

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
1	Energie AG Kraftwerke GmbH	53	3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise	bis 64 Aus unserer Sicht ist ein Verweis nur auf Teile der geltenden Errichtungs- und Betriebsbestimmungen nicht zielführend, da eine vollständige Auflistung aller relevanten Regelwerke kaum möglich ist. (z.B. sonstige Marktregeln Strom, Auflagen aus Behördenbescheiden, o.Ä.)	zur Kenntnis genommen	Grundsätzlich müssen alle technischen Einrichtungen der Stromerzeugungsanlage den zum Zeitpunkt der Errichtung geltenden anerkannten Regeln der Technik entsprechen. 3.3 "Normative Verweise" enthält nur jene Normen und Regeln, auf die im Text der TOR Erzeuger explizit verwiesen wird.
2	Energie AG Kraftwerke GmbH	72	4.2 Netzanschlussantrag	bis 73 Folgende Daten werden ohne detaillierter Projektierung kaum zu übermitteln sein: Beschreibung des vorgesehenen Schutzkonzeptes mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte. (Werden Teilweise vom Netzbetreiber vorgegeben) Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag). (ggf Abschätzung nach lfd Nr. 74) Projektpläne und technische Unterlagen, je nach Anforderung des Verteilernetzbetreibers Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel	angenommen	
3	Energie AG Kraftwerke GmbH	114	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	Die Anforderung einer Frequenzmessung mit dieser Genauigkeit ist für Anlagen der Typen A und B ohne den speziellen Nachweis der Notwendigkeit nicht gerechtfertigt und entspricht unseres Erachtens nicht den Anforderungen des Punkt (15) der Erwägungsgründe.	abgelehnt	In der EN 505049-1 steht unter Punkt "Power response to overfrequency: The resolution of the frequency measurement shall be $\pm 10$ mHz or less". Es ist die Auflösung gemeint.
4	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	34	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	Gem. RfG Art 4 (1) (a) ist eine Anwendung auf Bestandsanlagen nur für Anlagen der Typen C und D vorgesehen. Durch die Wahl der Größenklassen in der RfG Schwellenwert-V entspricht unseres Erachtens eine Ausweitung der Anforderungen für alle Anlagen der Typen A und B nicht den Anforderungen des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO und stellt eine deutliche Verschärfung der bestehenden Regelungen dar. Die Anforderung sollte daher entfallen. Sollte eine Anwendung auch für diese Größenklassen unbedingt erforderlich sein, dürfen bestehende Stromerzeugungsanlagen nur dann den Anforderungen der RfG-VO und der TOR unterliegen, wenn eine Stromerzeugungsanlage in einem solchen Umfang geändert wurde, dass eine Änderung des Netzanschlussvertrag gem. lfd.Nr. 36 dieser Konsultation erforderlich ist. Die Anforderungen an die jeweilige Anlage wären dann nach RfG Art 4 (1) (a) (i bis iii) zu ermitteln und sind nicht zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer zu vereinbaren.	abgelehnt	Die Anwendung neuer Netzanschlussbestimmungen auf wesentlich geänderte Stromerzeugungsanlagen war auch bisher in den TOR Teil D4 bereits verankert. Im Entwurf der TOR Erzeuger soll dies noch klarer formuliert werden. Insbesondere soll sichergestellt werden, dass die Fähigkeiten von neuen/modernisierten Hauptbetriebsmitteln (z.B. neuer Wechselrichter mit erweiterten Fähigkeiten) nicht eingeschränkt werden. Es wird ebenfalls hervorgehoben, dass im Fall von wesentlichen Änderungen die Bestimmungen der TOR nur auf die erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten anwendbar sind.
5	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	38	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	"Für diese muss der Anlagenregler ebenfalls die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen." Diese Formulierung ist für uns unklar (Welche(r) Regler sind gemeint). Die Umsetzung der Anforderungen sollte mit dem Verfahren gem. RfG Art 4 (1) (a) (iii) ausreichend sein und diese Ergänzung sollte daher entfallen.	tlw. angenommen	Anlagenregler: Diese Formulierung stammt aus der VDE AR-N-4110. Dieser Aspekt trifft beispielsweise zu, wenn eine bestehende Windturbine in einem Park modernisiert wird oder wenn ein (bestehender) Park um eine neue Windturbine erweitert wird. Hier gelten die Anforderungen nur für die modernisierte oder neue Stromerzeugungseinheit. Da die Anforderungen aber an der Übergabestelle nachzuweisen sind, ist der Anlagenregler (Parkregler) wahrscheinlich entsprechend anzupassen. Daher soll der Text folgendermaßen adaptiert werden: "Für diese erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten muss auch der Regler der gesamten Stromerzeugungsanlage (Anlagenregler bzw. Parkregler, falls vorhanden) die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen."
6	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	88	4.4 Netzanschlussvertrag	Das Anschlusskonzept ist üblicherweise ein Teil der Anlagenerrichtungsbewilligung. Das Anschlusskonzept sollte jedenfalls für die Dauer einer rechtlich gültigen Errichtungsbewilligung verbindlich vereinbart werden können. Textvorschlag: Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber und soll im Einklang mit einer rechtlich gültigen Errichtungsbewilligung stehen.	angenommen	Textergänzung: "unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Dauer eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung der Stromerzeugungsanlage, zumindest jedoch 6 Monate."
7	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	118	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	Alternative Formulierung: Die Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus für synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) sind projektspezifisch unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Erzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen.	angenommen	
8	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	144	5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	Alternative Formulierung: Für synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) sind die Regelzeiten im LFSM-U-Modus (Anschwingzeit TA, Einschwingzeit TE) projektspezifisch unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Erzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen.	angenommen	Der Text soll entsprechend ergänzt werden.
9	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	153	5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)	Anforderungen an die Parameter zur Erbringung von PRR sollten hier nicht widersprüchlich zu den Präqualifikationsbedingungen für Erbringung von PRR angeführt werden. Ein Verweis auf die gültigen Präqualifikationsbedingungen der APG wäre sinnvoller. Textvorschlag: einstellbar zwischen 0 und 200 mHz; bei der Erbringung von Primärregelreserve sind die Präqualifikationsbedingungen für Primärregelreserve des relevanten ÜNB zu erfüllen.	angenommen	

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
10	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	177	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type A gelten. Die generelle Anforderung für alle Erzeugungsanlagen der Type A sollte daher entfallen.	abgelehnt	Aufgrund des immer größer werdenden Anteils kleiner Stromerzeugungsanlagen an der gesamten Erzeugungsleistung im Netz zeichnet sich die Notwendigkeit ab, auch Anlagen vom Typ A robuster auszustatten.
11	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	179	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type A gelten. Die generelle Anforderung für alle Erzeugungsanlagen der Type A sollte daher entfallen.	abgelehnt	Aufgrund des immer größer werdenden Anteils kleiner Stromerzeugungsanlagen an der gesamten Erzeugungsleistung im Netz zeichnet sich die Notwendigkeit ab, auch Anlagen vom Typ A robuster auszustatten.
12	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	182	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type A gelten. Die generelle Anforderung für alle Erzeugungsanlagen der Type A sollte daher entfallen.	abgelehnt	Aufgrund des immer größer werdenden Anteils kleiner Stromerzeugungsanlagen an der gesamten Erzeugungsleistung im Netz zeichnet sich die Notwendigkeit ab, auch Anlagen vom Typ A robuster auszustatten.
13	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	186-188	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type A gelten. Die generelle Anforderung für alle Erzeugungsanlagen der Type A sollte daher entfallen.	abgelehnt	Aufgrund des immer größer werdenden Anteils kleiner Stromerzeugungsanlagen an der gesamten Erzeugungsleistung im Netz zeichnet sich die Notwendigkeit ab, auch Anlagen vom Typ A robuster auszustatten.
14	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	199	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type A gelten. Die generelle Anforderung für alle Erzeugungsanlagen der Type A sollte daher entfallen.	abgelehnt	Aufgrund des immer größer werdenden Anteils kleiner Stromerzeugungsanlagen an der gesamten Erzeugungsleistung im Netz zeichnet sich die Notwendigkeit ab, auch Anlagen vom Typ A robuster auszustatten.
15	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	200	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type A gelten. Die generelle Anforderung für alle Erzeugungsanlagen der Type A sollte daher entfallen.	abgelehnt	Aufgrund des immer größer werdenden Anteils kleiner Stromerzeugungsanlagen an der gesamten Erzeugungsleistung im Netz zeichnet sich die Notwendigkeit ab, auch Anlagen vom Typ A robuster auszustatten.
16	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	207	5.2.2.2 Wiederaufnahme der Wirkleistungsabgabe nach Fehlerklärung	Wir vermuten einen formalen Fehler: Die RfG Anforderungs-V §9 sieht Type A nicht vor. Die Anforderung für Erzeugungsanlagen der Type A sollte daher entfallen.	tlw. angenommen	Eine dynamische Netzstützung ist eine sinnvolle Ergänzung zur FRT-Fähigkeit, um Spannungseinbrüche (und somit überregionale Netzprobleme) bei Fehlern zu minimieren. Allerdings soll und kann diese Anforderung für Typ A nur über die TOR erfolgen.
17	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	216	5.3.1 Spannungsbereiche	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Typen A, B oder C gelten. Die generelle Anforderung sollte daher entfallen.	abgelehnt	Die Anforderungen stellen sicher, dass auch in der NS und MS ein definierter Zustand existiert. Die Werte orientieren sich an der OVE/ÖNORM EN 50160
18	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	222	5.3.1 Spannungsbereiche	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type C gelten. Die generelle Anforderung sollte daher entfallen.	abgelehnt	Ist eine "kann" - Bestimmung und ein Vorteil für den Netznutzer, wird also beibehalten
19	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	225	5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz	Wir vermuten einen formalen Fehler: Die Anforderung RfG-VO 15(3) gilt nur für Type C. Die Anforderung an die Typen A und B sollte daher entfallen.	tlw. angenommen	Der Text wurde für Typ A und B als TOR übernommen.
20	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	278	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Anlagenänderungen an Erzeugungsanlagen der Type A sollten eigentlich nicht systemrelevant sein. Im Sinne einer wirtschaftlichen Umsetzung von geänderten Anforderungen des Netzbetreibers sollte dem Kleinanlagenbetreiber die Möglichkeit eingeräumt werden diese Änderung im Rahmen einer jährlichen Revision bzw. Kontrolle umzusetzen. Textvorschlag: Die Vorgabe eines Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung erfolgt im Netzanschlussvertrag. Der relevante Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der vorgesehenen Verfahren vorgeben. Diese Änderung ist durch den Netzbetreiber ehestmöglich, jedenfalls aber innerhalb von 12 Monaten umzusetzen.	angenommen	Die Vorgabe eines Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung erfolgt im Netzanschlussvertrag. Der relevante Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der vorgesehenen Verfahren vorgeben. Diese Änderung ist durch den Netzbetreiber ehestmöglich, jedenfalls aber innerhalb von 12 Monaten umzusetzen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
21	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	279	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Die Umsetzung eines Fahrplans für Blindleistung durch die Stromerzeugungsanlage ist kein Verfahren nach lfd. Nr. 277. Durch die neuen Möglichkeiten nach Nr. 280 und 281 sollte die Blindleistungsvorgabe (auch die eines Fahrplans) durch den Netzbetreiber erfolgen. Daher sollte diese Möglichkeit nicht mehr erforderlich sein und entfallen.	tlw. angenommen	Die Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung sind in lfd. Nr. 276/277 gegeben. Wie die allfällige Änderung der festen Werte oder Verfahren erfolgt, ist in 278/280/281 gegeben. Ein fester Wert kann ab Typ B auch mit einer zeitlichen Stafflung vorgegeben werden (z.B. Tag/Nacht; Fahrplan wird gestrichen).
22	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	337	5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	Alternative Formulierung: Stromerzeugungsanlagen sollen in der Lage sein, den Sollwert, sofern technisch möglich, innerhalb von 5 Minuten zu erreichen. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (nur Umrichter) müssen in der Lage sein, den Sollwert innerhalb von 1 Minute zu erreichen.	angenommen	
23	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	366	5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen	Die Anforderung sollte im Sinne des Punkt (15) der Erwägungsgründe der RfG-VO nur in begründeten Fällen durch den Netzbetreiber für die Type A gelten.	abgelehnt	Stromerzeugungsanlagen müssen generell in der Lage sein, sich mit dem Netz (automatisch) zu synchronisieren. Dafür wird eine Synchronisationsvorrichtung benötigt (siehe bestehende TOR D4 Kapitel 10.1)
24	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	409	6.1.1 Anschlussanlage und Symmetrie	Die TAEV deckt nicht alle Anforderungen an Erzeugungsanlagen der Typen A-D ab. Textvorschlag: Für die Errichtung der Anschlussanlage sind die im Netzanschlussvertrag bzw. Anschlusskonzept festgelegten Aspekte einzuhalten.	angenommen	Verweis auf TAEV nur mehr zu Beginn der TOR Erzeuger; Zeile wird gestrichen
25	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	445	6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle	Das Datenaustauschformat und Telegramm sollte sinnvollerweise österreichweit einheitlich als standardisierte Schnittstelle inkl. der erforderlichen Security-Richtlinien definiert werden und sollte nicht eventuell unterschiedlich nach Wahl des Netzbetreibers erfolgen. Textvorschlag: Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1, zur Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 (Online-Sollwertvorgaben) und zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 ist mit definiertem Kommunikationsstandard gem ... auszustatten.	zur Kenntnis genommen	Art, Umfang, Inhalt, technische Spezifikation und Kosten der Anbindung an die Fernwirktechnik bzw. des Datenaustauschs sind Gegenstand von Diskussionen und teilweise des Verfahrens zur SOGL Datenaustausch-V. Ein einheitlicher Standard wäre wünschenswert, scheint aber kurzfristig schwer umsetzbar.
26	Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH	448	6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation	Die Erweiterung dieser Anforderung auf nicht signifikante Netznutzer ist nicht nachvollziehbar, da Anlagen welche nicht nach dem NC ER für Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit vorgesehen sind im Falle eines Spannungsausfalls sich entweder abschalten oder sich auf Eigenbedarfsbetrieb abfangen. Im Falle der vollständigen Abschaltung einer nicht schwarzstartfähigen Anlage ist die Schnittstelle der Wirkleistungsvorgabe nicht wirksam sowie die Messwerte der Anlage 0. Für Anlagen welche sich im Inselbetrieb befinden, ist eine Backup-Stromversorgungsquelle nicht erforderlich. Die Ausrüstung aller Neuanlagen ab 1 MW mit entsprechenden Backup-Stromversorgungsquellen stellt einen hohen Aufwand dar, welcher kaum einem Nutzen für nicht schwarzstart- bzw. inselbetriebsfähige Anlagen entgegensteht. Für Anlagen wo dieses Erfordernis nachweislich besteht kann der Art 41 ER-VO angewendet werden. Die generelle Anforderung sollte daher entfallen.	tlw. angenommen	Der Zeitraum der Pufferung soll auf 30 Minuten reduziert werden.
27	GE Renewable Energy	214-223	5.3.1 Spannungsbereiche	Die Spannungsanforderungen, die zu Turbinenklemmenspannungen außerhalb von $\pm 10\%$ über einen längeren Zeitraum führen, in dem die Turbine im Normalbetrieb bleiben soll, treibt die Gerätekosten in die Höhe. Darüber hinaus ist die Möglichkeit, externe Geräte innerhalb eines Verteilernetzanschlusses im Rahmen der Windpark-Compliance zu verwenden, nur begrenzt gegeben. Der Vorteil, das Netz im erweiterten Spannungsbereich betreiben zu können, ist fragwürdig.	offen	Für den MS-Bereich fordert EN 50549-1 Punkt 4.4.4 einen Betriebsbereich von 0,85-1,1 p.u. In der VDE-AR-N 4105 wird ebenso ein quasistationärer Bereich bis 0,85 p.u. gefordert. Für den MS-Bereich fordert EN 50549-2 in Punkt 4.4.4 iVm 4.5.3.2/4.5.3.3 einen Zeitraum von 180 Sekunden. In VDE-AR-N 4110 sind 60 s angegeben. Die Anforderungen gelten für Typ B-D am Netzanschlusspunkt und nur für Typ A an den Klemmen der Stromerzeugungseinheiten.  Es soll in lfd. Nr. 218 ein Zeitraum von 180 s aufgenommen werden.
28	GE Renewable Energy	243-265	5.3.3 Blindleistungskapazität	Die Blindleistungsanforderungen, die zu Leistungsfaktoren bei voller Wirkleistung außerhalb von $\pm 0,90$ an den Turbinenanschlüssen mit zugehörigen Spannungen außerhalb von $\pm 10\%$ über einen längeren Zeitraum führen, werden die Gerätekosten in die Höhe treiben. Darüber hinaus ist die Möglichkeit, externe Geräte innerhalb eines Verteilernetzanschlusses im Rahmen der Windpark-Compliance zu verwenden, nur begrenzt gegeben.	abgelehnt	Diese Stellungnahme bezieht sich auf Bestimmungen der RfG Anforderungs-V - diese ist nicht Gegenstand dieser Konsultation.
29	GE Renewable Energy	344-352	5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter	Die Verwendung transients elektromechanischer Modelle muss sorgfältig abgewogen werden, da sie eine erhebliche Komplexität mit sich bringt, so dass es nicht ratsam ist, diese Modelle für alle Projekte in der Regel zu verwenden.	zur Kenntnis genommen	Es ist grundsätzlich nicht vorgesehen, dass dem Netzbetreiber im Zuge des Konformitätsnachweises ein rechenfähiges Simulationsmodell zur Verfügung gestellt werden soll. In der Praxis soll der (zukünftige) Netznutzer dem relevanten Netzbetreiber auf Aufforderung alle erforderlichen Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte des Windparks) vorlegen, damit dieser bestimmte Simulationen erforderlichenfalls selbst durchführen kann.  Der (zukünftige) Netznutzer stellt dem Netzbetreiber lediglich Ergebnisse und Berichte zu den Konformitätstests und Konformitätssimulationen (z.B. auf Basis von Herstellermodellen) zur Verfügung.  Die Bereitstellung von rechenfähigen (gekapselten) Modellen kann optional (in begründeten Fällen) durchgeführt werden. Das Format wird zwischen dem (zukünftigen) Netznutzer und Netzbetreiber vereinbart.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
30	IG Holzkraft		Generell	Die neue Version der TOR Erzeuger dient der Umsetzung der Verordnung der Europäischen Union (EU) 2016/631 „Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators“ (RfG-VO). Weitere wesentliche Bereiche, wie v.a. die Verordnung (EU) 2017/1485 „establishing a guideline on electricity transmission system operation“ (SOGL) sind jedoch noch nicht abschließend behandelt. Dies erschwert die Abgabe einer qualifizierten Stellungnahme deutlich.	zur Kenntnis genommen	Dies entsteht leider durch die unterschiedlichen Umsetzungsfristen der Netzwirkkodizes.  SOGL: Die ÜNB Austrian Power Grid AG (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) haben bereits mit den relevanten VNB einen gemeinsamen Vorschlag zur Umsetzung des Datenaustauschs in Österreich gemäß Art. 40 (5) der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) erstellt. Dieser gemeinsame Vorschlag muss nach Artikel 6 (4) b SO GL der Regulierungsbehörde E-Control zur Genehmigung vorgelegt werden, was durch eine SOGL Datenaustausch-V mit eigener Begutachtung erfolgen soll. Der Vorschlag (siehe <a href="https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL">https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL</a> ) dient daher lediglich der Information der Marktteilnehmer und ist in keiner Weise rechtlich bindend.
31	IG Holzkraft	40ff	2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen	Wir fordern diese Ausnahme auf alle Biomasse-KWK-Anlagen auszudehnen, die die oben genannten Kriterien erfüllen. Weiters ist die Ausnahme auch auf die Abschnitte 5.1.3 und 5.1.5 zu erweitern. Bei modernen effizienten Biomasse-KWK steht in der Regel die Wärmeerzeugung im Vordergrund. Dies garantiert maximale Effizienz. Der Hauptzweck dieser KWK-Anlagen ist folglich die Wärmeversorgung. Die Anwendung sämtlicher RfG-Anforderungen gefährdet die sichere Wärmeversorgung und den technisch und ökonomisch optimalen Betrieb der KWK-Anlagen. Ob es sich bei der betroffenen KWK-Anlage um eine Anlage zur Nah- bzw. Fernwärmeversorgung oder Prozesswärmeversorgung handelt ist für den Betrieb irrelevant. Da Biomasse-KWK-Anlagen vielfach für die Versorgung öffentlicher und privater Haushalte zum Einsatz kommen, ist jedenfalls sicherzustellen, dass es durch die Anforderungen der Netzbetreiber nicht zu einer Einschränkung der Wärmeproduktion kommen kann. Auf diese Anlagen ist daher die Ausnahmeregelung nach dem Vorbild der in Industrieanlagen integrierten KWK-Anlagen anzuwenden.	zur Kenntnis genommen	Im Gegensatz zu "in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen" unterliegen nicht-industrielle KWK-Anlagen (z.B. kommunale wärmegeführte Heizkraftwerke) allen Anforderungen der RfG-VO. Das darf leider durch die nationale TOR nicht geändert werden. Sollten tatsächlich konkrete Anforderungen aus der RfG-VO und RfG-Anforderungs-V wenig Nutzen aber hohe Kosten verursachen, so käme ein Freistellungsverfahren nach Art. 60ff RfG-VO in Frage. Was die TOR betrifft, so wäre eine Präzisierung der betroffenen Anforderungen hilfreich.
32	IG Holzkraft	94ff	5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung	Biomasse-KWK-Anlagen sind in der Regel für den Betrieb in einem bestimmten Frequenzbereich optimiert. Dies garantiert Effizienz sowie möglichst niedrige Emissionen. Die Einhaltung der geforderten Laststützung bei Frequenzschwankungen führt dazu, dass Anlagen außerhalb des optimalen Bereichs betrieben werden müssen. In der Folge kommt es zu erhöhten Emissionen. Die Abweichung von der Netzfrequenz ist jedoch in der aktuellen Gesetzgebung kein Grund für die Aufweichung der Luftreinhalte- und Effizienzvorgaben. Kommt es aufgrund der Frequenzschwankungen zur Überschreitung der gesetzlichen und behördlichen Emissionsgrenzwerte, wären die Konsequenzen vom Anlagenbetreiber zu tragen. Des Weiteren kann es bei Dampfturbinen bei Unterschreitung der notwendigen Mindestleistung der Dampfzuführung zu Abweichungen von den Auslegungsbedingungen der Turbine und in der Folge zu Beschädigungen kommen. Biomasse-KWK-Anlagen sind daher von diesen Anforderungen auszunehmen (siehe Vorschlag Kapitel 2). Sofern eine vollständige Ausnahme nicht möglich ist, ist von den Biomasse-KWK-Anlagen statt den in den TOR Erzeuger beschriebenen Anforderungen, systemdienliches Verhalten einzufordern. Hierbei sollen die Anlagen so lange wie möglich innerhalb ihrer Frequenzgrenzen am Netz bleiben. Hierdurch kann der größtmögliche Beitrag zur Netzstabilisierung unter Einhaltung der Emissions- und Effizienzbestimmung geleistet werden.	zur Kenntnis genommen	Die Bestimmungen der lfd. Nr. 94ff stammen entweder direkt aus der RfG-VO oder aus der RfG Anforderungs-V (grauer Text). Sie sind daher nicht Gegenstand dieser Konsultation der TOR. Könnten durch konkrete Anforderungen hohe Kosten entstehen, so bestünde die Möglichkeit, für einzelne Stromerzeugungsanlagen oder eine ganze Gruppe von Stromerzeugungsanlagen Freistellungsverfahren nach Art. 60 ff RfG-VO durchzuführen. Wir möchten diesbezüglich auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellungen auf <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> hinweisen.
33	IG Holzkraft	175ff	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Die geforderte FRT-Fähigkeit schränkt den Betrieb von Biomasse-KWK-Anlagen zur Wärmeversorgung massiv ein. Ein Absinken der Spannung gemäß dem vorgegebenen FRT-Profil gefährdet die Erhaltung des Eigenbedarfs bei Biomasse-KWK-Anlagen. Derartige Spannungseinbrüche sind bei Biomasse-KWK-Anlagen kritisch, da die notwendigen Anlagen (z.B. Pumpen) nicht mehr betrieben werden können und die Wärmeversorgung nicht aufrechterhalten werden kann. Biomasse-KWK-Anlagen mit Wärmeversorgungsaufgabe sind daher von dieser Regel auszunehmen (siehe Vorschlag Kapitel 2).	zur Kenntnis genommen	Die FRT-Fähigkeit ist in der RfG-VO ab Typ B gefordert. Für synchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs A gilt nach Können und Vermögen. Sollte diese konkrete Anforderung für Typ B-D unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so können wir ein Freistellungsverfahren nach Art. 60ff RfG-VO empfehlen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
34	IG Windkraft Österreich		Generell	<p>Als Umsetzung der nicht abschließenden Regelungen der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. L 2016/112, („Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators“; im Folgenden kurz: RfG-VO) besteht für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit Anforderungen auszugestalten und diese unter Genehmigung durch die E-Control zu erlassen. Dieses erfolgt im Rahmen der Neugestaltung und Überarbeitung des als „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ - kurz TOR bekannten Regelwerks.</p> <p>Grundsätzlich begrüßen wir die Ausgestaltung klarer, einheitlicher Regelungen und Anpassungen an nationale Rahmenbedingungen. Dennoch möchten wir darauf hinweisen, dass die Umsetzungen der Verordnung (EU) 2016/631 teils unzureichend, teils überschießend erfolgt ist.</p> <p>Generell sollten neue Anforderungen klar ausgewiesen werden, präzise spezifiziert sein und es sollte eine tiefgehende Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen. Nur so wird gewährleistet von Windkraftanlagenherstellern entsprechende Angebote zu bekommen und die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten beurteilen zu können. Es sei kritisch darauf hingewiesen, dass zu unspezifisch ausformulierte Anforderungen und noch nicht ausgestaltete Bereiche wie die Umsetzung Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb („SOGL - System Operation Guideline“) oder noch unklare Bereiche der Betriebserlaubnis und Konformitätsnachweise eine Stellungnahme erschweren.</p> <p>Weiters möchten wir auf folgende Punkte hinweisen und beziehen uns dabei auf das Dokument „Entwurf TOR Erzeuger V1.0 Gesamtdokument“:</p>	zur Kenntnis genommen	
35	IG Windkraft Österreich	19	1 Begriffe und Abkürzungen	<p>Die in diesem Teil der TOR abgebildeten Begriffe werden durchgängig im gesamten Dokument durch entsprechende Abkürzungen verwendet. Allerdings sind reine Abkürzungserläuterungen aus unserer Sicht unzureichend. Wir fordern daher bereits in Kapitel 1 eine eindeutige nachvollziehbare Definition der Begriffe. Wenn Begriffe Verwendung finden, die in anderen Dokumenten definiert sind z.B. im EIWOG, so sollten hier verweise enthalten sein. Beispielsweise die Verwendung der Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“ in der RfG - VO und TORneu sollten vereinheitlicht werden. Dadurch wird verhindert, dass durch unterschiedliche Begriffsinterpretationen seitens unterschiedlicher Stakeholder, Unstimmigkeiten in der Auslegung und Leseart der TOR entstehen.</p>	angenommen	Die Begriffsdefinitionen aus Art. 2 der RfG-VO gelten prioritär. Eine Einbindung und Überleitung dieser Begriffe wurde z.B. in die Fußnoten 1-4 sowie in Punkt 4.1 aufgenommen. Eine Aufnahme dieser Begriffe in eine neue Version der TOR Teil A "Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis" soll zeitnah oder zeitgleich mit der Veröffentlichung der TOR Erzeuger erfolgen.
