



Rat der
Europäischen Union

098189/EU XXV. GP
Eingelangt am 31/03/16

Brüssel, den 30. März 2016
(OR. en)

7383/16

ENER 97

ÜBERMITTLUNGSVERMERK

Absender:	Europäische Kommission
Eingangsdatum:	22. März 2016
Empfänger:	Generalsekretariat des Rates
Nr. Komm.dok.:	D044617/02
Betr.:	VERORDNUNG (EU) .../... DER KOMMISSION vom XXX zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Dokument D044617/02.

Anl.: D044617/02



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, den XXX
D044617/02
[...] (2015) XXX draft

VERORDNUNG (EU) .../... DER KOMMISSION

vom XXX

**zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-
Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit
Gleichstromanbindung**

(Text von Bedeutung für den EWR)

VERORDNUNG (EU) .../... DER KOMMISSION

vom **XXX**

zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION –

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003¹, insbesondere auf Artikel 6 Absatz 11,

in Erwägung nachstehender Gründe:

- (1) Die rasche Vollendung eines voll funktionierenden und vernetzten Energiebinnenmarkts ist für die Erhaltung der Energieversorgungssicherheit, die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und die Gewährleistung erschwinglicher Energiepreise für die Verbraucher von entscheidender Bedeutung.
- (2) In der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sind diskriminierungsfreie Vorschriften für den Netzzugang im grenzüberschreitenden Stromhandel festgelegt, mit denen ein gut funktionierender Elektrizitätsbinnenmarkt sichergestellt werden soll. Zudem müssen die Mitgliedstaaten oder, wenn Mitgliedstaaten dies vorsehen, die Regulierungsbehörden nach Artikel 5 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates² unter anderem gewährleisten, dass für den Netzanschluss objektive und diskriminierungsfreie technische Vorschriften mit Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb erarbeitet werden. Stellen Anforderungen Bedingungen für den Anschluss an nationale Netze dar, sind nach Artikel 37 Absatz 6 der genannten Richtlinie die Regulierungsbehörden dafür verantwortlich, zumindest die Methoden für die Berechnung oder Festlegung dieser Anforderungen zu bestimmen oder zu genehmigen. Zur Gewährleistung der Systemsicherheit innerhalb des Stromverbundsystems ist es von entscheidender Bedeutung, ein gemeinsames Verständnis von den Anforderungen an Hochspannungs-

¹ ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15.

² Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlament und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ-Systeme) sowie an nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung zu entwickeln. Anforderungen, die dazu beitragen, die Systemsicherheit aufrechtzuerhalten, zu schützen und wiederherzustellen, um das ordnungsgemäße Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts sowohl innerhalb der Synchrongebiete als auch zwischen den einzelnen Synchrongebieten zu unterstützen und für Kosteneffizienz zu sorgen, sollten als grenzüberschreitende Netzangelegenheiten und Angelegenheiten der Marktintegration betrachtet werden.

- (3) Es sollten harmonisierte Vorschriften für den Netzanschluss von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung festgelegt werden, um einen klaren Rechtsrahmen für den Netzanschluss zu schaffen, den unionsweiten Stromhandel zu erleichtern, die Systemsicherheit zu gewährleisten, die Integration erneuerbarer Energieträger zu unterstützen, den Wettbewerb zu fördern sowie eine effizientere Netz- und Ressourcennutzung zu ermöglichen und somit Vorteile für die Verbraucher zu schaffen.
- (4) Die Systemsicherheit hängt unter anderem von den technischen Fähigkeiten der HGÜ-Systeme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung ab. Grundlegende Voraussetzungen sind daher die regelmäßige Koordinierung auf Übertragungs- und Verteilernetzebene und eine angemessene Leistungsfähigkeit der an die Übertragungs- und Verteilernetze angeschlossenen Betriebsmittel, die ausreichend robust sein müssen, um Störungen standzuhalten und dazu beizutragen, größere Unterbrechungen zu verhindern oder den Wiederaufbau des Netzes nach einem Zusammenbruch zu unterstützen.
- (5) Voraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb ist auch die enge Zusammenarbeit zwischen den Eigentümern von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und den Netzbetreibern. Insbesondere hängt der Betrieb des Netzes unter anormalen Bedingungen von der Reaktion der HGÜ-Systeme und der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung auf Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1 pu (Per-Unit-Wert) sowie auf Abweichungen von der Nennfrequenz ab. Angesichts ihrer gegenseitigen Abhängigkeiten sollten Netze sowie HGÜ-Systeme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung im Hinblick auf die Systemsicherheit systemtechnisch als Einheit betrachtet werden. Daher sollten einschlägige technische Anforderungen an HGÜ-Systeme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung als Voraussetzung für den Netzanschluss festgelegt werden.
- (6) Die Regulierungsbehörden sollten die Kosten, die den Netzbetreibern bei der Anwendung dieser Verordnung tatsächlich entstanden sind, in angemessenem Umfang berücksichtigen, wenn sie gemäß Artikel 37 Absätze 1 und 6 der Richtlinie 2009/72/EG und Artikel 14 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 Übertragungs- oder Verteilernetzentgelte oder die entsprechenden Methoden festlegen oder genehmigen oder die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen genehmigen.
- (7) Die einzelnen Synchrongebiete in der EU weisen unterschiedliche Merkmale auf, die bei der Festlegung von Anforderungen an HGÜ-Systeme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung zu berücksichtigen sind.

Vorschriften für den Netzanschluss sollten daher gemäß Artikel 8 Absatz 6 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 regionalen Besonderheiten Rechnung tragen.

- (8) Im Interesse der erforderlichen Rechtssicherheit sollten die Anforderungen dieser Verordnung nur für neue HGÜ-Systeme und neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung gelten, nicht jedoch für HGÜ-Systeme und bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die bereits fertiggestellt sind oder sich in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden, soweit die relevante Regulierungsbehörde oder der Mitgliedstaat aufgrund der Entwicklung der Netzanforderungen und einer umfassenden Kosten-Nutzen-Analyse oder angesichts einer erheblichen Modernisierung dieser Anlagen nichts anderes vorsieht.
- (9) Aufgrund ihrer grenzübergreifenden Bedeutung sollte diese Verordnung darauf abzielen, zumindest innerhalb desselben Synchrongebietes dieselben Anforderungen hinsichtlich der Frequenz auf allen Spannungsebenen sicherzustellen. Dies ist erforderlich, da eine Änderung der Frequenz in einem Mitgliedstaat unmittelbare Auswirkungen auf die Frequenz in allen anderen Mitgliedstaaten desselben Synchrongebiets hätte und dort Schäden an den Betriebsmitteln verursachen könnte.
- (10) Im Interesse der Systemsicherheit sollten HGÜ-Systeme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung in jedem Synchrongebiet des Verbundnetzes innerhalb bestimmter Frequenz- und Spannungsbereiche mit dem Netz verbunden bleiben können.
- (11) Die Spannungsbereiche miteinander verbundener Netze sollten koordiniert werden, da sie für eine sichere Planung und einen sicheren Betrieb von Stromversorgungssystemen innerhalb eines Synchrongebiets von entscheidender Bedeutung sind. Anschlussunterbrechungen aufgrund von Spannungsstörungen wirken sich auch auf benachbarte Netze aus. Werden die Spannungsbereiche nicht festgelegt, so könnte dies im Hinblick auf anormale Betriebsbedingungen vielfältige Unsicherheiten bei Planung und Betrieb des Netzes nach sich ziehen.
- (12) Es sollten angemessene und verhältnismäßige Konformitätstests eingeführt werden, damit die Netzbetreiber die Betriebssicherheit gewährleisten können. Gemäß Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe b der Richtlinie 2009/72/EG müssen die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Netzbetreiber diese Verordnung einhalten.
- (13) Bei der Entwicklung und Genehmigung von Netzanschlussbestimmungen sollten die Regulierungsbehörden, Mitgliedstaaten und Netzbetreiber sicherstellen, dass die Bestimmungen im Interesse einer vollständigen Marktintegration so weit wie möglich harmonisiert werden. Bei der Entwicklung von Bestimmungen für den Netzanschluss sollten vorhandene technische Normen besondere Berücksichtigung finden.
- (14) Die Verordnung sollte zudem ein Verfahren für Freistellungen von den Vorschriften vorsehen, um örtlichen Gegebenheiten Rechnung zu tragen, etwa wenn die Stabilität des örtlichen Netzes in besonderen Fällen bei Einhaltung der Vorschriften gefährdet werden könnte oder ein HGÜ-System oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung nur dann sicher betrieben werden

kann, wenn die Betriebsbedingungen von den Anforderungen der Verordnung abweichen.

- (15) Neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung könnten in Zukunft Teile von vermaschten Offshore-Netzen bilden, die an mehrere Synchrongebiete angeschlossen sind. Im Hinblick darauf sollten bestimmte technische Anforderungen festgelegt werden, um die Netzsicherheit aufrechtzuerhalten und sicherzustellen, dass vermaschte Netze kosteneffizient entwickelt werden können. In Bezug auf bestimmte Anforderungen sollte jedoch erst dann die Verpflichtung bestehen, die für die Netzsicherheit erforderliche Ausrüstung in nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung zu installieren, wenn dies tatsächlich notwendig wird.
- (16) Die Eigentümer von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die über eine radiale Verbindung an ein Synchrongebiet angeschlossen sind oder werden, sollten daher in einem beschleunigten Verfahren Freistellungen von Anforderungen beantragen können, deren Erfüllung erst bei einem Anschluss an ein vermaschtes Netz erforderlich wird, wobei die Umstände im Einzelfall zu berücksichtigen sind. Zudem sollten die Eigentümer im Hinblick auf die erforderlichen Investitionsentscheidungen so früh wie möglich informiert werden, ob sie für eine Freistellung in Betracht kommen.
- (17) Vorbehaltlich der Zustimmung der relevanten Regulierungsbehörde oder gegebenenfalls einer anderen Behörde eines Mitgliedstaates sollten Netzbetreiber die Möglichkeit haben, Freistellungen für bestimmte Arten von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung vorzuschlagen.
- (18) Diese Verordnung wurde auf der Grundlage der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 erlassen, die sie ergänzt und deren Bestandteil sie ist. Verweise auf die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 in anderen Rechtsakten sollten auch als Verweise auf die vorliegende Verordnung gelten.
- (19) Die in dieser Verordnung vorgesehenen Maßnahmen entsprechen der Stellungnahme des in Artikel 23 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 genannten Ausschusses –

HAT FOLGENDE VERORDNUNG ERLASSEN:

TITEL I

ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

Artikel 1 *Gegenstand*

Diese Verordnung enthält einen Netzkodex mit Bestimmungen für den Netzanschluss von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen (HGÜ-Systemen) und nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung. Sie trägt somit dazu bei, faire Wettbewerbsbedingungen im Elektrizitätsbinnenmarkt, die Systemsicherheit und die Integration erneuerbarer Energieträger in das Stromnetz sicherzustellen und den unionsweiten Stromhandel zu erleichtern.

Darüber hinaus enthält die Verordnung Verpflichtungen, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Netzbetreiber die Fähigkeiten von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung angemessen sowie auf transparente und diskriminierungsfreie Weise nutzen, um in der gesamten Union für gleiche Wettbewerbsbedingungen zu sorgen.

Artikel 2 *Begriffsbestimmungen*

Für die Zwecke dieser Verordnung gelten die Begriffsbestimmungen in Artikel 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, Artikel 2 der Verordnung (EU) Nr. 2015/1222 der Kommission³, Artikel 2 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission⁴, Artikel 2 der Verordnung (EU) Nr. [RfG] der Kommission, Artikel 2 der Verordnung (EG) Nr. [DCC] der Kommission und Artikel 2 der Richtlinie 2009/72/EG⁵. Zusätzlich gelten folgende Begriffsbestimmungen:

- (1) „Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystem“ oder „HGÜ-System“ bezeichnet ein Stromübertragungssystem, das Energie in Form von Gleichstrom mit hoher Spannung zwischen zwei oder mehr Schaltanlagen (AC-Schienen) überträgt und mindestens zwei HGÜ-Stromrichterstationen umfasst, zwischen denen sich Leitungen oder Kabel für die Gleichstromübertragung befinden;
- (1) „nichtsynchroner Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung“ bezeichnet eine nichtsynchrone Stromezeugungsanlage, die an einem oder mehreren HGÜ-Netzverknüpfungspunkten mit einem oder mehreren HGÜ-Systemen verbunden ist;

³ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).

⁴ 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 (ABl. L 163 vom 15.6.2013, S. 1).

⁵ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlament und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

- (2) „integriertes HGÜ-System“ bezeichnet ein innerhalb einer Regelzone angeschlossenes HGÜ-System, das zum Zeitpunkt seiner Installation weder für den Anschluss einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung noch für den Anschluss einer Verbrauchsanlage bestimmt ist;
- (3) „HGÜ-Stromrichterstation“ bezeichnet einen Teil eines HGÜ-Systems, der eine oder mehrere HGÜ-Stromrichtereinheiten umfasst, die zusammen mit Gebäuden, Drosseln, Filtern, Blindleistungsgeräten sowie Regelungs-, Überwachungs-, Schutz-, Mess- und Eigenbedarfseinrichtungen an einem gemeinsamen Ort installiert wurden;
- (4) „HGÜ-Netzverknüpfungspunkt“ bezeichnet einen Punkt, an dem HGÜ-Betriebsmittel mit einem Drehstromnetz verbunden sind und für den technische Spezifikationen festgelegt werden können, die die Leistung der Betriebsmittel beeinflussen;
- (5) „Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung“ bezeichnet eine natürliche oder juristische Person, in deren Eigentum eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung steht;
- (6) „maximale HGÜ-Wirkleistungskapazität“ (P_{\max}) bezeichnet die im Netzanschlussvertrag festgelegte oder zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbarte maximale kontinuierliche Wirkleistung, die ein HGÜ-System an jedem Netzanschlusspunkt mit dem Netz austauschen kann;
- (7) „minimale HGÜ-Wirkleistungskapazität“ (P_{\min}) bezeichnet die im Netzanschlussvertrag festgelegte oder zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbarte minimale kontinuierliche Wirkleistung, die ein HGÜ-System an jedem Netzanschlusspunkt mit dem Netz austauschen kann;
- (8) „maximale Stromstärke des HGÜ-Systems“ bezeichnet den mit einem Betriebspunkt innerhalb des U - Q/P_{\max} -Profils der HGÜ-Stromrichterstation verbundenen höchsten Phasenstrom bei maximaler HGÜ-Wirkleistungskapazität;
- (9) „HGÜ-Stromrichtereinheit“ bezeichnet eine Einheit, die eine oder mehrere Stromrichterbrücken sowie eine(n) oder mehrere Stromrichtertransformator(en), Drossel(n), Stromrichter-Regelungsgeräte, wesentliche Schutz- und Schaltgeräte und ggf. Eigenbedarfseinrichtungen für die Umwandlung des Stroms umfasst.

Artikel 3 *Anwendungsbereich*

1. Die Bestimmungen dieser Verordnung gelten für
 - (a) HGÜ-Systeme, die Synchrongebiete oder Regelzonen miteinander verbinden, einschließlich HGÜ-Kurzkupplungen;
 - (b) HGÜ-Systeme, die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen gemäß Absatz 2 mit einem Übertragungs- oder Verteilernetz verbinden;

- (c) innerhalb einer Regelzone integrierte HGÜ-Systeme, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, und
 - (d) innerhalb einer Regelzone integrierte HGÜ-Systeme, die an das Verteilernetz angeschlossen sind, sofern der relevante Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) grenzübergreifende Auswirkungen nachweist. Bei dieser Bewertung berücksichtigt der relevante ÜNB die langfristige Entwicklung des Netzes.
2. Die relevanten Netzbetreiber schlagen den zuständigen Regulierungsbehörden in Abstimmung mit den relevanten ÜNB vor, diese Verordnung auf nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung anzuwenden, die an einem einzelnen Netzanschlusspunkt an ein Übertragungs- oder Verteilernetz angeschlossen sind, das nicht Teil eines Synchronegebietes ist, und holen dazu deren Genehmigung gemäß Artikel 5 ein. Alle anderen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen, die über Drehstromverbindungen miteinander verbunden sind, aber über eine Gleichstromverbindung an ein Synchronegebiet angeschlossen sind, gelten als nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und unterliegen somit dieser Verordnung.
 3. Die Artikel 55 bis 59, die Artikel 69 bis 74 und Artikel 84 gelten nicht für HGÜ-Systeme innerhalb einer Regelzone gemäß Absatz 1 Buchstaben c und d, wenn
 - (a) das HGÜ-System über mindestens eine HGÜ-Stromrichterstation verfügt, die im Eigentum des relevanten ÜNB steht;
 - (b) das HGÜ-System im Eigentum einer Stelle steht, die den relevanten ÜNB kontrolliert;
 - (c) das HGÜ-System im Eigentum einer Stelle steht, die direkt oder indirekt von einer Stelle kontrolliert wird, die auch den relevanten ÜNB kontrolliert.
 4. Die Bestimmungen für den Anschluss von HGÜ-Systemen in Titel II gelten für die Drehstrom-Netzanschlusspunkte dieser Systeme, mit Ausnahme der Bestimmungen des Artikels 29 Absätze 4 und 5 und des Artikels 31 Absatz 5, die für andere Anschlusspunkte gelten können, sowie des Artikels 19 Absatz 1, der für die Klemmen der HGÜ-Stromrichterstation gelten kann.
 5. Die Bestimmungen für den Anschluss von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und von erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstationen in Titel III gelten für die HGÜ-Netzverknüpfungspunkte dieser Systeme, mit Ausnahme der Bestimmungen des Artikels 39 Absatz 1 Buchstabe a und des Artikels 47 Absatz 2, die für den Netzanschlusspunkt in dem Synchronegebiet gelten, für das die Frequenzreaktion erfolgt.
 6. Der relevante Netzbetreiber erteilt keine Genehmigung für den Netzanschluss von neuen HGÜ-Systemen oder von neuen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die die in dieser Verordnung beschriebenen Anforderungen nicht erfüllen und keiner von der Regulierungsbehörde oder ggf. einer anderen Behörde eines Mitgliedstaates gemäß Titel VII gewährten Freistellung unterliegen. Im Falle einer Ablehnung übermittelt der relevante Netzbetreiber dem Eigentümer des HGÜ-Systems oder dem Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung und, soweit die

Regulierungsbehörde nichts anderes bestimmt, der Regulierungsbehörde eine begründete schriftliche Erklärung.

7. Diese Verordnung gilt nicht für

- (a) HGÜ-Systeme, deren Netzanschlusspunkt eine Spannung von weniger als 110 kV aufweist, sofern der relevante ÜNB keine grenzübergreifenden Auswirkungen nachweist. Bei dieser Bewertung berücksichtigt der relevante ÜNB die langfristige Entwicklung des Netzes;
- (b) HGÜ-Systeme oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die an die Übertragungs- und Verteilernetze oder Teile der Übertragungs- oder Verteilernetze von Inseln von Mitgliedstaaten angeschlossen sind, deren Netze nicht synchron mit einem der Synchrongebiete Kontinentaleuropa, Großbritannien, Nordeuropa, Irland-Nordirland oder Baltische Staaten betrieben werden.

Artikel 4

Anwendung auf bestehende HGÜ-Systeme und bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

1. Mit Ausnahme der Artikel 26, 31, 33 und 50 gelten die Bestimmungen dieser Verordnung nicht für bestehende HGÜ-Systeme und bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, außer

- (a) wenn das HGÜ-System oder die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung in einem solchen Umfang geändert wurde, dass sein/ihr Netzanschlussvertrag in folgendem Verfahren wesentlich überarbeitet werden muss:
 - i) Eigentümer von HGÜ-Systemen oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die beabsichtigen, eine Anlage zu modernisieren oder Betriebsmittel auszutauschen, legen ihre Pläne vorab dem relevanten Netzbetreiber vor, wenn sich die Modernisierung oder der Austausch auf die technischen Fähigkeiten des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung auswirkt;
 - ii) ist der relevante Netzbetreiber der Ansicht, dass aufgrund des Umfangs der Modernisierung oder des Austauschs von Betriebsmitteln ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist, unterrichtet er die relevante Regulierungsbehörde oder ggf. den Mitgliedstaat; und
 - iii) die relevante Regulierungsbehörde oder ggf. der Mitgliedstaat entscheidet, ob der bestehende Netzanschlussvertrag überarbeitet werden muss oder ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist und welche Anforderungen dieser Verordnung anzuwenden sind; oder
- (b) wenn eine Regulierungsbehörde oder ggf. ein Mitgliedstaat nach einem Vorschlag des relevanten ÜNB gemäß den Absätzen 3, 4 und 5 entscheidet, dass ein bestehendes HGÜ-System oder eine bestehende nichtsynchrone

Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung allen oder einigen Anforderungen dieser Verordnung unterliegt.

2. Ein HGÜ-System oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung gilt als „bestehend“ im Sinne dieser Verordnung,
- (a) wenn es/sie am Tag des Inkrafttretens dieser Verordnung bereits an das Netz angeschlossen ist oder
 - (b) wenn der Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung binnen zwei Jahren nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung einen endgültigen und bindenden Vertrag über den Erwerb der Hauptkomponente der Erzeugungsanlage oder der HGÜ-Betriebsmittel schließt. Der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung unterrichtet den relevanten Netzbetreiber und den relevanten ÜNB über den Abschluss des Vertrages binnen 30 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung.

