



economie

FPS Wirtschaft, KMU, Selbstständige und Energie

Königlicher Erlass zur Festlegung technischer Vorschriften für den Betrieb des Stromübertragungsnetzes

*Unterzeichnet am XXXXXX zur Veröffentlichung im Belgischen
Staatsblatt*

KÖNIGREICH BELGIEN

Föderaler öffentlicher Dienst WIRTSCHAFT, KMU, KLEINE UNTERNEHMEN UND ENERGIE

Königlicher Erlass zur Festlegung technischer Vorschriften für den Betrieb des Stromübertragungsnetzes

PHILIPPE, König der Belgier,

An alle, die jetzt hier sind oder danach sein werden, Grüße.

Gestützt auf die Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger;

Gestützt auf die Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Netzanschluss;

Gestützt auf die Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung;

Gestützt auf die Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb;

Gestützt auf die Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem;

Gestützt auf die Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes;

Gestützt auf die Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG;

Gestützt auf die Verfassung, Artikel 108;

Gestützt auf das Gesetz vom 29. April 1999 über die Organisation des Strommarkts, Artikel 8, Artikel 11 § 1 in der durch die Gesetze vom 21. Juli 2021 und vom 21. Mai 2023 geänderten Fassung und Artikel 30 § 2 in der durch das Gesetz vom 8. Januar 2012 geänderten Fassung;

Gestützt auf die Stellungnahme der Kommission für die Regulierung von Elektrizität und Gas vom 18. Januar 2023;

Gestützt auf die Stellungnahme des Finanzinspektors vom 12. Juli 2023;

Gestützt auf die Vorschläge und Konsultationen des Übertragungsnetzbetreibers vom

8. September 2021, 28. Juni 2022, 19. Juli 2022, 26. Juli 2022, 17. Januar 2023, 22. März 2023 und 1. Juni 2023;

Gestützt auf die Konsultationen mit den Regionen;

Gestützt auf die Stellungnahme Nr. 74.610/3 des Staatsrates vom 9. November 2023 gemäß Artikel 84 § 1 Abs. 1 Nr. 2 der am 12. Januar 1973 koordinierten Gesetze über den Staatsrat;

Auf Vorschlag des Wirtschaftsministers, des Gesundheitsministers, des Innenministers und des Energieministers und nach Stellungnahme der im Rat vereinigten Minister,

haben wir beschlossen und verfügen hiermit:

BUCH 1 – ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

Titel 1 – Begriffsbestimmungen

Artikel 1 § 1. Für diesen Erlass gelten die Begriffsbestimmungen des Artikels 2 des Gesetzes vom 29. April 1999 über die Organisation des Elektrizitätsmarkts und der europäischen Netzkodizes und Leitlinien gemäß Abschnitt 2 Nummer 2.

§ 2. Für die Zwecke dieses Erlasses gelten folgende Begriffsbestimmungen:

1° IEC: Internationale Elektrotechnische Kommission

2° Europäische Netzkodizes und Leitlinien: die folgenden europäischen Verordnungen:

a) Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, im Folgenden „Europäischer Netzkodex RfG“;

b) Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Netzanschluss, im Folgenden „Europäischer Netzkodex DCC“;

c) Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (im Folgenden „Europäischer Netzkodex HGÜ“)

d) Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, im Folgenden „Europäische SOGL-Leitlinie“;

e) Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (im Folgenden „Europäischer Netzkodex E&R“)

3° CDS: das geschlossene Verteilernetz gemäß Artikel 2 Absatz 2 Nummer 5 des europäischen Netzkodex DCC;

4° Zählerablesung: Aufzeichnung der Menge der über einen bestimmten Zeitraum

eingespeisten oder entnommenen Wirk- oder Blindenergie mit einem Zähler;

5° Zähler: Messgeräte, die die Durchführung einer Zählerablesung ermöglichen;

6° Elektrizitätsgesetz vom 29. April 1999: Gesetz vom 29. April 1999 über die Organisation des Elektrizitätsmarkts;

7° Übertragungsnetzbetreiber: der in Artikel 2 Absatz 8 des Elektrizitätsgesetzes vom 29. April 1999 genannte Netzbetreiber;

8° Wiederherstellungsplan: der Wiederherstellungsplan gemäß Artikel 3 Absatz 2 Nummer 5 des Europäischen Netzkodex E&R;

9° Systemschutzplan: gemäß Artikel 3 Absatz 2 Nummer 63 der europäischen SOGL-Leitlinie;

10° Ausnahmezustand: der in Artikel 3 Absatz 2 Nummer 37 der europäischen SOGL-Leitlinie genannte Systemzustand;-

11° Stromausfallzustand: der in Artikel 3 Absatz 2 Nummer 22 der europäischen SOGL-Leitlinie genannte Systemzustand;

12° Netzwiederaufbau-Zustand: der in Artikel 3 Absatz 2 Nummer 38 der europäischen SOGL-Leitlinie genannte Systemzustand;

13° Alarmstufe: der in Artikel 3 Absatz 2 Nummer 17 der europäischen SOGL-Leitlinie genannte Systemzustand;

14° einschlägiger Rechtsrahmen: eine Vereinbarung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem relevanten Netznutzer, in der die Anforderungen festgelegt sind, die für die betreffende Anlage oder den betreffenden Anschlusspunkt gemäß diesem Erlass gelten, und in der die Modalitäten für die Anwendung dieser Anforderungen festgelegt sind;

15° Verhaltenskodex: der in Artikel 11 Absatz 2 des Elektrizitätsgesetzes vom 29. April 1999 genannte Verhaltenskodex;

16° Messdatum: Datum, das durch Ablesen oder Messen des Zählers mit Messgerät ermittelt wird;

17° Wirkenergie: das Integral der Wirkleistung in einem bestimmten Zeitintervall;

18° Blindenergie: das Integral der Blindleistung in einem bestimmten Zeitintervall;

19° Messgeräte: Geräte zur Durchführung von Ablesungen und/oder Messungen von Zählern, z. B. Zähler, Geräte, deren Hauptfunktion in der Durchführung von Messungen besteht, Transformatoren oder zugehörige Telekommunikationsgeräte;

Anlage 20°: jeder Anschluss eines Netznutzers, eines Übertragungsnetzbetreibers, eines öffentlichen Verteilernetzbetreibers oder eines lokalen Übertragungsnetzbetreibers an das Übertragungsnetz oder das geschlossene Industrienetz, jede in Artikel 35 genannte Anlage oder eine Direktleitung;

21° Anlage des Systemnutzers: alle in Artikel 35 genannten Geräte eines Netznutzers, die über einen Anschluss an ein Netz angeschlossen sind;

22° Anlage des Übertragungsnetznutzers: alle in Artikel 35 genannten Geräte eines Übertragungsnetznutzers, die über einen Anschluss an das Übertragungsnetz angeschlossen sind;

23° Anschlussanlage: alle Geräte, die für den Anschluss der Anlage des Übertragungsnetznutzers an das Übertragungsnetz erforderlich sind;

24° Sammelschiene: die dreiphasige Baugruppe von drei Metallschienen oder Leitern, die für jede Phase die identischen und gemeinsamen Spannungspunkte bilden, über die die verschiedenen angeschlossenen Geräte (Geräte, Leitungen und Kabel) miteinander verbunden sind;

25° Arbeitstag: jeder Wochentag, mit Ausnahme von Samstagen, Sonntagen und gesetzlichen Feiertagen;

26° Messung: die Aufzeichnung einer physischen Größe zu einem bestimmten Zeitpunkt mit Messgeräten;

27° CREG: Elektrizitäts- und Gasregulierungskommission;

28° Wirkverluste: der durch die Nutzung dieses Netzes verursachte Wirkleistungsverbrauch im Netz;

29° Zugangspunkt oder Zugangspunkt zum Übertragungsnetz: ein Punkt, der durch einen physischen Standort und eine Spannungsstufe gekennzeichnet ist, für die dem Zugangsinhaber Zugang zum Übertragungsnetz zum Zwecke der Einspeisung oder Entnahme von Strom aus einer Stromerzeugungsanlage, einer Verbrauchsanlage, einer Energiespeicheranlage, einem geschlossenen Industrienetz oder einem geschlossenen Verteilernetz, das an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, zugewiesen wird; der Zugangspunkt ist an einen oder mehrere Anschlusspunkte des betreffenden Übertragungsnetznutzers angeschlossen, die sich auf derselben Spannungsebene und auf demselben Umspannwerk befinden;

30° Anschlusspunkt: ein Punkt, an dem das Übertragungsnetz mit ausländischen Übertragungsnetzen, lokalen Übertragungsnetzen und öffentlichen Verteilernetzen verbunden ist;

31° Schnittstellenpunkt: physische Lage und Spannungsebene des Punktes, an dem die Anlagen eines Übertragungsnetznutzers an die Anschlussanlagen angeschlossen sind. Dieser Punkt befindet sich am Standort des Übertragungsnetznutzers und in jedem Fall nach dem ersten Netzanschlussfeld aufseiten des Übertragungsnetznutzers;

32° Einspeisepunkt: ein Zugangspunkt, von dem aus Strom in das Übertragungsnetz eingespeist wird;

33° Ministerin: die Bundesministerin für Energie;

34° Entnahmestelle: ein Zugangspunkt, von dem aus dem Übertragungsnetz Strom entnommen wird;

35° lokale Stromerzeugungsanlage: eine Stromerzeugungsanlage, deren Einspeisepunkt mit der Entnahmestelle einer oder mehrerer Verbrauchsanlagen gemäß Artikel 35 § 3 Absatz 1 Nummer 1 des Übertragungsnetznutzers identisch ist oder – im Falle eines CDS – ein CDS-Nutzer, der sich auf demselben geografischen Standort befindet wie diese Verbrauchsanlagen;

36° bereitgestellte Leistung: die Scheinleistung bei Einspeisung und/oder Entnahme, die der Übertragungsnetzbetreiber für einen Zugangspunkt eines Übertragungsnetznutzers festgelegt hat, der diesen Übertragungsnetznutzer berechtigt, bis zur Höhe der bereitgestellten Leistung Strom in das/aus dem Übertragungsnetz einzuspeisen und/oder zu entnehmen;

37° Qualität: die Gesamtheit der Merkmale des Stroms, die sich auf die Anschlussanlagen, die Anlagen eines oder mehrerer Übertragungsnetznutzer, das öffentliche Verteilernetz und/oder das lokale Übertragungsnetz auswirken können und die u. a. die Kontinuität der Spannung und die elektrischen Eigenschaften dieser Spannung und des Stroms wie Frequenz, Amplitude, Wellenform und Symmetrie umfassen;

38° Anschluss: alle Geräte, die für den Anschluss der Anlage des Netznutzers, des öffentlichen Verteilernetzbetreibers und des lokalen Übertragungsnetzbetreibers an ein Netz erforderlich sind.

Der Anschluss des Übertragungsnetznutzers an das Übertragungsnetz besteht aus den Anschlussanlagen zwischen dem Anschlusspunkt und dem Schnittstellenpunkt, die mindestens das erste Anschlussfeld aus dem Übertragungsnetz umfassen.

Der Anschluss öffentlicher Verteilernetze oder lokaler Übertragungsnetze an das Übertragungsnetz besteht aus dem Anschlusspunkt an der Sekundärseite des Transformators, der Teil des Übertragungsnetzes ist, der die Stromspannung in die Spannung der öffentlichen Verteilernetze oder lokalen Übertragungsnetze umwandelt.

Der Anschluss des Nutzers eines geschlossenen Industrienetzes wird durch die Anschlussvereinbarungen bestimmt, die der Betreiber des geschlossenen Industrienetzes mit diesem Nutzer dieses geschlossenen Industrienetzes geschlossen hat;

39° Register der Messgeräte: das vom Übertragungsnetzbetreiber gemäß diesem Erlass geführte Register;

40° Verordnung (EU) 2019/941: Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG.

41° Verordnung (EU) Nr. 543/2013: Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates;

42° lokales Übertragungsnetz: das regionale Übertragungsnetz im Sinne der Ordonnanz der Region Brüssel-Hauptstadt vom 19. Juli 2001 über die Organisation des Elektrizitätsmarkts in der Region Brüssel-Hauptstadt, das lokale Elektrizitätsübertragungsnetz im Sinne des Dekrets der Flämischen Region vom 8. Mai 2009 mit allgemeinen Bestimmungen zur Energiepolitik und das lokale Übertragungsnetz im Sinne des Dekrets der Wallonischen Region vom 12. April 2001 über die Organisation des regionalen Elektrizitätsmarkts;

43° geschlossenes Verteilernetz: das geschlossene Verteilernetz im Sinne von Artikel 2 Absatz 2 Nummer 5 des Europäischen Netzkodex DCC, soweit es sich auf das geschlossene Verteilernetz im Sinne des Dekrets der Flämischen Region vom 8. Mai 2009 mit allgemeinen Bestimmungen zur Energiepolitik bezieht, das geschlossene Berufsnetz im Sinne des Dekrets der Region Wallonien vom 12. April 2001 über die Organisation des regionalen Elektrizitätsmarkts und das private Netz im Sinne der Ordonnanz der Region Brüssel-Hauptstadt vom 19. Juli 2001 über die Organisation des Elektrizitätsmarkts in der

Region Brüssel-Hauptstadt;

44° geschlossenes Industrienetz: das geschlossene Verteilernetz gemäß Artikel 2 Absatz 2 Nummer 5 des Europäischen Netzkodex DCC, soweit es sich auf das im Elektrizitätsgesetz vom 29. April 1999 genannte geschlossene Industrienetz bezieht; für die Zwecke dieses Erlasses und sofern nichts anderes bestimmt ist, wird das Bahnnetz dem geschlossenen Industrienetz, wie es in diesem Erlass definiert ist, gleichgestellt.

45° öffentliches Verteilernetz: eine Reihe von miteinander verbundenen elektrischen Leitungen mit einer Nennspannung von 70 Kilovolt oder weniger und zugehörige Anlagen, die für die Verteilung von Elektrizität an Kunden erforderlich sind, bei denen es sich nicht um ein CDS oder eine Direktleitung handelt, mit Ausnahme des lokalen Übertragungsnetzes;

46° AREI: der Königliche Erlass vom 8. September 2019 zur Einrichtung des Buches 1 über Niederspannungs- und Kleinstspannungsanlagen, des Buches 2 über Hochspannungsanlagen und des Buches 3 über elektrische Energieübertragungs- und -verteilungsanlagen in der durch die Königlichen Erlasse vom 10. Juli 2022 und vom 5. März 2023 geänderten Fassung;

47° ARAB: Allgemeine Vorschriften über die Sicherheit am Arbeitsplatz unter Berücksichtigung ihrer Aufnahme in den Kodex für das Wohlbefinden am Arbeitsplatz;

48° Wiederherstellungsdienst: jede vom Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit den einschlägigen Bestimmungen des Europäischen Netzkodex RfG und des Europäischen Netzkodex E&R festgelegte Dienstleistung, die zu einer oder mehreren Maßnahmen des Wiederherstellungsplans beiträgt;

49° Schwarzstartdienst: der Dienst, der von Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeiten gemäß Artikel 2 Absatz 2 Nummer 45 des Europäischen Netzkodex RfG erbracht wird und einen der möglichen Wiederherstellungsdienste darstellt;

50° elektrisches Netz: die Gesamtheit der Geräte, die alle Verbundnetze, alle Anschlüsse und alle Anlagen der an diese Netze angeschlossenen Netznutzer umfasst, die zur Regelzone des relevanten Übertragungsnetzbetreibers gehören;

51° Anschlussfeld: die Gesamtheit der Bestandteile einer Anschlussanlage, die insbesondere folgende Funktionen gewährleistet:

- a) die Einspeisung der Anlagen des Übertragungsnetznutzers aus dem Übertragungsnetz;
- b) Ausschalten und/oder Einschalten dieser Anlagen;
- c) die physische Trennung dieser Anlagen vom Übertragungsnetz;

52° Netznutzer: jede natürliche oder juristische Person, die als Eigentümer einer Stromerzeugungsanlage, einer Verbrauchsanlage, einer Energiespeicheranlage, eines CDS oder eines HGÜ-Systems Elektrizität in ein Übertragungsnetz, ein lokales Übertragungsnetz oder ein öffentliches Verteilernetz einspeiset oder Strom aus einem solchen Netz bezieht, wobei ausschließlich für die Zwecke dieses Erlasses und der europäischen Netzkodizes und Leitlinien davon ausgegangen wird, dass der Eigentümer die Person ist, die das Eigentumsrecht besitzt, oder, falls ein Dritter, mit dem diese Person eine vertragliche Beziehung unterhält, das Recht auf Nutzung dieser Anlage, dieses Netzes oder dieses Systems hat;

53° CDS-Nutzer: natürliche oder juristische Person, die Strom in ein CDS einspeist oder aus einem CDS entnimmt;

54° Übertragungsnetznutzer: ein Netznutzer, dessen Stromerzeugungsanlage, Verbrauchsanlage, Energiespeicheranlage, geschlossenes Industrienetz, geschlossenes Verteilernetz oder HGÜ-System an das Übertragungsnetz angeschlossen ist;

55° Regelzone: die Regelzone gemäß Artikel 2 Absatz 1 Nummer 6 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013;

56° FCR: die in Artikel 3 Absatz 2 Nummer 6 der europäischen SOGL-Leitlinie genannten Frequenzschutzreserven;

57° FRR: die Frequenzwiederherstellungsreserven gemäß Artikel 3 Absatz 2 Nummer 7 der europäischen SOGL-Leitlinie;

58° Sollwert: den Referenzwert gemäß Artikel 2 Absatz 2 Nummer 25 des Europäischen Netzkodex RfG;

59° Stromerzeugungsanlage: eine synchrone Stromerzeugungsanlage oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage gemäß Artikel 2 Absatz 2 Nummer 5 des Europäischen Netzkodex RfG;

60° wesentliche Modernisierung: die Modernisierung einer Installation oder der Austausch von Geräten in einem Umfang, der eine Überarbeitung des bestehenden Anschlussvertrags oder einer neuen Anschlussvereinbarung gemäß Artikel 4 des Europäischen Netzkodex RfG, Artikel 4 des Europäischen Netzkodex DCC und Artikel 4 des Europäischen Netzkodex HGÜ erfordert;

61° asynchrone Energiespeicheranlage: eine Energiespeicheranlage im Sinne des Elektrizitätsgesetzes vom 29. April 1999 mit Ausnahme einer Einheit oder einer Sammlung von Strom erzeugenden Einheiten, sofern diese Energiespeicheranlage entweder nicht synchron oder über Leistungselektronik an das Netz angeschlossen ist und über einen Anschlusspunkt an ein Übertragungsnetz, einschließlich eines geschlossenen Industrienetzes, oder an ein HGÜ-System verfügt.

Titel 2 – Geltungsbereich

Artikel 2. Der vorliegende Erlass gilt nicht für:

1° Systemnutzer, die an das öffentliche Verteilernetz oder an das lokale Übertragungsnetz angeschlossen sind, außer in den in Artikel 4 Absatz 5 Nummer 2 genannten Fällen, und an ein CDS angeschlossene Netznutzer, außer in den in Artikel 4 Absatz 6 genannten Fällen;

2° Elektrofahrzeuge;

3° Stromerzeugungsanlagen, die für die Bereitstellung einer Notstromversorgung installiert sind und weniger als 5 Minuten pro Monat parallel zum Übertragungsnetz im Normalzustand betrieben werden und keine Nebendienstleistung erbringen;

4° asynchrone Energiespeicheranlagen, die ausschließlich der Notstromversorgung des Übertragungsnetzbetreibers dienen, insbesondere solche, die keine Nebendienstleistungen erbringen und im Entlademodus im Normalzustand weniger als 5 Minuten pro Monat parallel zum Übertragungsnetz betrieben werden.

Der Betrieb parallel zum Übertragungsnetz von Stromerzeugungsanlagen gemäß den Nummern 3° und 4° und Energiespeicheranlagen während Wartungsarbeiten oder Inbetriebnahmeprüfungen wird nicht in die Berechnung der 5 Minuten einbezogen.

Titel 3 – Aufgaben, Zuständigkeiten und allgemeine Verpflichtungen des Übertragungsnetzbetreibers

Artikel 3. Der Übertragungsnetzbetreiber nimmt die ihm durch diesen Erlass übertragenen Aufgaben im Rahmen seiner gesetzlichen Aufgaben wahr, wie im Elektrizitätsgesetz vom 29. April 1999 vorgesehen.

Artikel 4 § 1. Der Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet nach Rücksprache mit den Übertragungsnetznutzern die Qualität und Zuverlässigkeit der Versorgung durch geeignete Mittel und Maßnahmen und im Einklang mit den Bestimmungen dieses Erlasses und/oder der geltenden Rechtsvorschriften. Dies ermöglicht es, zumindest die folgenden Qualitätsangaben zu bestimmen:

- 1° die Häufigkeit der Unterbrechungen;
- 2° die durchschnittliche Dauer der Unterbrechungen;
- 3° die jährliche Dauer der Unterbrechungen;

§ 2. Der Übertragungsnetzbetreiber erstellt mindestens einmal jährlich einen Bericht und macht ihn auf seiner Website öffentlich zugänglich.

Dieser Bericht befasst sich mit folgenden Aspekten:

- 1° Qualität und Zuverlässigkeit der Versorgung im Übertragungsnetz und in der Regelzone;
- 2° Bewertung der Ergebnisse der in Artikel 33 genannten regelmäßigen Prüfungen.

§ 3. Der Übertragungsnetzbetreiber ergreift die erforderlichen Maßnahmen gemäß Artikel 20 der europäischen SOGL-Leitlinie und gemäß Artikel 21, wenn sich das Übertragungsnetz in einem Alarm-, Ausnahme-, Stromausfall- oder Netzwiederaufbau-Zustand befindet oder wahrscheinlich in einen der oben genannten Zustände gelangt.

§ 4. Der Übertragungsnetzbetreiber führt das Register der Messgeräte.

Wird das Register der Messgeräte auf einem elektronischen Datenträger geführt, so trifft der Übertragungsnetzbetreiber die erforderlichen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass mindestens eine unveränderte Kopie gemäß den geltenden Bestimmungen über den Schutz personenbezogener Daten auf einem identischen Datenträger sicher aufbewahrt wird.

Der Übertragungsnetzbetreiber sorgt für die Veröffentlichung des Registers der Messgeräte.

§ 5. Unbeschadet Artikel 140 beteiligt sich der Übertragungsnetzbetreiber in keiner Weise am Betriebsmanagement des öffentlichen Verteilernetzes und trägt diesbezüglich keine Verantwortung.

Der Übertragungsnetzbetreiber darf keine vertraglichen und/oder betrieblichen Beziehungen zu Netznutzern unterhalten, die an die öffentlichen Verteilernetze angeschlossen sind, es sei denn, es handelt sich um Beziehungen, die er in den folgenden Fällen zu dem an das öffentliche Verteilernetz angeschlossenen Netznutzer unterhalten würde, und

gegebenenfalls nach Konsultation der öffentlichen Verteilernetzbetreiber im Einklang mit dem Verhaltenskodex:

1° wenn er ihm Nebendienstleistungen, Nachfragesteuerungsdienste oder Koordinierungs- und Engpassmanagementdienste erbringt oder eine Menge an Erzeugungskapazität und/oder eine Nachfragesteuerung im Rahmen der strategischen Reserve zur Verfügung stellt oder im Rahmen des Kapazitätsausgleichsmechanismus gemäß dem Elektrizitätsgesetz vom 29. April 1999 als Kapazitätsanbieter fungiert; und/oder

2° in Anwendung bestimmter Betriebs- oder Informationspflichten, die sich aus den europäischen Netzkodizes und Leitlinien ergeben; und/oder

3° sonstige Vertragsbeziehungen mit den Netznutzern, die durch Vereinbarung mit den Betreibern des betreffenden öffentlichen Verteilernetzes an das öffentliche Verteilernetz angeschlossen sind.

§ 6. Der Übertragungsnetzbetreiber steht in keiner vertraglichen und/oder betrieblichen Beziehung zu den CDS-Nutzern, mit Ausnahme von:

1° wenn sie Nebendienstleistungen, Nachfragesteuerungsdienste, Koordinierungs- und Engpassmanagementdienste, Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Beteiligung am Kapazitätsausgleichsmechanismus oder Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Beteiligung an der strategischen Reserve gemäß dem Elektrizitätsgesetz vom 29. April 1999 erbringen; und/oder

2° in Anwendung bestimmter Betriebs- oder Informationspflichten, die sich aus den europäischen Netzkodizes und Leitlinien ergeben; und/oder

3° im Einklang mit anderen vertraglichen Vereinbarungen mit dem betreffenden CDS-Verwalter;

4° oder gemäß anderen Regelungen, die sich aus den anwendbaren Rechtsvorschriften ergeben.

Artikel 5. Der Übertragungsnetzbetreiber richtet eine Konsultationsplattform für einen ständigen Dialog mit den verschiedenen Kategorien von Netznutzern und Marktteilnehmern, die auf dem belgischen Strommarkt tätig sind, oder deren Vertretern über spezifische Probleme im Zusammenhang mit der Durchführung dieses Erlasses ein.

Zu diesem Zweck sorgt sie unter anderem dafür, dass spezielle Arbeitsgruppen eingesetzt werden, dass relevante Netznutzer, Marktteilnehmer oder ihre Vertreter eingeladen werden und dass die Ergebnisse und förmlichen Empfehlungen, die sich aus diesen Arbeitsgruppen ergeben, dem Minister mitgeteilt werden.

Diese Empfehlungen sowie alle Arbeiten der Konsultationsplattform werden auf der Website des Übertragungsnetzbetreibers veröffentlicht.

Diese Empfehlungen dürfen unter keinen Umständen eine oder mehrere Bestimmungen dieses Erlasses ändern oder ersetzen.

Die Konsultationsplattform legt ihre Arbeitsagenda und die Betriebsvorschriften ihrer Arbeitsgruppen und ihrer Generalversammlung fest und veröffentlicht sie auf der Website des Übertragungsnetzbetreibers.

Titel 4 – Befugnisse des Ministers

Artikel 6. Der Minister ernennt einen Vertreter der Generaldirektion Energie, der an den in Artikel 5 Absatz 2 genannten Arbeitsgruppen teilnimmt. Die CREG wird vom Übertragungsnetzbetreiber als Beobachter zu den Sitzungen dieser Arbeitsgruppen eingeladen. Der Minister kann den Übertragungsnetzbetreiber im Einvernehmen mit dem Übertragungsnetzbetreiber und/oder der CREG auffordern, der Konsultationsplattform einen oder mehrere Punkte zur Erörterung vorzulegen.

Der Minister genehmigt den Systemschutzplan, den Wiederherstellungsplan und den Testplan gemäß den Art. 29 bis 32 und übt die sonstigen darin vorgesehenen Befugnisse aus.

Der Minister füllt auf Vorschlag des Übertragungsnetzbetreibers und nach Anhörung der Übertragungsnetznutzer gemäß Artikel 5 die in Art. 46 § 1 genannte Liste der allgemeinen technischen Mindestanforderungen und Kontrollparameter aus.

Der Minister wird als zuständige Behörde für die Stromversorgungssicherheit gemäß Artikel 3 der Verordnung (EU) 2019/941 und Artikel 11 § 1 Nummer 4 des Elektrizitätsgesetzes vom 29. April 1999 benannt. Um eine nationale Stromversorgungskrise zu verhindern, abzumildern und zu beheben, nimmt der Minister die der zuständigen Behörde in der Verordnung (EU) 2019/941 zugewiesenen Aufgaben wahr. Der Minister kann der Generaldirektion Energie operative Aufgaben im Zusammenhang mit der Risikovorsorgeplanung und dem Risikomanagement gemäß der Verordnung (EU) 2019/941 übertragen.

Titel 5 – Beitrag der CREG

Artikel 7. Die Anforderungen und Anwendungsmodalitäten, auf die in den Büchern 3 bis 9 dieses Erlasses Bezug genommen wird, werden für jede Anlage oder jeden Anschlusspunkt im einschlägigen Rechtsrahmen unter Berücksichtigung der einschlägigen Bestimmungen des Verhaltenskodex festgelegt oder im Einzelnen festgelegt.

Die CREG überwacht die Übereinstimmung der einschlägigen Bestimmungen des in Abs. 1 genannten einschlägigen Rechtsrahmens mit den Anforderungen dieses Erlasses und des Verhaltenskodex gemäß dem Verfahren, gegebenenfalls, das zu diesem Zweck im Verhaltenskodex festgelegt ist, und mit den europäischen Netzkodizes und Leitlinien.

Im Rahmen der Bewertung von Anträgen auf Ausnahmegenehmigung durch die CREG gemäß Artikel 60 des Europäischen Netzkodex RfG, Artikel 50 des Europäischen Netzkodex DCC und Artikel 80 des Europäischen Netzkodex HGÜ übermittelt die CREG der Generaldirektion Energie innerhalb von fünf Arbeitstagen nach Eingang eine Kopie des Antrags auf Ausnahmegenehmigung. Die CREG übermittelt ihr außerdem innerhalb von fünf Arbeitstagen nach Eingang dieser Informationen eine Kopie aller zusätzlichen Informationen, die sie angefordert oder erhalten hat. Die Generaldirektion Energie kann der CREG innerhalb von drei Monaten nach Erhalt der Kopie des Ausnahmeantrags eine Stellungnahme übermitteln. Gehen die zusätzlichen Informationen vor Ablauf der Dreimonatsfrist bei der Generaldirektion Energie ein, so wird die Frist für die Übermittlung einer Stellungnahme an die CREG um einen Monat verlängert. Gehen die zusätzlichen Informationen nach Ablauf der Dreimonatsfrist bei der Generaldirektion Energie ein, so verfügt sie über eine weitere Frist von einem Monat nach Eingang dieser Informationen, um ihre Stellungnahme abzugeben.

Die CREG wird um Stellungnahme ersucht und erhält die Zustellungen, wie in diesem Erlass und in Übereinstimmung mit den Bestimmungen dieses Erlasses und der europäischen Netzkodizes und Leitlinien vorgesehen sind.

Titel 6 – Interventionen der Generaldirektion Energie

Artikel 8. § 1 Die Generaldirektion Energie erhält vom Übertragungsnetzbetreiber oder der CREG die Formulare, Berichte, Mitteilungen, Zustellungen und Informationen gemäß den Bestimmungen dieses Erlasses und der europäischen Netzkodizes und Leitlinien.

§ 2. Wenn der Übertragungsnetzbetreiber die CREG gemäß dem Verhaltenskodex benachrichtigt, legt die CREG der Generaldirektion Energie eine Kopie der Kriterien zur Stellungnahme vor, die der CREG gemäß dem Verhaltenskodex zur Genehmigung vorgelegt werden und auf deren Grundlage der Übertragungsnetzbetreiber die auszugleichenden Wirkverluste im Übertragungsnetz festlegt. Die Generaldirektion Energie übermittelt ihre Stellungnahme der CREG und dem Übertragungsnetzbetreiber innerhalb eines Monats.

Geht innerhalb der gesetzten Frist keine Stellungnahme ein, so wird davon ausgegangen, dass die Generaldirektion Energie eine befürwortende Stellungnahme abgegeben hat.

Die CREG übermittelt der Generaldirektion Energie eine Kopie des Jahresberichts, den der Übertragungsnetzbetreiber gemäß dem Verhaltenskodex über Wirkverluste im Übertragungsnetz erstellt hat.

§ 3. Die Generaldirektion Energie gibt auch auf eigene Initiative oder auf Antrag der CREG oder des Übertragungsnetzbetreibers Stellungnahmen gemäß den Bestimmungen dieses Erlasses und der europäischen Netzkodizes und Leitlinien ab.

Titel 7 – Förmlichkeiten, Zustellungen, Vertraulichkeit und Bekanntgabe, Mitteilungen und Fristen

Artikel 9. § 1. Sofern in diesem Erlass nichts anderes bestimmt ist, sind die in diesem Erlass genannten Zustellungen, Übermittlungen oder Mitteilungen schriftlich an die letzte vom Empfänger angegebene Anschrift zu richten. Wurde eine Kontaktperson benannt, so sind diese Übermittlungen, Mitteilungen oder Zustellungen an diese Person zu richten.

Im Falle einer Änderung der Anschrift oder der Kontaktperson unterrichtet der Empfänger, dessen Anschrift oder Kontaktperson sich geändert hat, seine Korrespondenten so bald wie möglich über diese Änderung der Anschrift oder der Kontaktperson und stellt sicher, dass diese Anschrift oder Kontaktperson in den Dokumenten, in denen die frühere Anschrift oder Kontaktperson angegeben ist, geändert wird.

§ 2. Sofern in diesem Erlass nichts anderes bestimmt ist, erfolgt die Übermittlung, Mitteilung oder Zustellung von Informationen über den Stromaustausch und den Betrieb des Übertragungsnetzes nach diesem Erlass auf den vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten elektronischen Mitteln für den Datenaustausch.

Alle Übermittlungen, Mitteilungen oder Zustellungen an die CREG im Rahmen ihrer Genehmigungsbefugnis erfolgen im Einklang mit den geltenden Rechtsvorschriften; mit Ausnahme des Verhaltenskodex oder dieses Erlasses durch Einschreiben mit Rückschein

oder durch persönliche Abgabe gegen Empfangsbestätigung an den Lenkungsausschuss, oder auf andere Weise, die ausdrücklich schriftlich mit der CREG vereinbart wurde. Eine Kopie wird in gleicher Weise an die Generaldirektion Energie geschickt, wenn diese gemäß den geltenden Rechtsvorschriften oder diesem Erlass beratende Befugnisse hat.

§ 3. Das Datum der Zustellung wird nach Artikel 1.5 des Zivilgesetzbuchs bestimmt.

Unbeschadet anders lautender Bestimmungen der anwendbaren Rechtsvorschriften oder dieses Erlasses laufen die in diesem Erlass festgelegten Fristen von Mitternacht bis Mitternacht. Sie beginnen am ersten Arbeitstag, der auf den Tag der Handlung oder des Ereignisses folgt, aus dem sie hervorgegangen sind. Das Fälligkeitsdatum wird in die Frist aufgenommen. Handelt es sich bei diesem Tag jedoch um einen Samstag, Sonntag oder Feiertag, so wird das Fälligkeitsdatum auf den folgenden Arbeitstag verschoben.

Gibt es keine gesetzliche Frist, so bemühen sich der Übertragungsnetzbetreiber und jede andere Person, die nach diesem Erlass oder den geltenden Rechtsvorschriften, mit Ausnahme des Verhaltenskodex, zur Übermittlung von Informationen oder Daten verpflichtet ist, diese Informationen und/oder Daten so bald wie möglich unter Einhaltung ihrer Vertraulichkeitspflichten zu übermitteln.

