



Rat der
Europäischen Union

Brüssel, den 18. November 2015
(OR. en)

14274/15

ENER 393

ÜBERMITTLUNGSVERMERK

Absender:	Europäische Kommission
Eingangsdatum:	17. November 2015
Empfänger:	Generalsekretariat des Rates
Nr. Komm.dok.:	D042395/02
Betr.:	VERORDNUNG (EU) .../... DER KOMMISSION vom XXX zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Dokument D042395/02.

Anl.: D042395/02



Brüssel, den **XXX**
D042395/02
[...] (2015) **XXX** draft

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

vom **XXX**

**zur Festlegung eines Netzkodex
mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger**

(Text von Bedeutung für den EWR)

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

vom **XXX**

zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger

(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 Stromerzeugungsanlagen zu entwickeln. Anforderungen, die dazu beitragen, die

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).

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 Stromerzeugungsanlagen 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 Stromerzeugungsanlagen 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 Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und den Netzbetreibern. Insbesondere hängt der Betrieb des Netzes unter anormalen Bedingungen von der Reaktion der Stromerzeugungsanlagen auf Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1 pu (Per-Unit-Wert) sowie auf Abweichungen von der Nennfrequenz ab. Angesichts ihrer gegenseitigen Abhängigkeiten sollten Netze und Stromerzeugungsanlagen im Hinblick auf die Systemsicherheit systemtechnisch als Einheit betrachtet werden. Daher sollten einschlägige technische Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen 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 Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung 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 Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung gelten, nicht jedoch für bestehende Stromerzeugungsanlagen und Stromerzeugungsanlagen, die sich in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden, aber noch nicht fertiggestellt sind, soweit die relevante Regulierungsbehörde oder der Mitgliedstaat angesichts der

Entwicklung der Netzanforderungen und einer umfassenden Kosten-Nutzen-Analyse oder aufgrund einer erheblichen Modernisierung dieser Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung nichts anderes vorsieht.

- (9) Die Bedeutung von Stromerzeugungsanlagen sollte nach ihrer Größe und ihren Auswirkungen auf das Gesamtsystem bewertet werden. Synchronmaschinen sollten nach der Größe der Maschine klassifiziert werden und alle Bestandteile einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung umfassen, die im Normalbetrieb untrennbar zusammen arbeiten, wie etwa separate Generatoren, die von separaten Gas- und Dampfturbinen derselben Gas- und Dampfanlage angetrieben werden. Bei Kraftwerken, die mehrere solcher Gas- und Dampfanlagen umfassen, sollte jede Anlage nach ihrer Größe und nicht nach der Gesamtkapazität des Kraftwerks beurteilt werden. Nicht synchron angeschlossene Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam eine Wirtschaftseinheit bilden und über einen einzigen Netzanschlusspunkt verfügen, sollten nach ihrer aggregierten Nennleistung bewertet werden.
- (10) Angesichts der unterschiedlichen Spannungsebenen, auf denen Stromerzeugungsanlagen angeschlossen sind, und ihrer unterschiedlichen maximalen Erzeugungskapazität sollte diese Verordnung unterschiedliche Anforderungen an die verschiedenen Arten von Stromerzeugungsanlagen vorsehen. Sie enthält keine Vorschriften für die Bestimmung der Spannungsebene des Netzanschlusses, an die eine Erzeugungsanlage an das Netz anzuschließen ist.
- (11) Für Stromerzeugungsanlagen des Typs A sollten grundlegende Anforderungen festgelegt werden, um die Stromerzeugungskapazität mit begrenzten automatisierten Reaktionen und einer minimalen Steuerung durch den Netzbetreiber sicherzustellen. Sie sollten einen umfangreichen Verlust an Erzeugungskapazität in den Betriebsbereichen des Netzes verhindern, um kritische Ereignisse zu minimieren, und Anforderungen umfassen, die für großflächige Interventionen bei systemkritischen Ereignissen erforderlich sind.
- (12) Die Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs B sollten ein breiteres Spektrum an automatisierten dynamischen Reaktionen vorsehen, die eine größere Widerstandsfähigkeit gegenüber betrieblichen Vorkommnissen ermöglichen, um die Nutzung dieser dynamischen Reaktionen sicherzustellen, und eine umfangreichere Steuerung durch den Netzbetreiber sowie Informationen zur Nutzung dieser Fähigkeiten umfassen. Die Anforderungen gewährleisten eine automatisierte Reaktion, um die Auswirkungen von Netzereignissen zu begrenzen und für eine optimale dynamische Reaktion der Stromerzeugungsanlage auf diese Ereignisse zu sorgen.
- (13) Die Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs C sollten eine präzise, stabile und gut steuerbare dynamische Echtzeitreaktion vorsehen, die es ermöglicht, wichtige Systemdienstleistungen zu erbringen, um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Die Anforderungen sollten allen Netzzuständen Rechnung tragen, weshalb die Interaktionen zwischen Anforderungen, Funktionen, Regelung und Informationen zur Nutzung dieser Fähigkeiten detailliert beschrieben werden sollten; zudem sollten sie die Echtzeitreaktion des Systems gewährleisten, die zur Vermeidung von Systemereignissen sowie für den Umgang mit diesen Ereignissen und die Reaktion darauf erforderlich ist. Die Anforderungen sollten darüber hinaus ausreichende Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen umfassen, sowohl bei Störungsfreiheit als auch bei Netzstörungen angemessen zu reagieren, und die

erforderlichen Informationen und Regelungen zur Nutzung von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung in unterschiedlichen Situationen vorsehen.

- (14) Die Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs D sollten sich speziell auf Erzeugungsanlagen mit Anschluss an höhere Spannungsebenen beziehen, die Auswirkungen auf die Regelung und den Betrieb des gesamten Netzes haben. Sie sollten einen stabilen Betrieb des Verbundnetzes gewährleisten und die Nutzung von Systemdienstleistungen durch Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung in ganz Europa ermöglichen.
- (15) Die Anforderungen sollten auf den Grundsätzen der Diskriminierungsfreiheit und Transparenz beruhen und darauf abzielen, ein optimales Verhältnis zwischen höchstmöglicher Gesamteffizienz und den geringsten Gesamtkosten für alle beteiligten Akteure zu erreichen. Sie sollten daher den Unterschieden der Stromerzeugungstechnologien mit ihren inhärenten unterschiedlichen Eigenschaften Rechnung tragen und angesichts regionaler Besonderheiten dazu beitragen, in bestimmten geografischen Gebieten unnötige Investitionen zu vermeiden. Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) und Verteilernetzbetreiber („VNB“) einschließlich der Betreiber geschlossener Verteilernetze („GVNB“) können diese Unterschiede berücksichtigen, wenn sie Anforderungen gemäß den Bestimmungen dieser Verordnung festlegen, wobei anerkannt wird, dass die Schwellenwerte für die Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen auf nationaler Ebene bestimmt werden.
- (16) 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.
- (17) Im Interesse der Systemsicherheit sollten Stromerzeugungsanlagen in jedem Synchrongebiet des Verbundnetzes innerhalb bestimmter Frequenz- und Spannungsbereiche mit dem Netz verbunden bleiben können.
- (18) Diese Verordnung sollte Parameterbereiche vorsehen, die es ermöglichen, auf nationaler Ebene Entscheidungen hinsichtlich der erforderlichen Fähigkeit zum Durchfahren eines Fehlers („Fault-Ride-Through“-Fähigkeit, FRT-Fähigkeit) zu treffen, um für eine verhältnismäßige Vorgehensweise zu sorgen, die verschiedenen Netzanforderungen Rechnung trägt, wie etwa dem Anteil der erneuerbaren Energieträger („EE“) und den vorhandenen Systemen zum Schutz der Netze auf Übertragungs- und Verteilernetzebene. Angesichts der Konfiguration einiger Netze sollte die Obergrenze für die Anforderungen an die FRT-Fähigkeit bei 250 Millisekunden liegen. Da die Fehlerklärungszeit in Europa derzeit jedoch meist 150 Millisekunden beträgt, kann die von dem Mitgliedstaat gemäß dieser Verordnung mit der Genehmigung der Anforderungen beauftragte Stelle prüfen, ob eine längere Zeitspanne erforderlich ist.
- (19) Bei der Festlegung der vor und nach einem Fehler herrschenden Bedingungen für die FRT-Fähigkeit sollte der relevante ÜNB unter Berücksichtigung der Netzeigenschaften wie der Netztopologie und des Stromerzeugungsmix entscheiden,

ob die vor dem Fehler herrschenden Betriebsbedingungen der Stromerzeugungsanlagen oder längere Fehlerklärungszeiten Priorität erhalten.

- (20) Ein wichtiger Faktor für ein funktionierendes Verbundsystem ist auch die Gewährleistung einer angemessenen Wiederschaltung nach einer Trennung vom Netz aufgrund einer Netzstörung. Ein angemessener Netzschutz ist insbesondere bei Netzstörungen für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität und -sicherheit von entscheidender Bedeutung. Schutzkonzepte können eine Verstärkung der Störungen verhindern und ihre Folgen begrenzen.
- (21) Ein angemessener Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern und den Eigentümern von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung ist Voraussetzung dafür, dass die Netzbetreiber die Systemstabilität und –sicherheit gewährleisten können. Die Netzbetreiber müssen einen kontinuierlichen Überblick über den Zustand des Netzes haben; dazu müssen sie Informationen zu den Betriebsbedingungen von Stromerzeugungsanlagen erhalten und mit diesen Anlagen kommunizieren können, um ihnen betriebliche Anweisungen zu erteilen.
- (22) In Notfällen, die die Systemstabilität und -sicherheit gefährden könnten, sollten die Netzbetreiber durch eine entsprechende Anweisung dafür sorgen können, dass die Leistungsabgabe von Stromerzeugungsanlagen angepasst wird, damit sie ihrer Verantwortung für die Systemsicherheit gerecht werden können.
- (23) 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.
- (24) Der Bedarf an Blindleistungskapazität hängt von mehreren Faktoren wie etwa dem Vermaschungsgrad des Netzes und dem Verhältnis zwischen Einspeisung und Verbrauch ab, was bei der Festlegung der Anforderungen an die Blindleistungskapazität berücksichtigt werden sollte. Unterscheiden sich die Merkmale regionaler Netze innerhalb des Verantwortungsbereichs eines Netzbetreibers, könnte es sinnvoll sein, mehrere Profile festzulegen. So ist eine Blindleistungserzeugung („nacheilender“ Leistungsfaktor) bei Überspannungen und eine Blindleistungsaufnahme („voreilender“ Leistungsfaktor) bei Unterspannungen möglicherweise nicht erforderlich. Anforderungen an die Blindleistung können mit Beschränkungen für die Auslegung und den Betrieb von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung verbunden sein. Daher ist es wichtig, die für einen effizienten Netzbetrieb tatsächlich erforderlichen Kapazitäten gründlich zu prüfen.
- (25) Synchrone Stromerzeugungsanlagen sind inhärent in der Lage, Frequenzabweichungen zu verhindern oder zu verlangsamen, während viele EE-Technologien diese Möglichkeit nicht bieten. Daher sollten Gegenmaßnahmen getroffen werden, um stärkere Änderungen der Frequenz bei umfangreicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu vermeiden. Der weitere Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger, die keinen natürlichen Beitrag zur

Schwungmasse leisten, könnte durch die Nutzung synthetischer Schwungmasse unterstützt werden.

- (26) Es sollten angemessene und verhältnismäßige Konformitätstests eingeführt werden, damit die Netzbetreiber die Betriebssicherheit gewährleisten können.
- (27) 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.
- (28) Die Verordnung sollte zudem ein Verfahren für Freistellungen von den Bestimmungen vorsehen, um örtlichen Gegebenheiten Rechnung zu tragen, etwa wenn die Stabilität des örtlichen Netzes bei Einhaltung der Bestimmungen in besonderen Fällen gefährdet werden könnte oder eine Stromerzeugungsanlage nur dann sicher betrieben werden kann, wenn die Betriebsbedingungen von den Anforderungen der Verordnung abweichen. Im Falle bestimmter Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke, die breitere Effizienzgewinne ermöglichen, könnte die Anwendung der Vorschriften dieser Verordnung mit unverhältnismäßigen Kosten verbunden sein und somit zum Verlust dieser Effizienzgewinne führen.
- (29) Vorbehaltlich der Zustimmung der relevanten Regulierungsbehörde oder gegebenenfalls einer anderen Behörde eines Mitgliedstaates sollten Netzbetreiber die Möglichkeit haben, Freistellungen für bestimmte Arten von Stromerzeugungsanlagen vorzuschlagen.
- (30) 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.
- (31) 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 Vorschriften für den Anschluss von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung an das Stromverbundnetz, zu denen synchrone Stromerzeugungsanlagen, nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen sowie nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen zählen. 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 Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung 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 Richtlinie 2012/27/EU³, Artikel 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, Artikel 2 der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission⁴, Artikel 2 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission⁵ und Artikel 2 der Richtlinie 2009/72/EG.

Zusätzlich gelten folgende Begriffsbestimmungen:

1. „Stelle“ bezeichnet eine Regulierungsbehörde, eine sonstige nationale Behörde, einen Netzbetreiber oder eine sonstige nach nationalem Recht beauftragte öffentliche oder private Einrichtung;
2. „Synchrongebiet“ bezeichnet ein Gebiet von ÜNB, die synchron miteinander verbundene Netze betreiben, darunter die Synchrongebiete Kontinentaleuropa, Großbritannien, Irland-Nordirland und Nordeuropa sowie die Stromversorgungssysteme Litauens, Lettlands und Estlands, die zu einem größeren Synchrongebiet gehören (gemeinsam „Baltische Staaten“);
3. „Spannung“ bezeichnet die elektrische Potenzialdifferenz zwischen zwei Punkten, die als Effektivwert der Außenleiterspannungen im Mitsystem bei Grundfrequenz gemessen wird;

³ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG (ABl. L 315 vom 13.11.2012, S. 1).

⁴ Verordnung (EU) Nr. 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).

⁵ 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).

4. „Scheinleistung“ bezeichnet das gewöhnlich in Kilovoltampere („kVA“) oder Megavoltampere („MVA“) angegebene, bei Drehstromsystemen zusätzlich mit der Quadratwurzel von drei multiplizierte Produkt aus Spannung und Stromstärke bei Grundfrequenz;
5. „Stromerzeugungsanlage“ bezeichnet eine synchrone Stromerzeugungsanlage oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage;
6. „Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung“ bezeichnet eine Einrichtung, die Primärenergie in elektrische Energie umwandelt und eine oder mehrere, an einem oder mehreren Netzanschlusspunkten mit einem Netz verbundene Stromerzeugungsanlagen umfasst;
7. „Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung“ bezeichnet eine natürliche oder juristische Person, in deren Eigentum eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung steht;
8. „Hauptkomponente einer Erzeugungsanlage“ bezeichnet einen oder mehrere Hauptbestandteile der Betriebsmittel, die für die Umwandlung der Primärenergie in elektrische Energie erforderlich sind;
9. „synchrone Stromerzeugungsanlage“ bezeichnet untrennbar miteinander verbundene Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, bei denen die Frequenz der erzeugten Spannung, die Drehzahl des Generators und die Frequenz der Netzspannung in einem festen Verhältnis zueinander stehen und somit synchron sind;
10. „Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen“ bezeichnet ein vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dem relevanten Netzbetreiber vorgelegtes Dokument für eine Stromerzeugungsanlage des Typs B oder C, das den Nachweis der Übereinstimmung der Stromerzeugungsanlage mit den technischen Kriterien dieser Verordnung bestätigt und die erforderlichen Daten und Erklärungen einschließlich einer Konformitätserklärung enthält;
11. „relevanter ÜNB“ bezeichnet den ÜNB, in dessen Regelzone eine Stromerzeugungsanlage, eine Verbrauchsanlage, ein Verteilernetz oder ein Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystem (HGÜ-System) auf irgendeiner Spannungsebene an das Netz angeschlossen ist oder wird;
12. „Netz“ bezeichnet miteinander verbundene Anlagen und Geräte zur Übertragung oder Verteilung von Strom;
13. „relevanter Netzbetreiber“ bezeichnet den Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz eine Stromerzeugungsanlage, eine Verbrauchsanlage, ein Verteilernetz oder ein HGÜ-System angeschlossen ist oder wird;
14. „Netzanschlussvertrag“ bezeichnet einen Vertrag zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, dem Eigentümer der Verbrauchsanlage, dem Verteilernetzbetreiber oder dem Eigentümer des HGÜ-Systems, der den relevanten Standort und die spezifischen technischen Anforderungen an den Anschluss der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, der Verbrauchsanlage, des Verteilernetzes oder des HGÜ-Systems enthält;

15. „Netzanschlusspunkt“ bezeichnet die Schnittstelle, an der die Stromerzeugungsanlage, die Verbrauchsanlage, das Verteilernetz oder das HGÜ-System gemäß dem Netzanschlussvertrag mit einem Übertragungsnetz, einem Offshore-Netz, einem Verteilernetz, einschließlich geschlossener Verteilernetze, oder einem HGÜ-System verbunden ist;
16. „Maximalkapazität“ oder „Pmax“ bezeichnet die maximale kontinuierliche Wirkleistung, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführenden, nicht in das Netz eingespeisten Anteils, und die im Netzanschlussvertrag festgelegt oder zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbart ist;
17. „nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage“ bezeichnet eine Einheit oder eine Reihe von Einheiten zur Erzeugung von Strom, die entweder nicht synchron oder mit Hilfe von Leistungselektronik an das Netz angeschlossen ist und zudem über einen einzelnen Netzanschlusspunkt mit einem Übertragungsnetz, einem Verteilernetz (einschließlich geschlossener Verteilernetze) oder einem HGÜ-System verfügt;
18. „nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage“ bezeichnet eine vor der Küste befindliche nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage, deren Netzanschlusspunkt sich ebenfalls vor der Küste befindet;
19. „Phasenschieberbetrieb“ bezeichnet den Betrieb eines Generators ohne Einsatz der Antriebsmaschine, der dazu dient, die Spannung durch Erzeugung oder Aufnahme von Blindleistung dynamisch zu regeln;
20. „Wirkleistung“ bezeichnet die reale Komponente der Scheinleistung bei Grundfrequenz, der in Watt oder dessen Vielfachen wie Kilowatt („kW“) oder Megawatt („MW“) angegeben wird;
21. „Pump-Speicher-Kraftwerk“ bezeichnet eine Wasserkraftanlage, in der das Wasser nach oben gepumpt und gespeichert werden kann, um es für die Stromerzeugung zu nutzen;
22. „Frequenz“ bezeichnet die in Hertz angegebene elektrische Netzfrequenz, wobei angenommen wird, dass ihre Messung in allen Teilen des Synchrongebiets innerhalb von Sekunden einen einheitlichen Wert ergibt, der sich an unterschiedlichen Messstellen nur unwesentlich unterscheidet. Ihr Nennwert ist 50 Hz;
23. „Statik“ bezeichnet das Verhältnis der Änderung der Frequenz in statischem Zustand zur resultierenden Änderung der Wirkleistungsabgabe in statischem Zustand in Prozent. Dabei wird die Änderung der Frequenz im Verhältnis zur Nennfrequenz und die Änderung der Wirkleistungsabgabe im Verhältnis zur Maximalkapazität oder zum tatsächlichen Wert der Wirkleistungsabgabe bei Erreichen des relevanten Schwellenwertes angegeben;
24. „Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb“ bezeichnet die im Netzanschlussvertrag festgelegte oder zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbarte Mindestwirkleistung, bis zu der eine Stromerzeugungsanlage die Wirkleistungsabgabe regeln kann;

25. „Sollwert“ bezeichnet den gewöhnlich bei Regeleinrichtungen verwendeten Zielwert eines Parameters;
26. „Anweisung“ bezeichnet jede von einem Netzbetreiber im Rahmen seiner Befugnisse an den Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, einer Verbrauchsanlage oder eines HGÜ-Systems oder einen Verteilernetzbetreiber gerichtete Aufforderung zu einer Handlung;
27. „konzeptgemäß zu beherrschender Fehler“ bezeichnet einen Fehler, der gemäß den Planungsgrundsätzen des Netzbetreibers erfolgreich zu beherrschen ist;
28. „Blindleistung“ bezeichnet die gewöhnlich in Kilovar („kVAr“) oder Megavar („MVar“) angegebene, imaginäre Komponente der Scheinleistung bei Grundfrequenz;
29. „FRT-Fähigkeit“ (Fähigkeit zum Durchfahren eines Fehlers, „Fault-Ride-Through“-Fähigkeit) bezeichnet die Fähigkeit elektrischer Geräte, auch bei zeitweisen niedrigen Spannungen am Netzanschlusspunkt aufgrund konzeptgemäß zu beherrschender Fehler die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten;
30. „Generator“ bezeichnet eine Maschine, die mechanische Energie mit Hilfe eines magnetischen Drehfeldes in elektrische Energie umwandelt;
31. „Strom“ bezeichnet die Anzahl der in einem bestimmten Zeitraum fließenden Ladungsträger, die als Effektivwert der Phasenströme im Mitsystem bei Grundfrequenz gemessen wird;
32. „Stator“ bezeichnet den Teil einer Drehmaschine, der die feststehenden magnetischen Teile mit ihren Wicklungen umfasst;
33. „Schwungmasse“ bezeichnet die Eigenschaft eines sich drehenden starren Körpers, wie des Rotors eines Generators, eine gleichförmige Drehbewegung und den Drehimpuls aufrechtzuerhalten, wenn auf ihn kein externes Drehmoment wirkt;
34. „synthetische Schwungmasse“ bezeichnet die Fähigkeit einer nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-Systems, die Wirkung der Schwungmasse einer synchronen Stromerzeugungsanlage in vorgegebenem Umfang zu ersetzen;
35. „Frequenzregelung“ bezeichnet die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-Systems, die abgegebene Wirkleistung in Abhängigkeit von einer gemessenen Abweichung der Netzfrequenz von einem Sollwert anzupassen, um eine stabile Netzfrequenz aufrechtzuerhalten;
36. „frequenzabhängiger Modus“ oder „FSM“ bezeichnet den Betriebsmodus einer Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-Systems, bei dem sich die abgegebene Wirkleistung aufgrund einer Änderung der Netzfrequenz ändert, um zur Wiederherstellung der Zielfrequenz beizutragen;
37. „beschränkt frequenzabhängiger Modus – Überfrequenz“ oder „LFSM-O“ bezeichnet den Betriebsmodus einer Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-

Systems, bei dem sich die abgegebene Wirkleistung verringert, wenn die Netzfrequenz einen bestimmten Wert überschreitet;

38. „beschränkt frequenzabhängiger Modus – Unterfrequenz“ oder „LFSM-U“ bezeichnet den Betriebsmodus einer Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-Systems, bei dem sich die abgegebene Wirkleistung erhöht, wenn die Netzfrequenz einen bestimmten Wert unterschreitet;
39. „Totband der frequenzabhängigen Reaktion“ bezeichnet einen Bereich, der bewusst dazu genutzt wird, eine Reaktion zur Frequenzregelung zu vermeiden;
40. „Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Reaktion“ bezeichnet die in einem Regelsystem implementierte Mindestgröße der Änderung der Frequenz oder des Eingangssignals, die erforderlich ist, um eine Änderung der Ausgangsleistung oder des Ausgangssignals herbeizuführen;
41. „P-Q-Diagramm“ bezeichnet ein Diagramm, das die Blindleistungskapazität einer Stromerzeugungsanlage bei unterschiedlicher Wirkleistungsabgabe am Netzanschlusspunkt beschreibt;
42. „statische Stabilität“ bezeichnet die Fähigkeit eines Netzes oder einer synchronen Stromerzeugungsanlage, nach einer geringen Störung zu einem stabilen Betrieb zurückzukehren und diesen aufrechtzuerhalten;
43. „Inselbetrieb“ bezeichnet den unabhängigen Betrieb eines ganzen Netzes oder eines Teils eines Netzes, das nach der Trennung vom Verbundnetz isoliert ist, wobei mindestens eine Stromerzeugungsanlage oder ein HGÜ-System Strom an dieses Netz liefert und seine Frequenz und Spannung regelt;
44. „Eigenbedarfsbetrieb“ bezeichnet einen Betrieb, der sicherstellt, dass Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung ihren Eigenbedarf weiterhin decken können, wenn ein Netzfehler dazu führt, dass Stromerzeugungsanlagen vom Netz getrennt werden und auf ihre Hilfsversorgungssysteme angewiesen sind;
45. „Schwarzstartfähigkeit“ bezeichnet die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage, mit Hilfe einer eigenen Hilfsstromquelle und ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen aus vollständig abgeschaltetem Zustand wieder hochzufahren;
46. „ermächtigte Zertifizierungsstelle“ bezeichnet eine Stelle, die Betriebsmittelbescheinigungen und das Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen ausstellt und vom nationalen Mitglied der gemäß der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 eingerichteten Europäischen Kooperation für die Akkreditierung („EA“) akkreditiert ist;
47. „Betriebsmittelbescheinigung“ bezeichnet ein von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestelltes Dokument für Betriebsmittel, die in einer Stromerzeugungsanlage, einer Verbrauchseinheit, einem Verteilernetz, einer Verbrauchsanlage oder einem HGÜ-System genutzt wird. In der Betriebsmittelbescheinigung wird der Gültigkeitsumfang auf nationaler oder anderer Ebene angegeben, wobei ein bestimmter Wert aus dem Bereich ausgewählt wird, der auf europäischer Ebene zulässig ist. Die Betriebsmittelbescheinigung kann Modelle

umfassen, die anhand tatsächlicher Testergebnisse überprüft wurden, so dass bestimmte Teile des Konformitätsverfahrens ersetzt werden können;

