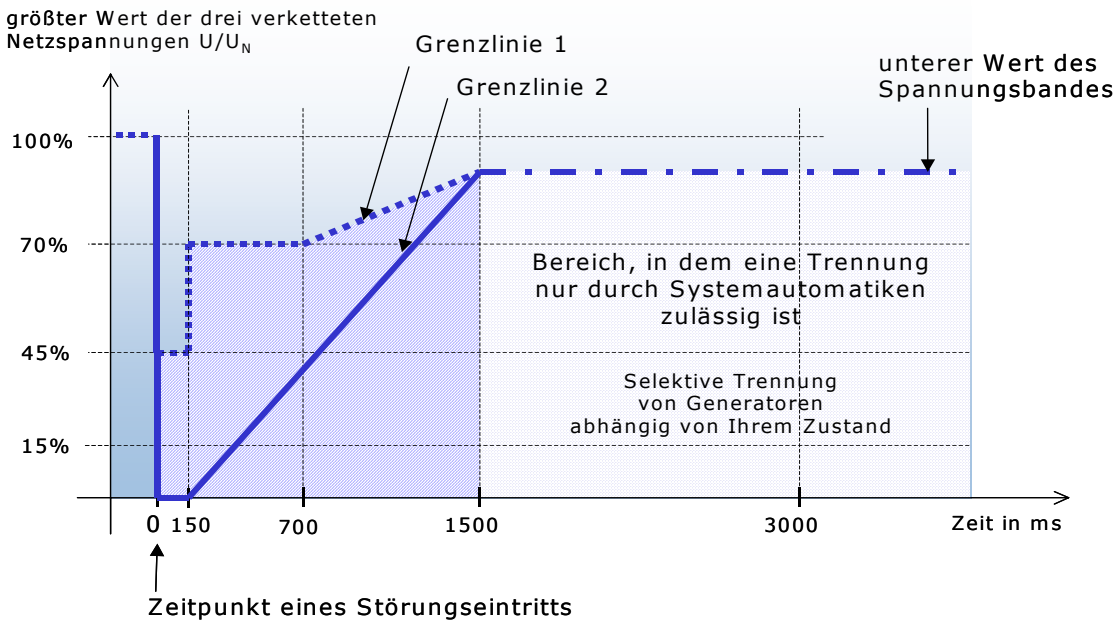


Bild 3.5: Grenzkurven für den Spannungsverlauf am *Netzanschluss* für eine Erzeugungsanlage mit regenerativen Energiequellen vom Typ 2 bei einem Fehler im Netz

(13) Dreipolige Kurzschlüsse oder störungsbedingte symmetrische Spannungseinbrüche dürfen oberhalb der Grenzlinie 1 in Bild 3.5 nicht zur Instabilität oder zum Trennen der Erzeugungsanlage vom Netz führen.

(14) Innerhalb des schraffierten Bereiches und oberhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 gilt:

- Alle Erzeugungsanlagen sollen den Fehler, ohne sich vom Netz zu trennen, durchfahren. Kann eine Erzeugungsanlage, bedingt durch das *Netzanschluss*konzept (Anlagenkonzept einschließlich Generatoren), diese Anforderung nicht erfül-

len, ist das Verschieben der Grenzlinie in Abstimmung mit dem jeweiligen *Netzbetreiber* bei gleichzeitiger Verringerung der Resynchronisationszeit und Sicherung einer Mindestblindstromeinspeisung während des Fehlers erlaubt. Die Blindstromeinspeisung und Resynchronisation muss so erfolgen, dass die Erzeugungsanlage am *Netzanschlusspunkt* die jeweiligen Anforderungen des Netzes in geeigneter Form erfüllt.

- Sollte beim Durchfahren des Fehlers der einzelne Generator instabil werden oder der Generatorschutz ansprechen, ist in Abstimmung mit dem jeweiligen *Netzbetreiber* eine kurzzeitige Trennung der Erzeugungsanlage (KTE) vom Netz erlaubt. Ab Beginn einer KTE muss die Resynchronisation der Erzeugungsanlage nach spätestens 2 Sekunden stattfinden. Die *Wirkleistung*seinspeisung muss mit einem Gradienten von mindestens 10 % der Generator*nennleistung* pro Sekunde auf den ursprünglichen Wert gesteigert werden.

(15) Unterhalb der Grenzlinie 2 in Bild 3.5 ist eine KTE vom Netz immer erlaubt. Dabei sind in Ausnahmefällen in Abstimmung mit dem jeweiligen *Netzbetreiber* auch Resynchronisationszeiten größer als 2 Sekunden und eine *Wirkleistungs*steigerung nach Fehlerklärung von kleiner als 10 % der *Nennleistung* pro Sekunde möglich.

(16) Für alle Erzeugungsanlagen, die sich während des Fehlers nicht vom Netz trennen, muss die *Wirkleistung*sabgabe sofort nach Fehlerklärung fortgesetzt und mit einem Gradienten von mindestens 20 % der *Nennleistung* pro Sekunde auf den ursprünglichen Wert gesteigert werden.

(17) Die Erzeugungsanlagen müssen die Netzspannung während eines Spannungseinbruchs mit zusätzlichem Blindstrom stützen. Dazu ist bei einem Spannungseinbruch von mehr als 10 % des Effektivwertes der Generatorspannung eine Spannungsregelung gemäß Bild 3.6 zu aktivieren. Diese Spannungsregelung muss die Bereitstellung eines Blindstromes an der Unterspannungsseite des *Maschinentransformator*s mit einem Beitrag von mindestens 2 % des Nennstromes je Prozent des Spannungseinbruches sicherstellen. Die Anlage muss in der Lage sein, innerhalb von 20 ms den gewünschten Blindstrom ins Netz zu speisen (Anregelzeit). Im Bedarfsfall muss eine Blindstromabgabe von mindestens 100 % des Nennstromes möglich sein.

(18) Nach Rückkehr der Spannung in den Bereich des *Totband*es muss die Spannungsregelung gemäß der vorgegebenen Charakteristik mindestens über weitere 500 ms aufrechterhalten werden.

(19) Insbesondere im Höchstspannungsnetz kann auch eine kontinuierliche Spannungsregelung ohne *Totband* gefordert werden.

(20) Bei zu großen Entfernungen von den Generatoren der Erzeugungsanlage zum *Netzanschlusspunkt*, die zu einer Unwirksamkeit der Spannungsregelung führen, wird vom *Netzbetreiber* die Messung des Spannungseinbruchs am *Netzanschlusspunkt* und die Spannungsregelung dort abhängig von diesem Messwert gefordert.

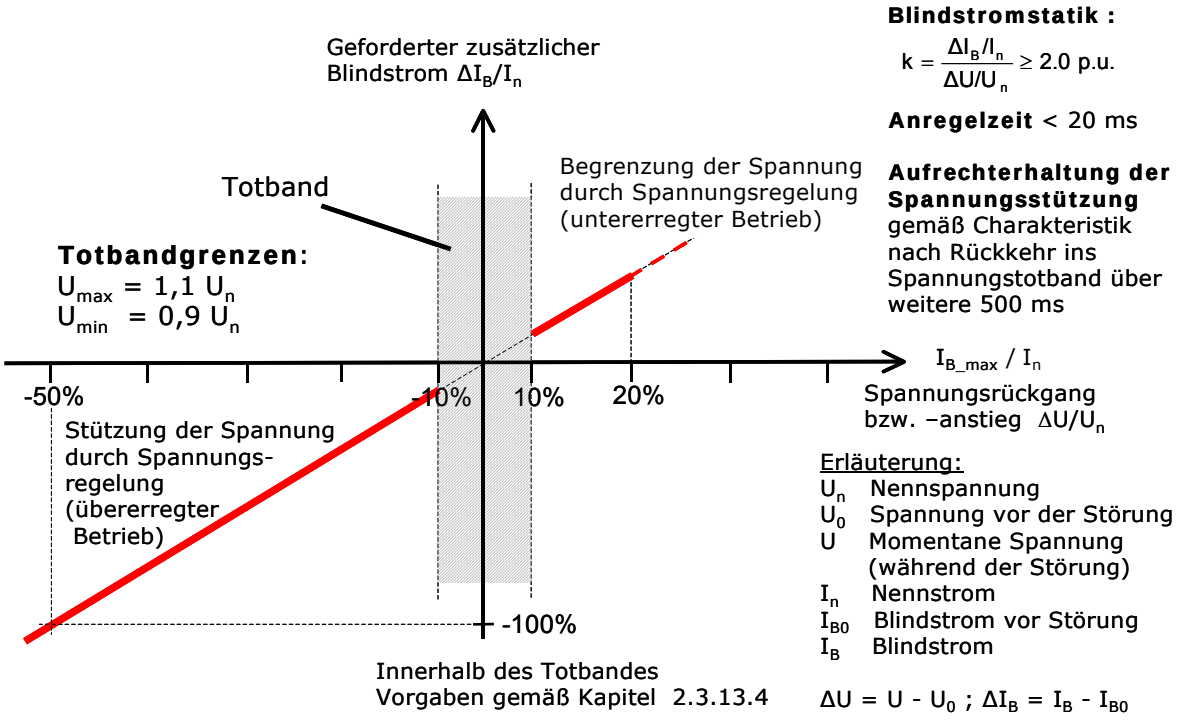


Bild 3.6: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern bei Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen

3.3.13.6 Ausnahmeregelungen für EEG-Erzeugungsanlagen

(1) *Erzeugungseinheiten* mit regenerativen Energiequellen können von der Primärregelfähigkeit befreit werden.

(2) Entsprechend der Fähigkeiten konventioneller *Erzeugungseinheiten* bei Auftreten von plötzlichen Leistungsungleichgewichten durch Netzauftrennungen, Inselbildungen und zur Sicherstellung eines Netzaufbaus sollen Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen Steuer- und Regelkonzepte einsetzen, die dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen.

3.3.13.7 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von EEG-Offshore-Erzeugungsanlagen

(1) Für den Anschluss und Betrieb von EEG-Offshore-Erzeugungsanlagen in Umsetzung des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz 2006 werden spezifische, zusätzli-

che Anforderungen zu Grunde gelegt, die aus den Erfordernissen der Übertragungssysteme von den Offshore-Windparks zum Übertragungsnetz resultieren.

3.3.14 Versorgungswiederaufbau

(1) Die Trennung einer *Erzeugungseinheit* vom Netz, sowohl im *Eigenbedarf*sfall, als auch im Fall bei Bildung eines Inselnetzes, muss durch dessen Regelung eigenständig intern erkannt und entsprechend ausgeregelt werden. Schalterstellungssignale von Netzschaltern können hier nur als zusätzliche Information betrachtet werden.

3.3.14.1 Abfangen von Erzeugungseinheiten auf Eigenbedarf

(1) Eine *Erzeugungseinheit* muss für das Abfangen auf *Eigenbedarf* aus jedem gemäß Generator-Leistungsdiagramm zulässigen *Betrieb*spunkt ausgelegt sein.

(2) Die *Abfangsicherheit* muss auch gegeben sein, wenn die *Erzeugungseinheit* gemäß vereinbarter Schutzkonzepte bei *Störungen* im Netz vom Netz getrennt wird.

(3) Nach Abfangen auf *Eigenbedarf* muss die *Erzeugungseinheit* mindestens 2 Stunden nur mit dem *Eigenbedarf* belastet betrieben werden können.

(4) Ausnahmeregelungen für diese Anforderungen an spezielle Arten von *Erzeugungseinheiten* (z.B. Laufwasserkraftwerk) können vereinbart werden.

3.3.14.2 (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit

(1) Jede *Erzeugungseinheit* ≥ 100 MW muss in der Lage sein, die Frequenz zu regeln unter der Voraussetzung, dass das entstandene Leistungsdefizit nicht größer als die in der Netzinsel vorhandene *Primärregelreserve* ist. Bei Leistungsüberschuss muss die *Erzeugungseinheit* bis zur Mindestleistung entlastet werden können.

(2) Ein derartiger (Netz-)Inselb*etrieb* muss mehrere Stunden aufrechterhalten werden können. Die Einzelheiten sind zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *ÜNB* zu vereinbaren.

(3) Im (Netz-)Inselb*etrieb* muss die *Erzeugungseinheit* stoßartige Lastzuschaltungen in Höhe von bis zu 10 % ihrer Nennwirkleistung (maximal jedoch 50 MW) ausregeln können. Die Pausen zwischen zwei aufeinander folgenden Lastzuschaltungen betragen mindestens 5 Minuten.

3.3.14.3 Schwarzstartfähigkeit

(1) Die *Schwarzstartfähigkeit* stellt keine Mindestanforderung dar. Art und Umfang muss zwischen dem *ÜNB* und dem jeweiligen *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* der *Erzeugungseinheit* bilateral vereinbart werden. Sollten schwarzstartfähige *Erzeugungseinheiten* nicht direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sein, ist eine betriebliche Vereinbarung zwischen *ÜNB*, Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *VNB* notwendig, an dessen Netz die Erzeugungsanlage angeschlossen ist.

(2) Die *Schwarzstartfähigkeit* muss vom Betreiber der *Erzeugungseinheit* angeboten werden, sofern der *Netzbetreiber* dies aus netztechnischen Gründen benötigt und anfordert. Die standort-spezifischen Bedingungen sind zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *ÜNB* zu vereinbaren.

3.3.14.4 Netzwiederaufbau-Konzept

(1) Der *ÜNB* erstellt ein Konzept zum Netzwiederaufbau und stimmt die relevanten Aktivitäten mit den Betreibern der jeweiligen *Erzeugungseinheit* ab. Sollten schwarzstartfähige *Erzeugungseinheiten* nicht direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sein, erstellt der *ÜNB* ein Netzwiederaufbaukonzept und stimmt die relevanten Aktivitäten mit dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem *VNB*, an dessen Netz die schwarzstartfähige Erzeugungsanlage angeschlossen ist, ab.