36	IG Windkraft Österreich	26	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	<p>Schon in der ersten Ausbauphase von Windenergie im Jahre 2003 wurden die Windkraftanlagenbetreiber besonders im Burgenland dazu angehalten, die durch Austrian Wind Power GmbH („AWP“) bzw. nachfolgend Energie Burgenland Windkraft GmbH („EBW“) neu zu errichtenden Umspannwerke im Sinne einer Risikogemeinschaft der Windkraftanlagenbetreiber zu finanzieren. Die Eigentumsgränze zwischen der Windkraftanlageninfrastruktur des jeweiligen Windkraftanlagenbetreibers und dem Eigentum der AWP bzw. EBW bilden die abgangesseitigen Kabelstecker der 30 kV-Abzweige im jeweiligen Umspannwerk. Diese Entscheidung wurde vom damaligen Energieversorger – BEWAG - mit der Begründung getroffen, dass sämtliche Anschlusskosten, die durch den Ausbau von Windenergie verursacht werden, nicht zu Lasten des Endkunden gehen sollen.</p> <p>Das Burgenland aber auch andere Bundesländer wie der Steiermark gehören zu jenen Bundesländern Österreichs, welche die Windenergieanlagen gemäß Netzzugangsvertrag mit dem Netzanschlusspunkt 110 kV verbindet. Somit sind alle Netzzugangsverträge und werden zukünftig alle Netzzugangsverträge immer auf die 3. Spannungsebene (110 kV) ausgestellt. Gemäß dem aktuellen Entwurf der TORneu fallen somit alle Windenergieanlagen, die beispielsweise in der 3. Ausbauphase im Burgenland gebaut werden, in den Typ D hinein. Es ist allerdings wichtig herauszustreichen, dass ein solches Szenario im Rahmen des zukünftigen Ausbaus der Windkraft auch in anderen Bundesländern möglich ist.</p> <p>Durch die Einstufung der Windenergieanlagen in Typ D werden Windkraftanlagenbetreiber gegenüber den anderen Betreibern aus anderen Bundesländern (z.B. Niederösterreich) folgeschwer benachteiligt. Nicht nur das Erreichen der Betriebsparameter und die Regelungsmöglichkeiten der einzelnen Windkraftanlagen führen zu höheren Investitionskosten, sondern dann auch die Erteilung der Betriebserlaubnisse, die vom Netzbetreiber vorgenommen werden müssen.</p> <p>Nach Analyse des derzeitigen Konsultationsentwurfs der TOR besteht die Gefahr, dass die Kosten für eine endgültige Betriebserlaubnis, die vom Netzbetreiber zu erteilen ist, für den Typ D (auch wenn der Windpark leistungsmäßig nicht in diese Kategorie fallen würde) die Wirtschaftlichkeit von aktuellen und erst recht von zukünftigen Projekten stark in Frage stellen. Auch hinsichtlich der Bereitstellung von unentgeltlichen Systemdienstleistungen (Blindleistung,...) müssen diese Projekte ungerechtfertigt und unverschuldet die höchsten Anforderungen erfüllen.</p>	zur Kenntnis genommen	Wir empfehlen für kostenintensive Anforderungen mit eventuell beschränktem Nutzen ein Freistellungsverfahren nach Art 60ff RfG-VO zu erwägen. Zielführend wäre die Beantragung einer Gruppenfreistellung durch mehrere (mögliche) Eigentümer oder durch die relevanten Netzbetreiber. Wir möchten Sie an dieser Stelle auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellunne unter <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> verweisen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
37	IG Windkraft Österreich	37	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	<p>Eine nicht abschließende Auflistung von wesentlichen Änderungen beziehungsweise gegenteilig die Auflistung von nicht wesentlichen Änderungen, erschwert die Einschätzung und Beurteilung zukünftiger Änderungen von Anlagen. Wir fordern daher eine möglichst klare Präzisierung, welche Änderungen als „wesentlich“ anzusehen sind.</p> <p>Beispielsweise stellt der Tausch einer Regelungseinheit in einem Windpark einen hohen und relevanten Kostenpunkt dar. Wichtig ist daher, dass bei der Erweiterung und Installation von neuen Anlagen, die bestehende Regelungseinheit für die bestehenden Anlagen weiterverwendet werden darf und nicht der gesamte Windpark umgestellt werden muss.</p> <p>Das bedeutet allgemein gesagt, die Weiterverwendung von möglichst bestehenden Infrastrukturen muss ermöglicht werden, ohne in eine höhere Anforderungsklasse zu gelangen. Zusätzlich sollen Anforderungen der TORneu bei Erweiterungen eines Windparks, wo es sinnvoll ist, lediglich aliquot zu erfüllen sein (z.B. Blindleistungsbereitstellung).</p> <p>Der Zeitraum bis zur endgültigen Anwendbarkeit der RfG VO (27.4.2019) und der Ausgestaltung einer nationalen Umsetzung im Rahmen der TORneu war sowohl für Betreiber als auch Hersteller von hoher Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Planung zukünftiger Projekte geprägt. Zwar wurde vermehrt auf die Gültigkeit der derzeit bestehenden TOR sowie der RfG VO hingewiesen, allerdings zeigen sich bei Analyse des aktuellen Entwurfs der TORneu doch signifikante Änderungen. Diese Änderungen treffen die Betreiber und Hersteller unverschuldet und konnten in keiner Weise vorhergesehen werden.</p> <p>Wir fordern daher, um unnötige Mehrkosten und kostspielige Umplanungen zu vermeiden, weiterhin die Anwendung der alten bestehenden TOR für alle bestellten Windkraftanlagen bis Stichtag 27.4.2019, beziehungsweise eine Ausweitung der Freistellungen von Bestimmungen der RfG VO und TORneu.</p>	tlw. angenommen	<p>Anlagenregler: Diese Formulierung stammt aus der VDE AR-N-4110. Dieser Aspekt trifft beispielsweise zu, wenn eine bestehende Windturbine in einem Park modernisiert wird oder wenn ein (bestehender) Park um eine neue Windturbine erweitert wird. Hier gelten die Anforderungen nur für die modernisierte oder neue Stromerzeugungseinheit. Da die Anforderungen aber an der Übergabestelle nachzuweisen sind, ist der Anlagenregler (Parkregler) wahrscheinlich entsprechend anzupassen.</p> <p>Daher soll der Text folgendermaßen adaptiert werden: "Für diese erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten muss auch der Regler der gesamten Stromerzeugungsanlage (Anlagenregler bzw. Parkregler, falls vorhanden) die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen."</p>
38	IG Windkraft Österreich	50	2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	<p>Im aktuellen Entwurf der TORneu finden sich zahlreiche Verweise auf die bestehenden TOR. Hier sei allerdings kritisch hingewiesen, dass mehrfach Unterschiede zwischen Originaltext der bestehenden TOR und dem aktuellen TORneu Entwurf bestehen. Z.B.</p> <p>„Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4 4.1 – Verweis in TORneu (Lfd Nr. 88)</p> <p>„Netzanschlussanfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Angebotslegung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4. 4.1 - Original</p> <p>Hinsichtlich einer unmissverständlichen Interpretation sind hier entsprechende Korrekturen und Anpassungen nötig. Bezugnehmend auf Lfd. Nr. 69 (Kap. 4.1. Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage) bezieht sich diese Regelung rein auf Erzeugungseinheiten und Speicher. Wir verlangen aufgrund der immer größer werdenden Rolle von „steuerbaren Lasten“ sowie Erzeugung mit gemessener limitierter Einspeisung folgende Erweiterung der Textierung (in fett):</p> <p>"Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, elektrischen Lasten, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten:..."</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Es sind die Anforderungen der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V seit 27.4.2019 anwendbar und gültig. Diesen Anforderungen unterliegen gemäß Art. 4 Abs. 2 lit b RfG-VO auch Stromerzeugungsanlagen, deren (elektrische) Hauptkomponenten nach dem 17.5.2018 verbindlich bestellt wurden. Das zuständige Ministerium hat der Regulierungsbehörde in diesen Fällen keine Kompetenz gegeben, Stromerzeugungsanlagen als bestehend oder neu zu qualifizieren.</p> <p>Die Anforderungen aus den TOR gelten nachrangig. Für die Bestimmung der anwendbaren Version der TOR gilt das Datum des Netzanschlusskonzepts bzw. des Vertragsangebots des Netzbetreibers - vgl. Kapitel 2.1 "Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen".</p>
39	IG Windkraft Österreich	88	4.4 Netzanschlussvertrag	<p>„Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4 4.1 – Verweis in TORneu (Lfd Nr. 88)</p> <p>„Netzanschlussanfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Angebotslegung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4. 4.1 - Original</p> <p>Hinsichtlich einer unmissverständlichen Interpretation sind hier entsprechende Korrekturen und Anpassungen nötig. Bezugnehmend auf Lfd. Nr. 69 (Kap. 4.1. Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage) bezieht sich diese Regelung rein auf Erzeugungseinheiten und Speicher. Wir verlangen aufgrund der immer größer werdenden Rolle von „steuerbaren Lasten“ sowie Erzeugung mit gemessener limitierter Einspeisung folgende Erweiterung der Textierung (in fett):</p> <p>"Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, elektrischen Lasten, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten:..."</p>	abgelehnt	<p>Genau diese Anpassung gegenüber den TOR Teil D4 soll mehr Klarheit bringen: Das "Anschlusskonzept" wird in Punkt 4.3 eingeführt und beschrieben. Das Datum dieses Anschlusskonzepts (oder eben Angebots für den Netzanschlussvertrag) definiert die Anwendbarkeit der jeweiligen Version der TOR. In Punkt 4.4 "Netzanschlussvertrag" wird noch eine Gültigkeitsfrist für ein Anschlusskonzept/Vertragsangebot festgelegt.</p>
40	IG Windkraft Österreich	69	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	<p>„Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, elektrischen Lasten, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten:..."</p>	tlw. angenommen	<p>Folgende Änderung wird in Aussicht gestellt: "Die Maximalkapazität entspricht dann der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbetreiber vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzwirksame Bemessungsleistung)." Daraus ergibt sich bereits, dass eine allfällige Verminderung von Erzeugungsspitzen durch Eigenverbrauch mittels Regelungstechnik berücksichtigt werden kann.</p>
41	IG Windkraft Österreich	115/120	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	<p>Mit Verweis auf die RfG VO 13 (2) e wird verlangt: „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 Netzbetreiber die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen.</p> <p>Vergleicht man diese Anforderung mit der zugehörigen Abbildung 2 (Lfd. Nr. 120) ist der Übergang der zwischen TVerzögerung, TA und TE falsch eingezeichnet. Hier bedarf es einer korrekten Darstellung der Symbolpfeile, welche mit den Vorgaben aus der RfG VO kompatibel sind. Zusätzlich bedarf es einer Definition welcher Zielwert innerhalb der Zeit TA mindestens zu erreichen ist.</p> <p>Andernfalls könnte es zu einer fälschlichen Interpretation dieser Anforderung kommen, die einerseits An - und Einschwingzeiten für Netzbetreiber verringert und gleichzeitig kritische Netzsituationen begünstigt.</p>	tlw. angenommen	<p>Grafik wird angepasst.</p>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
42	IG Windkraft Österreich	145ff	5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	<p>In der Lfd. Nr. 145 sowie in Abbildung 6 Lfd. Nr. 146 werden im speziellen für Windkraftanlagen Regelzeiten für den LFSM-U Modus empfohlen. Diese gelten für Typ C, D aber auch schon für Windkraftanlagen niedrigerer Leistungsklassen z.B. Typ B durch die Einstufung als Typ D auf 110 kV Ebene.</p> <p>„TA <math>\leq</math> 5 s für eine Wirkleistungserhöhung von 20 % Pmax, sofern sich die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus <math>\geq</math> 50 % Pmax ist; falls die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus weniger als 50 % Pmax beträgt, soll die Stromerzeugungsanlage eine Wirkleistungserhöhung so schnell wie technisch möglich umsetzen“;</p> <p>Mit dieser Anforderung lässt sich ableiten, dass der Netzbenutzer bzw. Betreiber im Rahmen des Netzzugangsvertrages zu einer signifikanten Leistungsvorhaltung (gedrosselter Fahrweise laufend bis zu 20%) der Anlage verpflichtet werden kann. Dies ist ohne Entgelt für diese Dienstleistung nicht gerechtfertigt und auch nicht wirtschaftlich tragbar.</p> <p>Dazu kommt, dass diese Systemdienstleistung in keiner Weise abgegolten wird und somit wirtschaftlich kaum abschätzbare Verluste entstehen können. Berechnungen von Windkraftanlagenbetreibern gehen von Ertragsverlusten (bei einer Anlage mit 5 MW Nennleistung) von über zweihundert Tausend Euro und Investitionskosten von bis zu 1 Million Euro aus.</p> <p>Sollte die Leistungsvorhaltung gem. LFSM-U (lfd. Nr. 145 ff TOR neu Originaldokument V1.0) für die Windenergie im Burgenland, aber auch in anderen Bundesländern, aufgrund der bereits erläuterten Einstufung als Typ D aufgrund des Netzanschlusses auf der 110 kV-Ebene, zum Tragen kommen, sinken die Einnahmen so stark, dass neue Windenergieprojekte wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sind. Dadurch entsteht besonders für einzelne Bundesländer aber auch für Gesamtösterreich ein großer volkswirtschaftlicher Schaden. Eine solche Anforderung kann daher in keiner Weise akzeptiert werden und widerspricht sämtlichen Kosten - Nutzenabwägungen</p> <p>Wenn mit dieser Bestimmung eine Definition für eine marktbasierend zu beschaffende Dienstleistung am Regenergiemarkt gemeint ist, so ist diese Erläuterung in der TOR nicht erforderlich. Solche Anforderungen sind mit Präqualifikationskriterien zwischen Netzbetrieb und Erzeugung zu vereinbaren und sollen nicht Bestandteil der TOR</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Diese Interpretation ist nicht korrekt.</p> <p>Es kann eine Fußnote aufgenommen werden, z.B. "Die Wirkleistungsanpassung ist nur im Rahmen der technischen und betrieblichen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage vorgesehen (z.B. wenn die Wirkleistung aus Marktgründen reduziert wurde und der entsprechende Primärenergieträger verfügbar ist). Eine permanente Leistungsvorhaltung für den LFSM-U-Modus ist nicht erforderlich."</p>
43	IG Windkraft Österreich	171	5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	<p>Die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse stellt eine wichtige und relevante Systemdienstleistung dar. Die Textierung im Entwurf der TORneu bleibt an dieser Stelle sehr unkonkret, sodass zukünftig mit hohen Kosten und unklaren Anforderungen bzgl. Nachrüstungen zu rechnen ist. Bei dieser sehr allgemeinen Formulierung wird dem Netzbetreiber viel Spielraum gegeben, eine solche „Kann- Anforderung“ im Netzzugangsvertrag zur Bedingung zu machen. Diese Anforderung macht für uns daher nur Sinn, wenn eine präzise Formulierung vorhanden ist und eine adäquate Abgeltung gewährleistet wird.</p>	tlw. angenommen	<p>Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.</p> <p>Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden:  "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen <u>ist nicht verpflichtend</u>, kann aber zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."</p>
44	IG Windkraft Österreich	242	5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	<p>Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung genau dargelegt und begründet werden. Das dient zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen. Für die Bereitstellung von Blindleistung, fordern wir eine finanzielle Abgeltung. Wir sprechen uns für die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits implementiert, aus. Daher ist jetzt die Diskussion über eine Abgeltung der Bereitstellung von Blindleistung bei Erlass und Ausgestaltung der Verordnung zu führen. So kann der zukünftigen Rolle der Windkraft nicht nur als reiner Produzent sondern auch als Systemdienstleister in geeigneter Weise Rechnung getragen werden.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Der Netzbetreiber kann im Netzanschlussvertrag jene Blindleistungsbereiche und Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung fordern, die in der RfG Anforderungs-V und in den TOR Erzeuger festgelegt wurden bzw. werden. Wir möchten darauf hinweisen, dass die Blindleistungsanforderungen für Typ B und C gegenüber den TOR Teil D4 nicht erhöht wurden. Im Gegenteil, die Auswahl eines vom Standard abweichenden und für den Netzbenutzer kostenintensiveren Blindleistungsbereichs ist nunmehr eine lokal begrenzte Ausnahme und muss vom Netzbetreiber nachvollziehbar und schlüssig begründet werden! Eine Vergütung der Blindleistungsbereitstellung kann erfolgen, wenn Stromerzeugungsanlagen über die in diesem Teil der TOR hinausgehende Q-Fähigkeit aufweisen und dies mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbart wurde.</p>
45	IG Windkraft Österreich	288	5.3.4.2 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung Q(U) im Niederspannungsnetz	<p>Weiters sind in der Lfd. Nr. 242 3 unterschiedliche Blindleistungsbereiche festgelegt, von denen der Netzbetreiber einen wählen muss. Der Bereich I erstreckt sich cosphi 0,95 untererregt bis cosphi 0,9 über erregt, der Bereich II von cosphi 0,925 untererregt bis cosphi 0,925 über erregt und der Bereich III cosphi 0,95 unter erregt bis cosphi 0,9 über erregt.</p> <p>In Abbildung 23 der Lfd. Nr. 288 und der genaueren Definition der Stützpunkte des Bildes in der Lfd. Nr. 290 ist für Typ B ein Blindleistungsbereich von cosphi 0,9 unter erregt bis cosphi 0,9 über erregt gefordert. Dies widerspricht den Blindleistungsanforderungen für Typ B. Hier sollte die Definition der Stützpunkte dahingehend angepasst werden, dass für Typ B die Anforderungen der Lfd. Nr. 242 abgebildet werden.</p>	angenommen	<p>Eine dementsprechende Anpassung wird erfolgen.</p>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
46	IG Windkraft Österreich	446ff	6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation	<p>Wir bezweifeln die derzeitige Durchführbarkeit der Anforderung hinsichtlich der 8h Back - up Stromversorgung für Kommunikationssysteme. Unserem derzeitigen Informationsstand seitens Betreibern und Herstellern zufolge, haben relevante Elemente wie z. B. der Parkregler in vielen Windparks je nach Hersteller ein Back - up von maximal 90 Minuten. Die in der TORneu dargelegten Anforderungen an diverse Komponenten können nicht vollumfassend standardmäßig bereitgestellt werden.</p> <p>Aufgrund des breiten Spektrums an betroffenen Komponenten (Router, Switches, Verbindungsmodem,...) bietet sich großer Spielraum für Interpretation und dadurch bedingte Unsicherheit. So ist unklar, ob rein die Kommunikationshardware zu „puffern“ ist, wobei zum Beispiel der Parkregler und Anlagencontroller auf ihrem eigenen Back - Up System hängen (Puffer zwischen 30 - 90 Minuten). Ohne diese Systeme im Parknetzwerk können allerdings keine sinnvollen Informationen zum Parkzustand erhoben werden. Interpretiert man die Anforderung in die andere Richtung, bedeutet das eine weitestgehend durchgängige Pufferung und führt bei den (Prinzip bedingt) örtlich weit verteilten Erzeugungsanlagen zu einer signifikanten Erhöhung der Kosten sowohl im Bereich der Investitionen als auch im laufenden Betrieb.</p> <p>Wir sprechen uns daher gegeben diese Anforderung aus, da diese in ihrer derzeitigen Form nicht nachvollziehbar und umfassend definiert ist.</p>	tlw. angenommen	Der Zeitraum der Pufferung soll auf 30 Minuten reduziert werden.
47	IG Windkraft Österreich	526ff	7 Betriebserlaubnisverfahren	<p>Wir kritisieren allgemein, dass im Typ D keinerlei Unterscheidung nach Technologien mit ihren unterschiedlichen Charakteristika gemacht wurde. So werden beispielsweise Windkraftanlagen genauso behandelt wie z.B. Gas - oder Wasserkraftwerke, welche nach individuellen Vorgaben geplant und errichtet werden. Daraus resultierend entstehen für zukünftige Windparks überbordende und die Wirtschaftlichkeit von Projekten bedrohende Anforderungen hinsichtlich der Betriebserlaubnis und der Anlagenzertifizierung. Wir begrüßen grundsätzlich die Erarbeitung eines einheitlichen Prozesses des Betriebserlaubnisverfahrens. Allerdings müssen sich diese an die technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten der Technologien orientieren. Eine Diskriminierung der Windkraft gegenüber anderen Technologien lehnen wir entschieden ab.</p> <p>Wir verlangen daher, dass in solchen Fällen großzügig vom Artikel 61 - 63 RfG VO Gebrauch gemacht werden kann, um durch die Gewährung von Freistellungen ungerechtfertigte Kosten im Zuge der Betriebserlaubnis und Zertifizierung vermeiden zu können.</p>	zur Kenntnis genommen	Wir empfehlen für kostenintensive Anforderungen mit eventuell beschränktem Nutzen ein Freistellungsverfahren nach Art 60ff RfG-VO zu erwägen. Zielführend wäre die Beantragung einer Gruppenfreistellung durch mehrerere (mögliche) Eigentümer oder durch die relevanten Netzbetreiber. Wir möchten Sie an dieser Stelle auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellunge unter <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> verweisen.
48	IG Windkraft Österreich	579ff	8.1 Konformitätsnachweis	<p>Grundsätzlich kritisieren wir, dass zum Zeitpunkt der Konsultation des Entwurfs der TORneu die Anforderungen an die zukünftigen Konformitätsnachweise und im speziellen die Anlagenzertifizierung noch nicht fertig bzw. veröffentlicht und kommuniziert wurden. Es erschwert eine umfassende Einschätzung der nationalen Umsetzung der RfG VO und schafft große Planungsunsicherheit seitens Betreiber und Hersteller.</p> <p>Der in Lfd. Nr. 579 angeführte Begriff einer „ermächtigten Zertifizierungsstelle“ mit Verweis auf die RfG VO bietet einen sehr großen Spielraum für Interpretation und lässt viele Fragen der praktischen Umsetzung des komplexen Prozesses der Zertifizierung offen. Es ist noch völlig unklar, welche Stellen mit der Zertifizierung von Anlagen betraut werden können oder ob und inwiefern bestehende Zertifikate, Messberichte und Herstellernachweise anerkannt werden. Wichtig ist für uns hier daher, dass dem Prinzip eines praxistauglichen und möglichst kosteneffizienten Prozesses und die Rücksichtnahme auf die Besonderheiten der einzelnen Technologien hohe Bedeutung zu kommt. Wir sehen daher die Ausgestaltung in Lfd. Nr. 579 als unzureichend an und fordern die Veröffentlichung von Erläuterungen mit der genauen Ausgestaltung des Anlagenzertifizierungsprozesses unter Einbezug der jeweiligen Verbände und Interessensvertretungen. Eine Endgültige Veröffentlichung der TORneu kann keinesfalls vor Abschluss dieses dringend erforderlichen Klärungsprozesses erfolgen.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung).</li> <li>2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene).</li> <li>3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).</li> </ol> <p>Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellererklärungen anerkannt.</p> <p>"Betriebsmittelbescheinigungen" gem. RfG-VO hingegen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate in DE) stellen eine Alternative zu den o.g. Prüfberichten , Konformitätstests u. -simulationen dar und können nur durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle nach EN ISO/IEC 17065 ausgestellt werden. Betriebsmittelbescheinigungen können optional durch den Netzbetreiber für den Konformitätsnachweis herangezogen werden, sind aber nicht verpflichtend. Mangels veröffentlichter AT-Prüfnormen wird es diese Option für Netzbetreiber ebenfalls erst nach einer Übergangszeit geben.</p>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
49	Kleinwasserkraft Österreich		Generell	<p>Als Umsetzung der nicht abschließenden Regelungen der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. L 2016/112, („Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators“; im Folgenden kurz: RfG-VO) besteht für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit Anforderungen auszugestalten und diese unter Genehmigung durch die E-Control zu erlassen. Dieses erfolgt im Rahmen der Neugestaltung und Überarbeitung der „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ - kurz TOR.</p> <p>Grundsätzlich begrüßt der Verein Kleinwasserkraft Österreich die Ausgestaltung klarer, einheitlicher Regelungen sowie die Anpassungen des österreichischen Rechts und Vertragsrahmen an europäische Vorgaben. Dennoch möchten wir darauf hinweisen, dass die Umsetzungen der Verordnung (EU) 2016/631 teils unzureichend, teils überschießend erfolgt ist. Insbesondere kleine Betreiber sind – trotz Abstufungen nach Erzeugungsleistung hiervon übermäßig stark betroffen. Besonders hervorzuheben sind die Regelungen zu den Netzsystemdienstleistungen, von denen bereits sehr kleine Erzeuger (ab 0,8 KVA) betroffen sind. In diesem Zusammenhang verweisen wir noch einmal auf unsere Stellungnahme hinsichtlich der Festlegung der Größenklassen gemäß RfG und fordern diesbezüglich eine nachträgliche Anpassung. Besonders hervorzuheben ist, dass gesetzlich und vertragliche Anforderungen klar ausgewiesen und präzise spezifiziert sein müssen, sowie eine tiefgehende Kosten - Nutzenanalyse erfolgen und zugrunde gelegt werden muss. Nur so wird gewährleistet von den Herstellern entsprechende Angebote zu bekommen und die damit verbundenen Investitions - und Betriebskosten beurteilen zu können. Es sei kritisch darauf hingewiesen, dass zu unspezifisch ausformulierte Anforderungen und noch nicht ausgestaltete Bereiche wie die Umsetzung Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb („SOGL - System Operation Guideline) oder der noch unklare Bereich der Anlagenzertifizierung eine Stellungnahme erschweren. Eine Anlagenzertifizierung für Kleinwasserkraftanlagen welche grundsätzlich jeweils Prototypcharakter aufweisen wird aufgrund der zu erwartenden massiven Kostenerhöhung als unverhältnismäßig jedenfalls abgelehnt!</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Konformitätstests und -simulationen sind grundsätzlich gem. RfG-VO vorgesehen.</p> <p>Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen:  1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung).  2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene).  3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).</p> <p>Die zeitliche Verschiebung entsteht leider durch die unterschiedlichen Umsetzungsfristen der Netzwirkkodizes.</p> <p>SOGL: Ein informeller und unverbindlicher Vorschlag der ÜNB zur Umsetzung des Datenaustauschs nach Art 40 Abs 5 SOGL ist unter <a href="https://www.app.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL">https://www.app.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL</a> veröffentlicht. Über einen derartigen Vorschlag muss nach Artikel 6 (4) b SO GL E-Control entscheiden, was durch eine SOGL Datenaustausch-V mit eigener Begutachtung erfolgen soll.</p>
50	Kleinwasserkraft Österreich	19	1 Begriffe und Abkürzungen	<p>Zu Beginn ist anzumerken, dass die Definitionen von Begriffen die in der TOR verwendet werden, durchgehend unzureichend vorhanden sind. Insbesondere werden viele Begriffe im gesamten Dokument durch entsprechende Abkürzungen ersetzt. Allerdings ist eine reine Abbildung der Abkürzungen der Begriffe aus unserer Sicht unzureichend für die Lesbarkeit und Auslegung der TOR. Daher fordert Kleinwasserkraft Österreich zu Beginn des Dokuments eindeutige nachvollziehbare Begriffsdefinition, die verhindern, dass durch unterschiedliche Begriffsinterpretationen seitens unterschiedlicher Parteien, Unstimmigkeiten in der Auslegung und Lesart der TOR Wir begrüßen die Präzisierung des Terminus „wesentliche Änderungen“ in Kapitel 2.2. Dennoch stellt eine demonstrative Auflistung von wesentlichen Änderungen beziehungsweise gegenteilig die Auflistung von nicht wesentlichen Änderungen eine unzureichende Grundlage für die Anwendbarkeit der TOR auf Anlagen dar. Dies erschwert insbesondere die Einschätzung und Beurteilung zukünftiger Änderungen von Anlagen. Wir fordern daher eine möglichst klare Präzisierung, welche Änderungen als „wesentlich“ anzusehen sind und gehen auch in diesem Punkt von einer zugrunde liegenden Kosten-Nutzen-Analyse aus!  Das bedeutet allgemein gesagt, die Weiterverwendung von möglichst Infrastrukturen sowie die Ausnahme von kleinen Änderungen muss ermöglicht werden.</p>	angenommen	<p>Die Begriffsdefinitionen aus Art. 2 der RfG-VO gelten prioritär. Eine Einbindung und Überleitung dieser Begriffe wurde z.B. in die Fußnoten 1-4 sowie in Punkt 4.1 aufgenommen. Eine Aufnahme dieser Begriffe in eine neue Version der TOR Teil A "Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis" soll zeitnah oder zeitgleich mit der Veröffentlichung der TOR Erzeuger erfolgen.</p>
51	Kleinwasserkraft Österreich	37	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	<p>Der Zeitraum zwischen der endgültigen Anwendbarkeit der RfG VO und der Ausgestaltung einer nationalen Umsetzung im Rahmen der TORneu war sowohl für Betreiber als auch Hersteller von hoher Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Planung zukünftiger Projekte geprägt. Auch wenn die derzeitigen TOR und die RfG Verordnung derzeit in Kraft und so auf Verträge anwendbar sind, bringt die späte Umsetzung der europäischen Vorgaben in nationale Rahmenbedingungen nachteilige Folgen für die Branche. Insbesondere bringt dir TORneu signifikante Änderungen zur derzeitigen Lage. Diese Änderungen treffen die Betreiber und Hersteller unverschuldet und konnten in keiner Weise vorhergesehen werden.  Wir fordern daher, um unnötige Mehrkosten und kostspielige Umplanungen zu vermeiden, weiterhin die Anwendung der alten bestehenden TOR für alle bestellten Anlagen bis Stichtag 27.4.2019, beziehungsweise eine Ausweitung der Freistellungen von Bestimmungen der RfG VO und TORneu.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Die Formulierung zu wesentlichen Änderungen enthält bewusst "vom vereinbarten Stand abweichen" und "den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen". Mit den Beispielen wird zwar ein Korsett vorgegeben (diese können auch ergänzt werden - Vorschläge?), es besteht aber auch genügend Ermessensspielraum für Fälle, die nie alle taxativ aufgezählt werden könnten.</p>
52	Kleinwasserkraft Österreich	50	2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	<p>Im Kapitel 4 des aktuellen Entwurfes sind einige Verweise auf die bestehenden TOR zu finden. Hier sei allerdings kritisch hingewiesen, dass mehrfach Unterschiede zwischen derzeit geltenden TOR und dem aktuellen TORneu Entwurf bestehen sowie insbesondere bei den niedrigen Klassen (A, B) strengere Anforderungen eingeführt werden. „Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ (Lfd Nr. 88) „Netzanschlussanfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Angebotslegung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4. 4.1 – geltende Fassung  Hinsichtlich einer unmissverständlichen Interpretation sind hier entsprechende Korrekturen und Anpassungen nötig.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Es sind die Anforderungen der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V seit 27.4.2019 anwendbar und gültig. Diesen Anforderungen unterliegen gemäß Art. 4 Abs. 2 lit b RfG-VO auch Stromerzeugungsanlagen, deren (elektrische) Hauptkomponenten nach dem 17.5.2018 verbindlich bestellt wurden. Das zuständige Ministerium hat der Regulierungsbehörde in diesen Fällen keine Kompetenz gegeben, Stromerzeugungsanlagen als bestehend oder neu zu qualifizieren.  Die Anforderungen aus den TOR gelten nachrangig. Für die Bestimmung der anwendbaren Version der TOR gilt das Datum des Netzanschlusskonzepts bzw. des Vertragsangebots des Netzbetreibers - vgl. Kapitel 2.1 "Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen".</p>
53	Kleinwasserkraft Österreich	88	4.4 Netzanschlussvertrag	<p>Im Kapitel 4 des aktuellen Entwurfes sind einige Verweise auf die bestehenden TOR zu finden. Hier sei allerdings kritisch hingewiesen, dass mehrfach Unterschiede zwischen derzeit geltenden TOR und dem aktuellen TORneu Entwurf bestehen sowie insbesondere bei den niedrigen Klassen (A, B) strengere Anforderungen eingeführt werden. „Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ (Lfd Nr. 88) „Netzanschlussanfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Angebotslegung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4. 4.1 – geltende Fassung  Hinsichtlich einer unmissverständlichen Interpretation sind hier entsprechende Korrekturen und Anpassungen nötig.</p>	abgelehnt	<p>Genau diese Anpassung gegenüber den TOR Teil D4 soll mehr Klarheit bringen: Das "Anschlusskonzept" wird in Punkt 4.3 eingeführt und beschrieben. Das Datum dieses Anschlusskonzepts (oder eben Angebots für den Netzanschlussvertrag) definiert die Anwendbarkeit der jeweiligen Version der TOR. In Punkt 4.4 "Netzanschlussvertrag" wird noch eine Gültigkeitsfrist für ein Anschlusskonzept/Vertragsangebot festgelegt.</p>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
54	Kleinwasserkraft Österreich	69	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	Bezugnehmend auf Lfd. Nr. 69 (Kap. 4.1. Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage) bezieht sich diese Regelung rein auf Erzeugungseinheiten und Speicher. Wir verlangen aufgrund der immer größer werdenden Rolle von „steuerbaren Lasten“ sowie Erzeugung mit gemessener limitierter Einspeisung folgende Erweiterung der Textierung (in fett): „Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, elektrischen steuerbaren Lasten, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten:...“	tlw. angenommen	Folgende Änderung wird in Aussicht gestellt: "Die Maximalkapazität entspricht dann der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbetreiber vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzwirksame Bemessungsleistung)." Daraus ergibt sich bereits, dass eine allfällige Verminderung von Erzeugungsspitzen durch Eigenverbrauch mittels Regelungstechnik berücksichtigt werden kann.
