

TECHNISCHE ANSCHLUSSBEDINGUNGEN DER 50HERTZ TRANSMISSION GMBH

Teil A: Ergänzungen zur VDE-AR-N 4130

A. INHALTSVERZEICHNIS

A.	INHALTSVERZEICHNIS	2
B.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	5
C.	LITERATURVERZEICHNIS	5
E.	VORWORT	7
1	ANWENDUNGSBEREICH	8
4	ALLGEMEINE GRUNDSÄTZE	9
	4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	9
	4.2.1 Allgemeines	9
5	NETZANSCHLUSS	10
	5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	10
	5.4 Netzurückwirkungen.....	10
	5.4.1 Allgemeines	10
	5.4.4 Harmonische, Zwischenharmonische und höherfrequente Emission	10
	5.4.6 Unsymmetrien.....	10
	5.5 gesonderte Anforderungen an regelbare Bezugsanlagen	10
	5.5.1 Allgemeines	10
	5.5.2 Fault-Ride-Trough-Fähigkeit	12
	5.5.3 Zukünftige Anforderungen	12
6	PLANUNG UND AUSFÜHRUNG DES NETZANSCHLUSSES	14
	6.1 Baulicher Teil.....	14
	6.1.1 Allgemeines	14
	6.2 Elektrischer Teil	15
	6.2.1 Schaltanlagen.....	15
	6.2.3 Sternpunktbehandlung	15
	6.3 Sekundärtechnik	15
	6.3.1 Prozessdatenübertragung.....	15
	6.3.2 Eigenbedarfsenergieversorgung	15
	6.3.3 Schutzeinrichtungen	16
	6.3.3.1 Allgemeines	16
	6.3.3.2 Automatische Frequenzentlastung	16
	6.3.3.3 Gesteuertes Schalten	16
	6.3.4 Sprachkommunikation	16
	6.3.5 Datenkommunikation	16
7	ABRECHNUNGSMESSUNG	18
	7.1 Allgemeines.....	18
	7.2 Gerätetechnik	18
	7.2.1 Messeinrichtungen.....	18
	7.2.2 Power-Quality-Geräte und Phasor-Measurement-Units (PMU)	18

7.2.3 Online-Messwerte.....	19
7.3 Messwandler	19
7.3.1 Allgemeines	19
7.3.2 Nieder- und Mittelspannung.....	20
7.3.3 Hoch- und Höchstspannung.....	20
7.3.4 Datenübertragung	21
8 BETRIEB DER KUNDENANLAGE	22
8.1 Allgemeines.....	22
9 ÄNDERUNGEN, AUßERBETRIEBNAHMEN UND DEMONTAGE.....	23
10 ERZEUGUNGSANLAGEN.....	24
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz.....	24
10.2.1 Allgemeines	24
10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb	24
10.2.1.3 Polrad- bzw. Netzpendelungen	24
10.2.1.7 Netzwiederaufbau	24
10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung.....	25
10.2.2.1 Allgemeine Randbedingungen	25
10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b \text{ inst}}$	25
10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung Unterhalb von $P_{b \text{ inst}}$	25
10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Typ 2 Anlagen	26
10.2.3 Dynamische Netzstützung	28
10.2.3.1 Allgemeines	28
10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ 2 Anlagen	28
10.2.4 Wirkleistungsabgabe.....	29
10.2.4.1 Allgemeines	29
10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement	29
10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz	30
10.2.4.4 Forced Oscillations	30
10.2.5 Momentanreserve.....	30
10.2.5.1 Gesonderte Anforderungen an BatterieSpeicher	30
10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen.....	31
10.3.1 Netzschutzeinrichtungen	31
10.3.4 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers	31
10.3.4.1 Allgemeines	31
10.3.7 Schnittstellen für Schutzfunktions-Prüfungen.....	31
10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung.....	31
10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen.....	31
10.4.3 Zuschaltung von Erzeugungseinheiten und -anlagen	31
10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen	31
10.5.1 Abfangen auf Eigenbedarf	31
10.5.5 Zukünftige Anforderungen an Erzeugungsanlagen	32
10.6 Modelle.....	33
10.6.1 Allgemeines	33
10.7 Gesonderte Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt	33

10.7.2 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Spannungshaltung	33
10.7.3 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich der Robustheit.....	33
10.7.4 Gesonderte Anforderungen hinsichtlich des Netzsicherheitsmanagements	33
11 NACHWEISVERFAHREN	34
11.4 Anlagenzertifikat	34
11.4.1 Allgemeines.....	34
11.6 Einzelnachweisverfahren.....	34
11.6.1 Allgemeines	34
12 PROTOTYPEN-REGELUNG	35
ANHANG E.....	36
Anhang E.6	36
ANHANG F	36
Anhang F.1 Online Datenaustausch.....	36

B. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 6-1	Grundsätzliches Beispiel für einen Kundenanschluss an einer Freileitung.....	14
Abbildung 7-1:	Grundsätzliches Anschlussschema einer Wandlermessung.....	19
Abbildung 7-2:	Reihenprüfklemmen für den Wandleranschluss.....	20
Abbildung 10-1:	Prinzipdarstellung der Blindleistungsbereiche in Abhängigkeit von der Wirkleistungseinspeisung am Beispiel der Variante 3.....	26
Abbildung 10-3:	Beispiel für Verfahren d) basierend auf Variante 3.....	28

C. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] EnWG, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), 07.07.2005.
- [2] VDE|FNN, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung) des VDE|FNN, Berlin: VDE VERLAG GmbH, 2018.
- [3] NC RfG, Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger der Europäischen Kommission, Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union, 14. August 2016.
- [4] NC DCC, Netzkodex für den Lastanschluss der Europäischen Kommission, Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union, 17. August 2016.
- [5] VDE|FNN, Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen - Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze, Berlin: VDE VERLAG GMBH, 2019.
- [6] VDE|FNN, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), Berlin: VDE Verlag GmbH, 2018.
- [7] VDE|FNN-Hinweis, Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, Berlin, 2009.
- [8] VDE|FNN, Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2015.
- [9] VDE|FNN, Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen (Entwurf), Berlin: VDE Verlag GmbH, 2018.
- [10] NC ER, Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union, 24. November 2017.
- [11] SO GL, Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union, 2. August 2017.
- [12] VDN, Richtlinie für digitale Schutzsysteme, Berlin, 2003.
- [13] V. (Hinweis), Spannungseinprägendes Verhalten von HGÜ-Systemen und nichtsynchrone Erzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung, Berlin: VDE Verlag GmbH, 2020.
- [14] VDE|FNN, Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ), Berlin: VDE Verlag GmbH, 2019.
- [15] FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 8 (TR8), Berlin.

- [16] 50Hertz, „Betriebserlaubnisverfahren der 50Hertz Transmission GmbH (Unternehmensrichtlinie),“ Berlin, 2018.
- [17] 50Hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 28. April 2020.
- [18] FGW e.V. Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien, Technische Richtlinien für Erzeugungsanlagen und -einheiten Teil 3 (TR3), Berlin, 2019.
- [19] VDE|FNN, Hinweis, "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve", Berlin, 2024.

D. WERKNORMEN

Nummer der Werknorm	Titel
TRN 02.06.01	Sternpunktbehandlung im 400/220-kV-Netz
TRN 05.05.01	Technische Forderungen an Wandler ab 123 kV
TRN 10.03	Aufbau von Sekundärschränken für Innenraumaufstellung
TRN 14.01	Technische Forderungen an Zählstellen
TRN 14.10	Kommunikationsanbindung der Gerätetechnik in der Zählung

E. VORWORT

Gemäß § 19 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (EnWG) [1] sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, „... unter Berücksichtigung der nach § 17 festgelegten Bedingungen und der allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach Absatz 4 für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, Elektrizitätsverteilernetzen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden, Verbindungsleitungen und Direktleitungen technische Mindestanforderungen an deren Auslegung und deren Betrieb festzulegen und im Internet zu veröffentlichen.“

Die vom VDE|FNN erstellte Anwendungsregel VDE-AR-N 4130 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)“ [2] stellt die „... allgemein anerkannten Regeln der Technik ...“ im Sinne des § 49 EnWG dar. Mit den Technischen Anschlussbedingungen werden die TAR Höchstspannung, als nationale Umsetzung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen des Typ D¹ aus der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger [3] (NC RfG) und die Anforderungen an Verbrauchsanlagen aus der Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss [4] (NC DCC), für das Netz der 50Hertz spezifiziert. Für den Netzanschluss von Kundenanlagen an Verteilungsnetze finden die VDE-AR-N 4120, 4110 bzw. 4105 Anwendung.

In Wahrnehmung dieser Pflichten veröffentlicht die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) das vorliegende Dokument „Technische Anschlussbedingungen der 50Hertz Transmission GmbH (TAB 50Hertz Teil A).

Das vorliegende Dokument ersetzt die Version vom 13. Juni 2023.

Alle Teile der TAB 50Hertz sind in Analogie zur jeweiligen VDE-Anwendungsregel strukturiert. Dabei sind in den TAB 50Hertz nur die Abschnitte aufgeführt, in denen ergänzende oder erläuternde Regelungen enthalten sind. Alle in der VDE-AR-N 4130 enthaltenen Bestimmungen bleiben dadurch unberührt und sind einzuhalten.