3.3.14.5 Training

(1) Die *ÜNB* tragen Sorge dafür, dass das eigene Personal in den Leitstellen zur Beherrschung kritischer Netzsituationen geschult ist. Weiterhin ist ein Netzwiederaufbau-Konzept mit detaillierter Vorgehensweise für das Personal der Leitstellen zu erarbeiten und in zyklisch durchzuführenden Trainingsveranstaltungen zu üben.

(2) Gleiches gilt für die *VNB*, soweit schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen an das *Verteilungsnetz* angeschlossen sind.

(3) Darüber hinaus haben die *VNB* und die Betreiber von Erzeugungsanlagen eine Mitwirkungspflicht bei den Trainingsmaßnahmen.

3.3.15 Überprüfung der Erfüllung der Anforderungen

(1) Umfang und Inhalt der technischen Dokumentation, die zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem *ÜNB* auszutauschen ist, werden im *Netzanschluss*vertrag vereinbart. Ein Beispiel ist in Anhang B aufgeführt.

(2) Vor Änderungen an den Vertragsgegenständen sind mindestens diejenigen Teile der im *Netzanschluss*vertrag vereinbarten technischen Dokumentation, die betroffen sind, zu revidieren und den Vertragspartnern zur Verfügung zu stellen.

(3) Die Erfüllung der Anforderungen ist auf Verlangen des *ÜNB* in geeigneter Form nachzuweisen.

3.4 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von unterlagerten Netzen

(1) Mit Betreibern unterlagerter Netze sind weitere vertragliche Vereinbarungen erforderlich. Diese umfassen z.B.:

- Die Installation von Parallelschalteinrichtungen an der *Schnittstelle* zwischen Übertragungsnetz und unterlagerten Netzen mit *Erzeugungseinheiten*, sofern diese inselbetriebsfähig sind,
- Einhaltung der technischen Mindestanforderungen beim Anschluss von *Erzeugungseinheiten* (siehe Abschnitt 3.3) an das unterlagerte Netz,
- Koordination der *Schutzeinrichtungen*,
- Mitteilungspflicht der in Kapitel 3 definierten Werte,
- Mitteilungspflicht der angeschlossenen *Erzeugungseinheiten* ab einer *Nennleistung* von 5 MW im Gebiet (Bemessungsleistung für technische Prüfung).

(2) Bei Informationsbedarf des *ÜNB* über *Erzeugungseinheiten* ≥ 100 MW (u.a. Daten gemäß Abschnitt 3.3.5) hat der jeweils unterlagerte *Netzbetreiber* die entsprechenden Informationen zur Verfügung zu stellen. Weitere Regelungen ergeben sich aus dem Abschnitt 2.3 bezüglich Informationsbedarf zur Erkennung von möglichen Gefährdungen oder Störungen im Übertragungsnetz.

3.5 Anforderungen an den Netzschutz

(1) Im Folgenden werden die Mindestanforderungen an den selektiven Netzschutz bezüglich der *Schnittstelle*n zum Übertragungsnetz festgelegt. Hierdurch wird die Abschaltung *gestörter Betrieb*smittel und Vermeidung von *Störung*sausweitungen ermöglicht.

(2) Für einen sicheren rückwirkungsarmen *Betrieb* der *Kundenanlage* am Übertragungsnetz ist es erforderlich, dass jeder *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* für seinen Teil des Netzes *Schutzeinrichtungen* installiert, die Folgendem entsprechen:

- Gestaltung und den *Betrieb*sbedingungen seines Netzes und
- Bedingungen an der *Schnittstelle* zum Übertragungsnetz.

Die *Schutzeinrichtungen* müssen alle während des *Betrieb*es auftretenden Spannungen, Ströme und Frequenzen beherrschen.

(3) Die Bedingungen an den *Schnittstelle*n zwischen Anlagen des *ÜNB* und von *Anschlussnehmer*n/*Anschlussnutzer*n sind bilateral einvernehmlich so abzustimmen, dass die aneinandergrenzenden Anlagen nicht gefährdet werden.

(4) Zu diesem Zweck werden Umfang, Elemente und Zeitverhalten des Haupt- und Reserveschutzsystems vom *ÜNB* entsprechend ihrer spezifischen Bedingungen unter Beachtung langfristig entstandener Lösungskonzepte festgelegt und mit den *Anschlussnehmer*n/*Anschlussnutzer*n abgestimmt. Dies schließt die Abstimmung der elektrischen Kenngrößen für die Strom- und *Spannungswandler* ein, an die der Schutz angeschlossen wird.

(5) Kann im Falle eines Schalter- oder Schutzversagers nach Fehlern in der *Kundenanlage* eine sichere Anregung vorgeordneter Schutzgeräte nicht garantiert werden, so erfolgt mit dem *ÜNB* eine Abstimmung über die Installation eines *Leistungsschalter*versager-Schutzes bzw. eines geeigneten Reserveschutzes.

(6) Einrichtungen der Primärtechnik und daran angeschlossene sekundärtechnische Geräte müssen zur Vermeidung von Netzengpässen auf die zulässige Belastung des zu schützenden *Betrieb*smittels abgestimmt sein.

3.6 Informationsaustausch an den Schnittstellen

(1) Umfang, Mechanismus und Verfahren des Informationsaustausches (z.B. Begriffsbestimmungen, Formulare, Formate, Protokolle, zeitlicher Ablauf) werden verbindlich zwischen *ÜNB* und *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* festgelegt.

(2) Zur Beurteilung des *Netzanschluss*konzeptes und zum Zwecke der Ausbauplanung durch den *ÜNB* müssen die *Kundenanlage*n geeignet beschrieben werden. Die hierfür an den *ÜNB* zu liefernden Daten und die erforderlichen Berechnungen werden zwischen *ÜNB* und *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* abgestimmt.

(3) Im Rahmen der Netzplanung muss der Nachweis der Einhaltung aller Netzkriterien einschließlich *Spannungshaltung* und *Blindleistung*shaushalt für relevante Belastungs- und Schaltzustände erbracht werden. Hierfür müssen Informationen über den Bedarf von Wirk- und *Blindleistung* an den *Schnittstelle*n an bezüglich des *Blindleistungs*haushaltes kritischen Tagen und bei charakteristischen Schaltzuständen zur Verfügung

gestellt werden. Für die Dokumentation der Sollwertvorgaben für Wirk- und *Blindleistung* ist der *ÜNB* verantwortlich.

(4) Zu Zwecken der Systembetriebsplanung und der Systemführung gemäß Kapitel 7 müssen mindestens Informationen über die erste Masche der horizontal und vertikal angrenzenden Netze dem jeweiligen *ÜNB* zur Verfügung gestellt werden.

(5) Die zur Aufklärung von *Störungen* erforderlichen technischen Detailinformationen sind zwischen *ÜNB* und *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* auszutauschen.

3.7 Maßnahmen bei Änderungen an Anlagen des ÜNB und der Anschlussnutzer

(1) Änderungen des Netzkonzeptes oder wesentlicher technischer Anlagenparameter beeinflussen den sicheren Systembetrieb und die *Versorgungszuverlässigkeit*. Unter Umständen bestehen Auswirkungen auf die Netze weiterer *ÜNB*.

(2) *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* und *ÜNB* müssen sich gegenseitig über Art, Umfang und Dauer einer Änderung, die den vereinbarten Rahmen verlässt, rechtzeitig vor deren Eintritt abstimmen und ggf. die Vereinbarung anpassen.

(3) Der *ÜNB* wird dem *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* alle Änderungen der Netzschaltung mit Auswirkungen auf den *Betrieb* der *Kundenanlage* (z.B. Änderung der *Netzkurzschlussleistung*) unverzüglich mitteilen. Bei planbaren Maßnahmen wird eine Abstimmung herbeigeführt.

(4) Der *ÜNB* und ggf. der *VNB*, dessen Netz von einer Änderung betroffen ist, prüft die Auswirkungen der Änderung auf den allgemeinen Systembetrieb einschließlich Versorgungssicherheit und Spannungsqualität und stellt die Zulässigkeit bzw. die ggf. erforderlichen Maßnahmen gemäß Abschnitt 3.2 fest.

(5) Ist eine Prüfung der Auswirkungen auf Grund einer kurzfristig geplanten Änderung mit den im Rahmen der Systemführung verfügbaren Mitteln nicht möglich, so kann der *ÜNB* bzw. der *VNB* dieser Änderung solange widersprechen, bis eine entsprechende planerische Betrachtung die Zulässigkeit der Änderung bestätigt.

(6) Der *ÜNB* und der *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* können nichttolerierbaren Änderungen widersprechen.

(7) Der *ÜNB* kann die Durchführung von Messungen zur Prüfung des vereinbarten Anlagenbetriebes beim *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* verlangen. Dies kann auch erforderlich sein, wenn ein Neuanschluss oder eine Änderung im Netz eines benachbarten *ÜNB* vorgenommen wurde.

3.8 Einrichtungen der Zähltechnik und Zählwertbereitstellung

(1) Die *Stromwandler* an der Zählstelle verfügen über getrennte Kerne für Schutz, Messung und Zählung. Die *Spannungswandler* verfügen, sofern technisch erforderlich, über getrennte Wicklungen. Die *Stromwandler*kerne sowie die *Spannungswandler*wicklungen für die Abrechnungszählung entsprechen der Genauigkeitsklasse 0,2 nach DIN EN 60044 und müssen geeicht sein.

(2) An den Zählstellen werden durch den *ÜNB* Abrechnungszähleinrichtungen zur Erfassung der Wirk- und, sofern technisch erforderlich, Blindenergie jeweils für Bezug und Lieferung errichtet. Die Energieflussrichtungen werden nach einem eindeutigen Kennzahlensystem gekennzeichnet. Die verwendeten *Zähler* entsprechen der Genauigkeitsklasse 0,2 nach DIN EN 60687. An diesen Zählstellen sind für die Energiemengenermittlung mindestens zwei gleichwertige Zähleinrichtungen erforderlich. Hierdurch ist auch bei *Ausfall* einer Zähleinrichtung eine stetige Energieflusserfassung gewährleistet.

(3) Für den Aufbau und *Betrieb* der Zähleinrichtungen und für die Erfassung und Bereitstellung von Zählwerten ist der MeteringCode [Q14] in der jeweils gültigen Fassung anzuwenden. Die Zähleinrichtungen entsprechen den eichrechtlichen Vorschriften in der jeweils gültigen Fassung.

(4) Soweit für betriebliche Aufgaben erforderlich, sind die Zähleinrichtungen so aufzubauen, dass die Bereitstellung von Zählwerten mit kurzzyklischer Messperiode (< 15 Minuten) und/oder von Zählimpulsen möglich ist.

4 Netznutzung

(1) Der *Netzzugang* erfolgt auf Basis der gesetzlichen Regelungen, also insbesondere EnWG [Q1] und StromNZV [Q2] sowie unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur getroffenen Geschäftsprozessfestlegungen. Danach kann das Höchstspannungsübertragungsnetz dann genutzt werden, wenn die Abwicklung der Stromlieferung über einen *Bilanzkreis* erfolgt und für die ggf. genutzte *Einspeise- und Entnahmestelle* Vereinbarungen zur Netznutzung mit dem Anschlussnetzbetreiber bestehen.

(2) Die Details der Abwicklung regeln die bundeseinheitlichen, allgemeinverbindlichen *Bilanzkreis*verträge, die von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Festlegungen zur Belieferung der Kunden mit Elektrizität – GPKE [Q8] sowie die Ausführungen der detaillierten DuM-Richtlinie [Q17].

(3) Sofern eine Endkundenversorgung erfolgt, gelten entsprechend die Regelungen des DistributionCode 2007 [Q12].

4.1 Betriebliche Abwicklung von Lieferungen ins Ausland

(1) Der fahrplanmäßige Austausch elektrischer Leistung mit ausländischen *Regelzonen* erfolgt gemäß UCTE nach dem "Multi Time Frame System (*MTFS*)". Danach werden die Abrechnungsperioden zwischen den jeweiligen *Regelzonen* bilateral festgelegt. Soweit die jeweilige Abrechnungsperiode des ausländischen *ÜNB* ein Vielfaches einer ¼-Stunde beträgt, sind innerhalb der Abrechnungsperiode identische ¼-h-*Leistungsmittelwert*e anzugeben. Fahrpläne zum Ausland können nur bei einem *ÜNB* angemeldet werden, der eine direkte physikalische Kupplung zu dem ausländischen *Netzbetreiber* betreibt.

(2) Für Änderungen, die Fahrpläne ins Ausland betreffen, müssen mit den ausländischen *ÜNB* folgende Regelungen und Verfahrensweisen vereinbart und realisiert sein:

- Eine *1:1–Nominierung* der *Regelzonen* überschreitenden Fahrpläne ist vom *ÜNB* vorgeschrieben, um Fahrplanfehler und Unstimmigkeiten bei der Anmeldung zu minimieren und eine zeitgerechte Überprüfung durch den *ÜNB* zu ermöglichen.
- Die Änderungszeitpunkte und die Abwicklungsregeln beim benachbarten *ÜNB* im Ausland müssen mit den Deutschland-internen Änderungszeitpunkten und Regeln kompatibel sein.

4.2 Engpässe im Übertragungsnetz

(1) Ein *Engpass* besteht, wenn durch den vorhandenen Lastfluss im betrachteten Netz das betriebliche *(n-1)-Kriterium* nicht eingehalten werden kann (siehe Anhang C).

(2) Ein *Engpass* besteht auch dann, wenn der *ÜNB* Grund zur Annahme hat, dass bei Akzeptanz aller angemeldeten bzw. prognostizierten Fahrpläne das betriebliche *(n-1)-Kriterium* nicht eingehalten werden kann (siehe Anhang C).

(3) Bei Engpässen im Übertragungsnetz wird *Engpassmanagement* durchgeführt, welches begrenzend auf Exporte und Importe zwischen *Regelzonen* wirken kann.

