

Datum: 12.04.2017	Stellungnahme zum Entwurf VDE-AR-N 4110 Ausgabe: 2017- 03	Projektnummer
----------------------	---	----------------------

Name des Stellungnehmenden	Zeilennummer	Zu Abschnitt Nr.	Absatz, Bild, Tabelle	Art des Einwandes	Einwand/Begründung	Vorgeschlagene Änderung
	(z. B. 17)	(z. B. 3.1)	(z. B. Bild 2)	(grundsätzl./ techn./ redakt.)		
BWE	19	Vorwort		technisch	Übergangsfrist von 12 Monaten ist für die Anpassung der Technischen Richtlinien, der Durchführung der zusätzlichen neuen Nachweismessungen (neue Testpunkte) und der Durchführung des Zertifizierungsverfahrens zu kurz!	An Zeile 23 anfügen: Für den messtechnischen Nachweis der Anforderungen nach Kapitel 11, die über die Anforderungen der VDE-AR-N 4120:2015 hinausgehen und für die kein Nachweis nach FGW TR 3 Rev. 24 formuliert ist, sind für einen Übergangszeitraum von 24 Monaten nach in Kraft setzen dieser TAR Herstellererklärungen zulässig. Nach Ablauf der 24 Monate sind die Nachweise messtechnisch entsprechend Kapitel 11 zu erbringen.
BWE	78	1		techn.	Verwendung eines nicht definierten Begriffs, bzw. Abkürzung SEmax: wird nicht erklärt	sollte in 3.1.21 erklärt werden
BWE	85	1		grundsätzl.	"Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit jeweils SAm _{ax} 40 MVA sind folgende Anforderungen der VDE-AR-N 4120 Technische Anschlussregeln Hochspannung zugrunde zu legen" => von welcher Version der 4120?	Version nennen

BWE	98	1		grundsätzl.	Klarstellung	Der Netzbetreiber entscheidet nach Prüfung der Änderungsmitteilung entsprechend der nachfolgenden Kriterien, ob es sich um eine wesentliche Änderung handelt.
BWE	104	1		technisch	Vermeidung unverhältnismäßiger Belastungen bei kleinen Änderungen	Ergänzung: Änderung von P_AV um mehr als 5%
BWE	118	1		Grundsätzl.	Anmerkung nicht erforderlich. Übliche Vorgehensweise im VDE Regelwerk	streichen
BWE	140	2		grundsätzl.	Ungünstige Formulierung: "Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen)" Dies könnte zu laufenden Änderungen bei der Auslegung dieser TAR führen, falls die in Bezug genommenen Dokumente geändert werden.	Bei allen in Bezug genommenen Dokumenten muss das Datum genannt werden. Alternativ kann die bei Inkrafttreten der TAR genannt Version gültig sein.

BWE	375	3.1.22.2		technisch	<p>Berechnung der Kurzschlussleistung am Netzverküpfungspunkt mit S''_k, min nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) ist nicht sinnvoll.</p> <p>Es ist zu begrüßen, dass durch den Verweis auf eine Norm die Berechnung der Kurzschlussleistung S_{kV} am Verknüpfungspunkt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen geregelt werden soll. Wird diese jedoch mit der minimalen Kurzschlussleistung $S_{k''}$, min aus DIN EN 60909-0 (VDE 0102) gleichgesetzt, führt dies zu einer Überbewertung von Netzurückwirkungen.</p> <p>Die Berechnung der minimalen Kurzschlussleistung $S_{k''}$, min (Zeile 378) beruht auf der Berechnung des minimalen Kurzschlussstroms $I_{k''}$, min. Dieser wird ermittelt um Schutzgeräte entsprechend zu konfigurieren, dass auch kleinste Kurzschlussströme erkannt und geschaltet werden.</p>	<p>Ersetzen in Anmerkung: Zeile 377 ab "Bei Kurzschlussberechnung" bis 379 durch: "Für die Berechnung dieses Wertes wird der Normalschaltzustand des Netzes und die Widerstände der Leitungen bei 20 Grad Celsius zugrunde gelegt."</p>
-----	-----	----------	--	-----------	--	--

	375				<p>In Bezug auf die Beurteilung von Netzurückwirkungen im Mittelspannungsnetz erscheint der nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) zu errechnende Wert der minimalen Kurzschlussleistung als zu gering. Es wird der Wert für S_{kV} gleich S_k, min gesetzt. Für die Beurteilung von Netzurückwirkungen erscheint jedoch nicht die Annahme des ungünstigsten Falls zweckmäßig. Vielmehr sollte eine sinnvolle Netzbetriebssituation gewählt werden.</p> <p>Bereits in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (Anhang D) wird die Kurzschlussimpedanz und somit die Kurzschlussleistung S_{kV} am Verknüpfungspunkt aus der Kurzschlussimpedanz des überlagerten Netzes sowie der zwischen VP und Netz liegenden resultierenden Impedanz des Trafos sowie der Leitungen errechnet. Für die Leitungen werden hierbei die Resistanzwerte bei 20°C verwendet.</p>	
--	-----	--	--	--	--	--

	375				Würde nun die Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) berechnet werden, so müssten unter Umständen signifikant höhere Werte der Leiterendtemperatur verwendet werden. Es sind die Temperaturwerte am Ende eines Kurzschlusses zu verwenden. Diese werden für VPE-Normkabel mit bis zu 250°C angegeben. Dies hat sehr hohe Impedanzwerte (Kurzschlussimpedanz) zur Folge. Die Kurzschlussleistung wäre entsprechend gering. Berechnete Netzurückwirkungen fallen demnach höher aus. Die Folge sind ungünstigere Netzverknüpfungspunkte aus Sicht des Anschlussnehmers als technisch erforderlich und sinnvoll.	
	375				Ein Hinweis auf die "D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, 2. Ausgabe 2007" erscheint sinnvoller. Die zu verwendende Temperatur der Leiter nach dem Kurzschluss ist hier für die Mittelspannungsebene nicht angegeben. Für Niederspannungsnetze jedoch mit 70°C beziffert. Es wird von einem sinnvollen Betrieb ausgegangen und nicht vom ungünstigsten Fall wie bei der DIN EN 60909-0 (VDE 0102).	
BWE	406	3		technisch	Klarstellung, denn Wirkleistungswerte sind aufgrund von Verlusten in Betriebsmitteln Ortsabhängig.	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage am Netzanschlusspunkt
BWE	409	3		technisch	Klarstellung, denn Wirkleistungswerte sind aufgrund von Verlusten in Betriebsmitteln Ortsabhängig.	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für den Bezug am Netzanschlusspunkt
BWE	412	3		technisch	Klarstellung, denn Wirkleistungswerte sind aufgrund von Verlusten in Betriebsmitteln Ortsabhängig.	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung am Netzanschlusspunkt