¹ Als Anlagen vom Typ D sind nach NC RfG alle diejenigen definiert, die an ein Netz mit einer Nennspannung von 110 kV oder größer angeschlossen sind.

1 ANWENDUNGSBEREICH

Die TAB 50Hertz Teil A gelten für an das Netz der 50Hertz neu anzuschließende Kundenanlagen in den Spannungsebenen mit den Nennspannungen U_n von 380 kV, 220 kV und 150 kV.

Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt gelten die vorliegenden Anforderungen mit den für die 220-kV-Ebene angegebenen pu-Werten bezogen auf die Nennspannung des Netzanschlusses (vgl. Abschnitt 10.7.1 [2]).

Für den Anschluss von Kundenanlagen, die nicht unter die VDE-AR-N 4130 fallen, an Anlagen von 50Hertz oder an Mischanlagen und an geschlossene Verteilungsnetze mit Anschluss an Anlagen von 50Hertz, gelten die entsprechenden Technischen Anschlussregeln des VDE|FNN in Kombination mit diesen Technischen Anschlussbedingungen von 50Hertz. Für Kundenanlagen mit einer Bemessungsleistung kleiner 36 MW, kann in Rücksprache mit 50Hertz von einer Anwendung dieser Technischen Anschlussbedingungen von 50Hertz abgesehen werden. In diesem Fall gelten die Regelungen der jeweils zutreffenden VDE-Anwendungsregel.

Für den Anschluss von öffentlichen und geschlossenen Verteilungsnetzen gelten die „Technischen Regeln für den Betrieb und die Planung von Netzbetreibern – Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilungsnetze“ VDE-AR-N 4141-1 des VDE|FNN [5].

50Hertz prüft eine Änderung an der Kundenanlage dahingehend, ob diese wesentlich ist. Bei Vorliegen einer wesentlichen Änderung (siehe Abschnitt 9) gilt die jeweils aktuelle Fassung der TAB 50Hertz für die zu ändernden Anlagen. Für diese ist ein entsprechender Konformitätsnachweis neu zu erbringen.

Dabei gilt, dass ein einfacher Ersatz durch typgleiche oder technisch gleichwertige Erzeugungseinheiten oder Komponenten neueren Baujahres (zum Beispiel der Ersatz einer Windenergieanlage durch einen gleichwertigen Typ), beispielsweise aufgrund eines Defektes, keine wesentliche Änderung darstellt, solange sichergestellt ist, dass sich das elektrische Verhalten der Kundenanlage nicht verändert. Sofern die relevante Technischen Anschlussregeln des VDE|FNN keine abweichenden Vorgaben macht, gilt dies nicht, wenn hierbei mehr als 25 MW oder 20 % der insgesamt für den Netzanschlusspunkt vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV, B/E}$ bzw. Anschlusscheinleistung $S_{AV, B/E}$ ersetzt werden (bezogen auf alle Komponenten oder Anlagenteile zum Zeitpunkt des letztmaligen Konformitätsnachweises). Beim Tausch sind vorzugsweise Komponenten zu verwenden, für die die Nachweisführung bereits erbracht wurde. Jedes modernisierte Betriebsmittel muss für sich dem aktuellen Stand der Technik entsprechen und in der Lage sein, als Teil der Kundenanlage die vorliegenden technischen Anforderungen zu erfüllen [6].

Wird eine Anlage erweitert, gilt die in Abschnitt 11.4.1 angegebene Grenze ab der grundsätzlich ein erneuter Konformitätsnachweis notwendig wird.

4 ALLGEMEINE GRUNDSÄTZE

4.2 ANSCHLUSSPROZESS UND ANSCHLUSSRELEVANTE UNTERLAGEN

4.2.1 ALLGEMEINES

Grundsätzlich basiert ein Netzanschlussverfahren auf dem Prinzip der Gegenseitigkeit, beginnend mit schriftlichen Netzanschlussantrag und der ausgefüllten Anhänge E.1 sowie sofern zutreffend E.2 (Verbrauchsanlagen) und E.6 (Erzeugungsanlagen) der VDE-AR-N 4130 [2] bei 50Hertz. Die für den Netzanschlussprozess erforderlichen Unterlagen werden veröffentlicht. Der Austausch weiterer relevanter Unterlagen kann bei Bedarf im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens erfolgen.

Fällt der Anschluss nicht unter den Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130, können zu den Bestimmungen innerhalb des Abschnitts 4.2 projektspezifisch begründete abweichende Vereinbarungen getroffen werden.

5 NETZANSCHLUSS

5.1 GRUNDSÄTZE FÜR DIE ERMITTLUNG DES NETZANSCHLUSSPUNKTES

Für Speicher, Mischanlagen und Kundenanlagen, die der Sektorkopplung dienen (z.B. Power2Gas- und Power2Heat-Anlagen), ist der Netzanschluss grundsätzlich (n-0)-sicher auszulegen, sofern mit dem Kunden nicht anders vereinbart.

Auch bei (n-0)-sicheren Anschlüssen sind Stichanschlüsse für vorgenannte Anlagentypen grundsätzlich nicht möglich. Ausnahmen für EE-Anlagen können in Abstimmung mit 50Hertz vereinbart werden.

5.4 NETZRÜCKWIRKUNGEN

5.4.1 ALLGEMEINES

Die maximal anschließbare Scheinleistung $S_{t\ H\&S}$ wird projektspezifisch von 50Hertz vorgegeben.

5.4.4 HARMONISCHE, ZWISCHENHARMONISCHE UND HÖHERFREQUENTE EMISSION

Der Resonanzfaktor k_v bildet die frequenzabhängige Netzimpedanz bei der Ermittlung der zulässigen Oberschwingungsströme ab. 50Hertz ermittelt die Resonanzfaktoren k_v projektspezifisch.

Für Anschlüsse unter Anwendung der VDE-AR-N 4120 wird der Resonanzfaktor zu $k_v = 1,2$ vorgegeben.

5.4.6 UNSYMMETRIEN

Die Kundenanlage muss für auftretende Spannungsunsymmetrien im Gegensystem $U_{(2)}/U_{(1)}$ von bis zu 2 % ausgelegt sein. Treten größere Spannungsunsymmetrien auf, muss die Kundenanlage so lange am Netz bleiben, bis diese thermischen Reserven aufgebraucht sind.

ANMERKUNG Im normalen Betrieb tretenden typischerweise Spannungsunsymmetrie von $U_{(2)}/U_{(1)} < 1\%$ auf.

5.5 GESONDERTE ANFORDERUNGEN AN REGELBARE BEZUGSANLAGEN

Regelbare Bezugsanlagen sind Bezugsanlagen, wie beispielsweise Elektrolyseanlagen, deren überwiegender Leistungsbezug umrichterbasiert erfolgt sowie alle die Bezugsanlagen, die in die Lage versetzt werden, eine oder mehrere Systemdienstleistungen und ggf. auch systemstützendes Verhalten bereitzustellen.

5.5.1 ALLGEMEINES

Elektrolyseanlagen und andere Power-to-Gas-Anlagen müssen die Technischen Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen der deutschen ÜNB mit dem Stand von Februar 2024 mit folgenden Einschränkungen erfüllen:

- In Abschnitt 2.3 und 2.4 kann die Anforderungen an das Durchfahren 2- und 3-poliger Netzfehler mit Zustimmung des Netzbetreibers so reduziert werden, dass entsprechend Abbildung 5-1 zwischen drei Fault Cases zu unterscheiden ist:
 - Fault Case A ($t \leq 0,3\text{ s}$; $U_{NAP} < 0,9\text{ pu}$)
 - Kundenanlage darf sich nicht trennen
 - Wirkleistungswiederkehr in $< 1\text{ s}$.
 - Fault Case B ($0,7\text{ pu} \leq U_{NAP} < 0,9\text{ pu}$; $t > 0,3\text{ s}$)
 - Kundenanlage darf sich nicht trennen.
 - Wirkleistungswiederkehr in $< 6\text{ s}$.
 - Fault Case C ($U_{NAP} < 0,7\text{ pu}$; $t > 0,3\text{ s}$)
 - Bereich muss nach Können und Vermögen durchfahren werden.
 - Wirkleistungswiederkehr $< 6\text{ s}$, wenn möglich.