(4) Wenn Engpässe innerhalb einer *Regelzone* auftreten und das entsprechende Import-, Exportgebiet messtechnisch eindeutig abgrenzbar ist, kann auch ein solches Gebiet zum *Engpass* erklärt werden. Die Definition der Abgrenzung eines Gebiets erfolgt über die Netzbetriebsmittel (z.B. Leitungen). Der *ÜNB* veröffentlicht rechtzeitig, wie dieser *Engpass* bewirtschaftet wird.

(5) Engpässe können auf Grund unvorhergesehener betrieblicher Situationen oder bei Fahrplananmeldungen, die Lastflüsse erwarten lassen, die die verfügbare Kapazität überschreiten, auch kurzfristig auftreten.

(6) Der Standard-Bilanzkreisvertrag enthält Regelungen für das *Engpassmanagement*.

4.3 Wirkleistungsverluste im Netz

(1) Die Deckung der Wirkleistungsverluste wird ausschließlich von den *Netzbetreiber*n für das jeweils eigene Netz durchgeführt.

4.4 Abwicklung der Lieferungen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

(1) Die Abwicklung der EEG-Lieferungen des *ÜNB* an die *Lieferant*en wird in Form von Fahrplanlieferungen über die bestehenden *Bilanzkreis*e vorgenommen.

(2) Die *BKV* sind für die inhaltlich korrekte Anmeldung der Abnahmefahrpläne zur Erfüllung der aus dem EEG resultierenden Abnahmeverpflichtungen verantwortlich.

5 Systemdienstleistungen

5.1 Einführung

(1) Als *Systemdienstleistungen* werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet, die *Netzbetreiber* für die *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* zusätzlich zur Übertragung und *Verteilung* elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- System-/Betriebsführung.

(2) Die Investitionen für die Auslegung der Anlagen (z.B. *Erzeugungseinheit*) zur Erbringung von *Vorleistungen* für die *Frequenzhaltung* (*Primärregelung*, *Sekundärregelung* und *Minutenreserve*) werden vom Anbieter getragen. Die Investitionen für die Auslegung der Anlagen zur Erfüllung der technischen Mindestanforderungen gemäß Kapitel 3 werden nicht vom *Netzbetreiber* vergütet.

(3) Im Rahmen der Erbringung von *Systemdienstleistungen* zahlt der *ÜNB* für die Lieferung der erforderlichen *Vorleistungen* den Anbietern/Erbringern gemäß vertraglichen Vereinbarungen entsprechende Vergütungen.

5.2 Sicherstellung und Inanspruchnahme

5.2.1 Allgemeines Vorgehen

(1) Der *ÜNB* muss für einen sicheren *Betrieb* die Kontrolle über alle *Systemdienstleistungen* haben, d. h. der *ÜNB* legt entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen mit den Anbietern fest, wer wann welche *Vorleistungen* erbringen muss.

(2) Auf Basis von vertraglich vereinbarten *Vorleistungen* und von Einsatzplanungen der *Anschlussnutzer* vereinbaren die *ÜNB* und die entsprechenden *Anschlussnehmer* / *Anschlussnutzer* (z.B. Betreiber von *Erzeugungseinheiten* und von zu diesem Zweck regelfähigen Verbrauchseinheiten) die Bereitstellung der *Vorleistungen* für die Erbringung der *Systemdienstleistungen*. Dabei kann die Bereitstellung einiger Leistungen

obligatorisch an den *Betrieb* bestimmter Anlagen gebunden sein (z.B. bei der *Spannungshaltung*).

5.2.2 Frequenzhaltung

(1) Zum Zweck der *Frequenzhaltung* setzen die *ÜNB*

- Primärregelleistung
- Sekundärregelleistung und
- *Minutenreserveleistung*

entsprechend den Regeln des UCTE-OH Policy 1 [Q15-1] ein und halten dazu ausreichende Regelleistungen im Rahmen ihrer Systemverantwortung vor.

(2) Die *ÜNB* berücksichtigen, dass neben der sicheren Übertragung der für dieses Netz prognostizierten Höchstbelastung auch die Übertragung der Primärregel-, Sekundärregel- und *Minutenreserveleistung* (wobei die Primärregelleistung gemäß UCTE-OH [Q15] sukzessive von Sekundärregel- und *Minutenreserveleistung* abgelöst wird) sichergestellt ist. Die Vorhaltung von Übertragungskapazität und Infrastruktur im Übertragungsnetz wird demnach bestimmt durch die Aufgaben:

- Übertragung der prognostizierten Höchstbelastung und
- Übertragung der Primärregel-, Sekundärregel- und *Minutenreserveleistung*.

(3) Die *ÜNB* beschaffen diese Regelenergiearten gemäß den gesetzlichen Regelungen und den Festlegungen der BNetzA.

(4) Die *ÜNB* veröffentlichen einheitliche Präqualifikationsanforderungen zur Erbringung von Regelenergiearten (siehe Anhang D).

(5) Nähere Bestimmungen zum Verfahren der Ausschreibung und Lieferung der einzelnen Regelenergiearten werden in Rahmenverträgen zwischen den *ÜNB* und den Anbietern geregelt.

(6) Die *ÜNB* sind gemäß § 6 Abs. 2 StromNZV [Q2] berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie (Kernanteil) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aus technischen Anlagen in ihrer *Regelzone* auszuschreiben.

(7) Ergebnisse der Ausschreibung werden gemäß § 9 StromNZV [Q2] sowie den Festlegungen der BNetzA veröffentlicht.

5.2.2.1 Primärregelung

(1) Gemäß UCTE-OH [Q15] wird die für das gesamte synchrone Verbundsystem nötige Primärregelleistung von 3.000 MW auf die einzelnen *ÜNB* aufgeteilt, die für die laufende gesicherte Vorhaltung ihres so ermittelten Anteils an Primärregelleistung für ihre jeweilige *Regelzone* verantwortlich sind.

(2) Bei der Beschaffung der Primärregelleistung stellen die *ÜNB* die von der UCTE geforderte homogene *Verteilung* zur Verringerung des Ausfallrisikos sicher. Dazu dürfen maximal 3% pro *Erzeugungseinheit* und maximal 6% je Netzknoten bezogen auf die in der UCTE insgesamt vorgehaltene Primärregelleistung erbracht werden.

(3) Jede Erzeugungsanlage (z.B. *Kraftwerksblock*) ab einer *Nennleistung* von 100 MW muss gemäß Abschnitt 3.3.7.1 primärregelfähig sein. Primärregelleistung kann ebenfalls über regelbare Lasten erbracht werden.

(4) Jeder Anbieter von Primärregelleistung, der mit *ÜNB* vertragliche Vereinbarungen gemäß Kapitel 5.2.2 Absätze 3 bis 5 zur Vorhaltung der Primärregelleistung getroffen hat, muss auf Anforderung durch den jeweiligen *ÜNB* (Vertragspartner) die technischen Einheiten unter *Primärregelung* gemäß UCTE-OH [Q15] betreiben.

(5) Der *ÜNB* ist berechtigt, soweit die am Markt beschaffbare Regelleistung zur Erfüllung der zu erbringenden Primärregelleistung nicht ausreichend ist, für in *Betrieb* befindliche technische Anlagen die Teilnahme an der *Primärregelung* anzuordnen. Ein finanzieller Ausgleich wird bilateral geregelt.

5.2.2.2 Sekundärregelung

(1) Jede *Regelzone* innerhalb des gesamten synchronen Verbundsystems stellt das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung der mit anderen *Regelzonen* vereinbarten Fahrpläne sicher (siehe UCTE-OH [Q15]). Die für die einzelnen *Regelzonen* zuständigen *ÜNB* realisieren dies hauptsächlich durch Einsatz der *Sekundärregelung* gemäß Kapitel 3.3.7.

(2) Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind die *ÜNB* berechtigt einen notwendigen Anteil an Sekundärregelleistung aus ihrer *Regelzone* (Kernanteil) auszuschreiben. Gemäß UCTE-Empfehlung beträgt dieser Kernanteil mindestens 2/3 der insgesamt benötigten Sekundärregelleistung des *ÜNB*. Dieser Kernanteil kann nur von Anbietern vorgehalten werden, die technische Anlagen innerhalb der jeweiligen *Regelzone* des *ÜNB* angeschlossen haben.

(3) Die Sekundärregelleistung wird von den Anbietern erbracht, die mit dem *ÜNB* vertragliche Vereinbarungen getroffen haben.

(4) Die Einhaltung der technischen Kenngrößen durch die zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung vorgesehenen technischen Einheiten (Regelparameter, Regelgeschwindigkeit, etc.) wird im Rahmen der Präqualifikation nachgewiesen.

(5) Welche Anbieter für die jeweiligen Zeitintervalle an der *Sekundärregelung* beteiligt werden, ist durch die entsprechende Ausschreibung/Beschaffung gemäß Kapitel 5.2.2 Absätze 3 bis 5 festgelegt.

(6) Auf der Basis des aktuellen Bedarfs ruft der *ÜNB* von den vertraglich verpflichteten Anbietern die nötige Sekundärregelleistung ab. Die Auswahl erfolgt nach den Belangen der betrieblichen *Netzsicherheit* dem Grundsatz gesicherter Leistungsvorhaltung und minimaler Kosten.

(7) Die aktuelle Anforderung von Sekundärregelleistung erfolgt ggf. erst nach Aktivierung durch den *ÜNB* direkt durch den automatischen Leistungs-Frequenzregler des *ÜNB* über die informationstechnische Anbindung der technischen Anlagen zur Erbringung der *Sekundärregelung*, für die die Erbringung vertraglich vereinbart ist.

(8) Der *ÜNB* ist berechtigt, soweit die am Markt beschaffbare Sekundärregelleistung nicht ausreichend ist, für in *Betrieb* befindliche *Kraftwerk*e die Teilnahme an der *Sekundärregelung* anzuordnen. Ein finanzieller Ausgleich wird bilateral geregelt.

(9) Zur Steuerung des Einsatzes der Sekundärregelleistung muss jede *Erzeugungseinheit* bzw. Gruppe von *Erzeugungseinheiten*, die unter dem Sekundärregler eines *ÜNB* betrieben wird, online in den entsprechenden Sekundärregelkreis eingebunden werden. Die Details werden bilateral zwischen Anbieter und dem *ÜNB* geregelt.

5.2.2.3 Minutenreserve

(1) Zur Vermeidung größerer, länger andauernder Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch und/oder zur Wiederherstellung eines ausreichenden *Sekundärregelband*es setzen die *ÜNB Minutenreserveleistung* ein.

(2) Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind die *ÜNB* berechtigt einen notwendigen Anteil an *Minutenreserveleistung* aus ihrer *Regelzone* (Kernanteil) auszuschreiben. Gemäß UCTE-Empfehlung ergibt sich dieser Kernanteil als Mindestwert aus der Differenz der halben Summe des Sekundärregelleistungs- und *Minutenreserve*bedarfs abzüglich der regelzonenintern beauftragten Sekundärregelleistung des *ÜNB*. Dieser

Kernanteil kann nur von Anbietern erbracht werden, die technische Anlagen innerhalb der jeweiligen *Regelzone* des *ÜNB* angeschlossen haben.

(3) Die *Minutenreserve* wird von den Anbietern erbracht, die mit *ÜNB* vertragliche Vereinbarungen getroffen haben.

(4) Welche Anbieter für die jeweiligen Zeitintervalle *Minutenreserve* vorzuhalten haben, ist durch die entsprechende Ausschreibung/Beschaffung gemäß Kapitel 5.2.2 Absätze 3 bis 5 festgelegt.

(5) Die Anforderung und Lieferung von *Minutenreserve* erfolgt als fahrplanmäßiger Leistungsaustausch zwischen dem *Bilanzkreis* für *Minutenreserve* (siehe auch Kapitel 4.1) des vertraglich verpflichteten Anbieters und dem *Bilanzkreis* des *ÜNB*.

(6) Die Anforderung erfolgt unter Berücksichtigung der betrieblichen *Netzsicherheit*, ausreichender Leistungsvorhaltung und des Grundsatzes minimaler Kosten.

(7) Der volle Umfang der angeforderten *Minutenreserveleistung* ist innerhalb von 15 Minuten zu erbringen. Zur fahrplantechnischen Abwicklung erfolgt die Anforderung mit einer Vorlaufzeit von mindestens 7½ Minuten zum Beginn der nächsten Viertelstunde. Der Anbieter ist zu einer entsprechenden physikalischen Erbringung der *Minutenreserveleistung* verpflichtet.

(8) Kann der *ÜNB* den Bedarf an *Minutenreserve* im Rahmen der Ausschreibung nicht decken, so ist er berechtigt, Energiegeschäfte zu tätigen. Dieses kann z.B. der gegenseitige Austausch zwischen den *ÜNB* sein.

5.2.3 Spannungshaltung

(1) Die *Spannungshaltung* ist Bestandteil der Maßnahmen zur Aufrechterhaltung einer sicheren Versorgung, für die der zuständige *Netzbetreiber* die Verantwortung trägt. An der *Spannungshaltung* sind unter Koordination des zuständigen *Netzbetreibers* beteiligt:

- sein eigenes Netz
- die synchron verbundenen Übertragungsnetze
- die angeschlossenen Verteilungsnetze
- die jeweils in seinem Netz angeschlossenen *Erzeugungseinheiten*
- die jeweils in seinem Netz angeschlossenen *Verbraucher*.

(2) Aus physikalischen Gründen muss die *Blindleistung* ortsnah bereitgestellt werden.

(3) Die *ÜNB* sind verpflichtet, ein Gleichgewicht zwischen Blindleistungsbedarf und Blindleistungserzeugung zu gewährleisten. Hierzu stehen dem *ÜNB* innerhalb von betrieblichen Spannungsbändern unter Anderem zur Verfügung:

- Erzeugungsanlagen
- Blindleistungskompensationsanlagen
- Stufung von Transformatoren
- Änderung der Netztopologie.