48. „Erregersystem“ bezeichnet ein Regelungssystem mit Rückkopplung, das die Synchronmaschine und ihr Erregungssystem umfasst;
49. „U-Q/Pmax-Profil“ bezeichnet ein Profil, das die Blindleistungskapazität einer Stromerzeugungsanlage oder HGÜ-Stromrichterstation bei unterschiedlichen Spannungen am Netzanschlusspunkt beschreibt;
50. „Mindestleistung für den stabilen Betrieb“ bezeichnet die im Netzanschlussvertrag festgelegte oder zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbarte Mindestwirkleistung, bei der die Stromerzeugungsanlage zeitlich unbegrenzt stabil betrieben werden kann;
51. „Übererregungsbegrenzer“ bezeichnet eine Regelvorrichtung innerhalb des automatischen Spannungsreglers, die eine Überlast des Rotors eines Generators verhindert, indem sie den Erregerstrom begrenzt;
52. „Untererregungsbegrenzer“ bezeichnet eine Regelvorrichtung innerhalb des automatischen Spannungsreglers, die dazu dient, einen Verlust des Synchronismus des Generators aufgrund mangelnder Erregung zu verhindern;
53. „automatischer Spannungsregler“ oder „AVR“ bezeichnet das kontinuierlich arbeitende automatische Betriebsmittel zur Regelung der Klemmenspannung einer synchronen Stromerzeugungsanlage, die die tatsächliche Klemmenspannung mit einem Bezugswert vergleicht und den Ausgang eines Erregersystems entsprechend regelt;
54. „Pendeldämpfungsgerät“ oder „PSS“ bezeichnet eine zusätzliche Funktion des AVR einer synchronen Stromerzeugungsanlage, die dazu dient, Leistungspendelungen zu dämpfen;
55. „dynamische Blindstromstützung“ bezeichnet einen von einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage oder einem HGÜ-System während und nach einer durch einen elektrischen Fehler verursachten Spannungsabweichung eingespeisten Strom, der dazu dient, einen Fehler von Netzschutzsystemen im Anfangsstadium zu erkennen und die Aufrechterhaltung der Netzspannung in einem späteren Fehlerstadium sowie die Wiederherstellung der Netzspannung nach Fehlerbehebung zu unterstützen;
56. „Leistungsfaktor“ bezeichnet das Verhältnis des Betrags der Wirkleistung zur Scheinleistung;
57. „Gradient“ bezeichnet das Verhältnis der Änderung der Spannung (auf der Grundlage des Referenzwertes 1 pu) zur Änderung der Blindleistungseinspeisung von Null bis zur maximalen Blindleistung (auf der Grundlage der maximalen Blindleistung);
58. „Offshore-Netzanschlussystem“ bezeichnet die gesamte Verbindung zwischen einem Offshore-Netzanschlusspunkt und dem Onshore-Netz am Onshore-Netzverknüpfungspunkt;

59. „Onshore-Netzverknüpfungspunkt“ bezeichnet den Punkt, an dem das Offshore-Netzanschlussystem mit dem Onshore-Netz des relevanten Netzbetreibers verbunden ist;
60. „Installationsdokument“ bezeichnet ein einfach strukturiertes Dokument mit Informationen über eine Stromerzeugungsanlage des Typs A oder eine Verbrauchseinheit mit Nachfrigesteuerung mit einer Anschlussspannung unter 1000 V, das die Einhaltung der relevanten Anforderungen bestätigt;
61. „Konformitätserklärung“ bezeichnet ein vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, dem Eigentümer der Verbrauchsanlage, dem Verteilernetzbetreiber oder dem Eigentümer des HGÜ-Systems dem Netzbetreiber vorgelegtes Dokument, in dem der aktuelle Stand der Einhaltung der relevanten Spezifikationen und Anforderungen angegeben ist;
62. „endgültige Betriebserlaubnis“ oder „EBE“ bezeichnet eine vom relevanten Netzbetreiber für den Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, den Eigentümer einer Verbrauchsanlage, einen Verteilernetzbetreiber oder den Eigentümer eines HGÜ-Systems ausgestellte Erlaubnis, die es diesem gestattet, eine Stromerzeugungsanlage, eine Verbrauchsanlage, ein Verteilernetz bzw. ein HGÜ-System unter Verwendung des Netzanschlusses zu betreiben, da die relevanten Spezifikationen und Anforderungen erfüllt sind;
63. „Erlaubnis zur Zuschaltung“ oder „EZZ“ bezeichnet eine vom relevanten Netzbetreiber für den Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, den Eigentümer einer Verbrauchsanlage, den Betreiber eines Verteilernetzes oder den Eigentümer eines HGÜ-Systems ausgestellte Erlaubnis zur Zuschaltung seines internen Netzes;
64. „vorübergehende Betriebserlaubnis“ oder „VBE“ bezeichnet eine vom relevanten Netzbetreiber für den Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, den Eigentümer einer Verbrauchsanlage, einen Verteilernetzbetreiber oder den Eigentümer eines HGÜ-Systems ausgestellte Erlaubnis, die es diesem gestattet, eine Stromerzeugungsanlage, eine Verbrauchsanlage, ein Verteilernetz bzw. ein HGÜ-System für einen begrenzten Zeitraum unter Verwendung des Netzanschlusses zu betreiben und mit Konformitätstests zu beginnen, um die Einhaltung der relevanten Spezifikationen und Anforderungen sicherzustellen;
65. „beschränkte Betriebserlaubnis“ oder „BBE“ bezeichnet eine Erlaubnis, die der relevante Netzbetreiber dem Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, dem Eigentümer einer Verbrauchsanlage, einem Verteilernetzbetreiber oder dem Eigentümer eines HGÜ-Systems ausstellt, der den EBE-Status bereits erreicht hatte, aber bei dem vorübergehend eine wesentliche Änderung oder ein Kapazitätsverlust aufgetreten ist, so dass die relevanten Spezifikationen und Anforderungen nicht erfüllt sind.

Artikel 3 *Anwendungsbereich*

1. Die in dieser Verordnung beschriebenen Anschlussbestimmungen gelten für neue Stromerzeugungsanlagen, die gemäß Artikel 5 als signifikant anzusehen sind, soweit nichts anderes bestimmt ist.

Der relevante Netzbetreiber erteilt keine Genehmigung für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, die die in dieser Verordnung beschriebenen Anforderungen nicht erfüllen und keiner von der Regulierungsbehörde oder ggf. einer anderen Behörde eines Mitgliedstaates gemäß Artikel 60 gewährten Freistellung unterliegen. Im Falle einer Ablehnung übermittelt der relevante Netzbetreiber dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und, soweit die Regulierungsbehörde nichts anderes bestimmt, der Regulierungsbehörde eine begründete schriftliche Erklärung.

2. Diese Verordnung gilt nicht für
 - (a) Stromerzeugungsanlagen, die an das Übertragungsnetz und Verteilernetze oder Teile des Übertragungsnetzes und der 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;
 - (b) Stromerzeugungsanlagen, die als Notstromsysteme installiert wurden und weniger als fünf Minuten je Kalendermonat parallel zum Netz betrieben werden, wenn sich das Netz im Normalzustand befindet. Ein Netzparallelbetrieb dieser Stromerzeugungsanlage während der Wartung oder bei Inbetriebnahmeprüfungen wird nicht auf diese fünf Minuten angerechnet;
 - (c) Stromerzeugungsanlagen, die nicht über einen ständigen Netzanschlusspunkt verfügen und von den Netzbetreibern verwendet werden, um vorübergehend Strom zu liefern, wenn die normale Netzkapazität nicht oder nicht vollständig zur Verfügung steht;
 - (d) Speicheranlagen mit Ausnahme von Pump-Speicher-Stromerzeugungsanlagen gemäß Artikel 6 Absatz 2.

Artikel 4 *Anwendung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen*

1. Bestehende Stromerzeugungsanlagen unterliegen nur dann den Anforderungen dieser Verordnung,
 - (a) wenn eine Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D in einem solchen Umfang geändert wurde, dass ihr Netzanschlussvertrag nach dem folgenden Verfahren wesentlich überarbeitet werden muss:

- i) Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, 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 der Stromerzeugungsanlage 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 eine bestehende Stromerzeugungsanlage allen oder einigen Anforderungen dieser Verordnung unterliegt.
2. Eine Stromerzeugungsanlage gilt als bestehende Stromerzeugungsanlage im Sinne dieser Verordnung, wenn
- (a) sie am Tag des Inkrafttretens dieser Verordnung bereits an das Netz angeschlossen ist oder
 - (b) wenn der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung binnen zwei Jahren nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung einen endgültigen und bindenden Vertrag über den Erwerb der Hauptkomponenten einer Erzeugungsanlage schließt. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung unterrichtet den relevanten Netzbetreiber und den relevanten ÜNB über den Abschluss des Vertrages binnen 30 Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung.

Die Mitteilung des Eigentümers der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung an den relevanten Netzbetreiber und den relevanten ÜNB muss mindestens den Titel des Vertrages, das Datum der Unterzeichnung und das Datum des Inkrafttretens des Vertrages sowie die Spezifikationen der Hauptkomponenten der Erzeugungsanlage enthalten, die gebaut, installiert oder erworben werden sollen.

Die Mitgliedstaaten können festlegen, dass die Regulierungsbehörde unter bestimmten Umständen entscheiden kann, ob eine Stromerzeugungsanlage als bestehende oder als neue Erzeugungsanlage anzusehen ist.

3. Nach einer öffentlichen Konsultation gemäß Artikel 10 kann der relevante ÜNB der betroffenen Regulierungsbehörde oder ggf. dem Mitgliedstaat vorschlagen, den Anwendungsbereich dieser Verordnung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen 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 38 und 39 durchgeführt. Die Analyse umfasst

- (a) die mit der obligatorischen Anwendung dieser Verordnung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen 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 38 Absatz 4 entscheidet die relevante Regulierungsbehörde oder ggf. der Mitgliedstaat über die Erweiterung der Anwendbarkeit dieser Verordnung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen. Die Entscheidung der Regulierungsbehörde oder ggf. des Mitgliedstaates wird veröffentlicht.
6. Bei der Prüfung einer möglichen Anwendung dieser Verordnung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen berücksichtigt der relevante ÜNB die berechtigten Erwartungen der Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung.
7. Der relevante ÜNB kann die Anwendung einiger oder aller Bestimmungen dieser Verordnung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen alle drei Jahre nach den in den Absätzen 3 bis 5 beschriebenen Kriterien und Verfahren prüfen.

Artikel 5 *Ermittlung der Signifikanz*

1. Die von Stromerzeugungsanlagen zu erfüllenden Anforderungen richten sich nach den in Absatz 2 beschriebenen Kategorien, die auf der Spannung am Netzanschlusspunkt und der Maximalkapazität beruhen.
2. Stromerzeugungsanlagen der folgenden Kategorien gelten als signifikant:
 - (a) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität von mindestens 0,8 kW (Typ A);

- (b) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem Schwellenwert, den jeder relevante ÜNB nach dem in Absatz 3 beschriebenen Verfahren vorschlägt (Typ B). Dieser Schwellenwert darf nicht über den in Tabelle 1 für Stromerzeugungsanlagen des Typs B angegebenen Grenzwerten liegen;
- (c) Netzanschlusspunkt unter 110 kV und Maximalkapazität ab einem von jedem relevanten ÜNB gemäß Absatz 3 festgelegten Schwellenwert (Typ C). Dieser Schwellenwert darf nicht über den in Tabelle 1 für Stromerzeugungsanlagen des Typs C angegebenen Grenzwerten liegen; oder
- (d) Netzanschlusspunkt mit mindestens 110 kV (Typ D). Eine Stromerzeugungsanlage ist auch dann als Anlage des Typs D anzusehen, wenn ihr Netzanschlusspunkt eine Spannung von weniger als 110 kV aufweist, aber ihre Maximalkapazität mindestens einem gemäß Absatz 3 festgelegten Schwellenwert entspricht. Dieser Schwellenwert darf nicht über dem in Tabelle 1 für Stromerzeugungsanlagen des Typs D angegebenen Grenzwert liegen.

Synchronegebiete	Grenzwert für den Schwellenwert der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs B	Grenzwert für den Schwellenwert der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs C	Grenzwert für den Schwellenwert der Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs D
Kontinentaleuropa	1 MW	50 MW	75 MW
Großbritannien	1 MW	50 MW	75 MW
Nordeuropa	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irland und Nordirland	0,1 MW	5 MW	10 MW
Baltische Staaten	0,5 MW	10 MW	15 MW

Tabelle 1: Grenzwerte für die Schwellenwerte für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D

3. Vorschläge für die Schwellenwerte für die Maximalkapazität von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D bedürfen der Genehmigung der relevanten Regulierungsbehörde oder ggf. des Mitgliedstaates. Bei der Erarbeitung ihrer Vorschläge stimmen sich die relevanten ÜNB mit den benachbarten ÜNB und VNB ab und führen eine öffentliche Konsultation gemäß Artikel 10 durch. Der relevante ÜNB kann Vorschläge für Änderungen an den Schwellenwerten frühestens drei Jahre nach seinem letzten Vorschlag vorlegen.
4. Die Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung tragen zu diesem Verfahren bei und legen dem relevanten ÜNB die angeforderten Daten vor.
5. Ist eine Stromerzeugungsanlage aufgrund einer Änderung der Schwellenwerte als Stromerzeugungsanlage eines anderen Typs anzusehen, wird das in Artikel 4

Absatz 3 beschriebene Verfahren für bestehende Stromerzeugungsanlagen durchgeführt, bevor die für den neuen Typ geltenden Anforderungen anzuwenden sind.

Artikel 6

Anwendung auf Stromerzeugungsanlagen, Pump-Speicher-Stromerzeugungsanlagen, KWK-Anlagen und Industrieanlagen

1. Offshore-Stromerzeugungsanlagen, die an das Verbundnetz angeschlossen sind, müssen die Anforderungen an Onshore-Stromerzeugungsanlagen erfüllen, außer wenn der relevante Netzbetreiber die Anforderungen im Hinblick auf diese Stromerzeugungsanlagen anpasst oder wenn nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen über eine HGÜ-Verbindung oder ein Netz, dessen Frequenz nicht mit der des Hauptverbundnetzes synchronisiert ist, (etwa über HGÜ-Kurzkupplungen) an das Verbundnetz angeschlossen sind.
2. Pump-Speicher-Stromerzeugungsanlagen müssen sowohl im Stromerzeugungsbetrieb als auch im Pumpbetrieb alle relevanten Anforderungen erfüllen. Der Phasenschieberbetrieb von Pump-Speicher-Stromerzeugungsanlagen darf durch die technische Auslegung der Stromerzeugungsanlagen nicht zeitlich begrenzt werden. Pump-Speicher-Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C oder D mit variabler Drehzahl müssen die für synchrone Stromerzeugungsanlagen geltenden Anforderungen sowie die in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b beschriebenen Anforderungen erfüllen.
3. Hinsichtlich Stromerzeugungsanlagen, die in die Netze von Industrieanlagen integriert sind, können die Eigentümer der Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die Netzbetreiber von Industrieanlagen und die relevanten Netzbetreiber, deren Netz mit dem Netz einer Industrieanlage verbunden ist, die Bedingungen für eine Trennung dieser Stromerzeugungsanlagen zusammen mit den kritischen Lasten, die für die Sicherung der Produktionsprozesse erforderlich sind, vom Netz des relevanten Netzbetreibers vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts wird mit dem relevanten ÜNB abgestimmt.
4. Mit Ausnahme der Anforderungen des Artikels 13 Absätze 2 und 4 oder soweit in nationalem Recht nichts anderes bestimmt ist, gelten die Anforderungen dieser Verordnung hinsichtlich der Fähigkeit, eine konstante Wirkleistungsabgabe aufrechtzuerhalten oder die Wirkleistungsabgabe anzupassen, nicht für Stromerzeugungsanlagen von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die in die Netze von Industrieanlagen integriert sind, wenn sämtliche der folgenden Kriterien erfüllt sind:
 - (a) Der Hauptzweck dieser Anlagen ist die Erzeugung von Wärme für Produktionsverfahren der betreffenden Industrieanlage;
 - (b) Wärme- und Stromerzeugung sind untrennbar miteinander verbunden, d. h. jede Änderung der Wärmeerzeugung führt unweigerlich zu einer Änderung der Wirkleistungserzeugung und umgekehrt;
 - (c) es handelt sich um Stromerzeugungsanlagen des Typs A, B, C oder, im Falle des Synchrongebietes Nordeuropa, des Typs D gemäß Artikel 5 Absatz 2 Buchstaben a bis c.

5. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden auf der Grundlage ihrer elektrischen Maximalkapazität bewertet.

Artikel 7
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 der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, der Hersteller 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 8 *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 9 *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 10 *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 Stromerzeugungsanlagen gemäß Artikel 4 Absatz 3, zu Vorschlägen für Schwellenwerte gemäß Artikel 5 Absatz 3, zu dem Bericht gemäß Artikel 38 Absatz 3 und zu Kosten-Nutzen-Analysen gemäß Artikel 63 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 Vorschläge für Schwellenwerte, den Bericht 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 11 *Einbeziehung der beteiligten Akteure*

Die Agentur organisiert in enger Zusammenarbeit mit dem ENTSO (Strom) Maßnahmen zur Einbeziehung der beteiligten Akteure hinsichtlich der Bestimmungen für den Netzanschluss von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und 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 Vorschriften für den Netzanschluss von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung betreffen.

Artikel 12 *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, Regierungsbehörden und Stellen, die den Bestimmungen dieser Verordnung unterliegen.
3. Vertrauliche Informationen, die die in Absatz 2 genannten Personen, Regierungsbehörden 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 Regierungsbehörden, Stellen oder Personen, die vertrauliche Informationen aufgrund dieser Verordnung erhalten, diese nur für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben im Rahmen dieser Verordnung verwenden.

TITEL II

ANFORDERUNGN

KAPITEL 1

ALLGEMEINE ANFORDERUNGEN

Artikel 13

Allgemeine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs A

1. Stromerzeugungsanlagen des Typs A müssen die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung erfüllen:
 - (a) Frequenzbereiche:
 - i) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, innerhalb der in Tabelle 2 angegebenen Frequenzbereiche und Zeiträume die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten;
 - ii) der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB mit dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung breitere Frequenzbereiche, längere Mindestzeiträume für den Betrieb oder spezifische Anforderungen hinsichtlich kombinierter Frequenz- und Spannungsabweichungen vereinbaren, um eine bestmögliche Nutzung der technischen Fähigkeiten einer Stromerzeugungsanlage sicherzustellen, wenn dies erforderlich ist, um die Systemsicherheit zu erhalten oder wiederherzustellen;
 - iii) der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung darf seine Zustimmung zur Anwendung breiterer Frequenzbereiche oder längerer Mindestzeiträume für den Betrieb unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit nicht ohne triftigen Grund verweigern.
 - (b) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, bei Frequenzgradienten bis zu einem vom relevanten ÜNB festgelegten Wert die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten, soweit die Trennung vom Netz nicht von einer Auslösung des Netzausfallschutzes in Folge des Frequenzgradienten verursacht wurde. Die Parametrierung des Netzausfallschutzes mit dem Frequenzgradienten wird vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt.

Synchronegebiet	Frequenzbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	47,5 Hz – 48,5 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 30 Minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, nicht jedoch kürzer als im Bereich 47,5 Hz – 48,5 Hz
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Unbegrenzt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten
Nordeuropa	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 Minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 30 Minuten
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Unbegrenzt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten
Großbritannien	47,0 Hz – 47,5 Hz	20 Sekunden
	47,5 Hz – 48,5 Hz	90 Minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 90 Minuten
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Unbegrenzt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	90 Minuten
	51,5 Hz – 52,0 Hz	15 Minuten
Irland und Nordirland	47,5 Hz – 48,5 Hz	90 Minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 90 Minuten
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Unbegrenzt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	90 Minuten
Baltische Staaten	47,5 Hz – 48,5 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 30 Minuten
	48,5 Hz – 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, nicht jedoch kürzer als im Bereich 47,5 Hz – 48,5 Hz
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Unbegrenzt
	51,0 Hz – 51,5 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 30 Minuten

Tabelle 2: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten.

2. Für den beschränkt frequenzabhängigen Modus – Überfrequenz (LFSM-O) gelten folgende Bestimmungen, wobei der relevante ÜNB die Vorgaben für seine Regelzone in Abstimmung mit den ÜNB desselben Synchronegebietes festlegt, um die Auswirkungen auf benachbarte Gebiete so weit wie möglich zu begrenzen:
 - (a) Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, bei einem Frequenzschwellenwert und mit einer Statik, die vom relevanten ÜNB

festgelegt werden, eine frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe gemäß Abbildung 1 zu aktivieren;

- (b) anstelle der unter Buchstabe a genannten Fähigkeit kann der relevante ÜNB innerhalb seiner Regelzone die automatische Trennung und Wiederschaltung von Stromerzeugungsanlagen des Typs A bei randomisierten, idealerweise gleichverteilten Frequenzen oberhalb eines vom relevanten ÜNB festgelegten Schwellenwertes gestatten, wenn er gegenüber der relevanten Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Eigentümern der Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung nachweisen kann, dass dies nur geringfügige grenzübergreifende Auswirkungen hat und die Betriebssicherheit in allen Netzzuständen auf demselben Niveau erhalten bleibt;
- (c) der Frequenzschwellenwert liegt zwischen 50,2 Hz und 50,5 Hz (einschließlich);
- (d) die Statik liegt zwischen 2 % und 12 %;
- (e) die Stromerzeugungsanlage muss die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung aktivieren können. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen;
- (f) der relevante ÜNB kann verlangen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Erreichen der Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb entweder
 - i) weiterhin bei diesem Wert zu arbeiten oder
 - ii) die abgegebene Wirkleistung weiter zu verringern;
- (g) die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, während des LFSM-O-Betriebs stabil zu arbeiten. Ist der LFSM-O-Betrieb aktiviert, hat der LFSM-O-Sollwert Vorrang vor allen anderen Sollwerten für die Wirkleistungsabgabe.