Die Mitteilung, die der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung an den relevanten Netzbetreiber und den relevanten ÜNB richtet, muss mindestens den Titel des Vertrages, das Datum der Unterzeichnung und das Datum des Inkrafttretens des Vertrages sowie die Spezifikationen der Hauptkomponente der Erzeugungsanlage oder der HGÜ-Betriebsmittel enthalten, die gebaut, installiert oder erworben werden soll.

Die Mitgliedstaaten können festlegen, dass die Regulierungsbehörde unter bestimmten Umständen entscheiden kann, ob ein HGÜ-System oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung als „bestehend“ oder als „neu“ anzusehen ist.

3. Nach einer öffentlichen Konsultation gemäß Artikel 8 kann der relevante ÜNB der betroffenen Regulierungsbehörde oder ggf. dem Mitgliedstaat vorschlagen, den Anwendungsbereich dieser Verordnung auf bestehende HGÜ-Systeme und/oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung zu erweitern, um wesentlichen faktischen Änderungen der Umstände Rechnung zu tragen, z. B. einer Änderung der Netzanforderungen aufgrund einer stärkeren Nutzung erneuerbarer Energieträger, intelligenter Netze, der dezentralen Stromerzeugung oder der Nachfragesteuerung.

Zu diesem Zweck wird eine gründliche und transparente quantitative Kosten-Nutzen-Analyse gemäß den Artikeln 65 und 66 durchgeführt. Die Analyse umfasst

- (a) die mit der obligatorischen Anwendung dieser Verordnung auf bestehende HGÜ-Systeme und bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung verbundenen Kosten;
- (b) den sozioökonomischen Nutzen der Anwendung der Anforderungen dieser Verordnung; und

- (c) die Möglichkeit, das geforderte Ergebnis mit alternativen Maßnahmen zu erzielen.
- 4. Vor der Durchführung der quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Absatz 3
 - (a) nimmt der relevante ÜNB zunächst einen qualitativen Kosten-Nutzen-Vergleich vor;
 - (b) holt der relevante ÜNB die Genehmigung der relevanten Regulierungsbehörde oder ggf. des Mitgliedstaates ein.
- 5. Binnen sechs Monaten nach Eingang des Berichts und der Empfehlung des relevanten ÜNB gemäß Artikel 65 Absatz 4 entscheidet die relevante Regulierungsbehörde oder ggf. der Mitgliedstaat über die Erweiterung des Anwendungsbereichs dieser Verordnung auf bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde oder ggf. des Mitgliedstaates wird veröffentlicht.
- 6. Bei der Prüfung einer möglichen Anwendung dieser Verordnung auf bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung berücksichtigt der relevante ÜNB die berechtigten Erwartungen der Eigentümer dieser Systeme bzw. Erzeugungsanlagen.
- 7. Der relevante ÜNB kann die Anwendung einiger oder aller Bestimmungen dieser Verordnung auf bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung alle drei Jahre nach den in den Absätzen 3 bis 5 beschriebenen Kriterien und Verfahren prüfen.

Artikel 5 *Aufsichtsrechtliche Aspekte*

- 1. Allgemein geltende Anforderungen, die gemäß dieser Verordnung von relevanten Netzbetreibern oder ÜNB festzulegen sind, bedürfen der Genehmigung der vom Mitgliedstaat beauftragten Stelle und sind zu veröffentlichen. Soweit der Mitgliedstaat nichts anderes bestimmt, handelt es sich bei der beauftragten Stelle um die Regulierungsbehörde.
- 2. In Bezug auf standortspezifische Anforderungen, die nach dieser Verordnung von relevanten Netzbetreibern oder ÜNB festzulegen sind, können die Mitgliedstaaten bestimmen, dass sie der Genehmigung einer beauftragten Stelle bedürfen.
- 3. Bei der Anwendung dieser Verordnung müssen die Mitgliedstaaten, die zuständigen Stellen und die Netzbetreiber
 - (a) die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit anwenden,
 - (b) Transparenz sicherstellen,

- (c) den Grundsatz der Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und geringsten Gesamtkosten für alle beteiligten Akteure anwenden,
 - (d) die den relevanten ÜNB auch in nationalem Recht übertragene Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit achten,
 - (e) die relevanten VNB konsultieren und möglichen Auswirkungen auf deren Netze Rechnung tragen,
 - (f) vereinbarte europäische Normen und technische Spezifikationen berücksichtigen.
4. Der relevante Netzbetreiber oder ÜNB legt der zuständigen Stelle binnen zwei Jahren nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung einen Vorschlag für allgemein geltende Anforderungen oder für die Methode zu deren Berechnung bzw. Festlegung zur Genehmigung vor.
 5. Ist nach dieser Verordnung eine Einigung zwischen dem relevanten Netzbetreiber, dem relevanten ÜNB, dem Eigentümer eines HGÜ-Systems, dem Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung und/oder dem Verteilernetzbetreiber erforderlich, müssen diese sich bemühen, binnen sechs Monaten eine Einigung zu erzielen, nachdem eine der Parteien den anderen Parteien einen ersten Vorschlag übermittelt hat. Wird innerhalb dieser Frist keine Einigung erzielt, kann jede Partei die relevante Regulierungsbehörde ersuchen, binnen sechs Monaten eine Entscheidung zu treffen.
 6. Die zuständigen Stellen treffen ihre Entscheidung über Vorschläge für Anforderungen oder Methoden binnen sechs Monaten nach deren Eingang.
 7. Hält der relevante Netzbetreiber oder ÜNB Änderungen an den in den Absätzen 1 und 2 genannten und entsprechend genehmigten Anforderungen oder Methoden für erforderlich, so unterliegt der Änderungsvorschlag den Bestimmungen der Absätze 3 bis 8. Netzbetreiber und ÜNB, die eine Änderung vorschlagen, berücksichtigen etwaige berechnete Erwartungen der Eigentümer von HGÜ-Systemen und von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, der Hersteller von Betriebsmitteln und sonstiger beteiligter Akteure, die auf den ursprünglich festgelegten oder vereinbarten Anforderungen oder Methoden beruhen.
 8. Hat ein beteiligter Akteur eine Beschwerde gegen einen relevanten Netzbetreiber oder ÜNB hinsichtlich dessen Verpflichtungen im Rahmen dieser Verordnung, so kann er damit die Regulierungsbehörde befassen, die als Streitbeilegungsstelle binnen zwei Monaten nach Eingang der Beschwerde eine Entscheidung trifft. Diese Frist kann um zwei Monate verlängert werden, wenn die Regulierungsbehörde zusätzliche Informationen anfordert. Mit Zustimmung des Beschwerdeführers ist eine weitere Verlängerung dieser Frist möglich. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde ist verbindlich, bis sie gegebenenfalls aufgrund eines Rechtsbehelfs aufgehoben wird.
 9. Sind nach dieser Verordnung Anforderungen von einem relevanten Netzbetreiber festzulegen, bei dem es sich nicht um einen ÜNB handelt, können die Mitgliedstaaten bestimmen, dass stattdessen der ÜNB die betreffenden Anforderungen festlegt.

Artikel 6 *Mehrere ÜNB*

1. Sind in einem Mitgliedstaat mehrere ÜNB tätig, so gilt diese Verordnung für alle diese ÜNB.
2. Die Mitgliedstaaten können im Einklang mit nationalen aufsichtsrechtlichen Bestimmungen festlegen, dass die Zuständigkeit eines ÜNB für die Erfüllung einer, mehrerer oder aller Verpflichtungen aus dieser Verordnung einem oder mehreren bestimmten ÜNB zugewiesen wird.

Artikel 7 *Kostenanerkennung*

1. Die aufgrund der Verpflichtungen aus dieser Verordnung anfallenden Kosten von Netzbetreibern, die einer Netzentgeltregulierung unterliegen, werden von den relevanten Regulierungsbehörden geprüft. Kosten, die der Prüfung zufolge angemessen und verhältnismäßig sind und denen eines effizienten Netzbetreibers entsprechen, werden durch Netzentgelte oder andere geeignete Mechanismen gedeckt.
2. Auf Aufforderung der relevanten Regulierungsbehörden legen die in Absatz 1 genannten Netzbetreiber binnen drei Monaten die notwendigen Informationen vor, die die Bewertung der entstandenen Kosten erleichtern.

Artikel 8 *Öffentliche Konsultationen*

1. Die relevanten Netzbetreiber und die relevanten ÜNB konsultieren die beteiligten Akteure einschließlich der zuständigen Behörden jedes Mitgliedstaates zu Vorschlägen für eine Erweiterung des Anwendungsbereichs dieser Verordnung auf bestehende HGÜ-Systeme und auf bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung gemäß Artikel 4 Absatz 3, zu dem Bericht gemäß Artikel 65 Absatz 3 und zu der Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Artikel 80 Absatz 2. Die Konsultationen dauern mindestens einen Monat.
2. Die relevanten Netzbetreiber oder die relevanten ÜNB berücksichtigen die im Rahmen der Konsultationen geäußerten Ansichten der beteiligten Akteure in angemessener Weise, bevor sie Vorschlagsentwürfe, Berichte oder Kosten-Nutzen-Analysen der Regulierungsbehörde oder ggf. dem Mitgliedstaat zur Genehmigung vorlegen. In jedem Fall müssen sie auf stichhaltige Weise begründen, warum sie die Ansichten der beteiligten Akteure berücksichtigt haben oder nicht, und diese Begründung rechtzeitig – vor oder gleichzeitig mit der Veröffentlichung des Vorschlags – veröffentlichen.

Artikel 9
Einbeziehung der beteiligten Akteure

Die Agentur organisiert in enger Zusammenarbeit mit ENTSO (Strom) Maßnahmen zur Einbeziehung der beteiligten Akteure hinsichtlich der Vorschriften für den Netzanschluss von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung sowie hinsichtlich anderer Aspekte der Durchführung dieser Verordnung. Dazu werden unter anderem regelmäßige Sitzungen mit den beteiligten Akteuren organisiert, bei denen Probleme ermittelt und Verbesserungen vorgeschlagen werden, die insbesondere die Bestimmungen für den Netzanschluss von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung betreffen.

Artikel 10
Vertraulichkeitsverpflichtungen

1. Vertrauliche Informationen, die gemäß dieser Verordnung empfangen, ausgetauscht oder übermittelt werden, unterliegen den Bestimmungen der Absätze 2, 3 und 4 zum Berufsgeheimnis.
2. Die Verpflichtung zur Wahrung des Berufsgeheimnisses gilt für alle Personen, Regulierungsbehörden und Stellen, die den Bestimmungen dieser Verordnung unterliegen.
3. Vertrauliche Informationen, die die in Absatz 2 genannten Personen, Regulierungsbehörden oder Stellen im Rahmen der Erfüllung ihrer Pflichten erhalten, dürfen an keine andere Person oder Behörde weitergegeben werden; davon unberührt bleiben Fälle, die unter das nationale Recht, andere Bestimmungen dieser Verordnung oder andere einschlägige Unionsvorschriften fallen.
4. Unbeschadet der Fälle, die unter nationales Recht oder Unionsrecht fallen, dürfen Regulierungsbehörden, Stellen oder Personen, die vertrauliche Informationen aufgrund dieser Verordnung erhalten, diese nur für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Rahmen dieser Verordnung verwenden.

TITEL II
ALLGEMEINE ANFORDERUNGEN AN HGÜ-ANSCHLÜSSE

KAPITEL 1
ANFORDERUNGEN AN DIE BLINDLEISTUNGSREGELUNG
UND DIE FREQUENZSTÜTZUNG

Artikel 11
Frequenzbereiche

1. HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, in dem in Artikel 32 Absatz 2 genannten Kurzschlussleistungsbereich innerhalb der in Tabelle 1 des Anhangs I angegebenen

Frequenzbereiche und Zeiträume die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten.

2. Der relevante ÜNB und der Eigentümer des HGÜ-Systems können breitere Frequenzbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb vereinbaren, wenn dies für die Erhaltung oder Wiederherstellung der Systemsicherheit erforderlich ist. Sind breitere Frequenzbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb wirtschaftlich und technisch möglich, darf der Eigentümer des HGÜ-Systems seine Zustimmung nicht ohne triftigen Grund verweigern.
3. Unbeschadet Absatz 1 müssen HGÜ-Systeme in der Lage sein, sich bei Frequenzen, die der relevante ÜNB bestimmt, automatisch vom Netz zu trennen.
4. Der relevante ÜNB kann eine maximal zulässige Verringerung der Wirkleistungsabgabe von ihrem Betriebspunkt festlegen, wenn die Netzfrequenz unter 49 Hz fällt.

Artikel 12

Widerstandsfähigkeit gegenüber Frequenzgradienten

HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn sich die Netzfrequenz mit einem Gradienten zwischen -2,5 und +2,5 Hz/s ändert (was zu jedem Zeitpunkt als Durchschnittswert des Frequenzgradienten für die vorangegangene Sekunde gemessen wird).

Artikel 13

Regelbarkeit, Regelbereich und Rampengeschwindigkeit der Wirkleistung

1. Für die Regelbarkeit der übertragenen Wirkleistung gilt:
 - (a) HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, nach einer entsprechenden Anweisung des relevanten ÜNB die übertragene Wirkleistung in jeder Richtung bis zur maximalen Wirkleistungskapazität des HGÜ-Systems anzupassen.

Der relevante ÜNB

 - i) kann für die Anpassung der übertragenen Wirkleistung eine maximale und minimale Schrittweite festlegen;
 - ii) kann für jede Richtung eine Mindestwirkleistung für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung festlegen, unterhalb deren eine Wirkleistungsübertragung nicht erforderlich ist, und
 - iii) legt die maximale Verzögerung fest, die das HGÜ-System bei der Anpassung der Wirkleistungsübertragung nach einer entsprechenden Aufforderung durch den relevanten ÜNB aufweisen darf.
 - (b) Der relevante ÜNB legt fest, wie ein HGÜ-System die übertragene Wirkleistung bei Störungen in einem oder mehreren der angeschlossenen Drehstromnetze anpassen können muss. Beträgt die anfängliche Verzögerung vor Beginn der Änderung mehr als 10 Millisekunden nach Eingang des

Auslösesignals des relevanten ÜNB, muss der Eigentümer des HGÜ-Systems dies gegenüber dem relevanten ÜNB angemessen begründen.

- (c) Der relevante ÜNB kann verlangen, dass ein HGÜ-System zu einer schnellen Umkehr der Wirkleistungsflussrichtung in der Lage sein muss. Die Umkehr der Flussrichtung muss von der maximalen Wirkleistungskapazität in einer Richtung zur maximalen Wirkleistungskapazität in der anderen Richtung so schnell wie technisch möglich erfolgen; ist dafür ein Zeitraum von mehr als 2 Sekunden erforderlich, muss der Eigentümer des HGÜ-Systems dies gegenüber dem relevanten ÜNB angemessen begründen.
 - (d) HGÜ-Systeme, die verschiedene Regelzonen oder Synchrongebiete miteinander verbinden, müssen über Regelungsfunktionen verfügen, die es dem relevanten ÜNB ermöglichen, die übertragene Wirkleistung zu ändern, um grenzübergreifend Regelenergie zu übertragen.
- 2. HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, die Rampengeschwindigkeit von Wirkleistungsänderungen im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten gemäß den Anweisungen der relevanten ÜNB anzupassen. Bei Änderungen der Wirkleistung gemäß Absatz 1 Buchstaben b und c wird die Rampengeschwindigkeit nicht angepasst.
 - 3. Wenn ein relevanter ÜNB in Abstimmung mit benachbarten ÜNB dies verlangt, müssen die Regelungsvorrichtungen von HGÜ-Systemen in der Lage sein, automatische Gegenmaßnahmen zu treffen, einschließlich (ohne hierauf beschränkt zu sein) der Beendigung des Rampens, des Blockierens des FSM-, LFSM-O- oder LFSM-U-Modus und der Frequenzregelung. Die Auslöse- und Blockierkriterien werden vom relevanten ÜNB festgelegt und der Regulierungsbehörde mitgeteilt. Die Modalitäten dieser Mitteilung werden nach dem anwendbaren nationalen Regulierungsrahmen bestimmt.

Artikel 14 *Synthetische Schwungmasse*

- 1. Wenn ein relevanter ÜNB dies verlangt, müssen HGÜ-Systeme in der Lage sein, bei Frequenzänderungen synthetische Schwungmasse bereitzustellen, die bei Unter- und/oder Überfrequenzen durch eine schnelle Anpassung der in das Drehstromnetz eingespeisten oder von dort aufgenommenen Wirkleistung aktiviert wird, um den Frequenzgradienten zu begrenzen. Diese Anforderung muss mindestens den Ergebnissen Rechnung tragen, die die ÜNB bei Studien hinsichtlich einer mindestens erforderlichen Schwungmasse erzielt haben.
- 2. Die Grundsätze dieses Regelungssystems und die damit verbundenen Leistungsparameter werden zwischen dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbart.

Artikel 15

Anforderungen an den frequenzabhängigen Modus, den beschränkt frequenzabhängigen Modus (Überfrequenz) und den beschränkt frequenzabhängigen Modus (Unterfrequenz)

Es gelten die in Anhang II beschriebenen Anforderungen an den frequenzabhängigen Modus, den beschränkt frequenzabhängigen Modus (Überfrequenz) und den beschränkt frequenzabhängigen Modus (Unterfrequenz).

Artikel 16

Frequenzregelung

1. Wenn der relevante ÜNB dies verlangt, müssen HGÜ-Systeme über einen unabhängigen Regelungsmodus verfügen, der es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe der HGÜ-Stromrichterstation in Abhängigkeit von den Frequenzen an allen Netzanschlusspunkten des HGÜ-Systems zu ändern, um stabile Netzfrequenzen aufrechtzuerhalten.
2. Der relevante ÜNB legt das Funktionsprinzip, die damit verbundenen Leistungsparameter und die Kriterien für die Aktivierung der in Absatz 1 genannten Frequenzregelung fest.

Artikel 17

Maximaler Verlust an eingespeister Wirkleistung

1. HGÜ-Systeme werden so konfiguriert, dass der Verlust an eingespeister Wirkleistung in einem Synchrongebiet auf einen Wert begrenzt wird, den die relevanten ÜNB für ihren jeweiligen Frequenzregelbereich in Abhängigkeit von der Bedeutung des HGÜ-Systems für das Stromnetz festlegen.
2. Werden zwei oder mehrere Regelzonen durch HGÜ-Systeme miteinander verbunden, stimmen sich die relevanten ÜNB ab, um unter Berücksichtigung von Mehrfachfehlern mit gleicher Ursache (Common-Mode-Fehlern) den Wert für den maximal zulässigen Verlust an eingespeister Wirkleistung gemäß Absatz 1 koordiniert festzulegen.

KAPITEL 2

ANFORDERUNGEN AN DIE BLINDLEISTUNGSREGELUNG UND DIE SPANNUNGSSTÜTZUNG

Artikel 18

Spannungsbereiche

1. Unbeschadet Artikel 25 müssen HGÜ-Stromrichterstationen in der Lage sein, innerhalb der in Anhang III Tabellen 4 und 5 aufgeführten Zeiträume und Netzspannungsbereiche, die als Spannung am Netzanschlusspunkt in Bezug auf den Referenzwert 1 pu angegeben sind, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb

bei maximaler Stromstärke des HGÜ-Systems aufrechtzuerhalten. Die Festlegung der Referenzspannung 1 pu wird mit den benachbarten relevanten Netzbetreibern abgestimmt.

2. Der Eigentümer des HGÜ-Systems und der relevante Netzbetreiber können in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die in Absatz 1 genannten Spannungsbereiche und Zeiträume für den Betrieb erweitern, um eine bestmögliche Nutzung der technischen Fähigkeiten eines HGÜ-Systems sicherzustellen, wenn dies erforderlich ist, um die Systemsicherheit zu erhalten oder wiederherzustellen. Sind breitere Spannungsbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb wirtschaftlich und technisch möglich, darf der Eigentümer des HGÜ-Systems seine Zustimmung nicht ohne triftigen Grund verweigern.
3. HGÜ-Stromrichterstationen müssen in der Lage sein, sich bei Spannungen am Netzanschlusspunkt, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegt, automatisch vom Netz zu trennen. Die Bestimmungen und Einstellungen für eine solche automatische Trennung werden in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbart.
4. Für Netzanschlusspunkte, deren Referenzwechselspannung 1 pu nicht dem in Anhang III genannten Bereich entspricht, legt der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit den relevanten ÜNB die geltenden Anforderungen fest.
5. Ungeachtet Absatz 1 kann der relevante ÜNB im Synchrongebiet Baltische Staaten nach Konsultationen mit relevanten benachbarten ÜNB verlangen, dass HGÜ-Stromrichterstationen in der Lage sein müssen, die Verbindung mit dem 400-kV-Netz in den Spannungsbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten, die für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa gelten.

Artikel 19

Kurzschlussbeitrag bei Fehlern

1. Wenn der relevante Netzbetreiber dies in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB verlangt, müssen HGÜ-Systeme in der Lage sein, bei symmetrischen (dreiphasigen) Fehlern am Netzanschlusspunkt eine dynamische Blindstromstützung bereitzustellen.
2. Wenn ein HGÜ-System die in Absatz 1 genannte Fähigkeit aufweisen muss, legt der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB fest,
 - (a) wie und wann eine Spannungsabweichung sowie das Ende der Spannungsabweichung zu bestimmen sind,
 - (b) welche Merkmale die dynamische Blindstromstützung aufweisen muss,
 - (c) zu welchem Zeitpunkt und mit welcher Genauigkeit die dynamische Blindstromstützung bereitzustellen ist, wobei die gesamte zeitliche Abfolge eines Störungsgeschehens vom Fehlereintritt bis nach Fehlerklärung Berücksichtigung finden kann.