Hierzu sind ggf. zwischen den Beteiligten bilaterale Vereinbarungen erforderlich.

(4) Jede *Erzeugungseinheit* muss deshalb die definierten Mindestanforderungen hinsichtlich des *Leistungsfaktors* gemäß Abschnitt 3.3.8 erfüllen, um an das Übertragungsnetz angeschlossen zu werden.

(5) Die Auswahl der Erzeugungsanlagen bezüglich *Spannungshaltung*/Blindleistungseinsatz erfolgt entsprechend den betrieblichen Erfordernissen des *Netzbetreibers*.

(6) Jeder *Lieferant* im Übertragungsnetz betreibt nach Vorgabe durch den *ÜNB* die in *Betrieb* befindlichen *Erzeugungseinheiten* mit der angeforderten *Blindleistung*. Die Bedingungen für Lieferung und Bezug von *Blindleistung* werden in bilateralen Verträgen festgelegt.

(7) Einschränkungen in der *Blindleistung*serzeugung werden gemäß den vertraglichen Regelungen dem *ÜNB* unverzüglich nach Bekannt werden vom jeweiligen *Lieferanten* mitgeteilt.

(8) Stellt der *ÜNB* in der täglichen Betriebsplanung fest, dass der Blindleistungshaushalt mit den vorhandenen Mitteln (eigene passive Anlagen und vertraglich zugesicherte *Vorleistungen*) nicht ausgeglichen werden kann, weist er zusätzliche *Erzeugungseinheiten* an, *Blindleistung* zu liefern. Ein finanzieller Ausgleich hierfür wird bilateral geregelt.

5.2.4 Versorgungswiederaufbau aus dem Übertragungsnetz

(1) Die *ÜNB* koordinieren im Rahmen ihrer Systemverantwortung die Wiederherstellung der Stromversorgung in den von ihnen betriebenen Netzen nach *Großstörungen* in Zusammenarbeit mit benachbarten *ÜNB* bzw. den unterlagerten *VNB* sowie Betreibern von *Erzeugungseinheiten*.

(2) Die *ÜNB* vereinbaren Details für präventive Maßnahmen und operative Abläufe eines Versorgungswiederaufbaus unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur mit den Mitwirkungspflichtigen.

(3) Die Erbringer von präventiven Leistungen zum *Versorgungswiederaufbau* können der *ÜNB*, *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* sowie *Netzbetreiber* angrenzender und unterlagerter Netze sowie Betreiber von *Erzeugungseinheiten* sein. Je nach Erforderlichkeit müssen die Erbringer technische Maßnahmen zum *Versorgungswiederaufbau* ergreifen. Die Wirksamkeit dieser Maßnahmen wird gemeinsam überprüft.

(4) Für die Systemdienstleistung "*Versorgungswiederaufbau*" greift der *ÜNB* gemäß Abschnitt 3.3.14 auf die *Netzinselbetriebsfähigkeit* und die *Schwarzstartfähigkeit* geeigneter Anlagen sowie auf andere *ÜNB* und *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* zurück. Der *ÜNB* vergütet den Anbietern von schwarzstartfähigen Anlagen die kontrahierte Vorhaltung der technischen Einrichtungen. Details werden bilateral vereinbart.

6 Netzausbau

6.1 Aufgaben der Ausbauplanung

(1) Der *ÜNB* richtet seine Ausbauplanung darauf aus, dass er für die prognostizierten Übertragungsaufgaben ein ausreichend bemessenes Übertragungsnetz vorhält, das einen sicheren, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen *Betrieb* und eine preisgünstige Netznutzung mit einer angemessenen Versorgungsqualität ermöglicht.

(2) Die Bemessung der Netzreserve erfolgt anhand des *(n-1)-Kriteriums*. Darüber hinaus können probabilistische Methoden verwendet werden. Wegen Prognoseunsicherheiten ist im Planungsstadium die Einhaltung definierter Mindestanforderungen unabdingbar.

(3) Der *ÜNB* erstellt wirtschaftliche Netzkonzepte unter Berücksichtigung der aktuellen Last- und Erzeugungssituation sowie der prognostizierten Entwicklung auf Basis der bereits angeschlossenen bzw. der Netzanschlussersuchen von Anlagen. Kurzfristig auftretende Netzengpässe durch sich ändernde Ringflüsse und *Transite* können bei der Netzausbauplanung nicht berücksichtigt werden.

(4) Der *ÜNB* trägt dafür Verantwortung, dass die zum Ausbau seines Netzes notwendigen öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren eingeleitet sowie die baulichen Maßnahmen nach erteilter Genehmigung veranlasst werden.

6.2 Das (n-1)–Kriterium in der Ausbauplanung

(1) Nachfolgend werden in Verbindung mit Anhang C getrennt für das 380-/220-kV-Übertragungsnetz und 110-kV-Netz mit Übertragungsnetzfunktionen Mindestkriterien für die Anwendung des *(n-1)-Kriteriums* zur Bemessung der Netzreserve und Bestimmung der zulässigen Netzauslastung definiert und die nicht tolerierbaren Einschränkungen und Auswirkungen auf die Versorgung beim einfachen *Ausfall* angegeben. Die Kriterien stellen den technischen Beurteilungsrahmen für die Ermittlung des Netzanschlusskonzeptes für *Kundenanlagen* gemäß Kapitel 3 und für den Netzausbau dar.

(2) Mit der Einhaltung des *(n-1)-Kriteriums* [Q19] wird eine ausreichende *Versorgungszuverlässigkeit* (Versorgungskontinuität) [Q20] für alle *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* sowie die sichere Durchführung von Übertragungen und die Bereitstellung von *Systemdienstleistungen* ermöglicht. Mit dem *(n-1)-Kriterium* werden sämtliche netztechnischen Fragestellungen behandelt, insbesondere zu erbringende *Systemdienstleistungen* (z.B. *Spannungshaltung* inklusive *Blindleistungsbereitstellung*), *Betriebs-*

mittelauslastungen, das Schutzkonzept und bei Bedarf *Stabilitäts*fragen. Hierzu gelten die nachfolgend beschriebenen Anforderungen.

(3) Der *ÜNB* legt im Rahmen der Planung sein Netz nach dem *(n-1)–Kriterium* so aus, dass für die prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben bei einer durch ein Ereignis ausgelösten Einfachstörung die Netzfunktionen entsprechend Anhang C erhalten bleiben. Darüber hinaus sind für ausgewählte Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Instandhaltungsarbeiten an Kraftwerken und Netzbetriebsmitteln zu berücksichtigen.

(4) Spezielle Regelungen für Übertragungsnetze:

- Zur Beurteilung der Sicherheit in einem Netzbereich wird das *(n-1)-Kriterium* für relevante Zeithorizonte mit dem jeweils dann aus aktueller Sicht zu erwartenden Kraftwerkseinsatz (inklusive Einspeisungen aus Anlagen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung sowie aus Anlagen auf Basis regenerativer Energien) sowie unter Berücksichtigung der *Transit*e angewandt.
- Die Anwendung des *(n-1)-Kriteriums* erfolgt für Netze, in denen der störungsbedingte Stillstand derjenigen *Erzeugungseinheit* unterstellt ist, der die größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat.

(5) Das *(n-1)-Kriterium* ist jeweils erfüllt, wenn bei *Ausfall* eines Netzbetriebsmittels (ausgenommen Sammelschienenfehler) die gesamte Einspeiseleistung unter Vermeidung der in Anhang C genannten Auswirkungen übertragen werden kann. Hierbei ist die für die unterlagerte Spannungsebene vertraglich vereinbarte bzw. prognostizierte Netzkapazität zu berücksichtigen.

(6) Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit von 110-kV-Netzgruppen mit Übertragungsfunktion wird das netztechnische *(n-1)-Kriterium* auf Netze mit maximalem und minimalem Kraftwerkseinsatz angewandt, entsprechend den Vereinbarungen mit den Kraftwerksbetreibern bzw. dem schwankenden Leistungsangebot.

6.3 Stabilität in Übertragungsnetzen

6.3.1 Allgemeine Erläuterungen zur Stabilität

(1) Ein stabiler Synchronbetrieb der *Erzeugungseinheiten* ist Voraussetzung für einen sicheren und zuverlässigen Verbundbetrieb sowie die Kundenversorgung. Das dynamische Verhalten eines *Elektrizitätsversorgungssystems* resultiert aus den physikalischen Wechselwirkungen von *Erzeugungseinheiten*, dem europäischen, synchron zusam-

mengeschalteten Übertragungsnetz und *Anschlussnutzern* mit ihren jeweiligen Regeleinrichtungen. Es ist daher erforderlich, dass der *ÜNB* über eine genaue Kenntnis des dynamischen Verhaltens der an sein Netz angeschlossenen bzw. anzuschließenden Anlagen verfügt. Der *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* stellt dazu die notwendigen Daten auf Anfrage bereit.

(2) Ein stabiler *Betrieb* wird für alle betrieblich relevanten Zustände durch geeignete Bemessung bzw. Parametrierung der primär- und sekundärtechnischen Einrichtungen in *Kundenanlagen* und im Netz sichergestellt. Bei der Beurteilung der *Stabilität* und der resultierenden netztechnischen Anforderungen ist zu unterscheiden zwischen der statischen und transienten *Stabilität*.

(3) Im Falle einer wesentlichen Änderung technischer oder betrieblicher Parameter der *Kundenanlagen* oder im Falle eines Neuanschlusses gibt der *ÜNB* die zur Aufrechterhaltung der *Stabilität* notwendigen Maßnahmen vor. Die am Netz angeschlossenen *Erzeugungseinheiten* müssen hierzu den technischen Mindestanforderungen nach Abschnitt 3.3 entsprechen.

6.3.2 Spezielle Anforderungen aus Sicht der statischen Stabilität

(1) Die *statische Stabilität* ist notwendige Voraussetzung für den *Betrieb* eines *Elektrizitätsversorgungssystem*s und muss zu jedem Zeitpunkt und in jedem Betriebspunkt sichergestellt sein. Die *statische Stabilität* ist dann nicht mehr gegeben, wenn während des ungestörten Systembetriebes durch geringfügige Systemzustandsänderungen (z.B. wechselnde Leistungsübertragungen, Schalthandlungen) der stationäre *Betrieb* nicht mehr aufrechterhalten bleibt und es zu selbständig aufklingenden Pendelungen kommt, die einen großflächigen Netzzusammenbruch oder Schäden an *Kundenanlage*n zur Folge haben können.

(2) Die Grenze der statischen *Stabilität* kann abhängig von der Übertragungsentfernung bereits erreicht werden, obwohl bei einem einfachen *Ausfall* Strombelastbarkeiten auftreten, die deutlich unterhalb der jeweils maximalen thermischen Strombelastbarkeit liegen.

(3) Als netzseitige Voraussetzungen für die *statische Stabilität* werden beim Netzausbau folgende Mindestanforderungen erfüllt:

- Einhaltung der in Abschnitt 3.3.12.2 (*statische Stabilität*) genannten Mindestwerte für die am *Netzanschlusspunkt* netzseitig anstehende *Netzkurzschlussleistung* und die Netzspannung auch bei geschwächtem Netz (in der Regel unter Beachtung des (n-1) – Kriteriums).

(4) Bezüge, Lieferungen bzw. *Transite*, wechselnde Last- und Einspeisesituationen (z.B. Schwachlastbetrieb mit untererregten Generatoren) sowie betrieblich relevante Änderungen der Netzschaltung (*Ausfall*, Umschaltung) dürfen die *statische Stabilität* nicht gefährden; gegebenenfalls sind Einschränkungen in der *Betriebsführung* der *Erzeugungseinheit* geltend zu machen.

6.3.3 Spezielle Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität

(1) Die *transiente Stabilität* liegt dann nicht mehr vor, wenn nach der Klärung eines Netzkurzschlusses einzelne oder mehrere *Erzeugungseinheiten* gegenüber dem Übertragungsnetz asynchron werden. Große Frequenz- und Spannungsänderungen sowie hohe Ausgleichsströme zwischen Übertragungsnetz und asynchronen (durchschlüpfenden) *Erzeugungseinheiten* können den sicheren *Betrieb* des *Elektrizitätsversorgungssystem*s erheblich beeinträchtigen.

(2) Als Voraussetzungen für die *transiente Stabilität* werden netzseitig folgende Mindestanforderungen erfüllt:

- Im Rahmen des Netzausbaus wird durch den *ÜNB* sichergestellt, dass im Falle *kraftwerksnaher Kurzschlüsse* am *Netzanschlusspunkt* der in Abschnitt 3.3.12.1 (*transiente Stabilität*) genannte Minimalwert netzseitige anstehender *Netzkurzschlussleistung* nach konzeptgemäßer Fehlerklärung durch den Netzschutz nicht unterschritten werden. Ausnahmen können im gegenseitigen Einvernehmen mit dem *Anschlussnehmer*/*Anschlussnutzer* vereinbart werden.

(3) Werden mehrere *Erzeugungseinheiten* über die selbe *Schnittstelle* (Sammelschiene) am Netz betrieben, ist bei der Bestimmung der Mindest-*Netzkurzschlussleistung* die Summe der Generatornennwirkleistungen zu Grunde zu legen.

(4) Ist das Durchschlüpfen einer *Erzeugungseinheit* nach Netzkurzschlüssen nicht vermeidbar, muss diese zur Vermeidung gefährdender Auswirkungen auf den allgemeinen Netz- und *Kraftwerksbetrieb* durch den Generatorschutz (z.B. Polschlupfschutz, Kraftwerksentkupplungsrelais) vom Netz getrennt werden. Die während dieser dynamischen Vorgänge auftretenden Auswirkungen auf das Netz (z.B. 1-maliges Durchschlüpfen des Polrades als Auslösekriterium für den Polschlupfschutz) müssen verkraftet und bei der Auslegung des *Kraftwerks* als Auslegungsfall berücksichtigt werden.