BWE	746	3		techn	<p>Es ist nicht Sinn und Zweck dieser Richtlinie eine Zertifizierung inkl der Ergänzenden Anforderungen durch Netzbetreiber zu fordern. Dies ist für Betreiber, Hersteller und Banken ein unkalkulierbares Risiko. Zudem ist nicht sichergestellt, dass die „ergänzenden Anforderungen“ den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen. Hier wird die Vermutungswirkung des Gesetzgebers, dass VDE-Richtlinien aaRdT sind, u U unterlaufen, was zur Rechtsunsicherheit führt</p> <p>Im Sinne von EnWG §19 Abs. 4 darf der Netzbetreiber nicht über die Anforderungen dieser TAR hinausgehen (vgl. Gesetzesbegründung zu §19 Abs.4 - Drucksache BT 18/9096, S. 376)</p>	"mit ergänzenden Anforderungen des Netzbetreibers" streichen
BWE	821	4.1	818-822	techn	<p>Satz ist kritisch: "Bei Verstößen ... vom Netz zu trennen"</p> <p>In der TAR wird eine Aussage über die TAB gemacht. TAR kennt u.U. die TAB gar nicht. Hier werden Anforderungen der TAB unter eine Vermutung gestellt, die gesetzlich nicht haltbar ist</p>	Satz ersetzen durch "Bei Verstößen gegen diese Richtlinie ist der Netzbetreiber berechtigt..."
BWE	826	4.2.		grundsätzl.	<p>Die Erfahrung zeigt, dass die Anlangezertifikate in der Regel erst kurz vor der Inbetriebnahme der EZA ausgestellt werden (können). Ein Anlangezertifikat 8 Wochen vor Baubeginn der Übergabestation auszustellen wird in den wenigsten Fällen gelingen.</p>	<p>Zeile 826 -1008: Text des Kapitel 4.2 an geänderte Tabelle 1 anpassen (siehe BWE Vorschlag in "VDE-AR-N-4110 (Kommentare Zeitplan)_BWE.xlsx")</p>
BWE	838	4.2.1		technisch	<p>Siehe Dokument "Zeitplan" mit alternativem Zeitplan und Begründung</p>	Siehe Dokument "Zeitplan" mit alternativem Zeitplan
BWE	838	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzl.	<p>Netzanschlussaussage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.</p>	<p>Auflistung aller durch den NB geprüften Verknüpfungspunkte nach EEG 2017 §8.</p>

BWE	838	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzl.	Netzanschlussaussage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.	Für die geprüften Verknüpfungspunkte, die aus technischen Gründen ausgeschlossen wurden, Mitteilung der Ausschlussgründe
BWE	838	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzl.	Netzanschlussaussage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.	Aufstellung der Annahmen zu den gesamtwirtschaftlichen Kosten für alle geprüften Verknüpfungspunkte unter Berücksichtigung der unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten (EEG 2017 §8 Abs. 1).
BWE	838	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 2	grundsätzl.	Netzanschlussaussage vom NB zum Inhalt nicht ausreichend um den NVP durch den AN bewerten zu können.	Aufteilung der vorgenannten Kosten je Verknüpfungspunkt, auf Kosten die dem Netzbetreiber zuzurechnen sind, sowie Kosten die dem Einspeisewilligen zuzurechnen sind.
BWE	839	4.2.1	Tabelle 1 Punkt 14	grundsätzl.	Widersprüchliche Aussage hinsichtlich NAV/NNV/ANV zu Zeile 990-994 bzw. Anmerkungen zu Zeil 996-997.	Nach EEG 2017 §7 Abs. 1 sind NAV/ANV für EEG Einspeiser nicht notwendig.
BWE	915	4.2.3		grundsätzl.	Es besteht das Risiko, dass Informationen zu spät bekanntgegeben werden und sich die Inbetriebnahme verzögert (Mehrkosten). Dieser Zeitpunkt sollte generell auf den Zeitpunkt der Übergabe von E.9 festgelegt werden. siehe auch Zeile 1631, 1635, 1654, 1731, 1797, 1806, 1835, 1864, 1950	Ergänzen: Sämtliche notwendigen und nicht im Rahmen dieser oder anderer Normen, bzw. TABs definierte Vorgaben des Netzbetreibers sind mit E.9 an den Antragsteller zu übergeben.
BWE	962	4.2.4		grundsätzl.	Der Baubeginn einer Übergabestation ist eine privatrechtliche Angelegenheit und wird nicht von VDE Regeln bestimmt, diese können nur Bedingungen zu Anschluss und Inbetriebnahme definieren. Ein frühzeitiger Baubeginn ist das Risiko des Anschlussnehmers (falls Änderungen notwendig werden).	Mit den Bau- und Montagearbeiten der Übergabestation <u>solte</u> erst begonnen werden, wenn die mit dem Vermerk des Netzbetreibers versehenen Unterlagen beim Kunden bzw. seinem Beauftragten und dem Netzbetreiber das bestätigte Anschlussangebot vorliegen.
BWE	1.043	4.4	Bild 1	techn	Inhalt ist sehr ähnlich mit Bild 22. Doppelte Darstellung kann zu Verwirrungen in der Anwendung führen.	Bitte Bild 22 und Bild 1 zusammenfassen.
BWE	1.081	5.1		grundsätzl.	"Die Eigentumsgrenze wird zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag vereinbart." - gilt nicht für EEG Anlagen, da diese keinen Netzanschlussvertrag abschliessen müssen.	streichen oder allgemein halten: " ... in einem Vertrag vereinbart"

BWE	1.107	5,3		Techn.	Die Anforderung berücksichtigt nicht, dass sich Erzeugungsanlagen an der Spannungsregelung beteiligen können.	Ergänzung: ANMERKUNG 5: Die Fähigkeit von Erzeugungsanlagen sich aktiv an der Spannungsregelung zur Einhaltung der zulässigen Spannungsänderungen beteiligen zu können, muss bei der Berechnung berücksichtigt werden.
BWE	1.155	5.4.2		technisch	die zu betrachtenden Schalthandlungen sollten genauer definiert werden (Nur an / aus) (nach TR3) oder auch Schutzauslösung bei fehler auf Kabeln	... müssen Spannungsänderungen am NAP der KA durch das betriebliche An- und Abschalten der KA ...
BWE	1.247	5.4.4	Tabelle 4	Techn.	Zu Fußnote a): Es sind Grenzwerte für Nullsystemharmonische aufgeführt. Ein in der Messung ermittelter Nullsystem-Beitrag lässt sich aufgrund von Messfehlern, Auswerteverfahren und Frequenzgruppierungen nicht ausschließen. Selbst an isolierten Sternpunkten sind Nullsystemharmonische „messbar“.	Fußnote a) streichen. Die Grenzwerte sind allgemein gültig.
BWE	1.296	5.4.6		Techn.	Bei sehr kleinen Mitsystemströmen führen selbst minimale Gegensystemströme (im Bereich von Messfehlern) zu einem hohen Quotienten, obwohl der Beitrag für das Netz irrelevant ist.	Am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage mit dem Mittelspannungsnetz darf oberhalb von 10 % P_{AV} der Quotient der Ströme aus Gegen- und Mitsystem, die nachweislich auf die Erzeugungsanlage zurückzuführen sind, 1,5 % nicht übersteigen.
BWE	1.455	6.1.2.7		technisch	16A könnte als maximal Forderung der Steckdose verstanden werden. Höhere Leistungen sollten auch möglich sein.	...50Hz und mindestens 16A
BWE	1.581	6.2.2.2		grundsätzl.	Selbstverständlichkeiten, sollten hier nicht aufgeführt werden	streichen
BWE	1.596	6.2.2.2		grundsätzl.	Bei privaten Kabelabgangsfeldern kann eine Norm nicht die Lösung vorschreiben (Außenkonus), obwohl das im Moment der Standard ist.	streichen
BWE	1.690	5.4.6		Techn.	Transformatoren mit Dreieckwicklungen und/oder am IT-Netz können nicht beidseitig (und ggf. auch nicht einseitig) geerdet werden.	Satz streichen oder modifizieren: Transformatorenwicklungen mit Sternschaltung müssen außerhalb von isolierten Netzen geerdet werden können.