3. Der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB Anforderungen an die Einspeisung eines unsymmetrischen Stroms bei unsymmetrischen (ein- oder zweiphasigen) Fehlern festlegen.

Artikel 20 *Blindleistungskapazität*

1. Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Anforderungen an die Fähigkeit zur Blindleistungsabgabe an den Netzanschlusspunkten bei Spannungsschwankungen fest. Der Vorschlag für diese Anforderungen muss ein U - Q/P_{\max} -Profil umfassen, innerhalb dessen Grenzen die HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein muss, bei maximaler HGÜ-Wirkleistungskapazität Blindleistung bereitzustellen.
2. Für das in Absatz 1 genannte U - Q/P_{\max} -Profil gelten folgende Grundsätze:
 - (a) Das U - Q/P_{\max} -Profil darf nicht über den Rahmen des U - Q/P_{\max} -Profils hinausgehen, der durch den inneren Rahmen der Abbildung in Anhang IV dargestellt ist, und muss nicht rechteckig sein;
 - (b) die Dimensionen des Rahmens des U - Q/P_{\max} -Profils müssen den Werten entsprechen, die in der Tabelle des Anhangs IV für jedes Synchrongebiet aufgeführt sind, und
 - (c) der Rahmen des U - Q/P_{\max} -Profils muss sich innerhalb des festen äußeren Rahmens in der Abbildung des Anhangs IV befinden.
3. HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, in Zeiträumen, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegt, jeden Betriebspunkt innerhalb ihres U - Q/P_{\max} -Profils zu erreichen.
4. Im Betrieb mit einer Wirkleistungsabgabe unterhalb der maximalen HGÜ-Wirkleistungskapazität ($P < P_{\max}$) muss die HGÜ-Stromrichterstation in jedem möglichen Betriebspunkt betrieben werden können, der vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt wird, wobei er die Blindleistungskapazität berücksichtigt, die durch das in den Absätzen 1 bis 3 beschriebene U - Q/P_{\max} -Profil vorgegeben ist.

Artikel 21 *Blindleistungsaustausch mit dem Netz*

1. Der Eigentümer des HGÜ-Systems stellt sicher, dass die am Netzanschlusspunkt mit dem Netz ausgetauschte Blindleistung seiner HGÜ-Stromrichterstation auf Werte begrenzt wird, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegt.
2. Die durch den Betrieb im Modus der Blindleistungsregelung gemäß Artikel 22 Absatz 1 verursachte Änderung der Blindleistung der HGÜ-Stromrichterstation darf nicht zu einem Spannungssprung führen, der den zulässigen Wert am

Netzanschlusspunkt überschreitet. Dieser maximal zulässige Spannungssprung wird vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt.

Artikel 22 *Blindleistungsregelungsmodus*

1. HGÜ-Stromrichterstationen müssen in der Lage sein, in einem oder mehreren der folgenden drei Regelungsmodi zu arbeiten, wobei die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Vorgaben einzuhalten sind:
 - (a) Spannungsregelungsmodus;
 - (b) Blindleistungsregelungsmodus;
 - (c) Leistungsfaktorregelungsmodus.
2. HGÜ-Stromrichterstationen müssen in der Lage sein, in weiteren Regelungsmodi zu arbeiten, die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt werden.
3. Im Spannungsregelungsmodus muss jede HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein, durch Nutzung ihrer Fähigkeiten sowie unter Einhaltung der Artikel 20 und 21 im Einklang mit den folgenden Regelungsmerkmalen zur Regelung der Spannung am Netzanschlusspunkt beizutragen:
 - (a) Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB einen Spannungssollwert für den Netzanschlusspunkt fest, der einen bestimmten Betriebsbereich entweder kontinuierlich oder in Schritten abdeckt;
 - (b) die Spannungsregelung kann mit oder ohne Totband um den Sollwert betrieben werden, das in einem Bereich von Null bis $\pm 5\%$ des Referenzwerts 1 pu der Netzspannung gewählt werden kann. Das Totband muss in Schritten, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegt, angepasst werden können;
 - (c) nach einem Spannungssprung muss die HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein,
 - i) 90 % der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb einer Zeit t_1 herbeizuführen, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegt. Diese Zeit t_1 liegt zwischen 0,1 und 10 Sekunden; und
 - ii) innerhalb einer Zeit t_2 , die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt wird, einen Wert zu erreichen, der durch den Betriebsgradienten vorgegeben ist. Die Zeit t_2 liegt im Bereich zwischen 1 und 60 Sekunden, wobei eine bestimmte Toleranz in stationärem Zustand in % der maximalen Blindleistung vorgegeben ist;
 - (d) der Spannungsregelungsmodus muss die Fähigkeit umfassen, die Blindleistungsabgabe auf der Grundlage einer Kombination aus einem

geänderten Spannungssollwert und einer zusätzlich vorgegebenen Blindleistungskomponente zu ändern. Der Gradient wird durch einen Bereich und eine Schrittweite bestimmt, die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt werden.

4. Hinsichtlich des Blindleistungsregelungsmodus legt der relevante Netzbetreiber einen Blindleistungsbereich in Mvar oder in % der maximalen Blindleistung sowie die damit verbundene Genauigkeit der Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt fest, wobei die Fähigkeiten des HGÜ-Systems zu nutzen und die Artikel 20 und 21 einzuhalten sind.
5. Im Modus der Leistungsfaktorregelung muss die HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein, den Leistungsfaktor unter Einhaltung der Artikel 20 und 21 am Netzanschlusspunkt auf einen Zielwert zu regeln. Die Einstellungen müssen in Schritten zur Verfügung stehen, die nicht größer sind als ein vom relevanten Netzbetreiber festgelegter maximal zulässiger Schritt.
6. Der relevante Netzbetreiber bestimmt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Betriebsmittel, die für eine fernwirktechnische Auswahl des Regelungsmodus und der relevanten Sollwerte erforderlich sind.

Artikel 23

Vorrang des Wirkleistungs- bzw. des Blindleistungsbeitrags

Der relevante ÜNB bestimmt, ob bei Unter- oder Überspannungen und bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, der Wirkleistungs- oder der Blindleistungsbeitrag Vorrang erhält, wobei er den gemäß dieser Verordnung festgelegten Fähigkeiten des HGÜ-Systems Rechnung trägt. Erhält der Wirkleistungsbeitrag Vorrang, so ist dieser innerhalb eines vom relevanten ÜNB festgelegten Zeitraums nach Fehlerbeginn bereitzustellen.

Artikel 24

Spannungsqualität

Die Eigentümer von HGÜ-Systemen müssen dafür sorgen, dass der Netzanschluss ihrer HGÜ-Systeme am Netzanschlusspunkt nicht zu einer Verzerrung oder Schwankung der Versorgungsspannung im Netz führt, die das vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegte Ausmaß überschreitet. Das Verfahren zur Durchführung erforderlicher Studien und zur Bereitstellung relevanter Daten durch alle beteiligten Netznutzer sowie für ermittelte und durchgeführte abmildernde Maßnahmen muss dem Verfahren in Artikel 29 entsprechen.

KAPITEL 3

ANFORDERUNGEN AN DIE FRT-FÄHIGKEIT

Artikel 25 *FRT-Fähigkeit*

1. Der relevante ÜNB legt unter Einhaltung des Artikels 18 ein Spannungs-Zeit-Profil gemäß Anhang V fest, wobei er das im Einklang mit dem [NK RfG] festgelegte Spannungs-Zeit-Profil für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen beachtet. Dieses Profil gilt an den Netzanschlusspunkten bei Fehlerbedingungen, bei denen die HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein muss, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn das Stromversorgungssystem nach der Fehlerbehebung wiederhergestellt ist. Das Spannungs-Zeit-Profil gibt die Untergrenze des tatsächlichen Verlaufs der Außenleiterspannungen auf Netzspannungsebene am Netzanschlusspunkt während eines symmetrischen Fehlers als Funktion der Zeit vor dem Fehler, während des Fehlers und nach dem Fehler wieder. Ein FRT-Zeitraum, der t_{rec2} überschreitet, wird vom relevanten ÜNB im Einklang mit Artikel 18 festgelegt.
2. Auf Ersuchen des Eigentümers des HGÜ-Systems stellt der relevante Netzbetreiber die vor und nach einem Fehler herrschenden Bedingungen gemäß Artikel 32 hinsichtlich folgender Aspekte bereit:
 - (a) Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA;
 - (b) Betriebspunkt der HGÜ-Stromrichterstation vor dem Fehler (abgegebene Wirk- und Blindleistung sowie Spannung am Netzanschlusspunkt) und
 - (c) Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA.

Alternativ kann der relevante Netzbetreiber für diese Bedingungen aus typischen Fällen abgeleitete generische Werte angeben.

3. Die HGÜ-Stromrichterstation muss in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn der tatsächliche Verlauf der Außenleiterspannungen auf Netzspannungsebene am Netzanschlusspunkt während eines symmetrischen Fehlers bei den in Artikel 32 beschriebenen Bedingungen vor und nach dem Fehler über der in der Abbildung in Anhang V dargestellten Untergrenze liegt, soweit das Schutzsystem für interne Fehler keine Trennung der HGÜ-Stromrichterstation vom Netz erfordert. Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne Fehler müssen so ausgelegt sein, dass sie die FRT-Fähigkeit nicht gefährden.
4. Der relevante ÜNB kann Spannungen (U_{block}) an den Netzanschlusspunkten bei bestimmten Netzbedingungen bestimmen, bei denen ein Blockieren des HGÜ-Systems zulässig ist. Dies bedeutet, dass das System mit dem Netz verbunden bleibt, aber für einen Zeitraum, der so kurz wie technisch möglich ist und zwischen den

relevanten ÜNB und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbart wird, keinen Wirk- und Blindleistungsbeitrag bereitstellt.

5. Bei der Einstellung des Unterspannungsschutzes gemäß Artikel 34 legt der Eigentümer des HGÜ-Systems die breitestmögliche technische Fähigkeit der HGÜ-Stromrichterstation zugrunde. Der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB gemäß Artikel 34 engere Grenzen für die Einstellungen festlegen.
6. Der relevante ÜNB bestimmt zudem die erforderliche FRT-Fähigkeit für unsymmetrische Fehler.

Artikel 26

Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler

Der relevante ÜNB legt die Höhe und das Zeitprofil für die Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe fest, denen das HGÜ-System gemäß Artikel 25 entsprechen muss.

Artikel 27

Schnelle Behebung von Fehlern in Gleichstromsystemen

HGÜ-Systeme einschließlich Gleichstrom-Freileitungen müssen in der Lage sein, sich nach transienten Fehlern innerhalb des HGÜ-Systems schnell wiederherzustellen. Die Einzelheiten dieser Fähigkeit werden abgestimmt und gemäß Artikel 34 in Vereinbarungen über Schutzsysteme und Einstellungen festgelegt.

KAPITEL 4

ANFORDERUNGEN AN DIE REGELUNG

Artikel 28

Zuschaltung und Synchronisation von HGÜ-Stromrichterstationen

Soweit der relevante Netzbetreiber nichts anderes bestimmt, müssen HGÜ-Stromrichterstationen in der Lage sein, während der Zuschaltung zum Drehstromnetz, der Synchronisation mit dem Drehstromnetz oder der Verbindung einer zugeschalteten HGÜ-Stromrichterstation mit einem HGÜ-System alle Spannungsänderungen auf eine stationäre Höhe zu begrenzen, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt. Die festgelegte Grenze darf 5 Prozent der Spannung vor der Synchronisation nicht überschreiten. Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die maximale Höhe und Dauer und das Messfenster für die transienten Spannungen fest.

Artikel 29

Wechselwirkungen zwischen HGÜ-Systemen oder anderen Anlagen und Betriebsmitteln

1. Liegen mehrere HGÜ-Stromrichterstationen oder andere Anlagen und Betriebsmittel unter elektrischen Gesichtspunkten nahe beieinander, kann der relevante ÜNB verlangen, dass in einer Studie nachzuweisen ist, dass keine nachteiligen Wechselwirkungen auftreten werden, und den Umfang und Inhalt dieser Studie festlegen. Werden nachteilige Wechselwirkungen festgestellt, so werden in den Studien mögliche abmildernde Maßnahmen bestimmt, um die Einhaltung der Anforderungen dieser Verordnung sicherzustellen.
2. Die Studien werden vom Eigentümer des anzuschließenden HGÜ-Systems unter Mitwirkung aller anderen Parteien durchgeführt, die die ÜNB als relevante Parteien für jeden neuen Netzanschlusspunkt bestimmen. Die Mitgliedstaaten können die Verantwortung für die Durchführung der Studie gemäß diesem Artikel dem ÜNB übertragen. Alle Parteien werden über die Ergebnisse dieser Studien informiert.
3. Alle vom relevanten ÜNB für jeden Netzanschlusspunkt als relevant benannten Parteien, einschließlich des relevanten ÜNB, tragen zu den Studien bei und stellen alle relevanten Daten und Modelle bereit, die nach vernünftigem Ermessen für die Zwecke der Studien erforderlich sind. Der relevante ÜNB nimmt diese Daten und Modelle entgegen und leitet sie ggf. im Einklang mit Artikel 10 an die für die Studien verantwortliche Partei weiter.
4. Der relevante ÜNB bewertet die Ergebnisse der Studien auf der Grundlage des gemäß Absatz 1 festgelegten Inhalts und Umfangs. Falls für die Bewertung erforderlich, kann der relevante ÜNB den Eigentümer des HGÜ-Systems auffordern, weitere Studien mit dem gemäß Absatz 1 festgelegten Inhalt und Umfang durchzuführen.
5. Der relevante ÜNB kann einige oder alle Studien überprüfen oder wiederholen. Der Eigentümer des HGÜ-Systems legt dem relevanten ÜNB alle relevanten Daten und Modelle vor, die für die Durchführung dieser Studie erforderlich sind.
6. Bei Anschluss einer neuen HGÜ-Stromrichterstation führt der Eigentümer des HGÜ-Systems alle erforderlichen abmildernden Maßnahmen durch, die bei den Studien gemäß den Absätzen 2 bis 5 ermittelt und vom relevanten ÜNB überprüft wurden.
7. Der relevante ÜNB kann ereignisbasiert transiente Werte für einzelne HGÜ-Systeme oder kollektiv für alle betroffenen HGÜ-Systeme festlegen. Diese Festlegung kann vorgenommen werden, um die Unversehrtheit der Betriebsmittel des ÜNB und der Betriebsmittel der Netznutzer im Einklang mit nationalen Bestimmungen zu schützen.

Artikel 30

Fähigkeit zur Dämpfung von Leistungsspendelungen

Das HGÜ-System muss in der Lage sein, zur Dämpfung von Leistungsspendelungen in angeschlossenen Drehstromnetzen beizutragen. Das Regelungssystem des HGÜ-Systems darf die Dämpfung der Leistungsspendelungen nicht vermindern. Der relevante ÜNB legt einen Frequenzbereich der Pendelungen, die das Regelungssystem aktiv dämpfen muss, und die

Netzbedingungen hierfür fest, wobei er zumindest Studien zur dynamischen Stabilität berücksichtigt, die ÜNB zur Ermittlung der Stabilitätsgrenzen und möglicher Stabilitätsprobleme in ihren Übertragungsnetzen vorgenommen haben. Die Wahl der Einstellungen für die Regelungsparameter wird zwischen dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbart.

Artikel 31

Fähigkeit zur Dämpfung subsynchroner Resonanzen

1. Hinsichtlich der Regelung zur Dämpfung subsynchroner Resonanzen (SSR) muss das HGÜ-System in der Lage sein, zur elektrischen Dämpfung von Torsionsschwingungen beizutragen.
2. Der relevante ÜNB legt den erforderlichen Umfang der SSR-Studien fest und stellt Eingabeparameter zu den Betriebsmitteln und den relevanten Systembedingungen in seinem Netz bereit, soweit diese verfügbar sind. Die SSR-Studien werden vom Eigentümer des HGÜ-Systems vorgelegt. In den Studien werden die Bedingungen ermittelt, unter denen subsynchrone Resonanzen auftreten könnten, und etwaige erforderliche Abhilfemaßnahmen vorgeschlagen. Die Mitgliedstaaten können die Verantwortung für die Durchführung der Studie gemäß diesem Artikel dem ÜNB übertragen. Über die Ergebnisse dieser Studien werden alle Parteien informiert.
3. Alle vom relevanten ÜNB für jeden Netzanschlusspunkt als relevant benannten Parteien, einschließlich des relevanten ÜNB, tragen zu den Studien bei und stellen alle relevanten Daten und Modelle bereit, die nach vernünftigem Ermessen für die Zwecke der Studien erforderlich sind. Der relevante ÜNB nimmt diese Daten und Modelle entgegen und leitet sie ggf. im Einklang mit Artikel 10 an die für die Studien verantwortliche Partei weiter.
4. Der relevante ÜNB prüft die Ergebnisse der SSR-Studien. Falls für die Prüfung erforderlich, kann der relevante ÜNB den Eigentümer des HGÜ-Systems auffordern, weitere SSR-Studien mit dem festgelegten Inhalt und Umfang vorzunehmen.
5. Der relevante ÜNB kann die Studie überprüfen oder wiederholen. Der Eigentümer des HGÜ-Systems legt dem relevanten ÜNB alle relevanten Daten und Modelle vor, die für die Durchführung dieser Studie erforderlich sind.
6. Bei Anschluss einer neuen HGÜ-Stromrichterstation führt der Eigentümer des HGÜ-Systems alle erforderlichen abmildernden Maßnahmen durch, die bei den Studien gemäß den Absätzen 2 oder 4 ermittelt und vom relevanten ÜNB überprüft wurden.

Artikel 32

Netzmerkmale

1. Der relevante Netzbetreiber legt die Methode sowie die vor und nach einem Fehler herrschenden Bedingungen für die Berechnung der minimalen und maximalen Kurzschlussleistung an den Netzanschlusspunkten fest und veröffentlicht sie.
2. Das HGÜ-System muss in der Lage sein, in dem vom relevanten Netzbetreiber festgelegten Bereich für die Kurzschlussleistung und die Netzmerkmale zu arbeiten.

3. Jeder relevante Netzbetreiber legt dem Eigentümer des HGÜ-Systems Netzäquivalente vor, die das Verhalten des Netzes am Netzanschlusspunkt beschreiben und den Eigentümer des HGÜ-Systems in die Lage versetzen, bei der Auslegung seines Systems zumindest (ohne hierauf beschränkt zu sein) die Oberschwingungen und die dynamische Stabilität während dessen Lebensdauer zu berücksichtigen.

Artikel 33
Robustheit von HGÜ-Systemen

1. Das HGÜ-System muss in der Lage sein, während und nach allen geplanten und nicht geplanten Änderungen im HGÜ-System oder im Drehstromnetz, an das dieses angeschlossen ist, mit einer minimalen Änderung des Wirkleistungsflusses und der Spannung stabile Betriebspunkte zu erreichen. Der relevante ÜNB legt die Änderungen der Netzbedingungen fest, bei denen die HGÜ-Systeme einen stabilen Betrieb aufrechterhalten müssen.
2. Der Eigentümer des HGÜ-Systems stellt sicher, dass eine Schutztrennung oder sonstige Trennung einer HGÜ-Stromrichterstation, die Teil eines HGÜ-Multiterminal-Systems oder eines integrierten HGÜ-Systems ist, am Netzanschlusspunkt nicht zu transienten Vorgängen führt, die den vom relevanten ÜNB festgelegten Bereich überschreiten.
3. Das HGÜ-System muss transienten Fehlern auf Hochspannungs-Drehstrom-Leitungen in einem benachbarten oder nahe bei dem HGÜ-System liegenden Netz standhalten, und eine automatische Wiederschaltung von Leitungen in dem Netz darf nicht zur Trennung von Betriebsmitteln vom Netz führen.
4. Der Eigentümer des HGÜ-Systems legt dem relevanten Netzbetreiber Informationen zur Widerstandsfähigkeit des HGÜ-Systems gegenüber Störungen im Drehstromnetz vor.

KAPITEL 5

ANFORDERUNGEN AN SCHUTZVORRICHTUNGEN UND DEREN EINSTELLUNGEN

Artikel 34
Elektrische Schutzsysteme und -einstellungen

1. Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB unter Berücksichtigung der Merkmale des HGÜ-Systems die für den Schutz des Netzes erforderlichen Systeme und Einstellungen fest. Für das HGÜ-System und das Netz relevante Schutzsysteme und für das HGÜ-System relevante Einstellungen werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber, dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer des HGÜ-Systems abgestimmt und vereinbart. Die Schutzsysteme und -einstellungen

für interne elektrische Fehler müssen so ausgelegt sein, dass sie die in dieser Verordnung geforderte Leistungsfähigkeit des HGÜ-Systems nicht gefährden.

2. Der elektrische Schutz des HGÜ-Systems hat Vorrang vor betrieblichen Regelungen, wobei die Sicherheit des Netzes, die Gesundheit und Sicherheit der Mitarbeiter und der Öffentlichkeit sowie die Begrenzung etwaiger Schäden an dem HGÜ-System zu berücksichtigen sind.
3. Alle Änderungen an den Schutzsystemen oder deren Einstellungen, die für das HGÜ-System und das Netz relevant sind, werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber, dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbart, bevor der Eigentümer des HGÜ-Systems sie vornimmt.