55	Kleinwasserkraft Österreich	177	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Fraglich ist wieso die Anforderungen an FRT-Fähigkeit sowohl für symmetrische als auch für asymmetrische Fehler im Netz abweichend von RfG Anforderungs-V §8(1) auch auf Anlagen Kategorie A anwendbar sind.	abgelehnt	Aufgrund des immer größer werdenden Anteils kleiner Stromerzeugungsanlagen an der gesamten Erzeugungsleistung im Netz zeichnet sich die Notwendigkeit ab, auch Anlagen vom Typ A robuster auszustatten.
56	Kleinwasserkraft Österreich	268ff	Generell	Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung genau dargelegt und begründet werden. Das dient zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen. Für die darüber hinausgehende Bereitstellung von Blindleistung, fordern wir eine finanzielle Abgeltung. Wir sprechen uns für die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits implementiert <sup>1</sup> , aus. Daher ist jetzt die Diskussion über eine Abgeltung der Bereitstellung von Blindleistung bei Erlass und Ausgestaltung der Verordnung zu führen. So kann der Rolle der Kleinwasserkraft nicht nur als reiner Produzent sondern auch als Systemdienstleister in geeigneter Weise Rechnung getragen werden.  1 Vgl. Bletterie Benoit / Kadar Sedam (2017). Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich - Umfeldanalyse und Ist-Situation. AIT - Austrian Institute of Technology.	zur Kenntnis genommen	Der Netzbetreiber kann im Netzanschlussvertrag jene Blindleistungsbereiche und Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung fordern, die in der RfG Anforderungs-V und in den TOR Erzeuger festgelegt wurden bzw. werden. Wir möchten darauf hinweisen, dass die Blindleistungsanforderungen für Typ B und C gegenüber den TOR Teil D4 nicht erhöht wurden. Im Gegenteil, die Auswahl eines vom Standard abweichenden und für den Netzbetreiber kostenintensiveren Blindleistungsbereichs ist nunmehr eine lokal begrenzte Ausnahme und muss vom Netzbetreiber nachvollziehbar und schlüssig begründet werden! Eine Vergütung der Blindleistungsbereitstellung kann erfolgen, wenn Stromerzeugungsanlagen über die in diesem Teil der TOR hinausgehende Q-Fähigkeit aufweisen und dies mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbart wurde.
57	Kleinwasserkraft Österreich	446ff	6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation	Der Bedarf an einem Backupsystemen für über 8 h ist bei kleinen Anlagen (bis 35 MW) überschießend und nicht notwendig. Fällt eine externe Stromversorgung komplett aus und ist keine Inselbetriebsfähigkeit bzw. Schwarzstartfähigkeit gegeben ist die Aufrechterhaltung von Kommunikationseinrichtungen absolut verzichtbar. Die dafür erforderlichen Batteriesysteme stellen für Kleinwasserkraftbetreiber eine signifikante finanzielle Belastung dar. Die Kosten für eine solche Maßnahme sind in keinem Fall verhältnismäßig zu dem (ausbleibenden) Nutzen, der durch diese Maßnahme garantiert werden soll.	tlw. angenommen	Der Zeitraum der Pufferung soll auf 30 Minuten reduziert werden.
58	Kleinwasserkraft Österreich	566ff	8.1 Konformitätsnachweis	Für Anlagen des Typs A und B sollten jedenfalls auch Herstellererklärungen als Nachweis der Konformität akzeptiert werden. Neue Verfahren zur Überprüfung der Anlagen durch Dritte (TÜV etc.) wären ebenfalls eine signifikante finanzielle Belastung für Kleinbetreiber. Grundsätzlich kritisieren wir, dass zum Zeitpunkt der Konsultation des Entwurfs der TORneu die Anforderungen an die zukünftigen Konformitätsnachweise und im Speziellen die Anlagenzertifizierung noch nicht fertig bzw. veröffentlicht und kommuniziert wurden. Es erschwert eine umfassende Einschätzung der nationalen Umsetzung der RfG VO und schafft große Planungsunsicherheit seitens Betreiber und Hersteller.	zur Kenntnis genommen	Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).  Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS in Anlehnung an FGW TR 3). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellererklärungen anerkannt.  Leider ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen Umsetzungsfristen der Netzwerkkodizes vorübergehende Lücken in den Umsetzungsakten. Wir bemühen uns aber, die Informationen in Präsentationen, Informationsveranstaltungen und veröffentlichten Entwürfen rechtzeitig zur Verfügung zu stellen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
59	Kleinwasserkraft Österreich	579	8.1 Konformitätsnachweis	Der in Lfd. Nr. 579 angeführte Begriff einer „ermächtigten Zertifizierungsstelle“ mit Verweis auf die RfG VO bietet einen sehr großen Spielraum für Interpretation und lässt viele Fragen der praktischen Umsetzung des komplexen Prozesses der Zertifizierung offen. Es ist noch völlig unklar, welche Stellen mit der Zertifizierung von Anlagen betraut werden können oder ob und inwiefern bestehende Zertifikate, Messberichte und Herstellernachweise anerkannt werden. Wichtig ist für uns hier daher, dass dem Prinzip eines praxistauglichen und möglichst kosteneffizienten Prozesses und die Rücksichtnahme auf die Besonderheiten der einzelnen Technologien hohe Bedeutung zu kommt. Wir sehen daher die Ausgestaltung in Lfd. Nr. 579 als unzureichend an und fordern die Veröffentlichung von Erläuterungen mit der genauen Ausgestaltung des Anlagenzertifizierungsprozesses unter Einbezug der jeweiligen Verbände und Interessensvertretungen. Eine Endgültige Veröffentlichung der TORneu kann keinesfalls vor Abschluss dieses dringend erforderlichen Klärungsprozesses erfolgen	zur Kenntnis genommen	Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).  Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellererklärungen anerkannt.  "Betriebsmittelbescheinigungen" gem. RfG-VO hingegen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate in DE) stellen eine Alternative zu den o.g. Prüfberichten, Konformitätstests u. -simulationen dar und können nur durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle nach EN ISO/IEC 17065 ausgestellt werden. Betriebsmittelbescheinigungen können optional durch den Netzbetreiber für den Konformitätsnachweis herangezogen werden, sind aber nicht verpflichtend. Mangels veröffentlichter AT-Prüfnormen wird es diese Option für Netzbetreiber ebenfalls erst nach einer Übergangszeit geben.
61	OVE	23	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	Kommentar: Kleinstzeugungsanlagen bleiben in DE und CH auf 0,6 kVA begrenzt, siehe z.B. VDE-AR-N-4105 Pkt. 5.5.3 Eine Erhöhung auf 0,8 kVA wäre damit ein Alleingang, der das mögliche Gefahrenpotenzial in der Hausinstallation um ca. 1A erhöht. Da die 0,8kW Grenze der Typ-A-Generatoren in der nationalen Umsetzung keine Rolle mehr spielt (sowohl in AT, als auch in DE gelten die Anforderungen grundsätzlich einmal ab Null kVA), sollte der 0,6kVA.- Grenzwert belassen werden.  Änderungsvorschlag (wie in TOR D4 bestehend): „Stromerzeugungsanlagen, deren Nennscheinleistung in Summe 0,6kVA nicht übersteigt (Kleinstzeugungsanlagen).“	abgelehnt	Definition in § 7 Z 32a EIWOG: „Kleinstzeugungsanlagen eine oder mehrere Erzeugungsanlagen, deren Engpassleistung in Summe weniger als 0,8 kW pro Anlage eines Netzbetreibers beträgt!“
62	OVE	59	3.2 Verweise auf andere Netzwerkcodizes	Kommentar: Entsprechend (EU) 2017/1485 Artikel 2 (2)b gilt diese Anforderung erst ab Typ B bzw. falls spezielle Kriterien erfüllt sind. Typ A Anlagen sind jedenfalls keine "Signifikanten Netznutzer"  Vorschlag/Änderung: Streichung der Anforderung für Typ A;	tlw. angenommen	Der Verweis auf die SOGL wurde um "Bereitsteller von Redispatch sowie Anbieter von Wirkleistungsreserven" ergänzt, die ja nicht nur auf die Typen B bis D begrenzt sind.
63	OVE	60	3.2 Verweise auf andere Netzwerkcodizes	Kommentar: Entsprechend (EU) 2017/1485 Artikel 2 (2)b gilt diese Anforderung erst ab Typ B bzw. falls spezielle Kriterien erfüllt sind. Typ A Anlagen sind jedenfalls keine "Signifikanten Netznutzer"  Vorschlag/Änderung: Streichung der Anforderung für Typ A;	tlw. angenommen	Der Verweis auf die ER-VO wurde um "Regelreserveanbieter, Anbieter von Redispatch sowie Anbieter von Wirkleistungsreserven" ergänzt, die ja nicht nur auf die Typen B bis D begrenzt sind.
64	OVE	63	3.3 Normative Verweise	Kommentar: Die ÖVE/ÖNORM EN 50438 wurde ab Feb 2019 durch die EN 50549-1 ersetzt.  Vorschlag/Änderung: Streichung des Verweises auf die EN 50438;	angenommen	
65	OVE	64	3.3 Normative Verweise	Kommentar: Seit Februar 2019 durch EN 50549-1/-2 ersetzt.  Vorschlag/Änderung: Korrektur der Verweise; prEN ... prEN ...	angenommen	
66	OVE	64	3.3 Normative Verweise	Kommentar: Die derzeitige Version der VDE V 0126-1-1 2013 verweist auf die alte Version der VDE AR N 4105 von 2011, die nicht mehr aktuell ist und nicht den aktuellen Anforderungen entspricht.  Änderungsvorschlag: Änderung des Verweises auf die aktuell gültige Version VDE AR N 4105:2018-11.	tlw. angenommen	Die Prüfanforderungen für den NA-Schutz werden in VDE 0124-100 „Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz“ beschrieben. Auf diese Prüfnorm wird auch in VDE-AR-N-4105 Vordruck E.6 "Zertifikat für den Netz- u. Anlagenschutz" verwiesen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
67	OVE	104	5.1.2 Frequenzgradienten	Kommentar: Fehlende Definition des Begriffs „Netzausfallschutz“ in TOR Erzeuger; Ist der Netzausfallschutz tatsächlich der „Generatorschutz“ oder ist nicht der „Entkopplungsschutz gemeint? (Das wäre logischer.)  Änderung: Definition des Begriffs in TOR Erzeuger oder in Klammer (Entkopplungsschutz);	angenommen	Es ist wohl der Netzentkopplungsschutz gemeint. Dieser Begriff soll in einer Klammer beigefügt werden.
68	OVE	106	5.1.2 Frequenzgradienten	Kommentar: Fehlende Definition des Begriffs „Netzausfallschutz“ in TOR Erzeuger; Ist der Netzausfallschutz tatsächlich der „Generatorschutz“ oder ist nicht der „Entkopplungsschutz gemeint? (Das wäre logischer.)  Änderung: Definition des Begriffs in TOR Erzeuger oder in Klammer (Entkopplungsschutz);	angenommen	Es ist wohl der Netzentkopplungsschutz gemeint. Dieser Begriff soll in einer Klammer beigefügt werden.
69	OVE	119/120	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	Kommentar: Angabe TE in Abbildung 2 (30 s) stimmt nicht mit der Angabe TE im Text davor (20 s) überein;  Änderung: Angabe TE korrigieren (zB TE<= 30sec in Text und Bild)	angenommen	Grafik wird angepasst.
70	OVE	173/(470)	5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	Kommentar: Streichung der Anforderung für Typ B; Begründung: Die Bereitstellung „synthetischer Schwungmasse“ für Typ B Anlagen ist weder in RfG-VO noch in der RfG Anforderungs-V vorgesehen.; Weiters gibt es derzeit keine einheitliche Definition der Funktion „synthetische Schwungmasse“ und entsprechend keine Technologie am Markt für die Größenordnung der Typ B Anlagen; Dementsprechend ist die Verhältnismäßigkeit für Typ B Anlagen nicht gegeben.  Änderung: 1 Streichung der Anforderungen für Typ B Anlagen; 2 Anwendung der Nr. 172 für Typ B Anlagen	abgelehnt	Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.  Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbutzer und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."
71	OVE	177	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Kommentar: Für Anlagen, bei denen diese Fähigkeit bisher nicht gefordert war, sollte ein Übergangszeitraum von z.B. 6 Monaten gewährt werden, damit etwa auch Lagerbestände aufgearbeitet werden können.  Änderungsvorschlag: Ergänzung: Diese Anforderung gilt spätestens ab dem 1.1.2020.	angenommen	Es soll folgende Fußnote aufgenommen werden: "Für Stromerzeugungseinheiten, die technologiebedingt nicht dazu in der Lage sind, die in diesem Punkt beschriebene FRT-Fähigkeit zur Verfügung zu stellen, gelten diese Anforderungen erst nach einer Übergangsfrist für Anschlusskonzepte bzw. Angebote für Netzanschluss ab 1.7.2020". Das muss dann auch für die geänderten Schutzeinstellungen gelten.
72	OVE	199	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	Kommentar: Diese Anforderung ist im grundlegenden Widerspruch zum 1. Absatz unter Nr. 199 und kann insbesondere in Netzen mit AWE zur unerwünschten Stützung eines Lichtbogens führen.;  Änderungsvorschlag: In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber und dessen ausdrücklicher Zustimmung können nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, die in der Lage sind, bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, einen definierten Betriebspunkt zu halten, abweichend zur obigen Vorgabe die Wirk- und Blindstromeinspeisung mit einer möglichst hohen Genauigkeit aufrechterhalten.	angenommen	Die Ergänzung zur Abstimmung mit dem rel. Netzbetreiber und dessen ausdrücklicher Zustimmung wird übernommen.
73	OVE	200	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	Kommentar: In MS-Netzen mit einer AWE kann die Blindstromeinspeisung zur unerwünschten Stützung eines Lichtbogens führen. Daher sollte auch in diesem Fall die Einstellung der Anlage „ohne Stromeinspeisung“ (=eingeschränkte dynamische Netzstützung) explizit vorgesehen werden.;  Textvorschlag: <del>Alternativ kann von diesen Vorgaben abgewichen werden, sofern es das Schutzkonzept des relevanten Netzbetreibers erfordert.</del> Der relevante Netzbetreiber gibt vor, in welcher Art die Blindstromeinspeisung zu erfolgen hat oder ob keine Stromeinspeisung (eingeschränkte dynamische Netzstützung) erfolgen soll.	angenommen	

Stellnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
74	OVE	262	5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	<p>Kommentar: Das Verhalten bei Leistungen &lt; 0,2 Sr und im Übergang zu größeren Leistungen ist nicht ausreichend definiert, was im Betrieb zu unerwünschten Blindleistungsänderungen und damit verbundene Spannungsänderungen führen kann.</p> <p>Änderungsvorschlag: Im Arbeitsbereich <math>P &lt; 0,2 \text{ Sr}</math> sowie im <u>Übergang zu Leistungen <math>&gt; 0,2 \text{ Sr}</math></u> darf sich das Blindleistungsverhalten der Stromerzeugungsanlage nicht sprunghaft ändern; Ist an der Stromerzeugungsanlage für den Arbeitsbereich <math>P &lt; 0,2 \text{ Sr}</math> ein minimaler <math>\cos \phi</math> einstellbar, wird eine Einstellung des minimalen <math>\cos \phi = 0,4</math> empfohlen.</p>	tlw. angenommen	Das Verhalten bei Leistungen < 0,2 Sr soll näher beschrieben werden. <u>Siehe auch Anhang A3.</u>
75	OVE	373	5.5.2 Zuschaltbedingungen	<p>373 Kommentar: Bei späteren höheren PV-Durchdringungsraten beim Rücksynchronisieren in manchen Fällen (z.B. 5%) zukünftig nicht das Aggregat abschalten zu müssen (Versorgungsunterbrechung), weil die Rücksynchronisation ev. bei wechselnder Last 3 Minuten dauert. Wir plädieren daher für die Beibehaltung der 300s wie dzt. in der TOR D4 und Formulierung als einen Vorgabewert in den Haupttext, damit die Sache auch klar geregelt ist:</p> <p>Änderungsvorschlag: Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe für die Wartezeit macht, <del>wird eine Wartezeit von 60 Sekunden</del> werden folgende Einstellungen empfohlen: - Wartezeit nach einer unbeabsichtigten Trennung aufgrund einer Netzstörung: 300 s - Wartezeit bei sonstiger automatischer Zuschaltung der Stromerzeugungsanlage 60s</p>	zur Kenntnis genommen	Die Stellungnahme bezieht sich auf die RfG Anforderungs-V und nicht auf die TOR. Daher kann dieser Aspekt erst bei einer Änderung dieser Verordnung Berücksichtigung finden.
76	OVE	485	6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz	<p>Kommentar: Es muss sichergestellt werden, dass sämtliche Teile der Schutzeinrichtung die in 5.2.1 festgelegten Anforderungen an das FRT Verhalten der Anlage erfüllen. Ansonsten könnte es bei Fehlern, die eine FRT Fähigkeit erfordern, zu einer ungewollten, vorzeitigen Trennung der Anlage kommen.</p> <p>Änderungsvorschlag: Ergänzung: Sämtliche Komponenten des Netzentkupplungsschutzes sind so auszuwählen, dass die Einhaltung der Anforderungen an das FRT Verhalten nach 5.2.1 gewährleistet wird. Insbesondere ist sicherzustellen, dass es bei Unterspannung zu keiner Fehlfunktion des Entkupplungsschalters kommt.</p>	zur Kenntnis genommen	Die Forderung für das Schutzsystem zur Einhaltung der Anforderungen für FRT ist bereits in 181/182 beschrieben:  <i>"Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die FRT-Fähigkeit nicht gefährden; unbeschadet dessen ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung) vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlage so breit wie möglich festzulegen, soweit der relevante Netzbetreiber gemäß Kapitel 6.3 „Schutzsysteme und -einstellungen“ keine engeren Grenzen für die Einstellungen vorschreibt. Der Netzbetreiber muss die Einstellungen nach diesem Grundsatz begründen."</i>
77	OVE	507	6.3.2.4 Erdschlusschutz (Ue>)	<p>Kommentar: Fehler im Text</p> <p>Änderungsvorschlag: Einstellbereiche: 0 bis 70 % Spannungsverlagerung in einem <del>und</del> Zeitbereich von 0 bis 180 s.</p>	angenommen	
78	OVE	514	6.3.3 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz	<p>Kommentar: Im Fall einer Erzeugungsanlage mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung ist diese Anforderung nicht mehr zutreffend, da diese Anlagen im Fehlerfall keinen Strom einspeisen und daher den Lichtbogen nicht speisen können. Im Sinne der nachhaltigen und möglichst breiten Umsetzung von FRT sollte daher dieser Punkt überarbeitet werden.</p> <p>Änderungsvorschlag: Wenn eine <u>synchrone Stromerzeugungsanlage oder eine nichtsynchrone Anlage, die nicht mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung betrieben wird</u>, an ein Netz angeschlossen ist, welches mit einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) in einem vorgelagerten Netz betrieben wird, müssen Auslöseschwelle und Auslösezeit des Netzentkupplungsschutzes so bemessen sein, dass bei einem Lichtbogenfehler auf dieser Leitung der Lichtbogen in der verbleibenden spannungslosen Pause erlöschen kann und eine genügend lange Entionisationszeit gegeben ist.</p>	angenommen	

Stellnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
79	OVE	517	6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz	<p>Kommentar: Mit einem einstufigen Unterspannungsschutz kann das in 5.2.1 geforderte FRT Verhalten nicht erreicht werden. Darüber hinaus können die unterschiedlichen FRT Anforderungen für synchrone und nichtsynchrone Anlagen nicht in einer Tabelle kombiniert werden.</p> <p>Änderung: 1. Ergänzung eines zweiten Unterspannungsschutzes Ueff&lt;&lt; als erforderliche Grundfunktion 2. Ergänzung einer zweiten Tabelle für nichtsynchrone Anlagen 3. Festsetzung der empfohlenen Einstellungen für nichtsynchrone Anlagen auf Ueff&lt; 0,8 Un/1,5 s; Ueff&lt;&lt; 0,30 Un/0,3 s. Anmerkung: Für diese Anlagen ist in 5.2.2.1 „eingeschränkte dynamische Netzstützung“ (d.h. keine Stromspeisung während des Fehlers) als Verhalten gefordert. Damit wird sichergestellt, dass eine AWE nicht beeinflusst wird. 4. Festsetzung der empfohlenen Einstellungen für synchrone Anlagen auf Ueff&lt; 0,8 Un/ 0,2 s; Ueff&lt;&lt; 0,30 Un/0,2 s (unverzögert) Anmerkung: Diese Einstellungen stellen sicher, dass es in Netzen mit einer AWE zu keiner Beeinflussung kommt. Ergänzung Fußnote: Bei Bedarf an vollständiger dynamischer Netzstützung sind längere Einstellzeiten erforderlich.</p>	angenommen	
80	OVE	517	6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz	Ergänzung einer Tabelle für nichtsynchrone Anlagen (siehe Dokument 20190405 TOR Erzeuger V1.0 Gesamtdokument - Edit 190503.docx)	angenommen	
81	OVE	518	6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz	<p>Kommentar 1: Mit den derzeit festgelegten Funktionen bzw. Einstellwerten kann das in 5.2.1 geforderte FRT Verhalten nicht erreicht werden und die Anlagen würden im Fehlerfall bereits frühzeitig vom Netz getrennt.</p> <p>Änderung: 1. Ergänzung eines Unterspannungsschutzes Ueff&lt;&lt; 2. Änderungen der Einstellwerte wie folgt: Ueff&lt; 0,8 Un/ 1,5 s; Ueff&lt;&lt; 0,30 Un/0,3 s. 3. Streichung der Fußnote 25 (FRT Verhalten ist nach 5.2.1 grundsätzlich gefordert)</p> <p>Kommentar 2: Nach 6.3.1 ist eine „selbsttätig wirkende Freischaltstelle“ nur für Anlagen bis 30 kVA zulässig. Dementsprechend ist diese Anforderung für Typ B Anlagen nicht relevant. Änderung: Streichung der Anforderung für Typ B.</p>	angenommen	
82	OVE	520	6.3.3.2 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz	<p>Kommentar: Mit den empfohlenen Schutzeinstellwerten kann das in 5.2.1 geforderte FRT Verhalten nicht erreicht werden. Darüber hinaus können die unterschiedlichen FRT Anforderungen für synchrone und nichtsynchrone Anlagen nicht in einer Tabelle kombiniert werden.</p> <p>Änderung: 1. Ergänzung einer zweiten Tabelle für nichtsynchrone Anlagen 2. Festsetzung der empfohlenen Einstellungen für nichtsynchrone Anlagen auf Ueff&lt; 0,8 Un/1,5 s; Ueff&lt;&lt; 0,30 Un/0,3 s, falls die Anlage für eingeschränkt dynamische Netzstützung einstellt ist.</p>	angenommen	
83	OVE	520	6.3.3.2 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz	Ergänzung einer Tabelle für nichtsynchrone Anlagen (siehe Dokument 20190405 TOR Erzeuger V1.0 Gesamtdokument - Edit 190503.docx)	angenommen	
84	OVE	567	8.1 Konformitätsnachweis	<p>Kommentar: Anlagen mit integrierter selbsttätig wirkender Freischaltstelle (wie z.B. PV Wechselrichter) werden als gesamte Einheit typgeprüft. Ein entsprechender Prüfbericht für die Freischaltstelle als Teil der Anlage ist unter Nr. 572 gefordert.</p> <p>Änderungsvorschlag: Ergänzung: ausgenommen Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle.</p>	zur Kenntnis genommen	Das stimmt und die Ergänzung wäre eine Möglichkeit. Aber lfd. Nr. 567 gilt für alle Größenklassen - ein allfälliger Zusatz nur für kleine Anlagen im NS-Netz. Wir könnten lfd. Nr. 572 zu den verpflichtenden Nachweisen umgruppieren?

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
85	OVE	571	8.1 Konformitätsnachweis	<p>Kommentar: Die CE-Erklärungen von Geräten mit Funk, haben keine Verweise (dürfen keine haben) auf die 61000er Serie.</p> <p>Änderungsvorschlag: (bei Bedarf zusätzlich EN 61000...)</p>	angenommen	
86	OVE	572	8.1 Konformitätsnachweis	<p>Kommentar: Die derzeitige Version der VDE V 0126-1-1 enthält nicht alle Schutzfunktionen, die in der vorliegenden TOR Erzeuger enthalten sind. Daher kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Gültigkeit gegeben ist.</p> <p>Änderungsvorschlag: Alternativer Verweis auf die VDE AR N 4105:2018-11: Ein NA-Schutz nach VDE AR-N 4105:2018-11 gilt ebenfalls als selbsttätig wirkende Freischaltstelle im Sinne dieses Teils der TOR, sofern die Einhaltung der Schutzfunktionen und Einstellwerte dieses Teils der TOR von einer Elektrofachkraft bestätigt wurde.</p>	angenommen	
87	OVE	573	8.1 Konformitätsnachweis	<p>Kommentar 1: Die Details der „Befähigung“ sind derzeit nicht festgelegt bzw. ist der Text nicht klar formuliert. Im Gegensatz zur Nr. 567 sind höhere Anforderungen durch die Komplexität der Prüfverfahren und Prüfumgebungen nach OVE R25 gegeben, deren Erfüllung nur durch ein für diesen Fachbereich akkreditiertes Prüflabor gewährleistet werden kann. (vgl. auch Anforderungen in VDE AR N 4105 Abschnitt 9)</p> <p>Änderungsvorschlag: Für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene: Prüfberichte gemäß ÖVE-Richtlinie R 25 einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle.</p> <p>Kommentar zur Fußnote 31: Eine Herstellererklärung ist kein gleichwertiger Ersatz zu einem Prüfbericht einer unabhängigen Prüfstelle und kann nur als Übergangslösung akzeptiert werden.</p> <p>Änderungsvorschlag für die Fußnote 31: Bis inkl. 30.6.2020 sind Herstellererklärungen zur Erfüllung der Anforderungen nach der TOR Erzeuger, die zusätzlich eine Dokumentation des Setups mit den vorgeschriebenen Ländereinstellungen gemäß Anhang A3 enthalten, ausreichend.</p>	angenommen	
88	OVE	579	8.1 Konformitätsnachweis	<p>Kommentar: Wie muss diese Betriebsmittelbescheinigung im österreichischen Fall konkret aussehen? Würde diese dann auf einem Prüfbericht entsprechend R25 basieren?</p> <p>Änderungsvorschlag: Details der Betriebsmittelbescheinigung konkretisieren. Dies kann beispielsweise auf Basis der Muster in VDE AR N 4105 E.5 und E.6 erfolgen</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Bei der Betriebsmittelbescheinigung handelt es sich im Grunde um ein „Einheitenzertifikat“ (Begriff aus DE), welches von einer Zertifizierungsstelle ausgestellt wird, die nach EN ISO 17065 akkreditiert ist. Die Betriebsmittelbescheinigung („Einheitenzertifikat“) muss die Einhaltung der Anforderungen der TOR bestätigen und kann alternativ zu Konformitätstests u. –simulationen herangezogen werden. Der Aufbau der Betriebsmittelbescheinigung ist definitiv komplexer und umfasst – neben Simulationsergebnissen – auch Prüfberichte von akkreditierten Prüflabors.</p> <p>Zertifizierungsstellen können natürlich auch Betriebsmittelbescheinigungen (Einheitenzertifikate) für AT ausstellen, es muss dann aber eine Bestätigung geben, dass z.B. für Typ A nach R25 geprüft wurde und die TOR eingehalten werden; bei Typ B/C/D (MS, HS) müssen noch Prüfvorschriften und -kriterien für AT erarbeitet werden; auch hier müsste dann in Betriebsmittelbescheinigungen entsprechend bestätigt werden, dass diese Prüfvorschriften und die TOR eingehalten werden.</p>

Stellnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
89	OVE	652	A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen	<p>Kommentar: Über Empfehlung AIT soll eine Zusammenfassung der Einstellparameter angeboten werden, um für Planer und Hersteller in übersichtlicher Form die Umsetzung zu erleichtern (obwohl es eine Wiederholung von im Text verstreuten Inhalten ist). Erfahrungsgemäß wird dadurch die Aussicht auf fehlerfreie Umsetzung deutlich erhöht.</p> <p>Änderungsvorschlag: Anhang A3 auf Basis des Letztstands der AG im Dokument aktualisiert. (siehe 654 NEU)</p>	abgelehnt	Vorschlag: Um Redundanzen in den TOR zu vermeiden, können die Einstellwerte (Anhang A3) in die TAEV aufgenommen werden.