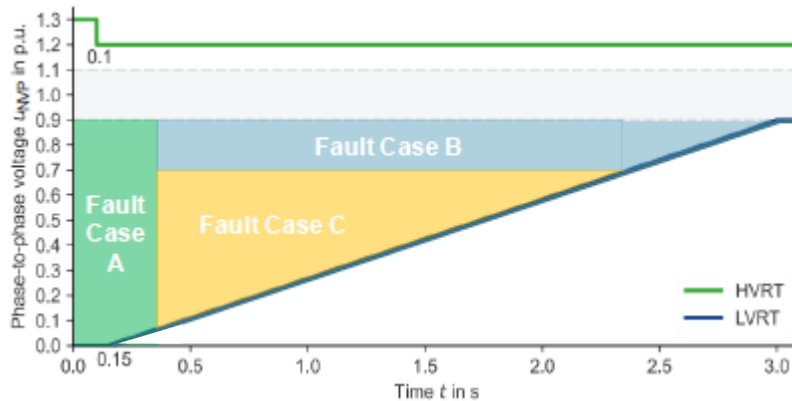


Abbildung 5-1: Unterteilung der FRT-Fähigkeit in Fault Cases am Beispiel 3-poliger Netzfehler

- In Abschnitt 2.5 ist eine gleichzeitige Beteiligung mehrerer Einheiten am Lastabwurf zulässig, solange die einzelnen Stufen eine Größe von 250 MW nicht überschreiten. Eine Kombination von Lastabwurf und Wirkleistungsanpassung wird nicht vorgesehen.
- In Abschnitt 2.7 können projektspezifisch Leistungsänderungen von mindestens 8%/min vereinbart werden.
- In Abschnitt 2.8 ist es für den Fall, dass die Kundenanlage Teil einer Mischanlage ist, ausreichend, wenn die Leistungsgradienten am Netzanschlusspunkt der Mischanlage eingehalten werden.
- In Abschnitt 2.9 ist es für den Fall, dass ausschließlich Blindleistungskompensationsanlagen zur Erfüllung der Anforderungen nach Abschnitt 2.10 erforderlich sind, ausreichend, wenn ein Fehlerstrom in Höhe eines äquivalenten stationären Blindstroms entsprechend Abschnitt 2.10 eingespeist wird.
- In Abschnitt 2.9 gilt für den Fall, dass bei thyristor- und diodenbasierten Gleichrichtern in Elektrolyseanlagen die Blindleistungsanforderung nach 2.10 durch beigestellte Komponenten erfüllt werden, dass sich die Anforderung an die Blindstromstützung auf den Bemessungsstrom der beigestellten Komponenten bezieht. Es erfolgt jeweils eine separate Betrachtung für den über- und untererregten Betrieb.
- In Abschnitt 2.9 werden für die 50Hertz-Regelzone in der Region Hamburg standortspezifischen Ausnahmen an die Blindstrombereitstellung vorgesehen.
- In Abschnitt 2.10 werden für die 50Hertz-Regelzone keine standortspezifischen Ausnahmen an die Blindleistungsbereitstellung vorgesehen. Es kommt aber ein reduziertes PQ-Diagramm entsprechend Abbildung 5-15 zur Anwendung.

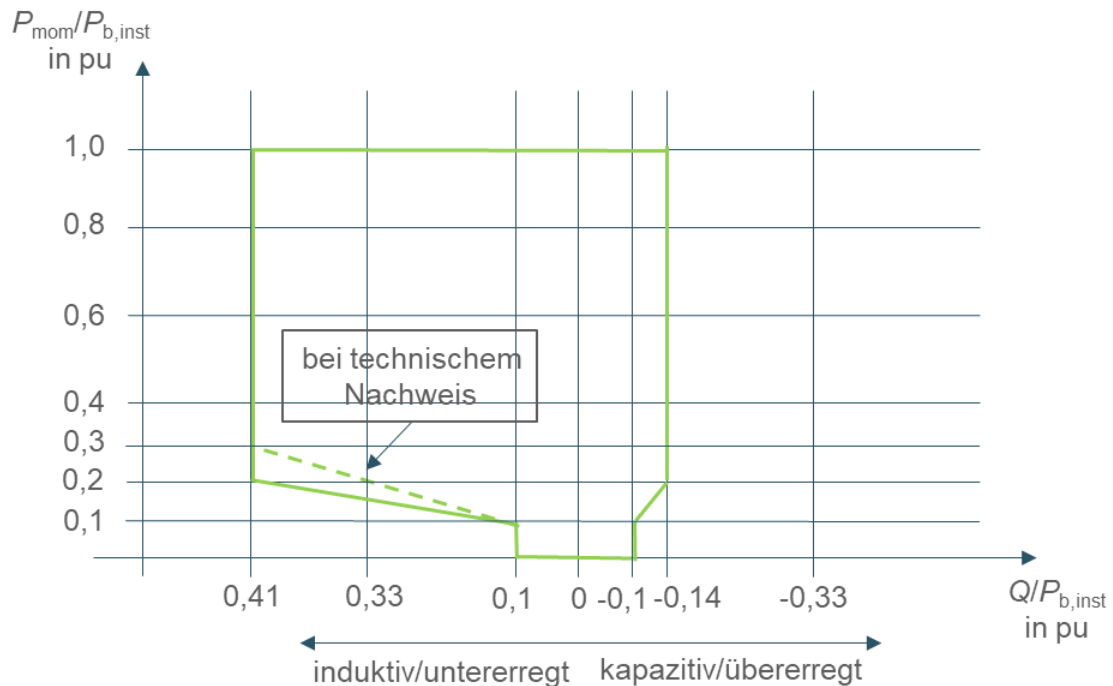


Abbildung 5-15 Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung von regelbaren Bezugsanlagen im Teillastbetrieb im Verbrauchersystem

- Zu Abschnitt 4.2 wird klargestellt, dass eine vereinfachte Abbildung des Prozesses (z.B. Elektrolysestack) und der Prozessregelung im Simulationsmodell zulässig ist, solange das qualitative Verhalten (z.B. PT1-Verhalten und Begrenzungen) der Anlage am Netzanschlusspunkt mit einer ausreichend hohen Genauigkeit bezüglich des Verbleibs am Netz (FRT-Fähigkeit) und der Geschwindigkeit der Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerklärung gewährleistet ist.

Link: <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapiere/Anforderungen-an-Elektrolyseanlagen>

5.5.2 FAULT-RIDE-TROUGH-FÄHIGKEIT

Elektrolyseanlagen und andere Power-to-Gas-Anlagen müssen für den Anschluss am Übertragungsnetz eine Robustheit gegenüber Netzfehlern (FRT-Fähigkeit) entsprechend den Anforderungen nach Abschnitt 5.5.1 den Nachweis entsprechend dem „4-ÜNB-Positionspapier zu Fault-Ride-Through- und Modellanforderungen an Elektrolyseanlagen“ mit dem Stand von März 2023 führen und dem Netzbetreiber die dafür erforderlichen Simulationsmodelle zu Verfügung stellen.

Link: <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapiere/FRT-Anforderungen>

Rechenzentren (engl.: Data Center) müssen eine FRT-Fähigkeit und die Wirkstromwiederkehr nach Fehlerklärung in analoger Weise sicherstellen. Für den Nachweis genügt hier eine Herstellererklärung zur Konformität, die das zugrundeliegende Konzept darlegt. Dabei ist insbesondere auf den Einsatz einer USV (Unterbrechungsfreie Stromversorgung) und deren Wirkung auf den Leistungsaustausch am Netzanschlusspunkt (Versorgung der Last und Laden der Speicher) einzugehen.

5.5.3 ZUKÜNFTIGE ANFORDERUNGEN

Der Abschnitt 5.5.3 stellt keine Mindestanforderung dar. Er soll vielmehr für die zukünftig notwendigen Fähigkeiten von Kundenanlagen sensibilisieren. 50Hertz ist an einem konstruktiven Dialog zu den nachfolgenden „Soll“-Anforderungen interessiert.

Der abnehmende Anteil von Generatoren und damit rotierender Massen im elektrischen System macht zukünftig Anforderungen auch an Kundenanlagen für den Bezug elektrischer Energie, die über

geeignete Technologien an Erzeugungsanlagen und Speicher notwendig, die heute noch nicht in den VDE-Anwendungsregeln aufgeführt sind. Es ist ebenfalls noch nicht absehbar, in welcher Weise diese zusätzlichen Investitionen und Aufwände finanziert werden.

Für Bezugsanlagen sollen unter Berücksichtigung der technologischen Restriktionen folgende Punkte beachtet werden:

- a) Unsymmetrische Momentanreserve (ggf. relevant für zukünftige nf-SDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“)

Die Bezugsanlage soll bei plötzlicher Reduktion der Spannungswinkeldifferenz (zwischen NAP und Anlagen) sowie bei negativen Frequenzgradienten einen entgegenwirkenden Wirkstrom einspeisen (Reduktion des Wirkstroms) und diesen bei Klärung der Ursache analog wieder zurücknehmen (Zurückführung in Richtung des Ausgangszustandes). Die Erbringungsdauer liegt im unteren einstelligen Sekundenbereich. Diese sollte durch eine schnelle Leistungsreduktion erreicht werden, falls erforderlich können aber auch geeignete Kurzzeitspeicher (bspw. Supercaps) berücksichtigt werden.

- b) Reglerstabilität (ggf. relevant für zukünftige nf-SDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“)

Im Rahmen von Simulationen zur Teilnetzbetriebsfähigkeit kann die Groß- und Kleinsignalstabilität der eingesetzten Regler getestet werden. Die Anforderungen aus Abschnitt 10.2.1.4 der VDE-AR-N 4130 [2] sind modifiziert anwendbar.

6 PLANUNG UND AUSFÜHRUNG DES NETZANSCHLUSSES

6.1 BAULICHER TEIL

6.1.1 ALLGEMEINES

50Hertz gibt die Variante für den Netzanschluss grundsätzlich vor. Der Höchstspannungs-Leistungsschalter befindet sich i. Allg. im Eigentum des Anschlussnehmers.