Artikel 35

Rangfolge von Schutz- und Regelungsvorrichtungen

1. Der relevante ÜNB, der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer des HGÜ-Systems stimmen sich über ein Regelungssystem ab, das vom Eigentümer des HGÜ-Systems festgelegt wird und verschiedene Regelungsmodi umfasst, einschließlich der Einstellungen der einzelnen Parameter, und vereinbaren dieses.
2. Hinsichtlich der Rangfolge der Schutz- und Regelungsvorrichtungen ordnet der Eigentümer des HGÜ-Systems seine Schutz- und Regelungsgeräte entsprechend der folgenden absteigend geordneten Prioritätsliste, soweit die relevanten ÜNB in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber nichts anderes bestimmen:
 - (a) Schutz des Netzes und des HGÜ-Systems;
 - (b) Wirkleistungsregelung zur Unterstützung im Notfall;
 - (c) ggf. synthetische Schwungmasse;
 - (d) automatische Abhilfemaßnahmen gemäß Artikel 13 Absatz 3;
 - (e) LFSM;
 - (f) FSM und Frequenzregelung und
 - (g) Begrenzung des Leistungsgradienten.

Artikel 36

Änderungen an den Schutz- und Regelungssystemen und -einstellungen

1. Die Parameter der unterschiedlichen Regelungsmodi und die Schutzeinstellungen des HGÜ-Systems müssen im Einklang mit Absatz 3 in der HGÜ-Stromrichterstation geändert werden können, wenn der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB dies verlangt.
2. Alle Änderungen an den Systemen oder Einstellungen der Parameter der verschiedenen Regelungsmodi und Schutzvorrichtungen des HGÜ-Systems,

einschließlich des Verfahrens, werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber, dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer des HGÜ-Systems abgestimmt und vereinbart.

3. Die Regelungsmodi und damit verbundenen Einstellungen des HGÜ-Systems müssen entsprechend den vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Vorgaben fernwirktechnisch geändert werden können.

KAPITEL 6

ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DER WIEDERHERSTELLUNG DES STROMVERSORGUNGSSYSTEMS

Artikel 37 *Schwarzstartfähigkeit*

1. Der relevante ÜNB kann vom Eigentümer eines HGÜ-Systems ein Angebot für die Schwarzstartfähigkeit einholen.
2. Wenn eine Stromrichterstation zugeschaltet ist, muss ein HGÜ-System mit Schwarzstartfähigkeit in der Lage sein, innerhalb eines von den relevanten ÜNB festgelegten Zeitraums nach der Abschaltung des HGÜ-Systems Energie an die Sammelschiene des Drehstrom-Umspannwerks zu liefern, an das eine andere Stromrichterstation angeschlossen ist. Das HGÜ-System muss in der Lage sein, sich gegebenenfalls innerhalb der in Artikel 11 genannten Frequenzbereiche und der vom relevanten ÜNB festgelegten bzw. in Artikel 18 vorgesehenen Spannungsgrenzwerte zu synchronisieren. Falls für die Wiederherstellung der Systemsicherheit erforderlich, kann der relevante ÜNB breitere Frequenz- und Spannungsbereiche festlegen.
3. Der relevante ÜNB und der Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbaren die Kapazität und Verfügbarkeit der Schwarzstartfähigkeit und das Betriebsverfahren.

TITEL III

ANFORDERUNGEN AN NICHTSYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN MIT GLEICHSTROMANBINDUNG UND AN ERZEUGUNGSSEITIGE HGÜ-STROMRICHTERSTATIONEN

KAPITEL 1

ANFORDERUNGEN AN NICHTSYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN MIT GLEICHSTROMANBINDUNG

Artikel 38 *Anwendungsbereich*

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung gelten die Anforderungen der Artikel 13 bis 22 [des NK RfG] an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, vorbehaltlich spezifischer Anforderungen, die in den Artikeln 41 bis 45 der vorliegenden Verordnung festgelegt sind. Diese Anforderungen gelten an den HGÜ-Netzverknüpfungspunkten der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung mit den HGÜ-Systemen. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung werden in die in Artikel 5 [des NK RfG] genannten Kategorien eingeteilt.

Artikel 39 *Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung*

1. Reaktion auf Frequenzabweichungen:
 - (a) Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung müssen in der Lage sein, ein Signal von einem Netzanschlusspunkt in dem Synchrongebiet, für das die Frequenzreaktion erfolgt, schnell entgegenzunehmen und zu verarbeiten, wobei der Zeitraum zwischen dem Aussenden des Signals und dem Abschluss seiner Verarbeitung zur Aktivierung der Reaktion 0,1 Sekunden nicht überschreiten darf. Dabei wird die Frequenz an dem Netzanschlusspunkt in dem Synchrongebiet gemessen, für das die Frequenzreaktion erfolgt;
 - (b) nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die über HGÜ-Systeme an mehr als eine Regelzone angeschlossen sind, müssen in der Lage sein, entsprechend den Vorgaben des relevanten ÜNB eine koordinierte Frequenzregelung durchzuführen.
2. Frequenzbereiche und -reaktion:

- (a) Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung müssen in der Lage sein, innerhalb der in Anhang VI für die 50-Hz-Netznennfrequenz angegebenen Frequenzbereiche und Zeiträume die Verbindung mit dem Netz der erzeugungsseitigen Stromrichterstation und den Betrieb aufrechtzuerhalten. Wird nach einer entsprechenden Vereinbarung mit dem relevanten ÜNB eine andere Nennfrequenz als 50 Hz oder eine variable Frequenz genutzt, werden die geltenden Frequenzbereiche und Zeiträume vom relevanten ÜNB unter Berücksichtigung der Merkmale des Systems und der Anforderungen in Anhang VI festgelegt;
 - (b) der relevante ÜNB kann mit dem Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung breitere Frequenzbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb vereinbaren, um eine bestmögliche Nutzung der technischen Fähigkeiten einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung sicherzustellen, wenn dies erforderlich ist, um die Systemsicherheit zu erhalten oder wiederherzustellen. Sind breitere Frequenzbereiche oder längere Mindestzeiträume wirtschaftlich und technisch möglich, darf der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung seine Zustimmung nicht ohne triftigen Grund verweigern;
 - (c) unbeschadet Absatz 2 Buchstabe a müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung in der Lage sein, sich bei bestimmten Frequenzen automatisch vom Netz zu trennen, wenn der relevante ÜNB dies verlangt. Die Bestimmungen und Einstellungen für eine solche automatische Trennung werden zwischen dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung vereinbart.
3. Widerstandsfähigkeit gegenüber Frequenzgradienten: Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation und den Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn sich die Netzfrequenz am HGÜ-Netzverknüpfungspunkt der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung an der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation bei der Netznennfrequenz von 50 Hz mit einer Geschwindigkeit von bis zu ± 2 Hz/s ändert (was zu jedem Zeitpunkt als Durchschnittswert des Frequenzgradienten für die vorangegangene Sekunde gemessen wird).
 4. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung müssen bei der Netznennfrequenz von 50 Hz im beschränkt frequenzabhängigen Modus (Überfrequenz) (LFSM-O) gemäß Artikel 13 Absatz 2 [des NK RfG] betrieben werden können, vorbehaltlich einer schnellen Signalreaktion gemäß Absatz 1.
 5. Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wird für die Netznennfrequenz von 50 Hz gemäß Artikel 13 Absatz 3 [des NK RfG] eine Fähigkeit zur Aufrechterhaltung einer konstanten Leistung bestimmt.
 6. Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wird für die Netznennfrequenz von 50 Hz gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a [des NK RfG]

eine Fähigkeit zur Regelbarkeit der Wirkleistung bestimmt. Eine manuelle Regelung muss möglich sein, wenn automatische Fernbedienungsgeräte außer Betrieb sind.

7. Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wird gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c [des NK RfG] für die Netznennfrequenz von 50 Hz eine Fähigkeit zum Betrieb im beschränkt frequenzabhängigen Modus (Unterfrequenz) (LFSM-U) bestimmt, vorbehaltlich einer schnellen Signalreaktion gemäß Absatz 1.
8. Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wird gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d [des NK RfG] für die Netznennfrequenz von 50 Hz eine Fähigkeit zum Betrieb im frequenzabhängigen Modus bestimmt, vorbehaltlich einer schnellen Signalreaktion gemäß Absatz 1.
9. Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wird für die Netznennfrequenz von 50 Hz gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe e [des NK RfG] eine Fähigkeit zur Frequenzwiederherstellung bestimmt.
10. Wird nach einer entsprechenden Vereinbarung mit dem relevanten ÜNB eine andere konstante Nennfrequenz als 50 Hz, eine variable Frequenz oder eine Gleichspannung genutzt, legt der relevante ÜNB die in den Absätzen 3 bis 9 genannten Fähigkeiten und die damit verbundenen Parameter fest.

Artikel 40

Anforderungen hinsichtlich Blindleistung und Spannung

1. Spannungsbereiche:
 - (a) Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung müssen in der Lage sein, innerhalb der in den Tabellen 9 und 10 des Anhangs VII festgelegten Zeiträume und Spannungsbereiche (Per-Unit-Spannung) die Verbindung mit dem Netz der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation und den Betrieb aufrechtzuerhalten. Die geltenden Spannungsbereiche und Zeiträume werden auf der Grundlage der Referenzspannung 1 pu ausgewählt;
 - (b) der relevante Netzbetreiber, der relevante ÜNB und der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung können breitere Spannungsbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb vereinbaren, um eine bestmögliche Nutzung der technischen Fähigkeiten einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung sicherzustellen, wenn dies erforderlich ist, um die Systemsicherheit zu erhalten oder wiederherzustellen. Sind breitere Spannungsbereiche oder längere Mindestzeiträume wirtschaftlich und technisch möglich, darf der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung seine Zustimmung nicht ohne triftigen Grund verweigern;
 - (c) für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die über einen HGÜ-Netzverknüpfungspunkt mit dem Netz der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation verfügen, kann der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB Spannungen an dem HGÜ-Netzverknüpfungspunkt festlegen, bei denen die nichtsynchrone

Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung in der Lage sein muss, sich automatisch vom Netz zu trennen. Die Bestimmungen und Einstellungen für eine solche automatische Trennung werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber, dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung vereinbart;

- (d) für HGÜ-Netzverknüpfungspunkte mit Nennspannungen, die nicht unter Anhang VII fallen, legt der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die am Netzanschlusspunkt geltenden Anforderungen fest;
- (e) werden nach einer entsprechenden Vereinbarung mit dem relevanten ÜNB andere Frequenzen als die Nennfrequenz von 50 Hz genutzt, müssen die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Spannungsbereiche und Zeiträume proportional den in den Tabellen 9 und 10 des Anhangs VII genannten Spannungsbereichen und Zeiträumen entsprechen.

2. Blindleistungskapazität von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung:

- (a) Wenn der Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung eine bilaterale Vereinbarung mit den Eigentümern der HGÜ-Systeme schließen kann, die die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung mit einem einzelnen Netzanschlusspunkt eines Drehstromnetzes verbinden, muss diese alle folgenden Anforderungen erfüllen:
 - i) Die Erzeugungsanlage muss mit Hilfe einer zusätzlichen Anlage oder Betriebsmitteln und/oder Software die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB gemäß Buchstabe b vorgegebene Blindleistungskapazität aufweisen; dabei gilt:
 - die nichtsynchrone Erzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung muss die Blindleistungskapazität gemäß Buchstabe b für einen Teil der Betriebsmittel oder alle Betriebsmittel entweder bereits zum Zeitpunkt des Erstanschlusses an das Drehstromnetz und der Inbetriebnahme aufweisen; oder
 - gegenüber dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB ist nachzuweisen, wie die Blindleistungskapazität bereitgestellt wird, wenn die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung an mehr als einem einzelnen Netzanschlusspunkt an das Drehstromnetz angeschlossen wird oder wenn eine andere nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung oder ein HGÜ-System mit einem anderen Eigentümer an das Drehstromnetz der erzeugungsseitigen Stromrichterstation angeschlossen wird, und anschließend ist hierüber eine Vereinbarung zu treffen. Diese Vereinbarung muss eine Verpflichtung des Eigentümers der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung (oder eines möglichen späteren Eigentümers) umfassen, die nach diesem Artikel erforderlichen Blindleistungskapazitäten seiner Stromerzeugungsanlagen zu einem vom relevanten Netzbetreiber in

Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Zeitpunkt zu finanzieren und zu installieren. Der relevante Netzbetreiber informiert den Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB über das vorgesehene Datum der Fertigstellung jedes verbindlich zugesagten Ausbaus, bei dem es erforderlich wird, die Vorrichtungen für die gesamte Blindleistungskapazität in die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanschluss zu installieren;

- ii) der relevante Netzbetreiber berücksichtigt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bei der Festlegung des Zeitpunkts, bis zu dem die Nachrüstung erfolgen muss, den Entwicklungsplan für die Nachrüstung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit den für die Blindleistungskapazität erforderlichen Vorrichtungen. Der Entwicklungsplan wird vom Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung zum Zeitpunkt des Anschlusses an das Drehstromnetz vorgelegt.
- (b) Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung müssen die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung entweder zum Zeitpunkt des Anschlusses oder gemäß der unter Buchstabe a genannten Vereinbarung zu einem späteren Zeitpunkt erfüllen:
- i) Blindleistungskapazität bei maximaler HGÜ-Wirkleistungskapazität: Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung müssen die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB für Spannungsschwankungen festgelegten Anforderungen an die Blindleistungskapazität erfüllen. Der relevante Netzbetreiber legt innerhalb der in Tabelle 11 des Anhangs VII angegebenen Bereiche ein U-Q/ P_{\max} -Profil mit einer beliebigen Form fest, innerhalb dessen Grenzen die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung in der Lage sein muss, bei maximaler HGÜ-Wirkleistungskapazität Blindleistung abzugeben. Der relevante Netzbetreiber berücksichtigt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bei der Festlegung dieser Bereiche die langfristige Entwicklung des Netzes sowie die Kosten, die den Eigentümern der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen aufgrund der Blindleistungserzeugung bei Überspannungen und der Blindleistungsaufnahme bei Unterspannungen entstehen können.

Ist in dem gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 erstellten zehnjährigen Netzentwicklungsplan oder einem gemäß Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG erstellten und genehmigten nationalen Plan vorgesehen, dass eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung künftig über eine Drehstromanbindung mit dem Synchrongebiet verbunden wird, kann der relevante ÜNB entweder festlegen,

- dass die in Artikel 25 Absatz 4 [des NK RfG] für dieses Synchrongebiet vorgesehenen Kapazitäten zu dem Zeitpunkt zu

installieren sind, zu dem die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung erstmals an das Drehstromnetz angeschlossen und in Betrieb genommen wird, oder

- dass der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung gegenüber dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB nachweisen muss, wie die in Artikel 25 Absatz 4 [des NK RfG] vorgesehene Blindleistungskapazität für dieses Synchrongebiet bereitgestellt wird, falls die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung über eine Drehstromanbindung mit dem Synchrongebiet verbunden wird, und dass dies in einer Vereinbarung zu regeln ist.
- ii) Blindleistungskapazität: Der relevante Netzbetreiber kann verlangen, dass eine zusätzliche Blindleistung bereitzustellen ist, wenn sich der Netzanschlusspunkt einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung weder an den Hochspannungsklemmen des Netztransformators der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes noch an den Generatorklemmen befindet, falls kein Netztransformator vorhanden ist. Diese zusätzliche Blindleistung muss den Blindleistungsaustausch der Hochspannungsleitung oder des Hochspannungskabels zwischen den Hochspannungsklemmen des Netztransformators der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung oder, falls kein Netztransformator vorhanden ist, zwischen deren Stromrichterklammern und dem Netzanschlusspunkt ausgleichen und ist vom zuständigen Eigentümer dieser Leitung bzw. dieses Kabels bereitzustellen.

3. Vorrang des Wirkleistungsbeitrags oder des Blindleistungsbeitrags von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung: Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB fest, ob bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, der Wirkleistungsbeitrag oder der Blindleistungsbeitrag von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung Vorrang erhält. Erhält der Wirkleistungsbeitrag Vorrang, so muss dieser innerhalb eines Zeitraums nach Fehlerbeginn bereitgestellt werden, den der relevante Systembetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt.

Artikel 41

Anforderungen hinsichtlich der Regelung

1. Während der Synchronisation einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung mit dem Drehstromsammelnetz muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung in der Lage sein, etwaige Spannungsänderungen auf eine vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegte stationäre Höhe zu begrenzen. Die festgelegte Grenze darf 5 Prozent der Spannung vor der Synchronisation nicht überschreiten. Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die maximale Höhe und Dauer und das Messfenster für die transienten Spannungen fest.

2. Die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung muss die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Signale zur Leistungsabgabe abgeben.

Artikel 42 *Netzmerkmale*

Hinsichtlich der Netzmerkmale gelten für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung folgende Bestimmungen:

- (a) Jeder relevante Netzbetreiber legt die Methode sowie die vor und nach einem Fehler herrschenden Bedingungen für die Berechnung der minimalen und maximalen Kurzschlussleistung an dem HGÜ-Netzverknüpfungspunkt fest und veröffentlicht sie;
- (b) die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung muss in dem vom relevanten ÜNB für die minimale und maximale Kurzschlussleistung und die Netzmerkmale an dem HGÜ-Netzverknüpfungspunkt festgelegten Bereich stabil betrieben werden können;
- (c) jeder relevante Netzbetreiber und jeder Eigentümer eines HGÜ-Systems legt den Eigentümern von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung Netzäquivalente für das System vor, die ihnen die Auslegung ihrer Systeme hinsichtlich der Oberschwingungen ermöglichen.

Artikel 43 *Schutzanforderungen*

1. Die Systeme und Einstellungen für den elektrischen Schutz von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung werden gemäß Artikel 14 Absatz 5 Buchstabe b [des NK RfG] bestimmt, wenn das Netz des Synchronebiets betroffen ist. Die Schutzsysteme werden unter Berücksichtigung der Leistungsfähigkeit des Systems, der Netzmerkmale sowie der technischen Merkmale der Stromerzeugungstechnologie der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage ausgelegt und in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbart.
2. Die Rangfolge der Schutz- und Regelungsvorrichtungen von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wird gemäß Artikel 14 Absatz 5 Buchstabe c [des NK RfG] bestimmt, wenn das Netz des Synchronebiets betroffen ist, und in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbart.

Artikel 44 *Spannungsqualität*

Die Eigentümer von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung stellen sicher, dass ihr Netzanschluss am Netzanschlusspunkt nicht zu einer Verzerrung oder Schwankung der Versorgungsspannung führt, die das vom relevanten Netzbetreiber in

Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegte Ausmaß überschreitet. Die für die entsprechenden Studien erforderlichen Beiträge der Netznutzer, einschließlich (ohne hierauf beschränkt zu sein) bestehender nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und bestehender HGÜ-Systeme, dürfen nicht ohne triftigen Grund verweigert werden. Das Verfahren zur Durchführung erforderlicher Studien und zur Bereitstellung relevanter Daten durch alle beteiligten Netznutzer sowie für ermittelte und durchgeführte abmildernde Maßnahmen muss dem Verfahren in Artikel 29 entsprechen.

Artikel 45

Allgemeine Anforderungen an nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung hinsichtlich des Netzmanagements

Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung unterliegen den in Artikel 14 Absatz 5, Artikel 15 Absatz 6 und Artikel 16 Absatz 4 [des NK RfG] festgelegten allgemeinen Anforderungen hinsichtlich des Netzmanagements.

KAPITEL 2

ANFORDERUNGEN AN ERZEUGUNGSSEITIGE HGÜ-STROMRICHTERSTATIONEN

Artikel 46

Anwendungsbereich

Erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen unterliegen den Anforderungen der Artikel 11 bis 39, vorbehaltlich spezifischer Anforderungen in den Artikeln 47 bis 50.

Artikel 47

Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung

1. Wird in dem Netz zur Verbindung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung nach einer entsprechenden Vereinbarung mit dem relevanten ÜNB eine andere Nennfrequenz als 50 Hz oder eine variable Frequenz genutzt, unterliegt die erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstation den Bestimmungen des Artikels 11 über die vom relevanten ÜNB unter Berücksichtigung der Systemeigenschaften und der Anforderungen des Anhangs 1 festzulegenden Frequenzbereiche und Zeiträume.
2. Hinsichtlich der Reaktion auf Frequenzänderungen vereinbaren der Eigentümer der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation und der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die technischen Modalitäten der schnellen Signalübermittlung gemäß Artikel 39 Absatz 1. Wenn der relevante ÜNB dies verlangt, muss das HGÜ-System in der Lage sein, die Netzfrequenz am Netzanschlusspunkt durch ein Signal zu übermitteln. Bei HGÜ-

Systemen, die für den Anschluss nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bestimmt sind, wird die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe durch die Fähigkeiten der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung begrenzt.