BWE	1.779	6.3.3.1	1779-1781	techn	Manche Steuerungen enthalten keine Anzeigemodul, dieses muss vom Servicetechniker mitgebracht und angeschlossen werden, um die Schutzeinstellungen auslesen zu können.	Ersetzen durch (analog zu TR8 Rev 7): Die eingestellten Werte müssen an den Schutzeinrichtungen ablesbar gemacht werden können. Dies ist nur dann mit zusätzlichen Hilfsmitteln zulässig, wenn die Authentizität und Identifikation der ausgelesenen Daten eindeutig sichergestellt ist.
BWE	1.851	6.3.3.3.6		technisch	Aus dem Text in Verbindung mit Abschnitt 4732-4739 ist unklar ob die Schutzprüfung VOR dem unter Spannung setzen des Maschinentrafos notwendig ist. Dies würde bedeuten, dass die Schutzprüfung immer mit Notstromversorgung zu erfolgen hat. Dies ist aus unserer Sicht aber für die EZE unverhältnismäßig. Schutzprüfung am NAP zum Schutz des Netzes ist bereits erfolgt. Spannung und Frequenz sind nicht abhängig vom Betriebszustand der EZE. siehe auch Kommentar Zeile 4732	1851-1852 Änderung: "Die Funktionalität der Schutzsysteme ist durch den Anlagenbetreiber vor der Inbetriebsetzung vor Ort zu prüfen. Die Prüfung der Einstellwerte der Entkupplungsschutzeinrichtungen (Spannungsschutz, Frequenzschutz) an den Erzeugungseinheiten kann im Rahmen der Inbetriebsetzung bei unter Spannung gesetzter Anlagensteuerung jedoch vor erstmaliger Netzeinspeisung erfolgen. Zur Sicherung der dauerhaften..."
BWE	1.955	7.1.4		techn.	lpn ist nicht definiert	Definition ergänzen
BWE	2.017	8.1	2017-2024	techn	In der TAR Hochspannung (Entwurf) ist die Wirkleistungsantwort auf eine Frequenzänderung höher priorisiert als das Netzsicherheitsmanagement: Diese unterschiedliche Regelung führt zu erhöhter Komplexität der Steuerung, Nachweisführung und Projektparametrierung.	Harmonisierung mit der TAR Hochspannung
BWE	2.060	8.2		Techn.	Die Durchführung geplanter Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung durch den Netzbetreiber. Geplante Arbeiten sollten gemeinsam im Termin abgestimmt werden um die finanziellen Verluste des Anlagenbetreibers zu minimieren (z.B. durch Planung in Zeiten mit wenig Wind)	2060 Satz "Die Durchführung geplanter Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung durch den Netzbetreiber" mit "Um die finanziellen Verluste des Anlagenbetreibers durch wartungsbedingte Abschaltungen zu minimieren, sollten diese frühzeitig vom Netzbetreiber angekündigt und gemeinsam mit dem Anlagenbetreiber terminiert werden (z.B. bei Windkraftanlagen in windarme Zeiten)." ersetzen.
BWE	2.067	8.2		Techn.	Doppelt, wird in 8.7 ausführlicher beschrieben	Absatz streichen.

BWE	2.315	10.2.2.		technisch	Der Bereich von $\cos\phi=0,9$ induktiv bis kapazitiv ist zu groß als Mindestanforderung. Es gibt keinen publizierten Nachweis/Studie die belegt, dass die Mindestanforderungen von $\cos\phi$ 0,95 auf 0,9 erhöht werden müssten. Laut BMWi-Studie von OTH Regensburg, Prof. Brückl, ist im Gegenteil ein allgemein gültiger $\cos\phi$ von 0,9 volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.	Änderung Zeile 2337 bis 2338: „Jede anzuschließende Erzeugungsanlage muss die Anforderungen am Netzanschlusspunkt nach Bild 5 mindestens im Bereich 0,95 untererregt bis 0,95 übererregt erfüllen. Der Bereich darüber hinaus ist nach einer bilateralen Vereinbarung des Netzbetreibers mit dem Betreiber bereitzustellen.“ In Bild 6 ist der grau gekennzeichnete Bereich der Mindestanforderung entsprechend der Änderung in Zeile 2241/2242 auf 0,95 übererregt bis 0,95 untererregt anzupassen / bzw. (+0,33) bis (-0,33) Q_{vb}/P_b inst
BWE	2.327	10.2.2.1	2324-2329	techn	Hier wird eine Anforderung an den Nachweis gestellt, welche eigentlich in Kapitel 11 gehört.	Satz "Der Nachweis ist mindestens ...entspricht." In Kapitel 11 verschieben.
BWE	2.366	10.2.2.3		technisch	".. die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung P_b inst in Prozent" : Die Angabe ist nicht in Prozent, sondern in Verhältnisfaktoren.	.. die in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung P_b inst in Verhältnisfaktoren an.
BWE	2.375	10.2.23		grundsätzl.	Hier fehlt der Hinweis, dass dieses Anforderungen nur für die neu errichteten EZE gelten	... Die o.g. genannten Anforderungen gelten nur für die neu errichteten EZE.
BWE	2.412	10.2.2.4		technisch	Bei einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung (z.B. $Q(U)$) können in Abhängigkeit der Netzkurzschlussleistung und der Kennliniencharakteristik innerhalb des Einregelvorgangs neue Blindleistungssollwerte auf Grund der sich ergebenden Spannungsänderung generiert werden, wodurch ein P_{t1} ähnliches Verhalten dann nicht mehr erreicht wird.	... außer Betrieb sind. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Anforderung nur bei einem festen Sollwertsprung einzuhalten ist.