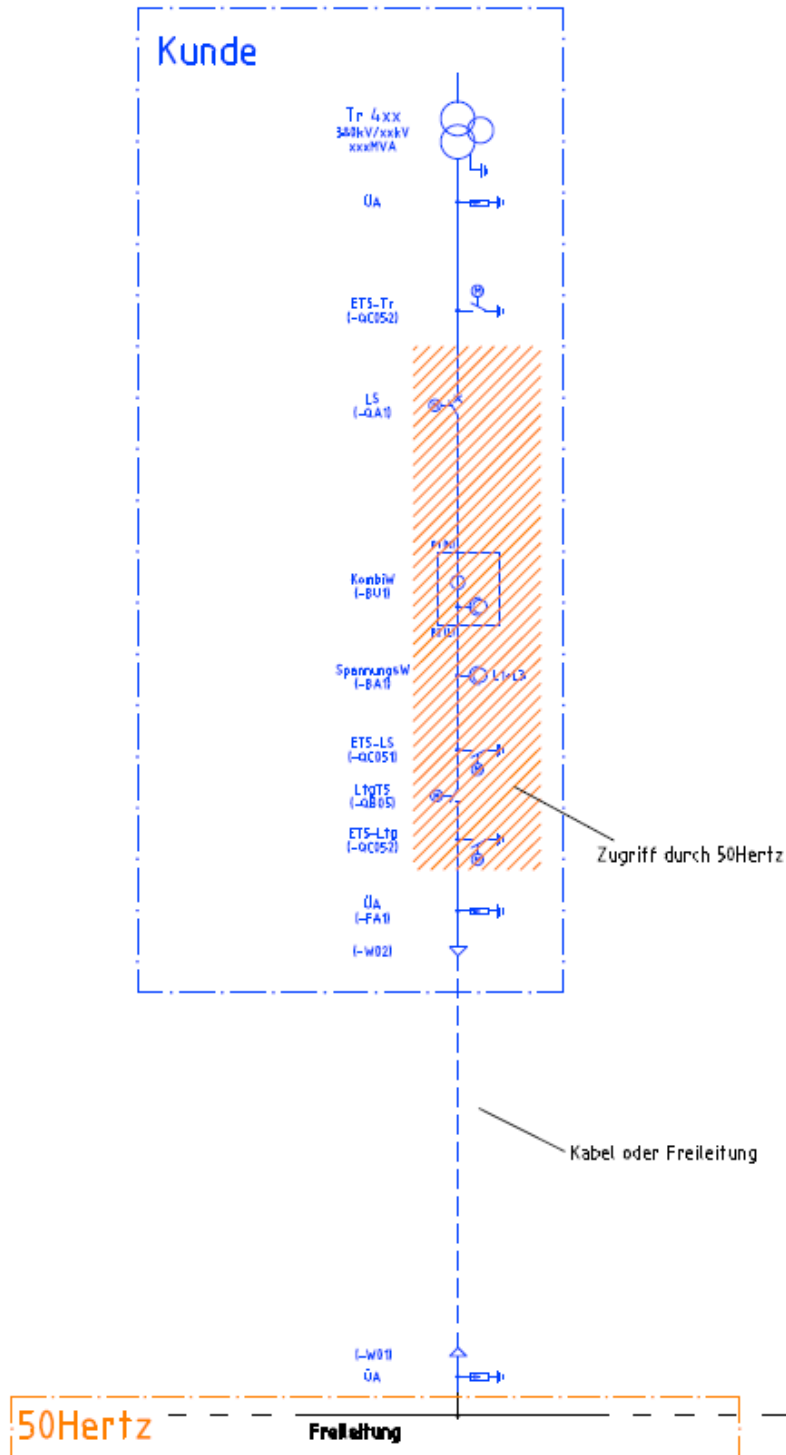


Abbildung 6-1 Grundsätzliches Beispiel für einen Kundenanschluss an einer Freileitung

6.2 ELEKTRISCHER TEIL

6.2.1 SCHALTANLAGEN

Für den Anschluss von Kundenanlagen, die unter die VDE-AR-N 4130 fallen, wird die Ausführung der Wandler in der Werknorm TRN 05.05.01 „Technische Forderungen an Wandler ab 123 kV“ von 50Hertz festgelegt.

Der Anschlussnehmer übermittelt den Verlauf des Übertragungsverhaltens der induktiven Wandler über das Frequenzspektrum bis zu 9 kHz an 50Hertz.

6.2.3 STERNPUNKTBEHANDLUNG

50Hertz betreibt das Höchstspannungsnetz mit starrer Sternpunkterdung. Der überspannungsseitige Sternpunkt von Netztransformatoren wird nach der Werknorm TRN 02.06.01 „Sternpunktbehandlung im 400/220-kV-Netz“ niederohmig geerdet. Die Belastung des Sternpunktes ergibt sich aus der notwendigen Kurzschlussfestigkeit der Anlage.

Für Blocktransformatoren von Kraftwerken ist die Erdung des primärseitigen Sternpunktes mittels einer Sternpunktrossel entsprechend der Nullimpedanz des Transformators herzustellen und mit einem Überspannungsableiter auszurüsten und zu betreiben.

Fällt der Anschluss nicht unter den Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4130, darf der überspannungsseitige Sternpunkt des Anschlusstransformators nur in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber beschaltet werden.

6.3 SEKUNDÄRTECHNIK

6.3.1 PROZESSDATENÜBERTRAGUNG

Der Mindestumfang, der zu übertragenden bzw. zu empfangenden Prozessdaten ist in Anlage F enthalten.

6.3.2 EIGENBEDARFSENERGIEVERSORGUNG

Das Eigenbedarfssystem der Kundenanlage muss über ein 400/230-V-Drehstromsystem für die Eigenbedarfsversorgung sowie über eine Notenergieversorgung verfügen. Für das Notenergiesystem ist z. B. eine Batterie einsetzbar. Die Sicherungselemente der Notenergieversorgung müssen selektiv zueinander auslösen.

Der Anlagenbetreiber ist für die Überwachung und Instandhaltung des Eigenbedarfs und der Hilfsenergieversorgung verantwortlich. Die Funktionsfähigkeit der Hilfsenergieversorgung ist durch entsprechende Maßnahmen dauerhaft zu sichern. Dies muss in bestimmten Zeitabständen nachgewiesen, entsprechend dokumentiert und dem Netzbetreiber auf Nachfrage vorgelegt werden.

Für die Spannungsversorgung der Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen ist eine Gleichspannung aus einer netzunabhängigen Quelle zur Verfügung zu stellen. Die Dimensionierung des DC-Systems hat derart zu erfolgen, dass bei Ausfall der Netzspannung alle Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen für den Betrieb der Übergabestation inklusive der Zähl- und Messeinrichtungen mindestens 72 h weiterbetrieben werden können. Die Gleichspannung beträgt vorzugsweise 220 V DC \pm 10%.

Der Betrieb der Kundenanlage ohne funktionstüchtige Notenergieversorgung ist unzulässig.

Es wird der Einsatz einer Netzersatzanlage empfohlen, die über einen Gleichrichter direkt auf die 220-V-DC einspeist und eine Schädigung einer eingesetzten Batterie verhindert sowie die Überbrückungszeit entsprechend verlängert. Die technische Realisierung der 72-h-Überbrückungszeit kann auch anderweitig realisiert werden, muss aber in jedem Falle in Absprache mit dem Netzbetreiber erfolgen.

Für den Anschluss von Kundenanlagen, die unter die VDE-AR-N 4130 fallen, stellt der Anschlussnehmer eine Eigenbedarfs- und Notenergieversorgung zur Verfügung. Bei Einsatz von 50Hertz-Technik beim Anschlussnehmer, ist der Energiebedarf von 50Hertz separat zu erfassen.

6.3.3 SCHUTZEINRICHTUNGEN

6.3.3.1 ALLGEMEINES

Für die Konzepte von Haupt- und Reserveschutzeinrichtungen sind die folgenden Dokumente mit zu beachten.

- VDE|FNN-Hinweis: Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen [7]
- VDE|FNN-Richtlinie: Anforderungen an digitale Schutzsysteme [8]

Die Schutzprüfung ist mindestens alle vier Jahre vorzunehmen. Der Anschlussnehmer beurteilt die Abstände zwischen den Schutzprüfungen selbst und legt gegebenenfalls kürzere Intervalle fest.

Für den Anschluss von Kundenanlagen, die unter die VDE-AR-N 4130 fallen, hat der Anschlussnehmer an der Netzschnittstelle einen Distanzschutz vorzusehen dessen Reservestufe in Richtung 50Hertz nach Vorgabe von 50Hertz parametrisiert wird.

6.3.3.2 AUTOMATISCHE FREQUENZENTLASTUNG

Der Anschlussnehmer stellt sicher, dass die Kundenanlage die Anforderungen aus der VDE-AR-N 4142 „Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen“ [9] erfüllt.

6.3.3.3 GESTEUERTES SCHALTEN

Der überspannungsseitige Leistungsschalter des Block- oder Netztransformators des Anschlussnehmers ist mit gesteuertem Schalten auszurüsten, um den Inrush-Strom des Transformators und die resultierenden Überspannungen beim Einschalten zu reduzieren. Alternative Konzepte sind zulässig und mit 50Hertz abzustimmen.

6.3.4 SPRACHKOMMUNIKATION

Die Anforderungen für das Sprachkommunikationssystem sind in der „Verordnung (EU) vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodes über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“ (NC ER) [10] sowie der „Verordnung (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“ (SO GL) [11] festgelegt. Die sich daraus ergebenden grundsätzlichen Anforderungen sind im „Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzwiederaufbauplan gemäß Verordnung (EU) 2017/2196“ festgeschrieben.