Artikel 48

Anforderungen hinsichtlich Blindleistung und Spannung

1. Spannungsbereiche:

- (a) Erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen müssen in der Lage sein, innerhalb der in den Tabellen 12 und 13 des Anhangs VIII festgelegten Spannungsbereiche (Per-Unit-Spannung) und Zeiträume die Verbindung mit dem Netz der erzeugungsseitigen Stromrichterstation aufrechtzuerhalten. Die geltenden Spannungsbereiche und Zeiträume werden auf der Grundlage der Referenzspannung 1 pu ausgewählt;
- (b) der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB mit dem Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung im Einklang mit Artikel 40 breitere Spannungsbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb vereinbaren;
- (c) für HGÜ-Netzverknüpfungspunkte mit Nennspannungen, die nicht in den Anwendungsbereich der Tabellen 12 und 13 des Anhangs VIII fallen, legt der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die an den Netzanschlusspunkten geltenden Anforderungen fest;
- (d) werden nach einer entsprechenden Vereinbarung mit dem relevanten ÜNB andere Frequenzen als die Nennfrequenz von 50 Hz genutzt, müssen die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Spannungsbereiche und Zeiträume proportional den in Anhang VIII aufgeführten Bereichen und Zeiträumen entsprechen.

2. Im Hinblick auf die Spannungshaltung müssen erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstationen an den Netzanschlusspunkten die folgenden Anforderungen an die Blindleistungskapazität erfüllen:

- (a) Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Anforderungen an die Fähigkeit zur Abgabe von Blindleistung bei unterschiedlichen Spannungswerten fest. Dazu legt der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB ein $U-Q/P_{\max}$ -Profil mit einer beliebigen Form fest, innerhalb dessen Grenzen die erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstation in der Lage sein muss, bei ihrer maximalen HGÜ-Wirkleistungskapazität Blindleistung abzugeben.
- (b) Das $U-Q/P_{\max}$ -Profil wird von jedem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt. Das $U-Q/P_{\max}$ -Profil muss dem in Tabelle 14 des Anhangs VIII für Q/P_{\max} festgelegten Bereich und der dort festgelegten Spannung in stationärem Zustand entsprechen, und sein Rahmen muss innerhalb der Grenzen liegen, die in Anhang IV durch den festen äußeren Rahmen dargestellt sind. Bei der Festlegung dieser Bereiche berücksichtigt der

relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die langfristige Entwicklung des Netzes.

Artikel 49 *Netzmerkmale*

Hinsichtlich der Netzmerkmale stellt der Eigentümer der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation jedem Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung im Einklang mit Artikel 42 relevante Daten bereit.

Artikel 50 *Spannungsqualität*

Die Eigentümer von erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstationen stellen sicher, dass ihr Netzanschluss am Netzanschlusspunkt nicht zu einer Verzerrung oder Schwankung der Versorgungsspannung des Netzes führt, die das ihnen vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB zugestandene Ausmaß überschreitet. Die für die entsprechenden Studien erforderlichen Beiträge der Netznutzer, einschließlich (ohne hierauf beschränkt zu sein) bestehender nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und bestehender HGÜ-Systeme, dürfen nicht ohne triftigen Grund verweigert werden. Das Verfahren zur Durchführung erforderlicher Studien und zur Bereitstellung relevanter Daten durch alle beteiligten Netznutzer sowie für ermittelte und durchgeführte abmildernde Maßnahmen muss dem Verfahren in Artikel 29 entsprechen.

TITEL IV **INFORMATIONSAUSTAUSCH UND KOORDINATION**

Artikel 51 *Betrieb von HGÜ-Systemen*

1. Hinsichtlich der Mess- und Regelinstrumente für den Betrieb muss jede HGÜ-Stromrichtereinheit eines HGÜ-Systems mit einer automatischen Regelungsvorrichtung ausgestattet sein, die Anweisungen vom relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB entgegennehmen kann. Diese automatische Regelungsvorrichtung muss es ermöglichen, die HGÜ-Stromrichtereinheiten des HGÜ-Systems auf koordinierte Weise zu betreiben. Der relevante Netzbetreiber legt die Hierarchie der automatischen Regelungsvorrichtungen für jede HGÜ-Stromrichtereinheit fest.
2. Die in Absatz 1 genannte automatische Regelungsvorrichtung des HGÜ-Systems muss in der Lage sein, folgende Arten von Signalen an den relevanten Netzbetreiber zu senden:
 - (a) Betriebliche Signale, mindestens in Bezug auf
 - i) das Hochfahren;
 - ii) Wechsel- und Gleichspannungsmessungen;

- iii) Dreh- und Gleichstrommessungen;
 - iv) Wirkleistungs- und Blindleistungsmessungen auf Drehstromseite;
 - v) Gleichstrom-Leistungsmessungen;
 - vi) Betriebsart der einzelnen HGÜ-Stromrichtereinheit im HGÜ-Stromrichter (Bipol oder Monopol);
 - vii) Schaltzustand der einzelnen Komponenten und der Schaltanlage und
 - viii) FSM-, LFSM-O- und LFSM-U-Wirkleistungsbereiche.
- (b) Alarmsignale, mindestens in Bezug auf
- i) Notabschaltung;
 - ii) Blockieren des Rampens;
 - iii) schnelle Umkehr der Wirkleistungsflussrichtung.
3. Die in Absatz 1 genannte automatische Regelungsvorrichtung muss in der Lage sein, folgende Arten von Signalen vom relevanten Netzbetreiber entgegenzunehmen:
- (a) Betriebliche Signale, mindestens in Bezug auf
- i) Startanweisungen;
 - ii) Wirkleistungssollwerte;
 - iii) Einstellungen für den frequenzabhängigen Modus;
 - iv) Sollwerte für die Blindleistung, die Spannung oder ähnliche Parameter;
 - v) Blindleistungsregelungsmodi;
 - vi) Regelung zur Dämpfung von Leistungspendelungen und
 - vii) synthetische Schwungmasse.
- (b) Alarmsignale, mindestens in Bezug auf
- i) Befehle zur Notabschaltung;
 - ii) Befehle zum Blockieren des Rampens;
 - iii) Wirkleistungsflussrichtung und
 - iv) Befehl zur schnellen Umkehr der Wirkleistungsflussrichtung.
4. Der relevante Netzbetreiber kann für jedes bereitzustellende Signal Qualitätsvorgaben festlegen.

Artikel 52
Parameter und Einstellungen

1. Die Parameter und Einstellungen der Hauptregelungsfunktionen von HGÜ-Systemen werden zwischen dem Eigentümer des HGÜ-Systems und dem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB vereinbart. Die Parameter und Einstellungen werden innerhalb einer Regelungshierarchie umgesetzt, die Änderungen bei Bedarf ermöglicht. Diese Hauptregelungsfunktionen umfassen mindestens
 - (a) ggf. synthetische Schwungmasse gemäß den Artikeln 14 und 41;
 - (b) frequenzabhängige Modi (FSM, LFSM-O, LFSM-U) gemäß den Artikeln 15, 16 und 17;
 - (c) ggf. Frequenzregelung gemäß Artikel 16;
 - (d) ggf. Blindleistungsregelungsmodus gemäß Artikel 22;
 - (e) Fähigkeit zur Dämpfung von Leistungsspendelungen gemäß Artikel 30;
 - (f) Fähigkeit zur Dämpfung subsynchroner Resonanzen gemäß Artikel 31.

Artikel 53
Fehleraufzeichnung und -überwachung

1. HGÜ-Systeme müssen über Vorrichtungen zur Aufzeichnung von Fehlern und zur Überwachung des dynamischen Systemverhaltens hinsichtlich der folgenden Parameter für jeden ihrer HGÜ-Stromrichter verfügen:
 - (a) Wechsel- und Gleichspannung;
 - (b) Dreh- und Gleichstrom;
 - (c) Wirkleistung;
 - (d) Blindleistung und
 - (e) Frequenz.
2. Der relevante Netzbetreiber kann mit angemessener Vorankündigung die vom HGÜ-System einzuhaltenden Parameter für die Versorgungsqualität festlegen.
3. Die Einzelheiten der in Absatz 1 genannten Vorrichtungen zur Fehleraufzeichnung, einschließlich analoger und digitaler Kanäle und ihrer Einstellungen einschließlich der Auslösekriterien und Abtastrate, werden zwischen dem Eigentümer des HGÜ-Systems, dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB vereinbart.
4. Alle Vorrichtungen zur Überwachung des dynamischen Systemverhaltens müssen entsprechend den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers, die dieser mit dem relevanten ÜNB abstimmt, ein Auslösekriterium zur Feststellung schlecht gedämpfter Leistungsspendelungen umfassen.

5. Die Vorrichtungen hinsichtlich der Versorgungsqualität und der Überwachung des dynamischen Systemverhaltens müssen Möglichkeiten für den Eigentümer des HGÜ-Systems und den relevanten Netzbetreiber umfassen, auf die Informationen elektronisch zuzugreifen. Die Kommunikationsprotokolle für Datenaufzeichnungen werden zwischen dem Eigentümer des HGÜ-Systems, dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB vereinbart.

Artikel 54 *Simulationsmodelle*

1. Der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegen, dass der Eigentümer eines HGÜ-Systems Simulationsmodelle vorlegt, die das Verhalten des HGÜ-Systems sowohl durch stationäre als auch durch dynamische Simulationen (Grundfrequenzkomponente) oder durch Simulationen transienter elektromagnetischer Vorgänge widerspiegeln.

Das Format, in dem die Modelle vorzulegen sind, sowie die Unterlagen zur Struktur der Modelle und zu den Blockdiagrammen werden vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt.

2. Hinsichtlich der dynamischen Simulationen müssen die vorgelegten Modelle in Abhängigkeit von den vorhandenen Bestandteilen mindestens (ohne hierauf beschränkt zu sein) folgende Teilmodelle umfassen:

- (a) Modelle für HGÜ-Stromrichtereinheiten;
- (b) Modelle für Drehstromkomponenten;
- (c) Modelle für das Gleichstromnetz;
- (d) Spannungs- und Leistungsregler;
- (e) ggf. besondere Regelungsfunktionen, z. B. Dämpfung von Leistungspendelungen, Dämpfung von subsynchronen Resonanzen (SSR);
- (f) ggf. Multiterminal-Regelung;
- (g) zwischen dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer des HGÜ-Systems vereinbarte Schutzmodelle für das HGÜ-System.

3. Der Eigentümer des HGÜ-Systems überprüft die Modelle anhand der Ergebnisse der gemäß Titel VI durchgeführten Konformitätstests und legt dem relevanten ÜNB einen Bericht über die Überprüfung vor. Die Modelle werden anschließend zur Prüfung der Konformität mit dieser Verordnung, einschließlich (ohne hierauf beschränkt zu sein) der Konformitätssimulationen gemäß Titel VI, und in Studien zur kontinuierlichen Bewertung bei der Planung und dem Betrieb des Systems genutzt.
4. Die Eigentümer von HGÜ-Systemen legen dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB auf dessen Aufforderung hin die HGÜ-Systemaufzeichnungen vor, damit diese die Reaktion der Modelle mit den Aufzeichnungen vergleichen können.

5. Wenn der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB dies verlangt, legen die Eigentümer von HGÜ-Systemen ein äquivalentes Modell der Regelungssysteme vor, wenn sich zwischen den HGÜ-Stromrichterstationen und anderen Anschlüssen in der Nähe nachteilige Wechselwirkungen der Regelungssysteme ergeben können. Die äquivalenten Modelle müssen alle für eine realistische Simulation der nachteiligen Wechselwirkungen der Regelungssysteme erforderlichen Daten enthalten.

TITEL V

BETRIEBSERLAUBNISVERFAHREN FÜR DEN NETZNSCHLUSS

KAPITEL 1

NETZANSCHLUSS NEUER HGÜ-SYSTEME

Artikel 55

Allgemeine Bestimmungen

1. Der Eigentümer des HGÜ-Systems weist dem relevanten Netzbetreiber nach, dass die Anforderungen der Titel II bis IV am jeweiligen Netzanschlusspunkt erfüllt sind, indem er das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss des HGÜ-Systems gemäß den Artikeln 56 bis 59 erfolgreich durchläuft.
2. Der relevante Netzbetreiber legt für das Betriebserlaubnisverfahren detaillierte Bestimmungen fest und veröffentlicht sie.
3. Das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jedes neuen HGÜ-Systems umfasst
 - (a) die Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ);
 - (b) die vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE) und
 - (c) die endgültige Betriebserlaubnis (EBE).

Artikel 56

EZZ für HGÜ-Systeme

1. Eine EZZ berechtigt den Eigentümer eines HGÜ-Systems, sein internes Netz und seine Eigenbedarfseinrichtungen unter Nutzung des für den Netzanschlusspunkt bestimmten Netzanschlusses einzuschalten.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EZZ aus, wenn die Vorarbeiten abgeschlossen sind und die vom relevanten Netzbetreiber in den relevanten Betriebsverfahren festgelegten Anforderungen erfüllt sind. Diese Vorarbeiten umfassen eine zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer des HGÜ-Systems getroffene

Vereinbarung über die für den Netzanschlusspunkt relevanten Schutz- und Reglereinstellungen.

Artikel 57
VBE für HGÜ-Systeme

1. Eine VBE berechtigt den Eigentümer eines HGÜ-Systems oder einer HGÜ-Stromrichtereinheit, das HGÜ-System oder die HGÜ-Stromrichtereinheit unter Nutzung der für die Netzanschlusspunkte bestimmten Netzanschlüsse während eines befristeten Zeitraums zu betreiben.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine VBE aus, wenn die Prüfung der Daten und Studien abgeschlossen ist.
3. Im Hinblick auf den Abschluss der Prüfung der Daten und Studien stellt der Eigentümer des HGÜ-Systems oder der HGÜ-Stromrichtereinheit dem relevanten Netzbetreiber auf Aufforderung Folgendes bereit:
 - (a) eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung;
 - (b) die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit den relevanten ÜNB spezifizierten, für den Netzanschluss relevanten detaillierten technischen Daten zu dem HGÜ-System;
 - (c) Betriebsmittelbescheinigungen zu HGÜ-Systemen oder HGÜ-Stromrichtereinheiten, wenn diese Teil des Konformitätsnachweises sind;
 - (d) Simulationsmodelle oder genaue Nachbildungen des Regelungssystems gemäß Artikel 54 sowie gemäß den Vorgaben, die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem/den relevanten ÜNB festgelegt werden;
 - (e) Studien zum Nachweis des erwarteten stationären und dynamischen Betriebsverhaltens gemäß den Titeln II, III und IV;
 - (f) Details zu vorgesehenen Konformitätstests gemäß Artikel 72;
 - (g) Details zur vorgesehenen praktischen Methode für die Durchführung der Konformitätstests gemäß Titel VI.
4. Soweit nicht Absatz 5 Anwendung findet, darf der Höchstzeitraum, in dem der Eigentümer eines HGÜ-Systems oder einer HGÜ-Stromrichtereinheit den VBE-Status innehat, vierundzwanzig Monate nicht überschreiten. Der relevante Netzbetreiber kann für die Gültigkeit der VBE eine kürzere Dauer vorgeben. Die Gültigkeitsdauer der VBE wird der Regulierungsbehörde im Einklang mit dem geltenden nationalen Regulierungsrahmen mitgeteilt. Eine Verlängerung der VBE wird nur gewährt, wenn der Eigentümer des HGÜ-Systems nachweist, dass im Hinblick auf die vollständige Konformität erhebliche Fortschritte erzielt wurden. Zum Zeitpunkt der Verlängerung der VBE werden die noch ausstehenden Punkte ausdrücklich genannt.

5. Der Höchstzeitraum, in dem der Eigentümer eines HGÜ-Systems oder einer HGÜ-Stromrichterstation den VBE-Status innehat, kann auf einen Freistellungsantrag beim relevanten Netzbetreiber nach dem Verfahren des Titels VII über 24 Monate hinaus verlängert werden. Der Antrag ist vor Ablauf des Zeitraums von 24 Monaten zu stellen.

Artikel 58 *EBE für HGÜ-Systeme*

1. Eine EBE berechtigt den Eigentümer eines HGÜ-Systems, das HGÜ-System oder die HGÜ-Stromrichtereinheiten unter Nutzung der Netzanschlusspunkte zu betreiben.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EBE aus, wenn sämtliche für die Zwecke des Status VBE ermittelten Unvereinbarkeiten beseitigt wurden und die Prüfung der Daten und Studien abgeschlossen ist.
3. Im Hinblick auf den Abschluss der Prüfung der Daten und Studien stellt der Eigentümer des HGÜ-Systems Folgendes bereit, wenn der relevante Netzbetreiber dies in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB verlangt:
 - (a) eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung und
 - (b) aktualisierte geltende technische Daten, Simulationsmodelle, eine genaue Nachbildung des Regelungssystems sowie Studien gemäß Artikel 57, auch unter Nutzung der während der Tests tatsächlich gemessenen Werte.
4. Wird im Hinblick auf die Erteilung einer EBE eine Unvereinbarkeit ermittelt, kann auf Antrag beim relevanten Netzbetreiber gemäß den Artikeln 79 und 80 eine Freistellung gewährt werden. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EBE aus, wenn das HGÜ-System die Freistellungsbestimmungen erfüllt.

Wenn der Freistellungsantrag des Eigentümers abgelehnt wurde, kann der relevante Netzbetreiber den Betrieb des HGÜ-Systems oder der HGÜ-Stromrichtereinheit so lange untersagen, bis der Eigentümer des HGÜ-Systems und der relevante Netzbetreiber die Unvereinbarkeit beseitigt haben und die Anforderungen dieser Verordnung nach Ansicht des relevanten Netzbetreibers erfüllt sind.

Beseitigen der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer des HGÜ-Systems die Unvereinbarkeit nicht innerhalb eines angemessenen Zeitraums, spätestens jedoch binnen sechs Monaten nach der Mitteilung der Ablehnung des Freistellungsantrags, so kann jeder Beteiligte die Regulierungsbehörde mit der Angelegenheit befassen.

Artikel 59 *Beschränkte Betriebserlaubnis für HGÜ-Systeme/Freistellungen*

1. Die Eigentümer von HGÜ-Systemen, denen eine EBE gewährt wurde, setzen den relevanten Netzbetreiber unverzüglich in Kenntnis über

- (a) eine vorübergehende beträchtliche Änderung oder einen vorübergehenden beträchtlichen Verlust von Fähigkeiten des HGÜ-Systems aufgrund einer oder mehrerer für die Leistungsfähigkeit bedeutender Änderungen oder
 - (b) einen Ausfall von Betriebsmitteln, der dazu führt, dass einige wesentliche Anforderungen nicht erfüllt sind.
- 2. Der Eigentümer des HGÜ-Systems beantragt beim relevanten Netzbetreiber eine beschränkte Betriebserlaubnis (BBE), wenn er realistisch erwartet, dass die in Absatz 1 beschriebenen Umstände länger als drei Monate andauern werden.
- 3. Bei der Gewährung einer BBE nennt der relevante Netzbetreiber klar
 - (a) die offenen Punkte, aufgrund deren die BBE gewährt wird;
 - (b) die Verantwortlichkeiten und Fristen für die erwartete Lösung und
 - (c) eine maximale Gültigkeitsdauer, die zwölf Monate nicht überschreiten darf. Der zunächst gewährte Zeitraum kann kürzer sein und verlängert werden, wenn zur Zufriedenheit des relevanten Netzbetreibers nachgewiesen wird, dass im Hinblick auf die vollständige Konformität erhebliche Fortschritte erzielt wurden.
- 4. Während der Gültigkeit der BBE wird die EBE für die Teile ausgesetzt, für die die BBE erteilt wurde.
- 5. Die Gültigkeit der BBE kann erneut verlängert werden, wenn vor Ablauf ihrer Gültigkeit beim relevanten Netzbetreiber gemäß den Artikeln 79 und 80 eine Freistellung beantragt wurde.
- 6. Der relevante Netzbetreiber kann den Betrieb des HGÜ-Systems untersagen, wenn die BBE ausläuft und die ihr zugrunde liegenden Umstände noch andauern. In solchen Fällen verliert die EBE automatisch ihre Gültigkeit.
- 7. Wenn der relevante Netzbetreiber die Gültigkeitsdauer der BBE nicht gemäß Absatz 5 verlängert oder nach Ablauf der BBE den Betrieb des HGÜ-Systems gemäß Absatz 6 untersagt, kann der Eigentümer des HGÜ-Systems binnen sechs Monaten nach Mitteilung des Beschlusses des relevanten Netzbetreibers die Regulierungsbehörde mit der Angelegenheit befassen.

KAPITEL 2

NETZANSCHLUSS NEUER NICHTSYNCHRONER STROMERZEUGUNGSANLAGEN MIT GLEICHSTROMANBINDUNG

Artikel 60

Allgemeine Bestimmungen

1. Die Bestimmungen dieses Kapitels gelten nur für neue nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung.
2. Der Eigentümer der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung weist dem relevanten Netzbetreiber nach, dass die Anforderungen des Titels III am jeweiligen Netzanschlusspunkt erfüllt sind, indem er das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung gemäß den Artikeln 61 bis 66 erfolgreich durchläuft.
3. Der relevante Netzbetreiber legt weitere Einzelheiten des Betriebserlaubnisverfahrens fest und veröffentlicht sie.
4. Das Betriebserlaubnisverfahren für den Netzanschluss jeder neuen nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung umfasst
 - (a) die Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ);
 - (b) die vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE) und
 - (c) die endgültige Betriebserlaubnis (EBE).

Artikel 61

EZZ für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

1. Eine EZZ berechtigt den Eigentümer einer nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, sein internes Netz und seine Eigenbedarfseinrichtungen unter Nutzung des für den Netzanschlusspunkt bestimmten Netzanschlusses einzuschalten.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EZZ aus, wenn die Vorarbeiten abgeschlossen sind, einschließlich der zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung geschlossenen Vereinbarung über die für den Netzanschlusspunkt relevanten Schutz- und Regelungseinstellungen.