BWE	2.538	10.2.2.5		Techn.	<p>Viele regelungstechnische Anforderungen von EZA werden am Netzanschlusspunkt umgesetzt (EZA-Regler). Eine Vermischung von Anforderungen (aus alter und neuer TAR) für Bestandsanlagen und neue Anlagen ist in vielen Fällen nicht umsetzbar. Es müssten dann z.B. für unterschiedliche Dynamik-Anforderungen Mittelwerte aus beiden Richtlinien umgesetzt werden. Das Resultat ist, dass keine der beiden Richtlinien erfüllt ist.</p>	<p>Ersatz und Ergänzung Zeile 2538:</p> <p>Die Anforderungen nach 10.2.2.4 „Verfahren der Blindleistungsbereitstellung“ müssen von den neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten am Netzanschlusspunkt technisch erfüllbar sein. Für die regelungstechnischen Anforderungen (z. B. Dynamik oder Genauigkeit) der gesamten Erzeugungsanlagen darf jedoch weiterhin die ursprüngliche TAR angewendet werden, sodass nur die konkreten Anforderungen einer TAR eingehalten und bewertet werden können. Eine Vermischung von regelungstechnischen Anforderungen ist somit nicht zwingend erforderlich.</p>
BWE	2.542	10.2.2.2		Techn.	<p>Anforderungen, insbesondere für Speicher, sollten sich generell auf P_{AV} beziehen. Andernfalls ergeben sich z.B. bei zusätzlicher Bereitstellung von Speichern automatisch höhere Blindleistungsanforderungen, obwohl eine Erzeugungsanlage insgesamt auf eine vereinbarte Anschlussleistung limitiert ist. Speicher werden ohnehin nur für die Erbringung von Systemdienstleistungen oder die Unterstützung bei der Erbringung von Systemdienstleistungen von Erzeugungseinheiten gestellt. Eine generelle Abforderung von Systemdienstleistungen von Speichern, die ggf. nicht in die vereinbarte Anschlussleistung einbezogen sind, ist nicht zu rechtfertigen.</p>	<p>Zeile 2542 ergänzen:</p> <p>...für Erzeugungsanlagen und Speicher, die in der vereinbarten Anschlusswirkleistung berücksichtigt sind, am Netzanschlusspunkt nach 10.2.2 einzuhalten.</p>

BWE	2.606	10.2.3.1		technisch	<p>FRT und dyn. Netzstützung sind derzeit auch für $P_{\text{mom}}=0$ gefordert. Das ist technisch für EZA/EZE mit volatiler Quelle (Wind/PV) nicht ohne Energiespeicher möglich. Der Einbau von Speichern für diesen Zweck wäre wirtschaftlich unverhältnismäßig. Für den stabilen Betrieb des Netzes, konkret die lokale Spannungsstützung und die Bereitstellung des KS-Stroms zur SchutzAuslösung, ist es nicht zwingend erforderlich, dass z.B. WEAs auch bei Windstille die Wechselrichter in Betrieb haben und KS-Strom bereitstellen. Der KS-Strom kommt bei diesen Betriebszuständen aus dem vorgelagerten Netz bzw. als von anderen Lasten abgezwigter Strom [vergl. Kühn u. Quitmann, SuL Tutorial 2016]</p> <p>Die FGW fordert im Rahmen der EZE-Zertifizierung bisher FRT-Tests bei im unteren Leistungsbereich zwischen 10% und 30%. Dies ist sinnvoll und kann beibehalten werden.</p> <p>(Das gilt natürlich auch für 4120+4130)</p>	<p>Sie dürfen sich bei Über- und Unterspannungsereignissen innerhalb der vorgegebenen Spannungsgrenzen nicht vom Netz trennen. Bezugspunkt ist der Netzanschlusspunkt. Die Anforderungen gelten nur für netzgekoppelte Erzeugungseinheiten ab 5 % PAV.</p>
BWE	2.621	10.2.3.1		Techn.	<p>Für DFIG ist das Energiekriterium nicht anwendbar. Hohe thermische Belastungen treten insbesondere bei Beginn eines Fehlers auf. Die Fehlerlänge ist weniger relevant. Eine „beliebige“ Folge von Fehlern ist nicht realisierbar.</p> <p>Die Anforderung ist explizit so geschrieben, dass sie nur von Vollumrichter-Anlagen erfüllt werden kann.</p>	<p>„Typ 2-Anlagen müssen in der Lage sein, eine Folge von bis zu vier Netzfehlern zu durchfahren.“</p> <p>Alternativ: „Typ 2-Anlagen müssen in der Lage sein, mehrere aufeinanderfolgende Netzfehler entsprechend Anhang B.5 (Bild B.7) zu durchfahren.“</p> <p>„Der Nachweis kann in Form einer Herstellererklärung erfolgen.“</p>

BWE	2.635	10.2.3.1		Techn.	Einpolige Fehler in starr geerdeten Netzen können relevante Spannungsänderungen verursachen. Der Fehlertyp kann von den EZE nicht anhand der verketteten Spannungen erkannt werden. Es ist somit das gleiche Verhalten wie bei zweipoligen Fehlern (in schwächerer Form) zu erwarten. In kompensierten und isolierten Netzen sind einpolige Fehler nicht relevant.	„Erzeugungsanlagen dürfen sich bei einem stehenden Erdschluss in einem isolierten oder kompensierten Netz nicht vom Netz trennen. Sollten aufgrund der Sternpunktbehandlung des Netzes einpolige Fehler zu signifikanten Einbrüchen der verketteten Netzspannung führen, ist die Kennlinie für den zweipoligen Fehler in Bild 12 und Bild 13 anzuwenden.“
BWE	2.650	10.2.3.1		technisch	Für Typ 1 und Typ 2 Anlagen sind unterschiedliche FRT-Kurven sowie ein unterschiedliches netzstützendes Verhalten vorgesehen.	Ergänzung nach Zeile 2650: Bei einer Anlagenkonstellation mit Typ 1 und Typ 2 Anlagen wird die dynamische Netzstützung separat gemäß den FRT-Kurven aus den Bildern 12 und 13 untersucht. Die Ermittlung des k-Faktors am NAP wird ohne Berücksichtigung des Verhaltens von Typ 1 Anlagen durchgeführt.
BWE	2.712	10.2.3.3		Techn.	Eine Messung der Spannung am Netzanschlusspunkt sollte hier nicht beabsichtigt sein. Dies ist bei den Zuschaltbedingungen auch nicht vorgesehen. Die Spannung an der EZE sollte hier gelten.	Verwendung von $0,9 U_{NS}$ und $1,1 U_{NS}$ Mit $U_{NS} = U_c / \bar{u}$ Alternativ: Verwendung von U_{MS} als Spannung auf der Mittelspannungsseite des Transformators der EZE (analog zur TAR Hochspannung). Dabei soll es erlaubt sein, die Spannung U_{MS} rechnerisch zu ermitteln.
BWE	2.774	10.2.3.3		technisch	manche Anlagen haben mehr als eine Niederspannung (Dreiwicklertrafo).	Satz "Bezugsgröße ... U_{ns} " Entweder ersetzen durch "Klemmen der EZE." oder ganz streichen, da weiter oben schon der Bezugspunkt beschrieben ist (Zeile 2762f)
BWE	2.790	10.2.3.3		Techn.	Die Verwendung der Mitsystemspannung ist eindeutiger, da die kleinste verkettete Spannung bei asymmetrischen Fehlern durch DY-Transformatoren auf andere Amplituden transformiert wird. Hier sollten 2 Alternativen zugelassen sein, weil die Genauigkeit des Schwellwertes nicht ausschlaggebend für den gewünschten Effekt im Netz sein sollte.	Kleinste verkettete Spannung oder alternativ Mitsystemspannung $< 0,8 U_c$