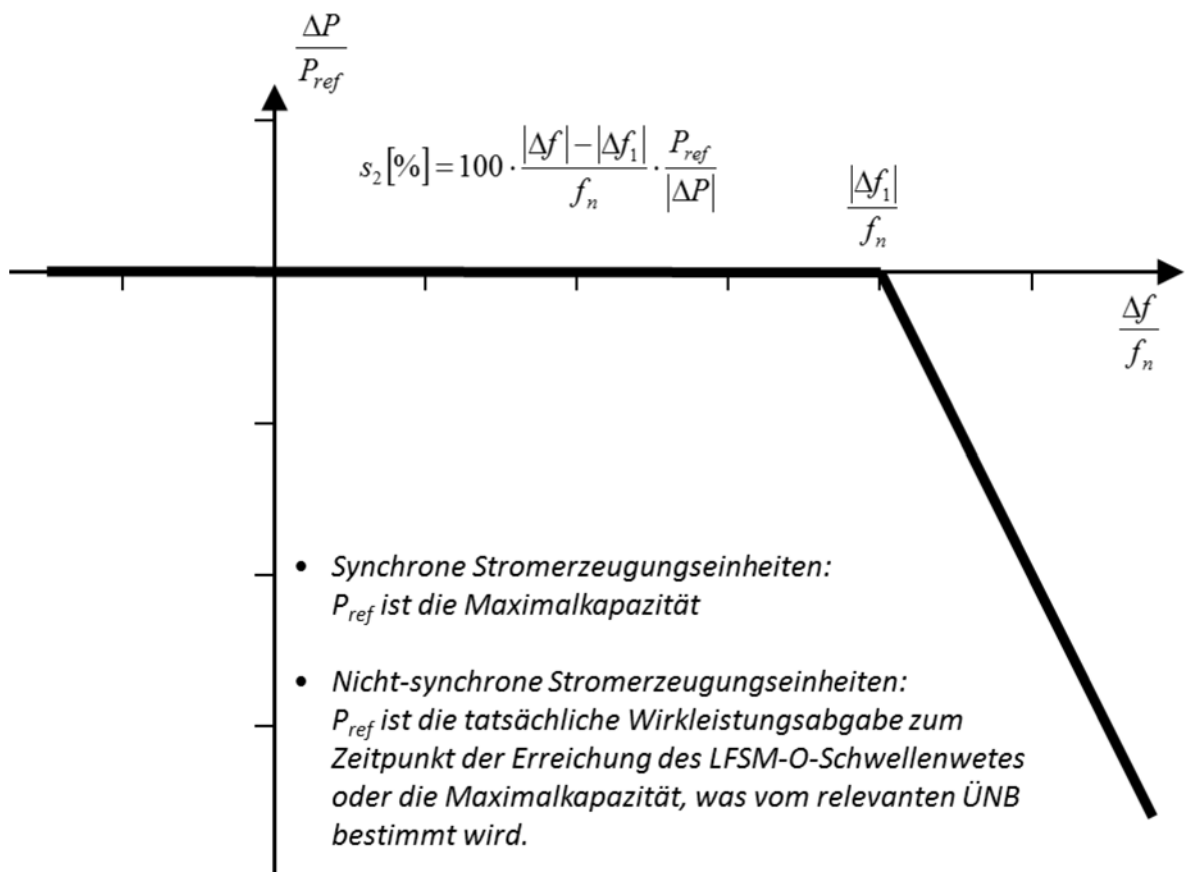


Abbildung 1: Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe im LFSM-O-Modus. P_{ref} ist die Referenzwirkleistung, auf die sich ΔP bezieht, und kann für synchrone Stromerzeugungsanlagen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen auf unterschiedliche Weise festgelegt werden. ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage. f_n ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes und Δf ist die Frequenzabweichung im Netz. Bei Überfrequenzen, bei denen Δf über Δf_1 liegt, muss die Stromerzeugungsanlage in Abhängigkeit von der Statik s_2 die Wirkleistungsabgabe verringern.

3. Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, unabhängig von Frequenzänderungen eine konstante Wirkleistungsabgabe gemäß ihrem Sollwert abzugeben, außer wenn sich die Leistungsabgabe aufgrund der in den Absätzen 2 und 4 dieses Artikels bzw. in Artikel 15 Absatz 2 Buchstaben c und d beschriebenen Änderungen ändert.
4. Der relevante ÜNB legt für seine Regelzone eine zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz als Verringerungsgradient innerhalb der durch die durchgehenden Linien in Abbildung 2 dargestellten Grenzen fest:
 - (a) unter 49 Hz: Verringerung um 2 % der Maximalkapazität bei 50 Hz je Frequenzabfall um 1 Hz;

- (b) unter 49,5 Hz: Verringerung um 10 % der Maximalkapazität bei 50 Hz je Frequenzabfall um 1 Hz.
5. Bei der Festlegung der zulässigen Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe
- (a) sind die herrschenden Umgebungsbedingungen klar festzulegen
- (b) und die technischen Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

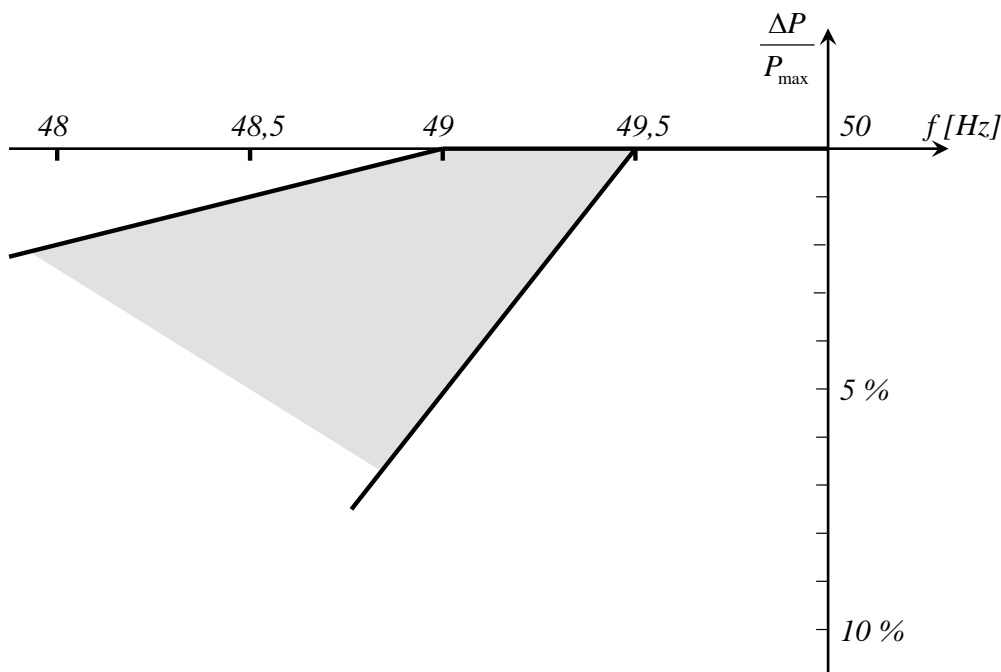


Abbildung 2: Verringerung der Maximalkapazität bei abnehmender Frequenz. Das Diagramm zeigt die Grenzen, innerhalb deren der relevante ÜNB Vorgaben für die Fähigkeit festlegen kann.

6. Die Stromerzeugungsanlage muss über eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von fünf Sekunden zu beenden, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist. Der relevante Netzbetreiber kann Anforderungen an Betriebsmittel zur Fernbedienung dieser Vorrichtung festlegen.
7. Der relevante ÜNB legt die Bedingungen fest, unter denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, sich automatisch mit dem Netz zu verbinden. Zu diesen Bedingungen zählen:
- (a) Frequenzbereiche, in denen eine automatische Netzzuschaltung zulässig ist, und die damit verbundene Zeitverzögerung; und
- (b) eine maximal zulässige Steigerung der Wirkleistungsabgabe.

Eine automatische Netzzuschaltung ist zulässig, soweit der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB nichts anderes bestimmt.

Artikel 14

Allgemeine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs B

1. Stromerzeugungsanlagen des Typs B müssen die in Artikel 13 beschriebenen Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b.
2. Zudem müssen Stromerzeugungsanlagen des Typs B die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung erfüllen:
 - (a) Zur Regelung der abgegebenen Wirkleistung muss die Stromerzeugungsanlage über eine Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe zu verringern, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist; und
 - (b) der relevante Netzbetreiber kann Anforderungen an weitere Betriebsmittel zur Fernbedienung der Wirkleistungsabgabe festlegen.
3. Stromerzeugungsanlagen des Typs B müssen die folgenden Anforderungen an die Robustheit erfüllen:
 - (a) FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen:
 - i) Jeder ÜNB legt für den Netzanschlusspunkt ein Spannungs-Zeit-Profil gemäß Abbildung 3 für Fehlerbedingungen fest, das die Bedingungen beschreibt, unter denen die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern im Übertragungsnetz aufgetreten sind;
 - ii) das Spannungs-Zeit-Profil gibt den unteren Grenzwert 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;
 - iii) der unter Ziffer ii genannte untere Grenzwert wird vom relevanten ÜNB für die in Abbildung 3 dargestellten Parameter innerhalb der in den Tabellen 3.1 und 3.2 genannten Bereiche festgelegt;
 - iv) jeder ÜNB bestimmt und veröffentlicht folgende Einzelheiten zu den vor und nach einem Fehler herrschenden Bedingungen für die FRT-Fähigkeit:
 - Berechnung der Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt vor dem Fehler;
 - Blindleistungs- und Wirkleistungsarbeitspunkt der Stromerzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt sowie Spannung am Netzanschlusspunkt vor dem Fehler; und

- Berechnung der Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt nach dem Fehler;
- v) auf Ersuchen des Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt der relevante Netzbetreiber folgende Ergebnisse der Berechnungen gemäß Ziffer iv für die hinsichtlich der FRT-Fähigkeit zu berücksichtigenden Bedingungen am Netzanschlusspunkt vor und nach einem Fehler bereit:
- Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA;
 - Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler (abgegebene Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt und Spannung am Netzanschlusspunkt); und
 - Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA.

Alternativ kann der relevante Netzbetreiber aus typischen Fällen abgeleitete generische Werte angeben;

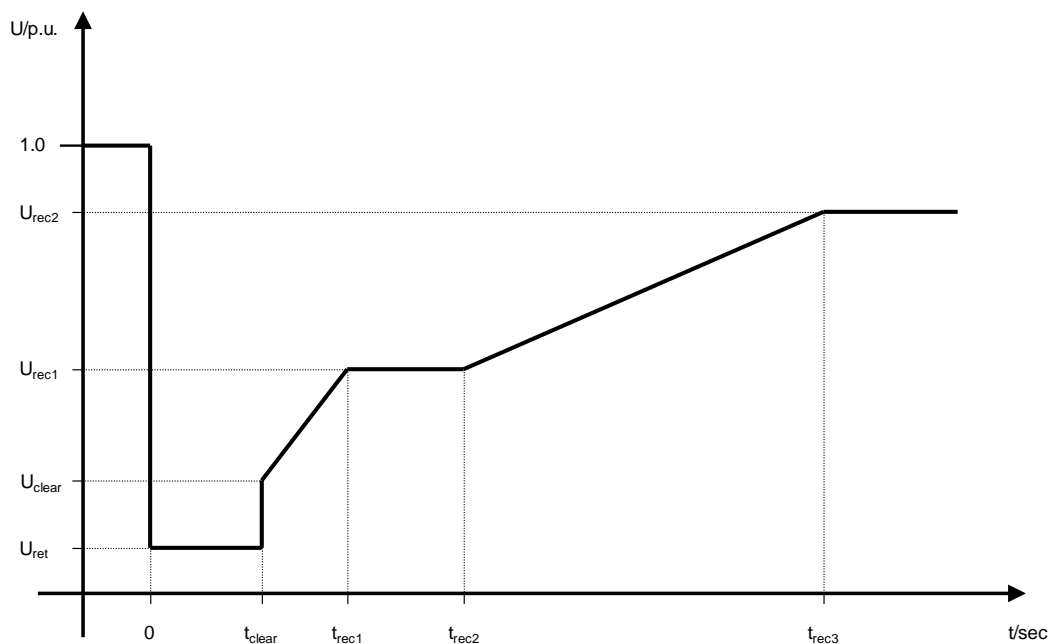


Abbildung 3: FRT-Profil einer Stromerzeugungsanlage. Das Diagramm gibt den unteren Grenzwert eines Spannungs-Zeit-Profiles der Spannung am Netzanschlusspunkt wieder, die als Verhältnis ihres tatsächlichen Werts zu ihrem Referenzwert 1 pu vor einem Fehler, während eines Fehlers und nach einem Fehler wiedergegeben wird. U_{ret} ist die Restspannung während eines Fehlers am Netzanschlusspunkt, t_{clear} ist der Zeitpunkt, zu dem der Fehler geklärt wurde. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} und t_{rec3} sind bestimmte untere Grenzwerte für die Wiederkehr der Spannung nach der Fehlerbehebung.

Spannungsparameter [pu]		Zeitparameter [Sekunden]	
U_{ret} :	0,05 – 0,3	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (oder 0,14 – 0,25, falls für den Netzschutz und einen sicheren Betrieb erforderlich)
U_{clear} :	0,7 – 0,9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2} :	0,85 – 0,9 und $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1,5$

Tabelle 3.1: Parameter für die FRT-Fähigkeit synchroner Stromerzeugungsanlagen (zu Abbildung 3).

Spannungsparameter [pu]		Zeitparameter [Sekunden]	
U_{ret} :	0,05 – 0,15	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (oder 0,14 – 0,25, falls für den Netzschutz und einen sicheren Betrieb erforderlich)
U_{clear} :	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5 – 3,0

Tabelle 3.2: Parameter für die FRT-Fähigkeit nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (zu Abbildung 3).

- vi) die Stromerzeugungsanlage 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 Absatz 3 Buchstabe a Ziffern iv und v beschriebenen Bedingungen vor und nach dem Fehler über dem in Absatz 3 Buchstabe a Ziffer ii festgelegten unteren Grenzwert liegt, soweit das Schutzsystem für interne elektrische Fehler keine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz erfordert. Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die FRT-Fähigkeit nicht gefährden;
- vii) unbeschadet Absatz 3 Buchstabe a Ziffer vi ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung am Netzanschlusspunkt) vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlage so breit wie möglich festzulegen, soweit der

relevante Netzbetreiber gemäß Absatz 5 Buchstabe b keine engeren Grenzen für die Einstellungen vorschreibt. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung muss die Einstellungen nach diesem Grundsatz begründen;

- (b) die FRT-Fähigkeit bei asymmetrischen Fehlern wird von jedem ÜNB festgelegt.
4. Stromerzeugungsanlagen des Typs B müssen die folgenden Anforderungen hinsichtlich des Netzwiederaufbaus erfüllen:
- (a) der relevante ÜNB legt die Bedingungen fest, unter denen eine Stromerzeugungsanlage fähig sein muss, sich nach einer unbeabsichtigten Trennung aufgrund einer Netzstörung wieder mit dem Netz zu verbinden; und
 - (b) die Installation von Systemen zur automatischen Wiederschaltung bedarf der vorherigen Genehmigung durch den relevanten Netzbetreiber und muss den vom relevanten ÜNB festgelegten Bedingungen für die Wiederschaltung entsprechen.
5. Stromerzeugungsanlagen des Typs B müssen die folgenden allgemeinen Anforderungen hinsichtlich des Netzmanagements erfüllen:
- (a) Regelsysteme und -einstellungen:
 - (i) die Systeme und Einstellungen der verschiedenen Regeleinrichtungen der Stromerzeugungsanlage, die für die Stabilität des Übertragungsnetzes und für Notfallmaßnahmen erforderlich sind, werden zwischen dem relevanten ÜNB, dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung abgestimmt und vereinbart;
 - (ii) alle Änderungen an den unter Ziffer i genannten Systemen und Einstellungen der verschiedenen Regelungseinrichtungen der Stromerzeugungsanlage werden zwischen dem relevanten ÜNB, dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung abgestimmt und vereinbart, insbesondere wenn sie in den in Absatz 5 Buchstabe a Ziffer i genannten Umständen angewandt werden;
 - (b) elektrische Schutzsysteme und -einstellungen:
 - (i) der relevante Netzbetreiber legt unter Berücksichtigung der Merkmale der Stromerzeugungsanlage die für den Schutz des Netzes erforderlichen Systeme und Einstellungen fest. Die für die Stromerzeugungsanlage und das Netz erforderlichen Schutzsysteme sowie die für die Stromerzeugungsanlage relevanten Einstellungen werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung abgestimmt und vereinbart. Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die in dieser Verordnung geforderte Leistungsfähigkeit einer Stromerzeugungsanlage nicht gefährden;

- (ii) der elektrische Schutz der Stromerzeugungsanlage 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 der Stromerzeugungsanlage zu berücksichtigen sind;
- (iii) Schutzsysteme können die folgenden Aspekte umfassen:
- externe und interne Kurzschlüsse;
 - unsymmetrische Lasten (negative Phasenfolge);
 - Stator- und Rotor-Überlast;
 - Über-/Unterregung;
 - Über-/Unterspannung am Netzanschlusspunkt;
 - Über-/Unterspannung an den Generatorklemmen;
 - Verbundnetzpendelungen;
 - Einschaltströme;
 - asynchroner Betrieb (Polschlupf);
 - Schutz vor unzulässiger Wellentorsion (z. B. subsynchrone Resonanzen);
 - Leitungsschutz der Stromerzeugungsanlage;
 - Transformatorschutz;
 - Back-up-Systeme für Schutz- und Schaltfehler;
 - Übererregung (U/f)
 - Rückleistung;
 - Frequenzgradient und
 - Verlagerungsspannung.
- (iv) Erforderliche Änderungen an den Schutzsystemen der Stromerzeugungsanlage und des Netzes und an den für die Stromerzeugungsanlage relevanten Einstellungen werden vorab zwischen dem Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbart;
- (c) der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung organisiert seine Schutz- und Regelvorrichtungen gemäß der folgenden (absteigend geordneten) Prioritätsliste:

- (i) Schutz des Netzes und der Stromerzeugungsanlage;
 - (ii) ggf. synthetische Schwungmasse;
 - (iii) Frequenzregelung (Anpassung der Wirkleistungsabgabe);
 - (iv) Leistungsbegrenzung; und
 - (v) Begrenzung des Leistungsgradienten.
- (d) Informationsaustausch:
- (i) Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung müssen in der Lage sein, mit dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB in Echtzeit oder periodisch mit Erfassung des Zeitpunkts Informationen auszutauschen, wobei die Vorgaben des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB einzuhalten sind;
 - (ii) der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB den Inhalt des Informationsaustauschs einschließlich einer genauen Liste der von der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung zu übermittelnden Daten fest.

Artikel 15

Allgemeine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs C

1. Stromerzeugungsanlagen des Typs C müssen die in den Artikeln 13 und 14 festgelegten Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b und Absatz 6 und des Artikels 14 Absatz 2.
2. Stromerzeugungsanlagen des Typs C müssen die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung erfüllen:
 - (a) Regelbarkeit und Regelbereich der Wirkleistungsabgabe: Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, den Sollwert der Wirkleistungsabgabe entsprechend den Anweisungen anzupassen, die der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erteilt.

Der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB legt den Zeitraum fest, innerhalb dessen der angepasste Sollwert der Wirkleistungsabgabe erreicht werden muss. Der relevante ÜNB legt einen Toleranzbereich für den neuen Sollwert und den Zeitraum fest, in dem er erreicht werden muss (vorbehaltlich der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers);
 - (b) manuelle Maßnahmen vor Ort sind zulässig, wenn automatische Fernbedienungseinrichtungen außer Betrieb sind.

Der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB unterrichtet die Regulierungsbehörde über den für die Erreichung des Sollwerts der Wirkleistungsabgabe geforderten Zeitraum sowie über den Toleranzbereich;

(c) neben Artikel 13 Absatz 2 gelten die folgenden Anforderungen für Stromerzeugungsanlagen des Typs C hinsichtlich des beschränkt frequenzabhängigen Modus – Unterfrequenz (LFSM-U):

(i) die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, bei einem Frequenzschwellenwert und mit einer Statik, die vom relevanten ÜNB in Abstimmung mit den ÜNB desselben Synchrongebietes wie folgt festgelegt werden, die Wirkleistungsabgabe anzupassen:

- der vom ÜNB festgelegte Frequenzschwellenwert liegt zwischen 49,8 Hz und 49,5 Hz (einschließlich);
- die vom ÜNB festgelegte Statik liegt zwischen 2 % und 12 %.

Eine grafische Darstellung findet sich in Abbildung 4;

(ii) bei der tatsächlichen Durchführung der Wirkleistungsanpassung im LFSM-U-Modus ist Folgendes zu berücksichtigen:

- die Umgebungsbedingungen zum Zeitpunkt der Anpassung;
- die Betriebsbedingungen der Stromerzeugungsanlage, insbesondere Beschränkungen für den Betrieb nahe der Maximalkapazität bei Unterfrequenzen und der jeweilige Einfluss der Umgebungsbedingungen gemäß Artikel 13 Absätze 4 und 5 sowie
- die Verfügbarkeit der Primärenergiequellen;

(iii) die Aktivierung der Wirkleistungsanpassung durch die Stromerzeugungsanlage darf nicht unangemessen verzögert werden. Beträgt die Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dies gegenüber dem relevanten ÜNB begründen;

(iv) im LFSM-U-Modus muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, ihre Leistung bis zur Maximalkapazität zu erhöhen;

(v) im LFSM-U-Modus muss ein stabiler Betrieb der Stromerzeugungsanlage sichergestellt sein;

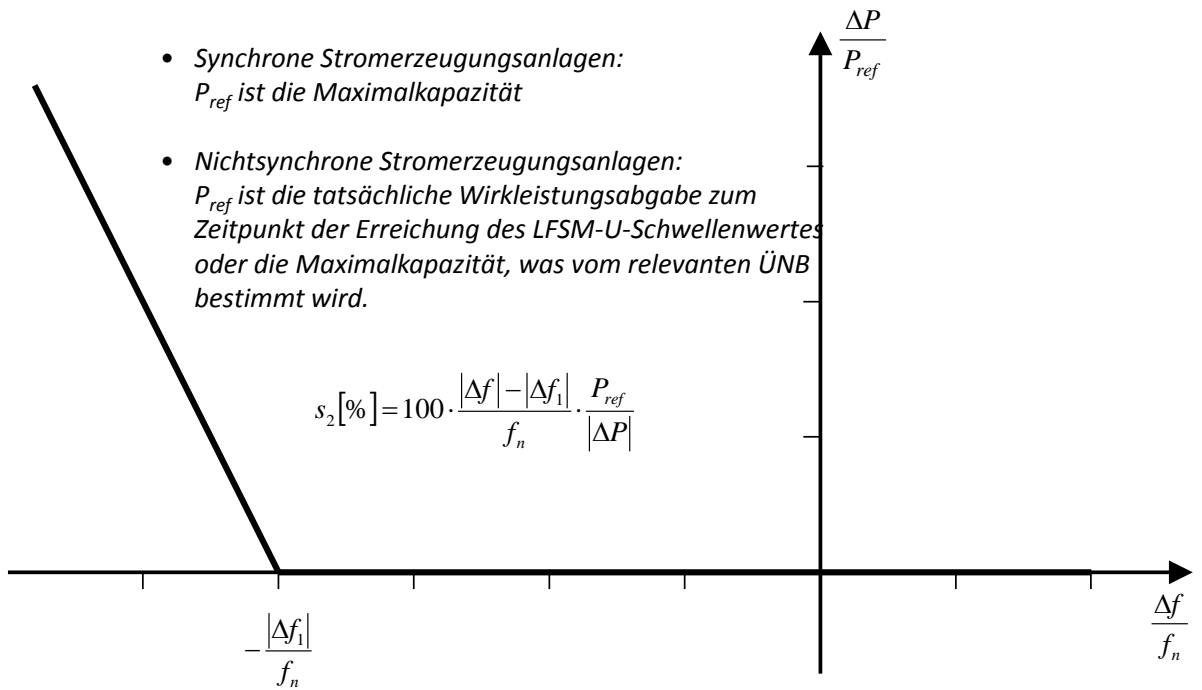


Abbildung 4: Fähigkeit der Stromerzeugungsanlage zur frequenzabhängigen Anpassung ihrer Wirkleistungsabgabe im LFSM-U-Modus. P_{ref} ist die Referenzwirkleistung, auf die sich ΔP bezieht, und kann für synchrone Stromerzeugungsanlagen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen auf unterschiedliche Weise festgelegt werden. ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage. f_n ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes und Δf ist die Frequenzabweichung im Netz. Bei Unterfrequenzen, bei denen Δf unter Δf_1 liegt, muss die Stromerzeugungsanlage in Abhängigkeit von der Statik s_2 ihre Wirkleistungsabgabe erhöhen.