Artikel 62

VBE für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

1. Eine VBE berechtigt den Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, diese unter Nutzung des Netzanschlusses während eines befristeten Zeitraums zu betreiben und Strom zu erzeugen.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine VBE aus, wenn die Prüfung der Daten und Studien abgeschlossen ist.
3. Für die Prüfung der Daten und Studien stellt der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung dem relevanten Netzbetreiber auf Aufforderung Folgendes bereit:
 - (a) eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung;
 - (b) die vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB spezifizierten, für den durch die Netzanschlusspunkte bestimmten Netzanschluss relevanten detaillierten technischen Daten zu der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung;
 - (c) Betriebsmittelbescheinigungen zu der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, wenn diese Teil des Konformitätsnachweises sind;
 - (d) Simulationsmodelle gemäß Artikel 54 und gemäß den Vorgaben, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegt;
 - (e) Studien zum Nachweis des erwarteten stationären und dynamischen Betriebsverhaltens gemäß Titel III und
 - (f) Details zu vorgesehenen Konformitätstests gemäß Artikel 73.
4. Soweit nicht Absatz 5 Anwendung findet, darf der Höchstzeitraum, in dem der Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung den VBE-Status innehat, 24 Monate nicht überschreiten. Der relevante Netzbetreiber kann für die Gültigkeit der VBE eine kürzere Dauer vorgeben. Die Gültigkeitsdauer der VBE wird der Regulierungsbehörde im Einklang mit dem geltenden nationalen Regulierungsrahmen mitgeteilt. Eine Verlängerung der VBE wird nur gewährt, wenn der Eigentümer des HGÜ-Systems nachweist, dass im Hinblick auf die vollständige Konformität erhebliche Fortschritte erzielt wurden. Zum Zeitpunkt der Verlängerung der VBE werden etwa noch ausstehende Punkte ausdrücklich genannt.
5. Der Höchstzeitraum, in dem der Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung den VBE-Status innehat, kann auf einen Freistellungsantrag beim relevanten Netzbetreiber nach dem Verfahren des Titels VII über 24 Monate hinaus verlängert werden.

Artikel 63

EBE für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

1. Eine EBE berechtigt den Eigentümer einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, diese unter Nutzung des durch den Netzanschlusspunkt bestimmten Netzanschlusses zu betreiben.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EBE aus, wenn sämtliche für die Zwecke des Status VBE ermittelten Unvereinbarkeiten beseitigt wurden und die Prüfung der Daten und Studien gemäß dieser Verordnung abgeschlossen ist.
3. Im Hinblick auf den Abschluss der Prüfung der Daten und Studien stellt der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung dem relevanten Netzbetreiber auf Aufforderung Folgendes bereit:
 - (a) eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung; und
 - (b) aktualisierte anwendbare technische Daten, Simulationsmodelle und Studien gemäß Artikel 62 Absatz 3, einschließlich der bei den Tests tatsächlich gemessenen Werte.
4. Wird im Hinblick auf die Erteilung einer EBE eine Unvereinbarkeit ermittelt, kann auf Antrag beim relevanten Netzbetreiber nach dem Freistellungsverfahren gemäß Titel VII eine Freistellung gewährt werden. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EBE aus, wenn die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die Freistellungsbestimmungen erfüllt. Wenn der Antrag des Eigentümers abgelehnt wurde, kann der relevante Netzbetreiber den Betrieb der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung so lange untersagen, bis deren Eigentümer und der relevante Netzbetreiber die Unvereinbarkeit beseitigt haben und die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage die Anforderungen nach Ansicht des relevanten Netzbetreibers erfüllt.

Artikel 64

Beschränkte Betriebserlaubnis für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

1. Die Eigentümer von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, denen eine EBE gewährt wurde, setzen den relevanten Netzbetreiber unverzüglich in Kenntnis über
 - (a) eine vorübergehende beträchtliche Änderung oder einen vorübergehenden beträchtlichen Verlust von Fähigkeiten der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung aufgrund einer oder mehrerer für die Leistungsfähigkeit bedeutender Änderungen oder
 - (b) einen Ausfall von Betriebsmitteln, der dazu führt, dass einige wesentliche Anforderungen nicht erfüllt sind.
2. Der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung beantragt beim relevanten Netzbetreiber eine beschränkte

Betriebserlaubnis (BBE), wenn er realistisch erwartet, dass die in Absatz 1 beschriebenen Umstände länger als drei Monate andauern werden.

3. Bei der Gewährung einer BBE nennt der relevante Netzbetreiber klar
 - (a) die offenen Punkte, aufgrund deren die BBE gewährt wird;
 - (b) die Verantwortlichkeiten und Fristen für die erwartete Lösung und
 - (c) eine maximale Gültigkeitsdauer, die zwölf Monate nicht überschreiten darf. Der zunächst gewährte Zeitraum kann kürzer sein und verlängert werden, wenn zur Zufriedenheit des relevanten Netzbetreibers nachgewiesen wird, dass im Hinblick auf die vollständige Konformität erhebliche Fortschritte erzielt wurden.
4. Während der Gültigkeit der BBE wird die EBE für die Teile ausgesetzt, für die die BBE erteilt wurde.
5. Die Gültigkeit der BBE kann erneut verlängert werden, wenn vor Ablauf ihrer Gültigkeit beim relevanten Netzbetreiber nach dem Freistellungsverfahren des Titels VII eine Freistellung beantragt wurde.
6. Der relevante Netzbetreiber kann den Betrieb der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung untersagen, wenn die BBE ausläuft und die ihr zugrunde liegenden Umstände noch andauern. In solchen Fällen verliert die BBE automatisch ihre Gültigkeit.

KAPITEL 3

KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

Artikel 65

Ermittlung der Kosten und des Nutzens der Anwendung von Anforderungen auf bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung

1. Vor der Anwendung einer Anforderung dieser Verordnung auf bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung gemäß Artikel 4 Absatz 3 nimmt der relevante ÜNB einen qualitativen Kosten-Nutzen-Vergleich hinsichtlich der möglicherweise anzuwendenden Anforderung vor. Bei dem Vergleich werden verfügbare netz- oder marktgestützte Alternativen berücksichtigt. Der relevante ÜNB kann nur dann eine quantitative Kosten-Nutzen-Analyse gemäß den Absätzen 2 bis 5 vornehmen, wenn aus dem qualitativen Vergleich hervorgeht, dass der voraussichtliche Nutzen die voraussichtlichen Kosten überwiegt. Werden jedoch hohe Kosten oder nur ein geringer Nutzen erwartet, fährt der relevante ÜNB nicht fort.
2. Im Anschluss an eine Vorstufe gemäß Absatz 1 führt der relevante ÜNB eine quantitative Kosten-Nutzen-Analyse hinsichtlich der Anforderung durch, die auf

bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung angewandt werden soll, für die sich in der Vorstufe gemäß Absatz 1 ein potenzieller Nutzen ergeben hat.

3. Innerhalb von drei Monaten nach Abschluss der Kosten-Nutzen-Analyse fasst der relevante ÜNB die Ergebnisse in einem Bericht zusammen, der
 - (a) die Kosten-Nutzen-Analyse und eine Empfehlung zum weiteren Vorgehen umfasst;
 - (b) einen Vorschlag für einen Übergangszeitraum für die Anwendung der Anforderung auf bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung einschließt. Der Übergangszeitraum beträgt höchstens zwei Jahre ab dem Zeitpunkt, zu dem die Regulierungsbehörde oder ggf. der Mitgliedstaat über die Anwendbarkeit der Anforderung entschieden hat;
 - (c) Gegenstand einer öffentlichen Konsultation gemäß Artikel 8 ist.
4. Spätestens sechs Monate nach dem Ende der öffentlichen Konsultation erstellt der relevante ÜNB einen Bericht, in dem er das Konsultationsergebnis erläutert und einen Vorschlag zur Anwendbarkeit der Anforderung auf bestehende HGÜ-Systeme oder bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung unterbreitet. Der Bericht und der Vorschlag werden der Regulierungsbehörde oder ggf. dem Mitgliedstaat übermittelt, und der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung oder ggf. ein Dritter wird über den Inhalt informiert.
5. Der Vorschlag, den der relevante ÜNB gemäß Absatz 4 an die Regulierungsbehörde oder ggf. an den Mitgliedstaat richtet, enthält
 - (a) ein Betriebserlaubnisverfahren zum Nachweis der Anwendung der Anforderungen durch den Eigentümer des bestehenden HGÜ-Systems oder der bestehenden Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung;
 - (b) einen Übergangszeitraum für die Anwendung der Anforderungen, der der Kategorie des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung und etwaigen Hindernissen für die effiziente Durchführung der Änderung der Betriebsmittel bzw. der Nachrüstung Rechnung trägt.

Artikel 66

Grundsätze der Kosten-Nutzen-Analyse

1. Die Eigentümer von HGÜ-Systemen und von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und die VNB, einschließlich der Betreiber geschlossener Verteilernetze (GVNB), wirken bei der Kosten-Nutzen-Analyse gemäß den Artikeln 65 und 80 mit und tragen dazu bei, indem sie die erforderlichen Daten auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers oder des

relevanten ÜNB innerhalb von drei Monaten liefern, soweit mit dem relevanten ÜNB nichts anderes vereinbart wurde. Bei der Erstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse des Eigentümers oder möglichen Eigentümers eines HGÜ-Systems oder einer nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, anhand deren eine potenzielle Freistellung gemäß Artikel 79 geprüft wird, wirken der relevante ÜNB und der relevante VNB, einschließlich GVNB, mit und tragen dazu bei, indem sie die erforderlichen Daten auf Anforderung des Eigentümers oder möglichen Eigentümers des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung innerhalb von drei Monaten liefern, soweit mit dem Eigentümer oder möglichen Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung nichts anderes vereinbart wurde.

2. Für die Kosten-Nutzen-Analyse gelten die folgenden Grundsätze:

- (a) Der relevante ÜNB oder der Eigentümer oder mögliche Eigentümer eines HGÜ-Systems oder einer nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung stützt seine Kosten-Nutzen-Analyse auf einen oder mehrere der folgenden Berechnungsgrundsätze:
 - i) Kapitalwert;
 - ii) Kapitalrendite;
 - iii) interner Zinsfuß;
 - iv) Zeitspanne bis Erreichen der Rentabilitätsschwelle;
- (b) der relevante ÜNB oder der Eigentümer oder mögliche Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung quantifiziert darüber hinaus den sozioökonomischen Nutzen in Form einer höheren Versorgungssicherheit und berücksichtigt dabei mindestens
 - i) die mit der Änderung verbundene geringere Wahrscheinlichkeit eines Versorgungsausfalls während der Lebensdauer;
 - ii) den wahrscheinlichen Umfang und die wahrscheinliche Dauer eines solchen Versorgungsausfalls;
 - iii) die gesellschaftlichen Kosten eines solchen Versorgungsausfalls pro Stunde;
- (c) der relevante ÜNB oder der Eigentümer oder mögliche Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung quantifiziert den Nutzen für den Elektrizitätsbinnenmarkt, den grenzüberschreitenden Handel und die Integration erneuerbarer Energieträger und berücksichtigt dabei mindestens
 - i) die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe;
 - ii) die Vorhaltung von Regelleistung;

- iii) die Abgabe von Blindleistung;
 - iv) das Engpassmanagement;
 - v) Schutzmaßnahmen;
- (d) der relevante ÜNB quantifiziert die Kosten der Anwendung der notwendigen Bestimmungen auf bestehende HGÜ-Systeme oder auf bestehende nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und berücksichtigt dabei mindestens
- i) die unmittelbaren Kosten der Anwendung einer Anforderung;
 - ii) die zurechenbaren Opportunitätskosten;
 - iii) die mit den resultierenden Änderungen bei Wartung und Betrieb verbundenen Kosten.

TITEL VI KONFORMITÄT

KAPITEL 1 KONFORMITÄTSÜBERWACHUNG

Artikel 67

Allgemeine Bestimmungen für Konformitätstests

1. Die Prüfung des Betriebsverhaltens von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung dient dem Nachweis, dass die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt sind.
2. Ungeachtet der Mindestanforderungen dieser Verordnung an Konformitätstests kann der relevante Netzbetreiber
 - (a) dem Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung gestatten, eine alternative Testreihe durchzuführen, sofern diese Tests effizient sind und ausreichen, um nachzuweisen, dass das HGÜ-System oder die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt, und
 - (b) vom Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung verlangen, zusätzliche oder alternative Testreihen durchzuführen, wenn die dem relevanten Netzbetreiber übermittelten Angaben zu Konformitätstests gemäß [Titel IV Kapitel 2, 3 oder 4] nicht ausreichen, um die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung nachzuweisen.

3. Der Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung ist dafür verantwortlich, dass die Tests im Einklang mit den Bedingungen des [Titels IV Kapitel 2, 3 und 4] durchgeführt werden. Der relevante Netzbetreiber kooperiert und verzögert die Durchführung der Tests nicht ohne triftigen Grund.
4. Der relevante Netzbetreiber kann an den Konformitätstests entweder vor Ort oder von seinem Kontrollzentrum aus teilnehmen. Zu diesem Zweck stellt der Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die notwendigen Überwachungseinrichtungen bereit, um alle relevanten Testsignale und -messwerte aufzuzeichnen, und stellt sicher, dass die erforderlichen Vertreter des Eigentümers des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung während der gesamten Testlaufzeit vor Ort verfügbar sind. Die vom relevanten Netzbetreiber spezifizierten Signale werden übermittelt, wenn dieser bei ausgewählten Tests die Leistung mit seinen eigenen Betriebsmitteln aufzeichnen möchte. Die Teilnahme des relevanten Netzbetreibers liegt in seinem alleinigen Ermessen.

Artikel 68

Allgemeine Bestimmungen für Konformitätssimulationen

1. Die Simulation des Betriebsverhaltens von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung dient dem Nachweis, dass die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt sind.
2. Ungeachtet der Mindestanforderungen dieser Verordnung an Konformitätssimulationen kann der relevante Netzbetreiber
 - (a) dem Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung gestatten, alternative Simulationsreihen durchzuführen, sofern diese Simulationen effizient sind und ausreichen, um nachzuweisen, dass das HGÜ-System bzw. die nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die Anforderungen dieser Verordnung oder die nationalen Rechtsvorschriften erfüllt, und
 - (b) vom Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung verlangen, zusätzliche oder alternative Simulationsreihen durchzuführen, wenn die dem relevanten Netzbetreiber übermittelten Angaben zu Konformitätssimulationen gemäß [Titel IV Kapitel 5, 6 oder 7] nicht ausreichen, um die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung nachzuweisen.
3. Zum Nachweis der Konformität mit den Anforderungen dieser Verordnung legt der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung einen Bericht mit den Simulationsergebnissen vor. Der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung erstellt und übermittelt ein validiertes Simulationsmodell für ein bestimmtes HGÜ-System bzw. eine bestimmte nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung. Der Anwendungsbereich der Simulationsmodelle ist in den Artikeln 38 und 54 festgelegt.

4. Der relevante Netzbetreiber kann sich vergewissern, dass ein HGÜ-System bzw. eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt, indem er seine eigenen Konformitätssimulationen auf der Grundlage der vorgelegten Simulationsberichte, Simulationsmodelle und Konformitätstestmessungen durchführt.
5. Der relevante Netzbetreiber stellt dem Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung technische Daten und ein Netzsimulationsmodell zur Verfügung, soweit dies erforderlich ist, um die verlangten Simulationen im Einklang mit [Titel IV Kapitel 5, 6 oder 7] durchzuführen.

Artikel 69

Zuständigkeit der Eigentümer von HGÜ-Systemen und der Eigentümer von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung

1. Der Eigentümer des HGÜ-Systems stellt sicher, dass das HGÜ-System und die HGÜ-Stromrichterstationen die Anforderungen dieser Verordnung erfüllen. Diese Konformität ist während der gesamten Lebensdauer der Anlage aufrechtzuerhalten.
2. Der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung stellt sicher, dass diese die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt. Diese Konformität ist während der gesamten Lebensdauer der Anlage aufrechtzuerhalten.
3. Geplante Änderungen an den technischen Fähigkeiten eines HGÜ-Systems, einer HGÜ-Stromrichterstation oder einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, die sich auf die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung auswirken könnten, meldet der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung dem relevanten ÜNB, bevor er mit diesen Änderungen beginnt.
4. Alle betrieblichen Vorkommnisse oder Ausfälle in einem HGÜ-System, einer HGÜ-Stromrichterstation oder einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, die sich auf die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung auswirken, meldet der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung unverzüglich nach deren Auftreten dem relevanten Netzbetreiber.
5. Alle vorgesehenen Testpläne und -verfahren zur Überprüfung der Konformität eines HGÜ-Systems, einer HGÜ-Stromrichterstation oder einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung mit den Anforderungen dieser Verordnung legt der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung rechtzeitig vor ihrem Beginn dem relevanten Netzbetreiber zur Genehmigung vor.
6. Der relevante Netzbetreiber erhält die Möglichkeit zur Teilnahme an diesen Tests und kann das Betriebsverhalten der HGÜ-Systeme, HGÜ-Stromrichterstationen bzw. nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung aufzeichnen.

Artikel 70
Aufgaben des relevanten Netzbetreibers

1. Der relevante Netzbetreiber prüft während der gesamten Lebensdauer der HGÜ-Systeme, HGÜ-Stromrichterstationen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung deren Konformität mit den Anforderungen dieser Verordnung. Der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung wird über die Ergebnisse dieser Prüfung informiert.
2. Wenn der relevante Netzbetreiber dies verlangt, führt der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung nicht nur während der Betriebserlaubnisverfahren gemäß Titel V, sondern wiederholt während der gesamten Lebensdauer des HGÜ-Systems, der HGÜ-Stromrichterstation oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung Konformitätstests und -simulationen durch; dies erfolgt gemäß einem Plan oder allgemeinen Programm für regelmäßige Tests oder nach einem Ausfall, einer Änderung oder dem Austausch von Betriebsmitteln, die bzw. der die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung beeinflussen kann. Der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung wird über die Ergebnisse dieser Konformitätstests und -simulationen informiert.
3. Der relevante Netzbetreiber veröffentlicht eine Liste der vom Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung im Rahmen des Konformitätsverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen und zu erfüllenden Anforderungen. Diese Liste muss mindestens die folgenden Informationen, Unterlagen und Anforderungen umfassen:
 - (a) alle vom Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung vorzulegenden Unterlagen und Bescheinigungen;
 - (b) Einzelheiten zu den für den Netzanschluss relevanten technischen Daten des HGÜ-Systems, der HGÜ-Stromrichterstation oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung;
 - (c) Anforderungen an Modelle für Studien des stationären und dynamischen Betriebsverhaltens;
 - (d) den Zeitplan für die Bereitstellung der für die Studien erforderlichen Systemdaten;
 - (e) Studien des Eigentümers des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung zum Nachweis des erwarteten stationären und dynamischen Betriebsverhaltens gemäß den Bestimmungen der Titel II, III und IV;
 - (f) Bedingungen und Verfahren, einschließlich des Geltungsbereichs, für das Registrieren von Betriebsmittelbescheinigungen sowie

- (g) Bedingungen und Verfahren für die Verwendung der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten einschlägigen Betriebsmittelbescheinigungen durch den Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung.
4. Der relevante Netzbetreiber gibt öffentlich bekannt, wie die Verantwortlichkeiten für Konformitätstests, -simulationen und -überwachung zwischen dem Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung und dem Netzbetreiber aufgeteilt sind.
5. Der relevante Netzbetreiber kann die Überwachung der Einhaltung der Vorschriften ganz oder teilweise auf Dritte übertragen. In solchen Fällen sorgt der relevante Netzbetreiber für die Einhaltung des Artikels 10, indem er dem beauftragten Dritten angemessene Vertraulichkeitsverpflichtungen auferlegt.
6. Können aus Gründen, die alleine der relevante Netzbetreiber zu vertreten hat, die Konformitätstest oder -simulationen nicht so durchgeführt werden, wie der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer des HGÜ-Systems bzw. der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung dies vereinbart haben, darf der relevante Netzbetreiber eine Betriebserlaubnis gemäß Titel V nicht ohne triftigen Grund verweigern.
7. Der relevante Netzbetreiber stellt dem relevanten ÜNB die Ergebnisse der in diesem Kapitel genannten Konformitätstests und -simulationen auf Aufforderung bereit.

KAPITEL 2 KONFORMITÄTSPRÜFUNG

Artikel 71 *Konformitätstests bei HGÜ-Systemen*

1. Betriebsmittelbescheinigungen können Teile der nachstehenden Tests ersetzen, sofern sie dem relevanten Netzbetreiber vorgelegt werden.
2. Test der Blindleistungskapazität:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation technisch in der Lage ist, gemäß Artikel 20 kapazitive und induktive Blindleistung abzugeben;
- (b) der Test der Blindleistungskapazität wird jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung durchgeführt und betrifft folgende Parameter:
- i) Betrieb bei minimaler HGÜ-Wirkleistungskapazität;
- ii) Betrieb bei maximaler HGÜ-Wirkleistungskapazität;

- iii) Betrieb bei einer Wirkleistungseinstellung zwischen der minimalen und der maximalen HGÜ-Wirkleistungskapazität;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation wird für jeden unter Buchstabe b genannten Parameter mindestens 1 Stunde jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung betrieben;
 - ii) es wird nachgewiesen, dass die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation in der Lage ist, sich an jeden Sollwert der Blindleistung innerhalb des geltenden Blindleistungsbereichs anzupassen, und
 - iii) innerhalb der im Blindleistungskapazitätsdiagramm definierten Betriebsbereichsgrenzen finden keine Schutzauslösungen statt.