90	OVE	654	A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen	Überarbeiteter Textvorschlag für Anhang A3 (siehe 20190405 TOR Erzeuger V1.0 Gesamtdokument - Edit 190503.docx)	abgelehnt	Vorschlag: Um Redundanzen in den TOR zu vermeiden, können die Einstellwerte (Anhang A3) in die TAEV aufgenommen werden.
91	OVE	488	6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz	Anstatt der EN 1 Teil 4 § 53 bitte die E 8101-5-551 bzw. -7-717 benennen.	tlw. angenommen	Die EN 1 Teil 4 § 53 ist gem. ETV 2002 noch geltendes Recht. Eine Ergänzung wird aufgenommen.
92	Püspök Group	19ff	1 Begriffe und Abkürzungen	<p><u>Originaltext:</u> "In diesem Teil der TOR werden folgende Abkürzungen verwendet: AVR Automatic Voltage Regulator [...]"</p> <p><u>Stellungnahme:</u> Die in diesem Teil der TOR abgebildeten Begriffe werden durchgängig im gesamten Dokument als entsprechende Abkürzungen verwendet. Allerdings sind die reinen Abkürzungserläuterungen aus unserer Sicht unzureichend. Wir fordern daher bereits in Kapitel 1 eine eindeutige nachvollziehbare Definition der Begriffe. Dadurch wird verhindert, dass durch unterschiedliche Begriffsinterpretationen seitens unterschiedlicher Stakeholder, Unstimmigkeiten in der Auslegung und Lesart der TOR entstehen.</p>	angenommen	Die Begriffsdefinitionen aus Art. 2 der RfG-VO gelten prioritär. Eine Einbindung und Überleitung dieser Begriffe wurde z.B. in die Fußnoten 1-4 sowie in Punkt 4.1 aufgenommen. Eine Aufnahme dieser Begriffe in eine neue Version der TOR Teil A "Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis" soll zeitnah oder zeitgleich mit der Veröffentlichung der TOR Erzeuger erfolgen.
93	Püspök Group	26	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	<p><u>Originaltext:</u> Dieser Teil der TOR gilt für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten bestehenden Stromerzeugungsanlagen vom Typ D an Übertragungs- und Verteilernetzen. Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität Pmax ab 50 MW oder einem Netzanschlusspunkt mit einer Nennspannung von mindestens 110 kV sind gemäß RfG Schwellenwert-V als Typ D eingestuft.</p> <p><u>Stellungnahme:</u> Schon in der ersten Ausbauphase von Windenergie im Jahre 2003 wurden die Windkraftanlagenbetreiber besonders im Burgenland dazu angehalten, die durch Austrian Wind Power GmbH („AWP“) bzw. nachfolgend Energie Burgenland Windkraft GmbH („EBW“) neu zu errichtenden Umspannwerke im Sinne einer Risikogemeinschaft der Windkraftanlagenbetreiber zu finanzieren. Die Eigentumsgränze zwischen der Windkraftanlageninfrastruktur des jeweiligen Windkraftanlagenbetreibers und dem Eigentum der AWP bzw. EBW bilden die abgangsseitigen Kabelstecker der 30 kV-Abzweige im jeweiligen Umspannwerk. Diese Entscheidung wurde vom damaligen Energieversorger – BEWAG - mit der Begründung getroffen, dass sämtliche Anschlusskosten, die durch den Ausbau von Windenergie verursacht werden, nicht zu Lasten des Endkunden gehen sollen. Das Burgenland gehört zu jenen Bundesländern Österreichs, welches die Windenergieanlagen gemäß Netzzugangsvertrag mit dem Netzanschlusspunkt 110 kV verbindet. Somit sind alle Netzzugangsverträge und werden zukünftig alle Netzzugangsverträge immer auf die 3. Spannungsebene (110 kV) ausgestellt. Gemäß dem aktuellen Entwurf der TOR fallen somit alle Windenergieanlagen, die nunmehr in der 3. Ausbauphase im Burgenland gebaut werden, in den Typ D hinein. Für den zukünftigen Ausbau der Windkraft ist ein solches Szenario auch in anderen Bundesländern möglich. Durch die Einstufung der Windenergieanlagen in Typ D werden z.B. die burgenländischen Windkraftanlagenbetreiber gegenüber den anderen Betreibern aus anderen Bundesländern (z.B. Niederösterreich) folgeschwer benachteiligt. Nicht nur das Erreichen der Betriebsparameter und die Regelungsmöglichkeiten der einzelnen Windkraftanlagen führen zu höheren Investitionskosten, sondern dann auch die Erteilung der Betriebslizenzen, die vom Netzbetreiber vorgenommen werden müssen. Nach Analyse des derzeitigen Konsultationsentwurfs der TOR besteht die Gefahr, dass die Kosten für eine endgültige Betriebslizenzen, die vom Netzbetreiber zu erteilen ist, für den Typ D (auch wenn der Windpark leistungsmäßig nicht in diese Kategorie fallen würde) die Wirtschaftlichkeit von aktuellen und erst recht von zukünftigen Projekten</p>	zur Kenntnis genommen	Wir empfehlen für kostenintensive Anforderungen mit eventuell beschränktem Nutzen ein Freistellungsverfahren nach Art 60ff RfG-VO zu erwägen. Zielführend wäre die Beantragung einer Gruppenfreistellung durch mehrerere (mögliche) Eigentümer oder durch die relevanten Netzbetreiber. Wir möchten Sie an dieser Stelle auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellungen unter <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> verweisen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
94	Püspök Group	50	2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	<p><u>Stellungnahme:</u> Der Zeitraum bis zur endgültigen Anwendbarkeit der RfG VO (27.4.2019) und der Ausgestaltung einer nationalen Umsetzung im Rahmen der TORneu war sowohl für Betreiber als auch für Hersteller von hoher Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Planung zukünftiger Projekte geprägt. Zwar wurde vermehrt auf die Gültigkeit der derzeit bestehenden TOR sowie der RfG VO hingewiesen, allerdings zeigen sich bei Analyse des aktuellen Entwurfs der TORneu doch signifikante Änderungen. Diese Änderungen treffen die Betreiber und Hersteller unverschuldet und konnten in keiner Weise vorhergesehen werden.</p> <p>Wir fordern daher, um unnötige Mehrkosten und kostspielige Umplanungen zu vermeiden, weiterhin die Anwendung der alten bestehenden TOR für alle bestellten Windkraftanlagen bis Stichtag 27.4.2019, beziehungsweise eine Ausweitung der Freistellungen von Bestimmungen der RfG VO und TORneu.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Es sind die Anforderungen der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V seit 27.4.2019 anwendbar und gültig. Diesen Anforderungen unterliegen gemäß Art. 4 Abs. 2 lit b RfG-VO auch Stromerzeugungsanlagen, deren (elektrische) Hauptkomponenten nach dem 17.5.2018 verbindlich bestellt wurden. Das zuständige Ministerium hat der Regulierungsbehörde in diesen Fällen keine Kompetenz gegeben, Stromerzeugungsanlagen als bestehend oder neu zu qualifizieren.</p> <p>Die Anforderungen aus den TOR gelten nachrangig. Für die Bestimmung der anwendbaren Version der TOR gilt das Datum des Netzanschlusskonzepts bzw. des Vertragsangebots des Netzbetreibers - vgl. Kapitel 2.1 "Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen".</p>
95	Püspök Group	88	4.4 Netzanschlussvertrag	<p><u>Stellungnahme:</u> Im aktuellen Entwurf der TORneu finden sich zahlreiche Verweise auf die bestehenden TOR. Hier sei allerdings kritisch hingewiesen, dass mehrfach Unterschiede zwischen Originaltext der bestehenden TOR und dem aktuellen TORneu Entwurf bestehen. Z.B. „Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4 4.1 – Verweis in TORneu (Lfd Nr. 88) „Netzanschlussanfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Angebotslegung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4. 4.1 - Original Hinsichtlich einer unmissverständlichen Interpretation sind hier entsprechende Korrekturen und Anpassungen nötig. Bezugnehmend auf Lfd. Nr. 69 (Kap. 4.1. Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage) bezieht sich diese Regelung rein auf Erzeugungseinheiten und Speicher. Wir verlangen aufgrund der immer größer werdenden Rolle von „steuerbaren Lasten“ sowie Erzeugung mit gemessener limitierter Einspeisung folgende Erweiterung der Textierung (in fett): „Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, <b>elektrischen steuerbaren Lasten</b>, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten:..."</p>	abgelehnt	<p>Genau diese Anpassung gegenüber den TOR Teil D4 soll mehr Klarheit bringen: Das "Anschlusskonzept" wird in Punkt 4.3 eingeführt und beschrieben. Das Datum dieses Anschlusskonzepts (oder eben Angebots für den Netzanschlussvertrag) definiert die Anwendbarkeit der jeweiligen Version der TOR. In Punkt 4.4 "Netzanschlussvertrag" wird noch eine Gültigkeitsfrist für ein Anschlusskonzept/Vertragsangebot festgelegt.</p>
95,1	Püspök Group	69	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	<p>„Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, <b>elektrischen steuerbaren Lasten</b>, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten:..."</p>	tlw. angenommen	<p>Folgende Änderung wird in Aussicht gestellt: "Die Maximalkapazität entspricht dann der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbetreiber vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzwirksame Bemessungsleistung)." Daraus ergibt sich bereits, dass eine allfällige Verminderung von Erzeugungsspitzen durch Eigenverbrauch mittels Regelungstechnik berücksichtigt werden kann.</p>
96	Püspök Group	115/120	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	<p><u>Stellungnahme:</u> Mit Verweis auf die RfG VO 13 (2) e wird verlangt: „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 Netzbetreiber die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen.“</p> <p>Vergleicht man diese Anforderung mit der zugehörigen Abbildung 2 (Lfd. Nr. 120) ist der Übergang der zwischen <math>T_{\text{Verzögerung}}</math>, <math>T_A</math> und <math>T_E</math> falsch eingezeichnet. Hier bedarf es einer korrekten Darstellung der Symbolpfeile, welche mit den Vorgaben aus der RfG VO kompatibel sind. Pfeilanfang von <math>T_A</math> und <math>T_E</math> beginnt mit Pfeilende von <math>T_{\text{Verzögerung}}</math></p>	tlw. angenommen	<p>Grafik wird angepasst.</p>
97	Püspök Group	146	5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	<p><u>Stellungnahme:</u> Mit Verweis auf die RfG-VO 15 (2) c) iii) wird verlangt: „die Aktivierung der Wirkleistungsanpassung durch die Stromerzeugungsanlage darf nicht unangemessen verzögert werden. Beträgt die Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Netzbetreiber dies gegenüber dem relevanten ÜNB begründen.“</p> <p>Vergleicht man diese Anforderung mit der zugehörigen Abbildung 6 (Lfd. Nr. 146) ist der Übergang der zwischen <math>T_{\text{Verzögerung}}</math>, <math>T_A</math> und <math>T_E</math> falsch eingezeichnet. Hier bedarf es einer korrekten Darstellung der Symbolpfeile, welche mit den Vorgaben aus der RfG VO kompatibel sind. Pfeilanfang von <math>T_A</math> und <math>T_E</math> beginnt mit Pfeilende von <math>T_{\text{Verzögerung}}</math>.</p>	tlw. angenommen	<p>Die kurze anfängliche Zeitverzögerung der Aktivierung (max. 2 Sekunden) ist gültig für ALLE Anlagentypen (siehe RfG-VO) Bei nichtsynchrone Anlagen wird davon ausgegangen, dass die Verzögerungszeit wesentlich kleiner als 2 s ist und somit eine Anschlagzeit von 2 s erreicht werden kann (siehe ENTSO-IGDs).</p>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
98	Püspök Group	145	5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	<p><u>Originaltext:</u> "Folgende Regelzeiten werden für Windenergieanlagen empfohlen: - <math>TA \leq 5</math> s für eine Wirkleistungserhöhung von 20 % <math>P_{max}</math>, sofern sich [...]"</p> <p><u>Stellungnahme:</u> Aus dieser Anforderung geht hervor, dass der Betreiber im Rahmen des Netzzugangsvertrages zu einer Leistungsvorhaltung (gedrosselte Fahrweise laufend bis zu 20%) der Energieerzeugungsanlage verpflichtet wird.</p> <p>Dazu kommt, dass diese Systemdienstleistung in keiner Weise abgegolten wird und somit wirtschaftlich immense Verluste entstehen. Erste Berechnungen von Windkraftanlagenbetreibern gehen von Ertragsverlusten (bei einer Windkraftanlage mit 5 MW Nennleistung) von mehreren hunderttausend Euro pro Jahr und Windkraftanlage und zusätzlichen Investitionskosten von rund einer Million Euro pro Windkraftanlage aus.</p> <p>Sollte die Leistungsvorhaltung gem. LFSM-U (lfd. Nr. 145 ff TOR neu Originaldokument V1.0) für die Windenergie im Burgenland, aufgrund der bereits erläuterten Einstufung als Typ D aufgrund des Netzanschlusses auf der 110 kV-Ebene, zum Tragen kommen und diese Handhabung auch in anderen Bundesländern übernommen werden, sinken die Einnahmen so stark, dass neue Windenergieprojekte wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sind.</p> <p>Eine ständige Leistungsvorhaltung ist nur bei jenen Erzeugungsanlagen sinnvoll möglich, wenn die Maximalkapazität nicht der Bemessungsleistung der Stromerzeugungsanlage entspricht. Aufgrund der Verfügbarkeit der Primärenergiequelle kann der LFSM-U Modus nur mit Erreichen der Maximalkapazität aktiviert werden.</p> <p><u>Alternativtext:</u> Folgende Regelzeiten werden für Windenergieanlagen empfohlen: - <math>TA \leq 5</math> s für eine Wirkleistungserhöhung von 20 % <math>P_{max}</math> <b>abhängig von der Verfügbarkeit der Primärenergiequelle</b>, sofern die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus <b>100% <math>P_{max}</math> ist und <math>P_{max}</math> nicht der Bemessungsnennleistung der Stromerzeugungsanlage entspricht</b>; falls die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus <b>&lt;100% <math>P_{max}</math> beträgt</b>, soll die Stromerzeugungsanlage eine Wirkleistungserhöhung, <b>abhängig von der Verfügbarkeit der Primärenergiequelle</b>, so schnell wie technisch möglich umsetzen."</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Diese Interpretation ist nicht korrekt.</p> <p>Es kann eine Fußnote aufgenommen werden, z.B. "Die Wirkleistungsanpassung ist nur im Rahmen der technischen und betrieblichen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage vorgesehen (z.B. wenn die Wirkleistung aus Marktgründen reduziert wurde und der entsprechende Primärenergieträger verfügbar ist). Eine permanente Leistungsvorhaltung für den LFSM-U-Modus ist nicht erforderlich."</p>
99	Püspök Group	171	5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	<p><u>Stellungnahme:</u> Die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse stellt eine wichtige und relevante Systemdienstleistung dar. Die Textierung im Entwurf der TORneu bleibt an dieser Stelle sehr unkonkret, sodass zukünftig mit hohen Kosten und unklaren Anforderungen bzgl. Nachrüstungen zu rechnen ist. Bei dieser sehr allgemeinen Formulierung wird dem Netzbetreiber viel Spielraum gegeben, eine solche „Kann- Anforderung“ im Netzzugangsvertrag zur Bedingung zu machen. Daher hat hier einer Kosten – Nutzen-Analyse besonderes Augenmerk zu geben. Weiters verlangen wir eine Anpassung der Textierung ähnlich dem Bereich „Schwarzstartfähigkeit“ Lfd. Nr. 379 - 381. Zusätzlich sollte der Passus ergänzt werden:“ Sofern die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse unentgeltlich zu erfolgen hat, ist von dieser Anforderung bei negativer Kosten - Nutzenanalyse abzusehen.“</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.</p> <p>Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."</p>
100	Püspök Group	242	5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	<p><u>Stellungnahme:</u> Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung genau dargelegt und begründet werden. Das dient zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen. Für die darüber hinausgehende Bereitstellung von Blindleistung, fordern wir eine finanzielle Abgeltung. Wir sprechen uns für die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits implementiert, aus. Daher ist jetzt die Diskussion über eine Abgeltung der Bereitstellung von Blindleistung bei Erlass und Ausgestaltung der Richtlinie zu führen. So kann der zukünftigen Rolle der Windkraft nicht nur als reiner Produzent sondern auch als Systemdienstleister in geeigneterer Weise Rechnung getragen werden.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Der Netzbetreiber kann im Netzanschlussvertrag jene Blindleistungsbereiche und Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung fordern, die in der RfG Anforderungs-V und in den TOR Erzeuger festgelegt wurden bzw. werden. Wir möchten darauf hinweisen, dass die Blindleistungsanforderungen für Typ B und C gegenüber den TOR Teil D4 nicht erhöht wurden. Im Gegenteil, die Auswahl eines vom Standard abweichenden und für den Netzbetreiber kostenintensiveren Blindleistungsbereichs ist nunmehr eine lokal begrenzte Ausnahme und muss vom Netzbetreiber nachvollziehbar und schlüssig begründet werden! Eine Vergütung der Blindleistungsbereitstellung kann erfolgen, wenn Stromerzeugungsanlagen über die in diesem Teil der TOR hinausgehende Q-Fähigkeit aufweisen und dies mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbart wurde.</p>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
101	Püspök Group	526ff	7 Betriebserlaubnisverfahren	<p><u>Stellungnahme:</u> Wir kritisieren allgemein, dass im Typ D keinerlei Unterscheidung nach Technologien mit ihren unterschiedlichen Charakteristika gemacht wurde. So werden beispielsweise Windkraftanlagen genauso behandelt wie z.B. Gas - oder Wasserkraftwerke, welche nach individuellen Vorgaben geplant und errichtet werden. Daraus resultierend entstehen für zukünftige Windparks überbordende und die Wirtschaftlichkeit von Projekten bedrohende Anforderungen hinsichtlich der Betriebserlaubnis und der Anlagenzertifizierung. Wir begrüßen grundsätzlich die Erarbeitung eines einheitlichen Prozesses des Betriebserlaubnisverfahrens. Allerdings müssen sich diese an die technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten der Technologien orientieren. Eine Diskriminierung der Windkraft gegenüber anderen Technologien lehnen wir entschieden ab.</p> <p>Wir verlangen daher, dass in solchen Fällen großzügig vom Artikel 61 - 63 RfG VO Gebrauch gemacht werden kann, um durch die Gewährung von Freistellungen ungerechtfertigte Kosten im Zuge der Betriebserlaubnis und Zertifizierung vermeiden zu können.</p>	zur Kenntnis genommen	Wir empfehlen für kostenintensive Anforderungen mit eventuell beschränktem Nutzen ein Freistellungsverfahren nach Art 60ff RfG-VO zu erwägen. Zielführend wäre die Beantragung einer Gruppenfreistellung durch mehrere (mögliche) Eigentümer oder durch die relevanten Netzbetreiber. Wir möchten Sie an dieser Stelle auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellungen unter <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> verweisen.
102	Püspök Group	579	8.1 Konformitätsnachweis	<p><u>Stellungnahme:</u> Grundsätzlich kritisieren wir, dass zum Zeitpunkt der Konsultation des Entwurfs der TORneu die Anforderungen an die zukünftigen Konformitätsnachweise und im speziellen die Anlagenzertifizierung noch nicht fertig bzw. veröffentlicht und kommuniziert wurden. Es erschwert eine umfassende Einschätzung der nationalen Umsetzung der RfG VO und schafft große Planungsunsicherheit seitens Betreiber und Hersteller.</p> <p>Der in Lfd. Nr. 579 angeführte Begriff einer „ermächtigten Zertifizierungsstelle“ mit Verweis auf die RfG VO bietet einen sehr großen Spielraum für Interpretation und lässt viele Fragen der praktischen Umsetzung des komplexen Prozesses der Zertifizierung offen. Es ist noch völlig unklar, welche Stellen mit der Zertifizierung von Anlagen betraut werden können oder ob und inwiefern bestehende Zertifikate, Messberichte und Herstellernachweise anerkannt werden. Wichtig ist für uns hier daher, dass dem Prinzip eines praxistauglichen und möglichst kosteneffizienten Prozesses und die Rücksichtnahme auf die Besonderheiten der einzelnen Technologien hohe Bedeutung zu kommt.</p> <p>Wir sehen daher die Ausgestaltung in Lfd. Nr. 579 als unzureichend an und fordern die Veröffentlichung von Erläuterungen mit der genauen Ausgestaltung des Anlagenzertifizierungsprozesses unter Einbezug der jeweiligen Verbände und Interessensvertretungen. Eine Endgültige Veröffentlichung der TORneu kann keinesfalls vor Abschluss dieses dringend erforderlichen Klärungsprozesses erfolgen.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).</p> <p>Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellerklärungen anerkannt.</p> <p>„Betriebsmittelbescheinigungen“ gem. RfG-VO hingegen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate in DE) stellen eine Alternative zu den o.g. Prüfberichten, Konformitätstests u. -simulationen dar und können nur durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle nach EN ISO/IEC 17065 ausgestellt werden. Betriebsmittelbescheinigungen können optional durch den Netzbetreiber für den Konformitätsnachweis herangezogen werden, sind aber nicht verpflichtend. Mangels veröffentlichter AT-Prüfnormen wird es diese Option für Netzbetreiber ebenfalls erst nach einer Übergangszeit geben.</p>
103	PV-Austria		Generell	Grundsätzlich sind Netzbetreiber spezifische Vorgaben kritisch zu sehen, da es zu einer Vielzahl unterschiedlicher Vorgaben kommen kann die wiederum schwer zu handhaben sind.	zur Kenntnis genommen	
104	PV-Austria	2	Generell	Wie bereits bei der Konsultation der RfG Schwellenwert VO angemerkt ist die Einstufung des Typ A aus unserer Sicht zu eng gewählt und eine Verschlechterung des Status der EU-Vorgaben (hier wäre Grenze 1MW). Diese Vorgabe passt nicht zu Erleichterungen in der Bürokratie und dem Ziel der Bundesregierung eine Entbürokratisierung für EE zu schaffen. Entsprechend ist eine weitere Unterteilung der Typ A Anlage notwendig - Sinnvoll wäre hier eine Zwischengrenze bei 35,00 kVA.	zur Kenntnis genommen	Die Schwellenwerte wurden mit der RfG Schwellenwert-V festgelegt und sind nicht Gegenstand dieser Konsultation.
105	PV-Austria	8	Einleitung	Das Inkrafttreten der TOR Erzeuger sollte mindestens 3, besser 6 Monate NACH deren Veröffentlichungsdatum sein, um bereits errichtete, aber noch nicht in Betrieb befindliche PV Anlagen nicht unverzüglich (rechtlich) sanierungsbedürftig zu machen. Sämtliche vom Gesetz betroffenen Stakeholder wie Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, E-Control sollten ausreichend Zeit haben, um die technischen Auslegungen an die neuen Regeln anzupassen. Daher ist folgende Ergänzung notwendig: Während einer Übergangsfrist (von 6 Monaten) ist es erlaubt, Anlagen sowohl nach der TOR Erzeuger, als auch nach TOR D4 und RfG VO zu errichten und in Betrieb zu nehmen.	tlw. angenommen	Die Anwendbarkeit der Bestimmungen in der RfG-VO und RfG Anforderungs-V ist durch Art 72 IVm Art 4 Abs 2 RfG-VO bestimmt. In die TOR Erzeuger sollen dort Übergangsfristen aufgenommen werden, wo sie aufgrund der Stellungnahmen erforderlich scheinen, z.B. Konformitätsnachweise, FRT in der NS-Ebene
106	PV-Austria	12	Einleitung	Eine Bewertung der TOR Erzeuger ist schwierig wenn SOGL noch nicht bekannt ist.	zur Kenntnis genommen	<p>Dies entsteht leider durch die unterschiedlichen Umsetzungsfristen der Netzwerkkodizes.</p> <p>SOGL: Die ÜNB Austrian Power Grid AG (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) haben bereits mit den relevanten VNB einen gemeinsamen Vorschlag zur Umsetzung des Datenaustauschs in Österreich gemäß Art. 40 (5) der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) erstellt.</p> <p>Dieser gemeinsame Vorschlag muss nach Artikel 6 (4) b SO GL der Regulierungsbehörde E-Control zur Genehmigung vorgelegt werden, was durch eine SOGL Datenaustausch-V mit eigener Begutachtung erfolgen soll. Der Vorschlag (siehe <a href="https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL">https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL</a>) dient daher lediglich der Information der Marktteilnehmer und ist in keiner Weise rechtlich bindend.</p>
107	PV-Austria	13	Einleitung	Wie lautet eine schlüssige Formulierung - wird diese von öffentlicher Stelle nochmals überprüft um etwaige "Willkür" zu vermeiden?	zur Kenntnis genommen	<p>Allfällige zusätzliche (individuelle) Anforderungen sind</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- nachvollziehbar und schlüssig zu begründen</li> <li>- dürfen übergeordneten Rechtsakten (RfG-VO, RfG Anforderungs-V,...O) nicht widersprechen</li> <li>- unter Beachtung der aufsichtsrechtlichen Aspekte gemäß Art. 7 Abs. 3 RfG-VO zu erstellen.</li> </ul>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
108	PV-Austria	13	Einleitung	Technischen Besonderheiten müssen öffentlich und leicht zugänglich gemacht werden damit Anlagenerrichter rechtzeitig über die spezifische Anforderungen bescheid wissen und in Planungen beachten können.	zur Kenntnis genommen	
109	PV-Austria	16	1 Begriffe und Abkürzungen	Die "TOR Begriffe" fehlen im Begutachtungstext - Damit ist eine Begutachtung des Entwurfs der TOR Erzeuger nur begrenzt möglich und lässt jede Menge Interpretationsspielraum. Eindeutige Begriffsdefinition für spätere Arbeiten notwendig um Klarheit bei allen Beteiligten zu schaffen.	angenommen	Die Begriffsdefinitionen aus Art. 2 der RfG-VO gelten prioritär. Eine Einbindung und Überleitung dieser Begriffe wurde z.B. in die Fußnoten 1-4 sowie in Punkt 4.1 aufgenommen. Eine Aufnahme dieser Begriffe in eine neue Version der TOR Teil A "Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis" soll zeitnah oder zeitgleich mit der Veröffentlichung der TOR Erzeuger erfolgen.
110	PV-Austria	19	1 Begriffe und Abkürzungen	Automatic Voltage Regulator: Begriff ist nicht bekannt	angenommen	"Automatischer Spannungsregler" wird ergänzt.
111	PV-Austria	22	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	Ein fixes Datum ohne Übergangszeit in welcher sowohl die alte als auch die neue Regelung erlaubt ist, ist in der Praxis unmöglich umzusetzen. Daher ist folgende Ergänzung notwendig: Während einer Übergangsfrist (von 6 Monaten) ist es erlaubt, Anlagen sowohl nach der TOR Erzeuger, als auch nach TOR D4 und RfG VO zu errichten und in Betrieb zu nehmen.	zur Kenntnis genommen	Die Rechtssicherheit und der Bestandsschutz in der Planung ergibt sich aufgrund des Anschlusskonzepts (der Anschlusszusage) bzw. des Angebots für den Netzanschluss seitens des Netzbetreibers. Mit dessen Ausstellung ist auch die anzuwendende Version der TOR bestimmt. Allfällige Übergangszeiten können durch eine Frist zwischen Veröffentlichung und Inkrafttreten der TOR eingeführt werden.