- (d) neben Absatz 2 Buchstabe c gelten folgende Anforderungen kumulativ für den Betrieb im frequenzabhängigen Modus (FSM):
- (i) die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, im Einklang mit den Parametern, die jeder relevante ÜNB innerhalb der in Tabelle 4 angegebenen Bereiche festlegt, die Wirkleistungsabgabe frequenzabhängig anzupassen. Bei der Festlegung dieser Parameter berücksichtigt der relevante ÜNB Folgendes:
- bei Überfrequenzen wird die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe durch die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb begrenzt;
 - bei Unterfrequenzen wird die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe durch die Maximalkapazität begrenzt;
 - die tatsächliche Durchführung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe hängt von den Betriebs- und

Umgebungsbedingungen der Stromerzeugungsanlage zum Zeitpunkt der Anpassung ab, insbesondere von Beschränkungen für den Betrieb nahe der Maximalkapazität bei Unterfrequenzen gemäß Artikel 13 Absätze 4 und 5 und den verfügbaren Primärenergiequellen;

Parameter		Bereiche
Wirkleistungsbereich, bezogen auf die Maximalkapazität $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1,5 – 10 %
Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Reaktion	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06 %
Totband der frequenzabhängigen Reaktion		0 – 500 mHz
Statik s_1		2 – 12 %

Tabelle 4: Parameter für die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung im FSM (Erläuterung zu Abb. 5)

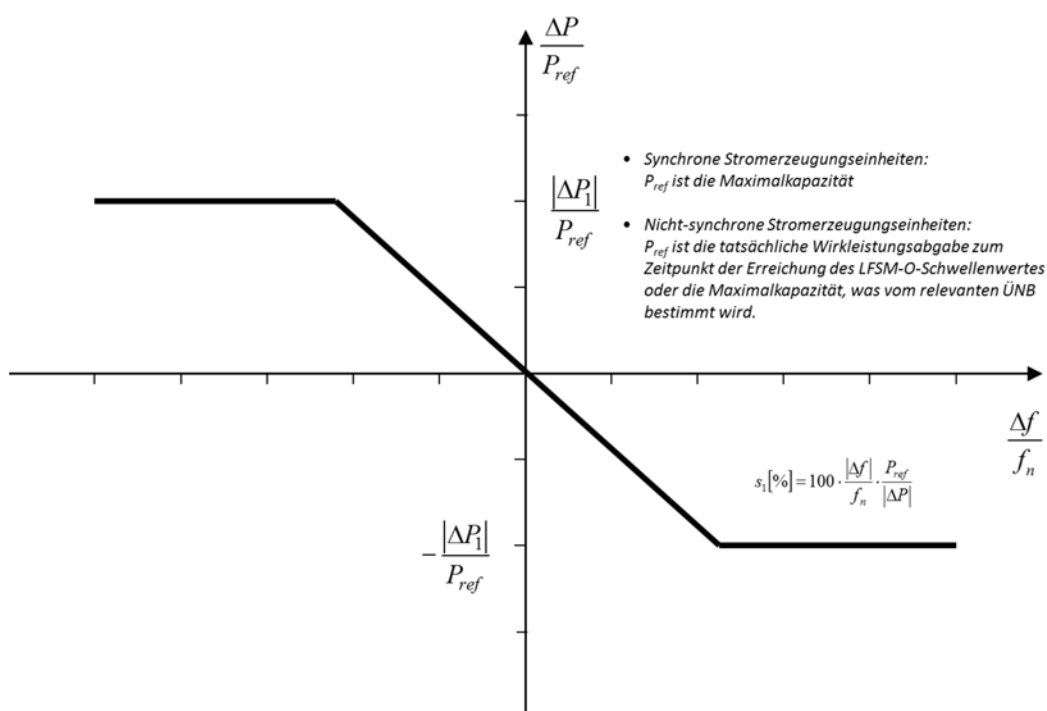


Abbildung 5: Fähigkeit der Stromerzeugungsanlage zur frequenzabhängigen Anpassung ihrer Wirkleistungsabgabe im FSM (ohne Totband und Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Reaktion). P_{ref} ist die

Referenzwirkleistung, auf die sich ΔP bezieht. ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage. f_n ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes und Δf ist die Frequenzabweichung im Netz.

- (ii) das Totband der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe und die Statik müssen wiederholt neu gewählt werden können;
- (iii) im Falle eines Frequenzsprungs muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, die volle frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe auf oder oberhalb der in Abbildung 6 dargestellten durchgehenden Linie vorzunehmen und dabei die Parameter einzuhalten, deren Werte jeder ÜNB innerhalb der in Tabelle 5 angegebenen Bereiche festlegt (mit dem Ziel der Vermeidung von Wirkleistungsschwankungen der Stromerzeugungsanlage). Die vom ÜNB gewählte Kombination der Parameter muss möglichen technologiebedingten Beschränkungen Rechnung tragen;
- (iv) die anfängliche Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe darf nicht unangemessen verzögert werden.

Beträgt die anfängliche Verzögerung bei der Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe mehr als zwei Sekunden, muss der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung technische Nachweise für die Notwendigkeit dieses längeren Zeitraums vorlegen.

Für Stromerzeugungsanlagen ohne Schwungmasse kann der relevante ÜNB einen kürzeren Zeitraum als zwei Sekunden festlegen. Kann der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung diese Anforderung nicht erfüllen, so muss er technische Nachweise für die Notwendigkeit eines längeren Zeitraums für die anfängliche Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe vorlegen;

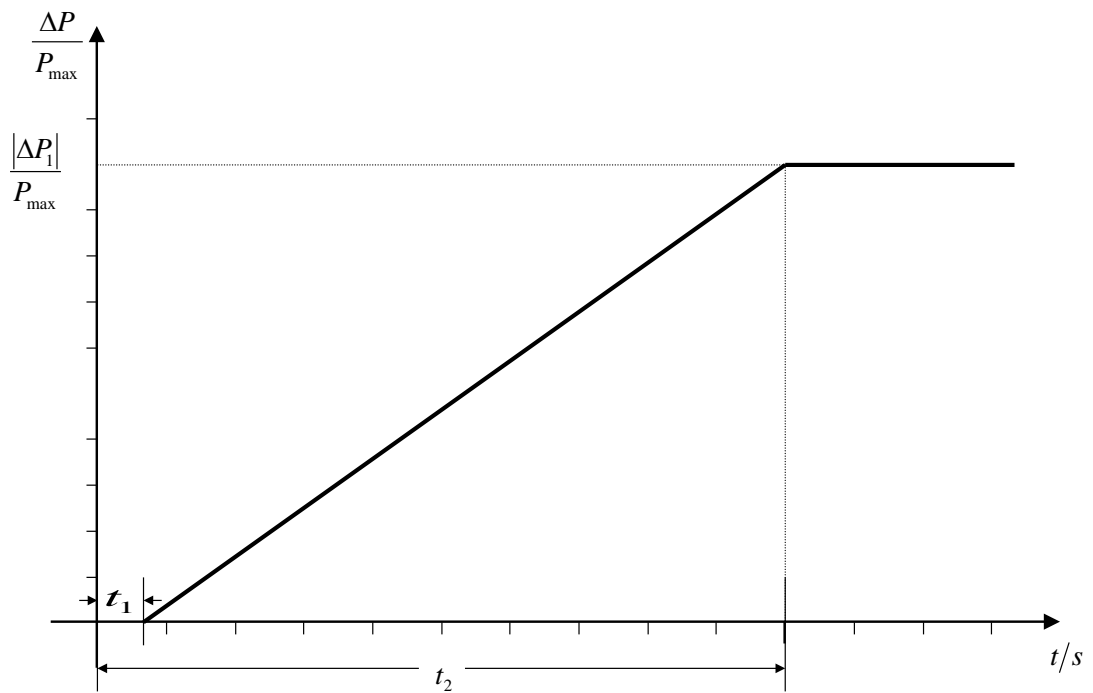


Abbildung 6: Fähigkeit zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe. P_{max} ist die Maximalkapazität, auf die sich ΔP bezieht. ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage. Die Stromerzeugungsanlage muss zwischen den Zeitpunkten t_1 und t_2 die Leistungsänderung ΔP bis zum Punkt ΔP_1 herbeiführen, wobei die Werte von ΔP_1 , t_1 und t_2 vom relevanten ÜNB gemäß Tabelle 5 festgelegt werden. t_1 ist die anfängliche Verzögerung. t_2 ist der Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung.

- (v) die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, die vollständige frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe gemäß den Vorgaben des relevanten ÜNB für einen Zeitraum zwischen 15 und 30 Minuten vorzunehmen. Bei der Festlegung des Zeitraums berücksichtigt der ÜNB den Spielraum der Wirkleistungsabgabe sowie die Primärenergiequelle der Stromerzeugungsanlage;
- (vi) innerhalb des in Absatz 2 Buchstabe d Ziffer v genannten Zeitraums darf die Wirkleistungsregelung keine negativen Auswirkungen auf die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage haben;
- (vii) die relevante Regulierungsbehörde ist über die von den relevanten ÜNB gemäß den Ziffern i, ii, iii und v festgelegten Parameter zu unterrichten. Die Modalitäten dieser Unterrichtung werden gemäß den geltenden nationalen Vorschriften festgelegt.

Parameter	Bereich bzw. Wert
Wirkleistungsbereich, bezogen auf die Maximalkapazität (Bereich der frequenzabhängigen Anpassung) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5 – 10 %
Bei Stromerzeugungsanlagen mit Schwungmasse maximal zulässige anfängliche Verzögerung t_1 , soweit nicht gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d Ziffer iv ein anderer Wert gerechtfertigt ist	2 Sekunden
Bei Stromerzeugungsanlagen ohne Schwungmasse maximal zulässige anfängliche Verzögerung t_1 , soweit nicht gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d Ziffer iv ein anderer Wert gerechtfertigt ist	Nach Vorgaben des relevanten ÜNB
Maximal wählbarer Zeitraum bis zur vollständigen Aktivierung t_2 , soweit der relevante ÜNB nicht aus Gründen der Systemstabilität einen längeren Aktivierungszeitraum gestattet	30 Sekunden

Tabelle 5: Parameter für die vollständige Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe aufgrund eines Frequenzsprungs (Erläuterung zu Abb. 6).

- (e) hinsichtlich der Regelung der Frequenzwiederherstellung muss die Stromerzeugungsanlage Funktionen bieten, die den Vorgaben des relevanten ÜNB entsprechen und dazu dienen, den Frequenznennwert erneut zu erreichen oder die geplanten Werte der Stromaustauschflüsse zwischen Regelzonen aufrechtzuerhalten;
- (f) Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die auch als Last wirken können, wie z. B. Pump-Speicher-Kraftwerke, müssen in der Lage sein, diese Last bei Unterfrequenzen vom Netz zu trennen. Die unter diesem Buchstaben genannte Anforderung gilt nicht für Hilfsversorgungssysteme;
- (g) Echtzeitüberwachung des frequenzabhängigen Modus:
- (i) zur Überwachung des Betriebs der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe muss die Kommunikationsschnittstelle über Betriebsmittel verfügen, die es ermöglichen, auf Aufforderung des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB mindestens die folgenden Signale in Echtzeit gesichert von der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung an das Netzkontrollzentrum des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB zu übertragen:
- Status des frequenzabhängigen Modus FSM (ein/aus);
 - geplante Wirkleistungsabgabe;
 - tatsächlicher Wert der Wirkleistungsabgabe;

- tatsächliche Parametereinstellungen für die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe;
 - Statik und Totband;
- (ii) der relevante Netzbetreiber und der relevante ÜNB legen fest, welche weiteren Signale die Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung mit Hilfe von Überwachungseinrichtungen und Aufzeichnungsgeräten bereitstellen muss, um die Durchführung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe der teilnehmenden Stromerzeugungsanlagen prüfen zu können.
3. Hinsichtlich der Spannungshaltung müssen Stromerzeugungsanlagen des Typs C in der Lage sein, sich automatisch vom Netz zu trennen, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt Werte erreicht, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt hat.

Die Bestimmungen und Einstellungen für die tatsächliche automatische Trennung von Stromerzeugungsanlagen werden vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt.

4. Stromerzeugungsanlagen des Typs C müssen die folgenden Anforderungen an die Robustheit erfüllen:
- (a) Bei Leistungsschwankungen müssen die Stromerzeugungsanlagen die statische Stabilität aufrechterhalten können, wenn sie in einem beliebigen Betriebspunkt des P-Q-Diagramms arbeiten;
 - (b) unbeschadet des Artikels 13 Absätze 4 und 5 müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb ohne Leistungsverringerung aufrechtzuerhalten, solange Spannung und Frequenz innerhalb der gemäß dieser Verordnung festgelegten Bereiche liegen;
 - (c) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz während einer ein- oder dreiphasigen automatischen Wiedereinschaltung (AWE) auf Leitungen des vermaschten Netzes aufrechtzuerhalten, wenn dies für das Netz, an das sie angeschlossen sind, relevant ist. Die Einzelheiten dieser Fähigkeit werden gemäß Artikel 14 Absatz 5 Buchstabe b abgestimmt und in Vereinbarungen über Schutzsysteme und Einstellungen festgelegt.
5. Stromerzeugungsanlagen des Typs C müssen die folgenden Anforderungen hinsichtlich des Netzwiederaufbaus erfüllen:
- (a) Schwarzstartfähigkeit:
 - (i) unbeschadet des Rechts der Mitgliedstaaten, verbindliche Vorgaben festzulegen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten, ist eine Schwarzstartfähigkeit nicht zwingend erforderlich;
 - (ii) auf Aufforderung des relevanten ÜNB müssen die Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung jedoch ein Angebot für die Schwarzstartfähigkeit vorlegen. Der relevante ÜNB kann ein solches

Angebot einholen, wenn er der Ansicht ist, dass die Systemsicherheit in seiner Regelzone aufgrund mangelnder Schwarzstartfähigkeit gefährdet ist;

- (iii) Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, aus abgeschaltetem Zustand ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen innerhalb eines vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Zeitraums wieder hochzufahren;
 - (iv) Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, sich innerhalb der in Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe a genannten Frequenzbereiche sowie ggf. innerhalb der vom relevanten Netzbetreiber festgelegten bzw. in Artikel 16 Absatz 2 genannten Spannungsbereiche zu synchronisieren;
 - (v) Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen in der Lage sein, Spannungseinbrüche aufgrund von Lastzuschaltungen automatisch auszuregeln;
 - (vi) Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen
 - in der Lage sein, sprunghafte Lastzuschaltungen auszuregeln;
 - in der Lage sein, gemäß Absatz 2 Buchstabe c und Artikel 13 Absatz 2 im LFSM-O- und LFSM-U-Modus zu arbeiten;
 - die Frequenz im Falle einer Über- oder Unterfrequenz innerhalb des gesamten Wirkleistungsbereichs zwischen der Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb und der Maximalkapazität sowie auf Höhe des Eigenbedarfs regeln;
 - mit einigen Stromerzeugungsanlagen innerhalb einer Insel parallel betrieben werden können und
 - die Spannung während der Wiederherstellung des Netzes automatisch regeln;
- (b) Fähigkeit zur Teilnahme am Inselbetrieb:
- (i) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, an einem Inselbetrieb teilzunehmen, wenn der relevante Netzbetreiber dies in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB verlangt; dabei gilt:
 - die Frequenzgrenzwerte für den Inselbetrieb müssen den gemäß Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe a festgelegten Grenzwerten entsprechen;
 - die Spannungsgrenzwerte für den Inselbetrieb müssen den gemäß Artikel 15 Absatz 3 bzw. Artikel 13 Absatz 2 festgelegten Grenzwerten entsprechen;

- (ii) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, während des Inselbetriebs gemäß Absatz 2 Buchstabe d im frequenzabhängigen Modus zu arbeiten.

Bei Leistungsüberschüssen müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe von einem bisherigen Betriebspunkt auf einen neuen Betriebspunkt des P-Q-Diagramms zu verringern. Dabei muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, die abgegebene Wirkleistung so weit zu verringern, wie dies angesichts ihrer inhärenten Eigenschaften technisch möglich ist, mindestens jedoch auf 55 % ihrer Maximalkapazität;

- (iii) die Methode zur Feststellung des Wechsels vom Verbundnetzbetrieb zum Inselbetrieb wird zwischen dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und dem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB vereinbart. Die vereinbarte Methode darf sich nicht nur auf die Schalterstellungssignale des Netzbetreibers stützen;
- (iv) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, während des Inselbetriebs gemäß Absatz 2 Buchstabe c und Artikel 13 Absatz 2 im LFSM-O- und LFSM-U-Modus zu arbeiten.

(c) Fähigkeit zur schnellen Neusynchronisierung:

- (i) Bei einer Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz muss diese in der Lage sein, sich im Einklang mit der Schutzstrategie, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbart hat, schnell neu zu synchronisieren;
- (ii) eine Stromerzeugungsanlage mit einer Mindestneusynchronisationszeit von mehr als 15 Minuten nach der Trennung von einer externen Stromversorgung muss darauf ausgelegt sein, sich von jedem Betriebspunkt ihres P-Q-Diagramms auf Eigenbedarfsbetrieb abzufangen. In diesem Fall darf sich die Feststellung des Eigenbedarfsbetriebs nicht nur auf die Schalterstellungssignale des Netzbetreibers stützen;
- (iii) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, nach einem Abfangen auf Eigenbedarfsbetrieb unabhängig von einem Eigenbedarfsanschluss an das externe Netz weiter zu arbeiten. Der Mindestbetriebszeitraum wird vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB unter Berücksichtigung der Merkmale der Hauptantriebstechnologie festgelegt.

6. Stromerzeugungsanlagen des Typs C müssen die folgenden allgemeinen Anforderungen hinsichtlich des Netzmanagements erfüllen:

- (a) Bei einem Verlust der Winkelstabilität oder der Steuerbarkeit muss die Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, sich automatisch vom Netz zu trennen, um zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit beizutragen oder Schäden an der Stromerzeugungsanlage zu verhindern. Der Eigentümer der

Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und der relevante Netzbetreiber vereinbaren in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Kriterien für die Feststellung eines Verlusts der Winkelstabilität oder der Steuerbarkeit;

(b) Messinstrumente:

(i) Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung müssen über Vorrichtungen zur Aufzeichnung von Fehlern und zur Überwachung des dynamischen Systemverhaltens verfügen. Diese Vorrichtungen zeichnen die folgenden Parameter auf:

- Spannung;
- Wirkleistung;
- Blindleistung und
- Frequenz.

Der relevante Netzbetreiber kann mit angemessener Vorankündigung Parameter für die Versorgungsqualität festlegen;

(ii) die Einstellungen der Vorrichtungen zur Fehleraufzeichnung, einschließlich der Auslösekriterien und der Aufzeichnungsraten, werden zwischen dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und dem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB vereinbart;

(iii) die 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 Leistungspendelungen umfassen;

(iv) die Vorrichtungen hinsichtlich der Versorgungsqualität und der Überwachung des dynamischen Systemverhaltens müssen Möglichkeiten für den Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, den relevanten Netzbetreiber und den relevanten ÜNB umfassen, auf die Informationen zuzugreifen. Die Kommunikationsprotokolle für Datenaufzeichnungen werden zwischen dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB vereinbart;

(c) Simulationsmodelle:

(i) Auf Aufforderung des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB legt der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung Simulationsmodelle vor, die das Verhalten der Stromerzeugungsanlage sowohl durch statische als auch dynamische Simulationen (50-Hz-Komponente) oder durch Simulation transienter elektromagnetischer Vorgänge widerspiegeln.

Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt sicher, dass die vorgelegten Modelle auf Übereinstimmung mit den Ergebnissen der in Titel IV Kapitel 2, 3 und 4 genannten Konformitätstests überprüft wurden, und übermittelt die Ergebnisse dieser Überprüfung dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB. Die Mitgliedstaaten können festlegen, dass die Überprüfung von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle durchzuführen ist;

- (ii) die vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vorgelegten Modelle müssen in Abhängigkeit von den vorhandenen Komponenten folgende Teile umfassen:
 - Generator und Antriebsmaschine;
 - Drehzahl- und Leistungsregelung;
 - Spannungsregelung, einschließlich eines ggf. vorhandenen Pendeldämpfungsgeräts (PSS) und Erregersystems;
 - Modelle für den Schutz der Stromerzeugungsanlage gemäß den Vereinbarungen zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung; und
 - Umrichtermodelle für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen;
 - (iii) die unter Ziffer i genannte Aufforderung des relevanten Netzbetreibers ist mit dem relevanten ÜNB abzustimmen. Sie muss Folgendes umfassen:
 - das Format, in dem die Modelle vorzulegen sind;
 - die Bereitstellung von Unterlagen zur Struktur des Modells und zu seinen Blockdiagrammen;
 - eine Schätzung der minimalen und maximalen Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt in MVA als Netzäquivalent;
 - (iv) der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB auf Aufforderung Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage zur Verfügung. Der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB kann diese Aufzeichnungen anfordern, um die Reaktion der Modelle mit diesen Aufzeichnungen vergleichen zu können;
- (d) ist der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB der Ansicht, dass in einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung zusätzliche Geräte installiert werden sollten, um den Netzbetrieb oder die Systemsicherheit wiederherzustellen oder aufrechtzuerhalten, so prüfen der relevante Netzbetreiber oder der relevante ÜNB und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dies und vereinbaren eine geeignete Lösung;

- (e) der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB Ober- und Untergrenzen für den Gradienten der Wirkleistungsabgabe (Rampengrenzwerte) für beide Richtungen der Änderung der Wirkleistungsabgabe für eine Stromerzeugungsanlage fest, wobei er die Merkmale der primären Antriebstechnologie berücksichtigt;
- (f) die Vorrichtungen zur Erdung des Sternpunkts auf der Netzseite von Netztransformatoren müssen den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers entsprechen.

Artikel 16

Allgemeine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Neben den Anforderungen, die in Artikel 13 (mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b, Absatz 6 und Absatz 7), Artikel 14 (mit Ausnahme des Artikels 14 Absatz 2) und Artikel 15 (mit Ausnahme des Artikels 15 Absatz 3) aufgeführt sind, müssen Stromerzeugungsanlagen des Typs D die Anforderungen des vorliegenden Artikels erfüllen.
2. Stromerzeugungsanlagen des Typs D müssen die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung erfüllen:
 - (a) Spannungsbereiche:
 - (i) Unbeschadet des Artikels 14 Absatz 3 Buchstabe a sowie unbeschadet Absatz 3 Buchstabe a des vorliegenden Artikels muss eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, während der in den Tabellen 6.1 und 6.2 angegebenen Zeiträume und innerhalb der in diesen Tabellen aufgeführten Netzspannungsbereiche, die als Spannung am Netzanschlusspunkt in Bezug auf den Referenzwert 1 pu angegeben sind, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten;
 - (ii) für den Fall einer gleichzeitigen Überspannung und Unterfrequenz oder einer gleichzeitigen Unterspannung und Überfrequenz kann der relevante ÜNB kürzere Zeiträume festlegen, in denen Stromerzeugungsanlagen die Verbindung mit dem Netz aufrechterhalten müssen;
 - (iii) ungeachtet Ziffer i kann der relevante ÜNB in Spanien vorschreiben, dass Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, die Verbindung mit dem Netz im Spannungsbereich zwischen 1,05 pu und 1,0875 pu zeitlich unbegrenzt aufrechtzuerhalten;
 - (iv) für die Netzspannungsebene 400 kV (alternativ oft 380-kV-Ebene) entspricht der Referenzwert 1 pu 400 kV, bei anderen Netzspannungsebenen kann sich der Basiswert für die Per-Unit-Spannung bei den einzelnen Netzbetreibern eines Synchrongebiets unterscheiden;

- (v) ungeachtet Ziffer i kann der relevante ÜNB im Synchrongebiet Baltische Staaten vorschreiben, dass Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, die Verbindung mit dem 400-kV-Netz innerhalb der Spannungsbereiche und der Zeiträume aufrechtzuerhalten, die für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa gelten.

Synchrongebiet	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu – 1,15 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 20 Minuten und höchstens 60 Minuten
Nordeuropa	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu	60 Minuten
Großbritannien	0,90 pu – 1,10 pu	Unbegrenzt
Irland und Nordirland	0,90 pu – 1,118 pu	Unbegrenzt
Baltische Staaten	0,85 pu – 0,90 pu	30 Minuten
	0,90 pu – 1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu – 1,15 pu	20 Minuten

Tabelle 6.1: Die Tabelle enthält die Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung am Netzanschlusspunkt vom Referenzwert 1 pu ohne Trennung vom Netz zu arbeiten, wenn die Basisspannung für die pu-Werte zwischen 110 kV und 300 kV liegt.

Synchronegebiet	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 20 Minuten und höchstens 60 Minuten
Nordeuropa	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch höchstens 60 Minuten
Großbritannien	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu	15 Minuten
Irland und Nordirland	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
Baltische Staaten	0,88 pu – 0,90 pu	20 Minuten
	0,90 pu – 1,097 pu	Unbegrenzt
	1,097 pu – 1,15 pu	20 Minuten

Tabelle 6.2: Die Tabelle enthält die Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung am Netzanschlusspunkt vom Referenzwert 1 pu ohne Trennung vom Netz zu arbeiten, wenn die Basisspannung für die pu-Werte zwischen 300 kV und 400 kV liegt.

- (b) der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung können in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB breitere Spannungsbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb vereinbaren. Sind breitere Spannungsbereiche oder längere Mindestzeiträume wirtschaftlich und technisch möglich, darf der Eigentümer seine Zustimmung nicht ohne triftigen Grund verweigern;
- (c) unbeschadet Buchstabe a kann der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB Spannungen am Netzanschlusspunkt bestimmen, bei denen eine Stromerzeugungsanlage 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 und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbart.

3. Stromerzeugungsanlagen des Typs D müssen die folgenden Anforderungen an die Robustheit erfüllen:

(a) FRT-Fähigkeit:

- (i) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern aufgetreten sind. Diese Fähigkeit muss einem Spannungs-Zeit-Profil am Netzanschlusspunkt entsprechen, das der relevante ÜNB für Fehlerbedingungen festlegt.