3. Test des Spannungsregelungsmodus:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation unter den in Artikel 22 Absatz 3 genannten Bedingungen im Spannungsregelungsmodus betrieben werden kann;
- (b) beim Test des Spannungsregelungsmodus werden folgende Parameter überprüft:
 - i) der eingestellte Gradient und das Totband der stationären Charakteristik;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung;
 - iii) die Unempfindlichkeit der Regelung;
 - iv) das Zeitverhalten der Blindleistungsaktivierung;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich der Regelung sowie der Einstellungen von Statik und Totband entspricht den gemäß Artikel 22 Absatz 3 vereinbarten oder festgelegten charakteristischen Parametern;
 - ii) die Unempfindlichkeit der Spannungsregelung beträgt höchstens 0,01 pu;
 - iii) nach einem Spannungssprung werden 90 % der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb der in Artikel 22 Absatz 3 festgelegten Zeit- und Toleranzbereiche erreicht.

4. Test des Blindleistungsregelungsmodus:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation im Einklang mit Artikel 22 Absatz 4 im Blindleistungsregelungsmodus betrieben werden kann;
- (b) der Test des Blindleistungsregelungsmodus ergänzt den Test der Blindleistungskapazität;
- (c) beim Test des Blindleistungsregelungsmodus werden folgende Parameter überprüft:
 - i) der Bereich und die Schrittweite der Blindleistungseinstellung;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung und
 - iii) das Zeitverhalten der Blindleistungsaktivierung;
- (d) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich und die Schrittweite der Blindleistungseinstellung stehen mit Artikel 22 Absatz 4 im Einklang;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung entspricht den in Artikel 22 Absatz 3 genannten Bedingungen.

5. Test des Modus der Leistungsfaktorregelung:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation unter den in Artikel 22 Absatz 5 genannten Bedingungen im Modus der Leistungsfaktorregelung betrieben werden kann;
- (b) beim Test des Modus der Leistungsfaktorregelung werden folgende Parameter überprüft:
 - i) der Einstellungsbereich des Leistungsfaktors;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung;
 - iii) die Anpassung der Blindleistung aufgrund einer sprunghaften Änderung der Wirkleistungsabgabe;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich und die Schrittweite der Leistungsfaktoreinstellung stehen mit Artikel 22 Absatz 5 im Einklang;
 - ii) der für die Blindleistungsaktivierung infolge einer sprunghaften Änderung der Wirkleistungsabgabe erforderliche Zeitraum überschreitet nicht den in Artikel 22 Absatz 5 genannten Zeitraum;
 - iii) die Genauigkeit der Regelung entspricht dem in Artikel 22 Absatz 5 genannten Wert.

6. Test der FSM-Reaktion:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass das HGÜ-System technisch in der Lage ist, die Wirkleistung im gesamten Betriebsbereich zwischen der maximalen und der minimalen HGÜ-Wirkleistungskapazität anzupassen, um zur Frequenzregelung beizutragen, wobei die stationären Parameter, wie die Statik und das Totband, sowie die dynamischen Parameter einschließlich der Robustheit bei Frequenzsprüngen sowie bei großen und schnellen Frequenzänderungen überprüft werden;
- (b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um mindestens 10 % der Spannbreite der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung in jeder Richtung abzudecken. Auf den Regler der HGÜ-Stromrichtereinheit oder der HGÜ-Stromrichterstation werden simulierte Frequenzabweichungssignale aufgeschaltet;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Aktivierungszeit für den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe infolge des Frequenzsprungs überschreitet nicht den in Anhang II genannten Zeitraum;
 - ii) nach der Reaktion auf den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungsschwingungen auf;
 - iii) die anfängliche Verzögerung steht im Einklang mit Anhang II;
 - iv) die Statik ist innerhalb des in Anhang II genannten Bereichs einstellbar, und das Totband (Schwellen) überschreitet nicht den in Anhang II genannten Bereich;
 - v) die Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe in jedem relevanten Betriebspunkt überschreitet nicht den in Anhang II festgelegten Bereich.

7. Test der LFSM-O-Reaktion:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass das HGÜ-System technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Falle eines starken Frequenzanstiegs im Netz zur Frequenzregelung beizutragen, wobei die Regelparameter für das stationäre Betriebsverhalten wie Statik und Totband und die dynamischen Parameter, einschließlich der Reaktion auf einen Frequenzsprung, überprüft werden;
- (b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um mindestens 10 % der Spannbreite der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe abzudecken. Auf den Regler der HGÜ-Stromrichtereinheit oder der HGÜ-Stromrichterstation werden simulierte Frequenzabweichungssignale aufgeschaltet;

- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn beide der folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Testergebnisse stehen sowohl für die dynamischen als auch für die stationären Parameter im Einklang mit den Anforderungen des Anhangs II;
 - ii) nach der Reaktion auf den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungsschwingungen auf.

8. Test der LFSM-U-Reaktion:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass das HGÜ-System technisch in der Lage ist, bei Betriebspunkten unterhalb der maximalen HGÜ-Wirkleistungskapazität die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Falle eines starken Frequenzabfalls im Netz zur Frequenzregelung beizutragen;
- (b) für den Test werden geeignete Lastpunkte für die Wirkleistungsabgabe mit Sprüngen und Rampen bei Unterfrequenz simuliert, die groß genug sind, um unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % des vollständigen Betriebsbereichs der Wirkleistung auszulösen. Auf die Regler der HGÜ-Stromrichtereinheit oder der HGÜ-Stromrichterstation werden simulierte Frequenzabweichungssignale aufgeschaltet;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn beide der folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Testergebnisse stehen sowohl für die dynamischen als auch für die stationären Parameter im Einklang mit den Anforderungen des Anhangs II;
 - ii) nach der Reaktion auf den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungsschwingungen auf.

9. Test der Regelbarkeit der Wirkleistung:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass das HGÜ-System technisch in der Lage ist, die Wirkleistung über den gesamten Betriebsbereich gemäß Artikel 13 Absatz 1 Buchstaben a und d anzupassen;
- (b) dazu erteilt der relevante ÜNB manuelle oder automatische Anweisungen;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) es wurde ein stabiler Betrieb des HGÜ-Systems nachgewiesen;
 - ii) der Zeitraum für die Anpassung der Wirkleistungsabgabe liegt unter der in Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe a genannten Verzögerung;
 - iii) die dynamische Reaktion des HGÜ-Systems auf Anweisungen, die auf den Austausch und das Teilen von Reserven oder die Teilnahme am

Ausgleich von Leistungsbilanzabweichungen (Imbalance Netting) ausgerichtet sind, wurde nachgewiesen, wenn die vom relevanten ÜNB festgelegten Anforderungen an diese Produkte erfüllt werden können.

10. Test zur Änderung der Rampengeschwindigkeit:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass das HGÜ-System technisch in der Lage ist, seine Rampengeschwindigkeit im Einklang mit Artikel 13 Absatz 2 anzupassen;
- (b) dazu übermittelt der relevante ÜNB Anweisungen zur Anpassung der Rampengeschwindigkeit;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Rampengeschwindigkeit kann angepasst werden;
 - ii) während der Rampenzeiträume wurde ein stabiler Betrieb des HGÜ-Systems nachgewiesen.

11. Ggf. Test der Schwarzstartfähigkeit:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass das HGÜ-System technisch in der Lage ist, der Sammelschiene des angeschlossenen erzeugungsseitigen Drehstrom-Umspannwerks innerhalb eines vom relevanten ÜNB festgelegten Zeitraums gemäß Artikel 37 Absatz 2 Energie zuzuführen;
- (b) der Test wird durchgeführt, während das HGÜ-System aus abgeschaltetem Zustand hochfährt;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) es wurde nachgewiesen, dass das HGÜ-System in der Lage ist, der Sammelschiene des angeschlossenen erzeugungsseitigen Drehstrom-Umspannwerks Energie zuzuführen;
 - ii) das HGÜ-System wird auf einem stabilen Betriebspunkt mit der gemäß Artikel 37 Absatz 3 vereinbarten Kapazität betrieben.

Artikel 72

Konformitätstests bei nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichtereinheiten

- 1. Betriebsmittelbescheinigungen können Teile der nachstehend genannten Tests ersetzen, sofern sie dem relevanten Netzbetreiber vorgelegt werden.
- 2. Test der Blindleistungskapazität von nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung technisch in der Lage ist, gemäß Artikel 40 Absatz 2 kapazitive und induktive Blindleistung abzugeben;
- (b) der Test der Blindleistungskapazität wird jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung durchgeführt und betrifft folgende Parameter:
 - i) Betrieb bei mehr als 60 % der Maximalkapazität während 30 Minuten;
 - ii) Betrieb bei 30 bis 50 % der Maximalkapazität während 30 Minuten und
 - iii) Betrieb bei 10 bis 20 % der Maximalkapazität während 60 Minuten;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung wird für jeden unter Buchstabe b genannten Parameter mindestens während des verlangten Zeitraums jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung betrieben;
 - ii) es wurde nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung in der Lage ist, sich an jeden Sollwert der Blindleistung innerhalb des vereinbarten oder festgelegten Blindleistungsbereichs anzupassen, und
 - iii) innerhalb der im Blindleistungskapazitätsdiagramm definierten Betriebsbereichsgrenzen finden keine Schutzauslösungen statt.

3. Test der Blindleistungskapazität von erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichtereinheiten:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation technisch in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 48 Absatz 2 kapazitive und induktive Blindleistung abzugeben;
- (b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die HGÜ-Stromrichtereinheit oder die HGÜ-Stromrichterstation wird unter folgenden Bedingungen mindestens eine Stunde lang jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung betrieben:
 - bei minimaler HGÜ-Wirkleistungskapazität;
 - bei maximaler HGÜ-Wirkleistungskapazität; und
 - bei einem Wirkleistungs-Betriebspunkt zwischen diesen Maximal- und Minimalwerten;
 - ii) es wird nachgewiesen, dass die HGÜ-Stromrichtereinheit oder HGÜ-Stromrichterstation in der Lage ist, sich an jeden Sollwert der

Blindleistung innerhalb des vereinbarten oder festgelegten Blindleistungsbereichs anzupassen, und

- iii) innerhalb der im Blindleistungskapazitätsdiagramm definierten Betriebsbereichsgrenzen finden keine Schutzauslösungen statt.

4. Test des Spannungsregelungsmodus:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung unter den in Artikel 21 [des NK RfG] festgelegten Bedingungen im Spannungsregelungsmodus betrieben werden kann;
- (b) beim Test des Spannungsregelungsmodus werden folgende Parameter überprüft:
 - i) der eingestellte Gradient und das Totband der stationären Charakteristik;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung;
 - iii) die Unempfindlichkeit der Regelung;
 - iv) das Zeitverhalten der Blindleistungsaktivierung;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich der Regelung sowie der Einstellungen von Statik und Totband entspricht den vereinbarten oder festgelegten charakteristischen Parametern gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG];
 - ii) im Einklang mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG] beträgt die Unempfindlichkeit der Spannungsregelung höchstens 0,01 pu;
 - iii) nach einer Spannungsänderung werden 90 % der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb der in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG] festgelegten Zeit- und Toleranzbereiche erreicht.

5. Test des Blindleistungsregelungsmodus:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung unter den in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer iii [des NK RfG] genannten Bedingungen im Spannungsregelungsmodus betrieben werden kann;
- (b) der Test des Blindleistungsregelungsmodus ergänzt den Test der Blindleistungskapazität;
- (c) beim Test des Blindleistungsregelungsmodus werden folgende Parameter überprüft:
 - i) der Bereich und die Schrittweite der Blindleistungseinstellung;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung;

- iii) das Zeitverhalten der Blindleistungsaktivierung;
 - (d) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich und die Schrittweite der Blindleistungseinstellung stehen mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG] im Einklang;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung entspricht den in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG] genannten Bedingungen.
6. Test des Modus der Leistungsfaktorregelung:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung unter den in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer iv [des NK RfG] genannten Bedingungen im Modus der Leistungsfaktorregelung betrieben werden kann;
 - (b) beim Test des Modus Leistungsfaktorregelung werden folgende Parameter überprüft:
 - i) der Einstellungsbereich des Leistungsfaktors;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung;
 - iii) die Anpassung der Blindleistung aufgrund einer sprunghaften Änderung der Wirkleistungsabgabe;
 - (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich und die Schrittweite der Leistungsfaktoreinstellung stehen mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG] im Einklang;
 - ii) der für die Blindleistungsaktivierung infolge einer sprunghaften Änderung der Wirkleistungsabgabe erforderliche Zeitraum überschreitet nicht den in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG] genannten Zeitraum;
 - iii) die Genauigkeit der Regelung entspricht dem in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d [des NK RfG] genannten Wert.
7. Hinsichtlich der in den Absätzen 4, 5 und 6 genannten Tests kann der relevante ÜNB zwei der drei Regelungsoptionen für die Prüfung auswählen.
8. LFSM-O-Reaktion der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung: Die Tests werden gemäß Artikel 47 Absatz 3 [des NK RfG] durchgeführt.
9. LFSM-U-Reaktion der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung: Die Tests werden gemäß Artikel 48 Absatz 3 [des NK RfG] durchgeführt.

10. Regelbarkeit der Wirkleistungsabgabe der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung: Die Tests werden gemäß Artikel 48 Absatz 2 [des NK RfG] durchgeführt.
11. FSM-Reaktion der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung: Die Tests werden gemäß Artikel 48 Absatz 4 [des NK RfG] durchgeführt.
12. Regelung der Frequenzwiederherstellung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung: Die Tests werden gemäß Artikel 45 Absatz 5 [des NK RfG] durchgeführt.
13. Der Test der schnellen Signalreaktion der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung wird als erfolgreich erachtet, wenn nachgewiesen wird, dass die Reaktion der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung innerhalb des in Artikel 39 Absatz 1 Buchstabe a genannten Zeitraums erfolgt.
14. Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, deren Drehstrom-Sammelnetz nicht mit einer Nennfrequenz von 50 Hz betrieben wird, vereinbart der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die erforderlichen Konformitätstests.

KAPITEL 3

KONFORMITÄTSSIMULATIONEN

Artikel 73 *Konformitätssimulationen bei HGÜ-Systemen*

1. Betriebsmittelbescheinigungen können Teile der nachstehend genannten Simulationen ersetzen, sofern sie dem relevanten Netzbetreiber vorgelegt werden.
2. Simulation der Bereitstellung einer dynamischen Blindstromstützung:
 - (a) Der Eigentümer der HGÜ-Stromrichtereinheit oder der HGÜ-Stromrichterstation simuliert die Bereitstellung einer dynamischen Blindstromstützung unter den in Artikel 19 genannten Bedingungen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Einhaltung der gemäß Artikel 19 festgelegten Anforderungen nachgewiesen wird.
3. Simulation der FRT-Fähigkeit:
 - (a) Der Eigentümer des HGÜ-Systems simuliert die FRT-Fähigkeit unter den in Artikel 25 genannten Bedingungen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Einhaltung der gemäß Artikel 25 festgelegten Anforderungen nachgewiesen wird.

4. Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungseinspeisung nach einem Fehler:
 - (a) Der Eigentümer des HGÜ-Systems simuliert die Fähigkeit zur Wiederkehr der Wirkleistungseinspeisung nach einem Fehler unter den in Artikel 26 genannten Bedingungen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Einhaltung der gemäß Artikel 26 festgelegten Anforderungen nachgewiesen wird.
5. Simulation der Blindleistungskapazität:
 - (a) Der Eigentümer der HGÜ-Stromrichtereinheit oder der HGÜ-Stromrichterstation simuliert die kapazitive und induktive Blindleistungskapazität unter den in Artikel 20 Absätze 2 bis 4 genannten Bedingungen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) das Simulationsmodell der HGÜ-Stromrichtereinheit oder der HGÜ-Stromrichterstation wird anhand der Konformitätstests zur Blindleistungskapazität gemäß Artikel 71 überprüft;
 - ii) die Einhaltung der Anforderungen in Artikel 20 Absätze 2 bis 4 wird nachgewiesen.
6. Simulation der Regelung zur Dämpfung von Leistungspendelungen:
 - (a) Der Eigentümer des HGÜ-Systems weist die Fähigkeit seines Regelungssystems (POD-Funktion) zur Dämpfung von Leistungspendelungen unter den in Artikel 30 genannten Bedingungen nach;
 - (b) die Regelung muss bewirken, dass Wirkleistungspendelungen durch das HGÜ-System in Verbindung mit der POD-Funktion besser gedämpft werden als ohne POD-Funktion;
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die POD-Funktion dämpft die bestehenden Leistungspendelungen des HGÜ-Systems innerhalb des vom relevanten ÜNB vorgegebenen Frequenzbereichs. Dieser Frequenzbereich umfasst sowohl die Eigenfrequenz der lokalen Pendelung des HGÜ-Systems gegen das Netz als auch die im Netz zu erwartenden Netzpendelungen; sowie
 - ii) eine vom relevanten ÜNB festgelegte Änderung der Wirkleistungsübertragung durch das HGÜ-System führt nicht zu ungedämpften Pendelungen der Wirk- oder Blindleistung des HGÜ-Systems.
7. Simulation der Wirkleistungsänderung bei Störungen:

- (a) Der Eigentümer des HGÜ-Systems simuliert die Fähigkeit, die Wirkleistung gemäß Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe b schnell anzupassen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) es wurde nachgewiesen, dass das HGÜ-System stabil betrieben werden kann, wenn die vorgegebene Abfolge der Wirkleistungsänderung eingehalten wird;
 - ii) die anfängliche Verzögerung der Wirkleistungsanpassung liegt unter dem in Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe b festgelegten Wert oder ist ausreichend begründet, wenn sie diesen überschreitet.
8. Ggf. Simulation der schnellen Umkehr der Wirkleistungsflussrichtung:
- (a) Der Eigentümer des HGÜ-Systems simuliert die Fähigkeit, die Wirkleistungsflussrichtung gemäß Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe c schnell umzukehren;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) es wurde ein stabiler Betrieb des HGÜ-Systems nachgewiesen;
 - ii) der Zeitraum für die Wirkleistungsanpassung liegt unter dem in Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe c festgelegten Wert oder ist ausreichend begründet, wenn er diesen überschreitet.

Artikel 74

Konformitätssimulationen bei nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichtereinheiten

1. Nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung werden den im vorliegenden Artikel beschriebenen Konformitätssimulationen unterzogen. Betriebsmittelbescheinigungen können Teile der nachstehend beschriebenen Simulationen ersetzen, sofern sie dem relevanten Netzbetreiber vorgelegt werden.
2. Simulation der Bereitstellung einer dynamischen Blindstromstützung:
 - (a) Der Eigentümer der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung simuliert die Fähigkeit zur Bereitstellung einer dynamischen Blindstromstützung unter den in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b [des NK RfG] beschriebenen Bedingungen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Einhaltung der Anforderungen in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b des [NK RfG] nachgewiesen wird.
3. Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler:

- (a) Der Eigentümer der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung simuliert die Fähigkeit, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler unter den in Artikel 20 Absatz 3 Buchstabe a [des NK RfG] beschriebenen Bedingungen wiederherzustellen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Einhaltung der Anforderungen des Artikels 20 Absatz 3 Buchstabe a [des NK RfG] nachgewiesen wird.
- 4. Simulation der Blindleistungskapazität von nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung:
 - (a) Der Eigentümer der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung simuliert die kapazitive und induktive Blindleistungskapazität unter den in Artikel 40 Absatz 2 genannten Bedingungen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) das Simulationsmodell der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung wurde erfolgreich auf Übereinstimmung mit den Konformitätstests zur Blindleistungskapazität gemäß Artikel 72 Absatz 2 geprüft;
 - ii) die Einhaltung der Anforderungen in Artikel 40 Absatz 2 wird nachgewiesen.
- 5. Simulation der Blindleistungskapazität von erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichtereinheiten:
 - (a) Der Eigentümer der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichtereinheit oder der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation simuliert die kapazitive und induktive Blindleistungskapazität unter den in Artikel 48 Absatz 2 genannten Bedingungen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) das Simulationsmodell der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichtereinheit oder der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation wurde auf Übereinstimmung mit den Konformitätstests zur Blindleistungskapazität gemäß Artikel 72 Absatz 3 geprüft;
 - ii) die Einhaltung der Anforderungen in Artikel 48 Absatz 2 wird nachgewiesen.
- 6. Simulation der Regelung zur Dämpfung von Leistungspendelungen:
 - (a) Der Eigentümer der nichtsynchrone Stromezeugungsanlage mit Gleichstromanbindung simuliert die Fähigkeit zur Dämpfung von

Leistungspendelungen unter den in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe f [des NK RfG] genannten Bedingungen;

- (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn mit Hilfe des Modells die Einhaltung der Bedingungen in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe f [des NK RfG] nachgewiesen wird.

7. Simulation der FRT-Fähigkeit:

- (a) Der Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung simuliert die FRT-Fähigkeit unter den in Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe a [des NK RfG] genannten Bedingungen;
- (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn mit Hilfe des Modells die Einhaltung der Bedingungen in Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe a [des NK RfG] nachgewiesen wird.