7 Systembetriebsplanung und Systemführung

7.1 Einführung

(1) Systembetriebsplanung und Systemführung dienen der Wahrnehmung der Systemverantwortung nach § 13 EnWG [Q1]. Die Systembetriebsplanung umfasst die Aufgaben der Planung des Netzeinsatzes und der *Systembilanz*. Die Systemführung umfasst die Aufgaben der Steuerung und Überwachung des Übertragungsnetzes und die *Leistungs-Frequenz-Regelung*.

(2) Die Vorgehensweisen bei der Planung der *Systembilanz* sind im Kapitel 5 beschrieben.

7.2 Systembetriebsplanung

7.2.1 Aufgaben der Systembetriebsplanung

(1) Die Systembetriebsplanung stellt sicher, dass lang-, mittel- und kurzfristig anstehende Ereignisse wie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln und Geräten, Baumaßnahmen im Übertragungsnetz etc. und angemeldete Fahrpläne durch Berücksichtigung im täglichen Betriebsgeschehen sicher durch die Systemführung beherrscht werden.

(2) Die Systembetriebsplanung dient der lang-, mittel- und kurzfristigen Planung der Systemführung. Diese umfasst im Wesentlichen:

a. die Erstellung des Jahresabschalt-Programms und Abstimmung mit den inländischen und ausländischen *Netzbetreibern*

b. die Abstimmung von Revisionsplänen mit *Kraftwerken*

c. die Bestimmung von Übertragungskapazitäten an *Engpass* behafteten Grenzen (NTC-Werte)

d. die Erstellung von *DACF*-Datensätzen

e. die Festlegung der benötigten Systemdienstleistung (z.B. Anpassung des Regelleistungsbedarfes)

f. die Prognose des Verlustenergiebedarfs

g. die Prognose des EEG-Ausgleichsleistungsbedarfs

h. die Prognose des Blindleistungsbedarfes

i. die Kompensation des ungewollten Austausches.

(3) Am Vorabend des aktuellen Tages übergibt die Systembetriebsplanung die Ergebnisse an die Systemführung.

(4) Eine wesentliche Voraussetzung für die Systembetriebsplanung am Vortag ist das Fahrplanmanagement. Die von den *Bilanzkreisen* eingereichten Fahrpläne stellen eine wichtige Grundlage zur Planung des *ÜNB* dar, da sie Aussagen über das Gesamtbeschaffungsportfolio der *Regelzone* zulassen. Die *Regelzonen* überschreitenden Austauschfahrpläne sind unabdingbarer Bestandteil zur Berechnung der Austauschsalden zwischen den *Regelzonen*.

(5) Die eingereichten Fahrpläne stellen mit den Revisionsprogrammen der *Kraftwerksbetreiber* und aktuellen Netztopologieänderungen wichtige Eingangsgrößen der *Engpass*analyse. Diese Engpässe werden durch das vom *ÜNB* durchzuführende präventive *Engpassmanagement* beseitigt.

7.2.2 Das (n-1)-Kriterium in der Systembetriebsplanung

(1) Der *ÜNB* plant den Netzeinsatz nach dem *(n-1)-Kriterium* so, dass bei einem Einfachausfall der in Anhang C definierten Netzbe*trieb*smittel seines Netzes sowie derjenigen *Erzeugungseinheiten* (inklusive HGÜ-Einspeisungen) mit den größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die Auswirkungen gemäß Anhang C, vermieden werden.

(2) Grundlage der Prüfung für den betrachteten Zeitbereich sind alle zum Zeitpunkt der Planung bekannten Fahrplananmeldungen und die prognostizierten Einspeisungen und Lasten gemäß Kapitel 4 sowie der geplante Netzzustand.

(3) Wenn es für betriebliche Arbeiten und Netzumbauten erforderlich ist, kann der *ÜNB* vorübergehend von der (n-1)–sicheren Versorgung abweichen. Der europäische Verbundbetrieb darf nicht gefährdet werden. Dies beinhaltet insbesondere die Pflicht der *ÜNB* zur Einhaltung des *(n-1)-Kriteriums* im Verbundbetrieb gemäß UCTE-OH Policy 3 [Q15-3]. Die Einschränkung der (n-1)–sicheren Versorgung erfolgt mit angemessener Vorankündigung gegenüber betroffenen *Anschlussnehmern/Anschlussnutzern*.

(4) Zur Aufrechterhaltung der (n-1)–Sicherheit koordiniert der *ÜNB* mit den jeweiligen *Anschlussnehmern/Anschlussnutzern* geplante Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln zur Durchführung von betrieblichen Arbeiten und Netzumbauten. Wenn notwendig, kann der *ÜNB* in Abstimmung mit den jeweiligen *Anschlussnehmern/Anschlussnutzern* einen veränderten Kraftwerkseinsatz vorab vereinbaren.

7.2.3 Fahrplanmanagement

(1) Fahrplananmeldungen am Vortag sind zur Lastflussberechnung, zur Engpassanalyse und zur Bestimmung der verfügbaren Kapazitäten für den Handel unabdingbar. Die *BKV* müssen aus diesem Grund für die Systembetriebsplanung je *Regelzone* belastbare Fahrpläne getrennt für Erzeugung (für jede *Erzeugungseinheit* größer 100 MW; siehe Tabelle 2.2), Verbrauch sowie Import und Export eines *Bilanzkreises* für den Regelzonenaustausch und regelzoneninterne Handelsfahrpläne am Vortag bis 14:30 Uhr abgeben. Die Fahrpläne für Erzeugung und Verbrauch sind hierbei für die Abrechnung nicht relevant.

(2) Bis 17:00 Uhr des Vortages teilen die vertraglich gebundenen Anbieter von Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenregelreserveleistung je Regelenergieart dem *Anschluss-ÜNB* die technischen Anlagen mit, aus denen sie die vertraglich vereinbarte Regelleistung für ihn und ggf. andere *ÜNB* bereitstellen.

7.2.4 Revisionen von Erzeugungsanlagen

(1) Revisionen und längerfristige Stillstände von Erzeugungsanlagen im Übertragungsnetz müssen zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem *ÜNB* koordiniert werden. Der *ÜNB* koordiniert diese Außerbetriebnahmen mit den geplanten Schaltmaßnahmen im Übertragungsnetz und vereinbart mit dem Betreiber der Erzeugungsanlage verbindliche Termine.

(2) Bei Terminänderungen haben netztechnische Belange (z.B. Netzprojekte der *ÜNB*, Instandhaltungsarbeiten) Vorrang vor Änderungen der Revisionsplanung. Der Betreiber der Erzeugungsanlage übermittelt seine Revisionsplanung jeweils spätestens bis zum 31. Oktober für das nachfolgende Kalenderjahr an den *Anschluss-ÜNB*.

7.2.5 Stilllegungsplanung der Kraftwerke

(1) Die Planung für vorübergehende bzw. endgültige Stilllegungen von *Erzeugungseinheiten* ist frühzeitig, möglichst 2 Jahre vor der geplanten Stilllegung dem *ÜNB* mitzuteilen, damit rechtzeitig ggf. netztechnische Anpassungsmaßnahmen durchgeführt werden können.

7.3 Operative Systemführung

7.3.1 Aufgaben der Systemführung

(1) Die Systemführung trägt im Rahmen der kontinuierlichen Netzsicherheitsbetrachtung dafür Sorge, dass *Störungen* mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden.

(2) Die Systemführung dient dem sicheren *Betrieb* des Gesamtsystems, der Überwachung und Steuerung des Übertragungsnetzes und der angeschlossenen Lasten und *Erzeugungseinheiten* ("heute für heute").

(3) Diese umfasst im Wesentlichen:

- die Steuerung des Schaltzustands
- die Überwachung der Einhaltung der Betriebsparameter Strom und Spannung
- die Überwachung der (n-1)–Sicherheit
- der Einsatz von Regelleistung zur Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur *Spannungshaltung*
- die Abwicklung des Fahrplanmanagements zur Umsetzung des vereinbarten Leistungsaustausches der *BKV*
- die Engpassprognose und die Koordinierung und Durchführung der Maßnahmen des *Engpassmanagement*
- die Koordinierung und Durchführung der geplanten Topologiemaßnahmen mit den inländischen und ausländischen Netzbetreibern
- der Netzwiederaufbau nach *Störungen*.

7.3.2 Normalbetrieb

(1) Im Normalbetrieb werden alle betrieblichen Grenzwerte eingehalten, z.B.:

- die Einhaltung minimal und maximal zulässiger Spannungen
- die Einhaltung maximaler Ströme auf den Netzbe*triebs*mitteln
- die Einhaltung zulässiger bzw. vereinbarter *Netzkurzschlussleistung*en

- Optimierung des Blindleistungseinsatzes.

(2) Der *ÜNB* sorgt dafür, dass die angemeldeten Fahrpläne auch im (n-1)-Fall ohne Einschränkungen (siehe Anhang C) erfüllt werden (firmness of capacity).

(3) Nach *Ausfall* eines Betriebsmittels wird die (n-1)-Sicherheit durch den *ÜNB* schnellstmöglich wiederhergestellt.

(4) Der *ÜNB* ergreift Maßnahmen zur Einhaltung des vereinbarten Spannungsbandes, diese sind u.a.:

- *Betrieb* von Kompensationseinrichtungen (z.B. Kompensationsdrosselspulen, Kondensatorbatterien, Flexible-AC-Transmission-Systems (FACTS))
- Stufung von Transformatoren
- *Blindleistungsbereitstellung* aus *Erzeugungseinheiten* und Phasenschiebern kapazitiv / induktiv
- Schalten von Leitungen.

7.3.3 Gestörter Betrieb und gefährdeter Betrieb

(1) Alle Zustände, die vom Normalb*etrieb* abweichen, sind dem gefährdeten oder dem gestörten *Betrieb* zuzuordnen. Im Rahmen des Störungsmanagements leitet der *ÜNB* die technisch erforderlichen Maßnahmen zur Verhinderung einer Störungsausweitung, zum effizienten *Versorgungswiederaufbau* bzw. zur schnellst möglichen Wiederherstellung des Normalb*etrieb*es ein.

(2) Zur Wahrnehmung der Systemverantwortung erstellt der *ÜNB* in Abstimmung mit den anderen *Netzbetreibern* (*ÜNB*/*VNB*) und Betreibern von *Erzeugungseinheiten* einen Maßnahmenkatalog für das *Störung*smanagement und trägt dafür Sorge, dass er z.B. über ausreichende *Erzeugungseinheiten* verfügt, die *netzinselbetriebs*- und schwarzstartfähig sind. Die Details bezüglich des Maßnahmenkatalogs für das Störungsmanagement sind in Kapitel 2 und Anhang A beschrieben.

7.3.4 Der 5-Stufen-Plan

(1) Bei *Störungen*, die über das *(n-1)-Kriterium* hinausgehen, kann die Frequenz- und *Spannungsstabilität* des Gesamtsystems auf Grund von Abweichungen im Wirk- und/oder Blindleistungshaushalt stark beeinträchtigt werden und zu Netzauftrennungen führen. Bei umfangreichen *Störungen* müssen auch in *Kundenanlage*n Maßnah-

men greifen, die den Umfang der Auswirkungen beschränken. Hier ist insbesondere der *frequenzabhängige Lastabwurf* zu nennen.

(2) Der 5-Stufen-Plan zur Beherrschung von *Großstörungen* mit Frequenzeinbruch ist in Tabelle 7.1 beschrieben:

Tabelle 7.1: 5-Stufen-Plan zur Beherrschung von *Großstörungen* mit Frequenzeinbruch

Stufe 1:	49,8 Hz	Alarmierung des Personals und Einsatz der noch nicht mobilisierten Erzeugungsleistung auf Anweisung des *ÜNB*, Abwurf von Pumpen.
Stufe 2:	49,0 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 10 - 15 % der Netzlast.
Stufe 3:	48,7 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 - 15 % der Netzlast.
Stufe 4:	48,4 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 15 - 20 % der Netzlast.
Stufe 5:	47,5 Hz	Abtrennen aller Erzeugungsanlagen vom Netz.

(3) Wenn der zeitliche Ablauf der *Störung* es zulässt, alarmiert der *ÜNB* schnellstmöglich in Stufe 1 die direkt angeschlossenen *VNB* und Betreiber der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen, so dass diese bereit sind, rasch und der Situation entsprechend zu reagieren. Dazu sind im Vorfeld zwischen den Beteiligten abgestimmte Maßnahmen einzuleiten.

(4) Die Stufen 2, 3 und 4 bewirken, dass durch gezielten Lastabwurf die Stufe 5 nicht erreicht und damit die Abtrennung der *Erzeugungseinheiten* vom Netz vermieden wird. Die hierzu benötigten Frequenzrelais werden durch den direkt angeschlossenen *VNB* und den relevanten Netzkunden nach vorheriger Abstimmung mit dem *ÜNB* installiert, parametriert und betrieben. Die *VNB* ohne direkten Anschluss an das Übertragungsnetz werden in Abstimmung mit ihren vorgelagerten *VNB* entsprechend benötigte Frequenzrelais installieren, parametrieren und betreiben.

(5) Stufe 5 bewirkt, dass der *Eigenbedarf* und der *Betrieb* der *Erzeugungseinheiten* für eine schnelle Einsetzbarkeit zum Wiederaufbau der Versorgung gesichert bleiben und Schäden an den *Kraftwerk*sanlagen vermieden werden. Die *Erzeugungseinheiten* sind daher gemäß Abschnitt 3.3 auszulegen.

(6) Der *ÜNB* stellt durch vertragliche Regelungen mit den Netzkunden die Möglichkeit des Lastabwurfs sicher und gibt die Anforderungen an die erforderlichen technischen Einrichtungen vor, unter Berücksichtigung von [Q21].