112	PV-Austria	22	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	Hier ist die neue Definition von Kleinsterzeugungsanlagen einzufügen	tlw. angenommen	"Kleinsterzeugungsanlagen" sind in § 7 Abs. 1 Z 32a EIWOG definiert. Diese Definition soll, um die "kumulierte netzirksame Bemessungsleistung" erweitert, auch in TOR Teil A übernommen werden.
113	PV-Austria	23	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	"deren kumulierte netzirksame Bemessungsleistung" statt "Maximalkapazität Pmax"	abgelehnt	In den TOR Erzeuger wird bewusst der Begriff "Maximalkapazität" der RfG-VO verwendet. Dieser ist jedoch auch als "netzirksame Bemessungsleistung" zu verstehen - siehe Begriffseinführung in Kapitel 4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage. Das kann auch in die TOR A aufgenommen werden.
114	PV-Austria	573	8.1 Konformitätsnachweis	Für die Einführung der TOR muss eine ausreichende Übergangsfrist geschaffen werden, da der Markt nicht unmittelbar reagieren kann. Die R25 ist noch zu erstellen (nach Sommermonaten erwartet) - bis die Hersteller entsprechende R25 Bestätigungen besitzen, wird mehr Zeit benötigt (auch weil dann hoher Andrang bei gleichzeitig hohem Prüfungsaufwand für Zertifizierungsstellen entsteht). Daher Übergangsfrist bis Ende 2020 notwendig - ansonsten kommt es zu einem Stop im Zubau. Bis 2020 Herstellererklärungen akzeptieren, danach können NB Zertifizierung einfordern.	angenommen	
115	PV-Austria	35	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	Formulierungen wie "maßgeblich" eröffnen unnötigen Ermessensspielraum	zur Kenntnis genommen	Die Formulierung zu wesentlichen Änderungen enthält bewusst "vom vereinbarten Stand abweichen" und "den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen". Mit den Beispielen wird zwar ein Korsett vorgegeben (diese können auch ergänzt werden - Vorschläge?), es besteht aber auch genügend Ermessensspielraum für Fälle, die nie alle taxativ aufgezählt werden könnten.
116	PV-Austria	37	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	"deren kumulierte netzirksame Bemessungsleistung" statt "Maximalkapazität Pmax"	abgelehnt	In den TOR Erzeuger wird bewusst der Begriff "Maximalkapazität" der RfG-VO verwendet. Dieser ist jedoch auch als "netzirksame Bemessungsleistung" zu verstehen - siehe Begriffseinführung in Kapitel 4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage. Das kann auch in die TOR A aufgenommen werden.
117	PV-Austria	37	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	Eine Änderung des Eigenverbrauchswert (EV-Wert) kann zu einer wesentlichen Änderung führen - sehr kritisch da zukünftige EV-Werte sich tlw. stark ändern können (E-Mobilität, Stromgeführte Heizung,...)	zur Kenntnis genommen	Der maßgebliche Parameter für eine wesentliche Änderungen ist die vereinbarte Maximalkapazität Pmax. Diese soll alle Betriebsfälle abdecken.
118	PV-Austria	37	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	Aufzählung unter Umständen nicht vollständig was zu Unklarheiten führt.	zur Kenntnis genommen	Die Formulierung zu wesentlichen Änderungen enthält bewusst "vom vereinbarten Stand abweichen" und "den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen". Mit den Beispielen wird zwar ein Korsett vorgegeben (diese können auch ergänzt werden - Vorschläge?), es besteht aber auch genügend Ermessensspielraum für Fälle, die nie alle taxativ aufgezählt werden könnten.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
119	PV-Austria	37	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	Bei Anlagenerweiterungen führen Vorgabe u.U. zu einem Austausch der Bestands-Wechselrichters	zur Kenntnis genommen	Es soll sichergestellt werden, dass die Fähigkeiten von neuen Hauptbetriebsmitteln (z.B. neuer Wechselrichter mit erweiterten Fähigkeiten) nicht eingeschränkt werden.
120	PV-Austria	49	2.4 Anwendung auf Speicher	Pmax in Hinblick auf Stromspeicher definieren und Ausnahmen definieren.	zur Kenntnis genommen	Bei der Einführung des Begriffs "netzwirksame Bemessungsleistung" in Kapitel 4.1 "Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage" werden auch elektrische Energiespeicher und die Regelungstechnik berücksichtigt.
121	PV-Austria	51	2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	Präzisierung der Freistellungen in "TOR Erzeuger" notwendig.	abgelehnt	Das Freistellungsverfahren ist in Art. 60ff RfG-VO prinzipiell beschrieben. Wir möchten Sie an dieser Stelle auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellungne unter <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> verweisen.
122	PV-Austria	60	3.2 Verweise auf andere Netzkodizes	Streichung der Anforderung für Typ A; Begründung: Entsprechend (EU) 2017/1485 Artikel 2 (2)b ab Typ B falls spezielle Kriterien erfüllt sind. Typ A sind jedenfalls keine Signifikanten Netznutzer.	tlw. angenommen	Der Verweis auf die ER-VO wurde um "Regelreserveanbieter, Anbieter von Redispatch sowie Anbieter von Wirkleistungsreserven" ergänzt, die ja nicht nur auf die Typen B bis D begrenzt sind.
123	PV-Austria	63	3.3 Normative Verweise	Streichung des Verweises auf die EN 50438; Begründung: Die ÖVE/ÖNORM EN 50438 wurde ab Feb 2019 durch die EN 50549-1 ersetzt.	angenommen	
124	PV-Austria	64	3.3 Normative Verweise	Die derzeitige Version der VDE V 0126-1-1 2013 verweist auf die alte Version der VDE AR N 4105 von 2011, die nicht mehr aktuell ist und nicht den aktuellen Anforderungen entspricht. Änderungsvorschlag: Änderung des Verweises auf die aktuell gültige Version VDE AR N 4105:2018-11.	tlw. angenommen	Die Prüfanforderungen für den NA-Schutz werden in VDE 0124-100 „Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz“ beschrieben. Auf diese Prüfnorm wird auch in VDE-AR-N-4105 Vordruck E.6 "Zertifikat für den Netz- u. Anlagenschutz" verwiesen.
125	PV-Austria	64	3.3 Normative Verweise	R25 ist vor Juli nicht vorhanden - Hier wird auf eine noch nicht existente Richtlinie verwiesen.	zur Kenntnis genommen	Die Veröffentlichung der TOR Erzeuger und der OVE RL R 25 soll gleichzeitig erfolgen.
126	PV-Austria	64	3.3 Normative Verweise	Vorschlag/Änderung: Korrektur der Verweise; p#EN ... p#EN ... Begründung: Seit Februar 2019 durch EN 50549-1/-2 ersetzt.	angenommen	
127	PV-Austria	67	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	Netto-Engpassleistung ist unklar - ist in TOR deutlicher zu definieren	zur Kenntnis genommen	Gemäß ÖSG 2012 und ÖNORM M7101 ist die Engpassleistung die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen. Der Zusatz "Netto" bedeutet, dass ein allfälliger Eigenbedarf der Stromerzeugungsanlage abzuziehen ist. Die Netto-Engpassleistung ist ein Anhaltspunkt für die Vereinbarung der Maximalkapazität Pmax. Ein anderer ist die (netzwirksame) Bemessungsleistung.
128	PV-Austria	67	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	"ihre kumulierte netzwirksame Bemessungsleistung am Netzanschlusspunkt" statt "Maximalkapazität Pmax am Netzanschlusspunkt"	zur Kenntnis genommen	Grundsätzlich wird in der TOR Erzeuger der maßgebliche Begriff "Maximalkapazität" gem. RfG-VO verwendet. In Kapitel 4.1 "Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage" wird dieser dann mit der netzwirksamen Bemessungsleistung und der Regelungstechnik in Verbindung gebracht.
129	PV-Austria	68	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	Die "kommulierte netzwirksame Bemessungsleistung" wird nur anhand des Beispiels der Speicher+Erzeuger Kombination beispielhaft erklärt. Um Missverständnisse zu verhindern sollte bereits in lfd. Nr. 67 erklärt werden, was die "kommulierte netzwerktsame Bemessungsleistung" ist. Dort findet sich als Erklärung der Maximalkapazität nur die Netto-Engpassleistung bzw. die Nennleistung. Wenn es so gemeint ist, dann sollte auch die durch Regelung bestimmte, begrenzte Einspeiseleistung herangezogen werden können. Ev. mit Fußnote bei Netto-Engpassleistung *Durch die Anlagenregelung begrenzte maximale Einspeiseleistung.	angenommen	Das Kapitel 4.1 "Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage" bringt den Begriff "Maximalkapazität" der RfG-VO in Verbindung mit der Netto-Engpassleistung bzw. der Bemessungsleistung (Nennleistung). Folgender Text wurde adaptiert: "wobei bei einer Kombination von <u>einer oder mehreren</u> Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten ist: <u>Die Maximalkapazität entspricht dann der</u> maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbenutzer vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzwerktsame Bemessungsleistung). Fußnote: <u>Die Leistung netzparallel betriebener elektrischer Energiespeicher, die nie ins Netz einspeisen, sind bei der netzwerktsamen Bemessungsleistung nicht zu berücksichtigen und als Kleinsterzeugungsanlagen zu behandeln.</u>

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
130	PV-Austria	69	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	Fußnote 6 beinhaltet eine sehr wichtige Information für DC-gekoppelte Speicher und ist entsprechend als zweites Bsp. in eigener Lfd. Nr. anzuführen - wenn über techn. Maßnahmen Leistung begrenzt wird - dann entsteht neue netzirksame Leistung.	angenommen	Das Kapitel 4.1 "Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage" bringt den Begriff "Maximalkapazität" der RfG-VO in Verbindung mit der Netto-Engpassleistung bzw. der Bemessungsleistung (Nennleistung). Folgender Text wurde adaptiert: "wobei bei einer Kombination von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten ist: Die Maximalkapazität entspricht dann der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbetreiber vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzirksame Bemessungsleistung). Fußnote: Die Leistung netzparallel betriebener elektrischer Energiespeicher, die nie ins Netz einspeisen, sind bei der netzirksamen Bemessungsleistung nicht zu berücksichtigen und als Kleinsterzeugungsanlagen zu behandeln.
131	PV-Austria	72	4.2 Netzanschlussantrag	Änderungsvorschlag: Netzirksame Bemessungsleistung <del>Höchstleistung</del> in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbetreibers entspricht (z.B. Engpassleistung, Peakleistung, oder regelungstechnisch begrenzte Höchstleistung);	angenommen	Höchstleistung wird in END-VO 2012 angeführt. Vorschlag: "Höchstleistung in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbetreibers entspricht (z.B. Engpassleistung, netzirksame Bemessungsleistung)"
132	PV-Austria	72	4.2 Netzanschlussantrag	Aktuell sind bei vielen Netzbetreibern deutlich weniger Informationen für einen Netzanschlussantrag notwendig! Reduktion des Informationsumfang für kleinere Typ A und Typ B daher notwendig. Der Antrag ist vor einer detaillierten Projektierung zu stellen. Um alle Anforderungen der Nr. 73 zu erfüllen ist jedoch tlw. eine detaillierte Projektierung nötig. Überdies Unterlagen hinaus darf der Netzbetreiber keine weiteren Unterlagen verlangen um eine Netzauskunft zu geben.	angenommen	Der Mindestumfang an Informationen ist in END-VO gegeben. Ergänzung um "sofern zu diesem Zeitpunkt bereits verfügbar".
133	PV-Austria	72	4.2 Netzanschlussantrag	Änderung: "Höchstleistung in kW" in "netzirksamen Bemessungsleistung" um Klarheit zu erhalten.	angenommen	
134	PV-Austria	73	4.2 Netzanschlussantrag	Forderung nach "Projektpläne und technische Unterlagen, je nach Anforderung des Verteilernetzbetreibers" ermöglicht Willkür seitens VNB. Es wäre möglich, dass der VNB komplette Plansätze im Anfangsstadium eines Projektes fordert --> hoher Arbeitsaufwand der zum Zeitpunkt des Netzanschlussantrags noch nicht im Detail vorliegen da diese erst bei den Detailplanungen erfolgen. Die Informationspflicht zu Projektplänen und technischen Unterlagen je nach NB-Anforderung daher ersatzlos streichen.	tlw. angenommen	"Projektpläne und technische Unterlagen, je nach Anforderung des Netzbetreibers" ist eine Mindestinformation gemäß § 3 Abs 3 END-VO. Diese soll mit dem Zusatz "sofern zu diesem Zeitpunkt bereits verfügbar" ergänzt werden.
135	PV-Austria	77	4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	Fußnote 8 ist sehr wichtig - sollte daher Teil des laufenden Textes sein.	zur Kenntnis genommen	
136	PV-Austria	85	4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	Weiteres Beispiel anführen: Reduktion der netzirksamen Leistung mittels technischer Mittel soll ermöglicht werden.	angenommen	"Beschränkung der netzirksamen Bemessungsleistung durch das Betriebs- bzw. Regelungskonzept des Netzbetreibers"
137	PV-Austria	85	4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	Erweiterung des Satzes "Spannungsregelung durch netztechnische oder <u>anlagen</u> Betriebsmittel". Damit wird ermöglicht, dass die bestehenden Funktionen des Wechselrichters eingesetzt werden können.	angenommen	"Steuerung bzw. Regelung der Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage (z.B. durch erweiterte spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung oder Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber)". Das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung, z.B. Q(U), wird bereits im Netzanschlusskonzept vom Netzbetreiber berücksichtigt.
138	PV-Austria	85	4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	Änderung: "so schlägt der Netzbetreiber die mögliche MaximalLEISTUNG am beantragten Anschlusspunkt, sowie technische Alternativen für die Einspeisung ...."	abgelehnt	Im den TOR wird prinzipiell durchgehend der Begriff "Maximalkapazität Pmax" aus der RfG-VO verwendet.
139	PV-Austria	98	5.1.1 Frequenzbereiche	Wo sind diese Informationen zugänglich? Was müssen die Geräte (WR) können? Bestehendes Planungskonzept kann durch Netzbetreiber total umgeworfen werden!	zur Kenntnis genommen	Diese Bestimmung stammt aus der RfG-VO (grauer Text) und ist nicht Gegenstand dieser Konsultation der TOR. Anmerkung: Es handelt sich um eine (theoretische) Möglichkeit für einen Netzbetreiber, die (vorhandenen) technischen Fähigkeiten einer Stromerzeugungsanlage bestmöglich zu nutzen, wenn dies erforderlich ist, um die Systemsicherheit zu erhalten.
140	PV-Austria	104,11	5.1.2 Frequenzgradienten	Fehlende Definition des Begriffs „Netzausfallschutz“ in TOR Erzeuger; Ist der Netzausfallschutz tatsächlich der „Generatorschutz“ oder ist nicht der „Entkopplungsschutz gemeint? (Wäre logischer.) Änderung: Definition des Begriffs in TOR Erzeuger oder in Klammer (Entkopplungsschutz);	angenommen	Der Text soll ergänzt werden: "Netzenkopplungsschutz oder Generatorschutz"
141	PV-Austria	109	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	Vorschlag: Es muss eine definierte Informationspflicht von Seiten NB für derart wesentlichen Punkte geben (TAEV, Homepage, etc.)	angenommen	Die Netzbetreiber haben diese Staffelung in geeigneter Weise zu veröffentlichen.
142	PV-Austria	119	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	Angabe TE in Abbildung 2 (30 s) stimmt nicht mit der Angabe TE im Text davor (20 s) überein; Änderung: Angabe TE korrigieren (zB TE<= 30sec in Text und Bild)	angenommen	Grafik wird angepasst.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
143	PV-Austria	120	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	Fehler in Diagramm und Beschriftung: im Diagramm TE <=30s im Text TE<=20s	angenommen	Grafik wird angepasst.
144	PV-Austria	143	5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	Schnellstmöglich ist eine unklare Definition - hier ist das Wort "schnellstmöglich" ersatzlos zu streichen oder konkretere Vorgaben zu machen.	abgelehnt	Der Text lautet "schnellstmöglich entsprechend ihrer technischen Fähigkeit". Für eine Vielzahl an Stromerzeugungstechnologien kann man keine genaueren Zahlen ableiten.
145	PV-Austria	173	5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	Kommentar: Streichung der Anforderung für Typ B; Begründung: Die Bereitstellung „synthetischer Schwungmasse“ für Typ B Anlagen ist weder in RfG-VO noch in der RfG Anforderungs-V vorgesehen.; Weiters gibt es derzeit keine einheitliche Definition der Funktion „synthetische Schwungmasse“ und entsprechend keine Technologie am Markt für die Größenordnung der Typ B Anlagen; Dementsprechend ist die Verhältnismäßigkeit für Typ B Anlagen nicht gegeben. Der Aufwand und damit die Verhältnismäßigkeit für die Bereitstellung von Schwungmassen (ob Virtuell oder nicht) ist grundsätzlich extrem technologieabhängig. Um ein wirtschaftliches Optimum (für den Fall, dass diese Bereitstellung tatsächlich gewünscht ist) zu ermöglichen sind deshalb ausschließlich individuelle Verträge und Vereinbarungen sinnvoll. Diese können auch ohne jegliche Erwähnung in der TOR jederzeit zwischen dem Anforderer einer solchen Technologie und einem Betreiber ausverhandelt werden. Änderung: Streichung dieses Kapitels bei Typ B = anstelle von 173 soll bei Typ B 172 verwendet werden. (Denkbar wäre auch die Änderung: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen kann zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten ÜNB nur auf ausdrücklichen Wunsch des Netzbenutzers vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden. "; Die Streichung ist jedoch sinnvoller.)	tlw. angenommen	Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.  Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."
146	PV-Austria	199	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	Der 2. Absatz dieser Anforderung ist im grundlegenden Widerspruch zum 1. Absatz unter Nr. 199 und kann insbesondere in Netzen mit AWE zur unerwünschten Stützung eines Lichtbogens führen.; Änderungsvorschlag: In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber und dessen ausdrücklicher Zustimmung können nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, die in der Lage sind, bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, einen definierten Betriebspunkt zu halten, abweichend zur obigen Vorgabe die Wirk- und Blindstromspeisung mit einer möglichst hohen Genauigkeit aufrecht erhalten.	angenommen	Die Ergänzung zur Abstimmung mit dem rel. Netzbetreiber und dessen ausdrücklicher Zustimmung wird übernommen.
147	PV-Austria	200	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	In MS-Netzen mit einer AWE kann die Blindstromspeisung zur unerwünschten Stützung eines Lichtbogens führen. Daher sollte auch in diesem Fall die Einstellung der Anlage „ohne Stromspeisung“ (=eingeschränkte dynamische Netzstützung) explizit vorgesehen werden.; Textvorschlag: <del>Alternativ kann von diesen Vorgaben abgewichen werden, sofern es das Schutzkonzept des relevanten Netzbetreibers erfordert.</del> Der relevante Netzbetreiber gibt vor, in welcher Art die Blindstromspeisung zu erfolgen hat oder ob keine Stromspeisung (eingeschränkte dynamische Netzstützung) erfolgen soll.	angenommen	Die Ergänzung zur Abstimmung mit dem rel. Netzbetreiber und dessen ausdrücklicher Zustimmung wird übernommen.
148	PV-Austria	207	5.2.2.2 Wiederaufnahme der Wirkleistungsabgabe nach Fehlerklärung	bei PV ist Wirkleistungsabgabe nicht direkt steuerbar!	zur Kenntnis genommen	Die Wortfolge "so schnell wie technisch möglich" besagt auch, dass die Erreichung des Vorfehlerwerts von der Verfügbarkeit der Primärenergieträger abhängt.
149	PV-Austria	239	5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	Beispiel dafür, dass netzdienliche Funktionen durch den Netzbenutzer kostenfrei zur Verfügung gestellt werden müssen, während der VNB Abrechnungsmöglichkeiten für alles hat.	zur Kenntnis genommen	
150	PV-Austria	239	5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	Hier sind die Anforderungen an Typ A strenger als jene an Typ B	zur Kenntnis genommen	Es handelt sich dabei um den bereits geltenden Q-Bereich aus TOR Teil D4.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
151	PV-Austria	239	5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	An welchem Punkt muss die Blindleistungsfähigkeit nachgewiesen werden wenn die Anlage ein Überschusseinspeiser ist?	zur Kenntnis genommen	Für Typ A an den Generator клемmen (Umrichter клемmen). An Typ B am Netzanschlusspunkt.
152	PV-Austria	278	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Was passiert, wenn die Anlage das nicht kann? Bestandsschutz? Wer trägt die einmalige und laufende Kosten? Kosten für Umstellung (Parameter), Anfahrt, reduzierte Einspeiseleistung? Vermerk dazu ist in Netzzusage notwendig, ebenso genauere Vorgaben (% , Zeitdauer,...) notwendig	zur Kenntnis genommen	Alle in Punkt 5.3.4 der TOR Erzeuger vorgegebenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung müssen durch die Stromerzeugungsanlage grundsätzlich beherrscht werden. Eine allfällige Blindleistungsbereitstellung wird im Normalfall keine oder nur unwesentliche Wirkleistungseinbußen oder Verluste nach sich ziehen. Um nicht unwesentliche Einbußen und Verluste zu vermeiden, sind auch bei manchen Verfahren einschränkende Fußnoten angefügt.
153	PV-Austria	278	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Definition eines begründeten Fall notwendig - Wer entscheidet was/wann es ein begründeter Fall ist	abgelehnt	Der Netzbetreiber hätte die Änderung des Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung gegenüber dem Netzbetreiber zu begründen, z.B. mit einer maßgeblichen Verbesserung des Netzbetriebes.
154	PV-Austria	278	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Fußnote 17 "Ist nur in regional begründeten Fällen und in vollem Ausmaß unterhalb der Maximalkapazität vorgesehen" ist wichtig und entsprechend in lfd. Nr. 278 aufzunehmen	abgelehnt	Die TOR soll technische Anforderungen enthalten; erklärende oder erläuternde und manchmal temporäre Texte und Anmerkungen sollen in Fußnoten angegeben werden. Die Fußnote ist für die Auslegung des Umfangs der Anforderung jedoch relevant.
155	PV-Austria	279	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Fahrpläne wurden auch bisher bei Anlagen in der Größe von üblichen PV Anlagen nicht angewandt, und bedeuten einen Zusatzaufwand typischerweise in der Art eines Parkreglers, und ist bei 250kW erheblich. Diese Anforderung sollte falls überhaupt nötig mit der 1MW Grenze, ab welcher es jedenfalls Parkregler u.a. für die Kommunikation braucht verknüpft werden. Vorschlag: Der Netzbetreiber kann bei Anlagen >1MW fixe Werte im Rahmen eines Fahrplans vorschreiben.	angenommen	Es ist hier eine mit dem Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung Qfix verbundene zeitliche Staffelung gemeint, z. B. Tag/Nacht. Es soll eine Änderung erfolgen: "Der Netzbetreiber kann feste Werte im Rahmen einer zeitlichen Staffelung vor-schreiben."
156	PV-Austria	280	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Techn. Definition der fernwirktechnischen Schnittstelle unklar	zur Kenntnis genommen	Es handelt sich hierbei um einen Begriff aus der RFG-VO. Näheres siehe TOR Erzeuger Punkt 6.2.1 "Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle". Der Absatz soll überarbeitet oder gestrichen werden.
157	PV-Austria	280	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Es ist nicht definiert, wo die Bezugsgröße für die messgrößenabhängigen Regelungsverfahren zu messen ist (zB bei Q(U) an der Mittelspannung oder Klemmen...). Es ist durchaus möglich, auch mit Messwerten ausschließlich an den Generator клемmen passende Regelungen zu bewerkstelligen. Andererseits ist verständlich, dass bei großen Anlagen eine Regelung mit Messgrößen direkt von der Mittelspannungsseite sinnvoll ist, weil diese genauer ist. Der Aufbau der Messungen für die Regelung und der dann nötige Parkregler verursachen erheblichen Mehraufwand im Vergleich zu einheitenintegrierten Lösungen. In diesem Sinn scheint es sinnvoll die selbe Grenze wie für die aufwendigeren Kommunikationsanforderungen zu verwenden. Unter dieser Grenze sollte der Parkregler und die dazugehörige extra Messung nicht zwingend erforderlich sein. Die sich dadurch ergebende Ungenauigkeit sollte nicht zu systemrelevant verschlechterten Verhalten führen.  Bei Anlagen >=1MW legt der Netzbetreiber fest welche Bezugsgröße für die Regelung zu Verwenden ist. (zB: bei Q(U): Spannungswert ober- oder unterspannungsseitig des Transformators.) Bei Anlagen unter dieser Grenze darf der Anlagenbetreiber auch ein Regelverfahren anwenden welches auf Messwerten an den Klemmen der Erzeugungseinheit beruht. (Die daraus entstehenden Unterschiede zwischen Werten am Netzanschlusspunkt und den Klemmen können abgeschätzt und bei Bedarf bei der Einstellung berücksichtigt werden. Die sich daraus ergebende Ungenauigkeit sollte bei diesen Anlagengrößen keine systemrelevanten Auswirkung haben.)	zur Kenntnis genommen	Die Anforderungen müssen an jener Stelle gewährleistet sein, die im ersten Satz in Punkt 5.3.3 angegeben ist. Das ist für Typ A (NS) die Generator- bzw. Umrichter клемme, bei MS bzw. ab Typ B der Netzanschlusspunkt (die Übergabestelle).
158	PV-Austria	283	5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	Ein untypisches Verfahren sollte nicht aufgezwungen werden können. Änderungsvorschlag: Ein abweichendes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung, z.B. $\cos \phi(U)$ , kann mit dem Netzbetreiber auf Wunsch des Anlagenbetreibers vereinbart werden.	tlw. angenommen	Es soll "in begründeten Fällen" hinzugefügt oder der Absatz gestrichen werden.
159	PV-Austria	290	5.3.4.2 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung Q(U) im Niederspannungsnetz	Die lfd Nr. 290 bzw. das Bild der lfd Nr. 288 stellt einen Bereich von $\cos \phi$ 0,9 untererregt bis $\cos \phi$ 0,9 übererregt dar. Die Anforderungen des Typs B (lt. lfd Nr. 242) sind im mittleren Bereich aber nur $\cos \phi$ 0,925 untererregt bis $\cos \phi$ 0,925 übererregt. Ein anderer Bereich kann von den Netzbetreibern zwar gewählt werden, jedoch nie der gesamte Bereich.	angenommen	Eine dementsprechende Anpassung wird erfolgen.
160	PV-Austria	316	5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung	Alle Geräte müssen P(U) Verfahren verpflichtend bereitstellen. Deshalb ist "falls vorhanden" nicht nötig. Änderungsvorschlag: Ersatzlose Streichung des Wortes "falls vorhanden" --> Dabei sind die in der Anlage (zB im Wechselrichter) integrierten P(U)-Regelungen zu verwenden.	angenommen	

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
161	PV-Austria	330	5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	Für einen AC gekoppelten Energiespeicher welcher ausschließlich im Betriebsmodus "Eigenverbrauchsoptimierung" arbeitet und damit, im Rahmen der Regelungsgeschwindigkeit, betriebsbedingt keine Wirkleistung an das EVU Netz abgibt, sondern die Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage nach Maßgabe seiner technischen Möglichkeiten ausschließlich reduziert, ist eine Schnittstelle zur Beendigung der Wirkleistungsabgabe nicht notwendig. Die Eigenverbrauchsregelung betrachtet immer die Netzanschlussleistung über alle drei Phasen. Der Energiespeicher regelt die Leistung immer Phasensynchron. Ein AC gekoppeltes System verfügt neben der Stromerzeugungsanlage über einen eignen Umrichter und ist nicht direkter Teil des Wechselrichters der Stromerzeugungsanlage. Die eigentliche Stromerzeugungsanlage (z.B. PV Anlage) ist mit dem in Punkt 5.4.1 beschriebenen Eingangsport auszustatten. In der für Deutschland gültigen nationalen Richtlinie AR-N-4105 ist dies in vergleichbarer Weise bereits so umgesetzt.	angenommen	Es soll in Punkt 4.1 der TOR Erzeuger eine Fußnote aufgenommen werden. "Die Leistung netzparallel betriebener elektrischer Energiespeicher, die gemäß Betriebskonzept nie ins Netz einspeisen, sind bei der netzwirksamen Bemessungsleistung nicht zu berücksichtigen und als Kleinsterzeugungsanlagen zu behandeln." Kleinsterzeugungsanlagen unterliegen nicht der RfG-VO bzw. RfG Anforderungs-V und müssen daher keine Schnittstelle zur Abschaltung bereitstellen.
162	PV-Austria	331-332	5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	Warum wird zwischen Typ A und Typ B unterschieden zwischen WL beenden vs. WL verringern.	zur Kenntnis genommen	Dies ist eine Vorgabe der RfG-VO: Typ A - beenden, TYP B - verringern
163	PV-Austria	331	5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	techn. Definition der "fernwirktechnischen Schnittstelle" fehlt	zur Kenntnis genommen	Es handelt sich hiebei um einen Begriff aus der RfG-VO. Näheres siehe TOR Erzeuger Punkt 6.2.1 "Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle"
164	PV-Austria	351	5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter	Der Netzbetreiber erklärt sich im Bedarfsfall bereit Vertraulichkeitserklärungen zu unterschreiben	angenommen	Aufsichtsrechtliche Aspekte der RfG-VO sind einzuhalten.