KAPITEL 4

NICHTBINDENDE LEITLINIEN UND BEOBACHTUNG DER DURCHFÜHRUNG

Artikel 75

Nichtbindende Leitlinien für die Durchführung

1. Spätestens sechs Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung und danach alle zwei Jahre erstellt ENTSO (Strom) für seine Mitglieder und andere Netzbetreiber nichtbindende, schriftliche Leitlinien in Bezug auf diejenigen Teile dieser Verordnung, zu denen nationale Entscheidungen getroffen werden müssen. ENTSO (Strom) veröffentlicht diese Leitlinien auf seiner Website.
2. Für die Erstellung der nichtbindenden Leitlinien konsultiert ENTSO (Strom) die relevanten Interessengruppen.
3. In den nichtbindenden Leitlinien werden die technischen Fragen, Bedingungen und gegenseitigen Abhängigkeiten erläutert, die bei der Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung auf nationaler Ebene zu beachten sind.

Artikel 76

Beobachtung

1. ENTSO (Strom) beobachtet die Durchführung dieser Verordnung gemäß Artikel 8 Absatz 8 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009. Die Beobachtung erstreckt sich insbesondere auf

- (a) die Ermittlung etwaiger Abweichungen bei der nationalen Durchführung dieser Verordnung;
 - (b) die Bewertung der Frage, ob die Wahl der Werte und Bereiche in den nach dieser Verordnung geltenden Anforderungen an HGÜ-Systeme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung weiterhin richtig ist.
2. Die Agentur erstellt zusammen mit ENTSO (Strom) binnen 12 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung eine Liste der relevanten Informationen, die ENTSO (Strom) der Agentur im Einklang mit Artikel 8 Absatz 9 und Artikel 9 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 übermitteln muss. Die Liste der einschlägigen Informationen kann aktualisiert werden. ENTSO (Strom) speichert die von der Agentur angeforderten Daten in einem umfassenden digitalen Datenarchiv in standardisiertem Format.
3. Die relevanten ÜNB übermitteln ENTSO (Strom) die für die Erfüllung der Aufgaben gemäß den Absätzen 1 und 2 erforderlichen Informationen.
- Auf Aufforderung der Regulierungsbehörde legen die VNB den ÜNB die in Absatz 2 genannten Informationen vor, soweit die Regulierungsbehörden, die Agentur oder ENTSO (Strom) sie nicht bereits im Rahmen der Beobachtung der Durchführung erhalten und somit eine zweite Übermittlung nicht erforderlich ist.
4. Wenn ENTSO (Strom) oder die Agentur im Rahmen dieser Verordnung Bereiche identifizieren, in denen angesichts von Marktentwicklungen oder der bei der Anwendung dieser Verordnung gewonnenen Erfahrung eine weitere Harmonisierung der Bestimmungen dieser Verordnung sinnvoll ist, um die Marktintegration zu fördern, legen sie gemäß Artikel 7 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 Entwürfe von Änderungen an der vorliegenden Verordnung vor.

TITEL VII FREISTELLUNGEN

Artikel 77 Befugnis zur Gewährung von Freistellungen

1. Die Regulierungsbehörden können auf Ersuchen des Eigentümers oder möglichen Eigentümers eines HGÜ-Systems oder einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, eines relevanten Netzbetreibers oder eines relevanten ÜNB diesen Eigentümern bzw. möglichen Eigentümern, relevanten Netzbetreibern oder relevanten ÜNB im Einklang mit den Artikeln 78 bis 82 Freistellungen von einer oder mehrerer Bestimmungen dieser Verordnung für neue und bestehende HGÜ-Systeme und/oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung gewähren.

2. Freistellungen können im Einklang mit den Artikeln 78 bis 81 von anderen Behörden als der Regulierungsbehörde gewährt und aufgehoben werden, wenn ein Mitgliedstaat dies vorsieht.

Artikel 78 *Allgemeine Bestimmungen*

1. Jede Regulierungsbehörde legt nach Konsultation der relevanten Netzbetreiber, der Eigentümer von HGÜ-Systemen und der Eigentümer von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung sowie anderer Interessengruppen, von denen sie annimmt, dass diese Verordnung sie betrifft, die Kriterien für die Gewährung von Freistellungen gemäß den Artikeln 79 bis 81 fest. Sie veröffentlicht diese Kriterien auf ihrer Website und teilt sie der Kommission innerhalb von neun Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung mit. Die Kommission kann eine Regulierungsbehörde auffordern, die Kriterien zu ändern, wenn sie der Auffassung ist, dass diese nicht mit dieser Verordnung vereinbar sind. Diese Möglichkeit, die Kriterien für die Gewährung von Freistellungen zu überprüfen und zu ändern, lässt bereits gewährte Freistellungen unberührt; diese gelten bis zum vorgesehenen Ablaufdatum entsprechend den Bestimmungen der Entscheidung zur Gewährung der Freistellung.
2. Die Regulierungsbehörde kann die Kriterien für die Gewährung von Freistellungen gemäß Absatz 1 höchstens einmal pro Jahr überprüfen und ändern, wenn sie dies wegen geänderter Rahmenbedingungen aufgrund der Entwicklung der Netzanforderungen für erforderlich hält. Eine Änderung der Kriterien gilt nicht für Freistellungen, für die bereits ein Antrag gestellt wurde.
3. Die Regulierungsbehörde kann entscheiden, dass HGÜ-Systeme oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, für die ein Freistellungsantrag gemäß den Artikeln 79 bis 81 gestellt wurde, die Anforderungen dieser Verordnung, für die eine Freistellung beantragt wurde, vom Tag der Antragstellung bis zum Tag der Entscheidung durch die Regulierungsbehörde nicht zu erfüllen brauchen.

Artikel 79 *Freistellungsanträge von Eigentümern von HGÜ-Systemen oder von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung*

1. Eigentümer oder mögliche Eigentümer von HGÜ-Systemen oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung können eine Freistellung von einer oder mehrerer Anforderungen dieser Verordnung beantragen.
2. Ein Freistellungsantrag wird an den relevanten Netzbetreiber gerichtet und enthält
 - (a) Angaben zur Identität des Eigentümers oder möglichen Eigentümers des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung und zu einer Kontaktperson für Mitteilungen;
 - (b) eine Beschreibung des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage, für das/die eine Freistellung beantragt wird;

- (c) einen Hinweis auf die Bestimmungen dieser Verordnung, in Bezug auf die eine Freistellung beantragt wird, und eine eingehende Beschreibung der beantragten Freistellung;
 - (d) eine eingehende Begründung mit den entsprechenden Belegen und einer Kosten-Nutzen-Analyse gemäß den Anforderungen des Artikels 66;
 - (e) den Nachweis, dass die beantragte Freistellung den grenzüberschreitenden Handel nicht beeinträchtigen würde;
 - (f) im Falle einer an eine oder mehrere erzeugungsseitige HGÜ-Stromrichterstation(en) angeschlossenen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung den Nachweis, dass sich die Freistellung nicht negativ auf die Stromrichterstation auswirkt, oder alternativ die Zustimmung des Eigentümers der Stromrichterstation zu der beantragten Freistellung.
3. Innerhalb von zwei Wochen nach dem Eingang eines Freistellungsantrags bestätigt der relevante Netzbetreiber dem Eigentümer oder möglichen Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, ob sein Antrag vollständig ist. Ist der Antrag nach Auffassung des relevanten Netzbetreibers unvollständig, reicht der Eigentümer oder mögliche Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die zusätzlich angeforderten Angaben innerhalb eines Monats nach Eingang des Ersuchens um zusätzliche Angaben nach. Übermittelt der Eigentümer oder mögliche Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die angeforderten Angaben nicht fristgerecht, gilt der Freistellungsantrag als zurückgezogen.
 4. Der relevante Netzbetreiber prüft in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB und etwa betroffenen benachbarten VNB den Freistellungsantrag und die übermittelte Kosten-Nutzen-Analyse unter Berücksichtigung der von der Regulierungsbehörde gemäß Artikel 78 festgelegten Kriterien.
 5. Betrifft der Freistellungsantrag ein HGÜ-System oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, das/die an ein Verteilernetz, einschließlich geschlossener Verteilernetze, angeschlossen ist, so ist der Bewertung des relevanten Netzbetreibers eine vom relevanten ÜNB vorgenommene Bewertung des Freistellungsantrags beizufügen. Der relevante ÜNB übermittelt seine Bewertung innerhalb von zwei Monaten, nachdem der relevante Netzbetreiber ihn darum ersucht hat.
 6. Innerhalb von sechs Monaten nach Eingang eines Freistellungsantrags leitet der relevante Netzbetreiber den Antrag an die Regulierungsbehörde weiter und legt die gemäß den Absätzen 4 und 5 erstellte(n) Bewertung(en) vor. Diese Frist kann um einen Monat verlängert werden, wenn der relevante Netzbetreiber weitere Angaben vom Eigentümer oder möglichen Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung anfordert, und um zwei Monate, wenn der relevante Netzbetreiber den relevanten ÜNB um eine Bewertung des Freistellungsantrags ersucht.

7. Innerhalb von sechs Monaten nach dem auf den Eingang eines Freistellungsantrags folgenden Tag erlässt die Regulierungsbehörde eine Entscheidung über den Antrag. Die Frist kann vor ihrem Ablauf um drei Monate verlängert werden, wenn die Regulierungsbehörde weitere Angaben vom Eigentümer oder möglichen Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung oder von einem anderen Beteiligten anfordert. Die Zusatzfrist beginnt, wenn die vollständigen Angaben eingegangen sind.
8. Der Eigentümer oder mögliche Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung übermittelt von der Regulierungsbehörde angeforderte zusätzliche Angaben binnen zwei Monaten nach dem Ersuchen. Übermittelt der Eigentümer oder mögliche Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung die angeforderten Angaben nicht fristgerecht, gilt der Freistellungsantrag als zurückgezogen, sofern nicht vor Fristablauf
 - (a) die Regulierungsbehörde eine Fristverlängerung gewährt oder
 - (b) der Eigentümer oder mögliche Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung der Regulierungsbehörde in einer begründeten Mitteilung erklärt, dass der Freistellungsantrag vollständig ist.
9. Die Regulierungsbehörde erlässt eine begründete Entscheidung über den Freistellungsantrag. Bei der Gewährung der Freistellung legt die Regulierungsbehörde die Gültigkeitsdauer fest.
10. Die Regulierungsbehörde teilt dem Eigentümer oder möglichen Eigentümer des HGÜ-Systems oder der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung, dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB die Entscheidung mit.
11. Eine Regulierungsbehörde kann eine Entscheidung zur Gewährung einer Freistellung aufheben, wenn die Umstände und Gründe nicht mehr gegeben sind oder wenn die Kommission oder die Agentur eine begründete Empfehlung gemäß Artikel 83 Absatz 2 abgibt.

Artikel 80

Freistellungsanträge eines relevanten Netzbetreibers oder relevanten ÜNB

1. Relevante Netzbetreiber oder relevante ÜNB können Freistellungen für bestimmte Kategorien von HGÜ-Systemen oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung beantragen, die an ihr Netz angeschlossen sind oder werden sollen.
2. Relevante Netzbetreiber oder relevante ÜNB richten ihren Freistellungsantrag an die Regulierungsbehörde. Jeder Freistellungsantrag enthält
 - (a) Angaben zur Identität des relevanten Netzbetreibers oder relevanten ÜNB und zu einer Kontaktperson für Mitteilungen;

- (b) eine Beschreibung der HGÜ-Systeme oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, für die eine Freistellung beantragt wird, die installierte Gesamtkapazität und die Zahl der HGÜ-Systeme oder der nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung;
 - (c) die Anforderung(en) dieser Verordnung, in Bezug auf die eine Freistellung beantragt wird, und eine eingehende Beschreibung der beantragten Freistellung;
 - (d) eine eingehende Begründung mit allen entsprechenden Belegen;
 - (e) den Nachweis, dass die beantragte Freistellung den grenzüberschreitenden Handel nicht beeinträchtigen würde;
 - (f) eine Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Artikel 66. Die Kosten-Nutzen-Analyse wird ggf. in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB und benachbarten VNB durchgeführt.
3. Wird ein Freistellungsantrag von einem relevanten VNB oder GVNB eingereicht, so fordert die Regulierungsbehörde den relevanten ÜNB innerhalb von zwei Wochen nach dem auf den Eingang des Antrags folgenden Tag auf, den Freistellungsantrag anhand der von der Regulierungsbehörde gemäß Artikel 78 festgelegten Kriterien zu bewerten.
 4. Innerhalb von zwei Wochen nach dem auf den Eingang einer solchen Aufforderung zur Bewertung folgenden Tag bestätigt der relevante ÜNB dem relevanten VNB oder GVNB, ob der Freistellungsantrag vollständig ist. Ist der Antrag nach Auffassung des relevanten ÜNB unvollständig, so reicht der relevante VNB oder GVNB die zusätzlich angeforderten Angaben innerhalb eines Monats nach Eingang des Ersuchens um zusätzliche Angaben nach.
 5. Innerhalb von sechs Monaten nach Eingang eines Freistellungsantrags leitet der relevante ÜNB den Antrag an die Regulierungsbehörde weiter und legt seine Bewertung, einschließlich jeglicher sachdienlicher Unterlagen, vor. Die Sechsmonatsfrist kann um einen Monat verlängert werden, wenn der relevante ÜNB zusätzliche Angaben von dem relevanten VNB oder GVNB anfordert.
 6. Innerhalb von sechs Monaten nach dem auf den Eingang eines Freistellungsantrags folgenden Tag erlässt die Regulierungsbehörde eine Entscheidung über den Antrag. Wird der Freistellungsantrag von dem relevanten VNB oder GVNB eingereicht, so beginnt die Sechsmonatsfrist an dem Tag, der auf den Eingang der Bewertung durch den relevanten ÜNB gemäß Absatz 5 folgt.
 7. Die Sechsmonatsfrist gemäß Absatz 6 kann vor ihrem Ablauf um weitere drei Monate verlängert werden, wenn die Regulierungsbehörde von dem relevanten Netzbetreiber, der die Freistellung beantragt, oder von anderen Beteiligten weitere Angaben anfordert. Die Zusatzfrist beginnt an dem auf den Eingang der vollständigen Angaben folgenden Tag.

Der relevante Netzbetreiber übermittelt die von der Regulierungsbehörde angeforderten zusätzlichen Angaben binnen zwei Monaten nach dem Datum des Ersuchens. Übermittelt der relevante Netzbetreiber die angeforderten Angaben nicht

fristgerecht, gilt der Freistellungsantrag als zurückgezogen, sofern nicht vor Fristablauf

- (a) die Regulierungsbehörde eine Fristverlängerung gewährt oder
 - (b) der relevante Netzbetreiber der Regulierungsbehörde in einer begründeten Mitteilung erklärt, dass der Freistellungsantrag vollständig ist.
8. Die Regulierungsbehörde erlässt eine begründete Entscheidung über den Freistellungsantrag. Bei der Gewährung der Freistellung legt die Regulierungsbehörde die Gültigkeitsdauer fest.
9. Die Regulierungsbehörde teilt dem relevanten Netzbetreiber, der die Freistellung beantragt, dem relevanten ÜNB und der Agentur ihre Entscheidung mit.
10. Die Regulierungsbehörden können weitere Anforderungen an die Erstellung von Freistellungsanträgen durch relevante Netzbetreiber stellen. Dabei berücksichtigen sie die Abgrenzung zwischen Übertragungsnetz und Verteilernetz auf nationaler Ebene und konsultieren die Netzbetreiber, die Eigentümer von HGÜ-Systemen, die Eigentümer von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung und andere beteiligte Akteure, einschließlich der Hersteller.
11. Eine Regulierungsbehörde kann eine Entscheidung zur Gewährung einer Freistellung aufheben, wenn die Umstände und Gründe nicht mehr gegeben sind oder wenn die Kommission oder die Agentur eine begründete Empfehlung gemäß Artikel 83 Absatz 2 abgibt.

Artikel 81

Freistellungsanträge von Eigentümern von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung in Bezug auf die Bestimmungen des Titels III

1. Freistellungsanträge in Bezug auf die Bestimmungen des Artikels 40 Absatz 1 Buchstaben b und c sowie Absatz 2 Buchstaben a und b und der Artikel 41 bis 45 unterliegen nicht den Bestimmungen des Artikels 79 Absatz 2 Buchstaben d und e, wenn sie sich auf eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung beziehen, die über einen einzigen Anschluss an ein einziges Synchrongebiet angeschlossen ist oder wird.
2. Die Regulierungsbehörde kann ihre Entscheidung über einen Freistellungsantrag gemäß Absatz 1 an Bedingungen knüpfen. So kann sie beispielsweise festlegen, dass die Freistellung bei einer Entwicklung des Anschlusses zu einem Multiterminal-Netz oder beim Anschluss einer weiteren nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage an demselben Netzanschlusspunkt von der Regulierungsbehörde überprüft wird oder ihre Gültigkeit verliert. Bei ihren Entscheidungen über Freistellungsanträge berücksichtigt die Regulierungsbehörde das Erfordernis einer optimierten Konfiguration zwischen der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung und der erzeugungsseitigen HGÜ-Stromrichterstation sowie die berechtigten Erwartungen des Eigentümers der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage mit Gleichstromanbindung.

Artikel 82
Register der Freistellungen von Anforderungen dieser Verordnung

1. Die Regulierungsbehörden führen ein Register aller Freistellungen, die sie gewährt oder verweigert haben, und übermitteln der Agentur mindestens alle sechs Monate ein aktuelles, konsolidiertes Register, wobei ENTSO (Strom) eine Kopie erhält.
2. Das Register enthält insbesondere
 - (a) die Anforderung(en), in Bezug auf die eine Freistellung gewährt oder verweigert wurde;
 - (b) den Inhalt der Freistellung;
 - (c) die Gründe für die Gewährung oder Verweigerung der Freistellung;
 - (d) die Folgen der Gewährung der Freistellung.

Artikel 83
Beobachtung von Freistellungen

1. Die Agentur beobachtet das Verfahren zur Gewährung von Freistellungen in Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden oder zuständigen Behörden des Mitgliedstaats. Die Regulierungsbehörden oder die zuständigen Behörden des Mitgliedstaats stellen der Agentur alle Angaben zur Verfügung, die sie dazu benötigt.
2. Die Agentur kann einer Regulierungsbehörde unter Angabe von Gründen empfehlen, eine Freistellung aufzuheben, weil sie nicht hinreichend gerechtfertigt ist. Die Kommission kann einer Regulierungsbehörde oder der zuständigen Behörde des Mitgliedstaats unter Angabe von Gründen empfehlen, eine Freistellung aufzuheben, weil sie nicht hinreichend gerechtfertigt ist.
3. Die Kommission kann die Agentur auffordern, über die Anwendung der Absätze 1 und 2 zu berichten und zu begründen, warum sie die Aufhebung von Freistellungen verlangt oder nicht verlangt.

TITEL VIII
SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 84
Änderung von Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen

1. Die Regulierungsbehörden sorgen dafür, dass alle einschlägigen Klauseln in Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen, die den Netzanschluss neuer HGÜ-Systeme oder neuer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung betreffen, mit den Anforderungen dieser Verordnung in Einklang gebracht werden.

2. Alle einschlägigen Klauseln in Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen, die den Netzanschluss bestehender HGÜ-Systeme oder bestehender nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung betreffen, auf die gemäß Artikel 4 Absatz 1 alle oder einige Anforderungen dieser Verordnung anwendbar sind, werden so geändert, dass sie den Anforderungen dieser Verordnung entsprechen. Die betreffenden Klauseln werden binnen drei Jahren nach der Entscheidung der Regulierungsbehörde oder des Mitgliedstaats gemäß Artikel 4 Absatz 1 geändert.
3. Die Regulierungsbehörden stellen sicher, dass nationale Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und den Eigentümern von neuen oder bestehenden HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die unter diese Verordnung fallen und Netzanschlussbestimmungen für HGÜ-Systeme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung betreffen, insbesondere nationale Netzkodizes, die Anforderungen dieser Verordnung widerspiegeln.

Artikel 85

HGÜ-Systeme oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, die an nicht dem EU-Recht unterliegende Synchrongebiete oder Regelzonen angeschlossen sind

1. Verbindet ein HGÜ-System, das den Anforderungen dieser Verordnung unterliegt, Synchrongebiete oder Regelzonen, von denen mindestens eine(s) nicht dem Unionsrecht unterliegt, bemüht sich der relevante ÜNB oder ggf. der Eigentümer des HGÜ-Systems darum, eine Vereinbarung zu treffen, die sicherstellt, dass die Eigentümer von HGÜ-Systemen, die rechtlich nicht zur Einhaltung dieser Verordnung verpflichtet sind, ebenfalls zur Erfüllung der Anforderungen beitragen.
2. Kann die in Absatz 1 genannte Vereinbarung nicht getroffen werden, nutzt der relevante ÜNB bzw. der Eigentümer des HGÜ-Systems alle ihm zur Verfügung stehenden Mittel, um die Anforderungen dieser Verordnung zu erfüllen.

Artikel 86 *Inkrafttreten*

Diese Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* in Kraft.

Unbeschadet des Artikels 4 Absatz 2 Buchstabe b sowie der Artikel 5, 75, 76 und 78 werden die Bestimmungen dieser Verordnung drei Jahre nach ihrer Veröffentlichung anwendbar. Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

Brüssel, den

*Für die Kommission
Der Präsident*