Artikel 10. § 1. Ist der Übertragungsnetzbetreiber für die Bekanntgabe, einschließlich der Veröffentlichung bestimmter Informationen und/oder Daten, verantwortlich, so stellt er diese Bekanntgabe gemäß den in diesem Erlass oder den geltenden Rechtsvorschriften festgelegten Bedingungen, Modalitäten und Formalitäten sicher.

§ 2. Unbeschadet der Bestimmungen dieses Erlasses über die Nichtoffenlegung vertraulicher oder wirtschaftlich sensibler Informationen und Daten, von denen er nach diesem Erlass und/oder den geltenden Rechtsvorschriften Kenntnis hat, und unbeschadet der Zuweisungen und Regulierungsbefugnisse, die der CREG durch das Elektrizitätsgesetz vom 29. April 1999 oder die europäischen Netzkodizes und Leitlinien übertragen wurden, macht der Übertragungsnetzbetreiber die Bekanntmachungen zu den in diesem Erlass genannten Themen gemäß Artikel 11 § 1 Absatz 2 und Nummer 7 des Elektrizitätsgesetzes vom 29. April 1999 auf einem Internetserver oder einem anderen in diesem Erlass und/oder den geltenden Rechtsvorschriften genannten Träger.

§ 3. Der Übertragungsnetzbetreiber und jede andere Person, die in diesem Erlass und/oder in den geltenden Rechtsvorschriften zur Übermittlung von Informationen und/oder Daten verpflichtet ist, treffen die erforderlichen Maßnahmen, um die angemessene Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit dieser Informationen und/oder Daten zu gewährleisten, insbesondere gegebenenfalls durch Aktualisierung.

§ 4. Sind die Vorschriften, Anforderungen, Modalitäten und Grundsätze für die Übermittlung und/oder den Austausch von Informationen und/oder Daten, auf die in diesem Erlass und/oder den anwendbaren Rechtsvorschriften Bezug genommen wird, nicht in den anwendbaren Rechtsvorschriften oder in diesem Erlass vorgesehen, so legt der Übertragungsnetzbetreiber diese Vorschriften, Anforderungen, Modalitäten und Grundsätze fest. Der Übertragungsnetzbetreiber stimmt sich im Rahmen der gemäß Artikel 5 durchgeführten Konsultationen regelmäßig mit den betroffenen Parteien ab.

Der Übertragungsnetzbetreiber trifft die erforderlichen technischen, ICT-, physischen und organisatorischen Maßnahmen, gegebenenfalls bei der Anwendung der geltenden Rechtsvorschriften, um die Sicherheit der Informationsnetze und -systeme zu gewährleisten, die er im Rahmen seiner in diesem Erlass genannten Tätigkeiten verwendet, insbesondere um Risiken und Sicherheitsvorfälle, die diese Netze und Systeme bedrohen, zu verhindern

und zu bewältigen.

BUCH 2 – VORSCHRIFTEN FÜR NEBENDIENSTLEISTUNGEN, DIE VOM ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER FESTZULEGEN SIND

Titel 1 – Liste der Nebendienstleistungen

Artikel 11. Der Übertragungsnetzbetreiber führt folgende Nebendienstleistungen ein:

1° Ausgleichsdienstleistungen:

- a) FCR;
- b) FRR;

2° Regelung der Spannung und der Blindleistung gemäß Artikel 3 Absatz 2 Nummer 21 der europäischen SOGL-Leitlinie;

3° der Schwarzstartdienst;

4° jede andere Nebendienstleistung, unabhängig davon, ob sie unter die Kategorien 1° bis 3° fällt oder nicht, wie z. B. Schutzdienste, die vom Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit den einschlägigen Bestimmungen der europäischen Netzkodizes und Leitlinien, dieses Erlasses und/oder des Verhaltenskodex entwickelt werden können, entweder im Rahmen der Harmonisierung von Nebendienstleistungen auf europäischer oder nationaler Ebene oder im Zusammenhang mit einem vom Übertragungsnetzbetreiber festgestellten Bedarf zur Gewährleistung der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Netzes.

Titel 2 – Wiederherstellungsplan

Artikel 12. Unbeschadet des in Artikel 23 des Europäischen Netzkodex E&R genannten Wiederherstellungsplans legt der Übertragungsnetzbetreiber die verschiedenen Mittel fest, mit denen nach einem Spannungszusammenbruch ein Wiederherstellungsdienst erbracht werden soll.

Artikel 13 Unbeschadet des Artikels 32 § 1 Absatz 6 wird jede notwendige Koordinierung mit dem betreffenden Verteilernetzbetreiber oder CDS-Betreiber gemäß Artikel 25 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex E&R im Wiederherstellungsplan beschrieben.

Artikel 14. Unbeschadet des Artikels 23 des Europäischen Netzkodex E&R enthält der Wiederherstellungsplan die Methode zur Bestimmung des Bedarfs an Wiederherstellungsdiensten, die Wahl der Arten der erforderlichen Wiederherstellungsdienste und das Volumen jedes erforderlichen Wiederherstellungsdienstes. Das Potenzial der Inselenergiequellen und das Potenzial der Energiequellen für die Notstromversorgung sind zu berücksichtigen.

Titel 3 – Systemschutzplan

Artikel 15. Unbeschadet des in Artikel 11 des Europäischen Netzkodex E&R genannten Netzschutzplans bestimmt der Übertragungsnetzbetreiber den Bedarf und gegebenenfalls

die verschiedenen Mittel, die für die Bereitstellung eines Netzschutzdienstes vorgesehen sind.

Artikel 16. Jede gemäß Artikel 13 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex E&R erforderliche Koordinierung mit dem betreffenden Verteilernetzbetreiber, dem CDS-Betreiber, ist im Systemschutzplan zu beschreiben.

Artikel 17. Unbeschadet des Artikels 11 des Europäischen Netzkodex E&R enthält der Systemschutzplan die Methode zur Bestimmung des Bedarfs an Schutzdiensten, die Wahl der Arten der erforderlichen Schutzdienste und den Umfang jedes benötigten Schutzdienstes.

BUCH 3 – ANFORDERUNGEN UND MASSNAHMEN IN BEZUG AUF DIE SICHERHEIT UND DEN ZUGANG ZU DEN ANLAGEN

Titel 1 – Anforderungen an die Sicherheit von Personen

Artikel 18. Die belgischen Rechts- und Verwaltungsvorschriften über die Sicherheit von Personen und Gütern, insbesondere die ARAB und die AREI, der Kodex für das Wohlbefinden am Arbeitsplatz, die Normen NBN-EN 50110-1 und NBN-EN 50110-2 und die europäischen und/oder harmonisierten Normen und Standards, die in diesen Bereichen unmittelbar gelten, sowie spätere Änderungen gelten für alle Personen, die am Übertragungsnetz, an der entsprechenden Infrastruktur und/oder an den Anlagen beteiligt sind, einschließlich des Übertragungsnetzbetreibers, des Übertragungsnetznutzers und ihres jeweiligen Personals, einschließlich ihrer Auftragnehmer, Unterauftragnehmer und Lieferanten.

Titel 2 – Zugang zu Übertragungsnetzinfrastruktur und Anschlussanlagen, die vom Übertragungsnetzbetreiber betrieben werden

Artikel 19. Sofern in diesem Erlass und/oder den geltenden Rechtsvorschriften nichts anderes bestimmt ist, wird der Zugang zu beweglichem oder unbeweglichem Eigentum, das vom Übertragungsnetzbetreiber betrieben wird, jederzeit nach den Zugangs- und Sicherheitsverfahren des Übertragungsnetzbetreibers und mit dessen vorheriger ausdrücklicher Zustimmung gewährt.

Befinden sich die vom Übertragungsnetzbetreiber betriebenen Übertragungsnetzinfrastruktur und Anschlussanlagen am Standort des Übertragungsnetzbetreibers, so wenden der Übertragungsnetzbetreiber, seine Auftragnehmer, seine Unterauftragnehmer und seine Lieferanten auch die Zugangs- und Sicherheitsverfahren des Übertragungsnetzbetreibers für den Zugang zu diesem Standort an, soweit diese Zugangsverfahren die Durchführung dieses Erlasses nicht beeinträchtigen.

Titel 3 – Zugang zu den Anlagen des Übertragungsnetznutzers, und des Netznutzers

Artikel 20. § 1. Vorbehaltlich anderer Vorschriften und/oder Modalitäten, die in den europäischen Netzkodizes und Leitlinien festgelegt sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber

in seiner Eigenschaft als relevanter Netzbetreiber oder gegebenenfalls in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber innerhalb eines angemessenen Zeitraums ohne unangemessene Risiken oder Beschränkungen Zugang zu den Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers oder gegebenenfalls eines anderen Netznutzers, um Inspektionen und Tests durchzuführen oder zu veranlassen und/oder die Durchführung von Tests zu veranlassen oder andere Maßnahmen und/oder Formalitäten – gegebenenfalls in Abstimmung mit dem betreffenden Netzbetreiber – einzuführen oder zu veranlassen, um die Einhaltung dieses Erlasses und/oder der geltenden Rechtsvorschriften zu überprüfen.

Dieser Zugang wird in Anwesenheit eines Vertreters des betreffenden Übertragungsnetzes oder Netznutzers gewährt. Der Übertragungsnetznutzer oder gegebenenfalls der Netznutzer darf dem Übertragungsnetzbetreiber den Zugang nicht auf der Grundlage vertraglicher Vereinbarungen mit Dritten über die Anlagen verweigern.

Darüber hinaus stellen sich der Übertragungsnetzbetreiber, der betreffende Übertragungsnetznutzer oder gegebenenfalls der Netznutzer einander zur Verfügung, um einander bei der Durchführung von Tests, Messungen und/oder Formalitäten über alle Risiken zu informieren, die mit ihrer Anwesenheit oder der ihres Vertreters verbunden sind.

§ 2. Unter den in Abschnitt 1 genannten Umständen und sofern in diesem Erlass und/oder in den geltenden Rechtsvorschriften nichts anderes bestimmt ist, hat der Übertragungsnetzbetreiber die vom Übertragungsnetznutzer oder gegebenenfalls von anderen Netznutzern angewandten Vorschriften über die Sicherheit von Personen und Gütern einzuhalten. Zu diesem Zweck teilt der Übertragungsnetznutzer und/oder gegebenenfalls der Netznutzer dem Übertragungsnetzbetreiber vor der Durchführung der Inspektionen, Tests oder sonstigen Formalitäten und/oder Maßnahmen schriftlich die geltenden Vorschriften, einschließlich der Verfahren, mit und übermittelt eine Kopie davon.

Der Übertragungsnetznutzer oder gegebenenfalls der Netznutzer darf dem Übertragungsnetzbetreiber keine strengeren Sicherheitsanforderungen stellen als für sein eigenes Personal, es sei denn, die Nichteinhaltung dieser Anforderungen würde die Gesundheit und Sicherheit des Personals des Übertragungsnetzbetreibers, seiner Auftragnehmer, Unterauftragnehmer oder Lieferanten unmittelbar gefährden.

Ist der Übertragungsnetznutzer oder gegebenenfalls der Netznutzer der Auffassung, dass das Personal des Übertragungsnetzbetreibers, seine Auftragnehmer, Unterauftragnehmer oder Lieferanten während der Erfüllung ihres Auftrags, der aus den Tätigkeiten des Übertragungsnetznutzers oder Netznutzers resultiert, persönliche Schutzausrüstungen verwenden sollten, so stellt dieser diese dem beteiligten Personal des Übertragungsnetzbetreibers, seinen Auftragnehmern, Unterauftragnehmern oder Lieferanten zur Verfügung und erteilt die erforderlichen Anweisungen für ihre ordnungsgemäße Nutzung. Eine solche Bereitstellung kann zu angemessenen finanziellen Eingriffen des Übertragungsnetzbetreibers oder seiner Auftragnehmer, Unterauftragnehmer und Lieferanten für den Übertragungsnetznutzer oder gegebenenfalls den Netznutzer führen.

§ 3. Liegen die in Abschnitt 2 Absatz 1 genannten Informationen nicht vor, wendet der Übertragungsnetzbetreiber bei der Durchführung von Inspektionen, Prüfungen oder anderen Formalitäten und/oder Maßnahmen in Bezug auf die Anlagen eines Übertragungsnetznutzers oder gegebenenfalls eines Netznutzers seine eigenen Vorschriften über die Sicherheit von Personen und Gütern an.

§ 4. Wenn die Sicherheit oder die technische Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes dies erfordert, hat der Übertragungsnetzbetreiber das Recht, den Übertragungsnetznutzer oder gegebenenfalls den Netznutzer, der den Zugang gemäß diesem Erlass und/oder den

geltenden Rechtsvorschriften garantiert, aufzufordern, die im Aufforderungsschreiben genannten erforderlichen Arbeiten innerhalb der im Aufforderungsschreiben gesetzten Frist durchzuführen. Werden diese Arbeiten nicht innerhalb der im Aufforderungsschreiben gesetzten Frist ausgeführt, so ist der Übertragungsnetzbetreiber nach einem sehr abschließenden Aufforderungsschreiben mit Kopie an die CREG berechtigt, die beschriebenen Arbeiten durchzuführen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten. Die Kosten der Arbeiten werden vom Übertragungsnetznutzer getragen, es sei denn, der Nutzer weist nach, dass sie auf Mängel des Übertragungsnetzbetreibers oder gegebenenfalls eines anderen Netznutzers zurückzuführen sind. In diesem Fall gelten die Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 für die Sicherheit von Personen und Gütern.

Titel 4 – Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers bei Gefahr für Personen oder Sachschäden oder wenn sich sein Netz im Alarm-, Ausnahme-, Stromausfall- oder Netzwiederaufbau-Zustand befindet

Artikel 21. Unbeschadet des Zustands, in den das Übertragungsnetz gemäß Artikel 18 der europäischen SOGL-Leitlinie eingestuft ist, und gegebenenfalls der Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 20 der europäischen SOGL-Leitlinie, von Maßnahmen des Netzschutzplans oder von Maßnahmen des Wiederherstellungsplans oder von Maßnahmen des Risikovorsorgeplans, ergreift der Übertragungsnetzbetreiber alle ihm geeignet erscheinenden Maßnahmen, um eine Gefahr für die körperliche Unversehrtheit von Personen oder einen materiellen Schaden zu verhindern oder zu beseitigen, die sich aus einer Situation ergeben, von der er Kenntnis hat oder die ihm von einem anderen Netzbetreiber, einem Netznutzer, einem anderen Akteur des betreffenden Marktes oder einem relevanten Dritten zur Kenntnis gebracht wird.

Wenn der Übertragungsnetzbetreiber mit der Aktivierung von Entlastungsmaßnahmen im Alarmzustand, einem Netzschutzplan oder einem Netzwiederaufbauplan fortsetzt, unterrichtet er die CREG so bald wie möglich über alle von ihm ergriffenen Maßnahmen und erstellt einen Bericht, in dem die Gründe, die Durchführung und die Folgen dieser Maßnahmen ausführlich dargelegt werden. Dieser Bericht wird der CREG innerhalb von 30 Tagen zur Kenntnisnahme an den Minister und die Generaldirektion Energie sowie gegebenenfalls an die verschiedenen Beteiligten übermittelt, unbeschadet der Artikel 14, 18, 20 und 22 des Europäischen Netzkodex E&R. Die CREG übermittelt dem Minister und dem Übertragungsnetzbetreiber einen Bewertungsbericht über die vom Übertragungsnetzbetreiber gemäß diesem Artikel ergriffenen Maßnahmen, einschließlich etwaiger Empfehlungen zur Verbesserung des Netzschutzplans oder des Netzwiederaufbauplans.

BUCH 4 – ERSTELLUNG ELEKTRISCHER DIAGRAMME

Artikel 22. Unbeschadet der geltenden Vorschriften der AREI müssen die zu erstellenden elektrischen Diagramme die folgenden Betriebsanforderungen erfüllen:

Die elektrischen Einliniendiagramme sind in A4-Format oder A3-Format.

Alle Geräte und Hochspannungsanlagen werden in den elektrischen Diagrammen unter Verwendung des Symbols der Serie IEC 617 oder eines anderen vom

Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilten Symbols angegeben.

Ein Diagramm gibt die normale Betriebssituation eines Standorts wieder. Das normale Betriebsdiagramm zeigt die Lage der Schaltanlage an.

Artikel 23. § 1. Die folgenden Geräten sind im normalen Betriebsdiagramm enthalten:

1° Sammelschienen;

2° Leistungsschalter;

3° Sammelschiene, Leitungs-, Kabel- und Erdungstrenner;

4° Öffnung unter Lasteinrichtungen;

5° Generatoren;

6° Leistungstransformatoren, einschließlich ihres Erdungsmodus, sofern vorhanden, und Anschluss von Hilfswicklungen;

7° Kondensatorbanken;

8° Induktionsspulen;

9° statische Kompensatoren (SVC);

10° Stromtransformatoren (TI);

11° Spannungstransformatoren (TP); und

Überspannungsbegrenzer 12°.

§ 2. Nach Möglichkeit ist die geografische Lage der Geräte bei der Erstellung von Einliniendiagrammen zu berücksichtigen. Ihre tatsächliche Regelung in den Bereichen ist jedoch zu beachten.

§ 3. Das Muster enthält eine reservierte Position für die Diagrammnummern, für den Überprüfungsindex und für das Datum.

BUCH 5 – REGELN FÜR DIE VERWALTUNG UND DEN BETRIEB DER ÜBERTRAGUNGSNETZE

Titel 1 – Allgemeine Bestimmungen

Artikel 24. Eingriffe und Umschaltungen des Übertragungsnetzbetreibers, die sich auf die Sicherheit, Zuverlässigkeit oder Effizienz des Netzes auswirken, dürfen nur mit vorheriger Zustimmung des Übertragungsnetzbetreibers vorgenommen werden.

Weigert sich der Übertragungsnetzbetreiber, seine Zustimmung zu erteilen, so teilt er dem Übertragungsnetznutzer seine begründete Ablehnung mit.

Artikel 25. Der Echtzeit-Austausch von Daten über Schalterpositionen und die Messung der

Wirk- und Blindleistung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Übertragungsnetznutzer findet kontinuierlich gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten statt.

Artikel 26. Der Übertragungsnetznutzer übermittelt dem Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich alle Informationen über den ungewöhnlichen Betrieb seiner Anlagen, die die Sicherheit, Zuverlässigkeit oder Effizienz des Netzes unmittelbar oder zu einem späteren Zeitpunkt beeinträchtigen können. Unbeschadet des Artikels 40 des Europäischen Netzkodex E&R stellt der Nutzer unverzüglich alle vom Übertragungsnetzbetreiber angeforderten zusätzlichen Informationen zur Verfügung.

Artikel 27. Unbeschadet des Artikels 40 des Europäischen Netzkodex E&R übermittelt der Übertragungsnetzbetreiber den betreffenden Übertragungsnetznutzern unverzüglich und unter Wahrung der Vertraulichkeit gemäß Artikel 9 Absatz 6 und Artikel 10 die ihm zur Verfügung stehenden relevanten Informationen über einen außergewöhnlichen Netzbetrieb, wobei er die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Netzes berücksichtigt.

Artikel 28. Der Übertragungsnetzbetreiber kann von den in diesem Erlass oder aufgrund dieses Erlasses festgelegten Vorschriften abweichen, wenn er Maßnahmen ergreift, um die Ausbreitung einer Fehlfunktion zu verhindern, einen außergewöhnlichen Betrieb zu vermeiden oder eine kritische Situation in Bezug auf die Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers zu vermeiden, sofern die getroffenen Maßnahmen verhältnismäßig und notwendig sind.

Titel 2 – Systemschutzplan, Wiederherstellungsplan und Testplan

Kapitel 1. Allgemeine Bestimmungen

Artikel 29. § 1. Auf Vorschlag des Übertragungsnetzbetreibers und nach Stellungnahme der CREG genehmigt der Minister die in Artikel 4 Absatz 2 Buchstaben c und g des Europäischen Netzkodex E&R genannten Vorschläge.

§ 2. Gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex E&R legt der Übertragungsnetzbetreiber dem Minister vor dem 1. November jedes Jahres einen Vorschlag mit einer Liste signifikanter vorrangiger Netznutzer zur Genehmigung vor. Der Minister entscheidet über die vorgelegte Liste innerhalb eines Monats nach Erhalt der Liste.

Zur Erstellung der in Absatz 1 genannten Liste stellt die Generaldirektion Energie die erforderlichen Daten zur Verfügung, die vom Übertragungsnetzbetreiber ergänzt werden. Zu diesem Zweck konsultiert die Generaldirektion zumindest:

- 1° den Föderalen Öffentlichen Dienst Inneres;
- 2° Föderaler Öffentlicher Volksgesundheit, Sicherheit der Nahrungsmittelkette und Umwelt;
- 3° Verteilernetzbetreiber.

Die in den Absätzen 2 Nummern 1 und 2 genannten Stellen arbeiten mit der Generaldirektion Energie bei der Ermittlung der in Absatz 1 genannten signifikanten Netznutzer mit hoher Priorität zusammen, die unter ihrer Aufsicht stehen.

Die in den Absätzen 2 Nummer 3 genannten Stellen arbeiten mit der Generaldirektion Energie bei der Ermittlung der in Absatz 1 genannten signifikanten Netznutzer mit hoher Priorität zusammen, die an ihr Verteilernetz angeschlossen sind, im Einklang mit dem

Europäischen Netzkodex E&R und den geltenden Vorschriften der zuständigen regionalen Regulierungsbehörde.

Artikel 30. Im Rahmen der Konsultationen und Genehmigungen gemäß den Artikeln 29, 31 und 32 übermittelt der Übertragungsnetzbetreiber alle vom Minister, der Generaldirektion Energie oder der CREG angeforderten Informationen.

Kapitel 2. Systemschutzplan

Artikel 31. § 1. Unbeschadet des Artikels 11 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex E&R und unter Berücksichtigung der in Artikel 50 des Europäischen Netzkodex genannten Fristen und der Gültigkeitsdauer der letzten Genehmigung unterbreitet der Übertragungsnetzbetreiber nach Konsultation der CREG und der Generaldirektion Energie dem Minister einen Vorschlag für einen Systemschutzplan.

Nach Stellungnahme der CREG und im Benehmen mit dem Wirtschaftsminister genehmigt der Minister den in Abs. 1 genannten Vorschlag für den Systemschutzplan und dessen Änderungen, oder der Minister fordert den Übertragungsnetzbetreiber auf, einen neuen und geänderten Vorschlag zur Genehmigung vorzulegen. Abweichend davon wird der in Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex E&R genannte Vorschlag vom Minister nach dem Verfahren des Artikels 29 § 2 genehmigt.

§ 2. Unbeschadet der Verpflichtungen, die für neue Stromerzeugungsanlagen gemäß dem Europäischen Netzkodex RfG gelten, müssen bestehende Stromerzeugungsanlagen gemäß Artikel 36 mit einer maximalen Wirkleistung von 25 MW oder darüber auf erstes Verlangen des Übertragungsnetzbetreibers technisch in der Lage sein, das Netz zu einem vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Referenzwert mit Wirk- und Blindleistung zu versorgen.

§ 3. Bezugnahmen in anderen Rechts- und Verwaltungsvorschriften auf den „Rettungskodex“ gelten als Bezugnahmen auf den Systemschutzplan.

§ 4. Auf Vorschlag des Übertragungsnetzbetreibers und nach Stellungnahme der CREG und im Benehmen mit dem Wirtschaftsminister erstellt der Minister den Abschaltplan.

Mit Ausnahme der Elemente, die im Netzschutzplan und im Wiederherstellungsplan im Einklang mit dem Europäischen Netzkodex E&R, einschließlich der automatischen und manuellen Verfahren für die Trennung des Verbrauchs, geregelt sind, können die im Rahmen des Abschaltplans ergriffenen Maßnahmen Folgendes umfassen, solange kein Risikovorsorgeplan gemäß der Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG, einschließlich expliziter manueller Verfahren für die Trennung des Verbrauchs, in Kraft getreten ist:

1° die Verpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers:

- a) die Verbindungen ganz oder teilweise zu unterbrechen;
- b) die Verbindungen mit anderen Netzen in der Regelzone zu unterbrechen oder zu ändern;

2° die Verpflichtung der Verbraucher oder bestimmter Kategorien von Verbrauchern im ganzen Land oder in bestimmten Landesteilen, den Strom, den sie aus dem Netz beziehen, innerhalb der festgelegten Grenzen zu verringern;

3° das Verbot der Verwendung von elektrischem Strom für bestimmte Zwecke.

Die Abschaltungsmaßnahmen können entweder durch Eingriffe des Netzbetreibers oder durch automatische Anlagen aktiviert werden, die u. a. auf der Grundlage der in der Regelzone gemessenen Frequenz oder einer anderen physikalischen Menge betrieben werden.

Die Modalitäten der Kommunikation zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den zuständigen Ministern für die Umsetzung des Abschaltplans werden durch Ministerialerlass festgelegt.

§ 5. Die in Abschnitt 4 genannten Maßnahmen werden entweder im ganzen Land oder in einem Teil eines Landes nach folgenden Kriterien angewandt:

1° das Ausmaß des Einflusses der ergriffenen Maßnahmen;

2° die Lokalisierung des Problems;

3° der Grad der Prävention und des Schutzes;

4° soweit möglich, unter Wahrung der Integrität des Netzes.

§ 6. Die Modalitäten für die Umsetzung des in Abschnitt 4 genannten Abschaltplans werden in Zusammenarbeit mit den Betreibern der öffentlichen Verteilernetze, der lokalen Übertragungsnetze und des CDS umgesetzt und berücksichtigen im Hinblick auf die grundlegenden Bedürfnisse des Landes, das elektrische Energie benötigt, soweit wie möglich die folgenden vorrangigen Anschlüsse in absteigender Rangfolge:

1° die technischen Hilfssysteme, die für den lebenswichtigen Betrieb der Netze des Übertragungsnetzbetreibers, der Netze lokaler Übertragungsnetzbetreiber, der öffentlichen Verteilernetzbetreiber und der Betreiber von CDS erforderlich sind;

2° die Krankenhäuser im Sinne von Artikel 2 des koordinierten Gesetzes vom 10. Juli 2008 über Krankenhäuser und andere Pflegeeinrichtungen;

3° 100-, 101- und 112-Notrufmanagementzentren auf der Grundlage von Artikel 2 Absatz 1, Nummer 61 des Gesetzes vom 13. Juni 2005 über die elektronische Kommunikation, das in dem Königlichen Erlass vom 18. April 1988 zur Einrichtung des Koordinierungs- und Krisenzentrums der Regierung genannt ist, und die Koordinierungsausschüsse der Gouverneure gemäß Artikel 32 Absatz 3 des Königlichen Erlasses vom 22. Mai 2019 über die Notfallplanung und das Management von Notfällen auf kommunaler und Provinzebene und über die Rolle von Bürgermeister und Provinzgouverneuren im Krisenfall und in Krisensituationen, die eine Koordinierung oder Steuerung auf nationaler Ebene erfordern.

Im Falle einer vollständigen oder teilweisen Abschaltung der vorrangigen Anschlüsse gemäß dem Abschaltplan sorgen der Übertragungsnetzbetreiber und die angeschlossenen lokalen Übertragungs- und öffentlichen Verteilernetzbetreiber so weit wie möglich dafür, dass die vorrangigen Anschlüsse wieder bereitgestellt werden.

Unbeschadet der Nummern 1, 1, 2 und 3 und auf Vorschlag der im Königlichen Erlass vom 31. Januar 2003 zur Festlegung des Notfallplans für Krisensituationen und Situationen, die eine Koordinierung oder Verwaltung auf nationaler Ebene erfordern, genannten Verwaltungszelle können die Wirtschafts- und Energieminister in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber und den betroffenen öffentlichen Verteilernetzbetreibern aus wirtschaftlichen Gründen, aus Gründen der Sicherheit und der öffentlichen Ordnung, aus

Gründen der öffentlichen Gesundheit oder aus Gründen des Netzmanagements und des Netzwiederaufbaus zusätzliche Anschlüsse festlegen, die wieder bereitzustellen sind.

§ 7. Der Minister legt die Modalitäten für die Bekanntgabe der vom Übertragungsnetzbetreiber empfohlenen restriktiven Maßnahmen nach Abschnitt 4 fest, ohne dass die für eine solche Veröffentlichung erforderlichen Fristen jedoch die Anwendung der Maßnahmen aussetzen oder verzögern können.

Kapitel 3. Wiederherstellungsplan

Artikel 32. § 1. Unbeschadet des Artikels 23 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex E&R und unter Berücksichtigung der in Artikel 51 des Europäischen Netzkodex E&R genannten Fristen und der Gültigkeitsdauer der letzten Genehmigung unterbreitet der Übertragungsnetzbetreiber nach Konsultation der CREG und der Generaldirektion Energie dem Minister einen Vorschlag für einen Wiederherstellungsplan.

Nach Stellungnahme der CREG und des Generaldirektion Krisenzentrums des Föderalen Öffentlichen Dienstes Inneres und im Benehmen mit den Wirtschafts- und Innenministern genehmigt der Minister den in Abs. 1 genannten Vorschlag für einen Wiederherstellungsplan und dessen Änderungen ganz oder teilweise oder fordert den Übertragungsnetzbetreiber im Falle einer teilweisen Genehmigung oder Ablehnung auf, einen neuen und geänderten Vorschlag zur Genehmigung vorzulegen. Abweichend davon wird der in Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex E&R genannte Vorschlag vom Minister nach dem Verfahren des Artikels 29 § 2 genehmigt.

Unbeschadet der Verpflichtungen, die gemäß dem Europäischen Netzkodex RfG, dem Europäischen Netzkodex DCC und dem Europäischen Netzkodex HGÜ für neue Einheiten gelten, müssen bestehende Stromerzeugungsanlagen mit einer maximalen Wirkleistung von mindestens 25 MW, bestehende öffentliche Verteilernetze, bestehende lokale Übertragungsnetze und bestehende HGÜ-Netze, die alle gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, auf erstes Ersuchen des Übertragungsnetzbetreibers technisch in der Lage sein, Wirk- und Blindleistung mit dem Netz zu einem vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Referenzwert auszutauschen.

Die Betreiber bestehender Verbrauchsanlagen, die an das in Artikel 36 genannte Übertragungsnetz angeschlossen sind, benennen eine Kontaktperson, die während des Netzwiederaufbau-Zustands gemäß Artikel 18 Absatz 5 der europäischen SOGL-Leitlinie zur Verfügung steht. Diese Kontaktperson führt folgende Maßnahmen durch:

1° informiert den Übertragungsnetzbetreiber auf dessen Verlangen über den Zustand seiner Anlagen und über die Möglichkeiten der Wiederaufnahme des Verbrauchs;

2° unter Berücksichtigung dieser Tatsache, erhöht schrittweise den Verbrauch gemäß den Anweisungen des Übertragungsnetzbetreibers.

Betreiber bestehender geschlossener Industrienetze und geschlossener Verteilernetze, die an das in Artikel 36 genannte Übertragungsnetz angeschlossen sind, benennen eine Kontaktperson, die während des Netzwiederaufbau-Zustands gemäß Artikel 18 Absatz 5 der europäischen SOGL-Leitlinie zur Verfügung steht. Diese Kontaktperson führt folgende Maßnahmen durch:

1° informiert den Übertragungsnetzbetreiber insbesondere über den Zustand seines CDS, über die Möglichkeiten der Wiederherstellung der Spannung in seinen CDS-Umspannwerken für bestimmte CDS-Nutzer und gegebenenfalls über den Zustand/die Verfügbarkeit von Wiederherstellungsdiensten und die mögliche Verfügbarkeit anderer

Ressourcen als Funktion der Wiederherstellung;

2° befolgt die Anweisungen der regionalen Regelzentralen des Übertragungsnetzbetreibers in Bezug auf die Menge der über den Anschlusspunkt mit dem Übertragungsnetz ausgetauschten Wirk- und Blindleistung.

Erbringt ein an ein CDS angeschlossener Wiederherstellungsdienstleister seine Wiederherstellungsdienste, so stimmt sich der an das Übertragungsnetz angeschlossene CDS-Betreiber mit dem Wiederherstellungsdienstleister und dem Übertragungsnetzbetreiber in Echtzeit ab.

§ 2. Bezugnahmen in anderen Rechts- oder Verwaltungsvorschriften auf den Rekonstruktionskodex gelten als Bezugnahmen auf den Wiederherstellungsplan.

Titel 3 – Simulation und regelmäßige Prüfung

Artikel 33. Die Überprüfung des Netzschutzplans und des Netzwiederaufbauplans gemäß den Artikeln 50 und 51 des Europäischen Netzkodex E&R wird vom Übertragungsnetzbetreiber in Absprache mit den betroffenen Parteien und auf Kosten des Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt.

Titel 4 – KWK-Blöcke und Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen.

Artikel 34. Sofern in den anwendbaren Rechtsvorschriften nichts anderes bestimmt ist, räumt der Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 11 § 1 Absatz 2 Nummer 3 des Elektrizitätsgesetzes vom 29. April 1999 Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, und KWK-Blöcken Vorrang unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit ein.

BUCH 6 – TYPOLOGIE DER ANLAGEN, TECHNISCHE SICHERHEITSKRITERIEN UND -VORSCHRIFTEN MIT MINDESTANFORDERUNGEN

Titel 1 – Typologie der Anlagen

Artikel 35. § 1. In diesem Buch werden die technischen Sicherheitskriterien und -vorschriften mit Mindestanforderungen an die technische Konstruktion und den technischen Betrieb sowie die allgemeinen Anforderungen an die Anwendung für alle Übertragungsnetznutzer festgelegt.

Die in Absatz 1 genannten Anforderungen werden so festgelegt und angewandt, dass sie dazu beitragen:

1° Sicherheit, Zuverlässigkeit oder Effizienz des Übertragungsnetzes oder der Anlagen eines anderen Übertragungsnetznutzers; oder

2° Spannungsqualität des Übertragungsnetzes; oder

3° die qualitative Erbringung von Laststeuerungsdiensten, Nebendienstleistungen, Koordinierungs- und Engpassmanagementdiensten, strategischen Reserven und die qualitative Kapazitätsbereitstellung im Rahmen des Kapazitätsausgleichsmechanismus für den Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilernetzbetreiber.

§ 2. Die anwendbaren technischen Sicherheitskriterien und -vorschriften mit Mindestanforderungen und allgemeinen Anforderungen an die Anwendung, die für Stromerzeugungsanlagen gelten, werden nach folgenden Kategorien festgelegt:

1° Stromerzeugungsanlagen im Allgemeinen;

2° synchrone Stromerzeugungsanlagen;

3° nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen;

4° nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen;

5° nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung.