165	PV-Austria	356	5.4.3 Systemschutz	<i>"Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, eine automatische Umschaltung des Verfahrens der Blindleistungsbereitstellung auf ein spannungsstützendes Verfahren zu ermöglichen"</i> Was soll das sein, wie und warum? Wenn zB. eine Spannungsstützung bei Unterspannung oder eine Spannungssenkende Maßnahme bei Überspannung gewünscht wird: Genau dafür gibt es für Unter- und Überspannung die Q(U)- und für Überspannung nochmals speziell die P(U)-Funktion. Es braucht somit keinerlei Umschaltung auf ein Verfahren, es müssen nur die Stützpunkte für die jeweiligen Kennlinien eben so gewählt werden, dass sie den Wünschen entsprechen. Q(U) und P(U) müssen nicht umgeschaltet werden, da sie ja vollautomatisch nichts tun (oder genau das tun was gewünscht ist) im jeweiligen Bereich der Kennlinien. Außerdem bedeutet eine weitere Umschaltung (nach welchen Kriterien auch) immer einen zusätzlichen Aufwand beim Parkkontroller, welche ansonsten ev. eingespart werden kann. Vorschlag: Streichen von lfd. Nr. 356, lfd. Nr. 357 für Typ B (sollte es doch einen ganz wichtigen Grund geben, dann erst ab 1MW)	zur Kenntnis genommen	Gemäß SO GL unterliegen signifikante Netznutzer (daher auch Stromerzeugungsanlagen ab Typ B) grundsätzlich den Anforderungen und Maßnahmen des Systemschutzplans. Dieser liegt derzeit noch als Entwurf vor und sieht eine (autonome) automatische Umschaltung auf ein spannungsstützendes Verfahren vor. Dies kann auch durch eine entsprechende Parametrierung der Q(U)-Funktion erfolgen. Das erfolgt in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber.
166	PV-Austria	366	5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen	Inselbetriebsfähige Netze, die ausschließlich im spannungsfeien Zustand (des Inselnetzes) zugeschaltet werden (keine Einspeisung der Erzeugungseinheiten), brauchen keine Synchronisationseinrichtung für die Zuschaltung der Insel. Begründung: In dem Fall ist es nichts anderes als das Zuschalten von Verbrauchern. Das ist dann auch konsistent mit 375. Sollte nur deshalb ergänzt werden, um Missverständnissen vorzubeugen.	angenommen	
167	PV-Austria	403	5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch	SOGL nicht veröffentlicht --> Bewertung des Einflusses nicht möglich	zur Kenntnis genommen	Die ÜNB Austrian Power Grid AG (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) haben bereits mit den relevanten VNB einen gemeinsamen Vorschlag zur Umsetzung des Datenaustauschs in Österreich gemäß Art. 40 (5) der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) erstellt. Dieser ist unter <a href="https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL">https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL</a> veröffentlicht. Dieser gemeinsame Vorschlag muss nach Artikel 6 (4) b SO GL der Regulierungsbehörde E-Control zur Genehmigung vorgelegt werden, was noch nicht erfolgt ist. Die Genehmigung wird voraussichtlich in Form einer Verordnung (SOGL Datenaustausch-V) erfolgen. Der Vorschlag dient daher lediglich der Information der Marktteilnehmer und ist in keiner Weise rechtlich bindend.
168	PV-Austria	403	5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch	Anlagen <1MW dürfen nicht als signifikante Netznutzer definiert werden	abgelehnt	Diese Entscheidung wurde mit der RfG Schwellenwert-V getroffen und ist nicht Gegenstand dieser Konsultation.
169	PV-Austria	421	6.1.2 Schaltstelle	Grenze zur Wandlerzählung erhöhen: "30,00 kVA" auf "35,00 kVA" erhöhen (inkl. Kommastelle) Eine von den Wechselrichtern unabhängige zentrale Abschaltvorrichtung sollte erst ab Vorhandensein einer Wandlerrmessung (eigener Schaltschrank) notwendig sein.	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlerrmessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
170	PV-Austria	425	6.1.3 Entkopplungsstelle	<p>Hier wird die Funktion des Entkopplungsschalters, welcher sicherstellt, dass die Erzeugungsanlage unter definierten Bedingungen vom Netz getrennt wird, mit der Funktion des "Schalters zur Trennung vom öffentlichen Netz", welcher den Inselfähigen Teil der Anlage im Bedarfsfall vom Netz trennt, vermischt. (siehe R20)</p> <p>Diese beiden Funktionen können in einem Schalter gemeinsam realisiert sein (Entkopplungsschalter EZA + Inseltrennschalter in einem). Können aber auch getrennt sein.</p> <p>Die dezentralen Schalteinrichtungen der Erzeugungsanlagen dürfen als Entkopplungsstelle zum Trennen der Erzeugungsanlage verwendet werden. Bei Inselbetriebsfähigen Anlagen muss sichergestellt werden, dass ein "Schalters zur Trennung der Insel vom öffentlichen Netz" vorhanden ist, der ungewollte/unkontrollierte Zuschaltung der Insel ans Netz verhindert. Wird darauf nicht speziell geachtet, sondern "nur" eine zentrale Entkopplungsstelle mit zentralem Entkopplungsschutzrelais realisiert, kann es zur nichtsynchrone Zuschaltung kommen.</p> <p>Vorschlag: lfd. Nr. 425: <u>Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, Es können die dezentralen Schalteinrichtungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten (Generatorschalter, integrierte Schalteinrichtungen der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle) als Entkopplungsstelle verwendet werden.</u></p> <p>lfd. Nr. 426: <u>Werden Stromerzeugungsanlagen und/oder elektrische Energiespeicher auch zur Ersatzstromversorgung einer Anlage des Netzbenutzers eingesetzt, so ist eine zentrale Entkopplungsstelle vorzusehen ein Schalter zur Trennung des Inselnetzes vom öffentlichen Netz entsprechend R20 erforderlich. Dieser Schalter trennt die Insel vom restlichen Netz, und verhindert eine ungewollte Zuschaltung. Dieser Schalter kann/darf mit dem Entkopplungsschalter der Erzeugungseinheit ident sein. (Er muss nicht identisch sein. Z.B wenn die Erzeugungsanlage durch den Entkopplungsschalter (z.B. in der Erzeugungseinheit) getrennt wird.) Ausführungsbeispiele siehe R20.</u></p>	offen	- mit ÖE-Arbeitskreis Schutztechnik abzustimmen
171	PV-Austria	443	6.2.1.1 Stromerzeugungsanlagen mit Pmax < 1 MW	Statt den potentialfreien Kontakten kann der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber auch einen genormten Kommunikationsbus am SmartMeter zur Verfügung stellen. Der Anlagenbetreiber kann wählen, ob er potentialfreie Kontakte oder die alternative Kommunikation (falls vorhanden) nutzt.	abgelehnt	Intelligente Messgeräte als Kommunikationsschnittstelle mit externem Zugriff für diese Zwecke wird aus Sicherheits- und Datenschutzgründen von den NB abgelehnt.
172	PV-Austria	445	6.2.1.2 Stromerzeugungsanlagen mit Pmax ≥ 1 MW	Der "gängigen Kommunikationsstandard" ist zu definieren; es sollten keine proprietären Herstellerstandards verstanden werden	angenommen	Es sollen keine proprietären Protokolle verlangt werden. Ein Eingriff in die Stromerzeugungsanlage ist in keiner Weise geplant. Aus der Anlagensteuerung sollen die Daten an einer Schnittstelle in einem gängigen Protokoll bereitgestellt werden. Es erfolgt eine beispielhafte Nennung der IEC 60870-5-101 bzw. IEC 60870-5-104
173	PV-Austria	448	6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation	Korrektur: ... Online-Sollwertvorgabe nach Kapitel 6.2.1.2 müssen Kommunika... Kommentar: Ist erst ab 1MW gedacht.	angenommen	
174	PV-Austria	173	5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	<p>Kommentar: Streichung der Anforderung für Typ B; Begründung: Die Bereitstellung „synthetischer Schwungmasse“ für Typ B Anlagen ist weder in RfG-VO noch in der RfG Anforderungs-V vorgesehen; Weiters gibt es derzeit keine einheitliche Definition der Funktion „synthetische Schwungmasse“ und entsprechend keine Technologie am Markt für die Größenordnung der Typ B Anlagen; Dementsprechend ist die Verhältnismäßigkeit für Typ B Anlagen nicht gegeben. Der Aufwand und damit die Verhältnismäßigkeit für die Bereitstellung von Schwungmassen (ob Virtuell oder nicht) ist grundsätzlich extrem technologieabhängig. Um ein wirtschaftliches Optimum (für den Fall, dass diese Bereitstellung tatsächlich gewünscht ist) zu ermöglichen sind deshalb ausschließlich individuelle Verträge und Vereinbarungen sinnvoll. Diese können auch ohne jegliche Erwähnung in der TOR jederzeit zwischen dem Anforderer einer solchen Technologie und einem Betreiber ausverhandelt werden. Änderung: Streichung dieses Kapitels bei Typ B = anstelle von 173 soll bei Typ B 172 verwendet werden. (Denkbar wäre auch die Änderung: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen kann zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten ÜNB nur auf ausdrücklichen Wunsch des Netzbenutzers vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden. "; Die Streichung ist jedoch sinnvoller.)</p>	tlw. angenommen	<p>Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.</p> <p>Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."</p>
175	PV-Austria	480	6.3.1 Allgemeines zum Netzentkopplungsschutz	"35,00 kVA" statt "30,00 kVA", eine von den Wechselrichtern unabhängige zentrale Abschaltvorrichtung sollte erst ab Vorhandensein einer Wandlerrmessung (eigener Schaltschrank) notwendig sein. Eine Wandlerrmessung wird dann nötig, wenn der Anschluss mit MEHR als für 50 Ampere abgesichert wird. 50 Ampere entsprechen 34,64kVA + 1% Messgenauigkeit ergibt 35,00 kVA. Es gibt zahlreiche Hersteller, die WR-Geräte mit 17.5 kVA haben, und auf diese Weise können zwei dieser WR Geräte oder 2 WR Geräte mit einmal 15 kVA + 20kVA noch eingesetzt werden. Für die 35kVA siehe auch extra Begründung.	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlerrmessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.
176	PV-Austria	523	6.3.4 Prüfklemmleiste	Ergänzung: "Statt einer Prüfklemmleiste kann auch eine andere Einrichtung vorgesehen werden, die eine eindeutige Funktionsprüfung der Schutzeinrichtungen erlaubt." Damit wird offen gelassen, dass eine technisch bessere Lösung verwendet werden kann, die das gleiche Ziel erfüllt, die Prüfklemmleiste könnte z.B. anderwertig in einen Schaltkasten integriert werden. Wird das nicht, IST die Prüfklemmleiste das gesetzlich geforderte Mittel!	abgelehnt	- mit ÖE-Arbeitskreis Schutztechnik abzustimmen

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
177	PV-Austria	526	7 Betriebserlaubnisverfahren	Erhöhung des Aufwandes widerspricht dem für den Ausbau der EE notwendigen Bürokratieabbau	zur Kenntnis genommen	
178	PV-Austria	567	8.1 Konformitätsnachweis	Ergänzung: ausgenommen Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle. Für diese Anlagen steht in den lfd. Nr. was gefordert wird. Textvorschlag: ... (ausgenommen bei Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle)	zur Kenntnis genommen	Das stimmt und die Ergänzung wäre eine Möglichkeit. Aber lfd. Nr. 567 gilt für alle Größenklassen - ein allfälliger Zusatz nur für kleine Anlagen im NS-Netz. Wir könnten lfd. Nr. 572 zu den verpflichtenden Nachweisen umgruppieren?
179	PV-Austria	571	8.1 Konformitätsnachweis	Die CE-Erklärungen von Geräten mit Funk, haben keine Verweise (dürfen keine haben) auf die 61000er Serie. Änderungsvorschlag: (bei Bedarf zusätzlich EN 61000...)	angenommen	
180	PV-Austria	572	8.1 Konformitätsnachweis	Kommentar zu Fußnote 30: Die derzeitige Version der VDE V 0126-1-1 enthält nicht alle Schutzfunktionen, die in der vorliegenden TOR Erzeuger enthalten sind. Daher kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Gültigkeit gegeben ist. Alternativer Verweis auf die VDE AR N 4105:2018-11: Ein NA-Schutz nach VDE AR-N 4105:2018-11 gilt ebenfalls als selbsttätig wirkende Freischaltstelle im Sinne dieses Teils der TOR, sofern die Einhaltung der Schutzfunktionen und Einstellwerte dieses Teils der TOR von einer Elektrofachkraft bestätigt wurde.	angenommen	
181	PV-Austria	573	8.1 Konformitätsnachweis	Änderungsvorschlag für Fußnote 31: Bis zur Veröffentlichung der ÖVE Richtlinie R25 sind Herstellererklärungen zur Erfüllung der Anforderungen nach der TOR Erzeuger ausreichend - damit Sicherstellung dass ausreichende Übergangsfristen erreicht werden um die Anpassung der Geräte und notwendigen Unterlagen zu ermöglichen. Nach Veröffentlichung der ÖVE R25 bis inkl. 31.12.2020 können anstelle der Prüfberichte auch Herstellererklärungen vorgelegt werden, die eine Dokumentation des Setups mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen gemäß Anhang A3 enthalten.	angenommen	
182	PV-Austria	579	8.1 Konformitätsnachweis	Wie muss diese Betriebsmittelbescheinigung im österreichischen Fall konkret aussehen? Das ist ein weiterer unbestimmter Begriff. Änderungsvorschlag: Details der Betriebsmittelbescheinigung konkretisieren. zB ... Betriebsmittelbescheinigung (Prüfbericht entsprechend R25)...	zur Kenntnis genommen	Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).  Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellererklärungen anerkannt.  "Betriebsmittelbescheinigungen" gem. RfG-VO hingegen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate in DE) stellen eine Alternative zu den o.g. Prüfberichten , Konformitätstests u. -simulationen dar und können nur durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle nach EN ISO/IEC 17065 ausgestellt werden. Betriebsmittelbescheinigungen können optional durch den Netzbetreiber für den Konformitätsnachweis herangezogen werden, sind aber nicht verpflichtend. Mangels veröffentlichter AT-Prüfnormen wird es diese Option für Netzbetreiber ebenfalls erst nach einer Übergangszeit geben.
183	PV-Austria	579	8.1 Konformitätsnachweis	Basiert die Betriebsmittelbescheinigung dann entsprechend auf einem Prüfbericht nach R25?	zur Kenntnis genommen	Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).  Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellererklärungen anerkannt.  "Betriebsmittelbescheinigungen" gem. RfG-VO hingegen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate in DE) stellen eine Alternative zu den o.g. Prüfberichten , Konformitätstests u. -simulationen dar und können nur durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle nach EN ISO/IEC 17065 ausgestellt werden. Betriebsmittelbescheinigungen können optional durch den Netzbetreiber für den Konformitätsnachweis herangezogen werden, sind aber nicht verpflichtend. Mangels veröffentlichter AT-Prüfnormen wird es diese Option für Netzbetreiber ebenfalls erst nach einer Übergangszeit geben.
184	PV-Austria	580	8.1 Konformitätsnachweis	Vor Ort sind Prüfungen nur mit extremen Aufwand möglich. Dieser Absatz ist zu streichen.	abgelehnt	Dies ist eine Option für den Netzbetreiber, bei allfälligen Überprüfungen anwesend zu sein. Dieser Absatz begründet jedoch keine Nachweis- und Prüfpflichten; siehe lfd. Nr. 566ff.
185	PV-Austria	618	9 Betrieb	Schaltsberechtigter, eine Privatperson ist nicht 24/7 erreichbar - diese Forderung ist daher zu aufwändig und entsprechend aus TOR zu nehmen.	angenommen	

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
186	PV-Austria	651	A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	Diagramm: "maximal 35,00 kVA"	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlermessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.
187	PV-Austria	670	A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente	"bis einschließlich 35,00 kVA"	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlermessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.
188	PV-Austria	92	4.4 Netzanschlussvertrag	Begriff "Pmax" ist durch den Begriff "Leistung" zu ersetzen	abgelehnt	Im den TOR wird prinzipiell durchgehend der Begriff "Maximalkapazität Pmax" aus der RfG-VO verwendet.
189	Salzburg AG	34	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	Die aktuelle Formulierung zu wesentlichen Änderungen sollte präzisiert bzw. ergänzt werden. Kapitel 2.2, Absatz 1 (Vorschlag zur Ergänzung <b>unterstrichen und fett</b> ): " <i>Geplante <b>wesentliche</b> Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, die die el. Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage...</i> ". Andernfalls könnte diese Formulierung so ausgelegt und verstanden werden, dass jede unwesentliche Erneuerung in einer Anlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen wäre und gegebenenfalls zu Vorschriften führen könnte. Somit wäre die Auslegung dieser TOR für kleine Anlagen des Typs A und B strenger formuliert, als der Originaltext (NC RfG) für größere Anlagen des Typs C und D.	abgelehnt	Das Wort "wesentlich" ist hier bewusst nicht enthalten, da die Beurteilung, ob eine Änderung wesentlich ist, gemeinsam mit dem Netzbetreiber erfolgen soll. Es müssen nicht alle, sondern nur jene Änderungen in der Stromerzeugungsanlage dem Netzbetreiber mitgeteilt werden, die eine Abweichung vom vereinbarten Stand im Netzanschlussvertrag darstellen.
190	Salzburg AG	132	5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz	Der RfG ermöglicht die Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz (siehe lfd. Nr. 129). Die Anforderung lfd. Nr 132 ist zwar zeitlich begrenzt, kann aber grundsätzlich von der Erzeugungsanlage nicht von einer länger dauernden Unterfrequenz unterschieden werden. Somit wäre diese Anforderung nach unserem Verständnis im Widerspruch zum RfG-Text und sollte entfallen.	abgelehnt	Die Bestimmungen der RfG-VO erlaubt keine "absichtliche" Reduzierung von P bei Unterfrequenz  Siehe u.a. auch IGD von ENTSO-E IGD_Max_Admissible_P_reduction_at_low_frequencies_final: "It is important to note that any decrease of active power at low frequencies is detrimental to system security and therefore each generator shall reduce active power output as little as technically feasible in such a situation. Therefore, the requirement shall define the maximum admissible active power reduction at low frequencies but no intentional decrease of active power to align the NC requirement will be accepted."  Die RfG-Anforderung ist für den stationären Zustand vorgesehen; Die Anforderung aus 603 gab es bereits in den TOR B und deckt als nationale Ergänzung den dynamischen Kurzzeitbereich ab; gerade hier ist es wichtig, dass die P-Abgabe nicht reduziert wird, um einen frequenzabhängigen Lastabwurf zu vermeiden.
191	Salzburg AG	603	8.3.1 Verantwortung des Netzbetreibers	Eine regelmäßige Erstellung und Evidenzhaltung von Konformitätsbestätigungen bzw. Formularen zur Konformitätsüberwachung ist aus Erzeugersicht nicht notwendig und führt zu unnötigen zusätzlichen bürokratischen Aufwendungen. Eine Konformitätsbestätigung wird lt. TOR Erzeuger nach Inbetriebnahme ausgestellt und ist, solange die Anlage die in der Bestätigung angeführten Anforderungen erfüllt, gültig und bedarf keiner weiteren Bestätigungen.	zur Kenntnis genommen	Es handelt sich hier um eine gesetzliche Verpflichtung der RfG-VO. Der relevante Netzbetreiber prüft während der gesamten Lebensdauer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, ob eine Stromerzeugungsanlage die nach diesem Teil der TOR geltenden Anforderungen erfüllt. Der Netzbetreiber wird über das Ergebnis dieser Prüfung unterrichtet. Wenn der Netzbetreiber die in Kapitel 8.3.1 angeführten Informationen und Unterlagen regelmäßig erstellt und auf Verlangen dem Netzbetreiber vorlegt, so wird davon ausgegangen, dass die Verpflichtung gemäß Art. 41 Abs. 1 RfG-VO erfüllt ist. Bei Typ A kann der Netzbetreiber dafür auch auf Betriebsmittelbescheinigungen zurückgreifen.
192	Senvion GmbH	143	5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFM-U)	Die Steigerung der Wirkleistung ist bei Windenergieanlagen nur möglich, wenn die WEA reduziert gefahren wird. Im normalbetrieb kann diese Anforderung nicht eingehalten werden. Es sollte aufgenommen werden, dass WEA diese Anforderung bei ungedrosseltem Betrieb nicht erfüllen müssen. Zudem sollte eine Strategie beschrieben werden, wie eine Regelreserve vorzuhalten ist.	angenommen	Fußnote: "Die Wirkleistungsanpassung ist nur im Rahmen der technischen und betrieblichen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage vorgesehen (z.B. wenn die Wirkleistung aus Marktgründen reduziert wurde und der entsprechende Primärenergieträger verfügbar ist). Eine permanente Leistungsvorhaltung für den LFSM-U-Modus ist nicht erforderlich."
193	Senvion GmbH	217	5.3.1 Spannungsbereiche	Wieso wird Netzbetrieb über 60 Minuten im Spannungsband 0,85 bis 0,9 p.u. gefordert? Dies ist abweichend zur EN 50160. Das Stationäre Spannungsband sollte auf +/- 10% begrenzt sein. Ein Mindestzeitraum von 60 Sekunden ist in anderen Netzanschlussregeln üblich (z.B. VDE-AR-N 4110)	abgelehnt	0,85 p.u. ist eine Anforderung für den NS-Bereich - siehe Punkt 4.4.4 Continuous operation voltage range in EN 50549-1. Vgl. auch Blindleistungsbereiche in lfd. Nr. 235 und 237.
194	Senvion GmbH	218	5.3.1 Spannungsbereiche	Wieso wird Netzbetrieb über 60 Minuten im Spannungsband 0,85 bis 0,9 p.u. gefordert? Dies ist abweichend zur EN 50160. Das Stationäre Spannungsband sollte auf +/- 10% begrenzt sein. Ein Mindestzeitraum von 60 Sekunden ist in anderen Netzanschlussregeln üblich (z.B. VDE-AR-N 4110)	angenommen	Ein Zeitraum von 180 Sekunden entspricht der EN 50549-2 Punkt 4.4.4 Continuous operation voltage range IVm Punkten 4.5.3.2/4.5.3.3. In VDE-AR-N 4110 sind 60 s angegeben.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
195	Senvion GmbH	271	5.3.3.3 Blindleistungskompensation	Es ist uns nicht verständlich, was hier die Anforderung ist. Bedeutet dies, dass, wenn eine Erzeugungseinheit nicht die geforderte Blindleistung am Anschlusspunkt bereitstellen kann (obwohl die Anforderungen an den Generatorklemmen erfüllt ist), muss zusätzlich, z.B durch Kompensationsanlagen, Blindleistung bereitgestellt werden	zur Kenntnis genommen	Die Anforderungen an die Blindleistungskapazität gelten bei Anschluss auf der NS-Ebene an den Klemmen des Generators/Umrichters, sonst am Netzanschlusspunkt. Kann durch die Stromerzeugungsanlage die geforderte Blindleistungskapazität am Netzanschlusspunkt nicht zur Verfügung gestellt werden, so muss zusätzlich z.B. durch Kompensationseinrichtungen, Blindleistung bereitgestellt werden.
196	Senvion GmbH	649	A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	Beschriftung im Bild ist zT falsch. Unter dem "G" für Generator müsste es heißen "Stromerzeugungseinheit".	angenommen	
197	Senvion GmbH	649	A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	Zwischen Block-LS und Maschinentrafo ist üblicherweise noch das Windpark-Netz mit weiteren Erzeugungseinheiten. Dies ist nicht eindeutig aus der Abbildung ersichtlich.	zur Kenntnis genommen	Es handelt sich hier nur um ein Beispiel. Es gibt sicher auch andere mögliche Fälle.
198	Senvion GmbH	649	A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	Generatorschutz gemäß 6.3.1 ist nicht eingezeichnet	zur Kenntnis genommen	Das Kapitel und die Beispiele beziehen sich nur auf den Netzentkupplungsschutz.
199	SMA Solar Technology AG	119/120	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	Das Toleranzband für den LFSM-O-Modus ist nicht definiert. Vorschlag: +/- 5% Pmax	angenommen	
200	SMA Solar Technology AG	178	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	festgelegt (statt festlegt)	angenommen	
201	SMA Solar Technology AG	184	5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	Die Standardbedingungen (Mindestkurzschlussleistung) ist weder hier noch in Tabelle 16 zahlenmäßig definiert. Vorschlag: das 10-fache als Standard, bzw. das 6-fache der Nennscheinleistung der Erzeugungsanlage als Minimalwert / Worst Case	zur Kenntnis genommen	
202	SMA Solar Technology AG	199	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	Alternativ zum konstanten Wirk- und Blindstrom sollte es erlaubt sein, auch Wirk- und Blindleistung bis zur Scheinleistungsgrenze konstant halten zu dürfen. Das würde das prinzipielle Regelverhalten im Normal-Spannungsband einfach fortführen und keine Umschaltung des Regelverfahrens mit entsprechenden potenziellen Unstetigkeiten ermöglichen. Vorschlag: "Sofern nichtsynchrone [...] die Wirk- und Blindstromspeisung oder die Wirk- und Blindleistungspeisung [...] aufrechterhalten.	angenommen	
203	SMA Solar Technology AG	202	5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall	Wie ist die Erläuterung zu den Vektorsprüngen im Kontext der Anforderung zu verstehen? Die Definition des Fehlerbeginns ist in der 4110 nur als ein Kriterium für die Auswertung zu verstehen, um die An- und Einschwingzeiten zu ermitteln. Dieser Satz hier klingt, als sei auch bei Vektorsprüngen zwangsläufig ein Blindstrom bereitzustellen. Ein Vektorsprung ohne Amplitudenänderung führt nicht zu einer Spannungsänderung im Mit-/Gegensystem, bzw. das Mit-/Gegensystem ist bei Unstetigkeiten nicht definiert. Vorschlag: diesen Satz streichen, da er potenziell eher Fragen aufwirft als erläutert.	angenommen	Vorschlag Fußnote: "Ein Vektorsprung ohne Amplitudenänderung führt nicht zu einer Spannungsänderung im Mit-/Gegensystem, bzw. das Mit-/Gegensystem ist bei Unstetigkeiten nicht definiert."
204	SMA Solar Technology AG	259	5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	ist Pmax vereinbart oder die technisch mögliche Leistung? Sollte die vereinbarte sein (analog zu PAV,E) in AR-N41xx. In dem aktuellen Dokument der TOR Begriffe ist Pmax nicht definiert, ein aktuelles Begriffsdokument ist der Konsultation nicht beauftragt.	zur Kenntnis genommen	Die Maximalkapazität Pmax gem. RFG-VO ist im Netzanschlussvertrag vereinbart und maßgeblich für die Einordnung der Stromerzeugungsanlagen und die Anforderungen. Siehe auch Kapitel 4.1 "Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage". Eine Begriffsbeschreibung wird auch in TOR A/Begriffe aufgenommen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
205	SMA Solar Technology AG	261	5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	Einheit VA für Pmax passt nicht. Entweder Pmax mit Einheit Watt oder Sr mit Einheit VA wählen. I.d.R. ist die Anlagenscheinleistung eine technische Grenze, Pmax ergibt sich u.a. aus der Blindleistungsanforderung und der Scheinleistung. In Lfd. Nr. 254 ist der Sachverhalt aufgegriffen, hier sollte auch Pmax noch eingeordnet werden.	angenommen	
206	SMA Solar Technology AG	291	5.3.4.2 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung Q(U) im Niederspannungsnetz	Da die Q(U)-Kennlinie auch bei Unterspannung wirken soll, ist es sinnvoller, den Mittelwert der Phasenspannungen anzusetzen, da die Wirksamkeit bei Über- und Unterspannungen sonst unterschiedlich wäre. Vorschlag: Umkehr der Empfehlung: "Sofern nicht jede Phase einzeln geregelt wird, ist symmetrisch auf den Mittelwert der Phasenspannungen zu regeln.", dann Fußnote: "Alternativ kann auf die Höchste Phasenspannung geregelt werden"	zur Kenntnis genommen	Textvorschlag: "Sofern nicht jede Phase einzeln geregelt wird, ist symmetrisch auf die Phasenspannung mit der betragsmäßig höchsten Abweichung zur Referenzspannung zu regeln"
207	SMA Solar Technology AG	356	5.4.3 Systemschutz	Wie soll das konkret aussehen, bzw. unter welchen Umständen und nach welchen Kriterien hat eine automatische Umschaltung zu erfolgen? Auf ein externes Signal hin? Worin besteht der Automatismus? Oder ist damit die fernwirktechnische Umschaltung der Verfahren gemeint?	zur Kenntnis genommen	Gemäß SO GL unterliegen signifikante Netznutzer (daher auch Stromerzeugungsanlagen ab Typ B) grundsätzlich den Anforderungen und Maßnahmen des Systemschutzplans. Dieser liegt derzeit noch als Entwurf vor und sieht eine (autonome) automatische Umschaltung auf ein spannungsstützendes Verfahren vor. Dies kann auch durch eine entsprechende Parametrierung der Q(U)-Funktion erfolgen. Das erfolgt in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber.