BWE	2.792	10.2.3.3		Techn.	Ein Toleranzband von 10 % stellt eine Erhöhung der Anforderungen gegenüber dem Stand der Technik dar. Die allgemeinen Anforderungen für die dynamische Netzstützung lassen eine Regelung mit einem oberen Toleranzband von 20 % zu. Eine Anpassung der geforderten Zeiten/Toleranzen ist angebracht, da hier zusätzlich gegen das inhärente Generatorverhalten geregelt werden muss.	„...60 ms nach Auftreten dieses Spannungseinbruchs in keinem Außenleiter 20 % des Bemessungsstromes I_r überschreitet. Zusätzlich darf nach insgesamt 100 ms in keinem Außenleiter 10 % des Bemessungsstromes I_r überschritten sein.“
BWE	2.802	10.2.3.3		Techn.	Die eingeschränkte dynamische Netzstützung stellt eine massive mechanische Belastung für DFIG-Anlagen dar. Eine langsame Wirkleistungssteigerung nach dem Netzfehler kann dabei helfen, diese Belastung zu reduzieren. Da diese Funktion nur in Sonderfällen gewählt wird, sollte eine reduzierte Anforderung an die Wirkleistungssteigerung vertretbar sein.	Ergänzung: „In Kombination mit der eingeschränkten dynamischen Netzstützung ist nach dem Netzfehler eine Wirkstromsteigerung von 20 % des Bemessungsstromes je Sekunde ausreichend.“
BWE	2.811	10.2.3.3		Techn.	Schnelle Wirkleistungssteigerungen nach FRT stellen eine hohe Belastung für DFIG-Anlagen dar. In Anlehnung an die TAR Hochspannung sollte hier eine technisch vertretbare Anforderung formuliert werden. Siehe auch 2802.	„... sofort nach Fehlerende so schnell wie möglich, mindestens jedoch mit 20 % des Bemessungsstromes je Sekunde, gesteigert werden. Dabei muss es möglich sein, auf Anforderung des Netzbetreibers den Wirkstromanstieg im Rahmen der technischen Möglichkeiten der Erzeugungsanlagen mit mehr als 20 % des Bemessungsstromes je Sekunde vorzugeben.“ Alternative Ergänzung: „Bei Fehlerfolgen genügt ab dem zweiten Netzfehler eine Wirkstromsteigerung von 20 % des Bemessungsstromes je Sekunde.“
BWE	2.903	10.2.4.3		technisch	Speicher „für andere Zwecke“ haben andere Aufgaben (Unterstützung des Betriebs der Anlage) und können nicht pauschal für Frequenzstützung eingesetzt werden. Speicher, die explizit für SDL-Erbringung eingesetzt werden, sollten unter P_{AV} berücksichtigt sein und können genutzt werden.	„Auch Speicher, deren Leistung in der vereinbarten Anschlussleistung P_{AV} berücksichtigt ist, sind hierzu zu aktivieren. Andere Speicher (z. B. anlagenintern) können für diese Anwendung vernachlässigt werden.“

BWE	2.920	10.2.4.3		techn.	Bei abnehmender Netzfrequenz ist unterhalb von 49,5 Hz eine Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe einer Erzeugungsanlage von nicht mehr als zulässig. Aussage unvollständig.	korrigieren
BWE	3.045	10.2.6.1		technisch	Es gibt keine Genauigkeitsanforderungen an Modelle. Die Genauigkeit von Modellen ist abhängig von den Anforderungen die an die Modelle gestellt werden. Modellgröße, Modellierungsumfang und damit verbunden die Rechenzeiten sind zu berücksichtigen. Zunächst muss vom Netzbetreiber eindeutig die Anwendungsfälle und Rahmenbedingungen definiert werden!	Forderungen nach Genauigkeiten streichen.
BWE	3.069	10.2.6.1		technisch	<p>Übliche Schrittweiten für RMS Simulationen liegen zwischen 1-10ms; nach IEC 61400-27 wird 5ms empfohlen. Mit welcher Begründung muss die Schrittweite kleiner 1ms sein? $\leq 1ms$ macht keinen Sinn! Die Simulationen werden nicht genauer nur langsamer!</p> <p>Schrittweitenanforderungen unklar. Erst soll die Schrittweite nicht größer als 10ms sein, dann sind aber 200ms zulässig!?! Widerspruch auflösen. Eine Schrittweite von 10ms wird in der EZE Modellvalidierung praktisch nie angewendet. Übliche Schrittweiten sind 5ms (siehe IEC 61400-27).</p> <p>Die maximale Differenz von 5% kann nicht für alle Bereiche der Modellvalidierung eingehalten werden. Im transienten Bereich sind die Abweichungen größer. Nach TR4 sind aktuell im ungestörten Bereich 15% zulässig. Gibt es Anhaltspunkte warum diese Toleranz nicht mehr ausreicht?</p>	<p>Für die validierten Modelle der Erzeugungseinheiten gelten folgende Mindestanforderungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Dynamische Netzstützung <p>Die Modelle müssen geeignet sein, ausgehend von einem beliebigen Arbeitspunkt im quasistationären Betrieb, das Verhalten bei einem Netzfehler und die Rückkehr zum quasistationären Betrieb abzubilden.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Quasistationärer Betrieb <p>Die Modelle müssen die im Normalbetrieb auftretenden Wirk- und Blindleistungen sowie die Wirk- und Blindleistungen der Erzeugungsanlage in ihrem zeitlichen Verhalten so nachbilden, dass die Anforderungen an alle Einstellzeiten und sonstigen Einstellgenauigkeiten in der rechnerischen Nachbildung dargestellt werden können. Die maximale Differenz der sich einstellenden, simulierten Wirk- und Blindleistung $\leq 15\%$ Pn sein.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Die zeitliche Schrittweite soll für dynamische und quasistationäre Vorgänge zwischen 1ms und 10 ms betragen. Eine automatische Schrittweitenanpassung auf bis zu 0,2 s ist zulässig.