Jede nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage gilt für die Zwecke der Bestimmungen dieses Erlasses stets als übergreifende Gruppe von Generatoren, die über einen einzigen Anschlusspunkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Gemäß Artikel 5 Absätze 2 und 3 des Europäischen Netzkodex RfG werden die in Absatz 1 genannten Stromerzeugungsanlagen auf der Grundlage der folgenden Schwellenwerte in die Typen A, B, C und D eingestuft:

1° für Stromerzeugungsanlagen des Typs A:

a) der Anschlusspunkt liegt unter 110 kV; und

b) die Höchstleistung liegt zwischen 0,8 kW einschließlich und 1 MW nicht eingeschlossen;

2° für Stromerzeugungsanlagen des Typs B:

a) der Anschlusspunkt liegt unter 110 kV; und

b) die Höchstleistung liegt zwischen 1 MW einschließlich und 25 MW nicht eingeschlossen;

3° für Stromerzeugungsanlagen des Typs C:

a) der Anschlusspunkt liegt unter 110 kV; und

b) die Höchstleistung liegt zwischen 25 MW einschließlich und 75 MW nicht eingeschlossen;

4° für Stromerzeugungsanlagen des Typs D:

a) der Anschlusspunkt liegt unterhalb von 110 kV, wenn ihre Höchstleistung 75 MW oder mehr beträgt; oder

b) der Anschlusspunkt liegt unabhängig von der Höchstleistung bei 110 kV oder darüber.

§ 3. Die anwendbaren technischen Sicherheitskriterien und -vorschriften mit Mindestanforderungen und allgemeinen Anforderungen, die für Anlagen gelten, bei denen es sich nicht um Stromerzeugungsanlagen gemäß Abschnitt 2 und nicht um asynchrone Energiespeicheranlagen gemäß Abschnitt 4 handelt, werden insbesondere auf der Grundlage von Artikel 3 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex DCC in folgende Kategorien eingeteilt:

1° Verbrauchsanlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind;

2° Anlagen eines öffentlichen Verteilernetzes, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind;

3° öffentliche Verteilernetze;

4° geschlossene Industrienetze und geschlossene Verteilernetze, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind;

5° Verbrauchseinheiten, die von einer Verbrauchsanlage oder einem CDS genutzt werden, um Laststeuerungsdienste für die relevanten Netzbetreiber und den Übertragungsnetzbetreiber zu erbringen;

6° das lokale Übertragungsnetz.

§ 4. Die anwendbaren technischen Sicherheitskriterien und -vorschriften mit Mindestanforderungen für asynchrone Energiespeicheranlagen werden auf der Grundlage der folgenden Schwellenwerte in Typen A, B, C oder D eingestuft:

1° Typ A: die maximale Wirkleistung liegt zwischen 0,8 kW und 1 MW nicht eingeschlossen;

2° Typ B: die maximale Wirkleistung liegt zwischen 1 MW einschließlich und 25 MW nicht eingeschlossen;

3° Typ C: die maximale Wirkleistung liegt zwischen 25 MW einschließlich und 75 MW nicht eingeschlossen;

4° Typ D: die maximale Wirkleistung ist gleich oder größer als 75 MW.

Für die Zwecke dieses Buches bezieht sich die maximale Wirkleistung eines asynchronen Energiespeichers auf die maximale Wirkleistung, die das asynchrone Energiespeichersystem technisch an dem Anschlusspunkt an das Übertragungsnetz liefern kann.

Titel 2 – Kriterien für die Einstufung als bestehende oder neue Anlagen

Artikel 36. § 1. Die Anlage eines Übertragungsnetznutzers, einschließlich Stromerzeugungsanlagen mit Pumpspeicher, gilt für die Zwecke dieses Erlasses gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstaben a und b der europäischen Netzkodizes, RfG, DCC bzw. HGÜ als vorhanden.

Die Anlage eines Übertragungsnetznutzers, die gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstaben a und b der europäischen Netzkodizes RfG, DCC und HGÜ nicht als vorhanden gilt, gilt für die Zwecke dieses Erlasses als neue Anlage.

§ 2. Eine asynchrone Energiespeicheranlage gemäß Artikel 35 § 4 gilt als vorhanden, wenn sie am 27. April 2019 bereits an das Übertragungsnetz angeschlossen ist. Ist dies nicht der Fall, so gilt sie als neu.

Titel 3 – Normen, technische Sicherheitskriterien und -vorschriften mit Mindestanforderungen für alle an das Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen

Kapitel 1. Allgemeine Bestimmungen

Artikel 37. § 1. In diesem Titel werden die Anforderungen festgelegt, die gemäß den europäischen Netzkodizes RfG, DCC und HGÜ oder gemäß Artikel 36 § 2 für bestehende oder neue Anlagen und den Anschluss an das Übertragungsnetz gelten.

§ 2. Vorbehaltlich des Abschnitts 3 und der in diesem Buch erläuterten besonderen Vorschriften sind in jedem Fall besondere Anforderungen an den Anschlusspunkt in den technischen Anforderungen enthalten.

§ 3. Die technischen Anschlussanforderungen für HGÜ-Systeme gelten für Wechselstromanschlusspunkte dieser Systeme gemäß Artikel 3 Absatz 4 des Europäischen Netzkodex HGÜ vorbehaltlich der in demselben Artikel genannten Ausnahmen.

Anforderungen an den technischen Anschluss an nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen gelten am Schnittstellenpunkt solcher Systeme gemäß Artikel 3 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex HGÜ, vorbehaltlich der in demselben Artikel festgelegten Ausnahmen.

§ 4. Sind mehrere bestehende Stromerzeugungsanlagen oder asynchrone Energiespeicheranlagen an ein und denselben Anschlusspunkt angeschlossen, so gelten die Bestimmungen dieses Erlasses für jede dieser Stromerzeugungsanlagen oder asynchronen Energiespeicheranlagen getrennt.

Artikel 38. Die Verfahren für den Betrieb und die Instandhaltung von Anschlussanlagen, die sich auf die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Übertragungsnetzes oder der Anlagen anderer Übertragungsnetznutzer auswirken, werden vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegt.

Wenn sich diese Verfahren auf die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz der Anlagen des angeschlossenen Übertragungsnetznutzers auswirken, werden diese Verfahren zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem relevanten Netznutzer vereinbart, und im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

Kapitel 2. Normen

Artikel 39. Die Anschlussanlagen und die Anlagen der Übertragungsnetznutzer müssen den für elektrische Anlagen geltenden Normen und Vorschriften entsprechen.

Der Übertragungsnetzbetreiber legt in dem einschlägigen Rechtsrahmen in transparenter und nichtdiskriminierender Weise die Normen, technischen Berichte und sonstigen Referenzvorschriften fest, die für jeden Übertragungsnetznutzer gelten, und überwacht deren Einhaltung.

Artikel 40. Der zulässige Umfang von Fehlfunktionen des Übertragungsnetzes, die durch die Anschlussanlagen und die Anlagen der Übertragungsnetznutzer verursacht werden, wird durch die Normen und europäischen und/oder harmonisierten Normen bestimmt, die in vergleichbaren Sektoren auf europäischer Ebene allgemein angewandt werden, und unter anderem durch die technischen Berichte CEI 61000-3-6 und CEI 61000-3-7.

Der Übertragungsnetznutzer setzt alle geeigneten Mittel ein, um sicherzustellen, dass die von ihm verwalteten Anlagen keine Störungen im Übertragungsnetz verursachen, die die Grenzwerte, die im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt sind, überschreiten.

Artikel 41. Unbeschadet der technischen Anforderungen, die sich aus den europäischen Netzkodizes RfG, DCC und HGÜ ergeben, stellt der Übertragungsnetzbetreiber dem Übertragungsnetznutzer am Anschlusspunkt eine Spannung zur Verfügung, die mindestens der Norm EN 50160 entspricht. Die Norm EN 50160 dient als Bezugspunkt für alle in diesem Erlass vorgesehenen Spannungsebenen.

Artikel 42. Die Änderungen einer in diesem Kapitel genannten Norm gelten für jede Anlage und jeden Anschluss an das Übertragungsnetz gemäß Artikel 37 § 1, soweit die Norm oder eine rechtliche Verpflichtung dies vorsieht und soweit keine Anpassung bestehender Vereinbarungen erforderlich ist.

Kapitel 3. Allgemeine technische Mindestanforderungen

Artikel 43. Die in den Tabellen in Anhang 1 Abschnitte A und B angegebenen Werte gelten für Anschlussanlagen unabhängig von ihrer Spannungsebene. Alle Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen, asynchrone Energiespeicheranlagen, HGÜ-Systeme oder an das Übertragungsnetz angeschlossene CDS müssen für alle Anlagen an der Spannungsebene des Schnittstellenpunkts den Werten für diese Spannungsebene des Schnittstellenpunkts in den Tabellen in Anhang 1 Buchstaben A und B entsprechen.

Die Anlagen auf der ersten Spannungsebene unterhalb der Spannungsebene des Schnittstellenpunkts sind so zu bemessen, dass sie die maximal zulässige Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt, an dem die maximal zulässige Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt dem in Anhang 1 Buchstaben A und B für diese Spannung angegebenen Höchstwert entspricht, nicht begrenzen.

Diese Werte können im einschlägigen Rechtsrahmen näher definiert werden, wenn es sich bei diesen Werten um eine der einschlägigen Spezifikationen und Anforderungen handelt, die Gegenstand der Zustellungen gemäß Artikel 2 Absatz 2 Nummern 62 und 64 des Europäischen Netzkodex RfG, Kapitel 2 des Europäischen Netzkodex DCC und Titel V des Europäischen Netzkodex HGÜ sind.

Artikel 44. Die Anschlussfelder der Anschlussanlagen müssen mit Schutzvorrichtungen ausgestattet sein, um eine Störung innerhalb eines maximal zulässigen Zeitraums, einschließlich der Dauer des Betriebs der Schutzvorrichtung, für den Betrieb des Leistungsschalters und das Löschen des Lichtbogens gemäß Anhang 2 Buchstaben A und B selektiv zu beheben.

Die in Absatz 1 genannten Schutzvorrichtungen werden vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

Artikel 45. In Bezug auf die technischen Anforderungen, die nicht in diesem Erlass oder in den europäischen Netzkodizes und Leitlinien geregelt sind, legt der

Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen die geltenden allgemeinen technischen Mindestanforderungen und Kontrollparameter fest, darunter:

1° das Einliniendiagramm einschließlich des ersten Anschlussfelds aus dem Übertragungsnetz, der Struktur des Umspannwerks, zu dem dieses Feld gehört, und der Sammelschienen dieses Umspannwerks;

2° die technischen und funktionalen Mindestspezifikationen der Anschlussanlagen.

Artikel 46. § 1. Der Übertragungsnetzbetreiber legt die technischen Mindestspezifikationen für die Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers fest, um die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Diese technischen Mindestspezifikationen umfassen:

1° die Auswirkungen der Anlagen des Übertragungsnetznutzers am Schnittstellenpunkt in Bezug auf:

a) die minimalen und maximalen einphasigen und dreiphasigen Kurzschlussleistungen, die die Anlagen des Übertragungsnetznutzers am Anschlusspunkt in das Übertragungsnetz einspeisen können;

b) die maximale Frist für die Beseitigung eines Fehlers durch Haupt- und Backup-Schutzsysteme;

c) die Nullpunktschaltung der Anlagen des Übertragungsnetznutzers (Erdung, Erdungs-Impedanzen, Schaltplan des Transformators);

d) die zulässigen Höchstwerte für Emissionen von Fehlfunktionen, die von den Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers in das Übertragungsnetz eingespeist werden;

2° die technischen Merkmale der Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers, die an der Spannungsebene des Schnittstellenpunkts angeschlossen sind, oder in Ermangelung solcher Anlagen des Übertragungsnetznutzers, z. B. wenn die Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers mit einer Spannungsumwandlung beginnen, die technischen Merkmale der Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers, die auf der ersten Spannungsebene direkt an die Spannungsebene des Schnittstellenpunkts über eine einzige Umwandlung angeschlossen sind, und zwar in Bezug auf:

a) Isolationsebene;

b) Kurzschlusswiderstand,

c) Ausschaltvermögen von Leistungsschaltern.

Diese technischen Merkmale tragen den spezifischen Anforderungen der verbindlichen allgemeinen technischen Mindestanforderungen gemäß Artikel 43 Rechnung;

3° im Allgemeinen alle Geräte, die einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Spannungsqualität haben oder Fehlfunktionen im Übertragungsnetz verursachen können;

4° Installation von Telekommunikationsmitteln in den Anlagen des Übertragungsnetznutzers;

5° nach Rücksprache mit dem Übertragungsnetznutzer:

- a) Installation von Schlössern und automatischen Systemen in den Anlagen des Übertragungsnetznutzers;
- b) Verwendung der technischen Lösungen und Kontrollparameter im Rahmen des Systemschutzplans und des Wiederherstellungsplans.

§ 2. Die allgemeinen technischen Mindestanforderungen, Kontrollparameter und sonstigen Bestimmungen nach Nummer 1 werden im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

Artikel 47. Vorbehaltlich der Grundsätze der Artikel 43 und 44, legen der Übertragungsnetznutzer und der Übertragungsnetzbetreiber im Konsultationsverfahren im jeweiligen Rechtsrahmen die Aspekte fest, die nicht in diesem Erlass oder in den europäischen Netzkodizes und Leitlinien geregelt sind und die in direktem Zusammenhang mit der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Übertragungsnetzes stehen:

1° Einliniendiagramm der Netzstruktur der Anlagen des Übertragungsnetznutzers, bestehend aus:

- a) Spannungsniveaus der Anlagen des Übertragungsnetznutzers, die die Schnittstelle(n) enthalten;
- b) alle möglichen Verbindungen zwischen den verschiedenen Anschlüssen, einschließlich Transformatoren, sowie Verbindungen zu Stromerzeugungsanlagen;
- c) Geräten zum Ausgleich von Blindenergie, falls vorhanden;
- d) für Transformatoren, die verschiedene Anschlüsse verbinden können, Ermittlung ihres Wicklungs-Schaltplans, der Nennspannungen und der Steuermodi, falls vorhanden;
- e) alle an diese Spannungsstufen angeschlossenen Geräte, die zu Fehlfunktionen führen können;

2° die mögliche automatische Wiederanschaltung von Freileitungen;

3° die Betriebsarten (Hauptanschluss und Notanschluss).

Artikel 48. Der Übertragungsnetznutzer übermittelt dem Übertragungsnetzbetreiber freiwillig alle Informationen über seine Anlagen, die sich auf die Qualität, Zuverlässigkeit und Effizienz des Übertragungsnetzes und der Anlagen anderer Übertragungsnetznutzer auswirken.

Artikel 49. Mit den allgemeinen technischen Mindestanforderungen, den Kontrollparametern und den technischen Mindestspezifikationen gemäß den Artikeln 43 bis 48 werden unter anderem folgende Ziele verfolgt:

1° in nichtdiskriminierender Weise dazu beitragen, sicherzustellen, dass die geltenden oder geplanten Betriebsbedingungen für das Übertragungsnetz am Anschlusspunkt ausreichen, um die Anschlussanlagen, die Anlagen der Übertragungsnetzbetreiber und gegebenenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes zu akzeptieren, unbeschadet des ordnungsgemäßen Funktionierens der Anlagen anderer Übertragungsnetznutzer oder des Übertragungsnetzes und ohne schädliche Rückwirkungen auf die Anlagen anderer Übertragungsnetznutzer oder an das Übertragungsnetz zu verursachen;

2° in nichtdiskriminierender Weise zur Förderung einer harmonischen Entwicklung des

Übertragungsnetzes beitragen.

Kapitel 4. Besondere Bestimmungen für Anschlussanlagen, die an einem Standort errichtet wurden, an dem der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund eines dinglichen Rechts keine Grundstücksverwaltung ausübt

Artikel 50. § 1. Befinden sich die Anschlussanlagen an einem Standort, an dem der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund eines dinglichen Rechts keine Grundstücksverwaltung besitzt und über das der Übertragungsnetznutzer verfügt, muss der Übertragungsnetznutzer:

1° auf eigene Kosten sicherstellen, dass diese Anschlussanlagen dem Übertragungsnetzbetreiber jederzeit zugänglich sind;

2° alle angemessenen Maßnahmen treffen, um Schäden am Übertragungsnetz, an Anschlussanlagen und/oder an den Anlagen eines anderen Übertragungsnetznutzers zu verhindern;

3° soweit technisch möglich, sicherstellen, dass der Übertragungsnetzbetreiber jederzeit zusätzliche oder ergänzende Anschlussgeräte für diesen Übertragungsnetznutzer installieren kann;

4° sicherstellen, dass der Übertragungsnetzbetreiber das Recht und die Möglichkeit hat, die ihm gehörenden Anschlusseinrichtungen jederzeit ganz oder teilweise zu ersetzen;

5° sicherstellen, dass die Rechte des Übertragungsnetzbetreibers, einschließlich des Eigentums oder der Nutzung, des Zugangs und der wirksamen Kontrolle über alle oder Teile der Anschlusseinrichtungen, zu keinem Zeitpunkt beeinträchtigt werden.

§ 2. Die Durchführungsmodalitäten für die Erfüllung der in Abschnitt 1 genannten Verpflichtungen werden im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

Kapitel 5. Identifizierung der Geräte

Artikel 51. Jedes Gerät, das Teil einer Anschlussanlage ist, wird gemäß einem vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Code identifiziert.

Artikel 52. Nach Anhörung des Übertragungsnetzbetreibers legt der Übertragungsnetzbetreiber gemäß dem von ihm festgelegten Code die zu ermittelnden Geräte fest, die Teil der Anlagen des Übertragungsnetzbetreibers sind.

Der Hauptzweck dieser Bestimmung besteht darin, die in Artikel 47 genannten Geräte zu erfassen.

Artikel 53. Die in den Artikeln 51 und 52 genannten Geräte sind mit einem Kennzeichnungsschild zu versehen, das den Gerätecode deutlich angibt.

Kapitel 6. Zusätzliche technische Anforderungen an den Ausgleich für Blindenergie für eine Verbrauchsanlage gemäß Artikel 35 § 3 Nummer 1

Artikel 54. Der Übertragungsnetzbetreiber hat das Recht, vorbehaltlich der sofortigen Korrektur durch die in Artikel 35 § 3 Nummer 1 genannte Verbrauchsanlage die technischen Mittel einzusetzen, die erforderlich sind, um die Blindenergie auszugleichen oder ganz allgemein Störungen auszugleichen, wenn diese an das Übertragungsnetz angeschlossene Verbrauchsanlage eine zusätzliche Blindenergieaufnahme bewirkt, die

korrigiert werden muss, oder wenn sie die Sicherheit, Zuverlässigkeit oder Effizienz des Übertragungsnetzes beeinträchtigt.

Der Übertragungsnetzbetreiber begründet seine Entscheidung und teilt sie dem betreffenden Übertragungsnetznutzer mit.

Titel 4 – Zusätzliche technische Anforderungen für den Anschluss bestehender Stromerzeugungsanlagen und asynchroner Energiespeicheranlagen an das Netz

Kapitel 1. Allgemeines

Artikel 55. Dieser Titel enthält die technischen Anforderungen an den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen und asynchronen Energiespeicheranlagen gemäß Artikel 35 §§ 2 und 4, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, zusätzlich zu den technischen Anforderungen nach Titel 3 und den technischen Anforderungen, die im einschlägigen Rechtsrahmen bestimmt festgelegt.

Kapitel 2. Betriebsbedingungen

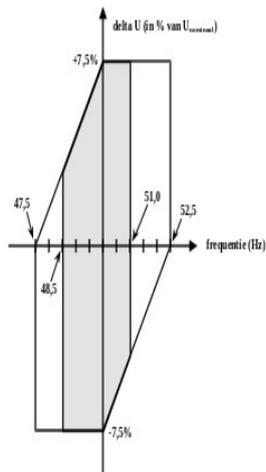
Artikel 56. § 1. Bestehende Stromerzeugungsanlagen oder asynchrone Energiespeicheranlagen, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, müssen synchron mit dem Übertragungsnetz betrieben werden:

1° ohne zeitliche Begrenzung, wenn die in der Regelzone gemessene Frequenz zwischen 48,5 Hz und 51 Hz liegt; und

2° während einer zwischen dem Übertragungsnetznutzer und dem Übertragungsnetzbetreiber einvernehmlich festgelegten Zeit, wenn die in der Regelzone gemessene Frequenz zwischen 48 Hz und 48,5 Hz sowie zwischen 51 Hz und 52,5 Hz beträgt.

§ 2. Das Frequenzrelais, das den Übergang von einer Stromerzeugungsanlage oder asynchronen Energiespeicheranlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, zum Inselbetrieb überwacht, darf nicht aktiviert werden, solange die in der Regelzone des Netzes gemessene Frequenz 48 Hz oder mehr beträgt; sofern im einschlägigen Rechtsrahmen nichts anderes bestimmt ist.

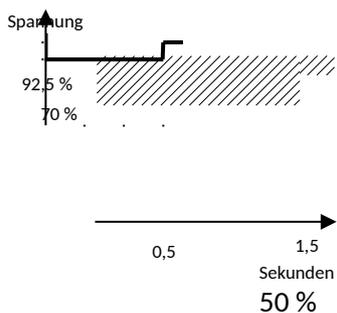
Artikel 57. Eine Stromerzeugungsanlage oder eine asynchrone Energiespeicheranlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, muss im schraffierten Bereich im nachstehenden Delta-U-Frequenzdiagramm synchron mit dem Übertragungsnetz ohne zeitliche Begrenzung betrieben werden, wobei Delta U sich auf die Spannungsabweichung an den Anschlüssen des Generators, ausgedrückt in % der Nennspannung, bezieht.



Delta U (in % van U _{nominaal})	Delta U (in % von U _{nominal})
Frequentie (Hz)	Frequenz (Hz)

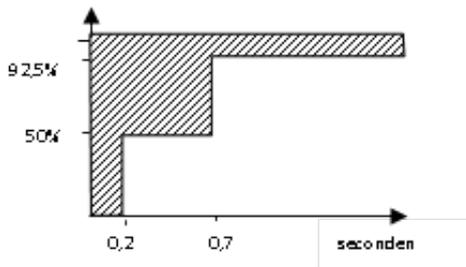
Artikel 58. § 1. Eine Stromerzeugungsanlage oder eine asynchrone Energiespeicheranlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, muss, sofern im einschlägigen Rechtsrahmen nichts anderes festgelegt ist, folgende Bedingungen erfüllen:

1° synchron mit dem Übertragungsnetz in seinem gesamten Betriebsbereich betrieben werden können, wenn die Spannung am Anschlusspunkt, ausgedrückt als Prozentsatz der Nennspannung am Anschlusspunkt, während eines Spannungsabfalls von begrenzter Amplitude innerhalb des schraffierten Bereichs des nachstehenden Diagramms bleibt.



Spanning	Spannung
Seconden	Sekunden

2° synchron mit dem Netz in seinem gesamten Betriebsbereich betrieben werden können, wenn die Spannung am Anschlusspunkt, ausgedrückt als Prozentsatz der Nennspannung am Anschlusspunkt, während eines Spannungsabfalls von signifikanter Amplitude innerhalb des schraffierten Bereichs des nachstehenden Diagramms bleibt.



Seconden	Sekunden
----------	----------

§ 2. Spezifische Anforderungen werden in dem einschlägigen Rechtsrahmen in objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Weise durch den Übertragungsnetzbetreiber für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen festgelegt, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, für Stromerzeugungsanlagen, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten und erneuerbare Energiequellen nutzen, und für KWK-Blöcke, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten.

Artikel 59. Während einer plötzlichen Änderung oder erheblichen Frequenzabweichung darf kein Gerät einer Stromerzeugungsanlage oder eines asynchronen Energiespeichers, das gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, den Betrieb der in diesem Erlass vorgesehenen Primärfrequenzregelung beeinträchtigen.

Kapitel 3. Schutzeinrichtungen

Artikel 60. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt auf der Hochspannungsseite des Anschlusses einen Leistungsschalter ein, dessen Unterbrechungskapazität größer oder gleich dem in kA ausgedrückten Standardwert ist, der je Spannungsplan in Anhang 1 Teil A festgelegt wurde.

Artikel 61. Der Einphasen-Kurzschlussstrom darf den dreiphasigen Kurzschlussstrom nicht überschreiten.

Kapitel 4. Spezifikationen für die Erzeugung von Blindenergie

Artikel 62. Jede Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, sowie alle Stromerzeugungsanlagen des Typs B, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, durch die die Nebendienstleistung die Spannungs- und Blindleistungsregelung nach Artikel 11 Absatz 1 Nummer 2 verstärkt, ist eine Regelungs-Stromerzeugungsanlage, die unabhängig von der Spannungsebene des Anschlusspunkts ist, für die die Anforderungen dieses Kapitels gelten.

Artikel 63. Unabhängig von den anderen in diesem Erlass festgelegten Spezifikationen muss jede in Art. 62 genannte Regelungs-Stromerzeugungsanlage, die gemäß Art. 36 als vorhanden gilt, in der Lage sein, ihre Blindstromversorgung automatisch und unverzüglich bei langsamen (in Minuten) und plötzlichen (in Sekundenbruchteilen) Spannungsänderungen und manuell bei der ersten Nachfrage des Übertragungsnetzbetreibers, gemäß dem einschlägigen Rechtsrahmen anzupassen.

Artikel 64. Jede Stromerzeugungsanlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt und nicht in Artikel 62 genannt wird, muss in der Lage sein, ihre Blindstromversorgung entsprechend den Erfordernissen des Übertragungsnetzes anzupassen, indem sie zumindest die Fähigkeit besitzt, die Blindleistungserzeugung zwischen zwei zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem betreffenden Übertragungsnetznutzer vereinbarten

Ebenen zu wechseln.

Artikel 65. § 1. Für jeden Wert der Wirkleistung, der zwischen der technischen Mindestanschlussleistung und der maximalen Anschlussleistung bei normaler Betriebsspannung in das Übertragungsnetz eingespeist werden kann, muss die in Artikel 62 genannte Stromerzeugungsanlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, in der Lage sein, eine Blindleistung zwischen $-0,1 P_{\max}$ und $0,45 P_{\max}$ aufzunehmen oder zu erzeugen.

§ 2. Für eine Spannung am Anschlusspunkt, die zwischen dem 0,9fachen und dem 1,05fachen der normalen Betriebsspannung liegt, muss die in Artikel 62 genannte Stromerzeugungsanlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, die gleichen Funktionen haben, mit Ausnahme einer Begrenzung, die durch die Spannungsbeschränkungen des Generators oder durch den Stammstrom des Generators verursacht wird. Eine Begrenzung des Steatorstroms darf die schnelle Spannungsregelung nicht beeinträchtigen.

Die Grenzwerte für die Spannung an den Klemmen des Generators müssen den Bestimmungen der Artikel 57 und 58 entsprechen.

§ 3. Abweichend von den Abschnitten 1 und 2 sind Spannung, Wirkleistung und Blindleistung, die bei lokalen Stromerzeugungsanlagen, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, zu berücksichtigen sind, die Spannung, die Wirkleistung und die Blindleistung am Ausgang der lokalen Stromerzeugungsanlage.

Artikel 66. Der in Artikel 62 genannte Spannungsregler einer Stromerzeugungsanlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, muss mit einem Über- und Untererregungsbegrenzer ausgestattet sein. Diese arbeiten automatisch und nur dann, wenn die Blindleistung außerhalb des in Anwendung von Artikel 65 festgelegten Intervalls liegt.

Artikel 67. Innerhalb des Betriebsbereichs muss jede Stromerzeugungsanlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt, gemäß Artikel 62 bei langsamen Änderungen der Spannung U_{net} am Anschlusspunkt in der Lage sein, die Blindleistungserzeugung Q_{net} automatisch anzupassen, sodass der relative Empfindlichkeitskoeffizient α_{eq} zwischen 18 und 25 liegt,

$$\alpha_{\text{eq}} = - \frac{\Delta Q_{\text{net}} / (0,45 \times P_{\text{nom}})}{\Delta U_{\text{net}} / U_{\text{norm,exp}}}$$

wobei:

Q_{net} ist die auf der Hochspannungsseite des Aufspanntransformators gemessene Blindleistung;

P_{max} (früher P_{nom}) ist die Höchstleistung;

U_{net} ist die Spannung, die auf der Hochspannungsseite des Aufspanntransformators gemessen wird;

$U_{\text{norm,exp}}$ ist die normale Betriebsspannung (durchschnittliche Spannung, um die das Übertragungsnetz betrieben wird).

Artikel 68. Ist eine Stromerzeugungsanlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt und die nicht in Artikel 62 genannt wird, mit einem Regler ausgerüstet, der den Referenzwert für die erzeugte Blindleistung einhalten soll, so muss er in Bezug auf die

Primärspannungsregelung der gemäß Artikel 36 als vorhanden betrachteten Stromerzeugungsanlagen gemäß Artikel 62, deren Betrieb im Skalenbereich von Sekunden erfolgt, langsam sein, und schnell im Verhältnis zur Dynamik von Transformatoren mit automatischen Steuerschaltern, die in einer Skala von zehn Sekunden bis Minuten arbeiten, sein, um Spannungsschwankungen im elektrischen Netz zu vermeiden. Die Zeitkonstante der geschlossenen Kette dieses Reglers muss mindestens zwischen 10 und 30 Sekunden einstellbar sein.

Kapitel 5. Sonstige Bestimmungen

Artikel 69. § 1. Der Übertragungsnetznutzer und der Übertragungsnetzbetreiber bestimmen in gegenseitigem Einvernehmen, das im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt ist, in Bezug auf die nicht von diesem Erlass erfassten Aspekte, die unmittelbar mit der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Übertragungsnetzes zusammenhängen, die allgemeinen technischen Mindestanforderungen, die zu verwendenden Kontrollparameter und die technischen Mindestspezifikationen für die Anlagen des Übertragungsnetznutzers, einschließlich:

1° Betriebsbereich des Generators im Aktiv-Reaktiv-Diagramm als Funktion der Betriebsspannung;

2° Anpassung des Turbinenreglers an den Inselbetrieb der Stromerzeugungsanlage (Möglichkeit und Uhrzeit des Inselbetriebs);

3° Regelungsbereich der Verstärkung der Geschwindigkeitsregelung;

4° die reaktive Statik;

5° statische und dynamische Stabilität;

6° Widerstand gegen einen Spannungseinbruch des Generators und der Nebendienstleistungen;

7° Erregerstromgrenze;

8° Synchronisierung mit dem Übertragungsnetz im normalen und außerordentlichen Betrieb;

9° die Möglichkeit gemeinsamer Fehlfunktionen, einschließlich der Steuerung und des Betriebs von Stromerzeugungsgruppen, die mehrere Stromerzeugungsanlagen mit gemeinsamen Nebendienstleistungen und Stromerzeugungsanlagen mit kombiniertem Zyklus umfassen;

10° der Energiesystem-Stabilisator;

11° der Aufspanntransformator: Leistung, Wicklungsverhältnis, Kurzschlussspannung, Nullpunkt-Erdung, Begrenzung des einphasigen Kurzschlussstroms und Begrenzung der dynamischen Einschaltströme. Dieses letzte System darf nur aktiviert werden, wenn dieser Teil der Anlage eingeschaltet ist, um den Einschaltstrom zu begrenzen, und muss dann deaktiviert werden.

§ 2. Die technischen Mindestanforderungen, die Kontrollparameter und andere technisch-funktionale Mindestanforderungen gemäß Abschnitt 1 sind im einschlägigen Rechtsrahmen spezifiziert.

BUCH 7 – ANFORDERUNGEN FÜR DIE ALLGEMEINE ANWENDUNG BEI NEUEN ANLAGEN, DIE AN DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ ANGESCHLOSSEN SIND, UND MINDESTANFORDERUNGEN FÜR NEUE ASYNCHRONE ENERGIESPEICHERANLAGEN

Titel 1 – Allgemeine Bestimmungen

Artikel 70. Dieses Buch enthält die allgemeinen Anforderungen an die Anwendung der in Artikel 35 genannten Anlagen von Übertragungsnetznutzern, die gemäß Artikel 36 als neu gelten, zusätzlich zu den technischen Vorschriften in Titel 3 des Buches 6 und den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten technischen Vorschriften.

Dieses Buch enthält auch Mindestanforderungen an neue, in Artikel 36 § 2 genannte asynchrone Energiespeicheranlagen.

Artikel 71. § 1. Eine oder mehrere technische Anforderungen dieses Titels gelten auch für Anschlussanlagen oder Anlagen von Übertragungsnetznutzern, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, nachdem eines der nachstehend beschriebenen besonderen Verfahren angewandt wurde:

1° im Falle einer wesentlichen Modernisierung der Anlagen des Übertragungsnetznutzers gemäß Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a die europäischen Netzkodizes, RfG, DCC bzw. HGÜ, das Verfahren, das im Einklang mit dem Verhaltenskodex abgeschlossen wurde;

2° wenn die CREG beschließt, eine oder mehrere dieser in diesem Titel genannten technischen Anforderungen nach dem in Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe b der europäischen Netzkodizes RfG, DCC bzw. HGÜ genannten Verfahren, einer Kategorie von Anschlussanlagen oder Anlagen von Übertragungsnetznutzern, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten, aufzuerlegen;

3° wenn die CREG beschließt, eine oder mehrere dieser in diesem Titel genannten technischen Anforderungen auf asynchrone Energiespeicheranlagen anzuwenden, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gelten;

4° wenn ein Europäischer Netzkodex die Anwendung bestimmter technischer Anforderungen auf bestehende Anschlussanlagen oder bestehende Anlagen von Übertragungsnetznutzern vorsieht.

§ 2. Eine individuelle oder kollektive Ausnahme für die Anwendung einer oder mehrerer der in diesem Buch festgelegten technischen Anforderungen auf Anschlussanlagen oder Anlagen von Netznutzern, die gemäß Artikel 36 als neu gelten, kann von der CREG gemäß Artikel 136 gewährt werden.

§ 3. Wird das Recht nach Artikel 6 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex RfG und/oder das Recht nach Artikel 5 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex DCC ausgeübt, so kann der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als zuständiger Netzbetreiber den Nachweis durch Simulationen und/oder Studien genehmigen, dass die geplante Stromerzeugungsanlage und/oder kritische Lasten nicht angeschlossen bleiben können, um den industriellen Prozess zu gewährleisten. Alle Streitigkeiten zwischen den Parteien werden gemäß Artikel 7 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex RfG und Artikel 6 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex DCC beigelegt.

§ 4. Wenn sich der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, der Eigentümer einer Verbrauchsanlage oder der Eigentümer eines HGÜ-Netzes weigert, eine Vereinbarung über größere Frequenzbereiche, längere Mindestbetriebszeiträume oder spezifische Anforderungen für kombinierte Frequenz- und Spannungsabweichungen einer Stromerzeugungsanlage gemäß Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer ii des Europäischen Netzkodex RfG, Artikel 12 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex DCC oder Artikel 11 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex HGÜ zu treffen, und da zwischen diesem Eigentümer und dem Übertragungsnetzbetreiber innerhalb von sechs Monaten keine Einigung erzielt werden kann, kann jede Partei die CREG ersuchen, innerhalb eines Monats gemäß Artikel 7 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex RfG, Artikel 6 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex DCC oder Artikel 5 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex HGÜ über ihre Streitigkeit zu entscheiden.