208	SMA Solar Technology AG	443	6.2.1.1 Stromerzeugungsanlagen mit Pmax < 1 MW	Alternativ zum potenzialfreien Kontakt zur Abschaltung sollte insbesondere bei sehr kleinen Anlagen (z.B. einzelner, einphasiger PV-Wechselrichter) eine Kommunikationsschnittstelle zugelassen werden, da zusätzliche, potenzialfreie Kontakte bei Kleingeräten nicht unerhebliche Kosten verursachen, die zudem unnötig sind, wenn sie nicht genutzt werden. Auch in kleinen Geräten heute bereits existierende Monitoringschnittstellen bieten i.d.R. auch die Möglichkeit, Ansteuerungsfunktionen zu realisieren. Da aktuell unklar ist, ob dieser potenzialfreie Kontakt bei Klein- und Kleinstanlagen überhaupt von den relevanten Netzbetreibern genutzt wird (da auch die Gegenstelle im Verhältnis zur Anlage und dem entsprechenden Nutzen der Ansteuerung kostenaufwändig ist), sollte hier die technische Lösung nicht zu konkret vorgeschrieben werden. Der RfG erfordert eine "fernwirktechnische Schnittstelle", worunter ohne weiteres auch eine Kommunikationsschnittstelle zu verstehen ist. Die Anlage sollte eine konkrete Ausführung der Schnittstelle nur aufweisen müssen, wenn der Netzbetreiber tatsächlich beabsichtigt, diese zu nutzen.  Vorschlag für die Umsetzung bei Typ A-Anlagen:  "Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1 ist in Form von potentialfreien Kontakten oder alternativ durch eine Fernwirkchnittstelle mit einem (zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer zu vereinbarenden) gängigen Kommunikationsprotokoll zu realisieren, die am Fernwirkgerät (z.B. Funkrundsteuerempfänger, Gateway) des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt werden. Diese Schnittstelle ist nur bereitzustellen, sofern der relevante Netzbetreiber beabsichtigt, diese zu nutzen und dies im Netzanschlussvertrag darlegt."	tlw. angenommen	Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Abschaltung ist gem. Art 13 Abs 6 RfG-VO für Typ A verpflichtend. Allerdings kann dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden, auf deren Nutzung zu verzichten, z.B. mit der Worfolge "falls vom relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag vorgesehen". Den Vertragsparteien bleibt unbenommen, abweichend zur TOR eine andere Umsetzung der fernwirktechnischen Schnittstelle zu vereinbaren.  Eine Schnittstelle mit einem Kommunikationsstandard ab Typ B wird wohl auch aufgrund der (noch offenen) SOGL Datenaustausch-V erforderlich sein.
209	SMA Solar Technology AG	443	6.2.1.1 Stromerzeugungsanlagen mit Pmax < 1 MW	Alternativ zu den potenzialfreien Kontakten sollte eine Kommunikationsschnittstelle zugelassen werden, um entsprechende Lösungen nicht von vornherein auszuschließen, bzw. nicht zusätzlich zu benötigen. Diese bietet in der Regel umfangreiche Möglichkeiten u.a. bzgl. Statusmeldungen und Messwerte und würde anderenfalls ggf. notwendige zusätzliche, potenzialfreie Kontakte überflüssig machen. Die Anlage sollte eine konkrete Ausführung der Schnittstelle nur aufweisen müssen, wenn der Netzbetreiber tatsächlich beabsichtigt, diese zu nutzen.  Vorschlag für die Umsetzung bei Typ B-Anlagen:  "Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1 ist in Form von potentialfreien Kontakten oder alternativ durch eine Fernwirkchnittstelle mit einem (zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer zu vereinbarenden) gängigen Kommunikationsprotokoll zu realisieren, die am Fernwirkgerät (z.B. Funkrundsteuerempfänger, Gateway) des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt werden. Diese Schnittstelle ist nur bereitzustellen, sofern der relevante Netzbetreiber beabsichtigt, diese zu nutzen und dies im Netzanschlussvertrag darlegt."	tlw. angenommen	Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Abschaltung ist gem. Art 13 Abs 6 RfG-VO für Typ A verpflichtend. Allerdings kann dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden, auf deren Nutzung zu verzichten, z.B. mit der Worfolge "falls vom relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag vorgesehen". Den Vertragsparteien bleibt unbenommen, abweichend zur TOR eine andere Umsetzung der fernwirktechnischen Schnittstelle zu vereinbaren.  Eine Schnittstelle mit einem Kommunikationsstandard ab Typ B wird wohl auch aufgrund der (noch offenen) SOGL Datenaustausch-V erforderlich sein.
210	SMA Solar Technology AG	448	6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation	Worin bestehen diese "erforderlichen Informationen"? Bitte konkretisieren.	zur Kenntnis genommen	Es handelt sich um alle Informationen, die gemäß TOR Erzeuger, ER-VO (TOR Systemschutzplan) und SOGL Datenaustausch-V auszutauschen sind.
211	SMA Solar Technology AG	504	6.3.2.3 Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q+ & U<)	Die Anforderung an den Q-U-Schutz wird i.d.R. durch externe Schutzgeräte realisiert und ist bisher i.W. in der Mittelspannung üblich. Auch ist eine Parametrierung gemäß den Abschnitten 6.3.3.1 und 6.3.3.2 nur für die Mittelspannung vorgesehen. In Abschnitt 6.3.2.3 sollte die Anforderung daher auf die Mittelspannung eingeschränkt werden, mindestens jedoch auf Anlagen >30kVA, die über eine externe Freischaltstelle verfügen.	angenommen	

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR Ifd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
212	SMA Solar Technology AG	507	6.3.2.4 Erdschlussschutz (Ue>)	Letzter Satz: "und" streichen (grammatikalisch falsch)	angenommen	
213	SMA Solar Technology AG	598	8.2 Konformitätstests und Konformitätssimulationen	konkreter Wert für Sk,min unklar. Kann dieser frei definiert werden?	zur Kenntnis genommen	Wird durch den Netzbetreiber vorgegeben; vgl. auch Ifd. Nr 74.
214	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner		Generell	Prinzipiell gilt zu sagen, dass die Stufung Typ A bis D (A bis 250kW) aus unserer Sicht zu eng gewählt wurde. All jene Dinge, die nun für den Typ B ab 250kW gelten sollen, sollten frühestens ab 1 MW kumulierte netzirksame Bemessungsleistung gültig werden. Wenn nun in die Wechselrichtergeräte deutlich verbesserte Bordmittel zur Netzunterstützung und - stabilisierung eingebaut werden, ist es um so weniger einzusehen, wieso komplizierte Regelungs- und Leistungssteuerungstechnik bei mittelgroßen PV Anlagen aufgebaut werden soll, wenn sich die PV Anlagen kraft Ihrer Konfiguration "netzdienlich" verhalten. Eine Kapazitätsplanung / Fahrplan ist aufgrund der Abhängigkeit vom Sonnenlicht im Gegensatz zu anderen Erneuerbaren (Biomasse, Kleinwasserkraft) schon aufgrund der verwendeten Technik unmöglich. Ziel muss es daher sein, PV Anlagen bis 1 MW "passiv" so gut als möglich für die Netzdienlichkeit einzurichten, ohne leistungssteuernd eingreifen zu müssen. Aufgrund der Verschiebung von Netzparametern in Grenzbereiche regelt sich die Leistung und der Blindstrom der PV Anlage dann automatisch mit den Netzbedingungen mit, was viel eher den Bedürfnissen eines stabilen Netzbetriebs entspricht, als eine aufwändige Steuerung "von aussen". Ab 1 MW kumulierte netzirksame Bemessungsleistung ist es aus Kosten- und Techniksicht kein Problem derartige Mechanismen einzubauen, und für diese Leistungsklasse sollten derartige Vorkehrungen auch vorgesehen werden.	zur Kenntnis genommen	Die Schwellenwerte wurden mit der RfG Schwellenwert-V festgelegt und sind nicht Gegenstand dieser Konsultation. An mehreren Stellen im Entwurf der TOR Erzeuger sind Schwellenwerte von 1 MW vorgesehen - so z.B. für die fernwirktechnische Anbindung mit einem Kommunikationsstandard. Außerdem sollen auch Bordmittel prioritär eingesetzt werden (siehe Ifd. Nr. 316). Die Verpflichtungen zum Datenaustausch werden mit der SOGL Datenaustausch-V festgelegt. Hierfür ist eine eigene Begutachtung vorgesehen!
215	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	8	Einleitung	Das Inkrafttreten der TOR Erzeuger sollte mindestens 3, besser 6 Monate NACH dem Veröffentlichungsdatum sein, um bereits errichtete, aber noch nicht in Betrieb befindliche PV Anlagen nicht unverzüglich (rechtlich) sanierungsbedürftig zu machen. Sämtliche vom Gesetz betroffenen Stakeholder wie Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, E-Control sollten ausreichend Zeit haben, Ihre Richtlinien und technischen Auslegungen an die neuen Regeln anzupassen.	tlw. angenommen	Die Anwendbarkeit der Bestimmungen in der RfG-VO und RfG Anforderungs-V ist durch Art 72 iVm Art 4 Abs 2 RfG-VO bestimmt. In die TOR Erzeuger sollen dort Übergangsfristen aufgenommen werden, wo sie aufgrund der Stellungnahmen erforderlich scheinen, z.B. Konformitätsnachweise, FRT in der NS-Ebene
216	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	16	1 Begriffe und Abkürzungen	"TOR Begriffe" müssen zur Klarstellung der Konsultationsversion beigelegt werden. Diese sind derzeit nicht verfügbar, dadurch ergibt sich jede Menge Interpretationsspielraum.	angenommen	Die Begriffsdefinitionen aus Art. 2 der RfG-VO gelten prioritär. Eine Einbindung und Überleitung dieser Begriffe wurde z.B. in die Fußnoten 1-4 sowie in Punkt 4.1 aufgenommen. Eine Aufnahme dieser Begriffe in eine neue Version der TOR Teil A "Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis" soll zeitnah oder zeitgleich mit der Veröffentlichung der TOR Erzeuger erfolgen.
217	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	23	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	"deren kumulierte netzirksame Bemessungsleistung" statt "Maximalkapazität Pmax"	abgelehnt	In den TOR Erzeuger wird bewusst der Begriff "Maximalkapazität" der RfG-VO verwendet. Dieser ist jedoch auch als "netzirksame Bemessungsleistung" zu verstehen - siehe Begriffseinführung in Kapitel 4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage. Das kann auch in die TOR A aufgenommen werden.
218	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	67	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	"ihre kumulierte netzirksame Bemessungsleistung am Netzanschlusspunkt" statt "Maximalkapazität Pmax am Netzanschlusspunkt"	zur Kenntnis genommen	Grundsätzlich wird in der TOR Erzeuger der maßgebliche Begriff "Maximalkapazität" gem. RfG-VO verwendet. In Kapitel 4.1 "Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage" wird dieser dann mit der netzirksamen Bemessungsleistung und der Regelungstechnik in Verbindung gebracht.
219	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	72	4.2 Netzanschlussantrag	Änderung: "Höchstleistung in kW, die der kumulierten netzirksamen Bemessungsleistung .... Entspricht"	angenommen	Höchstleistung wird in END-VO 2012 angeführt. Vorschlag: "Höchstleistung in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbenutzers entspricht (z.B. Engpassleistung, netzirksame Bemessungsleistung)"
220	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	85	4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	Änderung: ", so schlägt der Netzbetreiber die mögliche Maximalkapazität am beantragten Anschlusspunkt, sowie technische Alternativen für die Einspeisung ...."	angenommen	Klarstellung.
221	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	421	6.1.2 Schaltstelle	"35,00 kVA" statt "30 kVA", eine von den Wechselrichtern unabhängige zentrale Abschaltvorrichtung sollte erst ab Vorhandensein einer Wandlermessung (eigener Schaltschrank) notwendig sein. Siehe dazu Beilage, 34,64 kVA + 1% Meßgenauigkeit = 35,00 kVA.	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlermessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.
222	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	443	6.2.1.1 Stromerzeugungsanlagen mit Pmax < 1 MW	Ergänzung: "Echtzeitdaten sind nur bei Anlagen des Typs C und D notwendig."	abgelehnt	Stromerzeugungsanlagen ab Typ B sind als signifikante Netznutzer gem SOGL anzusehen und müssen (noch näher in der SOGL Datenaustausch-V zu bestimmen) u.U. Echtzeitdaten liefern können.
223	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	443	6.2.1.1 Stromerzeugungsanlagen mit Pmax < 1 MW	Ergänzung: "Statt den potentialfreien Kontakten kann der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber auch einen genormten Kommunikationsbus am SmartMeter zur Verfügung stellen."	abgelehnt	Intelligente Messgeräte als Kommunikationsschnittstelle mit externem Zugriff für diese Zwecke wird aus Sicherheits- und Datenschutzgründen von den NB abgelehnt.
224	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	480	6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz	"35,00 kVA" statt "30 kVA", eine von den Wechselrichtern unabhängige zentrale Abschaltvorrichtung sollte erst ab Vorhandensein einer Wandlermessung (eigener Schaltschrank) notwendig sein. Eine Wandlermessung wird dann nötig, wenn der Anschluss mit MEHR als für 50 Ampere abgesichert wird. 50 Ampere entsprechen 34,64kVA + 1% Meßgenauigkeit ergibt 35,00 kVA. Es gibt zahlreiche Hersteller, die WR-Geräte mit 17.5 kVA haben, und auf diese Weise können zwei dieser WR Geräte oder 2 WR Geräte mit einmal 15 kVA + 20kVA noch eingesetzt werden. Für die 35kVA siehe auch extra Begründung.	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlermessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
225	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	523	6.3.4 Prüfklemmleiste	Ergänzung: "Statt einer Prüfklemmleiste kann auch eine andere Einrichtung vorgesehen werden, die eine eindeutige Funktionsprüfung der Schutzeinrichtungen erlaubt." Damit wird offen gelassen, dass eine technisch bessere Lösung verwendet werden kann, die das gleiche Ziel erfüllt, die Prüfklemmleiste könnte z.B. anderwertig in einen Schaltkasten integriert werden. Wird das nicht, IST die Prüfklemmleiste das gesetzlich geforderte Mittel!	abgelehnt	- mit ÖE-Arbeitskreis Schutztechnik abzustimmen
226	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	651	A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	Diagramm: "maximal 35,00 kVA"	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlermessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.
227	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner	670	A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente	"bis einschließlich 35,00 kVA"	abgelehnt	Die Leistungsgrenzen für eine Wandlermessung sind auch jetzt bereits in den Ausführungsbestimmungen der Netzbetreiber nicht einheitlich. Die 30 kVA-Grenze ist auch in der VDE-AR-N-4105 enthalten.
228	SUREnergy GmbH, DI Hubert Steiner		8.1 Konformitätsnachweis	Herstellereklärungen sollten bis mindestens 31.12.2020 akzeptiert werden, um ausreichende Übergangsfristen zu erreichen, die die Anpassung der Geräte und notwendigen Unterlagen erlauben.	angenommen	
229	WEB Windenergie AG		Generell	<p>Als Umsetzung der nicht abschließenden Regelungen der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. L 2016/112, („Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators“; im Folgenden kurz: RfG-VO) besteht für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit Anforderungen auszugestalten und diese unter Genehmigung durch die E-Control zu erlassen. Dieses erfolgt im Rahmen der Neugestaltung und Überarbeitung des als „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ - kurz TOR bekannten Regelwerks.</p> <p>Grundsätzlich begrüßen wir die Ausgestaltung klarer, einheitlicher Regelungen und Anpassungen an nationale Rahmenbedingungen. Dennoch möchten wir darauf hinweisen, dass die Umsetzungen der Verordnung (EU) 2016/631 teils unzureichend, teils überschneidend erfolgt ist.</p> <p>Generell sollten neue Anforderungen klar ausgewiesen werden, präzise spezifiziert sein und es sollte eine tiefgehende Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen. Nur so wird gewährleistet von Windkraftanlagenherstellern entsprechende Angebote zu bekommen und die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten beurteilen zu können. Es sei kritisch darauf hingewiesen, dass zu unspezifisch ausformulierte Anforderungen und noch nicht ausgestaltete Bereiche wie die Umsetzung Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb („SOGL - System Operation Guideline“) oder noch unklare Bereiche der Betriebserlaubnis und Konformitätsnachweise eine Stellungnahme erschweren.</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Konformitätstests und -simulationen sind grundsätzlich gem. RfG-VO vorgesehen.</p> <p>Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung).</li> <li>2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene).</li> <li>3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).</li> </ol> <p>Die zeitliche Verschiebung entsteht leider durch die unterschiedlichen Umsetzungsfristen der Netzkodizes.</p> <p>SOGL: Ein informeller und unverbindlicher Vorschlag der ÜNB zur Umsetzung des Datenaustauschs nach Art 40 Abs 5 SOGL ist unter <a href="https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL">https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL</a> veröffentlicht. Über einen derartigen Vorschlag muss nach Artikel 6 (4) b SO GL E-Control entscheiden, was durch eine SOGL Datenaustausch-V mit eigener Begutachtung erfolgen soll.</p>
230	WEB Windenergie AG	19	1 Begriffe und Abkürzungen	Die in diesem Teil der TOR abgebildeten Begriffe werden durchgängig im gesamten Dokument durch entsprechende Abkürzungen verwendet. Allerdings sind reine Abkürzungserläuterungen aus unserer Sicht unzureichend. Wir fordern daher bereits in Kapitel 1 eine eindeutige nachvollziehbare Definition der Begriffe. Wenn Begriffe Verwendung finden, die in anderen Dokumenten definiert sind z.B. im EIWOG, so sollten hier verweise enthalten sein. Beispielsweise die Verwendung der Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“ in der RfG - VO und TORneu sollten vereinheitlicht. Dadurch wird verhindert, dass durch unterschiedliche Begriffsinterpretationen seitens unterschiedlicher Stakeholder, Unstimmigkeiten in der Auslegung und Lesart der TOR entstehen.	angenommen	Die Begriffsdefinitionen aus Art. 2 der RfG-VO gelten prioritär. Eine Einbindung und Überleitung dieser Begriffe wurde z.B. in die Fußnoten 1-4 sowie in Punkt 4.1 aufgenommen. Eine Aufnahme dieser Begriffe in eine neue Version der TOR Teil A "Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis" soll zeitnah oder zeitgleich mit der Veröffentlichung der TOR Erzeuger erfolgen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
231	WEB Windenergie AG	26	2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen	<p>Schon in der ersten Ausbauphase von Windenergie im Jahre 2003 wurden die Windkraftanlagenbetreiber besonders im Burgenland dazu angehalten, die durch Austrian Wind Power GmbH („AWP“) bzw. nachfolgend Energie Burgenland Windkraft GmbH („EBW“) neu zu errichtenden Umspannwerke im Sinne einer Risikogemeinschaft der Windkraftanlagenbetreiber zu finanzieren. Die Eigentumsgränze zwischen der Windkraftanlageninfrastruktur des jeweiligen Windkraftanlagenbetreibers und dem Eigentum der AWP bzw. EBW bilden die abgangsseitigen Kabelstecker der 30 kV-Abzweige im jeweiligen Umspannwerk. Diese Entscheidung wurde vom damaligen Energieversorger – BEWAG - mit der Begründung getroffen, dass sämtliche Anschlusskosten, die durch den Ausbau von Windenergie verursacht werden, nicht zu Lasten des Endkunden gehen sollen.</p> <p>Das Burgenland aber auch andere Bundesländer wie der Steiermark gehören zu jenen Bundesländern Österreichs, welche die Windenergieanlagen gemäß Netzzugangsvertrag mit dem Netzzugangspunkt 110 kV verbindet. Somit sind alle Netzzugangsverträge und werden zukünftig alle Netzzugangsverträge immer auf die 3. Spannungsebene (110 kV) ausgestellt. Gemäß dem aktuellen Entwurf der TORneu fallen somit alle Windenergieanlagen, die beispielsweise in der 3. Ausbauphase im Burgenland gebaut werden, in den Typ D hinein. Es ist allerdings wichtig herauszustrichen, dass ein solches Szenario im Rahmen des zukünftigen Ausbaus der Windkraft auch in anderen Bundesländern möglich ist.</p> <p>Durch die Einstufung der Windenergieanlagen in Typ D werden Windkraftanlagenbetreiber gegenüber den anderen Betreibern aus anderen Bundesländern (z.B. Niederösterreich) folgenswer benachteiligt. Nicht nur das Erreichen der Betriebsparameter und die Regelungsmöglichkeiten der einzelnen Windkraftanlagen führen zu höheren Investitionskosten, sondern dann auch die Erteilung der Betriebserlaubnisse, die vom Netzbetreiber vorgenommen werden müssen.</p> <p>Nach Analyse des derzeitigen Konsultationsentwurfs der TOR besteht die Gefahr, dass die Kosten für eine endgültige Betriebserlaubnis, die vom Netzbetreiber zu erteilen ist, für den Typ D (auch wenn der Windpark leistungsmäßig nicht in diese Kategorie fallen würde) die Wirtschaftlichkeit von aktuellen und erst recht von zukünftigen Projekten stark in Frage stellen. Auch hinsichtlich der Bereitstellung von unentgeltlichen Systemdienstleistungen (Blindleistung,...) müssen diese Projekte ungerechtfertigt und unverschuldet die höchsten Anforderungen erfüllen.</p>	zur Kenntnis genommen	Wir empfehlen für kostenintensive Anforderungen mit eventuell beschränktem Nutzen ein Freistellungsverfahren nach Art 60ff RfG-VO zu erwägen. Zielführend wäre die Beantragung einer Gruppenfreistellung durch mehrere (mögliche) Eigentümer oder durch die relevanten Netzbetreiber. Wir möchten Sie an dieser Stelle auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellunge unter <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> verweisen.
232	WEB Windenergie AG	37	2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	<p>Eine nicht abschließende Auflistung von wesentlichen Änderungen beziehungsweise gegenteilig die Auflistung von nicht wesentlichen Änderungen, erschwert die Einschätzung und Beurteilung zukünftiger Änderungen von Anlagen. Wir fordern daher eine möglichst klare Präzisierung, welche Änderungen als „wesentlich“ anzusehen sind.</p> <p>Beispielsweise stellt der Tausch einer Regelungseinheit in einem Windpark einen hohen und relevanten Kostenpunkt dar. Wichtig ist daher, dass bei der Erweiterung und Installation von neuen Anlagen, die bestehende Regelungseinheit für die bestehenden Anlagen weiterverwendet werden darf und nicht der gesamte Windpark umgestellt werden muss.</p> <p>Das bedeutet allgemein gesagt, die Weiterverwendung von möglichst bestehenden Infrastrukturen muss ermöglicht werden, ohne in eine höhere Anforderungsklasse zu gelangen. Zusätzlich sollen Anforderungen der TORneu bei Erweiterungen eines Windparks, wo es sinnvoll ist, lediglich aliquot zu erfüllen sein (z.B. Blindleistungsbereitstellung).</p> <p>Der Zeitraum bis zur endgültigen Anwendbarkeit der RfG VO (27.4.2019) und der Ausgestaltung einer nationalen Umsetzung im Rahmen der TORneu war sowohl für Betreiber als auch Hersteller von hoher Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Planung zukünftiger Projekte geprägt. Zwar wurde vermehrt auf die Gültigkeit der derzeit bestehenden TOR sowie der RfG VO hingewiesen, allerdings zeigen sich bei Analyse des aktuellen Entwurfs der TORneu doch signifikante Änderungen. Diese Änderungen treffen die Betreiber und Hersteller unverschuldet und konnten in keiner Weise vorhergesehen werden.</p>	tlw. angenommen	<p>Anlagenregler: Diese Formulierung stammt aus der VDE AR-N-4110. Dieser Aspekt trifft beispielsweise zu, wenn eine bestehende Windturbine in einem Park modernisiert wird oder wenn ein (bestehender) Park um eine neue Windturbine erweitert wird. Hier gelten die Anforderungen nur für die modernisierte oder neue Stromerzeugungseinheit. Da die Anforderungen aber an der Übergabestelle nachzuweisen sind, ist der Anlagenregler (Parkregler) wahrscheinlich entsprechend anzupassen.</p> <p>Daher soll der Text folgendermaßen adaptiert werden: "Für diese erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten muss auch der Regler der gesamten Stromerzeugungsanlage (Anlagenregler bzw. Parkregler, falls vorhanden) die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen."</p>
233	WEB Windenergie AG	50	2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	<p>Wir fordern daher, um unnötige Mehrkosten und kostspielige Umplanungen zu vermeiden, weiterhin die Anwendung der alten bestehenden TOR für alle bestellten Windkraftanlagen bis Stichtag 27.4.2019, beziehungsweise eine Ausweitung der Freistellungen von Bestimmungen der RfG VO und TORneu.</p>	zur Kenntnis genommen	Es sind die Anforderungen der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V seit 27.4.2019 anwendbar und gültig. Diesen Anforderungen unterliegen gemäß Art. 4 Abs. 2 lit b RfG-VO auch Stromerzeugungsanlagen, deren (elektrische) Hauptkomponenten nach dem 17.5.2018 verbindlich bestellt wurden. Das zuständige Ministerium hat der Regulierungsbehörde in diesen Fällen keine Kompetenz gegeben, Stromerzeugungsanlagen als bestehend oder neu zu qualifizieren. Die Anforderungen aus den TOR gelten nachrangig. Für die Bestimmung der anwendbaren Version der TOR gilt das Datum des Netzzugangskonzepts bzw. des Vertragsangebots des Netzbetreibers - vgl. Kapitel 2.1 "Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen".
234	WEB Windenergie AG	88	4.4 Netzzugangsvertrag	<p>Im aktuellen Entwurf der TORneu finden sich zahlreiche Verweise auf die bestehenden TOR. Hier sei allerdings kritisch hingewiesen, dass mehrfach Unterschiede zwischen Originaltext der bestehenden TOR und dem aktuellen TORneu Entwurf bestehen. Z.B.</p> <p>„Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4 4.1 – Verweis in TORneu (Lfd Nr. 88)</p> <p>„Netzzugangsfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Angebotslegung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4. 4.1 - Original</p> <p>Hinsichtlich einer unmissverständlichen Interpretation sind hier entsprechende Korrekturen und Anpassungen nötig.</p>	abgelehnt	Genau diese Anpassung gegenüber den TOR Teil D4 soll mehr Klarheit bringen: Das "Anschlusskonzept" wird in Punkt 4.3 eingeführt und beschrieben. Das Datum dieses Anschlusskonzepts (oder eben Angebots für den Netzzugangsvertrag) definiert die Anwendbarkeit der jeweiligen Version der TOR. In Punkt 4.4 "Netzzugangsvertrag" wird noch eine Gültigkeitsfrist für ein Anschlusskonzept/Vertragsangebot festgelegt.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
235	WEB Windenergie AG	69	4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	<p>Bezugnehmend auf Lfd. Nr. 69 (Kap. 4.1. Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage) bezieht sich diese Regelung rein auf Erzeugungseinheiten und Speicher. Wir verlangen aufgrund der immer größer werdenden Rolle von „steuerbaren Lasten“ sowie Erzeugung mit gemessener limitierter Einspeisung folgende Erweiterung der Textierung (in fett):</p> <p>„Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, elektrischen Lasten, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten...“</p>	tlw. angenommen	Folgende Änderung wird in Aussicht gestellt: "Die Maximalkapazität entspricht dann der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbetreiber vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzwerkstabile Bemessungsleistung)." Daraus ergibt sich bereits, dass eine allfällige Verminderung von Erzeugungsspitzen durch Eigenverbrauch mittels Regelungstechnik berücksichtigt werden kann.
236	WEB Windenergie AG	115/120	5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	<p>Mit Verweis auf die RTG VO 13 (2) e wird verlangt: „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 Netzbetreiber die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen.“</p> 	zur Kenntnis genommen	Grafik wird angepasst.
237	WEB Windenergie AG	145-147	5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	<p>In der Lfd. Nr. 145 sowie in Abbildung 6 Lfd. Nr. 146 werden im speziellen für Windkraftanlagen Regelzeiten für den LFSM-U Modus empfohlen. Diese gelten für Typ C, D aber auch schon für Windkraftanlagen niedrigerer Leistungsklassen z. B. Typ B durch die Einstufung als Typ D auf 110 kV Ebene.</p> <p>„TA ≤ 5 s für eine Wirkleistungserhöhung von 20 % Pmax, sofern sich die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus ≥ 50 % Pmax ist; falls die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus weniger als 50 % Pmax beträgt, soll die Stromerzeugungsanlage eine Wirkleistungserhöhung so schnell wie technisch möglich umsetzen“;</p> <p>Mit dieser Anforderung lässt sich ableiten, dass der Netzbetreiber bzw. Betreiber im Rahmen des Netzzugangsvertrages zu einer signifikanten Leistungsvorhaltung (gedrosselter Fahrweise laufend bis zu 20%) der Anlage verpflichtet werden kann. Dies ist ohne Entgelt für diese Dienstleistung nicht gerechtfertigt und auch nicht wirtschaftlich tragbar.</p> <p>Dazu kommt, dass diese Systemdienstleistung in keiner Weise abgegolten wird und somit wirtschaftlich kaum abschätzbare Verluste entstehen können. Berechnungen von Windkraftanlagenbetreibern gehen von Ertragsverlusten (bei einer Anlage mit 5 MW Nennleistung) von über zweihundert Tausend Euro und Investitionskosten von bis zu 1 Million Euro aus.</p> <p>Sollte die Leistungsvorhaltung gem. LFSM-U (lfd. Nr. 145 ff TOR neu Originaldokument V1.0) für die Windenergie im Burgenland, aber auch in anderen Bundesländern, aufgrund der bereits erläuterten Einstufung als Typ D aufgrund des Netzanschlusses auf der 110 kV-Ebene, zum Tragen kommen, sinken die Einnahmen so stark, dass neue Windenergieprojekte wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sind. Dadurch entsteht besonders für einzelne Bundesländer aber auch für Gesamtösterreich ein großer volkswirtschaftlicher Schaden. Eine solche Anforderung kann daher in keiner Weise akzeptiert werden und widerspricht sämtlichen Kosten - Nutzenabwägungen</p> <p>Wenn mit dieser Bestimmung eine Definition für eine marktbasierend zu beschaffende Dienstleistung am Regelenergiemarkt gemeint ist, so ist diese Erläuterung in der TOR nicht erforderlich. Solche Anforderungen sind mit <del>Präqualifikationskriterien zwischen Netzbetrieb und Erzeugung zu vereinbaren und sollen nicht Bestandteil der TOR</del></p>	tlw. angenommen	Es soll eine Fußnote aufgenommen werden: "Die Wirkleistungsanpassung ist nur im Rahmen der technischen und betrieblichen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage vorgesehen (z.B. wenn die Wirkleistung aus Marktgründen reduziert wurde und der entsprechende Primärenergieträger verfügbar ist). Eine permanente Leistungsvorhaltung für den LFSM-U-Modus ist nicht erforderlich."