BWE	3.083	10.2.6.1		technisch	<p>Genau technische Anforderungen sind bisher weder diskutiert noch festgelegt.</p> <p>Netzbetreiberanforderungen sind unklar.</p> <p>Entsprechende Regeln zum Nachweisverfahren, z. B. §5 Absatz 1 der NELEV, sollten berücksichtigt werden.</p>	<p>Ergänzung nach Zeile 3083:</p> <p>Soweit für die Erstellung eines EZA-Modells keine allgemeine anerkannten Regeln der Technik existieren, kann der Netzbetreiber dieses Modell nicht verlangen.</p>
BWE	3.150	10.3.3		technisch	<p>Die Sinnhaftigkeit des Q-U-Schutz Einsatzes wird prinzipiell in Frage gestellt, da durch Anlagentrennung die Netzstabilität zusätzlich gefährdet werden kann.</p> <p>Siehe Fachartikel Rainer Klosse (2012)</p> <p>"Verträglichkeit der dynamischen Netzstützung der EZE mit dem Q & U< Schutz der EZA"</p>	<p>Q-U-Schutz als zwingende Anforderung streichen.</p>
BWE	3.193	10.3.3.3		technisch	<p>Q-U-Schutzgeräte sind für Anschlüsse im Mittelspannungsnetzen bei EZE-mit Vollumrichter und vermessenen doppelt gespeisten ASG nicht notwendig und können in besonderen Fällen zu ungewollten Auslösungen führen.</p> <p>(Spannungseinbrüche bei vorheriger induktiver Blindleistungsfahrweise und Restspannung knapp unter der Auslöseschwelle).</p> <p>Bei EZE die in eine Verbrauchsstruktur eingebunden sind ist eher wahrscheinlich, dass bei einem FRT die Verbrauchsanlage (Asynchronmaschinen) den QU Schutz auslöst und die spannungsstützende EZE abschaltet.</p>	<p>Sonderregel für Wechselrichtersysteme und doppeltgespeisten ASG einführen:</p> <p>EZA die nur aus EZE bestehend mit Vollumrichter bestehen ist auf einen QU Schutz zu verzichten.</p> <p>In EZA in denen die Verbrauchsanlage im FRT Fall zum Auslösen des QU Schutzes führt, ist auf einen QU-Schutz, der nur auf die EZE wirkt, zu verzichten.</p>
BWE	3.331	10.3.5.1		techn.	<p>Der Einbau eines Distanzrelais ist konzeptionell zu berücksichtigen und auf Forderung des Netzbetreibers zu realisieren.</p> <p>Da diese Anforderung eine verhältnismäßig hohe Investition darstellt, sollte sie nicht ohne Begründung gefordert werden können.</p>	<p>Bei Anschluss im Mittelspannungsnetz ist die Notwendigkeit zum Einbau eines Distanzrelais vom Netzbetreiber im Einzelfall technisch zu begründen und vom Anlagenbetreiber zu realisieren.</p>
BWE	3.491	10.4.5		grundsätzl.	<p>Leistungsschalter bereits in Zeile 3489 genannt</p>	<p>Zeile löschen</p>

BWE	3.587	11.2.1		technisch	Es gibt EZE die nur für Anwendungen kleiner 1MVA eingesetzt werden z.B. Kleinwindanlagen. Das Anlagenzertifikat B sieht keine dynamischen Berechnungen vor. Somit wird kein Modell benötigt.	... Auf das dynamisches Simulationsmodell kann verzichtet werden, wenn die EZE ausschließlich für einen Netzanschluss kleiner 1 MVA konzipiert ist. Dieses ist deutlich im Einheitszertifikat auszuweisen.
BWE	3.623	11.2.1		grundsätzl.	"Darüber hinaus" Satz steht in einem allgemeinen Teil. Nicht klar, welche Spannungszeit-Kennlinie gemeint ist	Satz streichen, oder präzisieren, welche Kennlinie genau gemeint ist. Alternativ Anforderung in das Kapitel bringen, wo die Anforderung besteht
BWE	3.625	11.2.1		technisch	Anforderungen an eine Herstellererklärung sollten nicht in einer Netzanschlussrichtlinie definiert werden, sondern in der FGW TR 8 oder den QS-Dokumenten der Zertifizierungsstellen.	Zeilen 3625 - 3634 löschen
BWE	3.699	11.2.4		Techn.	Klarstellung erforderlich, dass nicht alle ausgewiesenen Spannungsstufen der Herstellerangaben mit einer Messung bestätigt werden müssen.	Das vermessene Blindleistungsvermögen der Erzeugungseinheit muss unter Berücksichtigung der bei der Vermessung vorgelegenen Spannung größer gleich der Herstellerangaben sein.
BWE	3.712	11.2.4		technisch	Die Anforderungen an die Regelgenauigkeit von 2% am NAP sollten nicht auch für die EZE gelten, da ein übergeordneter Regler fehlt.	Für den Nachweis im Einheitszertifikat ist eine Abweichung zwischen Soll- und Istwert von +/- 5% Pn akzeptierbar wenn sichergestellt ist, dass die Anforderung am NAP durch den Einsatz eines Windparkreglers erfüllt werden kann.
BWE	3.723	11.2.5		Techn.	Versuche mit maximaler Blindleistung sind nicht immer möglich (Vorgaben des Netzbetreibers für das Testfeld)	Ergänzung: „Bei begründeten Einschränkungen durch das Netz oder den FRT-Test-Container sind die Tests mit den höchstmöglichen standortbezogenen Blindleistungswerten durchzuführen.“
BWE	3.723	11.2.5		technisch	Die Blindleistung vor dem Fehler sollte im Bereich $\cos \varphi = \text{ca. } 1$ liegen, deshalb + 10 % Q/Pn zwischen 0 % Q/Pn und $\pm 10 \% Q/Pn (\cos \varphi \text{ ca. } 1)$
BWE	3.843	11.2.5.3		technisch	Im ersten Absatz wird eine Spannungserhöhung auf einen Wert zwischen 115 % und 120 % Un für ≥ 5 s gefordert, im zweiten Absatz eine Erhöhung zwischen 110 % und 115 % Un für ≥ 60 s. Wenn im zweiten Fall alternativ eine Erhöhung zwischen 115 % und 120 % Un für ≥ 60 s zugelassen wird, kann man beide Fälle mit nur einem Versuch abdecken.	... und 115 % Un für ≥ 60 s nachzuweisen. Alternativ ist es auch zulässig, die Netzspannung auf einen Wert zwischen 115 % Un und 120 % Un für ≥ 60 s zu steigern. In diesem Fall ist der Nachweis des symmetrischen Spannungssprungs gemäß vorherigem Absatz nicht mehr erforderlich. Für die ersten 5 s