§ 5. Sind die spezifischen Anforderungen an einen Standort vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber gemäß den europäischen Netzkodizes RfG, DCC und HGÜ festzulegen, so sind sie der CREG zur vorherigen Genehmigung vorzulegen. Die CREG holt die Stellungnahme der Generaldirektion Energie ein, die über eine Frist von zehn Tagen verfügt, um die Stellungnahme abzugeben.

Jede Weigerung des Übertragungsnetzbetreibers, die spezifischen Betriebsbedingungen anzugeben, ist stets angemessen zu begründen.

Geht innerhalb der gesetzten Frist keine Stellungnahme ein, so wird davon ausgegangen, dass die Generaldirektion Energie eine befürwortende Stellungnahme abgegeben hat.

§ 6. Gemäß Artikel 6 Abs. 4 und 5 des Europäischen Netzkodex RfG gelten für KWK-Anlagen, die nach Art. 35 § 3 Nr. 1 an die Verbrauchsanlagen angeschlossen sind, nur die technischen Anforderungen des Artikels 13 Abs. 2 Buchst. a, b und f und des Artikels 13 Abs. 4 und 5 des Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen in Bezug auf diese Frequenzparameter gemäß Artikel 83 §§ 4 und 5 und Artikel 88 § 1.

Titel 2 – Zusätzliche technische Anforderungen für neue Anlagen

Kapitel 1. Allgemeines

Artikel 72 Soweit in Buch 8 ausdrücklich angegeben, gelten die in diesem Kapitel festgelegten zusätzlichen technischen Anforderungen auch für neue Anlagen eines öffentlichen Verteilernetzes, die an das Übertragungsnetz und an die neuen öffentlichen Verteilernetze angeschlossen sind.

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Frequenz

Artikel 73. In Anwendung von Artikel 12 Absatz 1 und Anhang I des Europäischen Netzkodex DCC muss jede Anlage eines Übertragungsnetznutzers gemäß Artikel 35 § 3 Nummern 1 bis 4 mindestens in der Lage sein, an das Netz, an das sie angeschlossen ist, angeschlossen zu bleiben und innerhalb der folgenden Frequenzbänder und Zeiträume zu arbeiten:

1° für eine Mindestdauer von 30 Minuten bei einer Systemfrequenz, gemessen in der Regelzone zwischen 47,5 Hz (einschließlich) und 48,5 Hz; und

2° für eine Mindestdauer von 30 Minuten bei einer Systemfrequenz, gemessen in der Regelzone zwischen 48,5 Hz (einschließlich) und 49 Hz; und

3° ohne zeitliche Begrenzung bei einer Systemfrequenz, gemessen in der Regelzone zwischen 49 Hz (einschließlich) und 51 Hz (einschließlich); und

4° für eine Mindestdauer von 30 Minuten bei einer Systemfrequenz, gemessen in der Regelzone von 51 Hz (nicht eingeschlossen) und 51,5 Hz.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Wartung der Spannung

Artikel 74. § 1. In Anwendung von Artikel 13 Absätze 2 und 1 und Anhang II des Europäischen Netzkodex DCC muss jede Anlage eines Übertragungsnetznutzers gemäß Artikel 35 § 3 Nummern 1 bis 4 mindestens in der Lage sein, an das Netz angeschlossen zu bleiben, an das sie angeschlossen ist, und zwar innerhalb der Spannungsbereiche des Netzes (bezogen auf die Spannung am Anschlusspunkt in Bezug auf die 1 pu-Bezugsspannung) und der nachstehend angegebenen Zeiträume:

1° wenn die Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV liegt (ohne letzteren Wert):

a) ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,90 pu und 1,118 pu; und

b) für eine Mindestdauer von 20 Minuten im Spannungsbereich zwischen 1,118 pu und 1,15 pu;

2° wenn die Spannungsbasis für die pu-Werte mehr als 300 kV beträgt:

a) ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,90 pu und 1,05 pu; und

b) für eine Mindestdauer von 20 Minuten im Spannungsbereich zwischen 1,05 pu und 1,10 pu;

§ 2. In Anwendung von Artikel 13 Absatz 7 des Europäischen Netzkodex DCC sind die vom relevanten Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Spannungsbereiche, die von einem CDS, der an das Übertragungsnetz oder gegebenenfalls an das lokale Übertragungsnetz mit einer Spannung von weniger als 110 kV am Anschlusspunkt angeschlossen ist, am Anschlusspunkt einzuhalten sind, die folgenden Spannungsbereiche:

Spannungsbereich (kV)	Dauer
0,9 pu – 1,118 pu	Nicht eingeschränkt

Für diesen Spannungsbereich gelten folgende Spannungsniveaus: 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV und 70 kV.

Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit Kurzschluss

Artikel 75 Gemäß Artikel 14 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex DCC bestimmt der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber den maximalen Kurzschlussstrom am Anschlusspunkt, den jede neue Anlage eines

Übertragungsnetznutzers gemäß Artikel 35 § 3 Nummern 1 bis 4 je nach Spannungsniveau an seinem Anschlusspunkt standhalten kann.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Blindleistung

Artikel 76 § 1. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 1 Buchstaben a und b des Europäischen Netzkodex DCC müssen die Verbrauchsanlagen wie das in Artikel 35 § 3 Nummern 1 und 4 genannte CDS über die erforderlichen Fähigkeiten verfügen, um den Betriebspunkt ihres Anschlusspunkts dauerhaft im folgenden Blindleistungsbereich aufrechterhalten zu können, wie im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt:

1° der effektive Blindleistungsbereich für die Absorption der Blindleistung ist auf 33 % der maximalen Wirkleistung bei Entnahme bzw. bei Einspeisung auf höchstens 33 % der maximalen Wirkleistung begrenzt; der höhere dieser beiden Werte ist für die Absorption der Blindleistung beizubehalten, wenn die Spannung am Anschlusspunkt mindestens 30 kV beträgt; und

2° der effektive Blindleistungsbereich für die Absorption der Blindleistung ist bei Absorption oder bei Einspeisung auf 21 % der maximalen Wirkleistung begrenzt; der höhere dieser beiden Werte ist für die Absorption der Blindleistung beizubehalten, wenn die Spannung am Anschlusspunkt weniger als 30 kV beträgt; und

3° der effektive Blindleistungsbereich für die Bereitstellung der Blindleistung ist auf 15 % der maximalen Wirkleistung bei Entnahme bzw. bei Einspeisung auf höchstens 15 % der maximalen Wirkleistung begrenzt; der höhere dieser beiden Werte muss für die Blindleistungsversorgung beibehalten werden. Die maximale Wirkleistungsentnahme oder die maximale Wirkleistung bei Einspeisung entspricht der bereitgestellten Leistung, die selbst im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt wird.

Diese Fähigkeiten werden vom Übertragungsnetznutzer für seine Verbrauchsanlagen oder sein CDS gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber für eine begrenzte Anzahl von Referenzszenarien nachgewiesen, die im einschlägigen Rechtsrahmen vorgesehen und beschrieben sind, schließen jedoch die Absorption oder Versorgung mit Blindleistung im operativen Betrieb außerhalb der oben genannten Bereiche nicht aus.

Andere als die oben genannten Grenzwerte können für einen Anschlusspunkt auf der Grundlage einer gemeinsamen Analyse des Übertragungsnetzbetreibers in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber und des Eigentümers der in Artikel 35 § 3 Nummer 1 genannten Verbrauchsanlagen oder des CDS-Betreibers gemäß Artikel 15 Absatz 1 Buchstaben b und c des Europäischen Netzkodex DCC festgelegt werden.

§ 2. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex DCC müssen geschlossene Verteilernetze, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, über die erforderlichen Kapazitäten verfügen, um am Anschlusspunkt keine Blindleistung (bei einer Bezugsspannung von 1 pu) für eine Wirkleistung von weniger als 25 % der maximalen Wirkleistungsentnahme oder der maximalen Wirkleistung bei der Einspeisung zu liefern, wobei die maximale Wirkleistungsentnahme oder die maximale Wirkleistung bei der Einspeisung gleich der bereitgestellten Leistung ist, die selbst im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt wird.

Reichen die verfügbaren Ressourcen nicht aus, um Absatz 1 zu erfüllen, und erweist sich eine Investition als notwendig, so wird eine gemeinsame Analyse zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber

und dem CDS-Betreiber gemäß Artikel 15 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex DCC durchgeführt.

Mit dieser gemeinsamen Studie werden folgende Ziele verfolgt:

1° prüfen, ob die Bestimmungen des Absatzes 1 für den einzelnen Anschlusspunkt oder nur für eine Reihe von Anschlusspunkten gerechtfertigt sind;

2° sicherstellen, dass eine eventuelle Investition der Lösung entspricht, die insbesondere den technischen und wirtschaftlichen Sachzwängen am besten gerecht ist.

Teil 5. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit dem Informationsaustausch

Artikel 77 In Anwendung von Artikel 18 des Europäischen Netzkodex DCC wendet jede neue Anlage eines Übertragungsnetznutzers gemäß Artikel 35 § 3 die Normen an, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Website für den Echtzeit-Datenaustausch mit dem Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber bereitstellt.

Diese Normen werden aus Gründen der Zuverlässigkeit und der Cybersicherheit auf privaten Datenübertragungsleitungen mit Ausnahme des öffentlichen Internets umgesetzt. Diese Leitungen und ihre Stromversorgung sind an beiden Enden überflüssig und verfügen über eine mehrstündige Autonomie.

Teil 6. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Abschaltung und Wiederanschaltung

Artikel 78. § 1. In Anwendung von Artikel 19 Absatz 1 Buchstaben a bis c des Europäischen Netzkodex DCC kann der Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit dem Netzschutzplan verlangen, dass jede neue Anlage eines Übertragungsnetznutzers gemäß Artikel 35 § 3 Nummern 1 und 4 über Fähigkeiten verfügt, die eine automatische Abschaltung bei niedriger Frequenz ermöglichen, wobei die auf europäischer Ebene festgelegten Kriterien zu berücksichtigen sind.

§ 2. In Anwendung von Artikel 19 Absatz 4 Buchstaben a bis c des Europäischen Netzkodex darf jede Anlage eines Übertragungsnetznutzers im Sinne von Artikel 35 § 3 Nummern 1 und 4 erst nach einer Abschaltung automatisch wieder angeschlossen werden, soweit im einschlägigen Rechtsrahmen ausdrücklich zulässig. In diesem Fall muss diese Wiederanschaltung nach der Abschaltung den Frequenzbändern gemäß Artikel 73 und den besonderen Bedingungen entsprechen, die im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt sind.

Die oben genannte Anlage darf nur dann aus der Ferne vom Übertragungsnetz getrennt werden, wenn diese Fernabschaltung nach dem einschlägigen Rechtsrahmen zulässig ist. In diesem Fall sollte die Abschaltung innerhalb von 10 Minuten wirksam sein, es sei denn, es handelt sich um eine andere Frist, die im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt ist.

Kapitel 2. Zusätzliche technische Anforderungen an neue Verbrauchseinheiten, die von einer Verbrauchsanlage oder einem geschlossenen Industrienetz zur Erbringung von Nachfragemanagementdiensten genutzt werden

Artikel 79 Dieser Artikel ergänzt die spezifischen Bestimmungen des Europäischen Netzkodex DCC für Verbrauchseinheiten mit nachfrageseitiger Steuerung der Wirkleistung, der nachfrageseitigen Steuerung der Blindleistung oder der

nachfrageseitigen Steuerung der Übertragungsbeschränkungen.

In Anwendung von Artikel 28 Absatz 2 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex DCC müssen die Verbrauchseinheiten, auf die dieser Abschnitt Anwendung findet, in den in Artikel 73 genannten Frequenzbändern oder in größeren Frequenzbändern, die im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt sind, betrieben werden können. Gleiches gilt für Spannungsbereiche gemäß Artikel 28 Absatz 2 Buchstabe b des Europäischen Netzkodex DCC, wie in Artikel 74 angegeben.

In Anwendung von Artikel 28 Absatz 2 Buchstabe c des Europäischen Netzkodex DCC müssen die in diesem Abschnitt genannten Verbrauchsanlagen den Spannungsbereichen gemäß Artikel 74 entsprechen.

In Anwendung von Artikel 28 Absatz 2 Buchstaben f und j des Europäischen Netzkodex DCC wird die Frist für die Anpassung des Stromverbrauchs der in diesem Abschnitt genannten Verbrauchseinheiten für andere Zwecke als Nebendienstleistungen vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegt und auf seiner Website zugänglich gemacht.

In Anwendung von Artikel 28 Absatz 2 Buchstaben f und i des Europäischen Netzkodex DCC werden die Einzelheiten der Zustellung über die Anpassung des Stromverbrauchs der in diesem Abschnitt genannten Verbrauchseinheiten für andere Zwecke als Nebendienstleistungen vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Gleiches gilt für die technischen Spezifikationen, die die Übermittlung von Informationen über diese Anpassung des Stromverbrauchs im Sinne von Artikel 28 Absatz 2 Buchstaben e und l des Europäischen Netzkodex DCC ermöglichen. Der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht diese technischen Spezifikationen auch auf seiner Website.

Die Frequenzgradienten, die von den in diesem Artikel genannten Verbrauchseinheiten zu tolerieren sind, entsprechen den in Artikel 83 § 2 für alle Stromerzeugungsanlagen festgelegten.

Artikel 80 Dieser Artikel ergänzt die besonderen Bestimmungen des Artikels 29 des Europäischen Netzkodex DCC für die in Artikel 35 § 3 Nummer 5 genannten Verbrauchseinheiten für nachfrageseitige Steuerung auf der Grundlage einer Frequenzregelung.

In Anwendung von Artikel 29 Absatz 2 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex DCC müssen sie in der Lage sein, in den in Artikel 73 festgelegten Frequenzbändern oder in weiter reichenden Frequenzbändern, die im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt sind, zu betreiben.

In Anwendung von Artikel 29 Absatz 2 Buchstabe c des Europäischen Netzkodex DCC müssen die in diesem Abschnitt genannten Verbrauchsanlagen den Spannungsbereichen gemäß Artikel 74 § 2 entsprechen.

In Anwendung von Artikel 29 Absatz 2 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex DCC beträgt die in einem Totband um die Nennnetzfrequenz von 50,00 Hz unempfindliche Bandbreite des Steuersystems etwa 200 mHz.

In Anwendung von Artikel 29 Absatz 2 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex DCC beträgt die maximale Frequenzabweichung von der Netznennfrequenz 50,00 Hz 49 Hz bis 51,5 Hz.

In Anwendung von Artikel 29 Absatz 2 Buchstabe g des Europäischen Netzkodex DCC müssen die in diesem Abschnitt genannten Verbrauchsanlagen in der Lage sein,

Netzfrequenzänderungen rasch zu erkennen und zu verarbeiten, wobei alle in diesem Abschnitt genannten Verbrauchsanlagen im Verhältnis zur Frequenzabweichung proportional reagieren müssen: entsprechend einer äquivalenten Statik, der zwischen 2 und 12 % verstellbar ist.

Titel 3 – Zusätzliche technische Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen, die gemäß Artikel 36 als neu gelten

Kapitel 1. Allgemeine Bestimmungen

Artikel 81 In diesem Titel werden die zusätzlichen technischen Anforderungen festgelegt, die über die im Europäischen Netzkodex RfG festgelegten Anforderungen hinausgehen. Sie gelten für Stromerzeugungsanlagen, die gemäß Artikel 36 als neu gelten, und für Pumpspeicherwerke, die die technischen Anforderungen des Artikels 3 Absatz 2 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex RfG erfüllen, d. h. für Anlagen, für die die Pumpspeicheranlage in ihren beiden Betriebsarten (Pumpen und Turbinenbetrieb) betrieben wird.

Die Kapitel dieses Titels zielen auf Folgendes ab:

1° die zusätzlichen allgemeinen technischen Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C und D im Allgemeinen;

2° die zusätzlichen technischen Anforderungen an synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C und D;

3° die zusätzlichen technischen Anforderungen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C und D.

Kapitel 2. Allgemeine zusätzliche technische Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C und D, die gemäß Artikel 36 als neu gelten

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf Schutzeinrichtungen

Artikel 82. Die zusätzlichen technischen Schutzanforderungen gemäß den Artikeln 60 und 61 gelten auch für alle Stromerzeugungsanlagen, die gemäß Artikel 36 als neu gelten und an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, unabhängig davon, ob es sich um Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C oder D handelt.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Frequenz

Artikel 83. § 1. Gemäß Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer i des Europäischen Netzkodex RfG muss jede in Artikel 35 § 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs A, B, C oder D mindestens synchron mit dem Netz, an das sie angeschlossen ist, in den folgenden Frequenzbereichen und in den folgenden Zeiträumen betrieben werden können:

1° für mindestens 30 Minuten, wenn die in der Regelzone gemessene Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz (einschließlich) und 48,5 Hz beträgt; und

2° für mindestens 30 Minuten, wenn die in der Regelzone gemessene Netzfrequenz zwischen 48,5 Hz (einschließlich) und 49 Hz beträgt; und

3° ohne zeitliche Begrenzung, wenn die in der Regelzone gemessene Netzfrequenz zwischen 49 Hz (einschließlich) und 51 Hz (einschließlich) beträgt; und

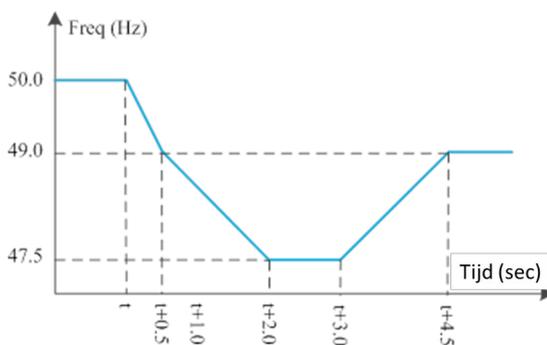
4° für mindestens 30 Minuten, wenn die in der Regelzone gemessene Netzfrequenz zwischen 51 Hz (nicht eingeschlossen) und bis zu 51,5 Hz liegt.

In Anwendung von Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe a Ziffern ii und iii des Europäischen Netzkodex RfG muss die Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D unabhängig davon, ob eine Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D mit dem Übertragungsnetz verbunden ist, während eines Zeitraums, der in der Vereinbarung zwischen dieser Stromerzeugungsanlage und dem Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt ist, synchron mit dem Übertragungsnetz betrieben werden, wenn die in der Regelzone gemessene Netzfrequenz zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz liegt.

Bei Stromerzeugungsanlagen des Typs A, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, teilt der Eigentümer dem Übertragungsnetzbetreiber die Dauer des technischen Betriebs mit und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten zur Verfügung.

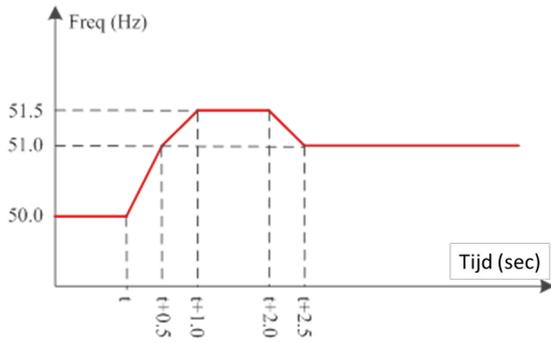
§ 2. Gemäß Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe b des Europäischen Netzkodex RfG muss jede Stromerzeugungsanlage des Typs A, B, C oder D im Sinne von Art. 35 § 2 den Frequenzschwankungen standhalten und an das Netz angeschlossen bleiben, an das sie angeschlossen ist, und zwar entsprechend den folgenden Unterfrequenz- und Überfrequenzprofilen:

Unterfrequenzprofil



Freq (Hz)	Freq. (Hz)
Tijd (sec)	Zeit (sec)

Überfrequenzprofil

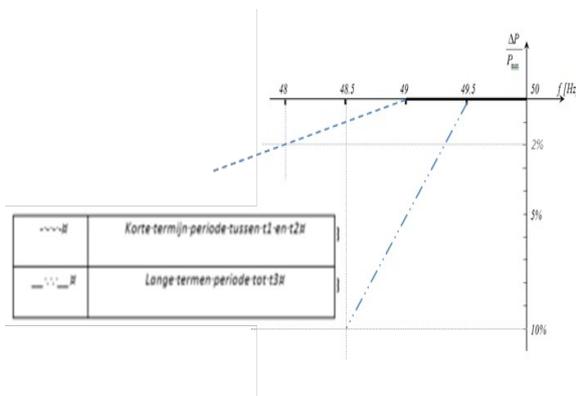


Freq (Hz)	Freq. (Hz)
Tijd (sec)	Zeit (sec)

Gegebenenfalls muss die mit Frequenzschwankungen verbundene Abschaltchutzregelung für Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, über eine durchschnittliche Dauer von 500 Millisekunden mehr als 2 Hz pro Sekunde betragen. Der Abschaltchutz steht nicht im Widerspruch zu den Anforderungen an Mindestbetriebszeiten, die für die verschiedenen Frequenzbereiche in Abschnitt 1 festgelegt sind. Dieser Schwellenwert von 2 Hz pro Sekunde kann im Einklang mit dem einschlägigen Rechtsrahmen aus technischen Gründen oder aus Sicherheitsgründen für diese Stromerzeugungsanlagen verringert werden.

§ 3. In Anwendung von Artikel 13 Absatz 2 Buchstabe f Ziffer i des Europäischen Netzkodex RfG muss jede in Artikel 35 § 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs A, B, C oder D, sobald sie ihr Mindestkontrollniveau erreicht hat, in der Lage sein, die Wirkleistungserzeugung auf diesem Niveau aufrechtzuerhalten.

§ 4. In Anwendung von Artikel 13 Absatz 4 des Europäischen Netzkodex RfG gestattet der Übertragungsnetzbetreiber bei einem Frequenzrückgang unter 49 Hz, sofern dies technische Beschränkungen für die Aufrechterhaltung einer konstanten Leistung enthält, die Wirkleistung jeder in Artikel 35 § 2 genannten Stromerzeugungsanlage des Typs A, B, C oder D innerhalb der Grenzen des Zeitraums mit einer Übergangsregelung (zwischen t1 und t2) und einer festgelegten Regelung (bis t3) wie nachstehend definiert:



Korte termijn-periode tussent t1 en t2	Kurzfristiger Zeitraum zwischen t1 und t2
Longe termen periode tot t3	Langfristiger Zeitraum bis t3

Parameter Kontrolle

Zeitraum mit einer Übergangsregelung	Frequenzschwelle	49 Hz
	Grenzwert	$\pm 2 \% / \text{ Hz}$
	t 1 (Beginn)	$\leq 2 \text{ s}$
	t 2 (Ende)	30 s
Zeitraum mit einer etablierten Regelung	Frequenzschwelle	49,5 Hz
	Grenzwert	10 % Hz
	t 3 (Ende)	30 Minuten

Bei nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen ist eine Reduktion der maximalen Wirkleistung über 49 Hz nicht zulässig. Bei Werten unterhalb des Schwellenwerts von 49 Hz ist jedoch eine Verringerung der maximalen Wirkleistung von 2 % pro Hz für den Übertragungsnetzbetreiber zulässig (gültig während des Übergangszeitraums (zwischen t1 und t2) und der festgelegten Regelung (bis t3)).

In Anwendung von Artikel 13 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex RfG werden die Umweltbedingungen für die zulässige Reduktion der Wirkleistung im Verhältnis zur Höchstleistung wie folgt definiert:

1° Höhe: 400 bis 500 m;

2° Luftfeuchtigkeit: 15 bis 20 g H₂O/1 kg Luft;

3° Temperatur: 0 °C.

§ 5. In Anwendung von Artikel 13 Absatz 6 des Europäischen Netzkodex RfG kann der Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen für jede Stromezeugungsanlage des Typs A, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, die Merkmale der Geräte vorschreiben, die in der Lage sind, die Erzeugung von Wirkleistung jeder Stromezeugungsanlage auf der Grundlage der vom Übertragungsnetzbetreiber übertragenen Signale fernzusteuern.

§ 6. In Anwendung von Artikel 13 Absatz 7 des Europäischen Netzkodex RfG muss der automatische Anschluss aller Stromezeugungsanlagen des Typs A gemäß Artikel 35 § 2 folgende Bedingungen erfüllen:

1° Die Frequenz liegt zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz; und

2° Das Spannungsniveau liegt zwischen 0,85 pu und 1,1 pu; und

3° die Mindestverzögerung bis zur Wiederanschaltung beträgt 60 Sekunden.

Nach der Wiederanschaltung ist der zulässige Höchstsatz für die Steigerung der Wirkleistung auf 20 % Pmax pro Minute begrenzt. Bei Anschluss nach einer Fehlfunktion der Netze in der Regelzone ist die zulässige Höchstgeschwindigkeit für die Erhöhung der Wirkleistungserzeugung auf 10 % von Pmax pro Minute zu begrenzen.

Jede Stromerzeugungsanlage des Typs B oder C, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Übertragungsnetzbetreibers nach dem einschlägigen Rechtsrahmen, um automatisch an das Übertragungsnetz angeschlossen zu werden.

Gemäß Artikel 14 Abs. 4 des Europäischen Netzkodex RfG muss die Wiederanschaltung an das Netz jeder in Artikel 35 § 2 genannten Stromerzeugungsanlage des Typs B, C und D nach einer unerwarteten Abschaltung auch folgende Bedingungen erfüllen:

- 1° Die Frequenz liegt zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz; und
- 2° Das Spannungsniveau liegt zwischen 0,9 pu und 1,1 pu; und
- 3° die Mindestverzögerung bis zur Wiederanschaltung beträgt 60 Sekunden.

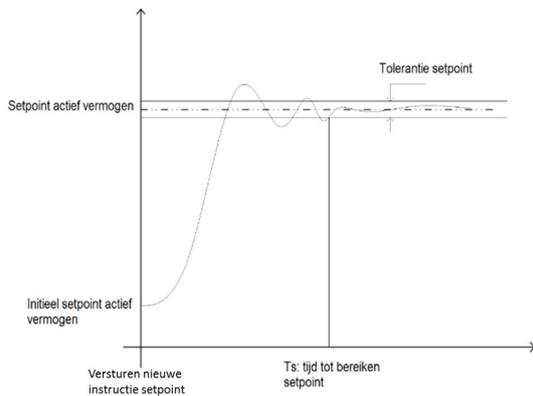
Nach der Wiederanschaltung ist der zulässige Höchstsatz für die Steigerung der Wirkleistung auf 10 % Pmax pro Minute begrenzt.

Die automatische Wiederanschaltung nach einer unerwarteten Abschaltung ist für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, verboten, es sei denn, der Übertragungsnetzbetreiber hat im einschlägigen Rechtsrahmen seine vorherige Zustimmung zum automatischen Anschluss an das Übertragungsnetz erteilt.

§ 7. In Anwendung von Artikel 14 Absatz 2 Buchstabe b des Europäischen Netzkodex RfG kann der Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen jeder Stromerzeugungsanlage des Typs B, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, zusätzliche Geräte vorschreiben, um die Erzeugung von Wirkleistung dieser Stromerzeugungsanlage aus der Ferne zu steuern und zu verringern.

§ 8. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 Buchstaben a und b des Europäischen Netzkodex RfG bestimmt der Übertragungsnetzbetreiber für jede an das Übertragungsnetz angeschlossene Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D im einschlägigen Rechtsrahmen die Mindestdauer, während der die eingestellte Vorgabe für die Wirkleistung dieser Stromerzeugungsanlage erreicht werden muss, und die für die neue Vorgabe gegebenenfalls geltende Toleranzmarge und die Zeit, in der sie erreicht werden soll.

Die Toleranzmarge wird nach folgendem Diagramm bestimmt:



Setpoint actief vermogen	Wirkleistungs-Sollwert
Inntieel setpoint actief vermogen	Anfänglicher Wirkleistungs-Sollwert
Versturen nieuwe instructie setpoint	Neue Sollwert-Vorgabe senden
Tolerantie setpoint	Toleranz-Sollwert
Ts: tijd tot bereiken setpoint	Ts: Zeit bis zum Erreichen des Sollwerts

Für den lokalen manuellen Betrieb muss die Vorgabe innerhalb von 15 Minuten mit einer Genauigkeit von 10 % der Wirkleistungsvorgabe erreicht werden.

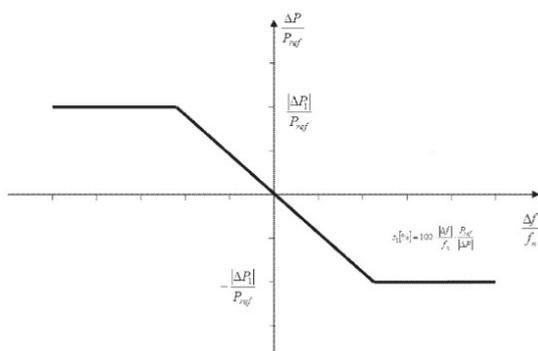
§ 9. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d Ziffer i des Europäischen Netzkodex RfG legt der Übertragungsnetzbetreiber für jede an das Übertragungsnetz angeschlossene Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in dem einschlägigen Rechtsrahmen die Parameter fest, die im frequenzabhängigen Modus (FSM) einzuhalten sind. Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, eine Wirkleistungsabgabe auf Frequenzschwankungen zu gewährleisten, bei der mindestens die folgenden Parameter berücksichtigt werden:

Parameter der Wirkleistungsabgabe auf Frequenzschwankungen in FSM (Erläuterungen zum Diagramm)

Parameter	Bereiche
Wirkleistungsbereich im Verhältnis zur Höchstleistung $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	Mindestens 2 % und höchstens 10 %
Unempfindlichkeit der Reaktion auf Frequenzschwankung	$ \Delta f_i $ Maximal 10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ Maximal 0,02 %
Totband der Reaktion auf	Totband von 0 mHz und verstellbar

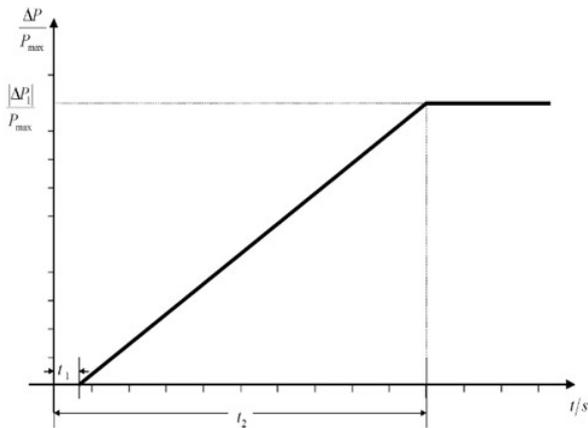
Frequenzschwankung	zwischen 0 und 500 mHz
Statischer Zustand S_1	Einstellbar, um eine gleichmäßige Aktivierung von $ \Delta P /P_{\max}$ für das Frequenzkontrollband zu gewährleisten
Pref	Bei synchronen Stromerzeugungsanlagen: Definiert als Höchstleistung Bei asynchronen Stromerzeugungsanlagen: Definiert als die tatsächliche Stromerzeugung zu dem Zeitpunkt, zu dem der Schwellenwert für FSM oder die Höchstleistung den Bestimmungen des Artikels 92 §§ 1 und 2 entspricht.

Wirkleistungsabgabe auf Frequenzschwankungen von Stromerzeugungsanlagen in FSM, wenn es sich um ein Totband handelt und keine Unempfindlichkeit besteht.



Pref ist die Referenzwirkleistung, auf die sich ΔP bezieht. ΔP ist die Produktionsvariation der Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage. f_n ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes und Δf ist die Frequenzschwankung.

In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d Ziffern ii bis v des Europäischen Netzkodex RfG wird die Kapazität der Wirkleistungsantwort auf Frequenzschwankungen gemäß den folgenden Werten definiert:



Parameter	Wert
t1	höchstens 2 Sekunden bei einer Stromerzeugungsanlage mit Trägheit (synchrone Stromerzeugungsanlagen) höchstens 500 Millisekunden für Stromerzeugungsanlagen ohne Trägheit (nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen)
t2	30 Sekunden (15 Sekunden bei 50 % der maximalen Frequenzschwankung)
Lieferdauer bei voller Leistungsaufnahme	Mindestens 15 Minuten

§ 10. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex RfG legt der Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen die erforderlichen Spezifikationen für jede an das Übertragungsnetz angeschlossene Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in Bezug auf die Frequenzwiederherstellung fest. In diesem Zusammenhang muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, den Frequenzwiederherstellungsdienst mit automatischer Netzaktivierung auf der Grundlage einer Vorgabe kontinuierlich zu erbringen und ein Bestätigungssignal für seine Aktivierung in Echtzeit und kontinuierlich zu senden.

§ 11. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe g des Europäischen Netzkodex

RfG muss jede an das Übertragungsnetz angeschlossene Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in der Lage sein, die vom Übertragungsnetzbetreiber im Einvernehmen mit dem relevanten Übertragungsnetznutzer im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten zusätzlichen Signale zu übertragen.

§ 12. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex RfG legt der Übertragungsnetzbetreiber die Mindest- und Höchstwerte des Prozentsatzes der Änderung der Wirkleistung fest, und zwar sowohl für die Erhöhung als auch für die Reduktion der Erzeugung dieser Leistung, die für eine neue Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, erforderlich ist.

Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit dem Gesamtmanagement des Netzes, einschließlich Bestimmungen für den Austausch operativer Informationen

Artikel 84 Gemäß Artikel 14 Absatz 5 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex RfG muss jede an das Übertragungsnetz angeschlossene Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D in der Lage sein, folgende Informationen in Echtzeit mit dem Übertragungsnetzbetreiber auszutauschen:

1° die Position der Leistungsschalter am Anschlusspunkt oder an einem anderen mit dem Übertragungsnetz vereinbarten Interaktionspunkt, der mit dem Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit dem einschlägigen Rechtsrahmen vereinbart wurde;

2° die Wirk- und Blindleistung am Anschlusspunkt oder an einem anderen Interaktionspunkt mit dem Übertragungsnetz, der mit dem Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen vereinbart wurde, sowie die Netto-Wirkungs- und Blindleistung im Falle einer anderen Entnahme als der Hilfsversorgung der Stromerzeugungsanlage.

Liegen diese Informationen nicht vor und ist diese Alternative in den vom Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 14 Absatz 5 Buchstabe d Ziffer i des Europäischen Netzkodex RfG oder im einschlägigen Rechtsrahmen veröffentlichten Spezifikationen vorgesehen, so teilt der Übertragungsnetznutzer abweichend von Absatz 1 die Brutto-Wirkungs- und Blindleistung mit.