8 Allgemeines

8.1 Rechtsbindungswirkung

(1) Diese Regeln wurden vom VDN-Vorstand verabschiedet und bilden die Grundlage für die technischen Mindestanforderungen der deutschen *ÜNB* und dienen damit als Basis für deren bilaterale Verträge zum *Netzzugang* und zur Netznutzung.

(2) Die *ÜNB* legen diese Regeln den bilateralen Vereinbarungen mit den Marktteilnehmern zu Grunde.

(3) Als Übertragungsnetze sind in der Regel die Höchstspannungsnetze (380-/220-kV-*Betrieb*sspannung) anzusehen, sofern sie überwiegend dem überregionalen Stromaustausch dienen (nicht nur der ständig einseitig gerichteten Stromübertragung zu den Verbrauchern), ferner Hochspannungsnetze (110-kV-Betriebsspannung), sofern diese ebenfalls überwiegend Übertragungsfunktion haben und insbesondere dem synchronen Parallelbetrieb von *Erzeugungseinheiten* mit dem Übertragungsnetz dienen.

8.2 Weiterentwicklung und Änderung der Regeln

(1) Folgende Aufgaben koordinieren die *ÜNB* gemeinsam:

- Überwachung des Funktionierens der Regeln
- Überprüfung aller Vorschläge zur Änderung der Regeln, die z.B. von einem oder mehreren *ÜNB* oder von Marktpartnern eingebracht werden
- Verfassung von Empfehlungen zur Änderung der Regeln
- Erteilung von Auskünften und Erklärungen zu Anwendung, Inhalt und Interpretation der Regeln
- Überlegungen, welche Änderungen der Regeln notwendig sind, wenn unvorhergesehene Ereignisse aufgetreten sind.

(2) Die Weiterentwicklung der Regeln erfolgt unter Konsultation der Institutionen und Verbände der betroffenen Marktpartner.

8.3 Vertraulichkeit von Daten und Informationen

(1) Die *ÜNB* werden die Daten und Informationen, die sie von den Marktpartnern erhalten, absolut vertraulich behandeln. Diese Pflicht gilt nicht, wenn Informationen öffentlich bekannt sind, aus eigener Arbeit oder durch Dritte rechtmäßig verfügbar waren oder

vom Herausgeber der Daten uneingeschränkt Dritten zur Verfügung gestellt werden. Davon ausgenommen sind Daten, die gemäß gesetzlicher und regulatorischer Pflichten weitergegeben werden müssen.

8.4 Einhaltung

(1) Der *ÜNB* hat das Recht die Einhaltung der Regeln zu überprüfen und bei begründeten Zweifeln an deren Einhaltung oder bei Missachtung der Regeln weitere Schritte einzuleiten.

8.5 Unvorhergesehenes

(1) Wenn unvorhergesehene Ereignisse auftreten, die nicht in den Bestimmungen der Regeln berücksichtigt sind, wird der *ÜNB*, nach besten Kräften unter den gegebenen Umständen, alle betroffenen Marktpartner konsultieren, um Übereinstimmung über erforderliche Maßnahmen zu erreichen.

Falls Zeit fehlt, um Übereinstimmung zu erreichen, bestimmt der *ÜNB*, welche Maßnahmen notwendig sind, wobei der *ÜNB* Maßgaben der Marktpartner so weit wie möglich berücksichtigt.

In Fällen, in denen der Bundestag einen Spannungsfall feststellt, werden ggf. Bestimmungen des TransmissionCodes dadurch außer Kraft gesetzt.

(2) Jeder Marktpartner muss den Anweisungen des *ÜNB* folgen, die sich aus den oben beschriebenen Maßnahmen ergeben, vorausgesetzt, die Anweisungen sind übereinstimmend mit den technischen Parametern des Marktpartners.

(3) Sofern Ereignisse gemäß Absätzen 1 und 2 eingetreten sind, werden diese in ihren Auswirkungen in den Gremien des VDN besprochen.

9 Abkürzungen und Definitionen

9.1 Abkürzungen

ACE	Area Control Error; globale Regelabweichung der Regelzone
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
COS φ	Verschiebe- bzw. Leistungsfaktor
DACF	Day-ahead Congestion Forecast (Vorschau der Lastflussdaten am Vortrag)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz [xx]
EG, EU	Europäische Gemeinschaft, Europäische Union
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz [Q1]
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible-AC-Transmission-System
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz, mHz	Hertz, Millihertz [Einheit der Frequenz]
IEC	International Electrotechnical Commission (Normungsgremium für Elektrotechnik)
KTE	kurzzeitige Trennung der Erzeugungsanlage
KU	Kurzunterbrechung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [Q7]
MTFS	Multi-Time-Frame-System
NTC, ATC, TTC	Net, Avaliable bzw. Total Transfer Capacity (Kategorien der Übertragungskapazität des Übertragungsnetzes)
P_{min}, P_{max}, P_N	minimale, maximale Leistung, Nennleistung
PSS	Power System Stabilizer
$S"_{kN}$	Netzkurzschlussleistung
s, ms	Sekunde, Millisekunde [Einheit der Zeit]
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen

U / Q –	Spannungs- / Blindleistungs –
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity (Verband)
UCTE - OH policy	Operation Handbook der UCTE (policy = einzelne Regelungen zu bestimmten Themen, siehe http://www.ucte.org/news/e_default.asp
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	unabhängige Stromversorgung
V, kV	Volt, Kilovolt [Einheit der elektrischen Spannung]
VDE	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.; Frankfurt/Main
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.; Frankfurt/Main und Berlin
VDN	Verband der Netzbetreiber –VDN– e.V. beim VDEW; Berlin
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
W, kW, MW	Watt, Kilowatt, Megawatt [Einheit der elektrischen Wirkleistung]

9.2 Definitionen

(n-1)-Kriterium	Ein Netz erfüllt die Anforderungen dieses Kriteriums, wenn es den störungsbedingten Ausfall eines Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) ohne unzulässige Einschränkungen seiner eigenen Übertragungs- oder Verteilungsfunktion übersteht. Dabei dürfen die festgelegten technischen Grenzen des Netzes und seiner Betriebsmittel nicht verletzt werden, damit es zu keiner Störungsausweitung kommt.
1:1-Nominierung	Anmeldung von Fahrplänen zwischen zwei gleichnamigen Bilanzkreisen über die Regelzonengrenzen hinweg. Dies gilt auch für grenzüberschreitende Transaktionen.
Abfangsicherheit	Abfangsicherheit bedeutet, dass eine Erzeugungseinheit nach einer plötzlichen Trennung vom Netz unverzüglich einen Betriebszustand erreicht, in dem sie ihren Eigenbedarf weiterversorgen kann und für die kurzfristige Wiederzuschaltung zur Verfügung steht.
ANBIETER VON REGELLEISTUNG	Durch Präqualifikation und Rahmenvertrag legitimierter Betreiber technischer Einheiten, der Regelleistung zur Verfügung stellen kann.

Anfangskurzschluss-wechselstromleistung	Diese Größe ($\sqrt{3}$ * Netznennspannung * Anfangskurzschluss-wechselstrom) wird bei dreipoligem Kurzschluss in Hoch- und Höchstspannungsnetzen als Rechengröße verwendet. Sie ist von der Transformatorübersetzung unabhängig und darf nicht mit der in einem Lichtbogen an der Kurzschlussstelle umgesetzten Leistung verwechselt werden.
Anschlussnehmer	Ist jede natürliche oder juristische Person, deren elektrische Anlage unmittelbar über einen Anschluss mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden ist.
Anschlussnutzer	Anschlussnutzer ist diejenige natürliche oder juristische Person, die eine am Verteilungsnetz des Netzbetreibers befindliche Anlage nutzt, in dem sie über einen Netzanschluss elektrische Energie aus dem Netz eines Netzbetreibers bezieht oder in dieses liefert (Einspeiser). (vgl. auch Definition zu Anschlussnehmer).
Ausfall	Unter dem Begriff "Ausfall" wird der zufällige störungsbedingte Übergang einer Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) in den Fehlzustand verstanden.
AUSGLEICHS-VORGÄNGE (POLRAD-PENDELUNGEN, NETZPENDELUNGEN)	Ausgleichsvorgänge sind eine Eigenschaft des Systems. Sie treten beim Übergang von einem Systemzustand in einen neuen Systemzustand auf, z.B. infolge von (auch störungsbedingten) Änderungen von Lasten, Einspeisungen oder der Netztopologie. Solange hierbei keine Grenzwertverletzungen auftreten und der Ausgleichsvorgang hinreichend schnell abklingt, ist der Systembetrieb als Ganzes nicht beeinträchtigt.
AUTOMATISCHE WIEDEREIN-SCHALTUNG (AWE)	Bei einer KU/AWE wird die Energiezufuhr zu einer Fehlerstelle für kurze Zeit durch Öffnen eines Schalters (bei einseitiger Speisung der Fehlerstelle) oder mehrerer Schalter (bei mehrseitiger Speisung der Fehlerstelle) unterbrochen. Die Pausenzeit beträgt für einpolige AWE 300 – 2.000 ms und für dreipolige AWE 300 – 500 ms. Nach dieser spannungslosen Pause wird das fehlerbetroffene Betriebsmittel automatisch wieder eingeschaltet. Ist der Fehler verschwunden (Lichtbogen erloschen), so kann das Betriebsmittel in Betrieb bleiben (erfolgreiche AWE). Besteht der Fehler bei der Einschaltung noch, so wird im Allgemeinen das

	fehlerbehaftete Betriebsmittel vom Schutz endgültig ausgeschaltet (erfolglose AWE). Einpolige AWE ist die automatische Unterbrechung nur des fehlerbehafteten Leiters bei einem einpoligen Kurzschluss für mindestens die Zeit, die eine sichere Löschung des Kurzschlusslichtbogens ermöglicht. Sie wird nur in Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung ab 110 kV angewendet, da sie Leistungsschalter mit getrennt schaltbaren Polen erfordert. Dreipolige AWE ist die automatische Unterbrechung aller drei Leiter für mindestens die Zeit, die eine sichere Löschung des Kurzschlusslichtbogens ermöglicht.
Betrieb	**Anforderungsgerechter (Normal-) Betrieb** Last und Erzeugungsausfälle bis 3.000 MW werden beherrscht; (n-1)–Kriterium voll erfüllt; ausreichende Reserven (Regel- und Übertragungsreserven). **Gefährdeter Betrieb** Reserven ausgeschöpft; leichte (<5%), vereinzelte Grenzwertüberschreitungen; (n-1) nicht mehr erfüllt; aber noch volle Kundenversorgung (mit leichten Qualitätseinbußen: z.B. Spannung am unteren Limit); Übergang auf gestörten Zustand steht bevor. **Gestörter Betrieb** keine Reserven; (n-1)–Kriterium nicht mehr erfüllt, starke Grenzwertverletzungen (>10%); nicht alle Kunden werden versorgt; aber große Teile des Systems (ggf. mit Einschränkungen) funktionieren noch.
Betriebsführung	Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung zählen alle Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Kraftwerke (z.B. für die Frequenzhaltung) und der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Errichtung und zum Betrieb der Zählertechnik und zur Abrechnung aller er-

	brachten Leistungen zugerechnet.
Bilanzkreis/ (Unter-) Bilanzkreis	Ein Bilanzkreis (BK) setzt sich aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- und/oder Entnahmestellen (i.d.R. Zählstellen für Erzeugungseinheiten bzw. Kraftwerke und Lasten) innerhalb einer Regelzone zusammen, die dem zuständigen – d.h. dem für den Netzanschluss verantwortlichen Netzbetreiber benannt werden müssen und dadurch genau definiert sind. In einem Bilanzkreis soll ein Gleichgewicht zwischen den Einspeisungen aus den zugeordneten Einspeisestellen sowie den Fahrplanlieferungen von anderen Bilanzkreisen einerseits (Beschaffung) und den Entnahmen der zugeordneten Entnahmestellen sowie den Fahrplanlieferungen zu anderen Bilanzkreisen andererseits (Abgabe) gegeben sein. Der Unter-Bilanzkreis ist ein Bilanzkreis, der nicht für den Ausgleich der Abweichungen gegenüber dem ÜNB verantwortlich ist. Ansonsten entspricht die Abwicklung eines Unter-Bilanzkreises weitgehend der eines Bilanzkreises.
BILANZKREIS-VERANTWORTLICHER (BKV)	Der Bilanzkreisverantwortliche ist für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Beschaffung (Erzeugung, Importe) und Abgabe (Verbraucher, Exporte) in jeder Viertelstunde verantwortlich. BKV können z.B. Stromhändler oder Vertriebsabteilungen sein, aber auch große Industriebetriebe, die ihre Strombeschaffung in eigener Verantwortung durchführen. Der Betreiber des Unterbilanzkreises muss mit dem BKV eine vertragliche Regelung über den Ausgleich bzw. die Verrechnung der Bilanzabweichungen (z.B. Poolvertrag oder offener Liefervertrag) schließen. Der BKV deckt dann den gesamten über Fahrplanlieferungen hinausgehenden Bedarf des Unterbilanzkreises.
Blindleistung	Blindleistung ist bei einem mit Wechselspannung betriebenen Betriebsmittel die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z.B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z.B. in Kondensatoren) benötigt wird. Bei überwiegend magnetischem Feld ist die Blindleistung induktiv, bei überwiegend elektrischem Feld kapazitiv. Die Einheit ist "var". Diese Blindleistung wird oft auch als Ver-

	schiebeblindleistung bezeichnet. Darüber hinaus treten in Netzen mit nicht mehr sinusförmigen Spannungen und Strömen Sonderformen der Blindleistung (Verzerrungsblindleistung) auf.
BLINDLEISTUNGS-BEREITSTELLUNG	Blindleistung, die eine Erzeugungseinheit nach den Vorgaben des Netzbetreibers im Teil- oder Volllastbetrieb mit dem Netz auszutauschen hat.
Brutto-Leistung	Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators.
DACF	Zur Vorschau von Lastflussszenarien und die Erkennung von kritischen Situationen im Übertragungsnetz, die auch auf internationalen Kuppelleitungen auftreten können, ist ein ständiger Informationsaustausch zwischen den ÜNB notwendig. Bei der Beurteilung von Lastflussszenarien ist die Einbeziehung von Lastflüssen in benachbarten Übertragungsnetzen von großer Bedeutung. Daher erfolgt zwischen den ÜNB innerhalb der UCTE ein definierter Datenaustausch (DACF = Day-Ahead Congestion Forecast).
Dauerkurzschluss-strom	Der Dauerkurzschlussstrom ist der Effektivwert des Kurzschlussstromes, der nach dem Abklingen aller Ausgleichsvorgänge bestehen bleibt. Er ist u.a. abhängig von der Erregung und Regelung der Erzeugungsanlage.
Dauerleistung	Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Anmerkung: Die Dauerleistung kann z.B. mit den Jahreszeiten (z.B. auf Grund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.
Eigenbedarf	siehe Eigenverbrauchsleistung
Eigenverbrauchs-leistung	Die Eigenverbrauchsleistung einer Erzeugungseinheit ist die elek-trische Leistung, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z.B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren).

	Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand.
Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung	Hierzu zählen alle technischen Einrichtungen für eine zeitweilige Reduzierung bis hin zur Abschaltung der Einspeiseleistungen (Wirkleistung). Die technische Ausführung dieser Einrichtungen muss den Anforderungen des Netzbetreibers genügen. Diese werden auch benötigt, um das Erzeugungsmanagement nach EEG durchführen zu können.
EINSPEISE- BZW. ENTNAHMESTELLE	Einspeise- und Entnahmestellen sind die vertraglich festzulegenden Übergabestellen, an denen eingespeist bzw. entnommen wird. Beim Einspeisepunkt kann es sich dabei um die Übergabestelle einer Erzeugungsanlage ins Netz oder um einen festzulegenden, für die Übertragung der Leistung technisch geeigneten Punkt des Einspeisenetzes handeln.
Einspeise-management	Das Einspeisemanagement ist eine operativ eingeleitete Anpassung der Erzeugung nach § 13 (2) EnWG, die im Fall einer Störung oder Gefährdung der Systemsicherheit angewendet wird.
ELEKTRIZITÄTS-VERSORGUNGS-SYSTEM	Ein Elektrizitätsversorgungssystem ist eine nach technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Kriterien abgrenzbare funktionale Einheit innerhalb der Elektrizitätswirtschaft.
Elektromagnetische Verträglichkeit; Netzrückwirkungen	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) ist der Oberbegriff für eine seit den Anfängen der Elektrotechnik bestehende, seither und insbesondere in den letzten Jahren rasant gewachsene Problematik. Unter EMV versammeln sich bekannte Phänomene wie Funkstörungen, Netzrückwirkungen, Überspannungen, elektromagnetische Beeinflussungen, Einstreuungen, etc. Die moderne EMV umfasst dabei die Störaussendung und die Störfestigkeit elektrischer Betriebsmittel. Zur Sicherstellung der EMV dienen Maßnahmen wie Erdung, Potentialausgleich, galvanische Trennung, Schirmung und Filterung. Eine Verzerrung der Sinus-Kurvenform der Spannung im Versorgungsnetzes als Folge von pulsierender Stromaufnahme des angeschlossenen Verbrauchers wird als Netzrückwirkungen bezeichnet. Solche Rückwirkungen können Spannungsschwankungen, Spannungseinbrüche, Oberschwingungen o-

	der Unsymmetrien im Drehstromsystem sein.
Endkunde	Endkunden sind Einspeiser und letztverbrauchende Kunden.
Engpass	Ein Engpass besteht, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder der Netzbetreiber die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplananmeldungen ohne durch ihn veranlasste Sondermaßnahmen das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.
Engpassleistung (Netto, Brutto)	Die Engpassleistung einer Erzeugungseinheit ist diejenige Dauerleistung, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebes einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Diese Leistung ist die Differenz aus Brutto-Engpassleistung und Netto-Engpassleistung.
Engpassmanagement	Summe aller Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses (z. B. Auktionen, Redispatch, Countertrading, Market Splitting).
Erzeugungseinheit	Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei u.a. um einen Kraftwerksblock, ein SammelschienenKraftwerk, eine GuD-Anlage, eine Windenergieanlage, um den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, um einen Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln.
Erzeugungsmanagement	Analog zur dena-Netzstudie wird unterschieden zwischen dem Erzeugungsmanagement (auch als Netzsicherheitsmanagement bezeichnet) nach EEG, das zur Überbrückung bis zur

	Vollendung des Netzausbaus angewendet wird, und einem Einspeisemanagement nach EnWG, das die Beeinflussung aller Erzeugungsanlagen (einschließlich regenerativer Erzeuger) zur Erhaltung der Systembilanz gewährleistet.
Frequenzhaltung	Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung) und erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve.
Gefährdung	Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems liegt vor, wenn örtliche Ausfälle oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität nicht in erforderlichem Maße gewährleistet werden kann. Damit ist eine Gefährdung ein zu besorgender Systemzustand, dem mit präventiven Maßnahmen begegnet wird.
Großstörung	Eine Großstörung liegt vor bei Spannungslosigkeit: im gesamten oder in großen Teilen des Übertragungsnetzes eines ÜNB oder - im gesamten oder in großen Teilen des Verteilungsnetzes eines VNB oder - in mehreren Netzen von benachbarten Netzbetreibern oder - in Netzteilen eines oder mehrerer benachbarter Übertragungs- bzw. Verteilungsnetze.
Inselbetriebsfähigkeit; Netzinselbetriebsfähigkeit	Netzinselbetrieb ist der Betrieb asynchroner Teilnetze, die bei Netzstörungen entstehen können. Im Netzinselbetrieb wird ein Teilnetz von mindestens einer Erzeugungseinheit gespeist.
Kraftwerk	Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen.
Kraftwerksbetreiber, Anlagenbetreiber	Betreiber eines Kraftwerks sind natürliche oder juristische Personen sowie Personenvereinigungen, die auf Grund von Eigentum oder Vertrag über Kraftwerksleistung verfügen und deren Einsatz bestimmen. Betreiber des Kraftwerkes kann sowohl der Eigentümer der Anlage als auch die auf Grund schuldrechtlicher Verpflichtung (z. B. Pacht) zum Betrieb der

	Anlage berechtigte natürliche oder juristische Personen sowie Personenvereinigung sein.
Kraftwerksblock	Der Kraftwerksblock ist eine Erzeugungseinheit, die über eine direkte schaltungstechnische Zuordnung zwischen den Hauptanlagenteilen (z.B. in thermischen Kraftwerken zwischen Dampferzeuger, Turbine und Generator) verfügt.
Kundenanlage	Eine Kundenanlage ist die elektrische Anlage eines Anschlussnutzers.
Kuppelleitung	Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Übertragungsnetze von ÜNB verbindet.
Lastabschaltung, automatische frequenzabhängige	Automatische Abschaltung von Last durch im Netz eingebaute Unterfrequenzrelais nach VDN-5-Stufenplan.
Lastabschaltung, automatische spannungsabhängige	Automatische Abschaltung von Last durch Unterspannungsauslösung von Schutzrelais zur Vermeidung eines Spannungskollapses bzw. zum Schutz der technischen Einrichtungen der Verbraucher.
Leistung, elektrische	Elektrische Leistung im physikalischen Sinne als Produkt von Strom und Spannung ist ein Momentanwert. Üblicherweise werden aber in der Wechselstromanwendung nicht Momentanwerte sondern Effektivwerte, gemittelt über eine Periode (oder kleine Vielfache davon) der Wechselstromfrequenz, verwendet. In der Elektrizitätswirtschaft werden neben Momentan- und Effektivwerten auch mittlere Leistungen für definierte Zeitspannen (Messzeiten z.B. ¼ bzw. 1 h) verwendet. Die Leistung ist dann der Quotient aus der in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit W und derselben Zeitspanne T: P = W / T.
Leistungsfaktor	Der Leistungsfaktor ist der Quotient aus Wirkleistung und Scheinleistung. Der Leistungsfaktor ist ein Maß dafür, in welchem Umfang neben Wirkleistung auch Blindleistung beansprucht wird.
LEISTUNGS-FREQUENZ-REGELUNG	Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb

	und insbesondere im Störungsfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten.
Leistungsmittelwert	Die in einer Messperiode ermittelte Energiemenge bezogen auf die Messperiode [kWh/t_m].
Leistungsschalter	Ein Leistungsschalter ist ein Schalter zum Schließen und Öffnen von Stromkreisen unter Betriebs- und Fehlerbedingungen.
Lieferant	Der Lieferant beliefert Kunden mittels offenem Stromlieferungsvertrag oder Teilbelieferungen. Ein Lieferant kann, muss aber nicht (Unter-) Bilanzkreisverantwortlicher sein.
Maschinentransformator	Der Maschinentransformator ist das Verbindungsglied zwischen Generator und Netz.
Minutenreserve	Die Minutenreserve ist die Leistung, bei deren Einsatz die Arbeitspunkte der an der Aufbringung der Sekundärregelleistung beteiligten Maschinen derart verschoben werden, dass eine ausreichende Sekundärregelreserve zur Verfügung steht. Sie soll so eingesetzt werden, dass sie rechtzeitig ihren Beitrag zur Wiederherstellung des Sekundärregelbandes leisten kann. Diese Wiederherstellung kann bis zu 22 min dauern! Im Bedarfsfall kann diese Leistung zudem eingesetzt werden, um ergänzend zur verfügbaren Sekundärregelleistung den Ausfall von Erzeugungseinheiten innerhalb von min (Anm s. oben) abzudecken.
MULTI-TIME-FRAME-SYSTEM (MTFS)	Das Multi-Time-Frame-System sind die Zeitraster in denen der Leistungsaustausch zwischen den einzelnen ÜNB in der UCTE satt finden kann. Die Zeitraster sind eine Viertelstunde, eine halbe Stunde oder eine Stunde.
Nennleistung	Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein - bei

	Normalbedingungen erreichbarer - Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.
Netto-Leistung	Die Netto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die an das Versorgungssystem abgegebene Leistung. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebs, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. Üblicherweise entspricht diese Leistung der, die tatsächlich am Netzanschlusspunkt bzw. am Zählereinbauort gemessen werden kann.
Netzanschluss	Der Netzanschluss bezeichnet die technische Anbindung von Kundenanlagen an ein Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung.
Netzanschlusspunkt	Der Netzanschlusspunkt ist der Punkt, an dem der Netzanschluss eines Anschlussnutzers mit dem Netz verbunden ist.
Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilungsnetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich. Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung unentbehrlicher Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.
Netzkurzschluss-leistung	siehe Anfangskurzschlusswechselstromleistung
Netzleistungszahl (λ)	Die Netzleistungszahl (λ) definiert das Frequenzverhalten des gesamten Verbundnetzes sowie der Regelzonen. Die Netzleistungszahl λ_u des Verbundnetzes entspricht dem Quotient aus dem Leistungsdefizit (oder Überschuss) ΔP_a, das der Störung zu Grunde liegt, und der quasistationären Frequenzabweichung Δf, die durch die Störung verursacht wird. ➢ $\lambda_u = \frac{\Delta P_a}{\Delta f}$ in MW/Hz

	Die Netzleistungszahl λ_i für eine Regelzone i kann gemessen werden. Sie entspricht dem Quotient ΔP_i (an den Grenzen gemessene Leistungsveränderung in der Regelzone i) durch die Frequenzabweichung Δf als Reaktion auf die Störung (in der Regelzone, wo die Störung eingetreten ist, muss der für die Störung verantwortliche Leistungsüberschuss hinzugefügt bzw. das Leistungsdefizit abgezogen werden). ➢ $\lambda_i = \frac{-\Delta P_i}{\Delta f}$ in MW/Hz Der Sollwert der Netzleistungszahl einer Regelzone ergibt sich durch λ_{io}: ➢ $\lambda_{io} = C_i * \lambda_{uo}$. Auf diese Weise wird die Beteiligung einer Regelzone an der Primärregelung bestimmt. ➢ C_i: Beteiligungskoeffizient der jeweiligen Regelzone an der Primärregelung ➢ λ_{uo}: Bezugsnetzleistungszahl für das gesamte synchrone Verbundnetz
Netzsicherheit	Die Netzsicherheit im Sinne von "Versorgungssicherheit" und "sicherer Systembetrieb" bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Versorgungssystems, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Die Netzsicherheit ist gewährleistet, wenn im Netz die zulässigen Betriebsparameter sowie das „(n-1)-Kriterium" eingehalten sind.
Netzzugang	Der Netzzugang ist die Grundlage für Kraftwerke, Kunden und EVU, um miteinander Lieferverträge schließen zu können, indem er ihnen erlaubt, für ihre Lieferungen und Bezüge das Netz betroffener Netzbetreiber zu nutzen.
POWER SYSTEM STABILIZER (PSS)	Ein "Power System Stabilizer" ist ein Pendeldämpfungsgerät, um die Dämpfung von Ausgleichsvorgängen im Frequenzbereich von rd. 0,25 Hz bis 3 Hz zu verbessern.
Primärregelband	Das Primärregelband ist der Stellbereich der Primärregelleistung, innerhalb dessen die Primärregler bei einer Frequenzabweichung automatisch in beiden Richtungen einwirken kön-