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.

Diese Untergrenze wird vom relevanten ÜNB für die in Abbildung 3 dargestellten Parameter innerhalb der Bereiche festgelegt, die in den Tabellen 7.1 und 7.2 für Stromerzeugungsanlagen des Typs D angegeben sind, die auf oder oberhalb der 110-kV-Ebene an das Netz angeschlossen sind.

Die Untergrenze wird vom relevanten ÜNB für die in Abbildung 3 dargestellten Parameter auch innerhalb der Bereiche festgelegt, die in den Tabellen 3.1 und 3.2 für Stromerzeugungsanlagen des Typs D angegeben sind, die unterhalb der 110-kV-Ebene an das Netz angeschlossen sind;

- (ii) jeder ÜNB legt die vor und nach einem Fehler herrschenden Bedingungen für die in Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a genannte FRT-Fähigkeit fest. Die für die FRT-Fähigkeit festgelegten vor und nach einem Fehler herrschenden Bedingungen werden veröffentlicht;

Spannungsparameter [pu]		Zeitparameter [Sekunden]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (oder 0,14 – 0,25, falls für den Netzschutz und einen sicheren Betrieb erforderlich)
U_{clear} :	0,25	t_{rec1} :	$t_{rec1} - 0,45$
U_{rec1} :	0,5 – 0,7	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2} :	0,85 – 0,9	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1,5$

Tabelle 7.1: Parameter für die FRT-Fähigkeit synchroner Stromerzeugungsanlagen (zu Abbildung 3).

Spannungsparameter [pu]	Zeitparameter [Sekunden]
-------------------------	--------------------------

U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (oder 0,14 – 0,25, falls für den Netzschutz und einen sicheren Betrieb erforderlich)
U_{clear} :	U_{ret} :	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5 – 3,0

Tabelle 7.2: Parameter für die FRT-Fähigkeit nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen (zu Abbildung 3).

- (b) Auf Ersuchen des Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt der relevante Netzbetreiber folgende Ergebnisse der Berechnungen gemäß Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a Ziffer iv für die hinsichtlich der FRT-Fähigkeit zu berücksichtigenden Bedingungen am Netzanschlusspunkt vor und nach einem Fehler bereit:
- (i) Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA;
 - (ii) Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler (abgegebene Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt und Spannung am Netzanschlusspunkt); und
 - (iii) Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA;
- (c) die FRT-Fähigkeit bei asymmetrischen Fehlern wird von jedem ÜNB festgelegt.

4. Stromezeugungsanlagen des Typs D müssen die folgenden allgemeinen Anforderungen hinsichtlich des Netzmanagements erfüllen:

- (a) Bei Einschalten der Stromerzeugungsanlage darf der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung diese erst nach Genehmigung durch den relevanten Netzbetreiber synchronisieren;
- (b) die Stromerzeugungsanlage muss die erforderlichen Synchronisationsvorrichtungen aufweisen;
- (c) die Stromerzeugungsanlage muss innerhalb der in Tabelle 2 angegebenen Frequenzbereiche synchronisiert werden können;
- (d) der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbaren die Einstellungen der Synchronisationsvorrichtungen vor dem Betrieb der Stromerzeugungsanlage. Diese Vereinbarung umfasst folgende Aspekte:

- (i) Spannung;
- (ii) Frequenz;
- (iii) Phasenwinkelbereich;
- (iv) Phasenfolge;
- (v) Spannungs- und Frequenzabweichungen.

KAPITEL 2

ANFORDERUNGEN AN SYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 17

Anforderungen an synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B

1. Synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B müssen die in den Artikeln 13 und 14 beschriebenen Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b.
2. Zudem müssen Stromerzeugungsanlagen des Typs B die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung erfüllen:
 - (a) Blindleistungskapazität: Der relevante Netzbetreiber kann die Fähigkeit einer synchronen Stromerzeugungsanlage zur Abgabe von Blindleistung festlegen;
 - (b) Spannungsregelung: Synchrone Stromerzeugungsanlagen müssen über ein permanentes automatisches Erregersystem verfügen, das eine konstante Generatorklemmenspannung mit einem wählbaren Sollwert sicherstellt, ohne dass im Arbeitsbereich der synchronen Stromerzeugungsanlage instabile Zustände auftreten.
3. Hinsichtlich ihrer Robustheit müssen synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler wieder aufzunehmen. Der relevante ÜNB legt die Anforderungen an die Höhe und den Zeitraum der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe fest.

Artikel 18

Anforderungen an synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C

1. Synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C müssen die in den Artikeln 13, 14, 15 und 17 festgelegten Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b und Absatz 6, des Artikels 14 Absatz 2 und des Artikels 17 Absatz 2 Buchstabe a.
2. Zudem müssen synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung erfüllen:

- (a) Blindleistungskapazität: Der relevante Netzbetreiber kann verlangen, dass eine zusätzliche Blindleistung bereitzustellen ist, wenn sich der Netzanschlusspunkt einer synchronen Stromerzeugungsanlage 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 Blindleistungsbedarf der Hochspannungsleitung oder des Hochspannungskabels zwischen den Hochspannungsklemmen des Netztransformators der synchronen Stromerzeugungsanlage oder, falls kein Netztransformator vorhanden ist, zwischen deren Generatorklemmen und dem Netzanschlusspunkt decken und ist vom zuständigen Eigentümer dieser Leitung bzw. dieses Kabels bereitzustellen.
- (b) Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität:
- (i) Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Anforderungen an die Fähigkeit zur Abgabe von Blindleistung bei unterschiedlichen Spannungen fest. Dazu bestimmt er ein U - Q/P_{\max} -Profil, innerhalb dessen die synchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei ihrer Maximalkapazität Blindleistung abzugeben. Das festgelegte U - Q/P_{\max} -Profil kann jede Form annehmen, wobei jedoch die mit der Fähigkeit zur Blindleistungserzeugung bei Überspannungen und zur Blindleistungsaufnahme bei Unterspannungen verbundenen Kosten zu berücksichtigen sind;
- (ii) das U - Q/P_{\max} -Profil wird vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB im Einklang mit den folgenden Grundsätzen festgelegt:
- das U - Q/P_{\max} -Profil darf nicht über den Rahmen des U - Q/P_{\max} -Profils hinausgehen, der durch den inneren Rahmen in Abbildung 7 dargestellt ist;
 - die Dimensionen des Rahmens des U - Q/P_{\max} -Profils (Q/P_{\max} -Bereich und Spannungsbereich) müssen innerhalb des in Tabelle 8 für jedes Synchrongebiet festgelegten Bereichs liegen; und
 - der Rahmen des U - Q/P_{\max} -Profils muss sich innerhalb des äußeren Rahmens in Abbildung 7 befinden;

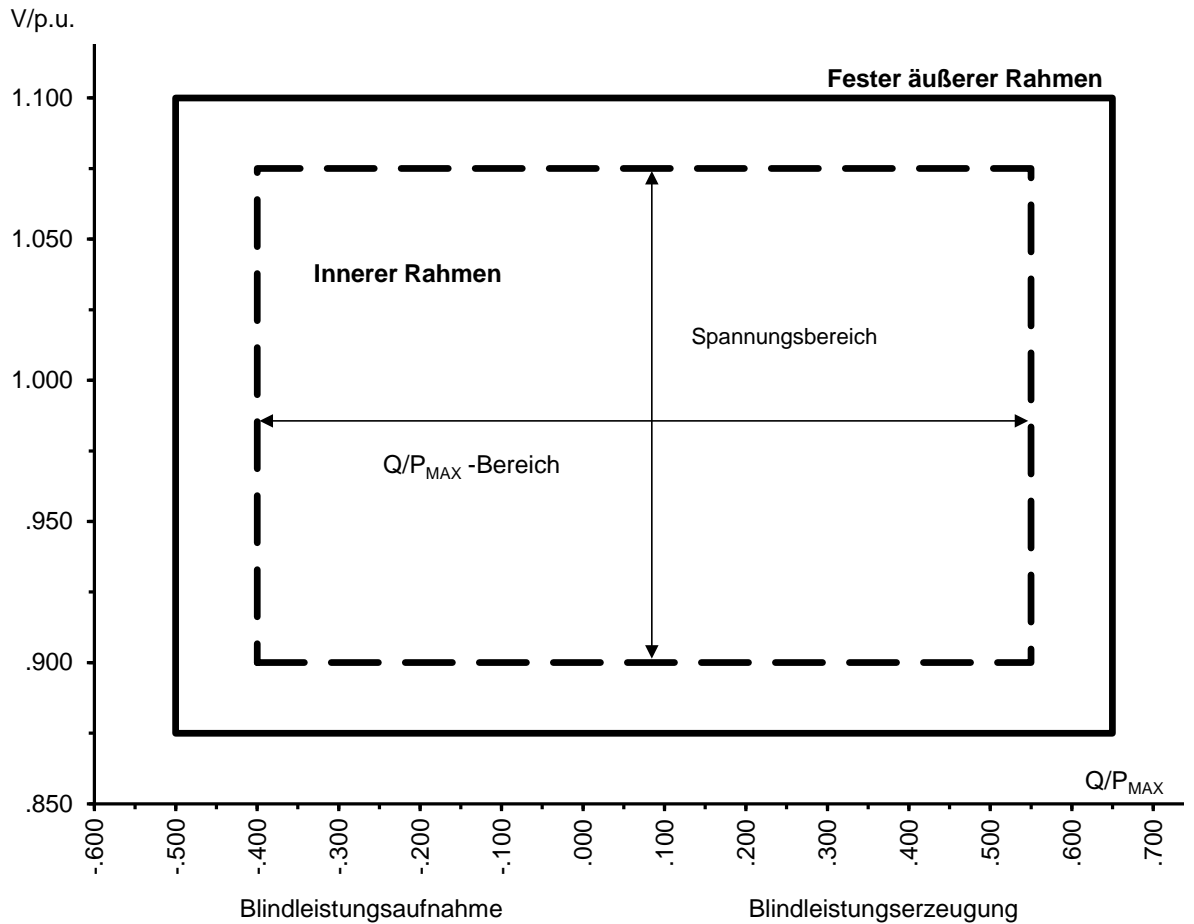


Abbildung 7: U - Q/P_{max} -Profil einer synchronen Stromerzeugungsanlage. Das Diagramm gibt die Grenzen für ein U - Q/P_{max} -Profil am Netzanschlusspunkt wieder, wobei das Verhältnis zwischen dem tatsächlichen Wert der Spannung und dem Referenzwert 1 pu im Vergleich zum Verhältnis der Blindleistung (Q) zur Maximalkapazität (P_{max}) dargestellt ist. Lage, Größe und Form des inneren Rahmens dienen lediglich als Beispiel.

Synchrongebiet	Höchstbereich von Q/P_{max}	Höchstbereich der Spannung im statischen Zustand in p.u.
Kontinentaleuropa	0,95	0,225
Nordeuropa	0,95	0,150
Großbritannien	0,95	0,225
Irland und Nordirland	1,08	0,218
Baltische Staaten	1,0	0,220

Tabelle 8: Parameter für den inneren Rahmen in Abbildung 7

- (iii) die Anforderung an die Blindleistungskapazität gilt für den Netzanschlusspunkt. Bei anderen als rechteckigen Profilformen bezieht sich der Spannungsbereich auf den höchsten und den niedrigsten Wert. Es wird somit nicht erwartet, dass der gesamte Blindleistungsbereich bei allen Spannungen im statischen Zustand verfügbar ist;
 - (iv) die synchrone Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, in einem angemessenen Zeitraum jeden vom relevanten Netzbetreiber als Zielwert festgelegten Betriebspunkt innerhalb ihres U-Q/P_{max}-Profils zu erreichen;
- (c) synchrone Stromerzeugungsanlagen, die mit einer Wirkleistungsabgabe unterhalb der Maximalkapazität ($P < P_{\max}$) arbeiten, müssen in der Lage sein, in jedem möglichen Betriebspunkt innerhalb des P-Q-Diagramms ihres Generators und mindestens bis zur Mindestleistung für den stabilen Betrieb zu arbeiten. Auch bei verringerter Wirkleistungsabgabe muss die Blindleistungsabgabe am Netzanschlusspunkt dem P-Q-Diagramm des Generators dieser synchronen Stromerzeugungsanlage vollständig entsprechen, wobei der Eigenbedarf sowie die Wirk- und Blindleistungsverluste eines etwaigen Netztransformators zu berücksichtigen sind.

Artikel 19

Anforderungen an synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D müssen die in den Artikeln 13, 14, 15, 16, 17 und 18 festgelegten Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b sowie Absätze 6 und 7, des Artikels 14 Absatz 2, des Artikels 15 Absatz 3 und des Artikels 17 Absatz 2.
2. Zudem müssen synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung erfüllen:
 - (a) Die Parameter und Einstellungen der Bestandteile des Spannungsregelungssystems werden zwischen dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und dem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB vereinbart;
 - (b) die unter Buchstabe a genannte Vereinbarung umfasst die Spezifikationen und die Leistungsfähigkeit eines automatischen Spannungsreglers (AVR) bei der statischen und dynamischen Spannungsregelung sowie die Spezifikationen und Leistungsfähigkeit des Erregersystems. Letzteres umfasst:
 - (i) eine Begrenzung der Bandbreite des Ausgangssignals, um sicherzustellen, dass die höchste Antwortfrequenz an anderen mit dem Netz verbundenen Stromerzeugungsanlagen keine Torsionsschwingungen verursachen kann;
 - (ii) einen Untererregungsbegrenzer, um zu verhindern, dass der AVR die Generatorerregung auf einen Wert begrenzt, der die Stabilität des synchronen Betriebs gefährden würde;

- (iii) einen Übererregungsbegrenzer, um sicherzustellen, dass die Generatorerregung nicht unterhalb des maximal erreichbaren Werts begrenzt wird, wobei gleichzeitig sicherzustellen ist, dass die synchrone Stromerzeugungsanlage innerhalb ihrer Auslegungsgrenzen betrieben wird;
 - (iv) einen Statorstrombegrenzer; und
 - (v) eine PSS-Funktion, um Leistungspendelungen zu dämpfen, wenn die Größe der Stromerzeugungsanlage eine vom relevanten ÜNB festgelegte Maximalkapazität überschreitet.
3. Der relevante ÜNB und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung schließen eine Vereinbarung über die technischen Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlage zur Unterstützung der Winkelstabilität unter Fehlerbedingungen.

KAPITEL 3

ANFORDERUNGEN AN NICHTSYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 20

Anforderungen an nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B

1. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B müssen die in den Artikeln 13 und 14 beschriebenen Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b.
2. Zudem müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung erfüllen:
 - (a) Der relevante Netzbetreiber kann die Fähigkeit einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage zur Abgabe von Blindleistung festlegen;
 - (b) der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festlegen, dass eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage bei symmetrischen (dreiphasigen) Fehlern unter den folgenden Bedingungen am Netzanschlusspunkt eine dynamische Blindstromstützung bereitstellen muss:
 - (i) die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, die Bereitstellung der dynamischen Blindstromstützung auf folgende Weise zu aktivieren:
 - entweder durch die Sicherstellung der dynamischen Blindstromstützung am Netzanschlusspunkt; oder
 - durch Messung der Spannungsabweichungen an den Klemmen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage und durch Bereitstellung der dynamischen Blindstromstützung an den Klemmen jeder einzelnen Stromerzeugungseinheit;

- (ii) der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB fest,
 - wie und wann eine Spannungsabweichung sowie das Ende der Spannungsabweichung zu bestimmen sind,
 - welche Merkmale die dynamische Blindstromstützung aufweist, einschließlich des Zeitbereichs für die Messung der Spannungsabweichung und der bereitzustellenden dynamischen Blindstromstützung, wobei Stromstärke und Spannung auf andere Weise als nach der in Artikel 2 festgelegten Methode gemessen werden können;
 - die Eigenschaften der dynamischen Blindstromstützung, einschließlich 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;
 - (c) hinsichtlich der Bereitstellung einer dynamischen Blindstromstützung bei asymmetrischen (ein- oder zweiphasigen) Fehlern kann der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB eine Anforderung an die Einspeisung eines asymmetrischen Stroms festlegen.
3. Zudem müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B die folgenden Anforderungen an die Robustheit erfüllen:
- (a) Der relevante ÜNB legt die Fähigkeit zur Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage nach einem Fehler fest und bestimmt dazu
 - (i) den Zeitpunkt, zu dem die Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler auf der Grundlage eines Spannungskriteriums beginnt;
 - (ii) den für die Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe maximal zulässigen Zeitraum sowie
 - (iii) Höhe und Genauigkeit der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe;
 - (b) dabei berücksichtigt er Folgendes:
 - (i) die gegenseitige Abhängigkeit der Anforderungen an die dynamische Blindstromstützung gemäß Absatz 2 Buchstaben b und c und der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe;
 - (ii) die Abhängigkeit zwischen den Zeiträumen zur Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe und der Dauer der Spannungsabweichungen;
 - (iii) einen festgelegten Grenzwert für die maximal zulässige Zeit für die Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe;

- (iv) ein angemessenes Verhältnis zwischen der Höhe der wiedergekehrten Spannung und der Mindesthöhe der wiedergekehrten Wirkleistungsabgabe; und
- (v) eine angemessene Dämpfung von Wirkleistungspendelungen.

Artikel 21

Anforderungen an nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C

1. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C müssen die in den Artikeln 13, 14, 15 und 20 festgelegten Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b und Absatz 6, des Artikels 14 Absatz 2 und des Artikels 20 Absatz 2 Buchstabe a, soweit in Absatz 3 Buchstabe d Ziffer v nichts anderes bestimmt ist.
2. Zudem müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung erfüllen:
 - (a) Der relevante ÜNB kann festlegen, dass nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein müssen, bei sehr schnellen Frequenzabweichungen synthetische Schwungmasse bereitzustellen;
 - (b) das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter werden vom relevanten ÜNB festgelegt.
3. Zudem müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C die folgenden Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung erfüllen:
 - (a) Blindleistungskapazität: Der relevante Netzbetreiber kann verlangen, dass eine zusätzliche Blindleistung bereitzustellen ist, wenn sich der Netzanschlusspunkt einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage weder an den Hochspannungsklemmen des Netztransformators der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes noch an den Klemmen des Umrichters befindet, falls kein Netztransformator vorhanden ist. Diese zusätzliche Blindleistung muss den Blindleistungsbedarf der Hochspannungsleitung oder des Hochspannungskabels zwischen den Hochspannungsklemmen des Netztransformators der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage oder, falls kein Netztransformator vorhanden ist, zwischen deren Umrichterklammen und dem Netzanschlusspunkt decken und ist vom zuständigen Eigentümer dieser Leitung bzw. dieses Kabels bereitzustellen.
 - (b) Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität:
 - (i) Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Anforderungen an die Fähigkeit zur Abgabe von Blindleistung bei unterschiedlichen Spannungen fest. Dazu bestimmt er ein U - Q/P_{\max} -Profil, das jede Form annehmen kann und innerhalb dessen die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Maximalkapazität Blindleistung bereitzustellen;

- (ii) das $U-Q/P_{\max}$ -Profil wird von jedem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB im Einklang mit den folgenden Grundsätzen festgelegt:
- das $U-Q/P_{\max}$ -Profil darf nicht über den Rahmen des $U-Q/P_{\max}$ -Profils hinausgehen, der durch den inneren Rahmen in Abbildung 8 dargestellt ist;
 - die Dimensionen des Rahmens des $U-Q/P_{\max}$ -Profils (Q/P_{\max} -Bereich und Spannungsbereich) müssen innerhalb des in Tabelle 9 für jedes Synchrongebiet festgelegten Bereichs liegen;
 - der Rahmen des $U-Q/P_{\max}$ -Profils muss sich innerhalb des festen äußeren Rahmens in Abbildung 8 befinden; und
 - das festgelegte $U-Q/P_{\max}$ -Profil kann jede Form annehmen, wobei jedoch die mit der Fähigkeit zur Blindleistungserzeugung bei Überspannungen und zur Blindleistungsaufnahme bei Unterspannungen verbundenen Kosten zu berücksichtigen sind;

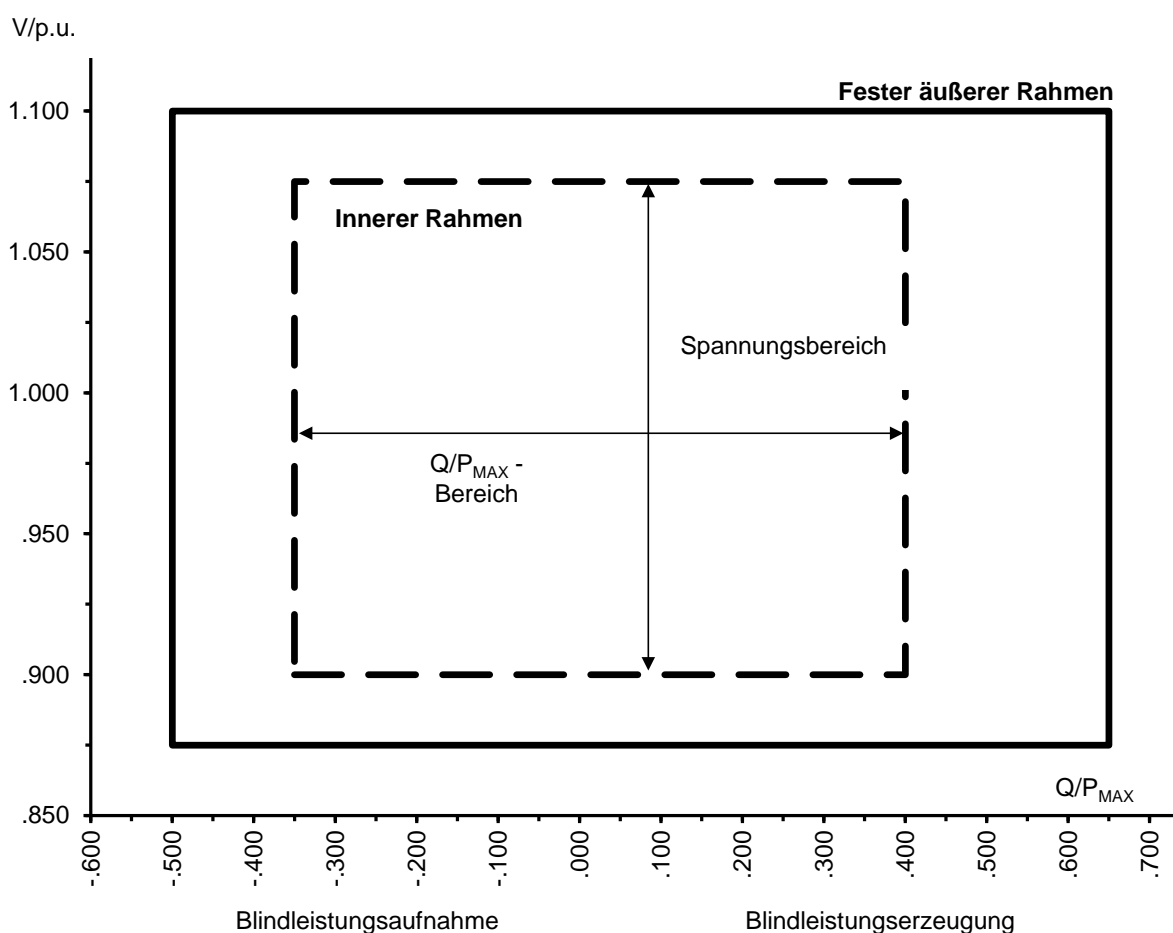


Abbildung 8: $U-Q/P_{\max}$ -Profil einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage. Das Diagramm gibt die Grenzen für ein $U-Q/P_{\max}$ -Profil am Netzanschlusspunkt wieder, wobei das Verhältnis zwischen dem tatsächlichen Wert der Spannung am und dem

Referenzwert 1 pu im Vergleich zum Verhältnis der Blindleistung (Q) zur Maximalkapazität (P_{max}) dargestellt ist. Lage, Größe und Form des inneren Rahmens dienen lediglich als Beispiel.