Der Übertragungsnetzbetreiber legt in dem einschlägigen Rechtsrahmen neben den oben genannten Daten die vollständige Liste der ihm zu übermittelnden Daten sowie die Kommunikationsprotokolle und -infrastrukturen fest.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Spannungsbeständigkeit

Artikel 85 § 1. In Anwendung von Artikel 15 Abs. 3 und Artikel 16 Abs. 2 Buchst. c des Europäischen Netzkodex RfG kann der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Netzbetreiber gegebenenfalls verlangen, dass eine Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, über Fähigkeiten verfügt, die eine automatische Abschaltung gemäß dem einschlägigen Rechtsrahmen ermöglichen. In diesem Fall legt der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber die Modalitäten und Vorkehrungen für die automatische Abschaltung dieser Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D fest. Zu diesem Zweck teilt der Eigentümer der Stromerzeugungsanlage dem Übertragungsnetzbetreiber diese Schutzregelungen zur Validierung mit.

§ 2. Jede Stromerzeugungsanlage des Typs A, B oder C, die an das Übertragungsnetz

angeschlossen ist, bleibt innerhalb der folgenden Spannungsbereiche mit dem Übertragungsnetz und den lokalen Übertragungsnetzen verbunden:

	Spannungsbereiche	Dauer des Betriebszustands
Spannungsniveaus unter 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu – 1,15 pu	Zu bestimmen zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Stromerzeugungsanlage
Spannungsniveaus über 300 kV (für den Anschluss an 380 kV-	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt

Netz, 1 pu = 400 kV)	1,05 pu – 1,10 pu	Zu bestimmen zwischen dem relevanten Netzbetrei ber und dem Eigentüme r der Stromerze ugungsanl age
-------------------------	----------------------	---

In Anwendung von Artikel 16 Absatz 2 Buchstaben a und b des Europäischen Netzkodex RfG bleibt jede Stromerzeugungsanlage des Typs D, die an das Übertragungsnetz oder an die lokalen Übertragungsnetze angeschlossen ist, innerhalb der folgenden Spannungsbereiche mit dem Übertragungsnetz und den lokalen Übertragungsnetzen verbunden:

	Spannungsbereiche	Dauer des Betriebszustands
Spannungsniveaus unter 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu – 1,15 pu	20 Minuten
Spannungsniveaus über 300 kV (für den Anschluss an 380 kV-Netz, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu	20 Minuten

Jeder Eigentümer einer Stromerzeugungsanlage oder lokalen Stromerzeugungsanlage mit einem Zugangspunkt im Übertragungsnetz des Typs B, C oder D, bei dem es sich nicht um Stromerzeugungsanlagen innerhalb eines CDS handelt, unterrichtet den Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit dem einschlägigen Rechtsrahmen über die gesamte Blindleistungskapazität dieser Stromerzeugungsanlage und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber gemäß den Modalitäten zur Verfügung, die im Einvernehmen mit dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber festgelegt und im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt sind, oder im Einklang mit den in Buch 5 dieses Erlasses festgelegten Modalitäten.

Teil 5. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der

Netzwiederherstellung

Artikel 86 In Anwendung von Artikel 15 Absatz 5 Buchstaben b und c des Europäischen Netzkodex RfG muss jede in Artikel 35 Absatz 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in der Lage sein, sich von dem Netz zu trennen, an das die Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist, und sich im Einklang mit der Schutzstrategie, die zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Eigentümer der betreffenden Stromerzeugungsanlage sowie gegebenenfalls dem Betreiber des Netzes, an das diese Stromerzeugungsanlage gemäß dem einschlägigen Rechtsrahmen angeschlossen ist, vereinbart wurde, rasch resynchronisieren zu können.

Eine Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die mit einer Resynchronisierungsdauer von mehr als 15 Minuten nach der Abschaltung mit dem Übertragungsnetz verbunden ist, muss unabhängig vom Betriebspunkt, an dem sich die Stromerzeugungsanlage im Diagramm ihrer P-Q-Kapazität befindet, vom Netz getrennt werden können. In diesem Fall darf sich die Abschaltung nicht auf die Signale der Schutzregelungen beschränken. Die Schutzstrategie wird zwischen dem Eigentümer der betreffenden Stromerzeugungsanlage und dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbart und im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

Jede Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, muss nach der Abschaltung unabhängig arbeiten können, obwohl ihre Ressourcen nicht an das Netz angeschlossen sind, an das diese Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist. Die Mindestbetriebszeit wird in Zusammenarbeit mit dem Übertragungsnetzbetreiber von dem relevanten Netzbetreiber, an den diese Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist, unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Technologie für den Primärtrieb festgelegt.

Teil 6. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit dem Gesamtmanagement des Netzes

Artikel 87 In Anwendung von Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex RfG, bestimmt der einschlägige rechtliche Rahmen, für jede in Artikel 35 Absatz 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D die Erkennungskriterien für den Verlust der Winkelstabilität oder den Kontrollverlust dieser Stromerzeugungsanlage und folglich ihre Fähigkeit, sich in diesem Fall automatisch von dem Netz zu trennen, an das sie angeschlossen ist.

In Anwendung von Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe b des Europäischen Netzkodex RfG bestimmt der einschlägige Rechtsrahmen für jede in Artikel 35 Absatz 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D die Merkmale der Messgeräte, erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber. Die Qualitätsparameter für die Versorgung, die Kriterien für die Aktivierung des Geräts zur Aufzeichnung von Fehlfunktionen und Leistungsschwankungen, die Kriterien für die Häufigkeit der Probenahmen und die Bedingungen für den Zugang zu den aufgezeichneten Daten sind im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

In Anwendung von Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe c des Europäischen Netzkodex RfG legt der einschlägige Rechtsrahmen für jede in Artikel 35 Absatz 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D die Simulationsmodelle fest, die von den Eigentümern dieser Stromerzeugungsanlage, erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber, bereitzustellen sind. Diese müssen das stationäre und dynamische Verhalten der Stromerzeugungsanlage widerspiegeln. Gegebenenfalls wird mit dem einschlägigen Rechtsrahmen auch ein Modell festgelegt, das die temporären elektromagnetischen Phänomene widerspiegelt. Die Formate der

Simulationsmodelle, die in diesem Zusammenhang vorzulegende Dokumentation und die Parameter für die Kurzschlussleistung sind im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

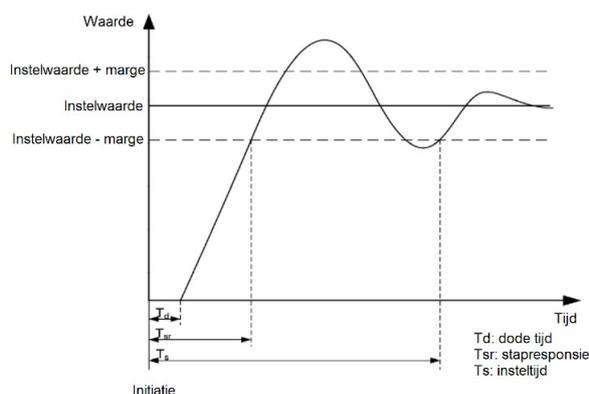
In Anwendung von Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe d des Europäischen Netzkodexes RfG, legt der einschlägige Rechtsrahmen für jede in Artikel 35 § 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D im Einvernehmen mit dem Eigentümer der Stromerzeugungsanlage und erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber die Anforderungen über die Installation zusätzlicher Einrichtungen für den Betrieb oder die Sicherheit des Netzes fest.

In Anwendung von Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe f des Europäischen Netzkodex RfG legt der einschlägige Rechtsrahmen für jede in Artikel 35 § 2 genannte Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D die Anforderungen an die Erdungsgeräte des Nullpunkts auf der Netzseite der Aufspanntransformatoren fest, erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber.

Kapitel 2. Zusätzliche technische Anforderungen an synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C und D, die gemäß Artikel 36 als neu gelten

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Frequenz

Artikel 88. § 1. In Anwendung von Artikel 13 Absatz 2 Buchstaben a, c, d und f des Europäischen Netzkodex RfG muss jede in Artikel 35 Absatz 2 genannte synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs A, B, C oder D im beschränkten Regelmodus bei Überfrequenz (LFSM-O-Modus) in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe auf die Frequenzschwankungen gemäß den folgenden Werten zu aktivieren. Sobald der Frequenzschwellenwert erreicht ist, muss der Betriebsmodus ohne weitere Schwankung auf demselben Niveau fortgesetzt werden (keine zusätzliche Reduktion für eine zusätzliche Frequenzerhöhung).

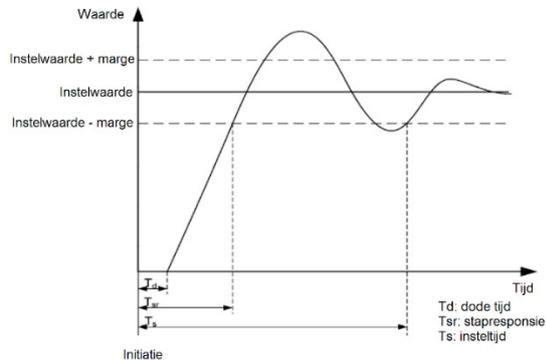


Waarde	Wert
Instelwaarde + marge	Festsetzungswert + Marge
Instelwaarde	Festsetzungswert
Instelwaarde – margke	Festsetzungswert – Marge
Initiatie	Einleitung

Td: dode tijd		Td: Totzeit
Tsr: stapresponsie		Tsr: Sprungantwort
Ts: insteltijd		Ts: Einstellzeit
Parameter	SPGM-Kontrolle	
Frequenzschwellenwert	50,2 Hz	
Statischer Zustand	5 % (verstellbar zwischen 2 % und 12 %)	
Pref-Referenzleistung	Höchstleistung	
Antwortzeit	Als Standard, sobald dies technisch möglich ist (ohne absichtliche Verzögerung), können in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber besondere Bestimmungen gelten.	
Antwortzeitpegel	<p>≤ 5 Minuten bei einer Erhöhung der Wirkleistung um 20 % von Pmax. Eine langsame Antwort ist im Falle einer Erhöhung, die rasch (innerhalb weniger Sekunden) einer Reduktionsphase folgt, nicht anwendbar.</p> <p>≤ 8 Sekunden bei einer Reduktion der Wirkleistung um 45 % von Pmax.</p>	
Kontrollzeit	<p>≤ 6 Minuten bei Erhöhung der Wirkleistung (eine langsame Antwort gilt nicht für eine Erhöhung, die rasch nach einer Reduktionsphase erfolgt).</p> <p>≤ 30 s für die Reduktion der Wirkleistung</p>	

§ 2. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c Ziffer i des Europäischen

Netzkodex RfG muss jede in Artikel 35 § 2 genannte synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D im eingeschränkten Regelmodus bei Unterfrequenz (LFSM-U-Modus) in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe auf Unterfrequenzschwankungen gemäß den folgenden Werten zu aktivieren:



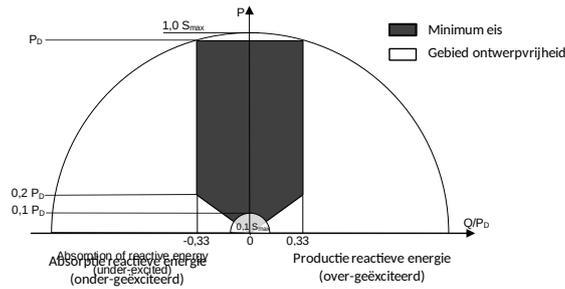
Waarde	Wert
Instelwaarde + marge	Festsetzungswert + Marge
Instelwaarde	Festsetzungswert
Instelwaarde – margke	Festsetzungswert – Marge
Initiatie	Einleitung
Td: dode tijd	Td: Totzeit
Tsr: stapresponsie	Tsr: Sprungantwort
Ts: insteltijd	Ts: Einstellzeit

Parameter	SPGM-Kontrolle
Frequenzschwellenwert	49,8 Hz
Statischer Zustand	5 % (verstellbar zwischen 2 % und 12 %)
Pref-Referenzleistung	Höchstleistung
Antwortzeit	Als Standard, sobald dies technisch möglich ist (ohne absichtliche Verzögerung), können in Absprache mit dem Übertragungsnetzbet

	reiber besondere Bestimmungen gelten.
Antwortzeitpege I	<p>≤ 5 Minuten bei einer Erhöhung der Wirkleistung um 20 % von Pmax. Eine langsame Antwort ist im Falle einer Erhöhung, die rasch (innerhalb weniger Sekunden) einer Reduktionsphase folgt, nicht anwendbar.</p> <p>≤ 8 Sekunden bei einer Reduktion der Wirkleistung um 45 % von Pmax.</p>
Kontrollzeit	<p>≤ 6 Minuten bei Erhöhung der Wirkleistung (eine langsame Antwort gilt nicht für eine Erhöhung, die rasch (innerhalb weniger Sekunden) nach einer Reduktionsphase erfolgt).</p> <p>≤ 30 Sekunden zur Reduktion der Wirkleistung</p>

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf Spannungsstabilität und Blindleistungskapazität

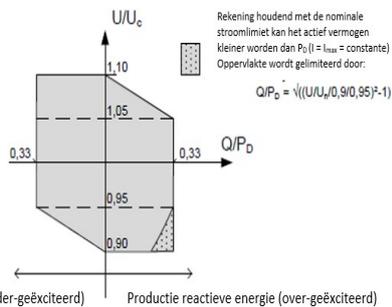
Artikel 89 § 1. In Anwendung von Artikel 17 Absatz 2 Buchstabe a und Artikel 18 Absatz 2 Buchstabe c des Europäischen Netzkodex RfG muss eine an das Übertragungsnetz angeschlossene synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D in der Lage sein, Blindleistung nach folgenden Diagrammen zu liefern/absorbieren:



Minimum eis	Mindestens erforderlich
Gebied ontwerprijheid	Freiheit der Flächengestaltung
Absorptie reactieve energie (onder-geëxciteerd)	Absorption von Blindenergie (Untererregung)
Productie reactieve energie (over-geëxciteerd)	Erzeugung von Blindenergie (übermäßige Erregung)

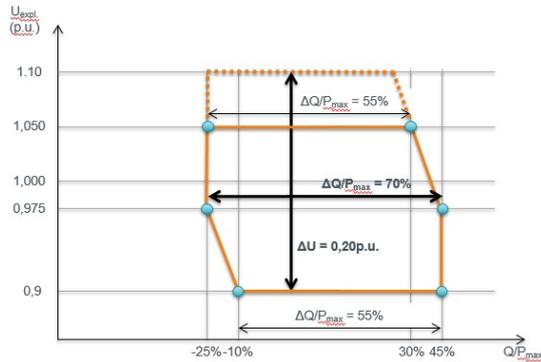
Kapazitätskurve für SPGM Typ B.

Wobei P_D die maximale Wirkleistung ist, die bei maximalem Blindleistungsbedarf erzeugt werden kann (d. h. $0,95 \cdot S_{nom}$).



Absorptie reactieve energie (onder-geëxciteerd)	Absorption von Blindenergie (Untererregung)
Productie reactieve energie (over-geëxciteerd)	Erzeugung von Blindenergie (übermäßige Erregung)
Rekening houdend met de nominale stroomlimiet kan het actief vermogen kleiner worden dan $P_0 (I = I_{max} = \text{constante})$. Oppervlakte wordt gelimiteerd door:	Unter Berücksichtigung des Nennstromgrenzwerts kann die Wirkleistung unter $P_0 (I = I_{max} = \text{konstant})$ liegen. Fläche ist begrenzt durch:

U/U_c - Q/P_D -Profil des Typs B SPGM zu den Blindleistungsanforderungen für verschiedene Spannungsniveaus ab 1 pu.



Kapazitätskurve für SPGM-Typen C und D.

In Anwendung von Artikel 18 Absatz 2 Buchstabe c des Europäischen Netzkodex RfG muss jede an das Übertragungsnetz angeschlossene synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in der Lage sein, die Spannung an allen Betriebspunkten innerhalb der im Leistungsdiagramm P-Q in Absatz 1 festgelegten Grenzen zu steuern.

Das Höchstspannungsniveau von 1,10 pu gilt als 1,05 pu für den Anschluss an eine Spannung von mehr als 300 kV (bei Anschluss an ein Netz von 380 kV, 1 pu = 400 kV).

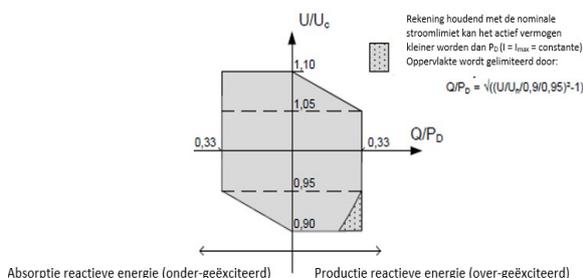
Abweichend von dem in Artikel 37 § 2 festgelegten Grundsatz wird diese technische Anforderung für eine an das Übertragungsnetz angeschlossene synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B an den Klemmen des Sekundärtransformators, sofern vorhanden, oder an den Klemmen des Generators zur Stromerzeugung festgelegt.

§ 2. In Anwendung von Artikel 17 Absatz 2 Buchstabe b des Europäischen Netzkodex RfG muss jede synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, in der Lage sein, die Spannung zu steuern, die folgenden Steuerungsarten auf der Grundlage einer Fernbedienung entspricht:

1° die Injektion/Absorption der Blindleistung (Qfix) ist kontinuierlich und innerhalb der in Abschnitt 1 angegebenen P-Q- und U-Q/Pmax-Fähigkeiten zu halten; und

2° die Spannung des Wechselstromgenerators (U alt) ist kontinuierlich und innerhalb der in Abschnitt 1 genannten Funktionen P-Q und U-Q/Pmax zu halten.

Die Antwortrate, bei der sie innerhalb der (in Abschnitt 1 genannten) P-Q- und U-Q/Pmax-Fähigkeiten bewegt werden kann, wird im einschlägigen Rechtsrahmen für die relevante synchrone Stromerzeugungsanlage definiert;

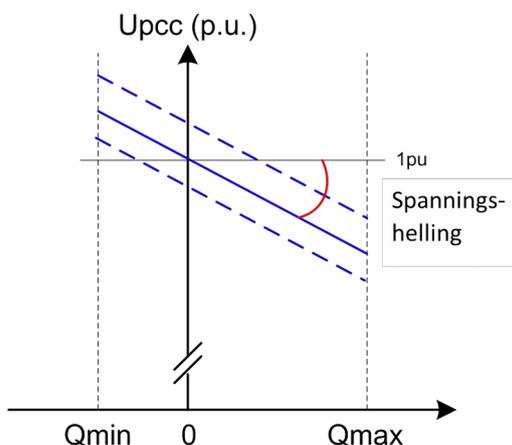


Absorptie reactieve energie (onder-geëxciteerd)	Absorption von Blindenergie (Untererregung)
---	---

Productie reactieve energie (overgeëxciteerd)	Erzeugung von Blindenergie (übermäßige Erregung)
Rekenin houdend met de nominale stroomplimiet kan het actief vermogen kleiner worden dan $P_0(I=I_{max}=constante)$ Oppervlakte wordt gelimiteerd door:	Unter Berücksichtigung des Nennstromgrenzwerts kann die Wirkleistung unter $P_0(I=I_{max}=konstant)$ liegen. Fläche ist begrenzt durch:

$U/U_c/P_D$ -Profil des Typs B SPGM zu den Blindleistungsanforderungen für verschiedene Spannungsniveaus ab 1 pu.

§ 3. In Anwendung von Artikel 19 Absatz 2 Buchstabe a und Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex RfG muss jede synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die zur Spannungsregelung an ihrem Anschlusspunkt mit dem Übertragungsnetz verbunden ist, die Anforderungen des folgenden Diagramms erfüllen, wobei die Grundsätze der Artikel 62 bis 64 und 66 bis 69 zu berücksichtigen sind:



$U_{pcc}(p.u.)$	$U_{pcc}(p.u.)$
Spannungs-helling	Spannungsneigung
Qmin	Qmin
Qmax	Qmax

Grundsätze der Spannungs- und Blindleistungsregelung.

U_{pcc} steht für die Spannung am Anschlusspunkt.

In Anwendung dieses Diagramms wird der proportionale Gewinnfaktor vom Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen im Einvernehmen mit dem Eigentümer der betreffenden synchronen Stromerzeugungsanlage festgelegt, sodass der relative Empfindlichkeitskoeffizient α_{eq} zwischen 18 und 25 liegt, wie in folgender Formel ausgedrückt:

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm,exp}} \right)}$$

dabei haben die verwendeten Koeffizienten die in Artikel 67 genannte Bedeutung.

P_{nom} wird zu P_{max} .

Die α_{eq} -Werte können umgewandelt werden und entsprechen den Werten für die Spannungsneigung in einem Intervall von mindestens 2 bis 7 % gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer ii des Europäischen Netzkodex RfG.

§ 4. In Anwendung von Artikel 18 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex RfG muss jede an das Übertragungsnetz angeschlossene synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in der Lage sein, die technischen Mindestanforderungen und die Kontrollparameter der Spannungsstabilisierung am Anschlusspunkt für ihre Spannungsregelung gemäß Artikel 69 zu erfüllen.

Die Antwortrate, bei der sie innerhalb der in Abschnitt 1 genannten Funktionen P-Q und U-Q/ P_{max} bewegt werden kann, wird für die betreffende synchrone Stromerzeugungsanlage im einschlägigen Rechtsrahmen angegeben.

§ 5. In Anwendung von Artikel 19 Abs. 3 des Europäischen Netzkodexes RfG, bestimmt der einschlägige rechtliche Rahmen gegebenenfalls für jede Stromerzeugungsanlage des Typs D die technischen Fähigkeiten dieser Einheiten, die zum Verlust der Rotorwinkelstabilität bei Fehlfunktionen beitragen. Diese Fähigkeiten werden vom Übertragungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Eigentümer der betreffenden Stromerzeugungsanlage festgelegt.

§ 6. Jeder Eigentümer einer synchronen Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D mit einem Zugangspunkt im Übertragungsnetz, ausgenommen synchrone Stromerzeugungsanlagen in einem CDS, unterrichtet den Übertragungsnetzbetreiber über seine gesamte Blindleistungskapazität, weist sie nach und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber nach den vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten zur Verfügung.

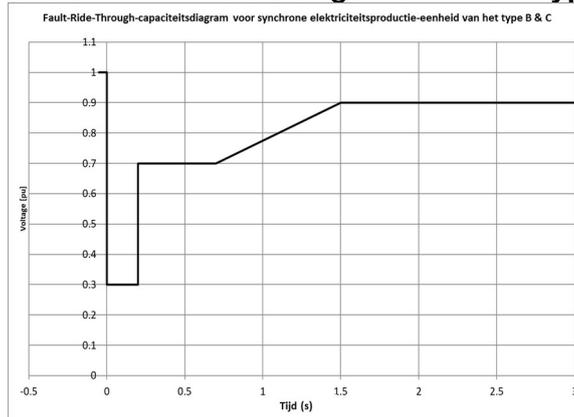
Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die FRT-Fähigkeit

Artikel 90 Gemäß Artikel 14 Absatz 3, Artikel 15 Absatz 1 und Artikel 16 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex RfG muss jede in Artikel 35 § 2 genannte synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B bis D über den gesamten Betriebsbereich hinweg synchron mit dem Netz betrieben werden können, wenn die Spannung am Anschlusspunkt, ausgedrückt als Prozentsatz der Nennspannung an diesem Punkt, während eines Fehlerbefehls in dem durch die nachstehenden Diagramme festgelegten Bereich bleibt.

Das Spannungszeitprofil bestimmt die untere Grenze der Spannungen zwischen den Phasenspannungen am Anschlusspunkt während eines Fehlers in Abhängigkeit von der Zeit, vor, während und nach dem Fehler.

Jede in Artikel 35 Absatz 2 genannte synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B oder C muss dem folgenden FRT-Fähigkeitsdiagramm entsprechen:

Parameter der FRT-Anforderungen für SPGM Typ B und C



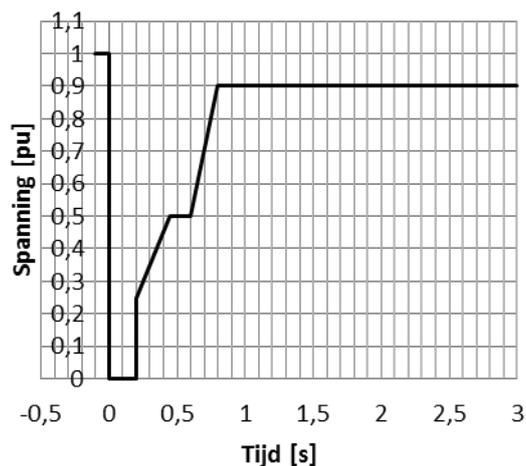
Fault-Ride-Through-capaciteitsdiagram voor synchrone electriciteitsproductie-eenheid van het type B & C	FRT-Fähigkeitsdiagramm für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B und C
Voltage [pu]	Spannung [pu]
Tijd(s)	Zeit (s)

Spannungsparameter [je Einheit (pu)]	Zeitparameter (in Sekunden)
Uret = 0,3	Tclear = 0,2
Uclear = 0,7	Trec1 = Tclear
Urec1 = 0,7	Trec2 = 0,7
Urec = 0,9	Trec3 = 1,5

Uret ist die symmetrische oder asymmetrische Restspannung am Anschlusspunkt während einer Fehlfunktion; Tclear ist der Zeitpunkt, zu dem die Fehlfunktion behoben wurde. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 und Trec3 legen bestimmte Punkte der unteren Grenzwerte für die Rückgabe der Spannung nach Beseitigung einer Fehlfunktion fest.

Jede in Artikel 35 § 2 genannte synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs D und/oder jede synchrone Stromerzeugungsanlage des Typs D, die sich in der Regelzone befindet, muss dem folgenden FRT-Fähigkeitsdiagramm entsprechen:

Parameter der FRT-Anforderungen für SPGM Typ D



Spanning [pu]		Spanning [pu]	
Tijd [s]		Zeit [s]	
Spannungsp arameter (je Einheit (pu))	Dauer der Parameter (in Sekunden)		
Uret = 0	Tclear = 0,2		
Uclear = 0,25	Trec1 = 0,45		
Urec1 = 0,5	Trec2 = 0,6		
Urec = 0,9	Trec3 = 0,8		

Uret ist die Restspannung am Anschlusspunkt während einer Fehlfunktion; Tclear ist der Zeitpunkt, zu dem die Fehlfunktion behoben wurde. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 und Trec3 legen bestimmte Punkte der unteren Grenzwerte für die Rückgabe der Spannung nach Beseitigung einer Fehlfunktion fest.

Gemäß Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe b des Europäischen Netzkodex RfG teilt der Übertragungsnetzbetreiber dem Eigentümer einer synchronen Stromerzeugungsanlage die für die FRT-Fähigkeit zu berücksichtigenden Bedingungen vor und nach einem Fehler mit, auf Antrag dieser Anlage innerhalb des einschlägigen Rechtsrahmens.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Robustheit

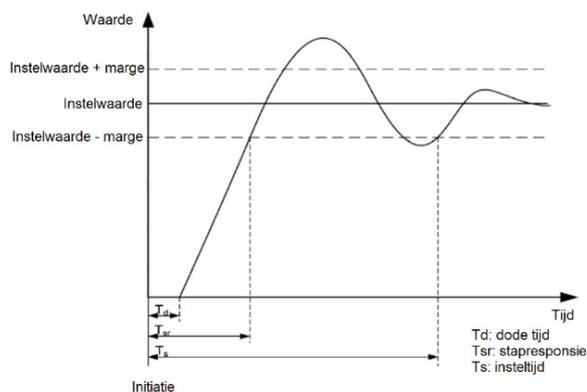
Artikel 91 Gemäß Artikel 17 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex RfG müssen alle an das Übertragungsnetz angeschlossenen synchronen Stromerzeugungsanlagen des Typs B bis D in der Lage sein, die Wiederherstellung der Wirkleistung nach einer Fehlfunktion sicherzustellen. Der Wert der Amplitude und Wiederherstellungszeit der Wirkleistung werden im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

Kapitel 3. Zusätzliche technische Anforderungen an neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C und D

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Frequenz

Artikel 92 § 1. Gemäß Artikel 13 Absatz 2 Buchstaben a, c, d und f des Europäischen Netzkodexes RfG muss jede nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs A, B, C

oder D gemäß Artikel 35 § 2 im beschränkten Regelmodus bei Überfrequenz (LFSM-O-Modus) in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe auf die Frequenzschwankungen gemäß den folgenden Werten zu aktivieren. Sobald der Mindestfrequenzschwellenwert erreicht ist, muss der Betriebsmodus ohne weitere Veränderung auf demselben Niveau fortgesetzt werden (keine zusätzliche Reduktion für eine zusätzliche Frequenzerhöhung).



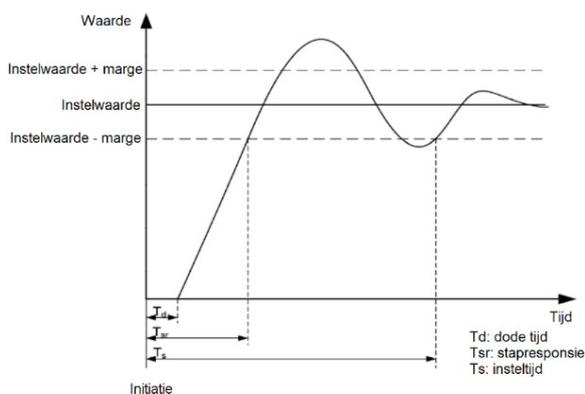
Waarde	Wert
Instelwaarde + marge	Festsetzungswert + Marge
Instelwaarde	Festsetzungswert
Instelwaarde – margke	Festsetzungswert – Marge
Initiatie	Einleitung
Td: dode tijd	Td: Totzeit
Tsr: stapresponsie	Tsr: Sprungantwort
Ts: insteltijd	Ts: Einstellzeit

Parameter	PPM-Kontrolle
Frequenzschwellenwert	50,2 Hz
Statischer Zustand	5 % (verstellbar zwischen 2 % und 12 %)
Pref-Referenzleistung	Standardmäßig ist dies die tatsächliche Erzeugung von Wirkleistung zum Zeitpunkt des Erreichens des LFSM-O-Schwellenwerts; ein Bezugswert

	in Höhe der Höchstleistung kann von Fall zu Fall beschrieben werden.
Antwortzeit	Als Standard, sobald dies technisch möglich ist (ohne absichtliche Verzögerung), können in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber besondere Bestimmungen gelten.
Antwortzeitpegel	<p>Für die Stromerzeugung aus Windenergie:</p> <p>≤ 5 Sekunden bei einer Erhöhung der Wirkleistung um 20 % von P_{max}. Eine langsamere Antwort für einen Betriebspunkt ≤ 50 % P_{max} ist zulässig, wenn sie weniger als 5 Sekunden beträgt.</p> <p>≤ 2 Sekunden bei einer Reduktion der Wirkleistung um 50 % von P_{max}.</p> <p>Ansonsten: ≤ 10 Sekunden bei einer Reduktion der Wirkleistung um 50 % von P_{max}.</p> <p>≤ 2 Sekunden bei einer Reduktion der Wirkleistung um 50 % von</p>

	Pmax.
Kontrollzeit	≤ 30 Sekunden bei Erhöhung der Wirkleistung ≤ 20 Sekunden zur Reduktion der Wirkleistung

§ 2. In Anwendung von Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c Ziffer i des Europäischen Netzkodex RfG muss jede nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D im Sinne von Artikel 35 Absatz 2 im begrenzten Regelmodus bei Unterfrequenz (LF5M-U-Modus) in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe auf die Schwankungen der Unterfrequenz (keine zusätzliche Reduktion bei einer zusätzlichen Frequenzerhöhung) gemäß den folgenden Werten zu aktivieren:



Waarde	Wert
Instelwaarde + marge	Festsetzungswert + Marge
Instelwaarde	Festsetzungswert
Instelwaarde – margke	Festsetzungswert – Marge
Initiatie	Einleitung
Td: dode tijd	Td: Totzeit
Tsr: stapresponsie	Tsr: Sprungantwort
Ts: insteltijd	Ts: Einstellzeit

Parameter	PPM-Kontrolle
Frequenzschwell enwert	49,8 Hz
Statischer Zustand	5 % (verstellbar zwischen 2 % und 12 %)

<p>Pref-Referenzleistung</p>	<p>Standardmäßig ist dies die tatsächliche Erzeugung von Wirkleistung zum Zeitpunkt des Erreichens des LFSM-U-Schwellenwerts; ein Bezugswert in Höhe der Höchstleistung kann von Fall zu Fall beschrieben werden.</p>
<p>Antwortzeit</p>	<p>Als Standard, sobald dies technisch möglich ist (ohne absichtliche Verzögerung), können in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber besondere Bestimmungen gelten.</p>
<p>Antwortzeitpegel</p>	<p>Für die Stromerzeugung aus Windenergie:</p> <p>≤ 5 Sekunden bei einer Erhöhung der Wirkleistung um 20 % von P_{max}. Eine langsamere Antwort für einen Betriebspunkt ≤ 50 % P_{max} ist zulässig, wenn sie weniger als 5 Sekunden beträgt.</p> <p>≤ 2 Sekunden bei einer Reduktion der Wirkleistung um 50 % von P_{max}.</p> <p>Ansonsten:</p> <p>≤ 10 Sekunden bei einer Erhöhung der Wirkleistung um 50 % von P_{max}.</p>

	≤ 2 Sekunden bei einer Reduktion der Wirkleistung um 50 % von Pmax.
Kontrollzeit	≤ 30 Sekunden bei Erhöhung der Wirkleistung ≤ 20 Sekunden zur Reduktion der Wirkleistung

§ 3. Abweichend von Artikel 83 § 4 ist es einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs A, B, C oder D gemäß Artikel 35 § 2 nicht gestattet, ihre Wirkleistung bei einem Frequenzrückgang unter 49 Hz kurz- und langfristig zu reduzieren.

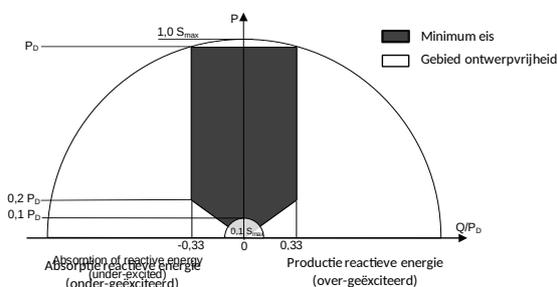
§ 4. In Anwendung von Artikel 21 Absatz 2 und Artikel 22 des Europäischen Netzkodex RfG ist die in Artikel 21 Abs. 2 beschriebene Funktionalität für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C und D nicht erforderlich.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf Spannungsstabilität und Blindleistungskapazität

Artikel 93 § 1. In Anwendung von Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex RfG muss eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, in der Lage sein, die Blindleistung gemäß den Artikeln 62 bis 69 im Spannungs- oder Blindleistungsregelungsmodus oder im Funktionsfaktorregelungsmodus automatisch zu liefern.