BWE	3.866	11.2.5.4		Techn.	Der geforderte Punkt liegt außerhalb der Grenzl意思ien für die dynamische Netzstützung.	„...für eine Dauer von mindestens 418 ms bei Volllast nachzuweisen.“
BWE	3.945	11.2.8		Techn.	Effektivwert der Grundwelle nach 20 ms und Anfangskurzschlusswechselstrom sollten nicht pauschal gleichgesetzt werden. Dies führt zu Widersprüchen mit Herstellerangaben gemäß anderer Normen.	„als Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I _{KE} .“ streichen
BWE	3.986	11.2.10		technisch	Der Gradient der Leistungssteigerung kann auch auf dem EZA Regler umgesetzt werden. Dies muss im Rahmen der Zertifizierung auch zulässig sein.	Satz einfügen wie unter 3. : Wird diese Funktion nicht an der EZE sonder im EZA Regler umgesetzt, muss dies im Komponentenzertifikat nachgewiesen werden und im Einheitenzertifikat vermerkt werden.
BWE	3.999	11.3		grundsätzl.	Die Kosten für ein Komponentenzertifikat stehen in keinem Verhältnis zum Nutzen und zur tatsächlichen Investsumme für eine solche Komponente. Es werden schon über mehrere Jahre EZA Regler ohne Komponentenzertifikat betrieben. Eine Herstellererklärung gemäß TR 8 sollte ausreichend sein.	Für Zusatzkomponenten in der Erzeugungsanlage, die die geforderten elektrischen Eigenschaften maßgeblich beeinflussen, ist durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle ein Komponentenzertifikat auszustellen. Für Erweiterungen einer Erzeugungsanlage, deren Anteil neuer Anlagen <=10 MW ist, kann die Erfüllung der Anforderungen dieser VDE-Anwendungsregel an die elektrischen Eigenschaften und die Validierung der geforderten Modelle über eine Herstellererklärung bestätigt werden.
BWE	4.025	11.3.1		technisch	Widerspruch zu Kap. 10.2.4.2: Bei sich überschneidenden Vorgaben, gilt immer die betragsmäßig kleinere Leistung. Widerspricht sich ebenfalls mit Aussage auf Seite 143 Zeile 4565 bis 4567	Änderungsvorschlag ohne die Anforderung zu wiederholen: für Kapitel 11.3.1. c) Priorisierung der Wirkleistungsvorgaben; Für Kapitel 11.4.13: Satz streichen
BWE	4.038	11.3.1		grundsätzl.	"Die Mindestanforderungen" Im Satz werden Anforderungen an die EZA wiederholt (nicht an Reglker), werden werden über die Nachweise keine Aussagen getroffen. Gehört nicht ins Nachweiskapitel 11	Satz umformulieren (Mindestanforderungen müssen vom Modell nachgebildet werden o.ä.)
BWE	4.171	11.4		technisch	"technischen Vorschriften des Netzbetreibersvollumfänglich...." ist zu weitreichend, es muss sichergestellt werden, dass es sich um aaRdT handelt.	streichen: "und die technischen Vorschriften des Netzbetreibers", "vollumfänglich"

BWE	4.172	11.4		grundsätzl.	Abstimmungen mit dem Netzbetreiber: Abweichungen von der Richtlinie sollten möglich sein	Individualabreden (vgl. § 305b BGB) mit dem Netzbereiber sind zu berücksichtigen, soweit die Anforderungen der Verordnung (EU) 631/2016 eingehalten werden.
BWE	4.186	11.4		technisch	Vermeidung unverhältnismäßiger Belastungen bei kleinen Änderungen	Ergänzung: [...] von mehr als 5%;
BWE	4.188	11.4		technisch	- "gleichwertig" schließt andere Zertifikatsnummern mit ein, die die gleichwertigen Eigenschaften bescheinigen - Softwareänderungen sind im Zertifizierungsprozess berücksichtigt	"gleichen" durch "gleichwertig" ersetzen; Satz "Hierunter fallen auch..." streichen
BWE	4.207	11.4.2		technisch	Dieser Wert existiert in vermessener Form nur für Erzeugungseinheiten. Um ihn für die EZA zu ermitteln müsste man Aussagen über den Gleichzeitigkeitsfaktor machen, was weit jenseits des Umfangs und der Möglichkeiten des EZA Zertifikats ist.	Im Anlagenzertifikat ist die maximale Wirkleistungskennlinie P600 der einzelnen Erzeugungseinheiten aufzuführen. Bei Solarwechselrichtern ist die Wirkleistung der Erzeugungseinheiten bei ...
BWE	4.249	11.4.6		technisch	Für die ältere Erzeugungseinheiten liegen häufig keine Messwerte gemäß TR3 vorhanden	Ergänzung nach Zeile 4249: Die bestehenden Erzeugungseinheiten, für welche kein Einheitenzertifikat vorhanden ist bzw. für welche keine Zertifizierungspflicht galt, werden bei der Netzurückwirkungsanalyse nicht betrachtet.
BWE	4.477	11.4.11		Techn.	Klarstellung notwendig, wie mit Anforderungen an dynamische Netzstützung und Q-U-Schutz umgegangen werden soll.	Ergänzung: „Eine Trennung des Q-U-Schutzes wird bei der dynamischen Netzstützung in Kauf genommen, wenn die EZA gemäß Netzbetreibervorgabe einen induktiven Sollwert hat und der gemäß Anforderungen an die dynamische Netzstützung resultierende Sollwert nicht zu einem Blindleistungswert größer 0 führt.“
BWE	4.585	11.4.15		Techn.	Effektivwert der Grundwelle nach 20 ms und Anfangskurzschlusswechselstrom sollten nicht pauschal gleichgesetzt werden. Dies führt zu Widersprüchen mit Herstellerangaben gemäß anderer Normen.	„als Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_KE.“ streichen
BWE	4.694	11.4.22		grundsätzl.	TYP B könnte mit RfG verwechselt werden	ändern in Anlagenzertifikat B