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
238	WEB Windenergie AG	171	5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	Die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse stellt eine wichtige und relevante Systemdienstleistung dar. Die Textierung im Entwurf der TORneu bleibt an dieser Stelle sehr unkonkret, sodass zukünftig mit hohen Kosten und unklaren Anforderungen bzgl. Nachrüstungen zu rechnen ist. Bei dieser sehr allgemeinen Formulierung wird dem Netzbetreiber viel Spielraum gegeben, eine solche „Kann-Anforderung“ im Netzzugangsvertrag zur Bedingung zu machen. Diese Anforderung macht für uns daher nur Sinn, wenn eine präzise Formulierung vorhanden ist und eine adäquate Abgeltung gewährleistet wird.	tlw. angenommen	Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.  Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbutzer und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."
239	WEB Windenergie AG	242	5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung genau dargelegt und begründet werden. Das dient zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen. Für die Bereitstellung von Blindleistung, fordern wir eine finanzielle Abgeltung. Wir sprechen uns für die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits implementiert, aus. Daher ist jetzt die Diskussion über eine Abgeltung der Bereitstellung von Blindleistung bei Erlass und Ausgestaltung der Verordnung zu führen. So kann der zukünftigen Rolle der Windkraft nicht nur als reiner Produzent sondern auch als Systemdienstleister in geeigneter Weise Rechnung getragen werden.	zur Kenntnis genommen	Der Netzbetreiber kann im Netzanschlussvertrag jene Blindleistungsbereiche und Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung fordern, die in der RfG Anforderungs-V und in den TOR Erzeuger festgelegt wurden bzw. werden. Wir möchten darauf hinweisen, dass die Blindleistungsanforderungen für Typ B und C gegenüber den TOR Teil D4 nicht erhöht wurden. Im Gegenteil, die Auswahl eines vom Standard abweichenden und für den Netzbutzer kostenintensiveren Blindleistungsbereichs ist nunmehr eine lokal begrenzte Ausnahme und muss vom Netzbetreiber nachvollziehbar und schlüssig begründet werden! Eine Vergütung der Blindleistungsbereitstellung kann erfolgen, wenn Stromerzeugungsanlagen über die in diesem Teil der TOR hinausgehende Q-Fähigkeit aufweisen und dies mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbart wurde.
240	WEB Windenergie AG	288	5.3.4.2 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung Q(U) im Niederspannungsnetz	Weiters sind in der Lfd. Nr. 242 3 unterschiedliche Blindleistungsbereiche festgelegt, von denen der Netzbetreiber einen wählen muss. Der Bereich I erstreckt sich cosphi 0,95 untererregt bis cosphi 0,9 über erregt, der Bereich II von cosphi 0,925 untererregt bis cosphi 0,925 über erregt und der Bereich III cosphi 0,95 unter erregt bis cosphi 0,9 über erregt.  In Abbildung 23 der Lfd. Nr. 288 und der genaueren Definition der Stützpunkte des Bildes in der Lfd. Nr. 290 ist für Typ B ein Blindleistungsbereich von cosphi 0,9 unter erregt bis cosphi 0,9 über erregt gefordert. Dies widerspricht den Blindleistungsforderungen für Typ B. Hier sollte die Definition der Stützpunkte dahingehend angepasst werden, dass für Typ B die Anforderungen der Lfd. Nr. 242 abgebildet werden.	angenommen	Eine dementsprechende Anpassung wird erfolgen.
241	WEB Windenergie AG	446ff	6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation	Wir bezweifeln die derzeitige Durchführbarkeit der Anforderung hinsichtlich der 8h Back - up Stromversorgung für Kommunikationssysteme. Unserem derzeitigen Informationsstand seitens Betreibern und Herstellern, haben relevante Elemente wie z. B. der Parkregler in vielen Windparks je nach Hersteller ein Back - up von maximal 90 Minuten. Die in der TORneu dargelegten Anforderungen an diverse Komponenten können nicht vollumfassend standardmäßig bereitgestellt werden.  Aufgrund des breiten Spektrums an betroffenen Komponenten (Router, Switches, Verbindungsmodem,...) bietet sich großer Spielraum für Interpretation und dadurch bedingte Unsicherheit. So ist unklar, ob rein die Kommunikationshardware zu „puffern“ ist, wobei zum Beispiel der Parkregler und Anlagencontroller auf ihrem eigenen Back - Up System hängen (Puffer zwischen 30 - 90 Minuten). Ohne diese Systeme im Parknetzwerk können allerdings keine sinnvollen Informationen zum Parkzustand erhoben werden. Interpretiert man die Anforderung in die andere Richtung, bedeutet das eine weitestgehend durchgängige Pufferung und führt bei den (Prinzip bedingt) örtlich weit verteilten Erzeugungsanlagen zu einer signifikanten Erhöhung der Kosten sowohl im Bereich der Investitionen als auch im laufenden Betrieb.  Wir sprechen uns daher gegeben diese Anforderung aus, da diese in ihrer derzeitigen Form nicht nachvollziehbar und umfassend definiert ist.	tlw. angenommen	Der Zeitraum der Pufferung soll auf 30 Minuten reduziert werden.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
242	WEB Windenergie AG	526ff	7 Betriebslaubnisverfahren	Wir kritisieren allgemein, dass im Typ D keinerlei Unterscheidung nach Technologien mit ihren unterschiedlichen Charakteristika gemacht wurde. So werden beispielsweise Windkraftanlagen genauso behandelt wie z.B. Gas- oder Wasserkraftwerke, welche nach individuellen Vorgaben geplant und errichtet werden. Daraus resultierend entstehen für zukünftige Windparks überbordende und die Wirtschaftlichkeit von Projekten bedrohende Anforderungen hinsichtlich der Betriebslaubnis und der Anlagenzertifizierung. Wir begrüßen grundsätzlich die Erarbeitung eines einheitlichen Prozesses des Betriebslaubnisverfahrens. Allerdings müssen sich diese an die technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten der Technologien orientieren. Eine Diskriminierung der Windkraft gegenüber anderen Technologien lehnen wir entschieden ab.  Wir verlangen daher, dass in solchen Fällen großzügig vom Artikel 61 - 63 RfG VO Gebrauch gemacht werden kann, um durch die Gewährung von Freistellungen ungerechtfertigte Kosten im Zuge der Betriebslaubnis und Zertifizierung vermeiden zu können.	zur Kenntnis genommen	Wir empfehlen für kostenintensive Anforderungen mit eventuell beschränktem Nutzen ein Freistellungsverfahren nach Art 60ff RfG-VO zu erwägen. Zielführend wäre die Beantragung einer Gruppenfreistellung durch mehrere (mögliche) Eigentümer oder durch die relevanten Netzbetreiber. Wir möchten Sie an dieser Stelle auch auf die Kriterien für die Gewährung von Freistellunge unter <a href="https://www.e-control.at/rfg-network-code">https://www.e-control.at/rfg-network-code</a> verweisen.
243	WEB Windenergie AG	579	8.1 Konformitätsnachweis	Grundsätzlich kritisieren wir, dass zum Zeitpunkt der Konsultation des Entwurfs der TORneu die Anforderungen an die zukünftigen Konformitätsnachweise und im speziellen die Anlagenzertifizierung noch nicht fertig bzw. veröffentlicht und kommuniziert wurden. Es erschwert eine umfassende Einschätzung der nationalen Umsetzung der RfG VO und schafft große Planungsunsicherheit seitens Betreiber und Hersteller.  Der in Lfd. Nr. 579 angeführte Begriff einer „ermächtigten Zertifizierungsstelle“ mit Verweis auf die RfG VO bietet einen sehr großen Spielraum für Interpretation und lässt viele Fragen der praktischen Umsetzung des komplexen Prozesses der Zertifizierung offen. Es ist noch völlig unklar, welche Stellen mit der Zertifizierung von Anlagen betraut werden können oder ob und inwiefern bestehende Zertifikate, Messberichte und Herstellernachweise anerkannt werden. Wichtig ist für uns hier daher, dass dem Prinzip eines praxistauglichen und möglichst kosteneffizienten Prozesses und die Rücksichtnahme auf die Besonderheiten der einzelnen Technologien hohe Bedeutung zu kommt. Wir sehen daher die Ausgestaltung in Lfd. Nr. 579 als unzureichend an und fordern die Veröffentlichung von Erläuterungen mit der genauen Ausgestaltung des Anlagenzertifizierungsprozesses unter Einbezug der jeweiligen Verbände und Interessensvertretungen. Eine Endgültige Veröffentlichung der TORneu kann keinesfalls vor Abschluss dieses dringend erforderlichen Klärungsprozesses erfolgen.	zur Kenntnis genommen	Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).  Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellererklärungen anerkannt.  "Betriebsmittelbescheinigungen" gem. RfG-VO hingegen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate in DE) stellen eine Alternative zu den o.g. Prüfberichten, Konformitätstests u. -simulationen dar und können nur durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle nach EN ISO/IEC 17065 ausgestellt werden. Betriebsmittelbescheinigungen können optional durch den Netzbetreiber für den Konformitätsnachweis herangezogen werden, sind aber nicht verpflichtend. Mangels veröffentlichter AT-Prüfnormen wird es diese Option für Netzbetreiber ebenfalls erst nach einer Übergangszeit geben.
244	Wien Energie	73	4.2 Netzanschlussantrag	lt. lfd. Nr. 72 ist der Antrag vor einer detaillierten Projektierung zu stellen. Um alle Anforderungen der Nr. 73 zu erfüllen ist jedoch tlw eine detaillierte Projektierung nötig. Überdies Unterlagen hinaus darf der Netzbetreiber keine weiteren Unterlagen verlangen um eine Netzauskunft zu geben.	tlw. angenommen	Aufnahme der Wortfolge "und sofern zu diesem Zeitpunkt bereits verfügbar". Der Netzbetreiber kann jedenfalls alle in der NetzdienstleistungsVO Strom 2012 angegebenen Unterlagen verlangen.
245	Wien Energie	173	5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	Dieser Punkt ist nicht nötig, da über die TOR hinausgehende Punkte ohnehin vereinbart werden können	abgelehnt	Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.  Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."
246	Wien Energie	239	5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität	- Die Anforderungen an Typ A sind strenger als jene an Typ B - An welchen Punkt muss die Blindleistungsfähigkeit nachgewiesen werden wenn die Anlage ein Überschusseinspeiser ist	zur Kenntnis genommen	Das liegt zum einen am Blindleistungsbedarf der Verteilernetze insbesondere zur Spannungshaltung in ländlichen Bereichen, zum anderen am Stand der Technik, insbesondere bei Umrichteranlagen.  Die Q-Fähigkeit muss, wie bei anderen Stromerzeugungsanlagen auch, entweder an der Generatorklemme (Typ A NS) oder am Netzanschlusspunkt bereitgestellt werden.
247	Wien Energie	290	5.3.4.2 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung Q(U) im Niederspannungsnetz	Die Blindleistungsanforderungen sollten nicht jenen von zB lfd. Nr. 242 (cos phi Bereich II 0,925 untererregt bis 0,925 übererregt) überschreiten	angenommen	Eine dementsprechende Anpassung wird erfolgen.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
248	Wien Energie	351	5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter	Der Netzbetreiber erklärt sich im Bedarfsfall bereit Vertraulichkeitserklärungen zu Unterschreiben	angenommen	Aufsichtsrechtliche Aspekte der RfG-VO sind einzuhalten.
249	Wien Energie	445	6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle	Unter gängige Kommunikationsstandard sollten keine proprietären Herstellerstandards verstanden werden	angenommen	Es sollen keine proprietären Protokolle verlangt werden. Ein Eingriff in die Stromerzeugungsanlage ist in keiner Weise geplant. Aus der Anlagensteuerung sollen die Daten an einer Schnittstelle in einem gängigen Protokoll bereitgestellt werden. Es erfolgt eine beispielhafte Nennung der IEC 60870-5-101 bzw. IEC 60870-5-104
250	Wien Energie	618	9 Betrieb	Schaltberechtigter, eine Privatperson ist nicht 24/7 erreichbar	angenommen	0
251	Erneuerbare Energie Österreich		Generell	Wir begrüßen die bisherigen Maßnahmen der E-Control, um Transparenz und Nachvollziehbarkeit der RfG Implementierung zu verbessern und zu kommunizieren. Mit Verweis auf weitere zukünftige Prozesse möchten wir jedoch darauf hinweisen, dass der Gesamtprozess der RfG Umsetzung in Österreich hohes Verbesserungspotenzial aufweist und der Regulator hier entsprechend seiner Befugnisse nachdrücklicher eine höhere Transparenz, die notwendigen Kosten-Nutzen Berechnungen und Einbindung aller Akteure sicherstellen sollte. Insbesondere durch die enorm verantwortungsvolle neue Rolle der Netzbetreiber in der Erstellung der Netzanschlussbedingungen muss dieser Aspekt für die notwendige Nachvollziehbarkeit durch die am Markt operierenden Netzanschlusswerber und die finanzierenden Institutionen verbessert werden. Eine transparente Beziehung zwischen Netzbetrieb und Netzanschlusswerber benötigt gerade in Zukunft die Sicherstellung einer kostenoptimalen und sicheren Energiewende.	zur Kenntnis genommen	
252	Erneuerbare Energie Österreich		Generell	Zuvor muss außerdem angemerkt werden, dass gravierende Elemente der TOR bzw. der bisherigen RfG Umsetzung in Österreich nicht beurteilbar sind, da wesentliche Bestandteile wie etwa die ursächlich damit verbundene System Operation Guideline (SOG) oder der Wunsch der Anlagenzertifizierung durch die Netzbetreiber weiterhin vollkommen unklar sind. Klar ist, dass dadurch ein maßgeblicher Anteil der Investitionen in Erzeugungsanlagen im Vertrauen darauf getätigt wird, dass die bisher als Vorschläge vorliegenden Informationen nicht in dieser überschießenden Form umgesetzt werden. Das ist dem Standort Österreich und der Erreichung der Klima- und Energieziele der Bundesregierung eindeutig abträglich. Aus unserer Sicht sollte eine sinnvolle Regulierung der Bedürfnisse von Netzbetreibern nicht zu einem Aufbau unnötiger bürokratischer Hürden führen, sondern dazu dienen, die Möglichkeiten erneuerbarer Energien und die Anforderungen an einen modernen Netzbetrieb sinnvoll zusammenzuführen.	zur Kenntnis genommen	Konformitätstests und -simulationen sind grundsätzlich gem. RfG-VO vorgesehen.  Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).  Die zeitliche Verschiebung entsteht leider durch die unterschiedlichen Umsetzungsfristen der Netzwerkkodizes.  SOGL: Ein informeller und unverbindlicher Vorschlag der ÜNB zur Umsetzung des Datenaustauschs nach Art 40 Abs 5 SOGL ist unter <a href="https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL">https://www.apg.at/de/netz/Network-Codes/Netzbetrieb/SOGL</a> veröffentlicht. Über einen derartigen Vorschlag muss nach Artikel 6 (4) b SO GL E-Control entscheiden, was durch eine SOGL Datenaustausch-V mit eigener Begutachtung erfolgen soll.
253	Erneuerbare Energie Österreich		Generell	Aus Sicht eines Netzbetreibers ist die generell weitfassende Interpretation des RfG und analoger Network Codes verständlich. An dieser Stelle möchten wir jedoch darauf verweisen, dass eine weite Fassung in der technischen Umsetzung meist nicht umsetzbar ist, da sich einzelne Forderungen in der konkreten Anwendung widersprechen können. Eine Auslegung von technischen Anlagen für den österreichischen Markt wird so, insbesondere hinsichtlich der großen Anzahl an Verteilnetzbetreibern mit Interpretationshoheit, erschwert und nur wenige Anbieter können, wenn überhaupt, glaubwürdige Angebote legen. Das eingeengte Marktpotenzial führt so zu einer deutlichen Verteuerung des österreichischen Marktes bei allen Erzeugungstechnologien.	zur Kenntnis genommen	Uns ist die Verantwortung bei der Umsetzung der Netzwerkkodizes sehr wohl bewusst und wir nehmen die aufsichtrechtlichen Bestimmungen aus Art 7 Abs 3 RfG-VO ernst. E-Control konnte deshalb bei Weitem nicht alle Vorschläge der Netzbetreiber akzeptieren, was bei einer Analyse der früheren Versionen der TOR Erzeuger bzw. der Erläuterungen zur RfG Anforderungs-V deutlich wird. Wir sind auch für jede konkrete Stellungnahme dankbar.
254	Erneuerbare Energie Österreich		Generell	Die willkürliche Herabsetzung der Leistungsklassen ist weiterhin nicht nachvollziehbar. Eine Kosten-Nutzen-Rechnung ist bis dato nicht bekannt. Es ist unklar, warum eine pauschale Herabsetzung, begleitet von einer bis dato unklaren Anzahl von Ausnahmeregelungen, als sinnvoll erachtet wird. Besonders kritisch manifestiert sich dieses Manko in einzelnen Detailregelungen der TOR wo etwa vermerkt ist, dass Typ B Anlagen bei Anschluss auf 110kV Ebene automatisch Typ D Anforderungen erfüllen müssen, was jedoch durch das durch den Netzbetreiber vorgegebene Netzanschlusskonzept unabhängig von der Erzeugungstechnologie technisch oftmals nicht erfüllbar ist.	zur Kenntnis genommen	Die RfG Schwellenwert-V ist nicht Gegenstand dieser Konsultation. Auch ist die Anwendung der Bestimmungen für Typ D auf kleinere Stromerzeugungsanlagen mit HS-Anschluss direkt aus der RfG-VO abzuleiten. Hier empfehlen wir Freistellungsverfahren nach Art 60ff RfG-VO.

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
255	Erneuerbare Energie Österreich		8.1 Konformitätsnachweis	Die Anforderungen hinsichtlich der Betriebslaubnis, Zertifizierung und Konformitätsnachweise sind weiterhin vollkommen unklar. Dadurch ergeben sich erhebliche Unsicherheiten für alle Anschlusswerber. Es ist zu befürchten, dass die Schaffung neuer administrativer, regulatorischer und technischer Hürden nicht nur den Anschluss von Neuanlagen verteuert, sondern auch das Anbieterfeld verkleinert und vor allem auch einen unnötigen Verwaltungsaufwand ohne relevante Begründung verursacht. Die vollkommen offen definierte Neuschaffung einer „ermächtigten Zertifizierungsstelle“ mit weitgehenden Befugnissen erscheint insofern auch willkürlich, überschießend und nicht praxistauglich. Vor allem im internationalen Kontext erscheint dies äußerst fragwürdig und verhindert jede Planbarkeit. Entsprechend nationaler und internationaler Standards geplante und errichtete Erzeugungsanlagen sollten keine weiteren bürokratische Hürden bekommen.	zur Kenntnis genommen	Es gibt prinzipiell drei Gruppen von Konformitätsnachweisen: 1. Nachweise ab lfd. Nr. 566, die jedenfalls zu erbringen sind (z.B. Schutzprüfung). 2. Nachweise ab lfd. Nr. 570, die nach Aufforderung des Netzbetreibers zu erbringen sind (z. B. Prüfberichte gemäß ÖVE Richtlinie R25 bei Netzanschluss auf NS-Ebene). 3. Nachweise ab lfd. Nr. 575, die der Netzbetreiber bei kleineren Typ B-Anlagen nur mit entsprechender Begründung fordern kann (z.B. Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen).  Nun sind die Prüfnormen noch nicht veröffentlicht (z.B. ÖVE RL R 25) bzw. noch nicht erarbeitet (Bewertungskriterien für MS/HS). Daher werden bis zum Ablauf von 12 Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Prüfnorm auch Herstellererklärungen anerkannt.  "Betriebsmittelbescheinigungen" gem. RfG-VO hingegen (Einheitenzertifikate oder Komponentenzertifikate in DE) stellen eine Alternative zu den o.g. Prüfberichten, Konformitätstests u. –simulationen dar und können nur durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle nach EN ISO/IEC 17065 ausgestellt werden. Betriebsmittelbescheinigungen können optional durch den Netzbetreiber für den Konformitätsnachweis herangezogen werden, sind aber nicht verpflichtend. Mangels veröffentlichter AT-Prüfnormen wird es diese Option für Netzbetreiber ebenfalls erst nach einer Übergangszeit geben.
256	Erneuerbare Energie Österreich		1 Begriffe und Abkürzungen	Zur Nachvollziehbarkeit sollten in allen Dokumenten, die ursächlich mit der Umsetzung der Network Codes befasst sind, einheitliche und konsistente Begriffsbestimmungen verwendet werden. Andernfalls ist gerade in der Umsetzung und Anwendung mit erheblicher Rechtsunsicherheit zu rechnen.	angenommen	Die Begriffsdefinitionen aus Art. 2 der RfG-VO gelten prioritär. Eine Einbindung und Überleitung dieser Begriffe wurde z.B. in die Fußnoten 1-4 sowie in Punkt 4.1 aufgenommen. Eine Aufnahme dieser Begriffe in eine neue Version der TOR Teil A "Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis" soll zeitnah oder zeitgleich mit der Veröffentlichung der TOR Erzeuger erfolgen.
257	Erneuerbare Energie Österreich		2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	Die immer noch offene bzw. fehlende verbindliche Definition, welche Änderungen bei Anlagen als „wesentlich“ zu bezeichnen sind, stellt eine erhebliche Unsicherheit dar. Es sollte jedenfalls klargestellt sein, dass Änderungen von Elementen von Erzeugungsanlagen nicht dazu führen darf, dass weitere Elemente der Erzeugungsanlage oder die ursprüngliche Finanzierungsgrundlage geändert werden.	zur Kenntnis genommen	Die Formulierung zu wesentlichen Änderungen enthält bewusst "vom vereinbarten Stand abweichen" und "den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen". Mit den Beispielen wird zwar ein Korsett vorgegeben (diese können auch ergänzt werden - Vorschläge?), es besteht aber auch genügend Ermessensspielraum für Fälle, die nie alle taxativ aufgezählt werden könnten.
258	Erneuerbare Energie Österreich		5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	Der Begriff und der Bedarf synthetischer Schwungmasse ist bis dato weder definiert noch geklärt. Insbesondere um absehbaren Problemen vorzubeugen ist die Berücksichtigung zum jetzigen Zeitpunkt absolut obsolet und verwirrend. Der Bedarf nach dieser Netzdienstleistung erscheint bis auf weiteres weder gegeben noch in dieser Form ökonomisch und technisch effizient umgesetzt.	abgelehnt	Der zukünftige Bedarf an stabilisierender Schwungmasse wird derzeit durch ENTSO-E in einer Studie zur dynamischen Systemstabilität für Kontinentaleuropa erarbeitet. Die Verpflichtung zur Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch neue Stromerzeugungsanlagen kann gem. Art. 21 Abs 2 lit a RfG-VO durch den relevanten ÜNB für Typ C und D gefordert werden. Dies müsste allerdings durch die Regulierungsbehörde genehmigt werden, was mit der RfG Anforderungs-V derzeit nicht erfolgt ist. Für Typ B wäre dies eine nationale Ergänzung in den TOR. In lfd. Nr. 173 wird lediglich die Möglichkeit aufgezeigt, die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse (als Dienstleistung) zu vereinbaren. Der Text ist auch als Information für die Anlagenhersteller zu sehen, die Entwicklung diesbezüglich voranzutreiben.  Es soll eine entsprechende Erläuterung aufgenommen werden: "Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbetreiber und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden."
259	Erneuerbare Energie Österreich		2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen	Teilweise sind die technischen Vorgaben nicht geeignet, um die Charakteristik aller Erzeugungsanlagen abzubilden. Das betrifft sowohl den Unterschied zwischen Synchrongeneratoren als auch Asynchrongeneratoren aber auch dargebotsabhängigen und rohstoffabhängigen Erzeugungsanlagen. So führen beispielsweise pauschale Vorgaben für wärmegeführten Anlagen zu Problemen bei der Anlagentechnik (Brennvorgang) aber auch gesetzlicher Vorgaben (bspw. Emissionsvorgaben). Auf diese Unterscheidungen sind im Kontext eines austarierten Energiesystems und der Sektorkopplung zur Erreichung der Klima- und Energieziele unbedingt notwendig um die vorhandenen Erzeugungstechnologien effizient zu nutzen.	zur Kenntnis genommen	Im Gegensatz zu "in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen" unterliegen nicht-industrielle KWK-Anlagen (z.B. kommunale wärmegeführte Heizkraftwerke) allen Anforderungen der RfG-VO. Das darf leider durch die nationale TOR nicht geändert werden. Sollten tatsächlich konkrete Anforderungen aus der RfG-VO und RfG-Anforderungs-V wenig Nutzen aber hohe Kosten verursachen, so käme ein Freistellungsverfahren nach Art. 60ff RfG-VO in Frage. Was die TOR betrifft, so wäre eine Präzisierung der betroffenen Anforderungen hilfreich.
260	Erneuerbare Energie Österreich		2 Anwendungsbereich	Die serielle Umsetzung der Network Codes und weiterhin offene Elemente der RfG Umsetzung führen bei bereits weitestgehend in Umsetzung befindlichen (inkl. Genehmigung) Projekten zu unvorhersehbaren Auswirkungen. Um hier nicht absehbar Probleme aufzulösen zu lassen, wird es als sinnvoll erachtet, dass die Übergangsperiode der Freistellung von Bestandsanlagen im Kontext des RfG als auch der Anwendbarkeit der TOR bis in Kraft treten der TOR ausgedehnt wird	zur Kenntnis genommen	Es sind die Anforderungen der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V seit 27.4.2019 anwendbar und gültig. Diesen Anforderungen unterliegen gemäß Art. 4 Abs. 2 lit b RfG-VO auch Stromerzeugungsanlagen, deren (elektrische) Hauptkomponenten nach dem 17.5.2018 verbindlich bestellt wurden. Das zuständige Ministerium hat der Regulierungsbehörde in diesen Fällen keine Kompetenz gegeben, Stromerzeugungsanlagen als bestehend oder neu zu qualifizieren. Die Anforderungen aus den TOR gelten nachrangig. Für die Bestimmung der anwendbaren Version der TOR gilt das Datum des Netzanschlusskonzepts bzw. des Vertragsangebots des Netzbetreibers - vgl. Kapitel 2.1 "Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen".

Stellungnahme Nr.	von wem?	TOR lfd. Nr.	Kapitel	Stellungnahme	Akzeptanz	Kommentar (unverbindlich - Änderungen bis zur Veröffentlichung vorbehalten!)
261	Erneuerbare Energie Österreich		5.3.3 Blindleistungskapazität	<p>Systemdienlichere Anwendung von RfG Vorgaben</p> <p>Vollständig offen bleibt die Ausgestaltung von Märkten für Netzdienstleistungen wie etwa Blindleistung. Obwohl einerseits weiterhin Anforderungen der Netzbetreiber ohne Kosten-Nutzen-Rechnung nachgeschärft werden, bleibt die Möglichkeit diese Anforderungen transparent und nachvollziehbar zu überprüfen offen. Aus diesem Grund möchten wir sowohl auf die Empfehlungen deutscher als auch österreichischer Studien verweisen, in denen bereits mehrfach darauf verwiesen wird, dass etwa die Monetarisierung von Blindleistung einen erheblichen Beitrag zur Verbesserung des Gesamtenergiesystems liefern kann</p>	zur Kenntnis genommen	<p>Der Netzbetreiber kann im Netzanschlussvertrag jene Blindleistungsbereiche und Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung fordern, die in der RfG Anforderungs-V und in den TOR Erzeuger festgelegt wurden bzw. werden. Wir möchten darauf hinweisen, dass die Blindleistungsanforderungen für Typ B und C gegenüber den TOR Teil D4 nicht erhöht wurden. Im Gegenteil, die Auswahl eines vom Standard abweichenden und für den Netzbetreiber kostenintensiveren Blindleistungsbereichs ist nunmehr eine lokal begrenzte Ausnahme und muss vom Netzbetreiber nachvollziehbar und schlüssig begründet werden! Eine Vergütung der Blindleistungsbereitstellung kann erfolgen, wenn Stromerzeugungsanlagen über die in diesem Teil der TOR hinausgehende Q-Fähigkeit aufweisen und dies mit dem relevanten Netzbetreiber vereinbart wurde.</p>