In Anwendung von Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex RfG legt der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen den Vorrang des Wirk- oder Blindleistungsbeitrags fest, erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber, an den diese nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist.

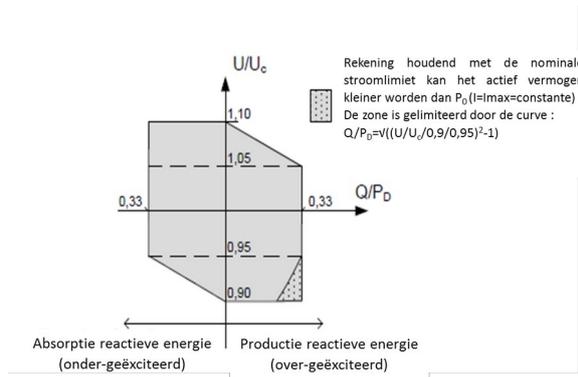
§ 2. In Anwendung von Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex RfG muss eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, in der Lage sein, Blindleistung nach folgenden Diagrammen zu liefern/absorbieren:



Minimum eis	Mindestens erforderlich
Gebied ontwerprijheid	Freiheit der Flächengestaltung

Absorptie reactieve energie (onder-geëxciteerd)	Absorption von Blindenergie (Untererregung)
Productie reactieve energie (over-geëxciteerd)	Erzeugung von Blindenergie (übermäßige Erregung)

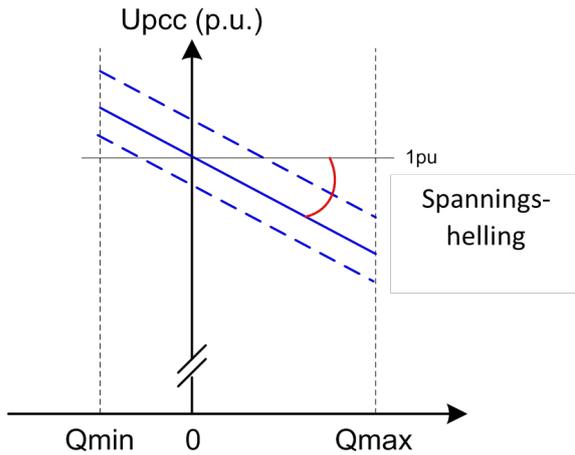
Kapazitätskurve für PPM Typ B.



Absorptie reactieve energie (onder-geëxciteerd)	Absorption von Blindenergie (Untererregung)
Productie reactieve energie (over-geëxciteerd)	Erzeugung von Blindenergie (übermäßige Erregung)
Rekening houdend met de nominale stroomlimiet kan het actief vermogen kleiner worden dan P_0 ($I=I_{max}=\text{constante}$) De zone is gelimiteerd door de curve:	Unter Berücksichtigung des Nennstromgrenzwerts kann die Wirkleistung unter P_0 ($I=I_{max}=\text{konstant}$) liegen. Die Zone ist begrenzt durch:

$U/U_c Q/P_D$ Profil für PPM Typ B: Blindleistungsanforderungen für verschiedene Spannungsniveaus ab 1 pu.

In Anwendung von Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben a bis c des Europäischen Netzkodex RfG muss eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, in der Lage sein, Blindleistung gemäß dem nachstehenden Diagramm zu liefern/absorbieren. Sie muss den Anforderungen an die Spannungsstabilität am Anschlusspunkt nach folgendem Diagramm entsprechen, wobei die Grundsätze der Artikel 62 bis 69 zu berücksichtigen sind:



Upcc(p.u.)	Upcc(p.u.)
Spannings-helling	Spannungsneigung
Qmin	Qmin
Qmax	Qmax

Upcc gibt die Spannung auf der Ebene des Anschlusspunkts an.

Der proportionale Gewinnfaktor wird im einschlägigen Rechtsrahmen vom Übertragungsnetzbetreiber im Einvernehmen mit dem Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D festgelegt, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, unter Anwendung dieses Diagramms, sodass der relative Empfindlichkeitskoeffizient α_{eq} zwischen 18 und 25 liegt, wie in folgender Formel ausgedrückt:

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm, exp}} \right)}$$

wenn die verwendeten Koeffizienten die in Artikel 67 festgelegte Bedeutung haben.

P_{nom} wird zu P_{max} .

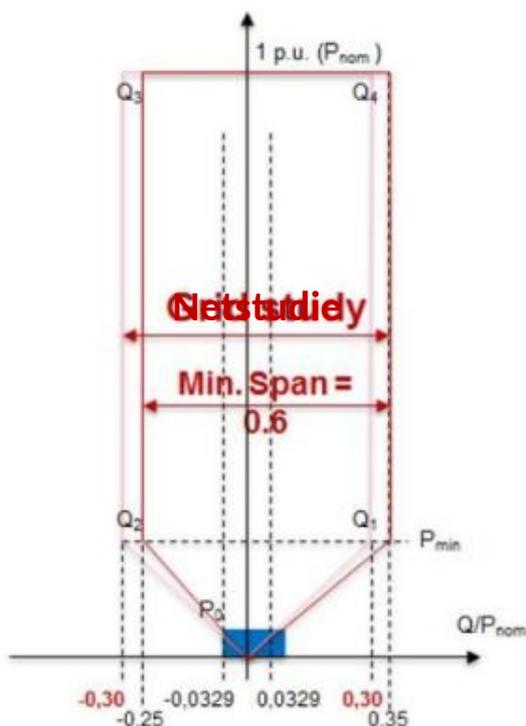
Die α_{eq} -Werte können umgewandelt werden und entsprechen den Werten für die Spannungsneigung in einem Intervall von mindestens 2 bis 7 % gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer ii des Europäischen Netzkodex RfG.

Der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt die Antwortrate der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, in Bezug auf die Blindleistung des Parks unterhalb seiner Höchstleistung.

Darüber hinaus legt der Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen – erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit dem relevanten Netzbetreiber – zur Erzeugung

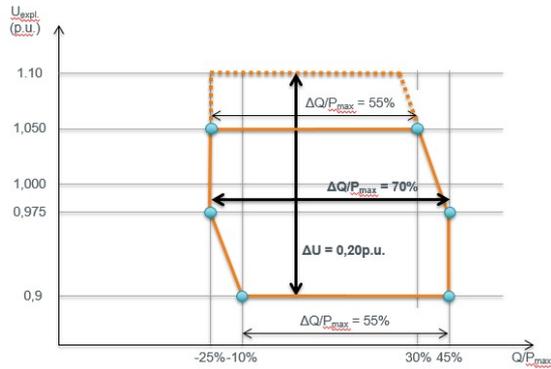
oder Absorption mindestens der gesamten Blindleistung am Anschlusspunkt folgende Kapazitäten fest:

Bei jedem Wirkleistungswert zwischen P_{min} (0,2 p.u. von P_{max}) und P_{max} muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, zumindest in der Lage sein, am Anschlusspunkt in einem durch die Punkte Q1, Q2, Q3 und Q4 begrenzten Bereich eine Blindleistung zu erzeugen oder zu absorbieren (siehe nachstehende Abbildung). Dieser Bereich hat eine verbindliche Größe von mindestens 0,6 p.u. von P_{max} , kann sich jedoch in einem Gebiet zwischen [-0,3 p.u. von P_{max} , + 0,35 p.u. von P_{max}] entwickeln, je nach Anschlusspunkt, Größe und Merkmalen der an das Übertragungsnetz angeschlossenene nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D.



1 p.u. (P_{nom})	1 p.u. (P_{nom})
Netstudie	Netzwerkstudie
Min. Span	Min. Spannung

Bei Spannungen am Anschlusspunkt zwischen 90 % und 110 % der Nennspannung in Spannungsbereichen unter 300 kV (oder 90 % und 105 % bei Nennspannungen über 300 kV – siehe nachstehende Abbildung) muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, zumindest innerhalb des oben genannten Blindleistungsbereichs zur Spannungsregelung beitragen können (siehe nachstehende Abbildung).



U-Q/Pmax-Profil für einen PPM des Typs C (punktierte Linie für Nennspannungen über 300 kV).

Bei Werten außerhalb des Spannungsbereichs von 90 % und 110 % von U_{nom} für Spannungsbereiche unter 300 kV (oder 90 % und 105 % bei Nennspannungen über 300 kV, wenn sie an das 380 kV-Netz 1 pu = 400 kV angeschlossen sind) muss die an das Übertragungsnetz angeschlossene nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in der Lage sein, bis zur maximalen technischen Leistungsfähigkeit dieser nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage zur Spannungsregelung beizutragen.

Für jede Spannung am Anschlusspunkt zwischen 90 % und 110 % von U_{nom} bei Spannungsbereichen unter 300 kV (oder 90 % und 105 % bei Nennspannungen über 300 kV) und für jeden Wert der Wirkleistung zwischen P_0 (entspricht 0,0263 p.u. von P_{max}) und P_{min} wird der Mindestbetriebspunktbereich, für den die Blindleistung gesteuert wird, durch die beiden Werte des Leistungsfaktors definiert, bestehend aus den Punkten $(Q1, 0,2 \cdot P_{max})$ und $(Q2, 0,2 \cdot P_{max})$.

Für eine Spannung am Anschlusspunkt zwischen 90 % und 110 % von U_{nom} bei Spannungswerten unter 300 kV (oder 90 % und 105 % bei Spannungswerten über 300 kV) und für jeden Wert der Wirkleistung unter P_0 darf die Blindleistung nicht gesteuert werden, aber die eingespeisten oder absorbierten Werte werden auf den Bereich $Q = [-0,0329; +0,0329]$ p.u. von P_{max} begrenzt.

Wenn bestimmte nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen aufgrund von Fehlfunktionen oder Wartungsarbeiten nicht verfügbar sind, kann die Blindleistung auf der Grundlage der derzeit verfügbaren Kapazität P_{av} anstelle der Kapazität P_{max} (1 pu wie in der vorstehenden Abbildung) angepasst werden, berechnet wie folgt:

$$P_{av} = \sum_{i=1}^N a v_i \times P_i$$

Wobei:

N ist die Anzahl der in der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage installierten Einheiten

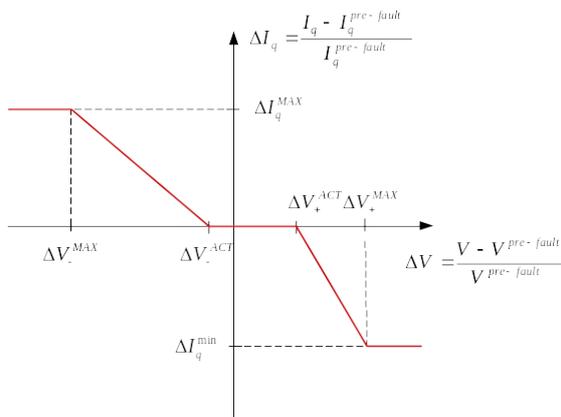
av_i ist der Verfügbarkeitsfaktor der Einheit (0 oder 1)

P_i ist die Produktionskapazität der Einheit i bei Fehlfunktion oder Wartung.

Abweichend von dem in Artikel 37 § 2 genannten Grundsatz wird diese technische Anforderung an eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B, die an das Übertragungsnetz angeschlossen ist, am Ausgang des Aufspanntransformators oder an den Klemmen des Stromrichters festgelegt.

§ 3. In Anwendung von Artikel 20 Absatz 2 Buchstaben b und c des Europäischen Netzkodex RfG muss eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, im Falle symmetrischer und asymmetrischer Fehlfunktionen in der Lage sein, am Anschlusspunkt einen zusätzlichen Blindstrom bis zur maximalen Kapazität rasch einzuspeisen.

Die Merkmale dieser Injektion sind im folgenden Diagramm dargestellt:



Die Parameter für diese Kapazität werden vom Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt. Diese Parameter beziehen sich auf die normale Betriebsbreite, Dauer und Totband der Aktivierung sowie den Zeitraum für eine solche Aktivierung.

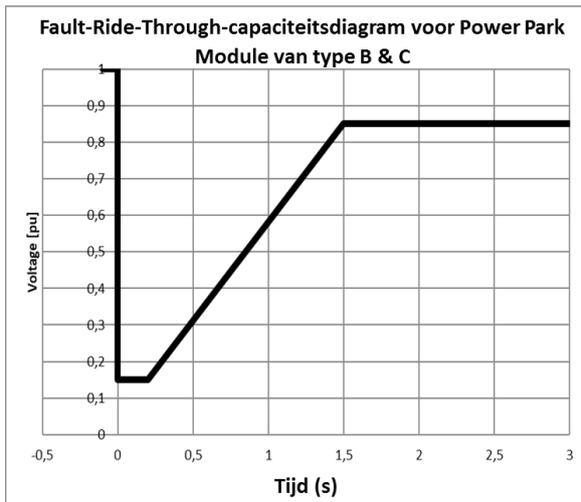
Darüber hinaus trägt die betreffende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage bei positivem, negativem oder neutralem Strom zum Fehlerstrom bei, um die asymmetrische Fehlfunktion mit Sicherheit zu erkennen. Der Beitrag zum Kurzschlussstrom wird im einschlägigen Rechtsrahmen vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegt.

§ 4. Jeder Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D mit einem Zugangspunkt im Übertragungsnetz, mit Ausnahme der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen innerhalb eines CDS, teilt dem Übertragungsnetzbetreiber dieser nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage die gesamte Blindleistungskapazität dieser nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage gemäß den Modalitäten mit, die im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt sind.

Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die FRT-Fähigkeit

Artikel 94 § 1. Gemäß Artikel 14 Abs. 3 und Artikel 20 Abs. 1 des Europäischen Netzkodex RfG muss jede nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage im Sinne von Artikel 35 § 2 in der Lage sein, im gesamten Betriebsbereich synchron mit dem Übertragungsnetz zu arbeiten, wenn die Spannung am Anschlusspunkt, ausgedrückt als Prozentsatz der Nennspannung an diesem Punkt, während eines Fault-Ride-Through innerhalb des in den nachstehenden Diagrammen festgelegten Bereichs bleibt.

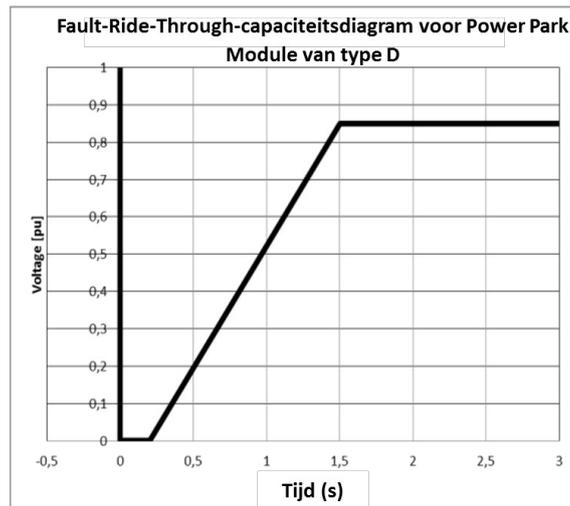
§ 2. Jede in Artikel 35 § 2 genannte nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs B oder C muss dem folgenden FRT-Fähigkeitsdiagramm entsprechen:



Fault-Ride-Through-capaciteitsdiagram voor Power Park Module van type B & C		FRT-Fähigkeitsdiagramm für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B und C	
Voltage [pu]		Spannung [pu]	
Tijd(s)		Zeit (s)	
Spannungsparameter	Dauer der Parameter (in Sekunden)		
[pro Einheit (p.u.)]			
Uret = Uclear = Uret1 = 0,15	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0,2		
Urec2 = 0,85	Trec3 = 1,5		

Uret ist die symmetrische oder asymmetrische Restspannung am Anschlusspunkt während einer Fehlfunktion; Tclear ist der Zeitpunkt, zu dem die Fehlfunktion behoben wurde. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 und Trec3 legen bestimmte Punkte der unteren Grenzwerte für die Rückgabe der Spannung nach Beseitigung einer Fehlfunktion fest.

§ 3. Jede in Artikel 35 Absatz 2 genannte nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage des Typs D muss dem folgenden FRT-Fähigkeitsdiagramm entsprechen:



Fault-Ride-Through-capaciteitsdiagram voor Power Park Module van type D	FRT-Fähigkeitsdiagramm für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D
Voltage [pu]	Spannung [pu]
Tijd(s)	Zeit (s)

Spannungsparameter [pro Einheit (p.u.)]	Dauer der Parameter (in Sekunden)
Uret = Uclear = Uret1 = 0,0	Tclear = Trec1 = Trec2 = 0,2
Urec2 = 0,85	Trec3 = 1,5

Uret ist die Restspannung am Anschlusspunkt während einer Fehlfunktion; Tclear ist der Zeitpunkt, zu dem die Fehlfunktion behoben wurde. Urec1, Urec2, Trec1, Trec2 und Trec3 legen bestimmte Punkte der unteren Grenzwerte für die Rückgabe der Spannung nach Beseitigung einer Fehlfunktion fest.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Robustheit

Artikel 95. Gemäß Artikel 20 Abs. 3 des Europäischen Netzkodex RfG müssen alle nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B bis D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, in der Lage sein, die Wiederherstellung der Wirkleistung nach einer Fehlfunktion sicherzustellen. Der Wert der Amplitude und Wiederherstellungszeit der Wirkleistung werden im einschlägigen Rahmen festgelegt.

Titel 4 – Technische Anforderungen für neue asynchrone Energiespeicheranlagen

Kapitel 1. Allgemeine Bestimmungen

Artikel 96. In diesem Titel werden die technischen Anforderungen festgelegt, die für alle

neuen asynchronen Energiespeicheranlagen gelten, deren Schwellenwerte in Artikel 35 § 4 festgelegt sind und deren Neuheit in Artikel 71 § 1 festgelegt ist.

Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG und die zusätzlichen technischen Anforderungen der Teile 1 und 3 gelten auch für asynchrone Energiespeicheranlagen, mit Ausnahme der in diesem Kapitel festgelegten spezifischen technischen Anforderungen.

Abweichend von Absatz 1 unterliegen neue Pumpspeicherwerke allen in Kapitel 3 festgelegten und in Artikel 80 vorgesehenen technischen Anforderungen.

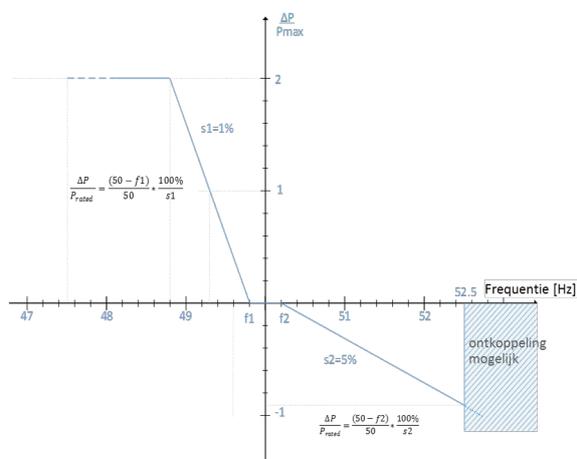
Kapitel 2. Technische Anforderungen an die Frequenz asynchroner Energiespeicheranlagen

Artikel 97. § 1. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an den synchronen Betrieb mit dem Netz in bestimmten Frequenzbereichen und Zeiträumen gemäß Artikel 13 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 83 § 2 gelten für alle asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs A bis D gemäß Artikel 35 § 4.

Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Fähigkeit, Frequenzschwankungen standzuhalten und an das Netz angeschlossen zu bleiben, an das die asynchrone Energiespeicheranlage angeschlossen ist, sowie die in Artikel 83 § 2 genannten zusätzlichen technischen Anforderungen gelten für alle asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs A bis D gemäß Artikel 35 § 4.

§ 2. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG in Bezug auf den begrenzten Regelmodus bei Überfrequenz (LFSM-O-Modus) und Unterfrequenz (LFSM-U-Modus) gemäß Artikel 13 Absatz 2 und Artikel 15 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex RfG gelten für alle asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs A bis D gemäß Artikel 35 § 4.

Darüber hinaus tragen asynchrone Energiespeicheranlagen bei großen Frequenzschwankungen vorrangig zur Frequenzstabilität bei, indem sie die Einspeisung oder Absorption der Wirkleistung gemäß den nachstehenden Abbildungen und Parametern erhöhen oder reduzieren:



Pmax	Pmax
Frequentie [Hz]	Frequenz (Hz)

ontkoppeling mogelijk	Abschaltung möglich

Parameter	Standardwerte
f1	49,8 Hz
f2	50,2 Hz
S1	1 % werden innerhalb einer Spanne von 1 % und 12 % ausgewählt.
S2	5 % werden innerhalb einer Spanne von 1 % und 12 % ausgewählt.
Kontrollzeit	So schnell wie möglich und nicht länger als 15 Sekunden
Antwortzeit	Als Standard, sobald dies technisch möglich ist (ohne absichtliche Verzögerung), können besondere Bestimmungen in

	Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber gelten.
--	---

Gemäß Artikel 15 Absatz 3 Buchstabe b des Europäischen Netzkodex E&R trennen sich die asynchronen Energiespeicheranlagen automatisch vom Übertragungsnetz, wenn sie vor Aktivierung des Systems der automatischen Lasttrennung im Falle von Niederfrequenz nicht in den Entlademodus wechseln können. Die Abschaltung kann nur systematisch angeordnet werden und ist nur dann zulässig, wenn der Entlademodus nicht vor dem Schwellenwert von 49 Hz erreicht werden kann.

In diesem Zusammenhang können die Eigentümer asynchroner Energiespeicheranlagen im Einvernehmen mit dem Übertragungsnetzbetreiber Mindest- und/oder Höchstwerte im einschlägigen Rechtsrahmen für ihren Lastzustand festlegen, wenn dies aus Gründen der Sicherheit oder der technischen Notwendigkeit erforderlich ist.

§ 3. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die zulässige Reduktion der Wirkleistung bei Frequenzabfall gemäß Artikel 13 Absatz 4 des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen des Artikels 83 § 4 gelten nicht für asynchrone Energiespeicheranlagen nach Artikel 35 § 4.

§ 4. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Schnittstelle für die Einstellung der Wirkleistungseinspeisung gemäß Artikel 13 Absatz 6 des Europäischen Netzkodex RfG gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs A, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Darüber hinaus muss jede an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlage des Typs A in der Lage sein, ihre Wirkleistungserzeugung oder -absorption nach einer Vorgabe durch eine logischen Schnittstelle innerhalb eines Zeitraums von 5 Sekunden auf null zu reduzieren.

Der Übertragungsnetzbetreiber kann in dem einschlägigen Rechtsrahmen die Merkmale der Geräte vorschreiben, die in der Lage sind, den Stillstand der Erzeugung oder der Absorption auf der Grundlage der folgenden vom Übertragungsnetzbetreiber übertragenen Signale fernzusteuern:

Signal#	Antrag auf Einstellung der Absorption oder Einspeisung der Wirkleistung	Binär 1: Anfrage aktiv 0: Ende der Anfrage
---------	---	--

§ 5. Für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs A, B und C gelten die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an den automatischen Anschluss gemäß Artikel 13 Absatz 7 des Europäischen Netzkodex RfG.

Der automatische Anschluss jedes Typs A an eine asynchrone Energiespeicheranlage des Typs C gemäß Artikel 35 § 4 muss folgende Bedingungen erfüllen:

- 1° die Frequenz liegt zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz; und
- 2° das Spannungsniveau liegt zwischen 0,85 p.u und 1,1 p.u der Nennspannung; und
- 3° die Mindestverzögerung bis zur Wiederanschaltung beträgt 60 Sekunden.

Nach dem Netzanschluss muss die asynchrone Energiespeicheranlage in der Lage sein, die höchstzulässige Erhöhungsrate der Wirkleistungserzeugung sowohl im Last- als auch im Entlademodus auf 20 % P_{max} pro Minute zu begrenzen. Beim Netzanschluss nach einer Fehlfunktion des Übertragungsnetzes kann die zulässige Höchstgeschwindigkeit für eine Erhöhung der Wirkleistung sowohl im Last- als auch im Entlademodus auf 10 % P_{max} pro Minute begrenzt werden.

Asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs B, C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, bedürfen der vorherigen Zustimmung des Übertragungsnetzbetreibers im einschlägigen Rechtsrahmen für den automatischen Anschluss an das Übertragungsnetz.

Darüber hinaus gelten für in Artikel 35 § 4 genannte asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs B, C und D die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Wiederanschaltung an das Netz nach unerwarteter Abschaltung gemäß Artikel 14 § 4 des Europäischen Netzkodex RfG.

In diesem Zusammenhang muss die automatische Wiederanschaltung aller in Artikel 35 § 4 genannten asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs B, C und D folgende Bedingungen erfüllen:

- 1° die Frequenz liegt zwischen 49,9 Hz und 50,1 Hz; und
- 2° das Spannungsniveau liegt zwischen 0,9 p.u und 1,1 p.u der Nennspannung; und
- 3° die Mindestverzögerung bis zur Wiederanschaltung beträgt 60 Sekunden.

Nach der Wiederanschaltung muss die asynchrone Energiespeicheranlage die höchstzulässige Erhöhungsrate der Wirkleistungserzeugung sowohl im Last- als auch im Entlademodus auf 10 % P_{max} pro Minute begrenzen.

Die automatische Wiederanschaltung nach einer unerwarteten Abschaltung ist für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs B, C oder D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, verboten, es sei denn, der Übertragungsnetzbetreiber hat im einschlägigen Rechtsrahmen seine vorherige Zustimmung zum automatischen Anschluss an das Übertragungsnetz erteilt.

§ 6. Für an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlagen der Typen A, B, C und D gelten die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Wirkleistungsänderungsrate gemäß Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex RfG. Der Übertragungsnetzbetreiber kann für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs A, B, C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, die Höchstgrenzen für die Änderungsrate der Wirkleistung im einschlägigen Rechtsrahmen sowohl in der Last- als auch in dem Entlademodus, ausgedrückt in Prozentpunkten von P_{max} pro Sekunde festlegen.

§ 7. Für an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs B gelten die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an den Fernbetrieb der Wirkleistungsreduktion gemäß Artikel 14 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex RfG.

Jede an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlage des Typs B muss in der Lage sein, die Vorgabe zur Einspeisung oder Absorption der Wirkleistung innerhalb einer Minute und mit einer Genauigkeit von 5 % der Wirkleistungsvorgabe zu erreichen, nachdem sie das externe Signal erhalten hat, das diese Vorgabe an die asynchrone Energiespeicheranlage übermittelt.

Der Übertragungsnetzbetreiber kann in dem einschlägigen Rechtsrahmen die Merkmale der Geräte festlegen, die in der Lage sind, die Reduktion der Einspeisung oder Absorption der Wirkleistung auf der Grundlage der folgenden vom Übertragungsnetzbetreiber übertragenen Signale fernzusteuern:

Signal#	Zustimmung zur Wiederanschaltung	Binär 0: Keine Wiederanschaltung 1: Zustimmung
Signal#	Antrag auf Reduktion der Absorption oder Einspeisung der Wirkleistung	Binär 1: Anfrage aktiv 0: Ende der Anfrage
Signal#	Wirkleistungs-Sollwert in MW	Wert Laden/ Entladen

§ 8. Für an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs B, C und D gelten die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG in Bezug auf den automatischen Anschluss gemäß Artikel 14 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 83 in Bezug auf den automatischen Anschluss.

Darüber hinaus übermitteln die asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs B, C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, dem Übertragungsnetzbetreiber folgende Daten:

1° die Strukturdaten in der nachstehenden Tabelle:

EG	Bruttoenergiekapazität	[MWh]
Enet	Nettoenergiekapazität	[MWh]
Pmax	Maximale Wirkleistung	[MW]
SOCmin	Mindestlastniveau	[%]

SOCmax	Maximales Lastniveau	[%]
Rch	Maximale Ladegeschwindigkeit	[MW/min]
Rdis	Maximale Entladegeschwindigkeit	[MW/min]

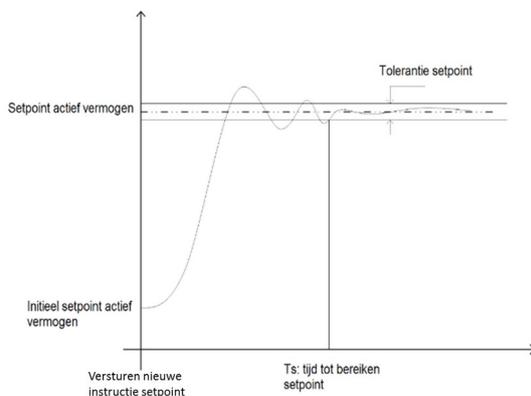
2° Echtzeitdaten, sofern technisch verfügbar, die in der nachstehenden Tabelle aufgeführt sind:

SOC	Lastniveau	[%]
-----	------------	-----

§ 9. Für an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D gelten die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Regelungskapazität und den Regelbereich der Wirkleistung gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex RfG.

Asynchrone Energiespeicheranlagen der Typen C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, müssen in der Lage sein, ihre Wirkleistung im Last- und Entlademodus nach Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers innerhalb einer Minute (T_s) und mit einer Genauigkeit von 5 % gegenüber der Toleranzmarge in Bezug auf die Vorgabe zu erreichen.

Die Toleranzmarge wird nach folgendem Diagramm bestimmt:



Setpoint actief vermogen	Wirkleistungs-Sollwert
Tolerantie setpoint	Toleranz-Sollwert
Initeel setpoint actief vermogen	Anfänglicher Wirkleistungs-Sollwert
Versturen nieuwe instructie setpoint	Neue Sollwert-Vorgabe senden
Ts: tijd tot bereiken setpoint	Ts: Zeit bis zum Erreichen des Sollwerts

§ 10. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an den Frequenzsensitivitätsmodus (FSM) gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d des

Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 83 § 9 gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, wobei etwaige Besonderheiten der begrenzten Energiespeicher zu berücksichtigen sind, die in der europäischen SOGL-Leitlinie und gegebenenfalls im einschlägigen Rechtsrahmen definiert sind.

§ 11. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Frequenzwiederherstellung gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 83 § 10 gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, unter Berücksichtigung der im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Elemente.

§ 12. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Echtzeitüberwachung von FSM gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe g des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 83 § 10 gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, unter Berücksichtigung der im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Elemente.

Kapitel 3. Technische Anforderungen an die Robustheit und die FRT-Fähigkeit für asynchrone Energiespeicheranlagen

Artikel 98. Der Übertragungsnetzbetreiber legt in dem einschlägigen Rechtsrahmen die technischen Anforderungen an die asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs B und C, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, in Bezug auf die Robustheit, insbesondere in Bezug auf die FRT-Fähigkeit im Last- und Entlademodus gemäß Artikel 20 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 95 fest.

Darüber hinaus müssen asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die FRG-Fähigkeit bei symmetrischen oder asymmetrischen Fehlfunktionen gemäß Artikel 22 des Europäischen Netzkodexes RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 94 im Last- und Entlademodus erfüllen.

Verfügt diese Anlage über FRT-Fähigkeiten, teilt der Eigentümer der Einrichtung dem Übertragungsnetzbetreiber die Schutzvorkehrungen seiner Anlage zur Validierung durch diesen mit.

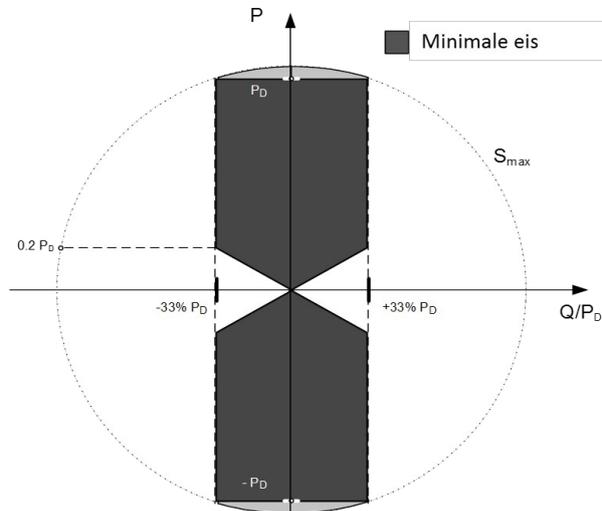
Kapitel 4. Technische Anforderungen an Spannungsstabilität und Blindleistungskapazität asynchroner Energiespeicheranlagen

Artikel 99. § 1. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG in Bezug auf Spannungsstabilität und Blindleistungskapazität gemäß Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe a und Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben a bis c des Europäischen Netzkodex RfG gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs B bzw. der Typen C und D, die im Last- und Entlademodus an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.

Abweichend von Artikel 37 § 2 werden die Anforderungen an die Versorgungs- und/oder Absorptionskapazität der Blindleistung, die für an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs B gemäß Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex RfG gelten, auf der Sekundärseite des Transformators der

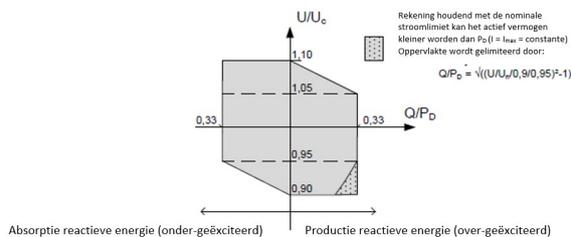
asynchronen Energiespeicheranlage oder, falls kein Aufspanntransformator vorhanden ist, am Endpunkt des Stromrichters bewertet.

Die Blindleistungskapazität, die durch das Profil Q-P bestimmt wird, ist in den folgenden Diagrammen für die Last- und Entlademodi darzustellen.



Minimale eis	Mindestens erforderlich
S_{max}	S_{max}

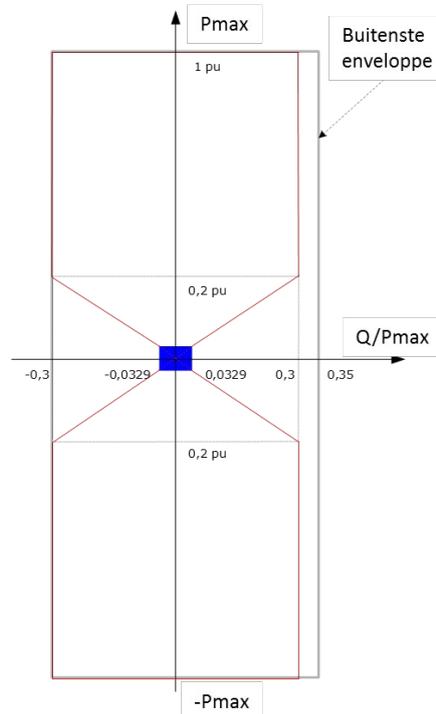
Reaktive Fähigkeit für asynchrone Energiespeicher des Typs B.