Synchronegebiet	Höchstbereich von Q/P_{max}	Höchstbereich der Spannung im statischen Zustand in PU
Kontinentaleuropa	0,75	0,225
Nordeuropa	0,95	0,150
Großbritannien	0,66	0,225
Irland und Nordirland	0,66	0,218
Baltische Staaten	0,80	0,220

Tabelle 9: Parameter für den inneren Rahmen in Abbildung 8

- (iii) die Anforderung an die Blindleistungskapazität gilt für den Netzanschlusspunkt. Bei anderen als rechteckigen Profilformen bezieht sich der Spannungsbereich auf den höchsten und den niedrigsten Wert. Es wird somit nicht erwartet, dass der gesamte Blindleistungsbereich bei allen Spannungen im statischen Zustand verfügbar ist;
- (c) Blindleistungskapazität unterhalb der Maximalkapazität:
 - (i) der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Anforderungen an die Fähigkeit zur Abgabe von Blindleistung fest und bestimmt dazu ein P - Q/P_{max} -Profil, das jede Form annehmen kann und innerhalb dessen die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, unterhalb ihrer Maximalkapazität Blindleistung bereitzustellen;
 - (ii) das P - Q/P_{max} -Profil wird von jedem relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB im Einklang mit den folgenden Grundsätzen festgelegt:
 - das P - Q/P_{max} -Profil darf nicht über den Rahmen des P - Q/P_{max} -Profils hinausgehen, der durch den inneren Rahmen in Abbildung 9 dargestellt ist;
 - der Q/P_{max} -Bereich des Rahmens für das P - Q/P_{max} -Profil ist für jedes Synchronegebiet in Tabelle 9 angegeben;
 - der Wirkleistungsbereich des Rahmens des P - Q/P_{max} -Profils ist 1 pu, wenn die Blindleistungsabgabe gleich null ist;
 - das P - Q/P_{max} -Profil kann jede Form annehmen und muss Bedingungen für die Blindleistungskapazität umfassen, wenn die Wirkleistungsabgabe gleich null ist; und

- der Rahmen des $P\text{-}Q/P_{\max}$ -Profils muss sich innerhalb des festen äußeren Rahmens in Abbildung 9 befinden;
- (iii) während des Betriebs unterhalb der Maximalkapazität ($P < P_{\max}$) muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, Blindleistung auf jedem Betriebspunkt innerhalb ihres $P\text{-}Q/P_{\max}$ -Profils bereitzustellen, wenn alle Strom erzeugenden Einheiten dieser nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch zur Verfügung stehen, d. h. nicht wegen Wartungsarbeiten oder eines Ausfalls außer Betrieb sind; anderenfalls können unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit geringere Blindleistungskapazitäten zur Verfügung stehen;

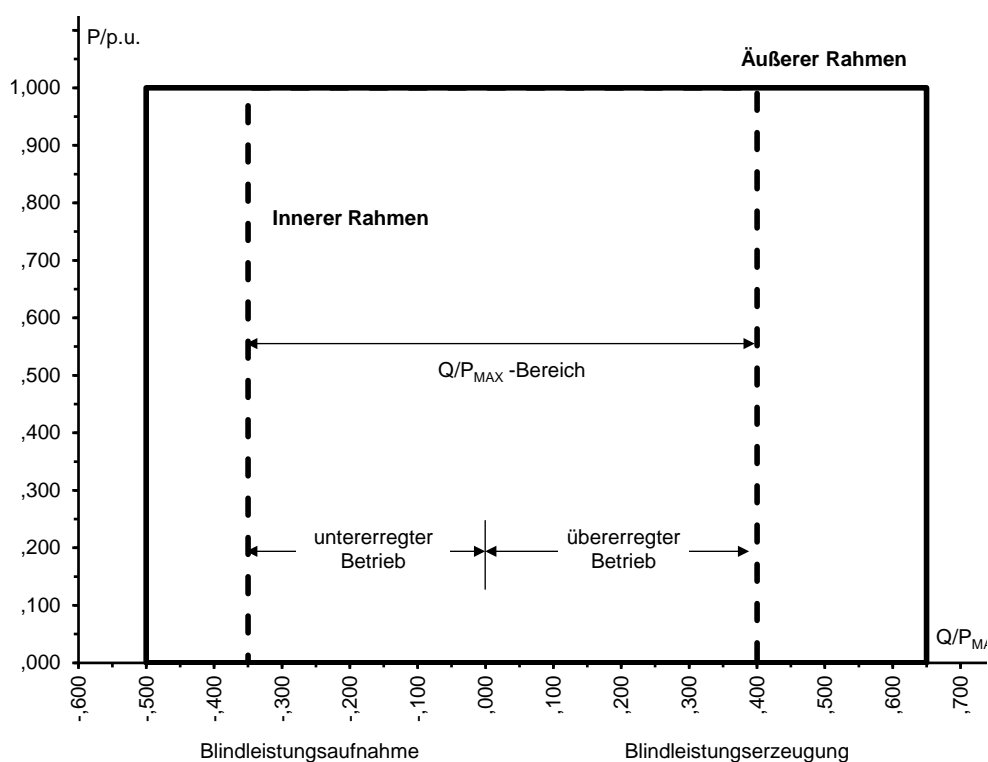


Abbildung 9: $P\text{-}Q/P_{\max}$ -Profil einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage. Das Diagramm gibt die Grenzen für ein $P\text{-}Q/P_{\max}$ -Profil am Netzanschlusspunkt wieder, wobei das Verhältnis zwischen dem tatsächlichen Wert der Wirkleistungsabgabe und der Maximalkapazität (pu-Wert) im Vergleich zum Verhältnis der Blindleistung (Q) zur Maximalkapazität (P_{\max}) dargestellt ist. Lage, Größe und Form des inneren Rahmens dienen lediglich als Beispiel.

- (iv) die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, in einem angemessenen Zeitraum jeden vom relevanten Netzbetreiber als Zielwert festgelegten Betriebspunkt innerhalb ihres $P\text{-}Q/P_{\max}$ -Profils zu erreichen;
- (d) Blindleistungsregelung:
- (i) die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, entweder über die Spannungsregelung, die Blindleistungsregelung oder

die Regelung des Leistungsfaktors automatisch Blindleistung bereitzustellen;

- (ii) im Modus der Spannungsregelung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, durch Blindleistungsaustausch mit dem Netz zur Spannungsregelung am Netzanschlusspunkt beizutragen, wobei der Spannungssollwert 0,95 bis 1,05 pu in Schritten von höchstens 0,01 pu umfasst und einen Gradienten von mindestens 2 % bis 7 % in Schritten von höchstens 0,5 % aufweist. Die Blindleistungsabgabe muss Null betragen, wenn die Netzspannung am Netzanschlusspunkt dem Spannungssollwert entspricht;
- (iii) der Sollwert kann mit oder ohne Totband in einem wählbaren Bereich von Null bis +5 % des Referenzwerts 1 pu der Netzspannung in Schritten von höchstens 0,5 % eingestellt werden;
- (iv) nach einem Spannungssprung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, 90 % der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb einer Zeit t_1 , die vom relevanten Netzbetreiber im Bereich zwischen 1 und 5 Sekunden festzulegen ist, zu erreichen und sich auf dem durch den Gradienten bestimmten Wert innerhalb einer Zeit t_2 , die vom relevanten Netzbetreiber im Bereich zwischen 5 und 60 Sekunden festzulegen ist, einzustellen, wobei die Toleranz für die Blindleistung im statischen Zustand höchstens 5 % der maximalen Blindleistung beträgt. Der relevante Netzbetreiber legt die geltenden Zeitwerte fest;
- (v) im Modus der Blindleistungsregelung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, die Blindleistung auf jeden Punkt innerhalb des in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe a und Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben a und b festgelegten Blindleistungsbereichs einzustellen, wobei die Einstellungsschrittweite höchstens 5 MVar bzw. 5 % der vollen Blindleistung betragen darf (wobei der jeweils niedrigere Wert anzuwenden ist);
- (vi) im Modus der Leistungsfaktorregelung muss die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, den Leistungsfaktor am Netzanschlusspunkt innerhalb des vom relevanten Netzbetreiber gemäß Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe a oder in Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben a und b festgelegten Bereichs in Schritten von höchstens 0,01 auf einen Zielleistungsfaktor zu regeln. Der relevante Netzbetreiber legt den Zielwert des Leistungsfaktors, seinen Toleranzbereich und den Zeitraum fest, in dem der Zielleistungsfaktor nach einer plötzlichen Änderung der Wirkleistungsabgabe erreicht werden muss. Der Toleranzbereich des Zielleistungsfaktors wird durch den Toleranzbereich der entsprechenden Blindleistung angegeben. Diese Blindleistungstoleranz wird entweder durch einen absoluten Wert oder durch einen prozentualen Anteil an der maximalen Blindleistung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage angegeben;

- (vii) der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB und dem Eigentümer der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage fest, welche der vorstehend beschriebenen Fähigkeiten für die Blindleistungsregelung und die entsprechenden Sollwerte anzuwenden ist und welches weitere Betriebsmittel erforderlich ist, um den jeweiligen Sollwert per Fernbedienung anpassen zu können;
- (e) Priorisierung des Wirkleistungsbeitrags oder des Blindleistungsbeitrags: Der relevante ÜNB legt fest, ob bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, der Wirkleistungsbeitrag oder der Blindleistungsbeitrag Vorrang erhält. Erhält der Wirkleistungsbeitrag Vorrang, so muss dieser spätestens 150 ms nach Fehlerbeginn bereitgestellt werden;
- (f) Dämpfung von Leistungspendelungen: Eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, zur Dämpfung von Leistungspendelungen beizutragen, wenn der relevante ÜNB dies verlangt. Die Merkmale der Spannungs- und Blindleistungsregelung von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen dürfen die Dämpfung von Leistungspendelungen beeinträchtigen.

Artikel 22

Anforderungen an nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D

Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D müssen die in den Artikeln 13, 14, 15, 16, 20 und 21 aufgeführten Anforderungen erfüllen, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b sowie Absätze 6 und 7, des Artikels 14 Absatz 2, des Artikels 15 Absatz 3 und des Artikels 20 Absatz 2 Buchstabe a.

KAPITEL 4

ANFORDERUNGEN AN NICHTSYNCHRONE OFFSHORE-STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 23

Allgemeine Bestimmungen

1. Die Anforderungen dieses Kapitels gelten für den Netzanschluss von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen, die sich vor der Küste befinden und über eine Wechselstromverbindung angeschlossen sind (nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung). Eine nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage mit Wechselstromanbindung, die keinen Offshore-Netzanschlusspunkt hat, wird wie eine nichtsynchrone Onshore-Stromerzeugungsanlage behandelt und muss somit die für nichtsynchrone Onshore-Stromerzeugungsanlagen geltenden Anforderungen erfüllen.
2. Der Offshore-Netzanschlusspunkt einer nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage mit Wechselstromanbindung wird vom relevanten Netzbetreiber bestimmt.

3. Nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung, die in den Anwendungsbereich dieser Verordnung fallen, werden nach den folgenden Konfigurationen für Offshore-Netzanschlussysteme klassifiziert:
 - (a) Konfiguration 1: Wechselstromanschluss mit einem einzelnen Onshore-Netzverknüpfungspunkt, wobei eine oder mehrere nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen, die in einem Offshore-Wechselstromsystem miteinander verbunden sind, an das Onshore-Netz angeschlossen ist/sind;
 - (b) Konfiguration 2: Vermaschte Wechselstromanschlüsse, wobei mehrere nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen offshore in einem Offshore-Wechselstromnetz miteinander verbunden sind und das Offshore-Wechselstromnetz an zwei oder mehr Onshore-Netzverknüpfungspunkten an das Onshore-Netz angeschlossen ist.

Artikel 24

Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung hinsichtlich der Frequenzhaltung

Für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung gelten die in Artikel 13 Absätze 1 bis 5, Artikel 15 Absatz 2 bzw. Artikel 21 Absatz 2 festgelegten Anforderungen hinsichtlich der Frequenzhaltung, mit Ausnahme des Artikels 13 Absatz 2 Buchstabe b.

Artikel 25

Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung hinsichtlich der Spannungshaltung

1. Unbeschadet des Artikels 14 Absatz 3 Buchstabe a und des Artikels 16 Absatz 3 Buchstabe a müssen nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung in der Lage sein, während der in Tabelle 10 angegebenen Zeiträume die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb innerhalb der Netzspannungsbereiche aufrechtzuerhalten, die als Spannung am Netzanschlusspunkt in Bezug auf den Referenzwert 1 pu angegeben sind.
2. Ungeachtet Absatz 1 kann der relevante ÜNB in Spanien vorschreiben, dass nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung in der Lage sein müssen, die Verbindung mit dem Netz im Bereich zwischen 1,05 pu und 1,0875 pu zeitlich unbegrenzt aufrechtzuerhalten;
3. Ungeachtet Absatz 1 kann der relevante ÜNB im Synchrongebiet Baltische Staaten vorschreiben, dass nichtsynchrone Offshore Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung in der Lage sein müssen, die Verbindung mit dem 400-kV-Netz in den Spannungsbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten, die für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa gelten.

Synchronegebiet	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	0,85 pu – 0,90 pu	60 Minuten
	0,9 pu – 1,118 pu*	Unbegrenzt
	1,118 pu – 1,15 pu*	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 20 Minuten und höchstens 60 Minuten
	0,90 pu – 1,05 pu**	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu**	Von jedem ÜNB festzulegen, mindestens jedoch 20 Minuten und höchstens 60 Minuten
Nordeuropa	0,90 pu – 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu*	60 Minuten
	1,05 pu – 1,10 pu**	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch höchstens 60 Minuten
Großbritannien	0,90 pu – 1,10 pu*	Unbegrenzt
	0,90 pu – 1,05 pu**	Unbegrenzt
	1,05 pu – 1,10 pu**	15 Minuten
Irland und Nordirland	0,90 pu – 1,10 pu	Unbegrenzt
Baltische Staaten	0,85 pu – 0,90 pu*	30 Minuten
	0,90 pu – 1,118 pu*	Unbegrenzt
	1,118 pu – 1,15 pu*	20 Minuten
	0,88 pu – 0,90 pu**	20 Minuten
	0,90 pu – 1,097 pu**	Unbegrenzt
	1,097 pu – 1,15 pu**	20 Minuten

* Die Basisspannung für die pu-Werte liegt unter 300 kV.

** Die Basisspannung für die pu-Werte liegt zwischen 300 kV und 400 kV.

Tabelle 10: Die Tabelle enthält die Mindestzeiträume, in denen eine nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlage mit Wechselstromanbindung in der Lage sein muss, bei verschiedenen Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1 pu ohne Trennung vom Netz zu arbeiten.

4. Für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung gelten die in Artikel 20 Absatz 2 Buchstaben b bzw. c und in Artikel 21 Absatz 3 festgelegten Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung.
5. Für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung gelten die in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe b festgelegten Anforderungen an die Blindleistungskapazität bei Maximalkapazität, mit Ausnahme der Tabelle 9. Anstelle dieser Tabelle gilt die Tabelle 11.

Synchronegebiet	Höchstbereich von Q/P_{\max}	Höchstbereich der Spannung im statischen Zustand in pu
Kontinentaleuropa	0,75	0,225
Nordeuropa	0,95	0,150
Großbritannien	0* 0,33**	0,225
Irland und Nordirland	0,66	0,218
Baltische Staaten	0,8	0,22

*) am Offshore-Netzanschlusspunkt bei Konfiguration 1

***) am Offshore-Netzanschlusspunkt bei Konfiguration 2

Tabelle 11: Parameter für Abbildung 8

Artikel 26

Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung hinsichtlich der Robustheit

1. Für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung gelten die in Artikel 15 Absatz 4 und Artikel 20 Absatz 3 festgelegten Anforderungen hinsichtlich der Robustheit.
2. Für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung gelten die in Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a und Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe a festgelegten Anforderungen hinsichtlich der FRT-Fähigkeit.

Artikel 27

Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung hinsichtlich des Netzwiederaufbaus

Für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung gelten die in Artikel 14 Absatz 4 und Artikel 15 Absatz 5 festgelegten Anforderungen hinsichtlich des Netzwiederaufbaus.

Artikel 28
Allgemeine Anforderungen an nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung hinsichtlich des Netzmanagements

Für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen mit Wechselstromanbindung gelten die in Artikel 14 Absatz 5, Artikel 15 Absatz 6 und Artikel 16 Absatz 4 festgelegten allgemeinen Anforderungen hinsichtlich des Netzmanagements.

TITEL III

BETRIEBSERLAUBNISVERFAHREN FÜR DEN ANSCHLUSS

KAPITEL 1

ANSCHLUSS NEUER STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 29
Allgemeine Bestimmungen

1. Der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung weist dem relevanten Netzbetreiber nach, dass er die in Titel II genannten Anforderungen erfüllt, und durchläuft dazu das für jede Stromerzeugungsanlage in den Artikeln 30 bis 37 beschriebene Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss.
2. Der relevante Netzbetreiber erklärt und veröffentlicht die Einzelheiten des Betriebserlaubnisverfahrens.

Artikel 30
Betriebserlaubnis für Stromerzeugungsanlagen des Typs A

1. Das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage des Typs A umfasst die Vorlage eines Installationsdokuments. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt sicher, dass die verlangten Angaben in ein Installationsdokument eingetragen sind, das der relevante Netzbetreiber bereitstellt und das diesem vorgelegt wird. Für jede Stromerzeugungsanlage innerhalb der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird ein gesondertes Installationsdokument vorgelegt.

Der relevante Netzbetreiber stellt sicher, dass die verlangten Angaben im Auftrag des Eigentümers der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung von Dritten vorgelegt werden können.

2. Der relevante Netzbetreiber bestimmt den Inhalt des Installationsdokuments, der mindestens folgende Angaben umfasst:
 - (a) die Stelle, an der der Anschluss erfolgt;
 - (b) das Datum des Anschlusses;
 - (c) die Maximalkapazität der Anlage in kW;

- (d) die Art der Primärenergiequelle;
 - (e) die Einstufung der Stromerzeugungsanlage als aufkommende Technologie gemäß Titel VI;
 - (f) einen Verweis auf die von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen für Betriebsmittel, die Bestandteil der Anlage sind;
 - (g) für Betriebsmittel, für die keine Betriebsmittelbescheinigung ausgestellt wurde, sind die Informationen entsprechend den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers bereitzustellen;
 - (h) die Kontaktangaben des Eigentümers der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und des Installateurs und deren Unterschriften.
3. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt sicher, dass dem relevanten Netzbetreiber oder der zuständigen Behörde des Mitgliedstaats die dauerhafte Außerbetriebnahme einer Stromerzeugungsanlage im Einklang mit den nationalen Rechtsvorschriften mitgeteilt wird.

Der relevante Netzbetreiber sorgt dafür, dass Dritte, einschließlich Aggregatoren, eine solche Mitteilung vornehmen können.

Artikel 31

Betriebserlaubnis für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C oder D

Für das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage des Typs B, C oder D dürfen von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwendet werden.

Artikel 32

Verfahren für Stromerzeugungsanlagen des Typs B oder C

1. Für die Zwecke der Betriebserlaubnis für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage des Typs B oder C legt der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dem relevanten Netzbetreiber ein Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen vor, das eine Konformitätserklärung enthält.

Für jede Stromerzeugungsanlage innerhalb der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird ein gesondertes, unabhängiges Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen vorgelegt.

2. Das Format des Nachweisdokuments für Stromerzeugungsanlagen und die darin bereitzustellenden Angaben werden vom relevanten Netzbetreiber bestimmt. Der relevante Netzbetreiber kann vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung verlangen, Folgendes in das Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen aufzunehmen:

- (a) den Nachweis einer zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung geschlossenen Vereinbarung über die für den Netzanschlusspunkt relevanten Schutz- und Regeleinstellungen;
 - (b) eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung;
 - (c) die vom relevanten Netzbetreiber spezifizierten, für den Netzanschluss relevanten ausführlichen technischen Daten zu der Stromerzeugungsanlage;
 - (d) von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zu Stromerzeugungsanlagen, wenn diese Teil des Konformitätsnachweises sind;
 - (e) für Stromerzeugungsanlagen des Typs C Simulationsmodelle gemäß Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe c;
 - (f) Berichte über Konformitätstests, die auf der vom relevanten Netzbetreiber verlangten Detailebene den in Titel IV Kapitel 2, 3 und 4 verlangten Nachweis des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens enthalten, einschließlich der bei den Tests tatsächlich gemessenen Werte;
 - (g) Studien zum Nachweis des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens gemäß Titel IV Kapitel 5, 6 oder 7 auf der vom relevanten Netzbetreiber verlangten Detailebene.
3. Nach der Annahme des vollständigen, angemessenen Nachweisdokuments für Stromerzeugungsanlagen erteilt der relevante Netzbetreiber dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung eine endgültige Betriebserlaubnis.
 4. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung teilt dem relevanten Netzbetreiber oder der zuständigen Behörde des Mitgliedstaats die dauerhafte Außerbetriebnahme einer Stromerzeugungsanlage im Einklang mit den nationalen Rechtsvorschriften mit.
 5. Der relevante Netzbetreiber stellt gegebenenfalls sicher, dass die Inbetriebnahme und die Außerbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen des Typs B und C elektronisch mitgeteilt werden können.
 6. Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass das Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle auszustellen ist.

Artikel 33
Verfahren für Stromerzeugungsanlagen des Typs D

Das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage des Typs D umfasst

- (a) die Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ);
- (b) die vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE);

- (c) die endgültige Betriebserlaubnis (EBE).

Artikel 34

Erlaubnis zur Zuschaltung für Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Eine EZZ berechtigt den Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, sein internes Netz und Eigenbedarfseinrichtungen der Stromerzeugungsanlagen 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 Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung geschlossenen Vereinbarung über die für den Netzanschlusspunkt relevanten Schutz- und Regeleinstellungen.

Artikel 35

Vorübergehende Betriebserlaubnis für Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Eine VBE berechtigt den Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, die Stromerzeugungsanlage zu betreiben und unter Nutzung des Netzanschlusses während eines befristeten Zeitraums Strom zu erzeugen.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine VBE aus, sofern die in diesem Artikel verlangte Prüfung der Daten und Studien abgeschlossen ist.
3. Für die Prüfung der Daten und Studien kann der relevante Netzbetreiber vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Vorlage folgender Unterlagen verlangen:
 - (a) eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung;
 - (b) die vom relevanten Netzbetreiber spezifizierten, für den Netzanschluss relevanten detaillierten technischen Daten zu der Stromerzeugungsanlage;
 - (c) von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zu Stromerzeugungsanlagen, wenn diese Teil des Konformitätsnachweises sind;
 - (d) vom relevanten Netzbetreiber verlangte Simulationsmodelle gemäß Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe c;
 - (e) Studien zum Nachweis des erwarteten statischen und dynamischen Betriebsverhaltens gemäß Titel IV Kapitel 5, 6 und 7;
 - (f) Einzelheiten zu den vorgesehenen Konformitätstests gemäß Titel IV Kapitel 2, 3 und 4.
4. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung kann den Status VBE maximal 24 Monate behalten. Der relevante Netzbetreiber kann für die Gültigkeit der VBE eine kürzere Dauer vorgeben. Eine Verlängerung der VBE wird nur gewährt, wenn der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erhebliche Fortschritte im Hinblick auf die vollständige Konformität erzielt hat. Die noch

offenen Punkte sind beim Einreichen des Verlängerungsantrags deutlich auszuweisen.

5. Der Zeitraum, in dem der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung den Status VBE behalten darf, kann über den in Absatz 4 genannten Zeitraum hinaus verlängert werden, wenn beim relevanten Netzbetreiber vor Ablauf dieses Zeitraums nach dem Freistellungsverfahren des Artikels 60 eine Freistellung beantragt wird.

Artikel 36

Endgültige Betriebserlaubnis für Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Eine EBE berechtigt den Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, eine Stromerzeugungsanlage unter Verwendung des Netzanschlusses zu betreiben.
2. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EBE aus, nachdem sämtliche für die Zwecke des Status VBE ermittelte Unvereinbarkeiten beseitigt wurden und sofern die in diesem Artikel verlangte Prüfung der Daten und Studien abgeschlossen ist.
3. Für den Zweck der Prüfung von Daten und Studien muss der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dem relevanten Netzbetreiber Folgendes vorlegen:
 - (g) eine nach den Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung und
 - (h) aktualisierte anwendbare technische Daten, Simulationsmodelle und Studien gemäß Artikel 35 Absatz 3 Buchstaben b, d und e, einschließlich der bei den Tests tatsächlich gemessenen Werte.
4. Wird in Verbindung mit der Ausstellung der EBE eine Unvereinbarkeit festgestellt, kann nach Antragstellung beim relevanten Netzbetreiber gemäß dem in Titel V beschriebenen Freistellungsverfahren eine Freistellung gewährt werden. Der relevante Netzbetreiber stellt eine EBE aus, wenn die Stromerzeugungsanlage die Freistellungsbestimmungen erfüllt.

Wird ein Freistellungsantrag abgelehnt, kann der relevante Netzbetreiber die Betriebserlaubnis für die Stromerzeugungsanlage so lange verweigern, bis der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und der relevante Netzbetreiber die Unvereinbarkeit ausgeräumt haben und der relevante Netzbetreiber der Auffassung ist, dass die Stromerzeugungsanlage die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt.