	nen. Der Begriff Primärregelband ist für jede Maschine, für jede Regelzone und für den gesamten Netzverbund anwendbar.
Primärregelreserve	Die Primärregelreserve ist der positive Teil des Primärregelbereichs vom Arbeitspunkt vor der Störung bis zur maximalen Primärregelleistung (unter Berücksichtigung der Begrenzung). Der Begriff Primärregelreserve ist sowohl für Maschinen als auch Regelzonen und den Netzverbund anwendbar.
Primärregelung	Die Primärregelung ist die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammengeschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird unterstützt durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregeleffekt).
Regelzone	Die Regelzone ist im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein ÜNB im Rahmen der "Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie" (UCTE) verantwortlich ist. Jede Regelzone wird physikalisch durch die Orte der Verbundübergabemessungen des Sekundärreglers festgelegt.
Scheinleistung	Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist u.a. für die Auslegung elektrischer Anlagen maßgebend.
Schnittstelle	Die Schnittstelle zwischen dem Netz des Übertragungsnetzbetreibers und der Anlage eines Anschlussnutzers liegt in der Regel am Leistungsschalter zwischen dem der allgemeinen Versorgung dienenden Netz und der dem Anschlussnutzer direkt zugeordneten Anlage.
Schutzeinrichtungen	Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie, soweit erforderlich, Logikbausteine enthält, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen. **Anmerkung**: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems (IEC–Wörterbuch 60 050 - 448).
Schwarzstartfähigkeit	Schwarzstartfähigkeit ist die Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, bei Trennung vom Netz autark mit netz-

	unabhängigen Mitteln zu starten, auf Leerlaufbedingungen hoch laufen und Last übernehmen zu können. Der Startvorgang, die Zuschaltung auf ein Netz und die Lastübernahme können vor Ort oder auch fern steuerbar sein. Das Netz kann ein Teilnetz sein, das vor dem Zuschaltvorgang spannungslos oder unter Spannung ist. Der ÜNB hat in seiner Regelzone Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten zur Verfügung steht.
Sekundärregelband	Das Sekundärregelband ist der Stellbereich der Sekundärregelleistung, innerhalb dessen der Sekundärregler automatisch in beide Richtungen vom Arbeitspunkt der Sekundärregelleistung (Momentanwert) aus einwirken kann.
SEKUNDÄR-REGELRESERVE	Die Sekundärregelreserve ist der positive Teil des Sekundärregelbandes vom Arbeitspunkt bis zum maximalen Wert des Sekundärregelbandes. Der Teil des Sekundärregelbandes, der am Arbeitspunkt bereits eingesetzt ist, heißt Sekundärregelleistung.
Sekundärregelung	Die Sekundärregelung ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Einheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches der jeweiligen Regelzonen mit den übrigen Verbundnetzen bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. In der europäischen Verbundorganisation "Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie" (UCTE) wird die Sekundärregelung durch eine Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt. Das für den Sekundärregler gewünschte zeitliche Verhalten wird erreicht, indem die Regelkreisläufe ein proportional-integrales Verhalten gemäß der nachstehenden Gleichung aufweisen: ➢ $\Delta P_{di} = -ß_i \cdot G_i - \frac{1}{T_i} \int G_i dt$ wobei: ➢ ΔP_{di} = Stellgröße des Sekundärreglers, die auf die Einheiten der Regelzone i einwirkt, ➢ $ß_i$ = Proportionalanteil (Verstärkung) des Sekundärreglers der Regelzone i,

	➢ T_i = Integrationszeitkonstante des Sekundärreglers der Regelzone i G_i = globale Regelabweichung der Regelzone i (ACE Area Control Error)
Spannungshaltung	Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines bedarfsgerechten Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Netzanschlusskunden erreicht.
Spannungsstabilität	Wesentlich für die Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität ist das rechtzeitige Erkennen kritischer Netzzustände. Ein wichtiges Hilfsmittel dazu ist die Netzsicherheitsrechnung. Sie liefert erste Hinweise auf kritische Spannungszustände durch die Berechnung der Netzverluste, regionaler Blindleistungsbilanzen und Knotenspannungen. In solchen gefährdeten Zuständen können im Normalbetrieb sinnvolle automatische Regelungen, z.B. die Spannungsregelung durch die Stufensteller der Transformatoren, zu einer weiteren Eskalierung führen, da sie zusätzliche Blindleistungsflüsse initiieren und Generatoren an ihre Blindleistungsgrenzen treiben können. Es ist daher sinnvoll, diese Regelungen zeitweise zu blockieren oder niedrigere Sollwerte vorzugeben. Dagegen können die automatischen Regler der Verbraucher, die die nach einem Spannungseinbruch absinkende Leistungsaufnahme innerhalb einiger Minuten wieder auf den ursprünglichen Wert steigen lassen, nicht zentral blockiert werden. Da die Versorgung nun auf einem niedrigeren Spannungsniveau erfolgt, entsteht zusätzlicher Blindleistungsbedarf in den Übertragungsbetriebsmitteln. Weiter verschärfend wirkt, dass die Übertragungskapazität einer Leitung mit größer werdendem Spannungsfall entlang dieser Leitung nur bis zu einer kritischen Grenze ansteigt. Übersteigt der Spannungsfall diese Grenze, ist kein stabiler Betrieb mehr möglich.
Spannungswandler	Die Spannungswandler haben die Aufgabe, die Primärgröße "Spannung" nach Betrag und Winkel möglichst genau auf die Sekundärwerte zu übertragen.

Stabilität	Der Ausdruck der Stabilität ist hier im Sinne eines Oberbegriffs für statische oder transiente Stabilität verwendet: Stabilität ist die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, den Synchronbetrieb der Generatoren aufrecht zu erhalten. Der Synchronbetrieb eines Generators im praktischen Sinne liegt vor, wenn kein Polschlüpfen auftritt.
Stabilität, statische	Kehrt das Elektrizitätsversorgungssystem bzw. eine Synchronmaschine nach einer hinreichend "kleinen" Störung ausgehend vom stationären Betrieb in diesen zurück, so liegt statische Stabilität vor. Sind keine Regeleinrichtungen an diesem Vorgang beteiligt, spricht man von natürlicher statischer Stabilität, andernfalls von künstlicher statischer Stabilität. Die Instabilitäten können monoton oder oszillierend sein.
Stabilität, transiente	Geht ein Elektrizitätsversorgungssystem nach einer "großen" Störung über abklingende Ausgleichsvorgänge in einen stationären Betriebszustand über, so liegt transiente Stabilität in Bezug auf Art, Ort und Dauer dieser Störung vor. Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen. Bei der Untersuchung der transienten Stabilität sind die nichtlinearen Gleichungen der Synchronmaschinen zu verwenden. In der Regelungstechnik ist der Begriff "Stabilität im Großen" gebräuchlich.
Stilllegungsplanung	Planung der endgültigen oder vorübergehenden Stilllegung einer Erzeugungseinheit.
Störung	Eine Störung ist ein unvorhergesehener Systemzustand mit Auswirkungen auf die Systemsicherheit, dem mit kurativen Maßnahmen begegnet wird.
Stromwandler	Die Stromwandler haben die Aufgabe, die Primärgröße "Strom" nach Betrag und Winkel möglichst genau auf die Sekundärwerte zu übertragen.
Systembilanz	Die Systembilanz einer Regelzone ist ausgeglichen, wenn unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Regelzonen das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht, so dass die Frequenzstabilität gewährleistet

	ist.
Systemdienstleistungen	Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems erforderlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Netznutzer zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen: ➢ Frequenzhaltung ➢ Spannungshaltung ➢ Versorgungswiederaufbau ➢ Betriebsführung.
Systemsicherheit	Die Systemsicherheit ist gegeben, wenn weder die Systembilanz noch die Netzsicherheit gefährdet oder gestört sind.
Totband	Das Totband wird bewusst an einem Maschinenregler eingestellt. Im Unterschied hierzu ist der ungewollte Unempfindlichkeitsbereich durch konstruktive Unvollkommenheiten des Reglers bedingt.
Transit	Der Transit ist ein Spezialfall einer Übertragung, bei dem sowohl der liefernde Bilanzkreis, als auch der empfangende Bilanzkreis in nicht benachbarten Regelzonen liegen. Ein Transit wird also über dazwischenliegende Übertragungsnetze abgewickelt.
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER (ÜNB); ANSCHLUSS-ÜNB	Der Anschluss-ÜNB ist der ÜNB, in dessen Regelzone die durch den Anbieter zu vermarktenden Technischen Einheiten angeschlossen sind, unabhängig von deren Anschlussnetz- bzw. Spannungsebene.
Unempfindlichkeitsbereich	Der Unempfindlichkeitsbereich ist der durch die Grenzwerte der Frequenz definierte Bereich, in dem der Regler nicht anspricht. Diese Kenngröße beschreibt das Zusammenwirken von Primärregler und Maschine.
Verbraucher	Als Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen.
Versorgungswiederaufbau	Als Versorgungswiederaufbau werden diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen bezeichnet, die zur Störungseingrenzung und nach Störungseintritt zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität

	durchgeführt werden. Auch Maßnahmen zur Ausrüstung der Erzeugungseinheiten und Netzanlagen im Hinblick auf eventuelle Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) sind dem Versorgungswiederaufbau zuzurechnen.
VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT	Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.
Verteilung	Verteilung ist die Übertragung von elektrischer Energie in physikalisch-technisch begrenzten Regionen zur Einspeisung in Verteilungsstationen und Belieferung von Anlagen des Anschlussnutzers. Die Verteilung wird i. d. R. über das Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz realisiert.
Verteilungsnetz	Das Verteilungsnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Anlagen von Anschlussnutzern. In Verteilungsnetzen ist der Leistungsfluss im wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (≤ 110 kV) als Verteilungsnetze genutzt; in besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Netzteil als Verteilungsnetz betrachtet werden.
Verteilungsnetzbetreiber (VNB)	Ein VNB ist ein Betreiber eines Verteilungsnetzes.
Vorleistungen	Die Vorleistungen sind erbringerseitige Leistungen, die Anschlussnutzer (z.B. Kraftwerksbetreiber) auf Anforderung des ÜNB bereitstellen. Diese Vorleistungen nutzt der ÜNB zur Erbringung von Systemdienstleistungen.
Wirkleistung	Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z.B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist.
Zähler	Ein Zähler ist ein Messgerät, das allein oder in Verbindung mit anderen Messeinrichtungen für die Ermittlung und Anzeige einer oder mehrerer Messwerte eingesetzt wird. Für die Energieabrechnung verwendete Zähler müssen den gesetzlichen Anforderungen entsprechen.

10 Literatur

Q1	**EnWG**	Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005.
Q2	**StromNZV**	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungs-netzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005
Q3	**2. EU-RL**	Richtlinie 2003/54/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG
Q4	**EG-VO 1228**	Verordnung der EG Nr. 1228/2003 des europäischen Parla-ments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzu-gangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhan-del
Q5	**Congestion Management - Guidelines**	Beschluss der Kommission vom 9. November 2006 zur Ände-rung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
Q6	**EEG**	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März
Q7	**KWK-G**	Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWK-G) vom 19. März 2002
Q8	**GPKE**	Festlegungen der Bundesnetzagentur zu Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität vom 11. Juli 2006
Q9	**EN 50160**	Europanorm zu Netzqualitätskriterien; Zweck der EN 50160 Norm ist es, die Netzqualitätskriterien hinsichtlich Höhe, Kur-venform, Frequenz und Symmetrie der drei Leiterspannungen zu definieren und zu beschreiben.
Q10	**Grundsätze Netzrück-wirkungen**	Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen der vier Elektrizitätsverbände aus Österreich (VEÖ), Schweiz (VSE/AES), Tschechien (CSRES) und Deutschland (VDN); März 2005

Q11	**VDE 0105**	VDE 0105: Betrieb von elektrischen Anlagen; Teil 100: Allgemeine Festlegungen
Q12	**DC 2007**	DistributionCode 2007 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, Mai 2003
Q13	**TC 2003**	TransmissionCode 2003 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; August 2003
Q14	**MC 2006**	VDN-Richtlinie: MeteringCode 2006; Juli 2006
Q15	**UCTE-OH**	Das UCTE Operation Handbook ist eine umfassende Sammlung der relevanten technischen Standards und Empfehlungen für den Betrieb der Übertragungsnetze innerhalb der UCTE, dazu zählen: - P1 Load-Frequency Control and Performance Finalversion 20. Juli 2004 - P2 Scheduling and Accounting Finalversion 20. Juli 2004 - P3 Operational Security Finalversion 20. Juli 2004 - P4 Co-ordinated Operational Planning Finalversion 3. Mai 2006 - P5 Emergency Procedures Finalversion 3. Mai 2006 - P6 Communication Infrastructure Finalversion 3. Mai 2006 - P7 Data Exchanges 03.05.06 Finalversion 3. Mai 2006 - P8 Operational Training in Bearbeitung
Q16	**VDN**	EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz – Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes; August 2004
Q17	**VDN**	Richtlinie Datenaustausch und Mengenbilanzierung (DuM) – Ausgestaltung von Clearingprozessen im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung; Februar 2007
Q18	**DVG**	Das versorgungsgerechte Verhalten der thermischen Kraftwerke; Oktober 1991
Q19	**DVG**	Das (n-1)–Kriterium für die Hoch- und Höchstspannungsnetze der DVG-Unternehmen; Mai 1997
Q20	**DVG**	Zuverlässigkeit elektrischer Versorgungssysteme, Zusammenstellung der wichtigsten Begriffe; November 1987
Q21	**DVG**	Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den störungsbedingten Lastabwurf; November 1980

11 Anhänge

Anhang A: Formularblätter zur Umsetzung der Systemverantwortung

Anhang B: Beispiel für den Inhalt einer technischen Dokumentation, die zwischen Kraftwerksbetreiber und ÜNB auszutauschen ist

Anhang C: Anwendung des (n-1)–Kriteriums

Anhang D: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Regelleistung für die ÜNB

© Verband der Netzbetreiber – VDN, Version 1.1, August 2007