Absorptie reactieve energie (onder-geëxciteerd)	Absorption von Blindenergie (Untererregung)
Productie reactieve energie (over-geëxciteerd)	Erzeugung von Blindenergie (übermäßige Erregung)
Rekenin houdend met de nominale stroomlimiet kan het actief vermogen kleiner worden dan $P_0(I = I_{max} = constante)$ Oppervlakte wordt gelimiteerd door:	Unter Berücksichtigung des Nennstromgrenzwerts kann die Wirkleistung unter $P_0(I = I_{max} = konstant)$ liegen. Fläche ist begrenzt durch:

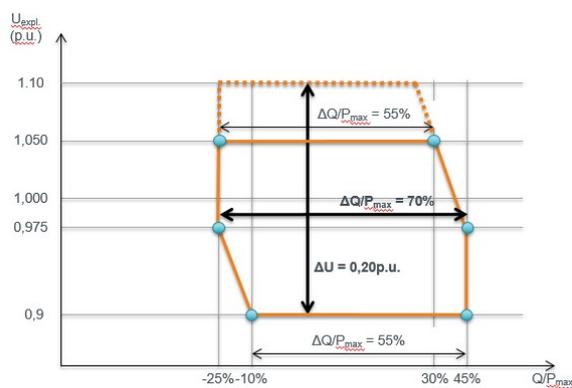
U-Q/P_D-Profil für SPM Typ B: Blindleistungsanforderungen für verschiedene Spannungsniveaus.

Die Anforderungen an die Blindleistungskapazität gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben a bis c des Europäischen Netzkodex RfG gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Sie werden für die Last- und Entlademodi durch folgendes Diagramm dargestellt:



Pmax	Pmax
Buitenste envelope	Äußerer Umschlag

Reaktive Fähigkeit für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D.

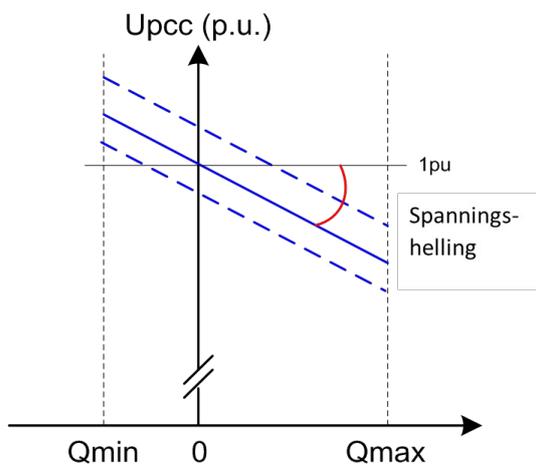


U-Q/P_D-Profil für SPM Typ C und D: Blindleistungsanforderungen für verschiedene Spannungsniveaus (punktiert für Nennspannungen über 300 kV).

Die Anforderungen an die Blindleistungskapazität gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben d bis e des Europäischen Netzkodex RfG gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.

In Anwendung von Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d des Europäischen Netzkodex RfG müssen asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, in der Lage sein, sowohl im Last- als auch im Entlademodus im Spannungsregelmodus oder im Blindleistungsregelungsmodus oder im Leistungsfaktorregelungsmodus automatisch Blindleistung gemäß den Artikeln 62 bis 69 zu liefern.

In Anwendung von Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben a bis c des Europäischen Netzkodex RfG muss eine an das Übertragungsnetz angeschlossene asynchrone Energiespeicheranlage des Typs C oder D in der Lage sein, Blindleistung gemäß dem nachstehenden Diagramm zu liefern/absorbieren. Sie muss den Anforderungen an die Spannungsstabilität am Anschlusspunkt nach folgendem Diagramm entsprechen, wobei die in den Artikeln 62 bis 69 genannten Grundsätze zu berücksichtigen sind:



Upcc(p.u.)	Upcc(p.u.)
Spannings-helling	Spannungsneigung
Qmin	Qmin
Qmax	Qmax

Upcc gibt die Spannung auf der Ebene des Anschlusspunkts an.

Der proportionale Gewinnfaktor wird vom Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen im Einvernehmen mit dem Eigentümer des an das Übertragungsnetz angeschlossenen asynchronen Energiespeichers des Typs C oder D unter Anwendung dieses Diagramms bestimmt, sodass der relative Empfindlichkeitskoeffizient α_{eq} zwischen 18 und 25 liegt, ausgedrückt in folgender Formel:

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left(\frac{\Delta Q_{net}}{0,45 \times P_{nom}} \right)}{\left(\frac{\Delta U_{net}}{U_{norm, exp}} \right)}$$

wenn die verwendeten Koeffizienten die in Artikel 67 festgelegte Bedeutung haben.

P_{nom} wird zu P_{max} .

Die α_{eq} -Werte können umgewandelt werden und entsprechen den Werten für die Spannungsneigung in einem Intervall von mindestens 2 bis 7 % gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer ii des Europäischen Netzkodex RfG.

In Anwendung von Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex RfG legt der Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen den Vorrang des Wirk- oder Blindleistungsbeitrags fest, erforderlichenfalls in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber, an den diese Anlage angeschlossen ist, sowohl im Last- als auch im Entlademodus.

§ 2. Entsprechend den technischen Fähigkeiten der an das Übertragungsnetz angeschlossenen asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs B, C und D, kann der Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen technische Anforderungen in Bezug auf die Aktivierung der Einspeisung oder der schnellen Absorption von Fehlerstrom im Last- und Entlademodus gemäß Artikel 20 Absatz 2 Buchstaben b und c des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen nach Artikel 93 Absatz 3 sowohl im Last- als auch im Entlademodus auferlegen.

Der Übertragungsnetzbetreiber kann je nach den technischen Fähigkeiten der an das Übertragungsnetz angeschlossenen asynchronen Energiespeicheranlagen des Typs B, C und D allgemeine technische Anforderungen stellen, um die Wiederherstellung der Wirkleistung nach einer Fehlfunktion gemäß Artikel 20 Absatz 3 Buchstaben a und b des Europäischen Netzkodex RfG sicherzustellen. Der Wert der Amplitude und Wiederherstellungszeit der Wirkleistung werden im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

§ 3. Für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, gelten die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Spannungsstabilität und insbesondere an die Fähigkeit, sich automatisch zu trennen, wenn die Spannung bestimmte Schwellenwerte erreicht, gemäß Artikel 15 Absatz 3 und Artikel 16 Absatz 2 Buchstabe c des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen nach Artikel 85 §§ 1 und 2.

§ 4. Asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs A, B oder C, die an das Übertragungsnetz oder an die lokalen Übertragungsnetze angeschlossen sind, bleiben innerhalb der folgenden Spannungsbereiche mit dem Übertragungsnetz und den lokalen Übertragungsnetzen verbunden:

	Spannungsbereiche	Dauer des Betriebszustands
Spannungsniveaus unter 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu –	Unbegrenzt

	1,118 pu	
	1,118 pu – 1,15 pu	Zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Stromerzeugungsanlage im einschlägigen Rechtsrahmen festzulegen.
Spannungsniveaus über 300 kV (für den Anschluss an 380 kV-Netz, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu	Zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Stromerzeugungsanlage im einschlägigen Rechtsrahmen festzulegen.

In Anwendung von Artikel 16 Absatz 2 Buchstaben a und b des Europäischen Netzkodex RfG bleibt jede asynchrone Energiespeicheranlage des Typs D, die an das Übertragungsnetz oder an die lokalen Übertragungsnetze angeschlossen ist, innerhalb der folgenden Spannungsbereiche mit dem Übertragungsnetz und den lokalen Übertragungsnetzen verbunden:

	Spannungsbereiche	Dauer des Betriebszustands
Spannungsniveaus unter 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu	20 Minuten

	– 1,15 pu	
Spannungsniveaus über 300 kV (für den Anschluss an 380 kV-Netz, 1 pu = 400 kV)	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu	20 Minuten

§ 5. Jeder Eigentümer einer Energiespeicheranlage des Typs B, C und D mit einem Zugangspunkt im Übertragungsnetz, bei der es sich nicht um eine Energiespeicheranlage innerhalb eines CDS handelt, unterrichtet den Übertragungsnetzbetreiber dieser Energiespeicheranlage über die gesamte Blindleistungskapazität dieser Anlage, sowie, für die Energiespeicheranlage des Typs B, über die Kapazität zur Spannungsregelung, weist sie nach und stellt sie dem Netzbetreiber gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten zur Verfügung.

Kapitel 5. Technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung des Netzes asynchroner Energiespeicheranlagen

Artikel 100. Die allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex RfG an die Netzwiederherstellung gemäß Artikel 15 Absatz 5 Buchstaben b und c des Europäischen Netzkodex RfG sowie die zusätzlichen technischen Anforderungen gemäß Artikel 86 gelten für asynchrone Energiespeicheranlagen des Typs C und D im Last- und Entlademodus.

Titel 5 – Zusätzliche technische Anforderungen für neue HGÜ-Netze und neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

Kapitel 1. Allgemeine Bestimmungen

Artikel 101. § 1. In diesem Titel werden im Vergleich zu den allgemeinen technischen Anforderungen des Europäischen Netzkodex HGÜ zusätzliche technische Anforderungen für neue HGÜ-Netze und neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und neue erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen festgelegt.

Etwaige spezifische Anforderungen und Bedingungen, die der Übertragungsnetzbetreiber für ein neues, genau definiertes HGÜ-Netz, eine neue genau definierte nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung oder eine neue genau definierte erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstation festlegen muss oder kann, oder die zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und demselben Übertragungsnetznutzer in Anwendung des Europäischen Netzkodex HGÜ zu vereinbaren sind, werden im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt oder vereinbart, unabhängig davon, ob dieses Kapitel einen Verweis auf diese spezifischen Anforderungen und Bedingungen enthält oder nicht.

§ 2. Gemäß Art. 38 des Europäischen Netzkodex HGÜ gelten die technischen Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen gemäß den Artikeln 13 bis 22 des Europäischen Netzkodex RfG und ihre Umsetzung in diesem Erlass

auch für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung. Die Kategorisierung gemäß Artikel 5 des Europäischen Netzkodex RfG und Artikel 35 § 2 gilt auch für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung.

§ 3. Gemäß Artikel 46 des Europäischen Netzkodex für HGÜ gelten die in den Artikeln 11 bis 39 des Europäischen Netzkodex genannten technischen Anforderungen für die erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstationen unter Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen gemäß den Artikeln 47 bis 50 des Europäischen Netzkodex HGÜ.

Kapitel 2. Zusätzliche technische Anforderungen an die Wirkleistungsregelung und die Frequenzerhaltung

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen an die Regelung der Wirkleistung und die Aufrechterhaltung der Anschlussfrequenz im HGÜ

Artikel 102. § 1. In Anwendung von Artikel 11 Absätze 1 und 2 und Anhang I des Europäischen Netzkodex HGÜ muss das HGÜ-Netz in der Lage sein, den Anschluss an das Übertragungsnetz und den Betrieb in den nachstehend für den Kurzschlussleistungsbereich festgelegten Frequenzbereichen und Zeiträumen, wie sie vom Übertragungsnetzbetreiber in Anwendung von Artikel 32 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex HGÜ festgelegt wurden, beizubehalten, es sei denn, der einschlägige Rechtsrahmen sieht größere Frequenzbereiche oder längere Mindestbetriebszeiträume vor:

1° für eine Mindestdauer von 60 Sekunden bei einer Systemfrequenz, gemessen in der Regelzone zwischen 47,0 Hz und 47,5 Hz; und

2° ohne zeitliche Begrenzung bei einer Systemfrequenz, gemessen in der Regelzone zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz; und

3° für eine Mindestdauer von 30 Minuten bei einer Systemfrequenz, gemessen in der Regelzone zwischen 51,5 Hz und 52,0 Hz.

§ 2. In Anwendung von Artikel 11 Absatz 4 des Europäischen Netzkodex HGÜ im Falle einer technischen Beschränkung darf die maximal zulässige Reduktion der Wirkleistung im Verhältnis zum Betriebspunkt eines HGÜ-Netzes 2 %/Hz nicht überschreiten, wenn die Netzfrequenz bei Wechselstrom, an den das HGÜ-Netz angeschlossen ist, unter 49 Hz fällt.

§ 3. In Anwendung von Art. 13 Abs. 1 Buchst. c des Europäischen Netzkodex HGÜ, muss ein HGÜ-Netz in der Lage sein, die Wirkleistung rasch umzukehren. Die Leistungsumkehr von der maximalen Wirkleistung in einer Richtung zur maximalen Wirkleistung in der anderen Richtung ist so schnell wie technisch möglich, in jedem Fall aber innerhalb eines Zeitraums von weniger als 2 Sekunden.

§ 4. In Anwendung von Artikel 13 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex HGÜ müssen die Kontrollfunktionen eines HGÜ-Netzes in der Lage sein, automatisch Korrekturmaßnahmen durchzuführen, insbesondere, aber nicht beschränkt auf die Beendigung der Einstellung und Sperrung von FSM, LFSM-O, LFSM-U und Frequenzregelung.

Der Übertragungsnetzbetreiber legt die Auslöse- und Sperrkriterien in dem einschlägigen Rechtsrahmen fest.

§ 5. In Anwendung von Artikel 15 des Europäischen Netzkodex HGÜ und von Anhang II Teil A desselben Netzkodex muss ein HGÜ-Netz, das in FSM betrieben wird, in der Lage

sein, auf Frequenzänderungen jedes angeschlossenen Netzes im Wechselstrom durch Anpassung der Wirkleistung gemäß dem Europäischen Netzkodex HGÜ und den Parametern, die vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen näher ausgeführt sind, zu antworten.

Aufgrund einer grundlegenden Frequenzänderung ist das HGÜ-Netz in der Lage, die Wirkleistung so anzupassen, dass die Reaktion der Wirkleistung auf die Frequenzänderungen den vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Parametern entspricht.

In Anwendung von Artikel 15 des Europäischen Netzkodex HGÜ und von Anhang II Teil B desselben Netzkodex betreffend den beschränkt frequenzabhängigen Modus – Überfrequenz (LFSM-O), muss ein HGÜ-Netz in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe so schnell wie technisch machbar an Frequenzänderungen anzupassen, mit der kürzestmöglichen anfänglichen Verzögerung und einer vollständigen Aktivierungsdauer von 2 Sekunden, es sei denn, im einschlägigen Rechtsrahmen ist eine andere Dauer festgelegt.

Der Frequenzschwellenwert und die Statikwerte gemäß Anhang II Teil B Nummer 1 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex HGÜ müssen für den Frequenzschwellenwert zwischen 50,2 Hz und 50,5 Hz und für den Mindestwert für die Statik von 0,1 % nach oben angepasst werden können. Der zu erhaltende Mindestwert für die Statik wird im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

In Anwendung von Artikel 15 des Europäischen Netzkodex HGÜ und von Anhang II Teil C desselben Netzkodex, betreffend den auf Unterfrequenz (LFSM-U) beschränkten Kontrollmodus, muss ein HGÜ-Netz in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe so schnell wie technisch möglich an die Frequenzschwankungen anzupassen, mit möglichst kurzer anfänglicher Verzögerung und einer vollständigen Aktivierungsdauer von 2 Sekunden, es sei denn, im einschlägigen Rechtsrahmen ist eine andere Dauer festgelegt.

Der Frequenzschwellenwert und die Statikwerte gemäß Anhang II Teil C Nummer 1 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex HGÜ müssen für den Frequenzschwellenwert zwischen 49,8 Hz und 49,5 Hz und für den Mindestwert für die Statik von 0,1 % nach oben angepasst werden können. Der zu erhaltende Mindestwert für die Statik wird im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen an die Frequenz von nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

Artikel 103. Gemäß Artikel 39 Absätze 4 bis 9 des Europäischen Netzkodex für HGÜ gelten Artikel 13 Absätze 2 und 3, Artikel 15 Absatz 2 Buchstaben a, c, d und e des Europäischen Netzkodex RfG sowie gegebenenfalls deren Anwendung in diesem Erlass für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung unter Berücksichtigung der in Artikel 39 Absätze 4 bis 9 des Europäischen Netzkodex genannten Besonderheiten.

Kapitel 3. Zusätzliche technische Anforderungen an die Blindleistungsregelung und Spannungsstützung sowie die FRT-Fähigkeit

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen an die Blindleistungsregelung und Spannungsstützung für HGÜ-Verbindungen

Artikel 104. § 1. In Anwendung von Artikel 18 des Europäischen Netzkodex HGÜ und Anhang III desselben Netzkodex muss eine HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein, an

das Übertragungsnetz angeschlossen zu bleiben und über das HGÜ-Netz mit maximaler Leistung betrieben werden zu können, innerhalb des Bereichs der Netzspannung des Übertragungsnetzes am Anschlusspunkt (ausgedrückt als Spannung am Anschlusspunkt bezogen auf die Bezugsspannung von 1 pu) und für die nachstehend angegebenen Zeiträume, es sei denn, der einschlägige Rechtsrahmen sieht größere Spannungsbereiche oder längere Mindestbetriebszeit vor:

1° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,85 pu und 1,118 pu, wenn die Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV liegt (ohne diesen Wert); und

2° für eine Mindestdauer von 10 Stunden im Spannungsbereich zwischen 1,118 pu und 1,15 pu, wenn die Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV liegt (ohne diesen Wert); und

3° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,85 pu und 1,05 pu, wenn die Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV liegt (beide Werte eingeschlossen); und

4° für eine Mindestdauer von 10 Stunden im Spannungsbereich zwischen 1,05 pu und 1,0875 pu, wenn die Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV liegt (beide Werte eingeschlossen); und

5° für eine Mindestdauer von 60 Minuten für den Spannungsbereich zwischen 1,0875 pu und 1,10 pu, wenn die Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV liegt (beide Werte eingeschlossen); und

6° die Mindestdauer, die für die Anschlusspunkte der Bezugsspannungen von 1 pu im Wechselstrom gilt, wenn die Spannungsbasis für die Werte außerhalb des Bereichs zwischen 110 kV und 400 kV (beide Werte eingeschlossen) dieselbe ist wie bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (beide Werte eingeschlossen); und

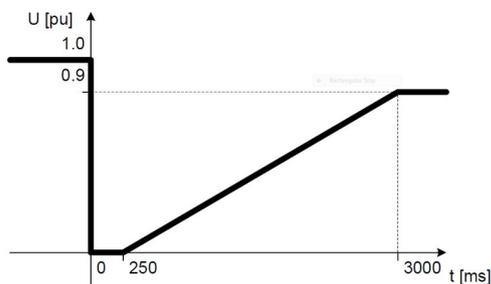
7° für eine vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegte Mindestdauer für die Anschlusspunkte, die für die 1 pu-Bezugsspannungen in Wechselstrom betrieben werden, die nicht unter Anhang III des Europäischen Netzkodex HGÜ fallen.

§ 2. In Anwendung von Artikel 18 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex HGÜ, kann sich eine HGÜ-Stromrichterstation automatisch abschalten, wenn die Spannungswerte am Anschlusspunkt die nachstehenden Grenzwerte überschreiten.

Eine HGÜ-Stromrichterstation ist somit in der Lage, an das Übertragungsnetz angeschlossen zu bleiben, solange die folgenden Grenzwerte eingehalten werden, sofern im einschlägigen Rechtsrahmen keine strengeren Grenzwerte festgelegt sind:

Zeit [ms]	Spannungsamplitude [pu]
T < 0 ms	1,0

0	0
250	0 (lineare Erhöhung auf den nächsten Punkt)
3000	0,9
∞ (unbefristet)	0,9



Der Übertragungsnetzbetreiber und der Eigentümer des HGÜ-Netzes vereinbaren die Modalitäten und Vorkehrungen für die automatische Abschaltung im einschlägigen Rechtsrahmen.

§ 3. In Anwendung von Artikel 20 Absätze 1 und 2 des Europäischen Netzkodex HGÜ legt der Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen die Anforderungen in Bezug auf die für die Anschlusspunkte bei unterschiedlichen Spannungen geltende Blindleistungskapazität fest. Der Vorschlag für diese Anforderungen umfasst ein U-Q/Pmax-Profil, innerhalb dessen die HGÜ-Stromrichterstation in der Lage ist, Blindleistung mit ihrer maximalen Wirkleistungsübertragungskapazität zu liefern. In Anwendung von Artikel 20 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex muss ein HGÜ-Netz in der Lage sein, sich innerhalb eines Zeitraums von höchstens 100 Millisekunden zu jedem Betriebspunkt innerhalb seines U-Q/Pmax-Diagramms zu bewegen.

§ 4. Gemäß Art. 22 Abs. 1 des Europäischen Netzkodex HGÜ muss eine HGÜ-Stromrichterstation in den folgenden Regelmodi betrieben werden können:

- 1° Spannungsregelungsmodus;
- 2° Blindleistungsregelungsmodus; und
- 3° Leistungsfaktorregelungsmodus.

In Anwendung von Artikel 22 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex HGÜ muss eine HGÜ-Stromrichterstation auch in folgenden Regelmodi betrieben werden können:

- 1° Spannungsabhängiger Blindleistungsregelungsmodus: die Merkmale dieses Modus werden zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Eigentümer des HGÜ-Netzes im einschlägigen Rechtsrahmen vereinbart; und

2° STATCOM-Modus: alle in Absatz 1 und Absatz 2 Nummer 1 beschriebenen Steuermodi müssen ohne Wirkleistungsaustausch verfügbar sein, unabhängig davon, ob die Stromrichterstationen über ein Gleichstromkabel oder eine Hochspannungsleitung miteinander verbunden sind oder nicht.

In Anwendung von Artikel 22 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex HGÜ im Fall der Spannungsregelung muss jede HGÜ-Stromrichterstation unbeschadet der Artikel 20 und 21 des Europäischen Netzkodex HGÜ in der Lage sein, mit ihren Fähigkeiten einen Beitrag zur Spannungsregelung am Anschlusspunkt zu leisten, wobei folgende Kontrollmerkmale zu beachten sind:

1° der Referenzwert für die Spannung am Anschlusspunkt wird vom Übertragungsnetzbetreiber von Fall zu Fall bestimmt;

2° die Spannungsregelung kann mit oder ohne Totband um den Referenzwert im Intervall von null bis $\pm 5\%$ der Bezugsspannung wählbar sein. Das Totband muss in Schritten von $0,5\%$ einstellbar sein;

3° nach einer wesentlichen Spannungsänderung muss die HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein, bei Außerbetriebnahme des Steigungsbegrenzers innerhalb von 100 Millisekunden eine Veränderung der Blindleistung um 90% zu erreichen. Darüber hinaus ist die HGÜ-Stromrichterstation mit einem Blindleistungssteigungsbegrenzer ausgestattet, der die Spannung innerhalb von 1% des vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Wertes auf Einzelfallbasis innerhalb eines programmierbaren Zeitraums von 1 bis 60 Sekunden mit $0,1$ Sekunden Schritten stabilisiert;

4° der Spannungsregelungsmodus muss auch die Blindleistung ändern können, die auf der Grundlage einer Kombination aus einem modifizierten Bezugsspannungswert und einer zusätzlichen Blindleistungskomponente gemäß den Vorgaben erzeugt wird. Die Neigung der Blindleistungskomponente muss online in einem Bereich von 1 bis 50 Mvar/s mit Schritten von $0,1$ Mvar/Sekunde einstellbar sein.

In Anwendung von Artikel 22 Absatz 5 des Europäischen Netzkodex HGÜ, muss die HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein, den Leistungsfaktor unter Berücksichtigung der Artikel 20 und 21 des Europäischen Netzkodex HGÜ in Richtung eines Zielwerts am Anschlusspunkt zu steuern. Die möglichen Referenzwerte müssen in Schritten verfügbar sein, die einen zulässigen maximalen Schritt nicht überschreiten, der bei weniger als 1 MVar für die Blindleistung und bei weniger als 1 kV für die Spannung bestimmt wird.

§ 5. In Anwendung von Artikel 23 des Europäischen Netzkodex HGÜ und unter Berücksichtigung der Kapazitäten eines HGÜ-Netzes wird der Beitrag der Blindleistung bei Nieder- oder Hochspannung und bei Fehlfunktionen, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, vorrangig berücksichtigt.

§ 6. Jedes HGÜ-Netz teilt dem Übertragungsnetzbetreiber die gesamte Blindleistungskapazität des Netzes mit, weist sie nach und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten zur Verfügung.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen an die FRT-Fähigkeit von HGÜ-Verbindungen

Artikel 105. § 1. In Anwendung von Artikel 25 Absatz 1 und Anhang V des Europäischen Netzkodex HGÜ, legt der Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen

ein FRT-Profil fest.

In Anwendung von Artikel 25 Absatz 6 des Europäischen Netzkodex HGÜ ist die FRT-Fähigkeit bei asymmetrischen Fehlfunktionen wie folgt:

1° die HGÜ-Stromrichterstation ist in der Lage, umgekehrte Sperrstrom- und Spannungskomponenten zu steuern;

2° es ist möglich, die Wirkleistungseinspeisung bis zum geplanten Höchstwert der Wirkleistung aufrechtzuerhalten;

3° eine zweite harmonische Stromverzerrung kann nicht auf die Gleichstromseite der HGÜ-Stromrichterstation übertragen werden;

4° die automatische Wiederanschaltung von Freileitungen mit Wechselstrom darf nicht zu einer Abschaltung des HGÜ-Netzes führen.

§ 2. In Anwendung von Artikel 26 des Europäischen Netzkodex HGÜ, muss ein HGÜ-Netz in der Lage sein, die Wirkleistung nach einer Fehlfunktion im Vergleich zu den festgelegten Vorfunktionswerten innerhalb von höchstens 200 Millisekunden wiederherzustellen. Der Übertragungsnetzbetreiber kann in dem einschlägigen Rechtsrahmen unterschiedliche Größen und Zeitprofile für die Wiederherstellung der Wirkleistung festlegen, mit dem Ziel, eine langsamere Wiederherstellung zu ermöglichen.

Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen an nichtsynchrone Gleichstromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung in Bezug auf Blindleistung und Spannung

Artikel 106. § 1. In Anwendung von Artikel 40 Absatz 1 und Anhang VII des Europäischen Netzkodex muss eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung in der Lage sein, weiterhin an das Netz der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation angeschlossen zu bleiben und innerhalb der Spannungsbereiche (je Anlage) und während der nachstehend definierten Zeiträume zu arbeiten, es sei denn, der einschlägige Rechtsrahmen sieht größere Spannungsbereiche oder längere Zeiträume vor:

1° für eine Mindestdauer von 60 Minuten im Spannungsbereich zwischen 0,85 pu und 0,90 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen); und

2° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,90 pu und 1,10 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen); und

3° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 1,10 pu und 1,118 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen), sofern nicht anders durch den Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen angegeben; und

4° für eine Mindestdauer, die vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt wird, innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 1,118 pu und 1,15 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen); und

5° für eine Mindestdauer von 60 Minuten im Spannungsbereich zwischen 0,85 pu und 0,90 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (beide

Werte eingeschlossen); und

6° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,90 pu und 1,05 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (beide Werte eingeschlossen); und

7° für eine vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festzulegende Mindestdauer im Spannungsbereich zwischen 1,05 pu und 1,15 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (beide Werte eingeschlossen); und

8° für eine vom Übertragungsnetzbetreiber festzulegende Mindestdauer für die HGÜ-Schnittstellenpunkte, die mit Wechselstrom in Spannungsbereichen angeschlossen und betrieben werden, die nicht in den Anwendungsbereich von Anhang VII des Europäischen Netzkodex HGÜ fallen.

§ 2. Jede nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung teilt dem Übertragungsnetzbetreiber die gesamte Blindleistungskapazität der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit, weist sie nach und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten zur Verfügung.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen an Blindleistung und Spannung, die für erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen gelten

Artikel 107. § 1. In Anwendung von Artikel 48 Absatz 1 und Anhang VIII des Europäischen Netzkodex HGÜ, muss eine erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein, weiterhin an das Netz der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation angeschlossen zu bleiben und innerhalb der Spannungsbereiche (je Anlage) und während der nachstehend festgelegten Zeiträume zu arbeiten, es sei denn, der einschlägige Rechtsrahmen sieht größere Spannungsbereiche oder längere Zeiträume vor:

1° für eine Mindestdauer von 60 Minuten im Spannungsbereich zwischen 0,85 pu und 0,90 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen); und

2° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,90 pu und 1,10 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen); und

3° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 1,10 pu und 1,12 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen), sofern nicht anders durch den Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen angegeben; und

4° für eine vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festzulegende Mindestdauer innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 1,12 pu und 1,15 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV (dieser Wert ist nicht eingeschlossen); und

5° für eine Mindestdauer von 60 Minuten im Spannungsbereich zwischen 0,85 pu und 0,90 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (beide Werte eingeschlossen); und

6° ohne zeitliche Begrenzung innerhalb des Spannungsbereichs zwischen 0,90 pu und

1,05 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (beide Werte eingeschlossen); und

7° für eine vom Übertragungsnetzbetreiber im einschlägigen Rechtsrahmen festzulegende Mindestdauer im Spannungsbereich zwischen 1,05 pu und 1,15 pu bei einer Spannungsbasis für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (beide Werte eingeschlossen); und

8° für eine vom Übertragungsnetzbetreiber festzulegende Mindestdauer für die HGÜ-Schnittstellenpunkte, die mit Wechselstrom in Spannungsbereichen angeschlossen und betrieben werden, die nicht in den Anwendungsbereich von Anhang VII des Europäischen Netzkodex HGÜ fallen.

§ 2. Jede erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstation teilt dem Übertragungsnetzbetreiber die gesamte Blindleistungskapazität der HGÜ-Stromrichterstation mit, weist sie nach und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten zu Verfügung.

Kapitel 4. Zusätzliche technische Anforderungen an Schutzeinrichtungen und entsprechende Einstellungen

Artikel 108. In Anwendung von Artikel 36 des Europäischen Netzkodex HGÜ können die Parameter der verschiedenen Steuermodi und Schutzeinstellungen des HGÜ-Netzes an der HGÜ-Stromrichterstation geändert werden.

Das HGÜ-Netz muss mit einem sicheren Verfahren ausgestattet sein, das unerwünschte und unvorhergesehene Änderungen der genannten Parameter verhindert.

Artikel 109. Die in den Artikeln 60 und 61 festgelegten zusätzlichen technischen Schutzanforderungen gelten auch für neue HGÜ-Netze und die neuen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung.

Titel 6 – Zusätzliche technische Anforderungen für an Wechselstromspannung angeschlossene Offshore-Anlagen

Kapitel 1. Zusätzliche technische Anforderungen an synchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen

Artikel 110. § 1. Gemäß Artikel 6 Abs. 1 des Europäischen Netzkodex RfG und vorbehaltlich der allgemeinen, erschöpfenden technischen Anforderungen, die sich aus den Artikeln 13 bis 16 RfG ergeben, sowie der allgemeinen, erschöpfenden technischen Anforderungen, die für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B (Artikel 17 des Europäischen Netzkodex RfG), des Typs C (Artikel 18 des Europäischen Netzkodex RfG) und des Typs D (Artikel 19 des Europäischen Netzkodex RfG) gelten, die gemäß Artikel 36 und unbeschadet der Bestimmungen des Abschnitts 2 als neu gelten, gelten die in den Artikeln 82 bis 87 genannten technischen Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen der Typen B, C und D, die gemäß Artikel 36 als neu gelten, und die in den Artikeln 88 bis 91 genannten technischen Anforderungen an die neuen synchronen Stromerzeugungsanlagen der Typen B, C und D, die gemäß Artikel 36 als neu gelten, auch für synchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen.

§ 2. Stellt der Übertragungsnetzbetreiber einen Netzbedarf fest und weist er nach, dass er die Anwendung einer technischen Anforderung für eine künftige synchrone Offshore-

Stromerzeugungsanlage verlangt, so teilt er unter Berücksichtigung der Auswirkungen, die diese technische Anforderung auf diese synchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage haben kann, den Bedarf und die Begründung für die Anwendung der technischen Anforderung auf diese synchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage rechtzeitig im Voraus mit.

Eine solche Kommunikation kann auch in Form einer öffentlichen Konsultation erfolgen, wenn diese technische Anforderung für mehr als eine synchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage gelten kann, die gemäß Artikel 36 als neu gilt.

§ 3. Der Eigentümer einer bestehenden synchronen Offshore-Stromerzeugungsanlage teilt dem Übertragungsnetzbetreiber die Fähigkeiten dieser Einheit mit und weist sie dem Übertragungsnetzbetreiber nach und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung, auch wenn diese Fähigkeiten die geltenden rechtlichen Anforderungen überschreiten. Diese Bestimmung kann nur aus hinreichend begründeten technischen und wirtschaftlichen Gründen abgelehnt werden.

Diese Bestimmung wird gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten erlassen.

§ 4. Jede Offshore-Stromerzeugungsanlage kann gemäß Artikel 31 am Systemschutzplan teilnehmen.

Kapitel 2. Technische Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich nicht auf See befinden

Artikel 111. Gemäß Artikel 23 Abs. 1 des Europäischen Netzkodex RfG und vorbehaltlich der umfassenden allgemeinen technischen Anforderungen, die sich aus den Artikeln 13 bis 16 RfG und der sich aus den Artikeln 20, 21 und 22 RfG ergebenden umfassenden allgemeinen technischen Anforderungen für die neuen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen der Typen B, C und D, gelten für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich nicht auf See befinden, die in den Artikeln 112 bis 123 festgelegten Anforderungen.

Der Eigentümer einer bestehenden nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage teilt dem Übertragungsnetzbetreiber die Blindleistungskapazitäten dieser Anlage mit und weist sie dem Übertragungsnetzbetreiber nach und stellt sie dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung, auch wenn diese Kapazitäten die geltenden rechtlichen Anforderungen überschreiten. Diese Bestimmung kann nur aus hinreichend begründeten technischen und wirtschaftlichen Gründen abgelehnt werden. Diese Bestimmung wird im Einklang mit den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten erlassen.

Jede nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage kann gemäß Artikel 31 am Systemschutzplan teilnehmen.

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf den Betriebsspannungsbereich

Artikel 112. Artikel 85 Absatz 2 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf den Betriebsfrequenzbereich

Artikel 113. Artikel 83 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen.

Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf das Verhalten bei hohen Windgeschwindigkeiten

Artikel 114. Gemäß Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe e des Europäischen Netzkodex RfG werden die Funktionen und Einschränkungen in Bezug auf die Änderung der Wirkleistung (Rampen-Grenzwerte) der nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage in Auf- und Abwärtsrichtung während des Anschlussantrags zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Übertragungsnetznutzer für einen bestimmten Standort festgelegt, wie im einschlägigen Rechtsrahmen vorgesehen, unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Primärenergiequelle, der Sicherheit des Systems und der Versorgungssicherheit. Diese Funktionen und Einschränkungen ermöglichen die Festlegung von Mindest- und Höchstwerten in kW/s.