Energieerzeugungsanlagen stellen die für den Netz- und den sich anschließenden Versorgungswiederaufbau benötigte Systemdienstleistungen und Energie bereit und spielen daher dabei eine zentrale Rolle. Insbesondere Energieerzeugungsanlagen mit direkter Anbindung an das Höchstspannungsnetz sind in der Lage, bereits zu Beginn des Netzwiederaufbaus notwendige Systemdienstleistungen und die erforderliche Energie zur Verfügung zu stellen, was maßgeblich zur Beschleunigung der Wiederversorgung beiträgt.

Die Leitstellen von Kundenanlagen am Höchstspannungsnetz müssen mindestens 72 h nach einem Schwarzfall über Sprachkommunikation erreichbar bleiben. Es ist im Konzept der Sprachkommunikation sicherzustellen, dass die Anforderungen an Redundanz, Verfügbarkeit und Unabhängigkeit erfüllt werden. Dazu sind allein nicht-öffentliche Kommunikationswege, die für mindestens 72 Stunden schwarzfallfest sind, zu verwenden. Das Konzept ist mit 50Hertz abzustimmen.

6.3.5 DATENKOMMUNIKATION

Die Anforderungen für das Sprachkommunikationssystem sind in der „Verordnung (EU) vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodes über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“ (NC ER) [10] sowie der „Verordnung (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur

Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“ (SO GL) [11] festgelegt. Die Anforderungen an die Datenkommunikation im Schwarzfall sind im „Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzwiederaufbauplan gemäß Verordnung (EU) 2017/2196“ festgeschrieben.

50Hertz stellt eine schwarzfallfeste Schnittstelle zur Datenkommunikation zur Verfügung. Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass seine zur Steuerung der Anlage über diese Schnittstelle erreichten notwendigen Datenverarbeitungssysteme ebenfalls für einen Zeitraum von mindestens 72 h schwarzfallfest sind. Unter diese Anforderung fällt ebenfalls die Verbindung zwischen der Leitstelle des Anschlussnehmers und der Kundenanlage, für die eine Nutzung öffentlicher Kommunikationswege nicht zulässig sind. Das Konzept ist mit 50Hertz abzustimmen.

Die örtliche und technische Ausgestaltung der Kommunikationsverbindungen, der Schnittstellen sowie der Datenumfang werden zwischen ÜNB und Anlagenbetreiber vereinbart.

7 ABRECHNUNGSMESSUNG

7.1 ALLGEMEINES

Die Messungen haben stets eichrechtlichen und gesetzlichen Vorschriften und den Mindestanforderungen der VDE-AR-N 4400 Messwesen Strom (MeteringCode) zu entsprechen.

Für den Anschluss von Kundenanlagen, die unter die VDE-AR-N 4130 fallen, wird die Ausführung der Zählstellen in der Werksnorm TRN 14.01 „Technische Forderungen an Zählstellen“ von 50Hertz festgelegt. Den Einbauort für die Übergabezähleinrichtung legt 50Hertz fest. Das Messkonzept muss frühzeitig mit 50Hertz abgestimmt werden. Der Anschlussnehmer stellt eine Hilfsenergieversorgung zur Verfügung. Bei Einsatz von 50Hertz-Technik beim Anschlussnehmer, ist der Energiebedarf von 50Hertz separat zu erfassen. 50Hertz gibt die grundsätzliche Konfiguration der Zähleinrichtung vor.

In der Höchstspannung besteht die Übergabezählung aus einer Abrechnungs- und Vergleichsmesseinrichtung. Diese sind technisch gleichwertig auszuführen. Für die Abrechnungs- und Vergleichsmesseinrichtung stellt der Anschlussnehmer einen Zäblerschrank inkl. Stellfläche kostenfrei zur Verfügung. Der Zählerplatz in der Höchstspannung ist in einem Schrank gemäß der Werksnorm TRN 10.03 „Aufbau von Sekundärschränken für Innenraumaufstellung“ auszuführen und mit 50Hertz abzustimmen. 50Hertz bietet dem Anschlussnehmer an bei Bedarf einen entsprechend konfigurierten Schrank beizustellen.

Der Zählerplatz in der Nieder- und Mittelspannung ist nach den Vorgaben der DIN VDE 0603-Reihe herzurichten. Dazu ist ein schutzisolierter Zäblerschrank zu nutzen. Es sind Zählerplätze für Dreipunktbefestigung vorzubereiten. Ein Platz für die Kommunikationseinheit ist vorzusehen. Der Anbringungsort des Zählerplatzes muss vor Verschmutzung, Erschütterung und Beschädigung geschützt sein.

7.2 GERÄTECHNIK

7.2.1 MESSEINRICHTUNGEN

Die technischen Mindestanforderungen an die Messeinrichtungen sind dem Dokument „Mindestanforderungen an Messeinrichtungen im Netz der 50Hertz Transmission GmbH“ zu entnehmen.

Sollte 50Hertz in seiner Rolle als Messstellenbetreiber den Messstellenbetrieb übernehmen, setzt 50Hertz, sofern vom Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) nicht anders gefordert, standardmäßig Lastgangzähler ein.

7.2.2 POWER-QUALITY-GERÄTE UND PHASOR-MEASUREMENT-UNITS (PMU)

Der Messwandler für die Umwandlung der primären Messgrößen für die von der Messeinrichtung zu erfassenden Sekundärgrößen muss den Anforderungen der DIN VDE 0414-9-103 (Tabelle B.1) Klasse PQ1 entsprechen. Abweichungen sind mit 50Hertz abzustimmen.

Es sind an geeigneten Orten (bspw. RC-Teiler im Schaltfeld des Netzbetreibers oder breitbandige Messungen an der Transformatordurchführung) Messeinrichtungen zur Erfassung

- a) von harmonischen Strömen und Spannungen (Power-Quality-Messung) sowie
- b) von hochaufgelösten Strömen und Spannungen (PMU) zu installieren.

Bei vorhandenen Messeinrichtungen auf Seiten des Netzbetreibers, kann in Rücksprache mit 50Hertz auf eine Messung verzichtet werden. 50Hertz stellt dem Anschlussnehmer eine entsprechende Gerätekonfiguration für die Messeinrichtung bei. Der Anschlussnehmer stellt einen geeigneten Anschlussschrank für Power-Quality- und PMU-Geräte zur Verfügung und sofern ein Anschluss an die IT-Infrastruktur von 50Hertz nicht möglich ist, ebenfalls eine dauerhaft kostenfreie Datenanbindung.

ANMERKUNG Diese Messdaten können zur Bewertung der Konformität der Anlage im Betrieb und während der Inbetriebnahme genutzt werden.

7.2.3 ONLINE-MESSWERTE

Durch den Anschlussnehmer sind zyklische Messwerte aus dem Leitsystem an 50Hertz zu übergeben. Es besteht der Anspruch, dass diese Werte den Werten der Abrechnungszählung entsprechen. 50Hertz bietet dem Anschlussnehmer an, bei Bedarf eine entsprechende Gerätekonfiguration beizustellen.

7.3 MESSWANDLER

7.3.1 ALLGEMEINES

Nachfolgend werden die Anforderungen für die Messwandler festgehalten. Das Anschlussschema einer Wandlermessung ist der Abbildung zu entnehmen.