Beseitigen der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 37

Beschränkte Betriebserlaubnis für Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Die Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, denen eine EBE gewährt wurde, setzen den relevanten Netzbetreiber unverzüglich in Kenntnis über
 - (a) eine vorübergehende beträchtliche Änderung oder einen Verlust von Fähigkeiten der Anlage, die bzw. der ihre Leistungsfähigkeit beeinträchtigt, oder
 - (b) einen Ausfall von Betriebsmitteln, der dazu führt, dass einige wesentliche Anforderungen nicht erfüllt sind.
2. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung beantragt bei dem relevanten Netzbetreiber eine BBE, wenn er realistisch erwartet, dass die in Absatz 1 genannten Umstände länger als drei Monate andauern werden.
3. Der relevante Netzbetreiber stellt eine BBE aus, die folgende eindeutig ausgewiesene Informationen enthält:
 - (a) die offenen Punkte, die die Gewährung der BBE rechtfertigen;
 - (b) die Verantwortlichkeiten und Fristen für die erwartete Lösung;
 - (c) eine maximale Gültigkeitsdauer, die zwölf Monate nicht überschreiten darf. Der anfangs gewährte Zeitraum kann kürzer sein und verlängert werden, wenn zur Zufriedenheit des relevanten Netzbetreibers nachgewiesen wird, dass erhebliche Fortschritte im Hinblick auf die vollständige Konformität 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 V eine Freistellung beantragt wurde.
6. Nach Ablauf der Gültigkeit der BBE kann der relevante Netzbetreiber den Betrieb der Stromerzeugungsanlage untersagen. 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 der Stromerzeugungsanlage gemäß Absatz 6 untersagt, kann der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung binnen sechs Monaten nach Mitteilung des Beschlusses des relevanten Netzbetreibers die Regulierungsbehörde mit der Angelegenheit befassen.

KAPITEL 2

KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

Artikel 38

Ermittlung der Kosten und des Nutzens der Anwendung von Anforderungen auf bestehende Stromerzeugungsanlagen

1. Vor der Anwendung einer Anforderung dieser Verordnung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen gemäß Artikel 4 Absatz 3 nimmt der zuständige 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, so 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 Stromerzeugungsanlagen angewendet werden soll und 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) eine Kosten-Nutzen-Analyse und eine Empfehlung zum weiteren Vorgehen umfasst;
 - (b) einen Vorschlag für einen Übergangszeitraum für die Anwendung der Anforderung auf bestehende Stromerzeugungsanlagen 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 10 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 Stromerzeugungsanlagen unterbreitet. Der Bericht und der Vorschlag werden der Regulierungsbehörde oder ggf. dem Mitgliedstaat übermittelt, und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 Folgendes:
 - (a) ein Betriebserlaubnisverfahren zum Nachweis der Anwendung der Anforderungen durch den Eigentümer der bestehenden Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung;

- (b) einen Übergangszeitraum für die Anwendung der Anforderungen, der der Kategorie der Stromerzeugungsanlage gemäß Artikel 5 Absatz 2 und Artikel 23 Absatz 3 und etwaigen Hindernissen für die effiziente Durchführung der Änderung der Betriebsmittel bzw. der Nachrüstung Rechnung trägt.

Artikel 39

Grundsätze der Kosten-Nutzen-Analyse

1. Die Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und die VNB, einschließlich GVNB, wirken an der gemäß den Artikeln 38 und 63 durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse mit und tragen dazu bei, indem sie die erforderlichen Daten auf Aufforderung des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB binnen drei Monaten liefern, soweit mit dem relevanten ÜNB nichts anderes vereinbart wurde. Bei der Erstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse des Eigentümers oder zukünftigen Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, anhand deren eine potenzielle Freistellung gemäß Artikel 62 geprüft wird, wirken der relevante ÜNB und der relevante VNB, einschließlich GVNB, mit und tragen dazu bei, indem sie die erforderlichen Daten auf Aufforderung des Eigentümers oder zukünftigen Eigentümers der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung binnen drei Monaten nach der Aufforderung liefern, soweit mit dem Eigentümer oder zukünftigen Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung nichts anderes vereinbart wurde.
2. Für die Kosten-Nutzen-Analyse gelten die folgenden Grundsätze:
 - (a) Der relevante ÜNB, der relevante Netzbetreiber oder der Eigentümer oder mögliche Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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, der relevante Netzbetreiber oder der Eigentümer oder mögliche Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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, der relevante Netzbetreiber oder der Eigentümer oder mögliche Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 Ausgleichsreserven;
 - iii) die Abgabe von Blindleistung;
 - iv) das Engpassmanagement;
 - v) Gegenmaßnahmen;

- (d) der relevante ÜNB quantifiziert die Kosten der Anwendung der notwendigen Bestimmungen auf bestehende Stromerzeugungsanlagen 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 IV
KONFORMITÄT
KAPITEL 1
KONFORMITÄTSÜBERWACHUNG

Artikel 40

Verantwortung des Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung

1. Der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung stellt sicher, dass jede Stromerzeugungsanlage während der gesamten Lebensdauer der Anlage die nach dieser Verordnung geltenden Anforderungen erfüllt. Bei Stromerzeugungsanlagen des Typs A kann der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung auf gemäß der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zurückgreifen.
2. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung unterrichtet den relevanten Netzbetreiber über jede geplante Änderung an den technischen Fähigkeiten einer Stromerzeugungsanlage, die die Erfüllung der nach dieser Verordnung geltenden Anforderungen beeinträchtigen könnte, bevor er diese Änderung in die Wege leitet.
3. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung unterrichtet den relevanten Netzbetreiber über alle Störungen oder Ausfälle einer Stromerzeugungsanlage, die die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung beeinträchtigen, unverzüglich nach deren Eintreten.
4. Der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung unterrichtet den relevanten Netzbetreiber rechtzeitig über die geplanten Testprogramme und -verfahren, die bei der Prüfung der Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung durch eine Stromerzeugungsanlage durchzuführen sind, bevor er sie einleitet. Die geplanten Testprogramme und -verfahren bedürfen der vorherigen Erlaubnis des relevanten Netzbetreibers. Der Netzbetreiber muss die Erlaubnis zügig erteilen und darf sie nicht ohne triftigen Grund versagen.
5. Der relevante Netzbetreiber kann an solchen Tests teilnehmen und das Betriebsverhalten der Stromerzeugungsanlagen aufzeichnen.

Artikel 41

Aufgaben des relevanten Netzbetreibers

1. Der relevante Netzbetreiber prüft während der gesamten Lebensdauer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, ob eine Stromerzeugungsanlage die nach dieser Verordnung geltenden Anforderungen erfüllt. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird über das Ergebnis dieser Prüfung unterrichtet.

Bei Stromerzeugungsanlagen des Typs A kann der relevante Netzbetreiber für diese Prüfung auf von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zurückgreifen.

2. Der relevante Netzbetreiber kann vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung verlangen, gemäß einem Wiederholungsplan oder allgemeinen Schema oder nach einem Ausfall, einer Änderung oder dem Austausch von Betriebsmittel, die bzw. der die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung durch die Stromerzeugungsanlage beeinflussen kann, Konformitätstests und -simulationen durchzuführen.

Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird über das Ergebnis dieser Konformitätstests und -simulationen unterrichtet.

3. Der relevante Netzbetreiber veröffentlicht eine Liste der vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung im Rahmen des Konformitätsverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen. Die Liste muss mindestens folgende Informationen, Unterlagen und Anforderungen umfassen:

- (a) alle vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vorzulegenden Unterlagen und Bescheinigungen;
- (b) ausführliche technische Daten zu der für den Netzanschluss relevanten Stromerzeugungsanlage;
- (c) Anforderungen an Modelle für Studien des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens;
- (d) den Zeitplan für die Bereitstellung der für die Studien erforderlichen Systemdaten;
- (e) Studien des Eigentümers der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung zum Nachweis des erwarteten statischen und dynamischen Betriebsverhaltens gemäß den Anforderungen in Titel IV Kapitel 5 und 6;
- (f) Bedingungen und Verfahren, einschließlich des Geltungsbereichs, für das Registrieren von Betriebsmittelbescheinigungen;
- (g) Bedingungen und Verfahren für die Verwendung der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten einschlägigen Betriebsmittelbescheinigung durch den Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung.

4. Der relevante Netzbetreiber gibt öffentlich bekannt, wie die Verantwortlichkeiten für Konformitätstests, -simulationen und -überwachung zwischen dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 weiterhin für die Erfüllung des Artikels 12, einschließlich des Abschlusses von Vertraulichkeitsverpflichtungen mit dem beauftragten Dritten.

6. Können aus Gründen, die der relevante Netzbetreiber zu vertreten hat, die Konformitätstest oder -simulationen nicht so durchgeführt werden, wie der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dies vereinbart haben, so darf der relevante Netzbetreiber die Betriebslaubnis gemäß Titel III nicht ohne triftigen Grund verweigern.

Artikel 42

Allgemeine Bestimmungen für Konformitätstests

1. Die Prüfung des Betriebsverhaltens einzelner Stromerzeugungsanlagen in einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dient dem Nachweis, dass die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt werden.
2. Unbeschadet der Mindestanforderungen dieser Verordnung an Konformitätstests kann der relevante Netzbetreiber
 - (a) dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung gestatten, eine alternative Testreihe durchzuführen, sofern diese Tests effizient sind und ausreichen, um nachzuweisen, dass die Stromerzeugungsanlage die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt;
 - (b) vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung verlangen, in den Fällen, in denen die dem relevanten Netzbetreiber übermittelten Angaben zu Konformitätstests gemäß Titel IV Kapitel 2, 3 oder 4 nicht ausreichen, um die Erfüllung der Anforderung dieser Verordnung nachzuweisen, zusätzliche oder alternative Testreihen durchzuführen, und
 - (c) vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung verlangen, geeignete Tests durchzuführen, um die Leistung einer Stromerzeugungsanlage nachzuweisen, wenn diese mit alternativen Brennstoffen oder Brennstoffgemischen betrieben wird. Der relevante Netzbetreiber und der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vereinbaren, für welche Brennstoffarten Tests durchzuführen sind.
3. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Überwachungseinrichtungen bereit, die notwendig sind, um alle relevanten Testsignale und -messwerte aufzuzeichnen, und stellt sicher, dass die erforderlichen Vertreter des Eigentümers der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 43
Allgemeine Bestimmungen für Konformitätssimulation

1. Die Simulation des netzkonformen Verhaltens einzelner Stromerzeugungsanlagen in einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dient dem Nachweis, dass die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt werden.
2. Unbeschadet der Mindestanforderungen an die Konformitätssimulation in dieser Verordnung kann der relevante Netzbetreiber
 - (a) dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung gestatten, alternative Konformitätssimulationen durchzuführen, sofern diese Simulationen effizient sind und ausreichen, um nachzuweisen, dass die Stromerzeugungsanlage die Anforderungen dieser Verordnung oder die nationalen Rechtsvorschriften erfüllt, und
 - (b) vom Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung verlangen, in den Fällen, in denen die dem relevanten Netzbetreiber übermittelten Angaben zur Konformitätssimulation gemäß Titel IV Kapitel 5, 6 oder 7 nicht ausreichen, um die Erfüllung der Anforderungen dieser Verordnung nachzuweisen, zusätzliche oder alternative Simulationsreihen durchzuführen.
3. Als Nachweis, dass die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt sind, legt der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung einen Bericht mit den Simulationsergebnissen für jede einzelne Stromerzeugungsanlage in der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung vor. Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erstellt für eine bestimmte Stromerzeugungsanlage ein validiertes Simulationsmodell und legt dieses vor. Der Anwendungsbereich der Simulationsmodelle ist in Artikel 15 Absatz 6 Buchstabe c festgelegt.
4. Der relevante Netzbetreiber kann sich vergewissern, dass eine Stromerzeugungsanlage die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt, indem er seine eigenen Konformitätssimulationen auf Basis der vorgelegten Simulationsberichte, Simulationsmodelle und Konformitätstestmessungen durchführt.
5. Der relevante Netzbetreiber stellt dem Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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.

KAPITEL 2

KONFORMITÄTSTESTS FÜR SYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 44
Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B

1. Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung testen die Konformität der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb von synchronen Stromerzeugungsanlagen des Typs B.

Anstatt den entsprechenden Test durchzuführen, können Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.

2. Für den Test der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Fall eines starken Frequenzanstiegs im Netz zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten, wie Statik und Totband, und die dynamischen Parameter, einschließlich der Reaktion auf einen Frequenzsprung, sind zu überprüfen;
 - (b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen. Erforderlichenfalls werden unter Beachtung des Schemas der Regelungssysteme simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf den Drehzahl- und den Lastregler der Regelungssysteme aufgeschaltet.
 - (c) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Testergebnisse erfüllen sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Artikels 13 Absatz 2 und
 - ii) nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf.

Artikel 45

Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C

1. Zusätzlich zu den in Artikel 44 beschriebenen Konformitätstest für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B führen Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung die in den Absätzen 2, 3, 4 und 6 des vorliegenden Artikels beschriebenen Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C aus. Verfügt eine Stromerzeugungsanlage über Schwarzstartfähigkeit, so müssen die Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung außerdem die in Absatz 5 genannten Tests durchführen. Anstatt den entsprechenden Test durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.
2. Für den Test des LFSM-U-Betriebs gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, bei Betriebspunkten unterhalb der Maximalkapazität die

Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Fall 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 % der Maximalkapazität auszulösen. Erforderlichenfalls werden simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte des Drehzahl- und Lastregelungssystems aufgeschaltet;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Testergebnisse erfüllen sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Artikels 15 Absatz 2 Buchstabe c und
 - ii) nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf.

3. Für den Test des FSM-Betriebs gelten folgende Anforderungen:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im gesamten Betriebsbereich zwischen Maximalkapazität und Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten wie Statik und Totband, und die dynamischen Parameter, einschließlich des Erhalts der Stabilität während der Leistungsanpassung bei einem Frequenzsprung und bei starken, schnellen Frequenzabweichungen, sind zu überprüfen;
- (b) der Test wird durchgeführt, indem Frequenzsprünge und -rampen simuliert werden, die groß genug sind, um unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband sowie der Fähigkeiten zur tatsächlichen Wirkleistungssteigerung oder -absenkung im jeweiligen Betriebspunkt den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe zu aktivieren. Erforderlichenfalls werden simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte des Drehzahl- und Lastregelungssystems aufgeschaltet;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Aktivierungszeit für den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe infolge des Frequenzsprungs überschreitet nicht den in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d genannten Zeitraum;
 - ii) nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf;
 - iii) die anfängliche Verzögerung entspricht Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d;

- iv) die Statik ist innerhalb des in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d genannten Bereichs einstellbar, und das Totband (Schwelle) überschreitet nicht den in dem Artikel genannten Wert;
 - v) die Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe in jedem relevanten Betriebspunkt überschreitet nicht den in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d festgelegten Bereich.
4. Für den Test der Regelung zur Frequenzwiederherstellung gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, sich an der Regelung zur Frequenzwiederherstellung zu beteiligen, und es wird das Zusammenspiel von FSM-Modus und Regelung der Frequenzwiederherstellung geprüft;
 - (b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Ergebnisse sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Artikels 15 Absatz 2 Buchstabe e erfüllen.
5. Für den Test der Schwarzstartfähigkeit gelten folgende Anforderungen:
- (a) Bei Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit wird nachgewiesen, dass sie technisch in der Lage sind, nach dem Abschalten ohne externe elektrische Energieversorgung zu starten;
 - (b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Startzeit innerhalb des Zeitrahmens gemäß Artikel 15 Absatz 5 Buchstabe a Ziffer iii liegt.
6. Für den Test des Abfangens auf Eigenbedarfsbetrieb gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlagen technisch in der Lage sind, sich auf Eigenbedarfsbetrieb abzufangen und im Eigenbedarfsbetrieb stabil zu arbeiten;
 - (b) die Tests werden bei der Maximalkapazität und der Nennblindleistung der Stromerzeugungsanlage vor dem Lastabwurf durchgeführt;
 - (c) der relevante Netzbetreiber kann unter Berücksichtigung des Artikels 15 Absatz 5 Buchstabe c weitere Bedingungen festlegen;
 - (d) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn erfolgreich in den Eigenbedarfsbetrieb abgefangen wurde, ein stabiler Eigenbedarfsbetrieb für den in Artikel 15 Absatz 5 Buchstabe c genannten Zeitraum nachgewiesen wurde und die Neusynchronisation mit dem Netz gelungen ist.
7. Für den Test der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 18 Absatz 2 Buchstaben b und c kapazitive und induktive Blindleistung zu erzeugen;
 - (b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- i) die Stromerzeugungsanlage wird unter folgenden Bedingungen mindestens eine Stunde lang jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung betrieben:
 - bei Mindestleistung für den stabilen Betrieb,
 - bei der Maximalkapazität und
 - bei einem Wirkleistungsbetriebspunkt zwischen diesen Maximal- und Minimalwerten;
- ii) es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, jeden Zielwert der Blindleistung innerhalb des vereinbarten oder festgelegten Blindleistungsbereichs zu erreichen.

Artikel 46

Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D werden den in den Artikeln 44 und 45 beschriebenen Konformitätstest für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B und C unterzogen.
2. Anstatt den entsprechenden Test durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigung nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.

KAPITEL 3

KONFORMITÄTSTESTS FÜR NICHTSYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 47

Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B

1. Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung testen die Konformität der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B.

Anstatt den entsprechenden Test durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.

2. Tests des LFSM-O-Betriebs für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B berücksichtigen das vom relevanten Netzbetreiber gewählte Regulationssystem.

3. Für den Test der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Falle eines Frequenzanstiegs im Netz zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten, wie Statik und Totband, sowie die dynamischen Parameter sind zu überprüfen;
 - (b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen. Zur Durchführung dieses Tests werden simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte der Regelungssysteme aufgeschaltet;
 - (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Testergebnisse sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Artikels 13 Absatz 2 erfüllen.

Artikel 48

Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C

1. Zusätzlich zu den in Artikel 47 beschriebenen Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B führen Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung die in den Absätzen 2 bis 9 beschriebenen Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C durch. Anstatt den entsprechenden Test durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigung nachweisen. In diesem Fall ist die Betriebsmittelbescheinigung dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.
2. Für den Test in Bezug auf die Regelbarkeit und den Regelbereich der Wirkleistungsabgabe gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage bei einer Last unterhalb des vom relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB festgelegten Sollwerts betrieben werden kann;
 - (b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Last der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage wird unterhalb des Sollwerts gehalten;
 - ii) die Einstellung erfolgt gemäß den Anforderungen in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a und
 - iii) die Genauigkeit der Regelung entspricht dem in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a spezifizierten Wert.
3. Für den Test der Reaktionen im LFSM-U-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Fall eines starken Frequenzabfalls im Netz zur Frequenzregelung beizutragen;
- (b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um bei einem Startpunkt von höchstens 80 % der Maximalkapazität eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen;
- (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Testergebnisse erfüllen sowohl für die dynamischen als auch die statischen Parameter die Anforderungen des Artikels 15 Absatz 2 Buchstabe c, und
 - ii) nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf.

4. Für den Test der Reaktionen im FSM-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im gesamten Betriebsbereich zwischen Maximalkapazität und Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten wie Unempfindlichkeit, Statik, Totband und Regelbereich, sowie die dynamischen Parameter, einschließlich die Reaktion auf einen Frequenzsprung, werden überprüft;
- (b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe abzudecken. Zur Durchführung des Tests werden simulierte Frequenzabweichungssignale aufgeschaltet.
- (c) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die Aktivierungszeit für den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe infolge des Frequenzsprungs überschreitet nicht den in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d genannten Zeitraum;
 - ii) nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf;
 - iii) die anfängliche Verzögerung steht mit Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d im Einklang;
 - iv) die Statik ist innerhalb der in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d genannten Bereiche einstellbar, und das Totband (Schwelle) überschreitet nicht den vom relevanten ÜNB gewählten Wert;

- v) die Unempfindlichkeit der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe auf einem relevanten Betriebspunkt entspricht den Anforderungen in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d.
5. Für den Test der Regelung zur Frequenzwiederherstellung gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, sich an der Regelung der Frequenzwiederherstellung zu beteiligen. Das Zusammenspiel von FSM-Modus und Regelung der Frequenzwiederherstellung wird geprüft;
 - (b) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Anforderungen des Artikels 15 Absatz 2 Buchstabe e sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter erfüllt sind.
6. Für den Test der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben b und c kapazitive und induktive Blindleistung bereitzustellen;
 - (b) der Test 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 im Bereich von 30 – 50 % der Maximalkapazität während 30 Minuten;
 - iii) Betrieb im Bereich von 10 – 20 % der Maximalkapazität während 60 Minuten;
 - (c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Kriterien erfüllt sind:
 - i) die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage wird jeweils bei maximaler kapazitiver und maximaler induktiver Blindleistung während eines Zeitraums betrieben, der mindestens dem in Absatz 6 Buchstabe b für jeden Parameter geforderten Zeitraum entspricht;
 - ii) es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, innerhalb des vereinbarten oder festgelegten Blindleistungsbereichs jeden Zielwert der Blindleistung zu erreichen;
 - iii) innerhalb der im Blindleistungskapazitätsdiagramm definierten Betriebsbereichsgrenzen finden keine Schutzauslösungen statt.
7. Für den Test des Spannungsregelungsmodus gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage unter den in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffern ii, iii und iv genannten Bedingungen im Spannungsregelungsmodus betrieben werden kann;

- (b) beim Test des Spannungsregelungsmodus werden folgende Parameter überprüft:
 - i) der eingestellte Gradient und das Totband gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer iii;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung;
 - iii) die Unempfindlichkeit der Regelung;
 - iv) das Zeitverhalten der Blindleistungsaktivierung.
- (c) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich der Regelung sowie der Einstellungen von Statik und Totband entspricht den vereinbarten oder festgelegten Parametern gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d;
 - ii) im Einklang mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d beträgt die Unempfindlichkeit der Spannungsregelung höchstens 0,01 pu;
 - iii) nach einem Spannungssprung müssen 90 % der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb der in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d spezifizierten Zeiten und Toleranzen erreicht werden.

8. Für den Test des Blindleistungsregelungsmodus gelten folgende Anforderungen:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage im Einklang mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer v 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;
 - iii) der für die Blindleistungsaktivierung erforderliche Zeitraum.
- (d) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) der Bereich und die Schrittweite der Blindleistungseinstellung stehen mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d im Einklang;
 - ii) die Genauigkeit der Regelung entspricht den in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d festgelegten Bedingungen.

9. Für den Test des Modus der Leistungsfaktorregelung gelten folgende Anforderungen:

- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage im Einklang mit Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer vi 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 21 Absatz 3 Buchstabe d 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 genannten Zeitraum;
 - iii) die Genauigkeit der Regelung entspricht dem in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe d festgelegten Wert.
10. Für die in den Absätzen 7, 8 und 9 genannten Tests kann der relevante Netzbetreiber eine der drei Regelungsoptionen zur Prüfung auswählen.

Artikel 49

Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D werden im Einklang mit den Bedingungen in den Artikeln 47 und 48 den Konformitätstest für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B und C unterzogen.
2. Anstatt den entsprechenden Test durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigung nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.

KAPITEL 4

KONFORMITÄTSTESTS FÜR NICHTSYNCHRONE OFFSHORE-STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 50

Konformitätstests für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen

Die in Artikel 44 Absatz 2 und Artikel 48 Absätze 2, 3, 4, 5, 7, 8 und 9 vorgesehenen Konformitätstests werden auch für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen durchgeführt.

KAPITEL 5

KONFORMITÄTSSIMULATIONEN FÜR SYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 51

Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B

1. Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung simulieren die Konformität der Reaktionen von synchronen Stromerzeugungsanlagen des Typs B im LFSM-O-Betrieb. Anstatt die entsprechenden Simulationen durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die Erfüllung der betreffenden Anforderung durch Vorlage der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.
2. Für die Simulation der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 13 Absatz 2 die Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenzen anzupassen;
 - (b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband anhand von Frequenzsprüngen und -rampen bei Überfrequenzen durchgeführt, bis die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb erreicht ist;
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i) das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-O-Betrieb gemäß Artikel 44 Absatz 2 geprüft wurde;
 - ii) die Einhaltung der Anforderung in Artikel 13 Absatz 2 nachgewiesen wird.

3. Für die Simulation der FRT-Fähigkeit von synchronen Stromerzeugungsanlagen des Typs B gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage unter den in Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a genannten Bedingungen in der Lage ist, einen Fehler zu durchfahren;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a nachgewiesen wird.
4. Für die Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler unter den in Artikel 17 Absatz 3 genannten Bedingungen wiederherzustellen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Artikel 17 Absatz 3 nachgewiesen wird.