Artikel 115. Sowohl für neue als auch für bestehende nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen übermittelt der Übertragungsnetznutzer dem Übertragungsnetzbetreiber die zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Übertragungsnetznutzer vereinbarten Windmessdaten in der Gondelhöhe von mindestens zwei Turbinen, die Windrichtung, die Erzeugung mit den Koordinaten jeder Turbine und die mögliche Nichtverfügbarkeit jeder Turbine, und stellt diese Daten dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Die Modalitäten für die Übermittlung dieser Messdaten werden im einschlägigen Rechtsrahmen vereinbart und festgelegt.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Reduktion der Wirkleistung

Artikel 116. Gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a des Europäischen Netzkodex RfG muss eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage auf Antrag des Netzbetreibers in der Lage sein, ihre Wirkleistung auf das zwischen dem Übertragungsnetznutzer und dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbarte Niveau zu reduzieren. Diese Reduktion muss bei einer 25 %igen Neigung von P_{max} pro Minute und ohne Abschaltung vom Übertragungsnetz möglich sein. Der Übertragungsnetzbetreiber fügt seinem Antrag auf Reduktion ein Aktivierungs-/Deaktivierungssignal und einen Referenzwert für die vom Nutzer angeforderte Wirkleistung bei.

Teil 5. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf LFSM-O und LFSM-U

Artikel 117. Artikel 92 Absätze 1 und 2 gilt für die nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage für LFSM-O bzw. LFSM-U.

Teil 6. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Versorgung mit Blindleistung

Artikel 118. § 1. Die Bestimmungen des Artikels 93 Absatz 2 über nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C oder D gelten für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen.

Der Übertragungsnetznutzer muss dem relevanten Übertragungsnetzbetreiber die Kapazität der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mitteilen, nachweisen und zur Verfügung stellen, soweit diese Kapazität die vorgeschriebenen Mindestanforderungen überschreitet. Diese Bestimmung kann nur aus hinreichend begründeten technischen und wirtschaftlichen Gründen abgelehnt werden. Diese Bestimmung wird gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten erlassen. Die Antwortrate in der Kapazitätskurve wird während des Anschlussantragsverfahrens zwischen dem

Übertragungsnetzbetreiber und dem Übertragungsnetznutzer für einen bestimmten Standort vereinbart, und im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt.

§ 2. Bei unbeabsichtigter oder geplanter Nichtverfügbarkeit einer Einheit in einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage teilt der Übertragungsnetznutzer dem Übertragungsnetzbetreiber den daraus resultierenden Pref, ausgedrückt als Prozentsatz von P_{max} , mit.

Teil 7. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf Spannungsstabilität und/oder Blindleistungsregelung

Artikel 119. Artikel 93 § 1 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen.

Teil 8. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Abschaltung des Netzes

Artikel 120. Artikel 85 § 1 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen.

Teil 9. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die FRT-Fähigkeit

Artikel 121. Artikel 94 §§ 1 und 3 gilt für alle Offshore-Stromparks.

Teil 10. Zusätzliche technische Anforderungen an die Blindstromeinspeisung bei symmetrischem Kurzschluss

Artikel 122. Artikel 93 § 3 gilt für jede nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage.

Teil 11. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Wirkleistung nach einer Fehlfunktion

Artikel 123. Gemäß Artikel 20 § 3 des Europäischen Netzkodex RfG muss jede nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, die Wirkleistung wiederherzustellen. Die Parameter dieser Funktion und ihre Aktivierung sind für einen bestimmten Standort zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Übertragungsnetznutzer im einschlägigen Rechtsrahmen zu vereinbaren.

Kapitel 3. Zusätzliche technische Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden

Artikel 124. In Anwendung der §§ 24 bis 28 des Europäischen Netzkodex RfG sind die zusätzlichen technischen Anforderungen für die neuen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden, in den §§ 125 bis 135 festgelegt.

Stellt der Übertragungsnetzbetreiber einen Netznotfall fest und weist er nach, dass dieser Notfall die Anwendung einer technischen Anforderung für eine künftige nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage, deren Anschlusspunkt(e) sich auf See befindet(n), erforderlich macht, so teilt der Übertragungsnetzbetreiber diesen Bedarf und die Begründung für die Anwendung dieser technischen Anforderung den nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen rechtzeitig mit. Eine solche Mitteilung kann auch in Form einer öffentlichen Konsultation erfolgen, wenn diese technische Anforderung für mehrere nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen gelten kann.

Der Eigentümer einer bestehenden nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage, deren Anschlusspunkt(e) sich auf See befindet(n), muss dem Übertragungsnetzbetreiber

die Fähigkeiten dieser Stromerzeugungsanlage mitteilen, nachweisen und zur Verfügung stellen, auch wenn diese Kapazitäten die geltenden rechtlichen Anforderungen überschreiten. Diese Bestimmung kann nur aus hinreichend begründeten technischen und wirtschaftlichen Gründen abgelehnt werden. Diese Bestimmung wird gemäß den im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegten Modalitäten erlassen.

Jede nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage kann gemäß Artikel 31 am Systemschutzplan teilnehmen.

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf den Betriebsspannungsbereich

Artikel 125. In Anwendung von Artikel 25 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex RfG und unbeschadet des Artikels 14 Absatz 3 Buchstabe a und des Artikels 16 Absatz 3 Buchstabe a desselben Netzkodex und der in Tabelle 10 des genannten Artikels 25 Absatz 1 genannten Zeiträume muss eine nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage, die mit Wechselstrom verbunden ist, in der Lage sein, 20 Minuten lang für den Spannungsbereich zwischen 1,118 pu und 1,15 pu in den Spannungsbereichen des Übertragungsnetzes am Anschlusspunkt, ausgedrückt als Spannung am Anschlusspunkt auf der Grundlage einer 1 pu-Bezugsspannung von weniger als 300 kV, an das Übertragungsnetz angeschlossen zu bleiben und zu arbeiten.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf den Betriebsfrequenzbereich

Artikel 126. Gemäß Artikel 24 des Europäischen Netzkodex RfG muss eine nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage mit Wechselstromanbindung innerhalb des Gleichgewichtsgebiets in der Lage sein, innerhalb der in Artikel 83 § 1 genannten Frequenzbereiche und Zeiträume zumindest synchron mit dem Übertragungsnetz zu arbeiten, wobei die Dauer für den Frequenzbereich von 48,5 Hz bis 49,0 Hz unbegrenzt ist.

Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen an das Verhalten bei hohen Windgeschwindigkeiten

Artikel 127. Artikel 114 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Reduktion der Wirkleistung

Artikel 128. Artikel 83 § 8 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 5. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf LFSM-O und LFSM-U

Artikel 129. Artikel 92 §§ 1 und 2 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 6. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Versorgung mit Blindleistung

Artikel 130. Artikel 93 § 2 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 7. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf Spannungsstabilität und Blindleistungsregelung

Artikel 131. Artikel 119 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 8. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Abschaltung des Netzes

Artikel 132. Artikel 85 § 1 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 9. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die FRT-Fähigkeit

Artikel 133. Artikel 94 §§ 1 und 3 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 10. Zusätzliche technische Anforderungen an die Blindleistungseinspeisung bei symmetrischem Kurzschluss

Artikel 134. Artikel 93 § 3 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Teil 11. Zusätzliche technische Anforderungen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Wirkleistung nach einer Fehlfunktion

Artikel 135. Artikel 123 gilt für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, deren Anschlusspunkte sich auf See befinden.

Titel 7 – Ausnahmen

Artikel 136. Eine oder mehrere der in Titel 3 Buch 6 festgelegten technischen Anforderungen gelten nicht für Anschlussanlagen oder Anlagen von Netznutzern, die gemäß Artikel 36 als neu gelten, wenn die CREG beschließt, bestimmte Kategorien neuer Anschlussanlagen oder von Netznutzern gemeinsam von diesen technischen Anforderungen auszunehmen oder eine neue Anschlussanlage oder eine Anlage eines Netznutzers einzeln auszunehmen. Dies erfolgt nach dem in Artikel 7 § 3 und in den europäischen Netzkodizes RfG, DCC und HGÜ beschriebenen Ausnahmeverfahren. Dieses Ausnahmeverfahren gilt analog auch für asynchrone Energiespeicheranlagen.

BUCH 8 – SPEZIFISCHE MODALITÄTEN ZWISCHEN DEM ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER UND DEM BETREIBER EINES ÖFFENTLICHEN VERTEILERNETZES ODER EINES LOKALEN ÜBERTRAGUNGSNETZES

Titel 1 – Verhältnis zwischen diesem Buch und anderen Büchern dieses Erlasses

Artikel 137. Die öffentlichen Verteilernetzbetreiber beachten für ihre jeweiligen Anlagen gemäß Artikel 35 § 3 Nummern 2 und 3 Folgendes:

1° die Bestimmungen dieses Buches;

2° die übrigen Bestimmungen dieses Erlasses, die ausdrücklich auf dieses Buch Bezug nehmen;

3° die folgenden Artikel, bei denen die Betreiber öffentlicher Verteilernetze den Übertragungsnetznutzern oder Netznutzern gleichgestellt werden, unbeschadet der für sie aufgrund der Nutzung des Übertragungsnetzes geltenden Rechtsvorschriften:

a) Buch 3: Artikel 18 bis 20;

b) Buch 5: Artikel 24 und 26 bis 28;

c) Buch 9: Artikel 154 und 155;

4° die Bestimmungen der anderen Bücher, wenn sie für öffentliche Verteilernetzbetreiber in ihrer Eigenschaft als Netzbetreiber gelten.

Titel 2 – Zusätzliche technische Anforderungen

Kapitel 1 – Zusätzliche technische Anforderungen an Geräte für den Datenaustausch

Artikel 138. Die zusätzlichen technischen Anforderungen an Geräte für den Datenaustausch sind in Artikel 77 festgelegt.

Kapitel 2 – Technische Anforderungen in Bezug auf die Spannung

Artikel 139. Unbeschadet der technischen Anforderungen, die sich aus den europäischen Netzkodizes und Leitlinien ergeben, versorgt der Übertragungsnetzbetreiber den öffentlichen Verteilernetzbetreiber und den lokalen Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit dem einschlägigen Rechtsrahmen mit einer Spannung am Anschlusspunkt, die es dem Betreiber ermöglicht, die Qualitätsnorm EN 50160 einzuhalten.

Gemäß Artikel 20 des Netzkodex DCC darf der festgestellte Grad der Verzerrung oder Fluktuation der Netzspannung am Verknüpfungspunkt nicht von den in Artikel 40 dieses Erlasses festgelegten Werten abweichen.

Kapitel 3. - Zusätzliche technische Anforderungen für neue Anlagen gemäß Artikel 35 § 3 Nummern 2 und 3

Artikel 140. Für ihre Anlagen gemäß Artikel 35 § 3 Nummern 2, 3 und 6, die gemäß Artikel 36 als neu gelten, beachten der öffentliche Verteilernetzbetreiber und der lokale Übertragungsnetzbetreiber unbeschadet der Einhaltung der in den europäischen Netzkodizes und Leitlinien festgelegten technischen Anforderungen Folgendes:

1° die zusätzlichen allgemeinen technischen Anforderungen gemäß den Artikeln 141 bis 147; und

2° die zusätzlichen allgemeinen und besonderen technischen Anforderungen, die gegebenenfalls im einschlägigen Rechtsrahmen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem öffentlichen Verteilernetzbetreiber vereinbart sind, in Anwendung dieser europäischen Netzkodizes und Leitlinien.

Im Einklang mit den europäischen Netzkodizes DCC und RfG und unbeschadet der Spezifikationen in den Büchern 6 und 7, auf die sich die Bestimmungen dieses Buches beziehen, geht aus den Artikeln 141 bis 147 hervor, dass sich die zusätzlichen Anforderungen für die allgemeine Anwendung aus einem Vorschlag von Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber ergeben.

Teil 1. Zusätzliche technische Anforderungen an die Blindleistung

Artikel 141. Gemäß Artikel 15 Absatz 1 Buchstaben b und c des Europäischen Netzkodex DCC müssen die öffentlichen Verteilernetze und das lokale Übertragungsnetz, die an ein Übertragungsnetz angeschlossen sind, in ihren Netzen über die erforderlichen Fähigkeiten verfügen, um den Betriebspunkt ihres Anschlusspunkts bzw. ihrer Anschlusspunkte im stationären Zustand innerhalb eines auf Vorschlag des Übertragungsnetzbetreibers in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber für die Regelzone festgelegten Blindleistungsbereichs unter folgenden Bedingungen aufrechterhalten zu können:

1° Der effektive Blindleistungsbereich für die Absorption der Blindleistung darf 33 % der maximalen Wirkleistung bei Absorption oder der maximalen Wirkleistung bei Einspeisung, je nachdem, welcher Wert höher ist, für die Absorption der Blindleistung (Verbrauch) nicht überschreiten, wenn die Spannung am Anschlusspunkt 30 kV oder darüber beträgt;

2° der effektive Blindleistungsbereich für die Absorption der Blindleistung darf 21 % der maximalen Wirkleistung bei Absorption oder – je nachdem, welcher Wert höher ist – der maximalen Wirkleistung bei der Aufnahme der Blindleistung (Verbrauch) nicht überschreiten, wenn die Spannung am Anschlusspunkt weniger als 30 kV beträgt;

3° Der effektive Blindleistungsbereich für die Versorgung mit Blindleistung darf 15 % der maximalen Wirkleistungsabgabe oder – je nachdem, welcher Wert höher ist – der maximalen Wirkleistung bei der Versorgung mit Blindleistung (Erzeugung) nicht überschreiten, vorausgesetzt, dass die maximale Wirkleistungsabgabe oder die maximale Wirkleistung bei Einspeisung entweder der am Anschlusspunkt verfügbaren minimalen Wirkleistung entspricht, wobei die Nichtverfügbarkeit dieser Netzbestandteile (N-1) zu berücksichtigen ist, wenn die Spannung am Anschlusspunkt weniger als 30 kV beträgt, oder wenn die Spannung am Anschlusspunkt 30 kV oder mehr beträgt. Die am Anschlusspunkt verfügbare minimale aktive Austauschkapazität und die bereitgestellte Leistung müssen in den einschlägigen Rechtsrahmen aufgenommen werden.

Diese Kapazitäten werden vom öffentlichen Verteilernetzbetreiber oder von einem lokalen Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber für die Regelzone für eine begrenzte Anzahl vorab festgelegter Referenzszenarien nachgewiesen, die im einschlägigen Rechtsrahmen beschrieben sind, schließen in Bezug auf die Absorption oder die Versorgung mit Blindleistung jedoch nicht den Betrieb über die oben genannten Grenzen hinaus aus.

Andere Grenzwerte können für einen bestimmten Anschlusspunkt oder eine Reihe von Anschlusspunkten auf der Grundlage einer gemeinsamen Analyse des Übertragungsnetzbetreibers in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber für die Regelzone und eines öffentlichen Verteilernetzbetreibers gemäß Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe c des Europäischen Netzkodex DCC festgelegt werden.

Darüber hinaus führen der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter

Übertragungsnetzbetreiber für die Regelzone und ein Betreiber des öffentlichen Verteilernetzes oder der Betreiber des lokalen Übertragungsnetzes eine gemeinsame Analyse durch, wenn die verfügbaren Mittel, einschließlich der Mittel zur Steuerung der an das öffentliche Verteilernetz bzw. das lokale Übertragungsnetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen, nicht ausreichen, um den oben genannten Blindleistungsbedarf zu decken, und sich eine Investition als notwendig erweist, um die Lösung zu ermitteln, die insbesondere den technischen Zwängen am besten gerecht wird und wirtschaftlich optimal ist, auch als globales technisch-wirtschaftliches Optimum bezeichnet, und deren praktische Durchführungsmodalitäten im einschlägigen Rechtsrahmen festgelegt sind.

Artikel 142. Jede Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers, dass die an ein Übertragungsnetz angeschlossenen öffentlichen Verteilernetze am Anschlusspunkt in der Lage sind, keine Blindleistung (Erzeugung) (bei einer Bezugsspannung von 1 pu) für eine Wirkleistung von weniger als 25 % der maximalen Importkapazität gemäß Artikel 15 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex DCC bereitzustellen, ist durch eine gemeinsam mit dem an das Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilernetzbetreiber durchgeführte Analyse zu begründen. Ist diese Anforderung aufgrund der gemeinsamen Analyse nicht gerechtfertigt, so vereinbaren der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, Anforderungen entsprechend den Entscheidungen einer gemeinsamen Analyse anzuwenden.

Teil 2. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf die Frequenz

Artikel 143. Vereinbaren der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber mit den öffentlichen Verteilernetzbetreibern und den lokalen Übertragungsnetzbetreibern, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, größere Frequenzbereiche und längere Mindestbetriebszeiten als die in Artikel 73 festgelegten Mindestbetriebszeiten, so berücksichtigen sie in Anwendung von Artikel 12 Absatz 2 des Europäischen Netzkodex DCC die Bedürfnisse des Stromnetzes der Regelzone, ihren technisch möglichen Frequenzbereich und ihre Fähigkeit, über das in Artikel 73 vorgesehene Maß hinaus an das Netz angeschlossen zu bleiben.

Teil 3. Zusätzliche technische Anforderungen an die Spannung am Anschlusspunkt

Artikel 144. Gemäß Artikel 13 Absatz 7 des Europäischen Netzkodex DCC sind die Spannungsbereiche an den Anschlusspunkten und die Dauer, während der jede der in Artikel 35 § 3 Nummern 2 und 3 genannten Anlagen weiterhin angeschlossen werden kann, wie folgt:

Spannungsbereich	Dauer
0,90 pu – 1,118 pu	Nicht eingeschränkt

Diese Spannungsbereiche gelten für folgende Spannungsniveaus: 6 kV, 10 kV, 11 kV, 12 kV, 15 kV, 26 kV, 30 kV, 36 kV und 70 kV.

Der höchste Wert ersetzt nicht die Widerstandsfähigkeit bei der in den Anhängen 1, A und

B vorgeschriebenen Spannung.

Teil 4. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf Kurzschluss

Artikel 145. Die zusätzlichen technischen Anforderungen in Bezug auf Kurzschluss sind in Artikel 75 festgelegt.

Teil 5. Zusätzliche technische Anforderungen bei automatischer Abschaltung bei Niederspannung

Artikel 146. Gemäß Artikel 19 Absatz 1 des Europäischen Netzkodex DCC basieren die Kriterien für die automatische Abschaltung, die im einschlägigen Rechtsrahmen im Einklang mit dem Systemschutzplan festgelegt sind, auf einer Kombination aus einem Niederspannungswert und einer Frequenzschwankungsrate.

Teil 6. Zusätzliche technische Anforderungen in Bezug auf das Blockieren von Lastventilen für Transformatoren

Artikel 147. Gemäß Artikel 19 Absatz 3 des Europäischen Netzkodex DCC muss der Transformator für die Umwandlung der Netzspannung zwischen dem Übertragungsnetz und dem öffentlichen Verteilernetz mit einer Blockierung des Lasthahnschalters ausgestattet sein.

Teil 7. Zusätzliche technische Anforderungen im Falle der Wiederanschaltung öffentlicher Verteilernetze

Artikel 148. Gemäß Artikel 19 Absatz 4 des Europäischen Netzkodex DCC und unbeschadet des Artikels 78 müssen alle öffentlichen Verteilernetze und lokalen Übertragungsnetze, die an ein Übertragungsnetz angeschlossen sind, hinsichtlich ihrer Abschaltung und Wiederanschaltung die folgenden Anforderungen erfüllen:

1° in seiner Eigenschaft als relevanter Übertragungsnetzbetreiber für das Regelgebiet, legt der Übertragungsnetzbetreiber in dem einschlägigen Rechtsrahmen die Bedingungen fest, unter denen ein öffentliches Verteilernetz und ein lokales Übertragungsnetz, das an ein Übertragungsnetz angeschlossen ist, nach einer Abschaltung wieder an das Übertragungsnetz angeschlossen werden darf und unter denen automatische Wiederanschlussysteme zugelassen werden können;

2° die in Artikel 35 § 3 Absatz 1 Nummer 2 genannten Anlagen können aus der Ferne vom Übertragungsnetz abgeschaltet werden, wenn der relevante Übertragungsnetzbetreiber dies im einschlägigen Rechtsrahmen in seiner Eigenschaft als für die Regelzone verantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber vorsieht. In diesem Fall muss die Abschaltung innerhalb von 10 Minuten wirksam sein, es sei denn, die Konstruktion einer besonderen Verbindung enthält eine andere Frist.

Titel 3 – Beziehungen im Zusammenhang mit der Verwaltung des Energiemarkts und der Rechnungsstellung

Artikel 149. Teilt der Übertragungsnetzbetreiber die Aussetzung des Status des Bilanzkreisverantwortlichen mit, so unterrichtet der Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich den bzw. die relevanten Netzbetreiber des öffentlichen Verteilernetzes und des lokalen Übertragungsnetzes, die alle erforderlichen Maßnahmen ergreifen oder treffen, um die betreffenden Zugangsinhaber zu informieren.

BUCH 9 – ZÄHLERABLESUNGEN UND -MESSUNGEN

Artikel 150. Für die Zwecke dieses Buches sind Messgeräte die Geräte, über die der Übertragungsnetzbetreiber die Kontrolle ausüben muss, um den Betrieb des Übertragungsnetzes und die finanzielle Abwicklung nach Erfüllung seiner Aufgaben sowie die Erfüllung seiner rechtlichen Verpflichtungen zu gewährleisten.

Artikel 151. Die Messgeräte und ihre Bauteile müssen den Anforderungen der geltenden belgischen und internationalen Normen entsprechen.

Artikel 152. Der Übertragungsnetzbetreiber trägt die im Verhaltenskodex aufgeführten Messgeräte und ihre technischen Merkmale in das Register der Messgeräte ein, wenn die Messgeräte, die für die in diesem Buch genannten Messungen verwendet werden, im Einklang mit diesem Erlass und/oder den geltenden Rechtsvorschriften stehen.

Dieser Eintrag bestätigt, sofern nichts Gegenteiliges nachgewiesen ist, die Übereinstimmung der Messgeräte mit diesem Erlass und/oder den zum Zeitpunkt des Eingangs geltenden Rechtsvorschriften.

Der Übertragungsnetzbetreiber löscht die Messgeräte, die nicht mehr im Verhaltenskodex aufgeführt sind, aus dem Register der Messgeräte.

Artikel 153. Sofern in den geltenden Rechtsvorschriften nichts anderes bestimmt ist, legt der Übertragungsnetzbetreiber die technischen Kriterien fest, die die im Verhaltenskodex aufgeführten Messgeräte erfüllen müssen, darunter:

- 1° die geltenden Normen;
- 2° die zu messenden Mengen und die verwendeten Einheiten;
- 3° die Periodizität der Messungen;
- 4° die Genauigkeit der Messungen;
- 5° gegebenenfalls die Deduplizierung der Messgeräte.

Artikel 154. Der Übertragungsnetzbetreiber legt in objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Weise die Verfahren für die im Verhaltenskodex aufgeführten Messgeräte fest, die der Übertragungsnetzbetreiber und der Übertragungsnetznutzer in Betrieb nehmen, und teilt sie der CREG unverzüglich mit.

Artikel 155. Jede Person, einschließlich des Übertragungsnetznutzers, die in die Anlagen eintritt, in denen sich die Messgeräte befinden, ist unter anderem dafür verantwortlich, die Vertraulichkeit der Messdaten, zu denen diese Personen Zugang haben können, zu gewährleisten.

Der Zugang zu Messgeräten darf nicht dazu führen, dass die Sicherheit des Netzes gestört oder Personen oder Güter beschädigt werden.

Artikel 156. Die Kalibrierung der Zähler des Übertragungsnetzbetreibers erfolgt durch eine Organisation, die über die Qualifikation „Belac“ oder eine gleichwertige Qualifikation auf der Grundlage von Spezifikationen des Übertragungsnetzbetreibers verfügt.

Jede interessierte Person kann eine Kopie dieser Spezifikationen durch einen an den

Übertragungsnetzbetreiber gerichteten Antrag erhalten.

BUCH 10 – SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 157. Die Nichteinhaltung der Bestimmungen des Artikels 10 und des Artikels 48 über die Übermittlung von Informationen an den Übertragungsnetzbetreiber wird mit Freiheitsstrafe von acht Tagen und mit Geldstrafe zwischen 50 EUR und 495,79 EUR oder nur durch eine dieser Strafen geahndet.

Jeder unbefugte Zugang des Übertragungsnetzbetreibers zu den Anlagen des Übertragungsnetznutzers oder gegebenenfalls eines anderen Netznutzers gemäß den Bestimmungen der Artikel 19 und 20 und gegebenenfalls der vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Verfahren wird mit Freiheitsstrafe von acht Tagen und einer Geldstrafe von 495,79 EUR oder nur durch eine dieser Strafen geahndet.

Artikel 158. Der Königliche Erlass vom 22. April 2019 zur Festlegung der technischen Vorschriften für den Betrieb des Übertragungsnetzes und den Zugang zu diesem Netz in der durch den Königlichen Erlass vom 13. Juni 2021 geänderten Fassung wird aufgehoben.

Artikel 159. Für die Umsetzung dieses Dekrets ist der Energieminister zuständig.

Angegeben unter:

**IM NAMEN DES KÖNIGS:
Der Minister für Wirtschaft**

Der Minister der Sozialen Angelegenheiten und der Volksgesundheit,

Frank Vandenbroucke

Die Innenministerin,

**Der zuständige Minister für innere
Angelegenheiten,**

Annelies Verlinden

Die Ministerin für Energie,

Der Minister für Energie,

Tinne Van der Straeten

Anhang 1 Technische Merkmale einer Anlage.

Hinsichtlich der nicht genannten Merkmale müssen die Anlagen die vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten und im einschlägigen Rechtsrahmen spezifizierten Normen einhalten.

Ein Netznutzer kann von den nachstehend aufgeführten Werten nur aus triftigen Gründen und nach Genehmigung durch den Übertragungsnetzbetreiber abweichen. Jede Abweichung ist in dem geltenden einschlägigen Rechtsrahmen anzugeben.

A. Technische Merkmale einer Anlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt

Spannungsniveau (kV)	Um Geräte (kV)	LIWV Uw (kV)		Leistungsschalter	Sonstige Geräte		
				Isc (kA)	I Wärme		I dynamisch (kA)
					Dauer	(kA)	
380	420	1 550 oder 1 425 (*)		50 oder 63 (*)	>= 1 s	50	125
220	245	1050		40	>= 1 s	40	100
150	170	750		40 oder 50 (*)	>= 1 s	40	100
70	82,5	Außerhalb der Zone Lüttich	380	20	>= 1 s	20	50
		Zone Lüttich	380	31,5	>= 1 s	31,5	80
36	40,5	200 oder ≥ 170 (*)		31,5	>= 1,2 s	31,5	80
30	36	170		31,5	>= 1,2 s	31,5	80
26	30	145		25	>= 2 s (1)	25	63
15	17,5	95		20	>= 2 s (1)	20	50
11-12	17,5	95		25	>= 2 s (1)	25	63
10	12	75		25	>= 2 s (1)	25	63
6	7,2	60		25	>= 2 s (1)	25	63

(*): gemäß der Entscheidung des Netzbetreibers.

(1): entsprechend der Abschaltzeit des Backup-Schutzsystems

B. Technische Merkmale einer neuen Anlage im Sinne des Artikels 36

Spannungsniveau (kV)	Um Geräte (kV)	LIWV U _w (kV)	I dynamisch (kA)	Leistungsschalter	Sonstige Geräte in Hochspannungsfeldern		Anschluss an das unterirdische Kabel/Freileitung	
				I _{sc} (kA)	I Wärme		I thermisch (3φ und 1φ)	
					Dauer	(kA)	Dauer	(kA)
380	420	1425	160 oder 125 (*)	63 oder 50 (*)	>= 1 s	63 oder 50 (*)	0,6 s	50
220	245	1050	125 oder 100(*)	50 oder 40 (*)	>= 1 s	50 oder 40 (*)	0,6 s	40
150	170	750	125 oder 100 (*)	50 oder 40 (*)	>= 1 s	50 oder 40 (*)	0,6 s	40
110	123	550	100	40	>= 1 s	40	0,6 s	Kabel: 40 Leitung: 40 oder 31,5 (*)
70	82,5	380	100 oder 80 oder 50 (*)	40 oder 31,5 oder 20 (*)	>= 1 s	40 oder 31,5 oder 20 (*)	0,6 s	Kabel: 25 Leitung: 25 oder 20(*)
36	40,5 (42)	200 oder ≥ 170 (*)	100 oder 80(*)	40 oder 31,5 (*)	>= 1,2 s	40 oder 31,5 (*)	3φ: 1,2 s 1φ: 1,2 s	3φ: 31,5 1φ: 4
30	36	170	100 oder 80 (*)	40 oder 31,5 (*)	>= 1,2 s	40 oder 31,5 (*)		
26	30	145	80 oder 63 (*)	31,5 oder 25 (*)	>= 2 s (1)	31,5 oder 25 (*)		
15	17,5	95	63	25	>= 2 s (1)	25	3φ: 2 s 1φ: 3,3 s	3φ: 25 1φ: 4
11-12	17,5	95	63	25	>= 2 s (1)	25		
10	12	75	63	25	>= 2 s (1)	25		
6	7,2	60	63	25	>= 2 s (1)	25		

(*): gemäß der Entscheidung des Netzbetreibers.

(1): entsprechend der Abschaltzeit des Backup-Schutzsystems

Wird als Anlage zu unserem Erlass vom

zur Festlegung

technischer Vorschriften für den Betrieb des Stromübertragungsnetzes betrachtet.

Ausgestellt am

IM NAMEN DES KÖNIGS:

Der Wirtschaftsminister,

Pierre-Yves Dermagne

Der Minister der Sozialen Angelegenheiten und der Volksgesundheit,

Frank Vandenbroucke

Der zuständige Minister für innere Angelegenheiten,

Annelies Verlinden

Der Minister für Energie,

Tinne Van der Straeten

Anhang 2 Maximale Frist für die Beseitigung eines Fehlers durch Schutz.

Ein Übertragungsnetznutzer kann von den nachstehend aufgeführten Werten nur aus gerechtfertigten Gründen und nach Genehmigung durch den Übertragungsnetzbetreiber abweichen. Jede Abweichung ist im einschlägigen Rechtsrahmen anzugeben.

A. Höchstdauer für die Beseitigung eines Fehlers durch Schutz für eine Anlage, die gemäß Artikel 36 als vorhanden gilt.

LEITUNGEN, KABEL, TRANSFORMATOREN*										FEHLER DER SAMMELSCHIENE		
Spannungsniveau (kV)	Basis (ms)	Verweigerung Schutz (ms)	Verweigerungsleistungsschalter (ms)		Backup Nächste Leitung/Kabel (ms)	Backup der nächsten Sammelschiene (ms) ****		Wiederanschaltung Freileitung (ms)		Basis (ms)	Anschluss-Backup (ms)	
			1 f. Fehler	multi		1 f. Fehler	multi	mono.	multi		1 f. Fehler	multi
380	100	100	300	170	1000	500	250	1	10	100	250	170
220	120	120	-	-	1000	600	600	1	***	100	300	300
150	120	120	-	-	1000	600	600	1	***	100	300	300
70	120**	2250	-	-	1000	600	600	-	***	600	-	-
36	120	2250	-	-	1200	1200	1200	-	***	600	-	-
30	120	2250	-	-	1200	1200	1200	-	***	600	-	-
15	1100	3100	-	-	-	1800	1800	-	***	1800	-	-
12	1100	3100	-	-	-	1800	1800	-	***	1800	-	-
10	1100	3100	-	-	-	1800	1800	-	***	1800	-	-

- * Transformator: Spannungsniveau = maximale Nennspannung des Transformators
- ** Für die Leitungen gilt dieser Wert für das Ende, das dem Fehler am nächsten liegt; für das andere Ende ist eine Entfernungszeit von 500 ms zulässig.
- *** Vom Netzbetreiber gemäß den Kontrollparametern der Schutzeinrichtungen in der Nähe festzulegen.
- **** Gilt auch für Fehler zwischen Stromtransformator und Leistungsschalter.

Bitte beachten: Bei allen angegebenen Zeiten handelt es sich um die zulässigen Höchstwerte.

B. Höchstdauer für die Beseitigung eines Fehlers durch Schutz für eine neue Anlage im Sinne der anwendbaren Rechtsvorschriften und des Artikels 71 § 2.

LEITUNGEN, KABEL, TRANSFORMATOREN*										FEHLER DER SAMMELSCHIENE		
Spannungsniveau (kV)	Basis (ms)	Verweigerung Schutz (ms)	Verweigerungsleistungsschalter (ms)		Backup Nächste Leitung/Kabel (ms)	Backup der nächsten Sammelschiene (ms) ****		Wiederanschaltung Freileitung (ms)		Basis (ms)	Anschluss-Backup (ms)	
			1 f. Fehler	multi		1 f. Fehler	multi	mon o.	multi		1 f. Fehler	multi
380	100	100	300	250	1000	500	270	1	10 16	100	170	170
220	120	120	300	300	1000	600	600	1	***	100	330	330
150	120	120	300	300	1000	600	600	1	***	100	330	330
110	120**	2250	300	300	1000	600	600	-	***	100	330	330
70	120**	2250	-	-	1000	600	600	-	***	600	-	-
30-36	120**	2250	-	-	1200	1200	1200	-	***	600	-	-
10-29,9 kV	1100	3100	-	-	-	1800	1800	-	***	1800	-	-

* Transformator: Spannungsniveau = maximale Nennspannung des Transformators

** Für die Leitungen gilt dieser Wert für das Ende, das dem Fehler am nächsten liegt; für das andere Ende ist eine

Entfernungszeit von 500 ms zulässig.

*** Vom Netzbetreiber gemäß den Kontrollparametern der Schutzeinrichtungen in der Nähe festzulegen.

***** Gilt auch für Fehler zwischen Stromtransformator und Leistungsschalter; diese Werte gelten für beide Enden der an die betreffende Sammelschiene angeschlossenen Leitungen.

***** Nur für Leistungsschalter der an die Sammelschienen angeschlossenen Hochspannungsschienen

Bitte beachten: Bei allen angegebenen Zeiten handelt es sich um die zulässigen Höchstwerte.

Wird als Anlage zu unserem Erlass vom _____ zur Festlegung technischer Vorschriften für den Betrieb des Stromübertragungsnetzes betrachtet.

Ausgestellt am

IM NAMEN DES KÖNIGS:
Der Wirtschaftsminister,

Pierre-Yves Dermagne

Der Minister der Sozialen Angelegenheiten und der Volksgesundheit,

Frank Vandenbroucke

Der zuständige Minister für innere Angelegenheiten,

Annelies Verlinden

Der Minister für Energie,

Tinne Van der Straeten