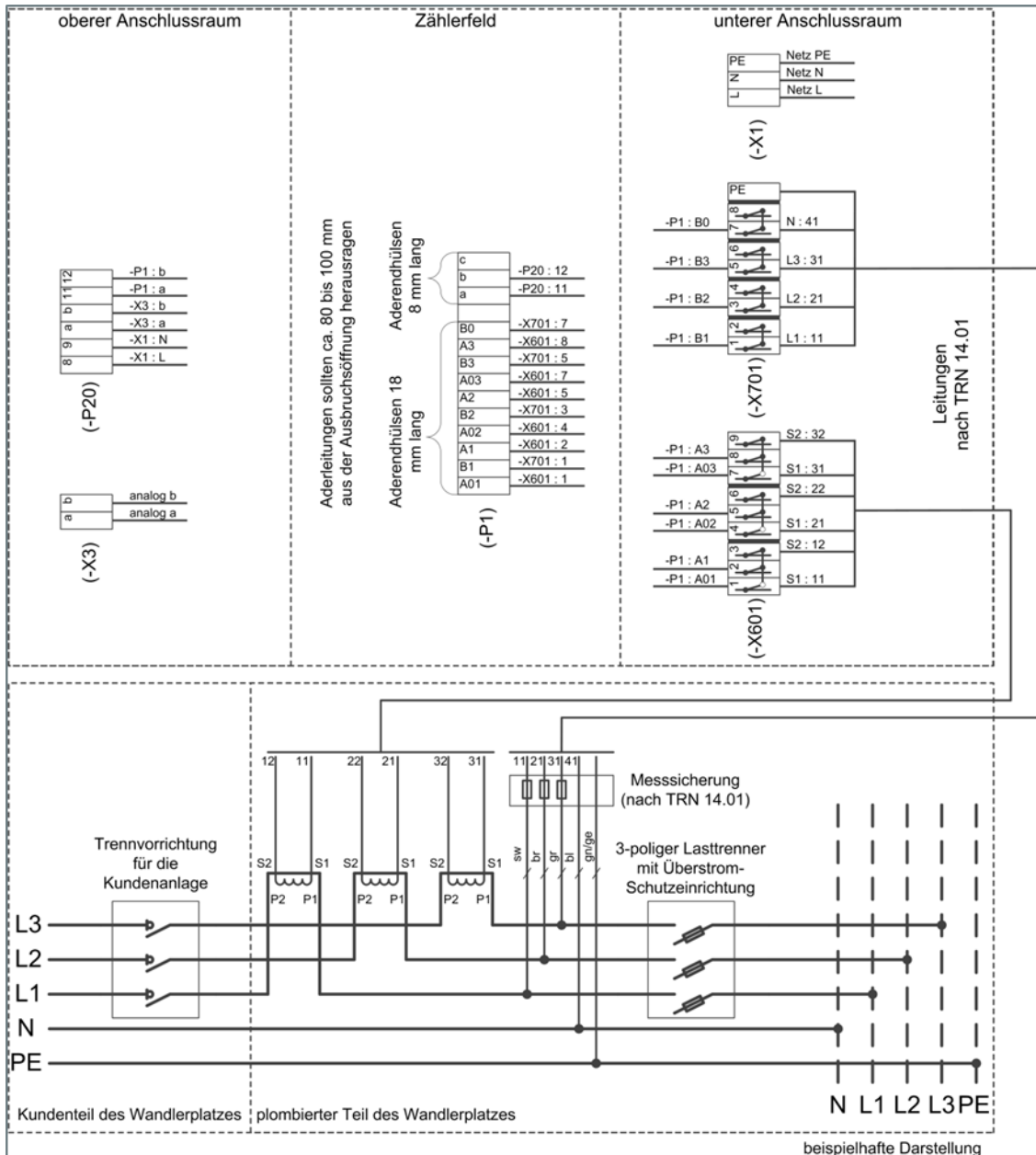


Abbildung 7-1: Grundsätzliches Anschlussschema einer Wandlermessung

Legende:

-X1	Hilfsspannung	-X601	Reihenprüfklemme Strom
-X3	TAE-Dose	-X701	Reihenprüfklemme Spannung
-P1	Zähler		
-P20	Modem	-X601 & X 701	Prüfbuchsen vgl. PSBJ GSK/S (sw, br, gr, bl)

Die Messleitungen sind in den unteren Anschlussraum des Zählerplatzes einzuführen und an den Reihenprüfklemmen (-X601 und -X701) anzuschließen. Die nachfolgende Tabelle ist zu beachten.

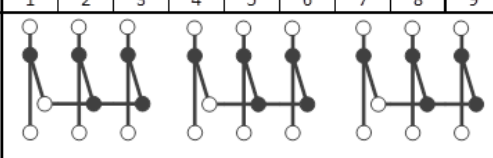
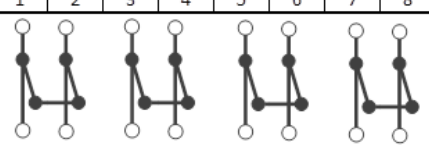
Reihenprüfklemmen für Strom und Spannung																	
Klemmenbezeichnung	Reihenprüfklemme (-X601)									Reihenprüfklemme (-X701)				PE			
	oben = Zähleranschluss									oben = Zähleranschluss							
Klemmenschalbild	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	2	3	4	5	6	7	8
Klemmenschalbild														nach Netzsystem			
	unten = Wandleranschluss									unten = Wandleranschluss							
Klemmeneigenschaften	nach TRN 10.02 Klemmenrichtlinie																
mindestens klemmbarer Querschnittsbereich	2,5 mm ²																
Anschlüsseigenschaften	nach TRN 10.02 Klemmenrichtlinie																
Buchse für Sicherheitsprüfstecker	nach TRN 10.02 Klemmenrichtlinie																
Farbkennzeichnung	L1 - Gelb (ge)	L2 - Grün (gn)	L3 - Violett (vio)	L1 - Gelb (ge)	L2 - Grün (gn)	L3 - Violett (vio)	N - Schwarz (sw)						PE - gn/g				

Abbildung 7-2: Reihenprüfklemmen für den Wandleranschluss

7.3.2 NIEDER- UND MITTELSPANNUNG

Der sekundäre Bemessungsstrom der Stromwandlerkerne muss 1 A betragen. In Ausnahmefällen sind auch 5 A zulässig, dies muss jedoch vorab mit 50Hertz abgestimmt werden. Kommen Spannungswandler zum Einsatz, so muss die sekundäre Bemessungsspannung der Spannungswandlerwicklungen für die Zählung $100 \text{ V}/\sqrt{3}$ betragen.

7.3.3 HOCH- UND HÖCHSTSPANNUNG

Für die Ausführung der Wandler ist die jeweils aktuell gültige Ausführung der Werknorm TRN 05.05.01 „Technische Forderungen an Wandler ab 123 kV“ maßgebend.

Alle Messstellen sind mit Wandlern der nachfolgenden Genauigkeitsklassen auszuführen:

- Spannungswandler 0,2
- Stromwandler 0,2S

Es erfolgt eine Trennung der Stromwandlerkerne und der Spannungswandlerwicklungen nach Abrechnungs- und Vergleichsmesseinrichtungen. Die Spannungswandlerkreise sind getrennt abzuschirmen.

Der sekundäre Bemessungsstrom der Stromwandlerkerne muss 1 A betragen.

In den Spannungsebenen *bis 220 kV* muss die sekundäre Bemessungsspannung der Spannungswand-
lerwicklungen für die Zählung $100 \text{ V}/\sqrt{3}$ betragen.

In den Spannungsebenen *ab 380 kV* muss die sekundäre Bemessungsspannung der Spannungswand-
lerwicklungen für die Zählung $200 \text{ V}/\sqrt{3}$ betragen.

Induktive Messwandler sind vorrangig einzusetzen. Für EE-Anschlüsse ist grundsätzlich ein 8-Kern-
Wandler einzusetzen. Abweichungen sind nur nach vorheriger Abstimmung mit 50Hertz zulässig.

7.3.4 DATENÜBERTRAGUNG

Zur zeitnahen, täglichen Plausibilisierung der Messwerte ist der Übertragungsweg zur Messwer-
tübermittlung mit 50Hertz abzustimmen. Sollte der Einsatz von Mobilfunkverbindungen erforderlich
sein, so sind die Empfangseigenschaften vorab mittels geeigneter Messgeräte festzustellen.

Es sind redundante Wege für die Datenübermittlung von Zähler, Power Quality und Online-Messwer-
terfassung erforderlich. Die Umsetzung hat sich an der Werksnorm TRN 14.10 „Kommunikationsan-
bindung der Gerätetechnik in der Zählung“ zu orientieren. Eine Meldungsentsorgung ist vorzusehen
und sollte über Leitstellenkopplung realisiert werden.

8 BETRIEB DER KUNDENANLAGE

8.1 ALLGEMEINES

Beim Netzwiederaufbau nach einem Schwarzfall können elektrische Lasten zur Stabilisierung des aufzubauenden Teilnetzes beitragen. Dazu zählen auch die Eigenbedarfsanlagen von Erzeugungseinheiten in der Kundenanlage. Die Lasten einer Kundenanlage müssen auf Anforderung von 50Hertz im Netzwiederaufbau zuschaltbar sein. Der Anschlussnehmer stimmt sich zur Ausgestaltung des Konzepts hinsichtlich dieser Anforderung mit 50Hertz ab.

9 ÄNDERUNGEN, AUßERBETRIEBNAHME UND DEMONTAGE

Der Anschlussnehmer informiert 50Hertz rechtzeitig schriftlich über geplante Revisionen.

Für den Fall, dass der Anschlussnehmer Änderungen an seiner Kundenanlage plant, prüft 50Hertz die vom Anschlussnehmer übermittelten Angaben dahingehend, ob eine wesentliche Änderung vorliegt. Beispiele für wesentliche Änderungen sind:

- Änderung der vereinbarten Anschlusswirkleistung $P_{AV,B/E}$ oder Anschlussscheinleistung $S_{AV,B/E}$
- Veränderung des möglichen Stellbereiches für die Blindleistungsbereitstellung
- Austausch von bzw. Änderungen an Erzeugungseinheiten (z. B. Windenergieanlagen) bzw. Komponenten (z.B. Parkregler, Regelung Erregersystem, etc.), sofern diese nicht typgleich sind.
- Softwareänderungen, die einen wesentlichen Einfluss auf die elektrischen Eigenschaften der Erzeugungseinheiten haben.
- Änderungen der elektrischen Infrastruktur (wie z. B. Netztransformatoren oder Kabelverbindungen).

50Hertz wird die an der Kundenanlage vorgenommenen Änderungen nach den Bestimmungen des NC RfG erfassen und im Rahmen gesetzlicher Bestimmungen in entsprechende Register weitergeben.

Die Stilllegung von Kundenanlagen bzw. deren Netzanschlüssen ist 50Hertz vom Anschlussnehmer anzuzeigen. Der Anschlussnehmer hat mitzuteilen, wie lange der der Netzanschluss nach vorliegendem Kenntnisstand noch benötigt wird.

50Hertz behält sich vor, im Sinne des NC RfG Artikel 4 auch nach der Inbetriebnahme der Kundenanlage Anpassungen an der Regelung vorzunehmen zu lassen. Daher müssen die Betreiber der Kundenanlage über die gesamte Lebensdauer der Anlage in der Lage sein, das Verhalten der Anlage über Regelungsupdates entsprechend den geänderten Vorgaben von 50Hertz zu dem dynamischen Verhalten am Netzanschlusspunkt anzupassen.