Artikel 52

Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C

1. Zusätzlich zu den in Artikel 51 beschriebenen Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B werden synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C den in den Absätzen 2 bis 5 beschriebenen Konformitätssimulationen unterzogen. Anstatt diese Simulationen ganz oder zum Teil durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwenden, die dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen sind.
2. Für die Simulation der Reaktionen im LFSM-U-Betrieb gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c die Wirkleistungsabgabe bei Unterfrequenz anzupassen;
 - (b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totbands anhand von Frequenzsprüngen und -rampen bei Unterfrequenz durchgeführt, bis die Maximalkapazität erreicht ist;
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i) das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-U-Betrieb gemäß Artikel 45 Absatz 2 geprüft wurde;
 - ii) die Einhaltung der Anforderung in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c nachgewiesen wird.

3. Für die Simulation der Reaktionen im FSM-Betrieb gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d im gesamten Frequenzbereich die Wirkleistungsabgabe anzupassen;
 - (b) für die Simulation werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe abzudecken.
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i) das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den FSM-Betrieb gemäß Artikel 45 Absatz 3 geprüft wurde;
 - ii) die Einhaltung der Anforderung in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d nachgewiesen wird.
4. Für die Simulation des Inselbetriebs gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird die Leistung der Stromerzeugungsanlage im Inselbetrieb unter den in Artikel 15 Absatz 5 Buchstabe b genannten Bedingungen nachgewiesen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Stromerzeugungsanlage die abgegebene Wirkleistung vom bisherigen Betriebspunkt auf einen neuen Betriebspunkt des P-Q-Diagramms innerhalb der in Artikel 15 Absatz 5 Buchstabe b genannten Grenzen verringert oder erhöht, ohne dass sich die Stromerzeugungsanlage wegen einer Über- oder Unterfrequenz von der Insel trennt.
5. Für die Simulation der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit den Bedingungen von Artikel 18 Absatz 2 Buchstaben b und c kapazitive und induktive Blindleistung bereitzustellen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i) das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage wurde auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für die Blindleistungskapazität gemäß Artikel 45 Absatz 7 geprüft;
 - ii) die Einhaltung der Anforderungen in Artikel 18 Absatz 2 Buchstaben b und c wird nachgewiesen.

Artikel 53

Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Zusätzlich zu den in den Artikeln 51 und 52 beschriebenen Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B und C, mit Ausnahme der Simulation der FRT-Fähigkeit von synchronen Stromerzeugungsanlagen des Typs B gemäß Artikel 51 Absatz 3, werden synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D den in den Absätzen 2 und 3 beschriebenen Konformitätssimulationen unterzogen. Anstatt diese Simulationen ganz oder zum Teil durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigung verwenden, die dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen sind.
2. Für die Simulation der Regelung der Dämpfung von Leistungspendelungen gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass das Regelungssystem der Stromerzeugungsanlage („PSS-Funktion“) in der Lage ist, Wirkleistungspendelungen im Einklang mit den in Artikel 19 Absatz 2 genannten Bedingungen zu dämpfen;
 - (b) die Regelung muss bewirken, dass Wirkleistungspendelungen durch den AVR in Verbindung mit der PSS-Funktion besser gedämpft werden als durch den AVR allein,
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) die PSS-Funktion dämpft die bestehenden Wirkleistungspendelungen der Stromerzeugungsanlage innerhalb des vom relevanten ÜNB vorgegebenen Frequenzbereichs. Dieser Frequenzbereich umfasst sowohl die Eigenfrequenz der lokalen Pendelung des Generators gegen das Netz als auch die Eigenfrequenzen der überregionalen Pendelungen;
 - ii) eine plötzliche Entlastung der Stromerzeugungsanlage von 1 pu auf 0,6 pu der Maximalkapazität führt nicht zu ungedämpften Pendelungen der Wirk- oder Blindleistung der Stromerzeugungsanlage.
3. Für die Simulation der FRT-Fähigkeit von synchronen Stromerzeugungsanlagen des Typs D gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, unter den in Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe a genannten Bedingungen einen Fehler zu durchfahren;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe a nachgewiesen wird.

KAPITEL 6

KONFORMITÄTSSIMULATIONEN FÜR NICHTSYNCHRONE STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 54

Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B

1. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B werden den Konformitätssimulationen gemäß den Absätzen 2 bis 5 unterzogen. Anstatt diese Simulationen ganz oder zum Teil durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwenden, die dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen sind.
2. Für die Simulation des LFSM-O-Betriebs gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 13 Absatz 2 bei Überfrequenzen die Wirkleistungsabgabe anzupassen;
 - (b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband anhand von Frequenzsprüngen und –rampen bei Überfrequenzen durchgeführt, bis die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb erreicht ist;
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i) das Simulationsmodell der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-O-Betrieb gemäß Artikel 47 Absatz 3 geprüft wurde;
 - ii) die Einhaltung der Anforderung in Artikel 13 Absatz 2 nachgewiesen wird.
3. Für die Simulation der dynamischen Blindstromstützung gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit den in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b genannten Bedingungen eine dynamische Blindstromstützung einzuspeisen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b nachgewiesen wird.
4. Für die Simulation der FRT-Fähigkeit von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage unter den in Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a genannten Bedingungen in der Lage ist, einen Fehler zu durchfahren;

- (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a nachgewiesen wird.
5. Für die Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler unter den in Artikel 20 Absatz 3 genannten Bedingungen wiederherzustellen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Artikel 20 Absatz 3 nachgewiesen wird.

Artikel 55

Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C

1. Zusätzlich zu den in Artikel 54 beschriebenen Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B werden nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs C den in den Absätzen 2 bis 7 beschriebenen Konformitätssimulationen unterzogen. Anstatt diese Simulationen ganz oder zum Teil durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwenden, die dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen sind.
2. Für die Simulation des LFSM-U-Betriebs gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c die Wirkleistungsabgabe bei Unterfrequenz anzupassen;
 - (b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband durch die Simulation von Frequenzsprüngen und –rampen bei Unterfrequenz durchgeführt, bis die Maximalkapazität erreicht ist;
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i) das Simulationsmodell der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-U-Betrieb gemäß Artikel 48 Absatz 3 geprüft wurde;
 - ii) die Einhaltung der Anforderung in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe c nachgewiesen wird.
3. Für die Simulation der Reaktionen im FSM-Betrieb gelten folgende Anforderungen:
 - (a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d die Wirkleistungsabgabe über den gesamten Frequenzbereich anzupassen;

- (b) für die Simulation werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um den gesamten Bereich der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe abzudecken;
 - (c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i) das Simulationsmodell der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den FSM-Betrieb gemäß Artikel 48 Absatz 4 geprüft wurde;
 - ii) die Einhaltung der Anforderung in Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe d nachgewiesen wird.
4. Für die Simulation des Inselbetriebs gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird die Leistung der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage im Inselbetrieb unter den in Artikel 15 Absatz 5 Buchstabe b genannten Bedingungen nachgewiesen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage die Wirkleistungsabgabe vom bisherigen Betriebspunkt auf einen neuen Betriebspunkt des P-Q-Diagramms innerhalb der in Artikel 15 Absatz 5 Buchstabe b genannten Grenzen verringert oder erhöht, ohne dass sich die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage wegen einer Über- oder Unterfrequenz von der Insel trennt.
5. Für die Simulation der Fähigkeit zur Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse gelten folgende Anforderungen:
- (a) Mit Hilfe des Modells wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage unter den in Artikel 21 Absatz 2 Buchstabe a genannten Bedingungen in der Lage ist, bei Unterfrequenzen synthetische Schwungmasse bereitzustellen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn mit Hilfe des Modells nachgewiesen wird, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage die Bedingungen des Artikels 21 Absatz 2 erfüllt.
6. Für die Simulation der Blindleistungskapazität gelten folgende Anforderungen:
- (a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, kapazitive und induktive Blindleistung gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben b und c bereitzustellen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - i) das Simulationsmodell der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage wurde erfolgreich auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für die Blindleistungskapazität gemäß Artikel 48 Absatz 6 geprüft;

- ii) die Einhaltung der Anforderungen in Artikel 21 Absatz 3 Buchstaben b und c wird nachgewiesen.
7. Für die Simulation der Regelung zur Dämpfung von Leistungspendelungen gelten folgende Anforderungen:
- (a) Mit Hilfe des Modells wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungspendelungen gemäß Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe f zu dämpfen;
 - (b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn mit Hilfe des Modells nachgewiesen wird, dass die in Artikel 21 Absatz 3 Buchstabe f beschriebenen Bedingungen erfüllt sind.

Artikel 56

Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D

1. Zusätzlich zu den in den Artikeln 54 und 55 beschriebenen Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B und C, mit Ausnahme der FRT-Fähigkeit von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B gemäß Artikel 54 Absatz 4, werden nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs D einer Konformitätssimulation der FRT-Fähigkeit von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen unterzogen.
2. Anstatt die in Absatz 1 genannten Simulationen ganz oder zum Teil durchzuführen, kann der Eigentümer einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwenden, die dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen sind.
3. Es wird nachgewiesen, dass sich das Modell der nichtsynchrone Stromerzeugungseinheit dazu eignet, die FRT-Fähigkeit gemäß Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe a zu simulieren.
4. Die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn mit Hilfe des Modells nachgewiesen wird, dass die in Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe a genannten Bedingungen erfüllt sind.

KAPITEL 7

KONFORMITÄTSSIMULATIONEN FÜR NICHTSYNCHRONE OFFSHORE-STROMERZEUGUNGSANLAGEN

Artikel 57

Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen

Die in Artikel 54 Absätze 3 und 5 sowie in Artikel 55 Absätze 4, 5 und 7 vorgesehenen Konformitätssimulationen werden auch für nichtsynchrone Offshore-Stromerzeugungsanlagen durchgeführt.

KAPITEL 8

NICHTBINDENDE LEITLINIEN UND BEOBACHTUNG DER DURCHFÜHRUNG

Artikel 58

Nichtbindende Leitlinien für die Durchführung

1. Spätestens sechs Monate nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung und danach alle zwei Jahre erstellt das 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. Das ENTSO (Strom) veröffentlicht diese Leitlinien auf seiner Website.
2. Für die Erstellung der nichtbindenden Leitlinien konsultiert das 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 59

Beobachtung

1. Das 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 Divergenzen 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 Stromerzeugungsanlagen weiterhin richtig ist.
2. Die Agentur erstellt zusammen mit dem ENTSO (Strom) binnen zwölf Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung eine Liste der relevanten Informationen, die das 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. Das ENTSO (Strom) speichert die von der Agentur angeforderten Daten in einem umfassenden digitalen Datenarchiv in standardisiertem Format.
3. Die relevanten ÜNB übermitteln dem 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 das ENTSO (Strom) sie nicht bereits im Rahmen der Beobachtung der Durchführung erhalten und somit eine zweite Übermittlung nicht erforderlich ist.

4. Wenn das 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 V

FREISTELLUNGEN

Artikel 60

Befugnis zur Gewährung von Freistellungen

1. Die Regulierungsbehörden können auf Ersuchen des Eigentümers oder möglichen Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, eines relevanten Netzbetreibers oder eines relevanten ÜNB Eigentümern oder möglichen Eigentümern von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, relevanten Netzbetreibern oder relevanten ÜNB im Einklang mit den Artikeln 61 bis 63 für neue und bestehende Stromerzeugungsanlagen Freistellungen von einer oder mehreren Bestimmungen dieser Verordnung gewähren.
2. Freistellungen können im Einklang mit den Artikeln 61 bis 63 von anderen Behörden als der Regulierungsbehörde gewährt und aufgehoben werden, wenn ein Mitgliedstaat dies vorsieht.

Artikel 61

Allgemeine Bestimmungen

1. Jede Regulierungsbehörde legt nach Konsultation der relevanten Netzbetreiber und der Eigentümer von Stromerzeugungsanlagen und anderer Interessengruppen, von denen sie annimmt, dass diese Verordnung sie betrifft, die Kriterien für die Gewährung von Freistellungen gemäß den Artikeln 62 und 63 fest. Sie veröffentlicht diese Kriterien auf ihrer Website und teilt sie der Kommission innerhalb von neun Monaten nach 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 Stromerzeugungsanlagen, für die ein Freistellungsantrag gemäß Artikel 62 oder 63 gestellt wurde, die Anforderungen dieser Verordnung, für die eine Freistellung beantragt wurde, zwischen dem Tag der Antragstellung und dem Tag der Entscheidung durch die Regulierungsbehörde nicht zu erfüllen brauchen.

Artikel 62

Antrag des Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung auf eine Freistellung

1. Die Eigentümer oder möglichen Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung können für Stromerzeugungsanlagen innerhalb ihrer Einrichtungen Freistellungen 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 der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und zu einer Kontaktperson für Mitteilungen;
 - (b) eine Beschreibung jeder Stromerzeugungsanlage, für 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 39;
 - (e) den Nachweis, dass die beantragte Freistellung den grenzüberschreitenden Handel nicht beeinträchtigen würde.
3. Innerhalb von zwei Wochen nach dem Eingang eines Freistellungsantrags bestätigt der relevante Netzbetreiber dem Eigentümer oder möglichen Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, ob sein Antrag vollständig ist. Ist der Antrag nach Auffassung des relevanten Netzbetreibers unvollständig, so reicht der Eigentümer oder mögliche Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die zusätzlich angeforderten Angaben innerhalb eines Monats nach Eingang des Ersuchens um zusätzliche Angaben nach. Übermittelt der Eigentümer oder mögliche Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 61 festgelegten Kriterien.

5. Betrifft der Freistellungsantrag eine Stromerzeugungsanlage des Typs C oder D, die an ein Verteilernetz, einschließlich geschlossener Verteilernetze, angeschlossen ist, so muss die Bewertung des relevanten Netzbetreibers von einer vom relevanten ÜNB vorgenommenen Bewertung des Freistellungsantrags begleitet werden. Der relevante ÜNB übermittelt seine Bewertung innerhalb von zwei Monaten, nachdem der relevante Netzbetreiber ihn dazu aufgefordert 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 der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung oder einem anderen Beteiligten anfordert. Die Zusatzfrist beginnt, wenn die vollständigen Angaben eingegangen sind.
8. Der Eigentümer oder mögliche Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung übermittelt von der Regulierungsbehörde angeforderte zusätzliche Angaben binnen zwei Monaten nach dem Ersuchen. Übermittelt der Eigentümer oder mögliche Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung die angeforderten Angaben nicht fristgerecht, gilt der Freistellungsantrag als zurückgezogen, sofern nicht vor Fristablauf
 - (a) die Regulierungsbehörde eine Fristverlängerung beschließt oder
 - (b) der Eigentümer oder mögliche Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung 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 einer Freistellung legt die Regulierungsbehörde die Gültigkeitsdauer fest.
10. Die Regulierungsbehörde teilt dem betreffenden Eigentümer oder möglichen Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, dem relevanten Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB ihre 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 65 Absatz 2 abgibt.
12. Für Stromerzeugungsanlagen des Typs A kann ein Freistellungsantrag nach diesem Artikel im Auftrag des Eigentümers oder möglichen Eigentümers der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung von einem Dritten gestellt werden. Ein solcher Antrag kann für eine einzige Stromerzeugungsanlage oder für mehrere,

identische Stromerzeugungsanlagen gestellt werden. Im letztgenannten Fall kann der Dritte die in Absatz 2 Buchstabe a verlangten Personenangaben durch seine Personenangaben ersetzen, sofern die kumulative Maximalkapazität angegeben wird.

Artikel 63

Freistellungsantrag eines relevanten Netzbetreibers oder relevanten ÜNB

1. Relevante Netzbetreiber oder relevante ÜNB können Freistellungen für bestimmte Kategorien von Stromerzeugungsanlagen beantragen, die an ihr Netz angeschlossen sind oder werden sollen.
2. Relevante Netzbetreiber oder relevante ÜNB richten ihre Freistellungsanträge 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 Stromerzeugungsanlagen, für die eine Freistellung beantragt wird, die installierte Gesamtkapazität und die Zahl der Stromerzeugungsanlagen;
 - (c) die Anforderungen dieser Verordnung, von denen eine Freistellung beantragt wird, und eine eingehende Beschreibung der beantragten Freistellung;
 - (d) eine eingehende Begründung mit den entsprechenden Belegen;
 - (e) den Nachweis, dass die beantragte Freistellung den grenzüberschreitenden Handel nicht beeinträchtigen würde.
 - (f) eine Kosten-Nutzen-Analyse gemäß den Anforderungen des Artikels 39. 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 festgelegten Kriterien gemäß Artikel 61 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 beschließt 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 berücksichtigt die Regulierungsbehörde die Abgrenzung zwischen Übertragungsnetz und Verteilernetz auf nationaler Ebene und konsultiert die Netzbetreiber, die Eigentümer von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und die relevanten Interessengruppen, einschließlich 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 65 Absatz 2 abgibt.

Artikel 64

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 das ENTSO (Strom) eine Kopie erhält.
2. Das Register enthält insbesondere

- (a) die Anforderungen, für die die 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 65
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 für diesen Zweck 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 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 VI

ÜBERGANGSBESTIMMUNGEN FÜR AUFKOMMENDE TECHNOLOGIEN

Artikel 66
Aufkommende Technologien

1. Mit Ausnahme des Artikels 30 gelten die Anforderungen dieser Verordnung nicht für Stromerzeugungsanlagen, die nach den Verfahren dieses Titels als aufkommende Technologie eingestuft wurden.
2. Eine Stromerzeugungsanlage kommt für die Einstufung als aufkommende Technologie gemäß Artikel 69 in Betracht, wenn
 - (a) sie zum Typ A gehört;
 - (b) es sich dabei um eine kommerziell verfügbare Technologie für Stromerzeugungsanlagen handelt;

- (c) die kumulierten Verkäufe von Stromerzeugungsanlagen dieser Technologie innerhalb eines Synchrongebiets zu dem Zeitpunkt, zu dem der Antrag auf Einstufung als aufkommende Technologie gestellt wird, höchstens 25 % des gemäß Artikel 67 Absatz 1 bestimmten Höchstanteils an der kumulierten Maximalkapazität betragen.

Artikel 67

Festlegung von Schwellenwerten für die Einstufung als aufkommende Technologie

1. Der Höchstanteil der kumulierten Maximalkapazität von als aufkommende Technologien eingestuften Stromerzeugungsanlagen in einem Synchrongebiet beträgt 0,1 % der Jahreshöchstlast in dem Synchrongebiet im Jahr 2014.
2. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass zur Berechnung des Höchstanteils der kumulierten Maximalkapazität von als aufkommende Technologien eingestuften Stromerzeugungsanlagen in diesem Mitgliedstaat der Höchstanteil der kumulativen Maximalkapazität der als aufkommende Technologien eingestuften Stromerzeugungsanlagen eines Synchrongebiets multipliziert wird mit dem Quotienten aus der Jahresstromerzeugung im Jahr 2014 in dem Mitgliedstaat und der Gesamtstromerzeugung im Jahr 2014 in dem betreffenden Synchrongebiet, zu dem der Mitgliedstaat gehört.

Für Mitgliedstaaten, die zu verschiedenen Synchrongebietsteilen gehören, wird die Berechnung anteilig für jeden dieser Teile vorgenommen und addiert, um den Gesamtanteil dieses Mitgliedstaats zu ermitteln.

3. Die Datenquelle für die Anwendung dieses Artikels ist das 2015 veröffentlichte *Statistical Factsheet* für Strom des ENTSO (Strom).

Artikel 68

Antrag auf Einstufung als aufkommende Technologie

1. Binnen sechs Monaten nach Inkrafttreten dieser Verordnung können die Hersteller von Stromerzeugungsanlagen des Typs A bei der zuständigen Regulierungsbehörde die Einstufung der Technologie ihrer Stromerzeugungsanlage als aufkommende Technologie beantragen.
2. In Verbindung mit einem Antrag gemäß Absatz 1 teilt der Hersteller der zuständigen Regulierungsbehörde die Gesamtverkäufe dieser Stromerzeugungsanlagentechnologie in jedem Synchrongebiet zum Zeitpunkt der Einreichung des Antrags zur Einstufung als aufkommende Technologie mit.
3. Der Hersteller erbringt den Nachweis, dass ein gemäß Absatz 1 eingereichter Antrag den Zulässigkeitskriterien der Artikel 66 und 67 entspricht.
4. Wenn ein Mitgliedstaat dies vorsieht, kann auch eine andere Behörde als die Regulierungsbehörde Anträge auf Einstufung von Technologien als aufkommende Technologien prüfen, genehmigen oder eine solche Genehmigung widerrufen.

Artikel 69

Bewertung und Genehmigung von Anträgen auf Einstufung als aufkommende Technologie

1. Binnen zwölf Monaten nach Inkrafttreten dieser Verordnung entscheidet die zuständige Regulierungsbehörde in Abstimmung mit allen anderen Regulierungsbehörden eines Synchrongebiets, welche Stromerzeugungsanlagen gegebenenfalls als aufkommende Technologie eingestuft werden sollten. Jede Regulierungsbehörde des betreffenden Synchrongebiets kann die Agentur vorab um eine Stellungnahme bitten, die diese binnen drei Monaten nach Eingang des Ersuchens erteilt. Die zuständige Regulierungsbehörde berücksichtigt die Stellungnahme der Agentur bei ihrer Entscheidung.
2. Jede Regulierungsbehörde eines Synchrongebiets veröffentlicht die Liste der Stromerzeugungsanlagen, die als aufkommende Technologien anerkannt wurden.

Artikel 70

Aufhebung der Einstufung als aufkommende Technologie

1. Ab dem Zeitpunkt der Entscheidung der Regulierungsbehörde gemäß Artikel 69 Absatz 1 übermittelt der Hersteller einer als aufkommende Technologie eingestuften Stromerzeugungsanlage der Regulierungsbehörde alle zwei Monate den neuesten Stand der Verkäufe der Stromerzeugungsanlage in den vergangenen beiden Monaten, aufgeschlüsselt nach Mitgliedstaaten. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht die kumulierte Maximalkapazität der als aufkommende Technologie eingestuften Stromerzeugungsanlagen.
2. Überschreitet die kumulierte Maximalkapazität aller an Netze angeschlossenen, als aufkommende Technologie eingestuften Stromerzeugungsanlagen den Schwellenwert gemäß Artikel 67, so hebt die zuständige Regulierungsbehörde die Einstufung als aufkommende Technologie auf. Die Aufhebungsentscheidung wird veröffentlicht.
3. Unbeschadet der Bestimmungen der Absätze 1 und 2 können alle Regulierungsbehörden eines Synchrongebiets koordiniert beschließen, eine Einstufung als aufkommende Technologie aufzuheben. Die Regulierungsbehörden des betreffenden Synchrongebiets können die Agentur vorab um eine Stellungnahme bitten, die diese binnen drei Monaten nach Eingang des Ersuchens abgibt. Die Regulierungsbehörden berücksichtigen gegebenenfalls bei der koordinierten Entscheidung die Stellungnahme der Agentur. Jede Regulierungsbehörde eines Synchrongebiets veröffentlicht die Aufhebungsentscheidung.

Als aufkommende Technologie eingestufte Stromerzeugungsanlagen, die vor dem Zeitpunkt der Aufhebung dieser Einstufung als aufkommende Technologie an das Netz angeschlossen waren, gelten als bestehende Stromerzeugungsanlagen und unterliegen somit nur gemäß den Bestimmungen des Artikels 4 Absatz 2 sowie der Artikel 38 und 39 den Anforderungen dieser Verordnung.

TITEL VII

SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 71 *Änderung von Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen*

1. Die Regulierungsbehörden sorgen dafür, dass alle einschlägigen Klauseln in Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen, die den Netzanschluss neuer Stromerzeugungsanlagen betreffen, mit den Anforderungen dieser Verordnung in Einklang gebracht werden.
2. Alle einschlägigen Klauseln in Verträgen und allgemeinen Geschäftsbedingungen, die den Netzanschluss bestehender Stromerzeugungsanlagen betreffen, auf die alle oder einige Anforderungen dieser Verordnung gemäß Artikel 4 Absatz 1 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 Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung, die unter diese Verordnung fallen und Netzanschlussbestimmungen für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung betreffen, insbesondere nationale Netzkodizes, die Anforderungen dieser Verordnung widerspiegeln.

Artikel 72 *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, der Artikel 7, 58, 59 und 61 sowie des Titels VI werden die Bestimmungen dieser Verordnung drei Jahre nach deren Veröffentlichung anwendbar. Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

Brüssel, den

Für die Kommission
Der Präsident