BWE	4.732	11.5.2		technisch	Entkuppelungsschutzprüfung vor Inbetriebsetzung nicht notwendig siehe Kommentar 1851 "messtechnische Nachweis der Einstellwerte", unklarer Begriff. Es nicht gemeint sein, dass hier nochmal gemessen wird, es geht um die Überprüfung der Einstellwerte Kurzschlusschutzprüfung ist nicht Bestandteil der Schutzprüfung und des Bogens E.10.	„Eine wesentliche Voraussetzung vor dem erstmaligen Einspeisen der Erzeugungseinheiten in das Versorgungsnetz ist der erfolgte Nachweis der Einstellwerte und der Funktionsweise der Entkuppelungsschutzeinrichtungen (Schutzprüfung) und der Einstellungen entsprechend der Netzbetreibervorgaben...“
BWE	4.735	11.5.2		technisch	Im Rahmen der Inbetriebsetzung MUSS eine Funktionsprüfung der Wirkleistungsvorgabe des Netzbetreibers erfolgen... Dies ist aus Erfahrung nicht immer möglich! Es muss die Möglichkeit bestehen wenn der Termin durch den Netzbetreiber verzögert wird, in Abstimmung mit diesem, eine Inbetriebsetzung durchzuführen.	... In Ausnahmefällen kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber die Funktionprüfung zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden.
BWE	4.747	11.5.3		grundsätzl.	Leider gibt es für den Betreiber wenig Möglichkeiten selbst die Fernwirktechnik zu prüfen, Prüfprozeduren sind in den FRE nicht hinterlegt. Es kann jedoch während Umbau oder Reparaturmaßnahmen notwendig sein die Fernwirktechnik zu prüfen. Der Netzbetreiber sollte diese Prüfmöglichkeit kostenfrei zur Verfügung stellen.	Der Netzbetreiber hat dem Betreiber zu den üblichen Betriebszeiten die Möglichkeit zu geben die Fernwirktechnik zu prüfen. a) Anruf bei der Leitwarte und Durchfahren einer Prüfprozedur. b) Hinterlegen einer Prüfprozedur im FRE
BWE	4.783	11.5.3		technisch	Satz "Prüfung des vorgegebenen Datenumfanges" ist unklar.	streichen oder präzisieren.
BWE	4.798	11.5.3		technisch	Satz "Prüfung des vorgegebenen Datenumfanges" ist unklar.	streichen oder präzisieren.
BWE	4.929	11.5.4		technisch	2 Monate sind in der Praxis nicht realistisch	6 Monate
BWE	4.930	11.5.4		technisch	10 Monate sind in der Praxis nicht realistisch	12 Monate
BWE	4.949	11.5.5		grundsätzl.	"im Rahmen des Überwachungsprozesses" liest sich, als gäbe es die Überwachung immer	ändern in " während der Zeit des Überwachungsprozesses

BWE	5.101	12		grundsätzl.	"gleichlautenden Begriff im EEG" gibt es nicht mehr, heisst jetzt Pilotwindenergieanlage	ändern in " zum Begriff "Pilotwindenergieanlage" im EEG
BWE	5.156	Anhang A	A.2	grundsätzl.	In den Kreisen fehlen die Zahlen, Referenzen fehlen	Zahlen und Referenzen ergänzen
BWE	5.158	Anhang A	Bild A.3	grundsätzl.	In den Kreisen fehlen die Zahlen, Referenzen fehlen	Zahlen und Referenzen ergänzen
BWE	5.396	B.9.1.		technisch	<p>Im Kapitel B.9.1 wird dargestellt, wie die Einschaltvorgänge von Transformatoren untersucht werden sollen. Dabei werden in der Zeile 5398 auch explizit Wartungsarbeiten genannt. Bei parallelen Wartungsarbeiten innerhalb einer EZA müsste also auch verhindert werden, dass die Transformatoren in einer kurzen zeitlichen Folge zugeschaltet werden. Ein Zuschaltkonzept, welches die Anforderungen erfüllt ist nur mit einem hohen technischem Aufwand verbunden.</p> <p>Weiterhin wäre es sinnvoll auch technische Lösungen zur Verringerung der Einschaltströme zuzulassen und zu berücksichtigen.</p>	<p>"Wartungsarbeiten" im Klammersausdruck (Zeile 5398) löschen und unter Ausnahmen einfügen: ... "Die oben genannte Formel gilt nicht für die erstmalige Inbetriebsetzung, Wartungsarbeiten oder das Wiederschalten nach einer Störung, sondern...."</p> <p>Am Ende des Absatzes einfügen: "Werden technische Lösungen zur Reduzierung der Einschaltströme eingesetzt sind diese zu berücksichtigen."</p>
BWE	5.520	C.1	Bild C1	Techn.	<p>Der k-Faktor im Gegensystem ist bei DFIG nicht verstellbar.</p> <p>Entsprechend TAR Hochspannung muss hier ein festes unteres Toleranzband vorgesehen werden.</p>	<p>Im 1. Quadranten, unteres Toleranzband anstatt $k_{soll} = 2$</p> <p>oder</p> <p>2 Grafiken/Toleranzbereiche für Mit- und Gegensystemanforderungen definieren (im Mitsystem mit k_{soll}, im Gegensystem mit $k=2$)</p>
BWE	5.524	C.1		Techn.	<p>Der k-Faktor im Gegensystem ist bei DFIG nicht verstellbar.</p> <p>Entsprechend TAR Hochspannung muss hier ein festes unteres Toleranzband vorgesehen werden.</p>	<p>„Die untere Toleranzgrenze im Quadranten 3 beträgt...“</p> <p>„Die Toleranzgrenzen im Quadranten 1 haben konstante, von k_{soll} unabhängige Steigungen von $k=2$ und $k=12$, ausgehend von $\Delta i_{B1,2} = \pm 0,1$.“</p>

BWE	5.536	C.2		Techn.	Beim prinzipiellen Reglerverhalten sollte keine Toleranzgrenze angegeben werden, weil diese für alle Regelungsfunktionen (P, Q, FRT) unterschiedlich ist. Für FRT wäre +/-2% nicht realisierbar.	„Als absolute Genauigkeit für die Regelgrößen gelten die Toleranzgrenzen aus den jeweiligen Anforderungen für Wirkleistungsabgabe, Blindleistungsbereitstellung und die dynamische Netzstützung.“
BWE	5.582	C1		technisch	Welchen Sinn macht eine Übermittlung der verfügbaren Blindleistung wenn ein Kennlinienverhalten $Q(U)$, $Q(P)$ oder $\cos\Phi$ gefordert wird? Zur Verfügung stehende Blindleistungswerte liegen dem Netzbetreiber im Anlagenzertifikat vor.	Blindleistung in C1 löschen
BWE	5.760	E.9		Techn.	Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage und Ausfall des EZA-Reglers muss getrennt werden. Die bestehenden Punkte sind gut für die Behandlung der ausgefallenen Fernwirkanlage. Bei Ausfall des Reglers müssen andere Optionen wählbar sein. Eine $Q(U)$ Kennlinie kann z.B. nicht sinnvoll an die EZE verlagert werden.	Neue Zeile: Ausfall des EZA-Reglers (oder der relevanten Messungen): -Weiterbetrieb aller EZE mit letztem empfangenen Wert -Weiterbetrieb aller EZE mit maximal $P=...$ (Gesamtwert) -Weiterbetrieb aller EZE mit $Q=...$ (Gesamtwert) -Weiterbetrieb aller EZE mit $\cos\phi=...$
BWE	5.767	E. 10		grundsätzl.	"Die Erzeugungseinheit gilt im Sinne der zurzeit gültigen DIN VDE Bestimmungen und der Unfallverhütungsvorschrift DGUV Vorschrift 3 als abgeschlossene elektrische Betriebsstätte. " Dies ist nicht grundsätzlich korrekt, da die elektrotechnischen Anlagen auch innerhalb einer Erzeugungseinheit zu einem elektrischen Betriebsraum separiert werden können und somit die Erzeugungseinheit auch von nicht elektrotechnisch unterwiesenen Personen betreten werden dürfen.	Hinweis streichen, da dies nicht korrekt und in anderen Normen ausführlich beschrieben ist.