10 ERZEUGUNGSANLAGEN

10.2 VERHALTEN DER ERZEUGUNGSANLAGEN AM NETZ

10.2.1 ALLGEMEINES

ANMERKUNG Die Mindestanforderungen der technischen Netzanschlussregeln des FNN und der TAB gelten für Speicher sowohl in Erzeugungs- als auch in Bezugsrichtung.

10.2.1.2 QUASISTATIONÄRER BETRIEB

Die Erzeugungsanlage soll unterhalb einer Netzspannung U_b von 340 kV (0,85 p.u.) nach Können und Vermögen am Netz bleiben. Die Erzeugungsanlage muss sich vom Netz trennen, wenn die Netzspannung U_b kleiner als 320 kV (0,8 p.u.) ist.

Bei Auslegung der Erzeugungsanlage (vor allem Transformatoren, Maschinen, Stufensteller des Netztransformators sowie der Spannungsregelung im internen Netz der Erzeugungsanlage) ist der Betrieb bei hohem U/f -Verhältnis zu berücksichtigen. Unter Einhaltung der Anforderungen an die Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung (Abschnitt 10.2.2) ist keine Auslösung des Eigenschutzes zulässig.

10.2.1.3 POLRAD- BZW. NETZPENDELUNGEN

Sieht der Anschlussnehmer für seine Erzeugungsanlage ein Pendeldämpfungsgerät, Power-System-Stabilizer (PSS) vor, so sind die Einstellungen mit 50Hertz abzustimmen. Hat die Erzeugungsanlage eine Endgültige Betriebserlaubnis (EBE) erhalten, dann sind Änderungen an den Parametern oder die zeitweilige Außerbetriebnahme des PSS 50Hertz anzuzeigen. 50Hertz wird dann über die Erteilung einer Beschränkten Betriebserlaubnis (BBE) entscheiden.

10.2.1.7 NETZWIEDERAUFBAU

50Hertz koordiniert nach einem Schwarzfall von Teilen oder der gesamten Regelzone den Netzwiederaufbau. Neben den schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen müssen alle Erzeugungsanlagen für eine Beteiligung am Netzwiederaufbau geeignet und konzeptionell vorgesehen sein. Alle Erzeugungsanlagen müssen sich nach Können und Vermögen auf Anforderung von 50Hertz am Netzwiederaufbau beteiligen.

Die Bestimmungen des „Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzwiederaufbauplan gemäß EU-VO 2017/2196 (NC ER)“ sind zu beachten, um die Erreichbarkeit aller Partner hinsichtlich Sprache und Daten über schwarzfallfeste Kommunikationswege zu gewährleisten (siehe Abschnitte 6.3.4 und 6.3.5).

Der Anschlussnehmer hat ein Konzept vorzulegen, das eine technische Beschreibung der Beteiligung seiner Erzeugungsanlage am Netzwiederaufbau enthält. Der Anschlussnehmer und 50Hertz stimmen sich zu dem Konzept ab. Dieses Konzept beinhaltet:

- Verhalten der Kundenanlage nach einem Schwarzfall der Anlage (Ausfall des Höchstspannungsnetzes sowie der Eigenbedarfsversorgung aus dem öffentlichen Netz der Anlage)
- Verhalten der Anlage nach Spannungswiederkehr (im Höchstspannungsnetz sowie der Eigenbedarfsversorgung aus dem öffentlichen Netz)
- Betriebliche, operative und technische Maßnahmen des Anlagenbetreibers im Falle des Netzwiederaufbaus nach Blackout
- Ggf. operative, betriebliche oder technische Einschränkungen der Kundenanlage bei Zuschaltung nach einem Blackout. Ggf. abhängig von klimatischen Bedingungen oder der Länge des Blackouts.

Das Konzept zum Netzwiederaufbau muss vor dem Schwarzfalltest, welcher im Rahmen der Compliance Tests zur endgültigen Betriebserlaubnis durchgeführt wird, schriftlich an den Netzbetreiber übermittelt werden. Der Anschlussnehmer und 50Hertz stimmen sich zum Konzept ab.

10.2.2 STATISCHE SPANNUNGSHALTUNG/BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG

10.2.2.1 ALLGEMEINE RANDBEDINGUNGEN

Für den Fall $P_{b,inst} > P_{AV,B} > P_{AV,E}$ ist $P_{AV,B}$ als Bezugsgröße für die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung zu verwenden.

10.2.2.2 BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG BEI $P_{B,INST}$

50Hertz verwendet grundsätzlich die Variante 3 der Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt mit einem $\cos\varphi$ von 0,922 (Typ 2) bzw. 0,925 (Typ 1) untererregt bis 0,95 übererregt.

10.2.2.3 BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG UNTERHALB VON $P_{B,INST}$

Der Anschlussnehmer hat den tatsächlich am Netzanschlusspunkt verfügbaren Bereich der Blindleistungsbereitstellung (vgl. Bild 7 der VDE-AR-N 4130) anzugeben. In der ist der Bereich beispielhaft rot gestrichelt umrandet dargestellt.

ANMERKUNG Das tatsächlich verfügbare Vermögen kann durch die FRT-Fähigkeit nach Abschnitt 10.2.3 eingeschränkt sein.

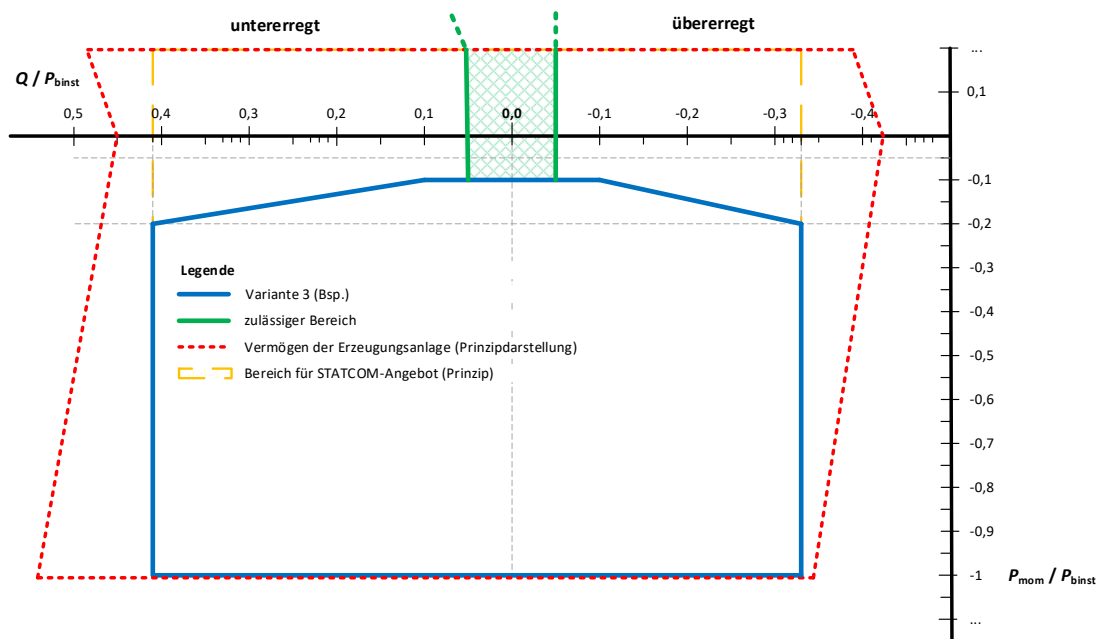


Abbildung 10-1: Prinzipdarstellung der Blindleistungsbereiche in Abhängigkeit von der Wirkleistungseinspeisung am Beispiel der Variante 3

Der Anschlussnehmer muss 50Hertz ein Angebot hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung im wirkleistungsunabhängigen Betrieb (sog. STATCOM-Fähigkeit) der Erzeugungsanlage vorlegen, insofern es sich um eine Typ-2-Erzeugungsanlage, ein Wasserkraftwerk (Pumpspeicher oder Laufwasser) oder eine Typ-2-Erzeugungsanlage mit der Möglichkeit zum Phasenschieberbetrieb handelt. In der ist der Bereich beispielhaft gelb gestrichelt umrandet dargestellt.

Speicher vom Typ 2 müssen bei Teillast und im wirkleistungsunabhängigen Betrieb (sog. STATCOM-Fähigkeit) die Blindleistungsanforderungen entsprechend Abbildung 10-2 erfüllen. Speicher vom Typ 2 müssen darüber hinaus ihr vollständiges Blindleistungsvermögen entsprechend Abschnitt 10.2.2.2 nach Eintritt in den Bereich zwischen $-20\% P_{mom}/P_{b,inst}$ und $+20\% P_{mom}/P_{b,inst}$ für

mindestens 15 Minuten entsprechend der vorgesehenen U/Q-Fahrweise aufrechterhalten (gestrichelte Linien in Abbildung 10-2). Nach Ablauf dieses Zeitfensters darf die Reduktion der aktuell ausgetauschten Blindleistung maximal mit einem Gradienten von 2% $Q/P_{b,inst}$ pro Minute erfolgen.

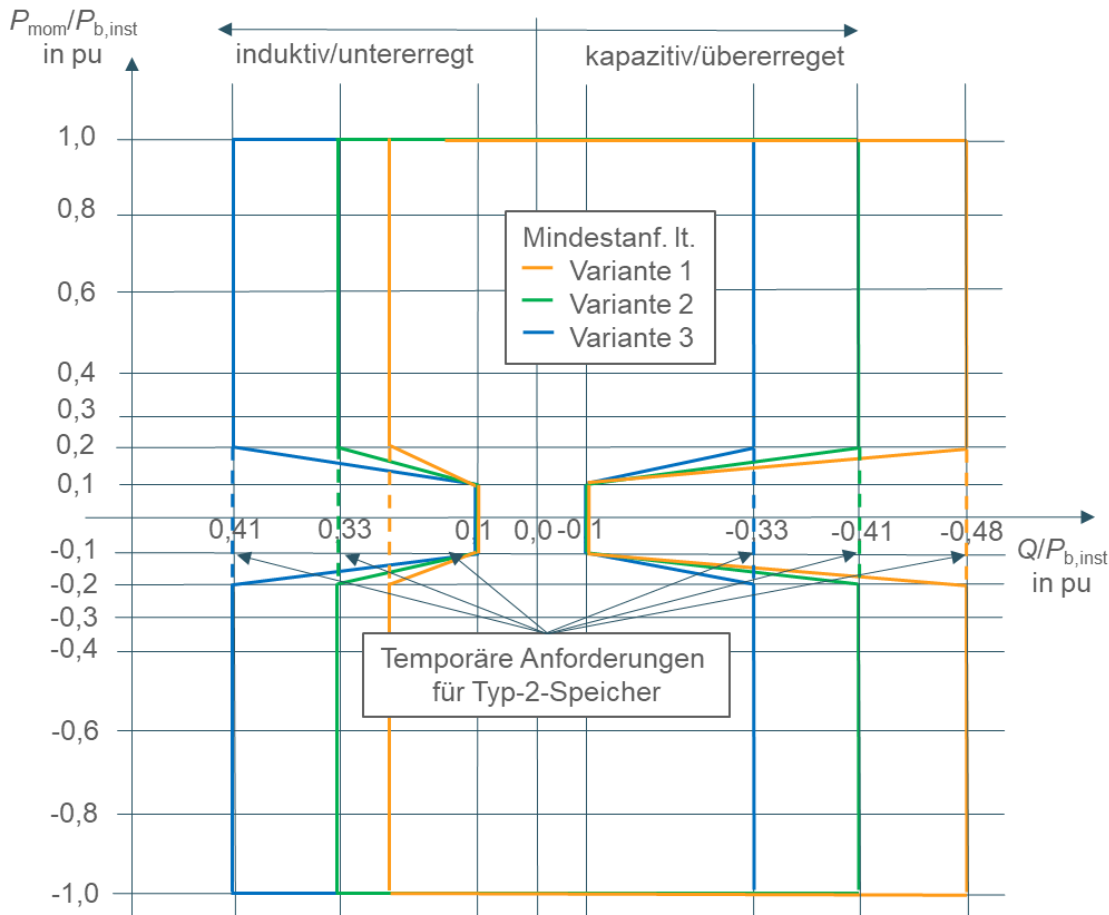


Abbildung 10-2 Varianten der PQ -Diagramme der Speicher des Typen 2 am Netzanschlusspunkt im Verbraucherzählpfeilsystem

Eine Blindleistungsbereitstellung über die beschriebenen Mindestanforderungen hinaus, ist zulässig (z.B. im Rahmen einer markgestützten Beschaffung von Blindleistung). In diesem Falle wird eine Weiterbringung der Blindleistung durch den ÜNB über einen Fernsteuerbefehl abgefordert. Im Falle einer Deaktivierung ist ebenfalls ein Gradienten von 2% $Q/P_{b,inst}$ einzuhalten.

ANMERKUNG Nach §13 EnWG hat der Netzbetreiber das Recht betrieblich das tatsächliche Blindleistungsvermögen über Fernsteuerbefehle abzurufen. Diese Anforderung gilt auch für den Standby-Betrieb

ANMERKUNG Der Standby-Betrieb beinhaltet keine Betriebszustände, in denen die Anlage z.B. für Wartung und Instandhaltung außer Betrieb genommen wird.

ANMERKUNG Ist der Speicher nicht in Betrieb (z.B. Standby-Betrieb) gelten die Anforderungen nach Abschnitt 5.5 der VDE-AR-N 4130.

10.2.2.4 VERFAHREN ZUR BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG FÜR TYP 2 ANLAGEN

Im Höchstspannungsnetz der 50Hertz kommen grundsätzlich die Verfahren

- a) „Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ “ und
 - b) „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“
- oder

d) Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ mit Vorgabe Q_{ref} bei U_{Q0}

mit via Fernwirktechnik variabel einstellbaren Sollwerten für Spannung U_{Q0} bzw. Blindleistung $Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}$ um Einsatz.

Zwischen beiden Verfahren „Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ “ und „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ muss per Fernwirktechnik gewechselt werden können. Für den resultierenden Wechsel des Arbeitspunktes muss eine Einschwingzeit zwischen 1 min und 10 min parametrierbar sein. Ohne Angabe von 50Hertz gelten 4 min. Ein Überschwingen ist zu vermeiden.

Wenn sich (z. B. in Folge einer Störung im Netz) aus der per Fernwirktechnik übermittelten Referenzspannung U_{Q0} oder/und dem Blindleistungssollwert und der Spannung im Netz U eine Überschreitung der Mindestanforderungen an die Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2.4 ergibt, kann in Abhängigkeit vom Arbeitspunkt der Erzeugungsanlage eine Überschreitung der stationären Blindleistungsbereitstellung bis zum technischen Vermögen der Erzeugungsanlage vorgenommen werden. Diese zeitlich begrenzte Überschreitung unterstützt die Beherrschung eines Störereignisses im Netz.

zu a)

Das Spannungstotband ist 0 %.

Die Einschwingzeit für die Blindleistung beträgt 5 s. An die Anschwingzeit besteht keine Anforderung. Die Regelung soll ein möglichst asymptotisches und wenig überschwingendes Verhalten der Blindleistung ermöglichen. Begründete Abweichungen (z.B. im Fall von netzbildenden Anlagen nach Abschnitt 10.2.5) sind mit Zustimmung von 50Hertz projektspezifisch möglich.

Die Referenzspannung U_{ref} im Höchstspannungsnetz von 50Hertz sind 400 kV, 220 kV bzw. 150 kV. Für Erzeugungsanlagen mit Offshore-Netzanschlusspunkt, der nicht in der Höchstspannung liegt, gilt die Nennspannung als Referenzspannung (vgl. Abschnitt 10.7.1 [2]).

Die Statik der Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ muss per Fernsteuerbefehl einstellbar sein. Fällt die Fernwirkverbindung aus, dann sind die zuletzt gültigen Wert der übermittelten Spannung U_{Q0} und der Statik beizubehalten.

Ergibt sich nach einer Spannungsänderung im Netz ein Sollwert für die Blindleistung der außerhalb der in Bild 7 festgelegten Mindestanforderung liegt, dann beträgt die Einschwingtoleranz $\Delta Q = \pm 10\%$ des nach Bild 7 in Abschnitt 10.2.2.3 von 50Hertz gewählten PQ-Bereichs.

zu b)

Nach einer Änderung des vorgegebenen Blindleistungswertes $Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}$ ist die entsprechende Blindleistung innerhalb von 4 min anzufahren.

Stellt sich aufgrund der Spannung am Netzanschlusspunkt ein Blindleistungssollwert im Bereich der Spannungsbegrenzung ein, dann gilt eine Einschwingzeit von 5 s. An die Anschwingzeit besteht keine Anforderung. Die Regelung soll ein möglichst asymptotisches und wenig überschwingendes Verhalten der Blindleistung ermöglichen. Begründete Abweichungen sind mit Zustimmung von 50Hertz projektspezifisch möglich.

zu d)

Das Verfahren „Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ mit Vorgabe Q_{ref} bei U_{Q0} “ kann alternativ zu den Verfahren a) und b) umgesetzt werden.

Von 50Hertz werden mittels leitetechnischer Anbindung der Erzeugungsanlage die einzuhaltende Spannung U_{Q0} und der Abruf der Blindleistung Q_{ref} als Online-Werte übermittelt.

Die Steigungen der Kennlinien müssen zwischen 6 und 24 und separat einstellbar sein. Für den über- und untererregten Bereich gibt 50Hertz jeweils die Steigungen vor:

Die Regelung ist ohne Totband auszuführen. 50Hertz gibt projektspezifisch einen zulässigen Toleranzbereich (ΔU_{Q0}) im Bereich 0 ... 10 kV vor, der die Toleranz für den Beginn der spannungsabhängigen Reaktion nach Über- bzw. Unterschreiten der einzuhaltenden Spannung U_{Q0} darstellt. Der Toleranzbereich gilt nur dann, wenn sich die Spannung am Netzanschlusspunkt im Bereich von $U_{Q0} \pm \Delta U_{Q0}/2$ befindet.

Das Beispiel in Abbildung 10-3 zeigt das Prinzip für eine Erzeugungsanlage, die eine Spannung von 410 kV einhalten soll (U_{Q0}) und zugleich angewiesen ist, eine Blindleistung von 0,2 $Q_{ref}/P_{b inst}$ bereitzustellen. Beim Verlassen des Spannungsbandes 410 +/- 2 kV würde die Erzeugungsanlage zudem die Blindleistung spannungsabhängig anpassen.

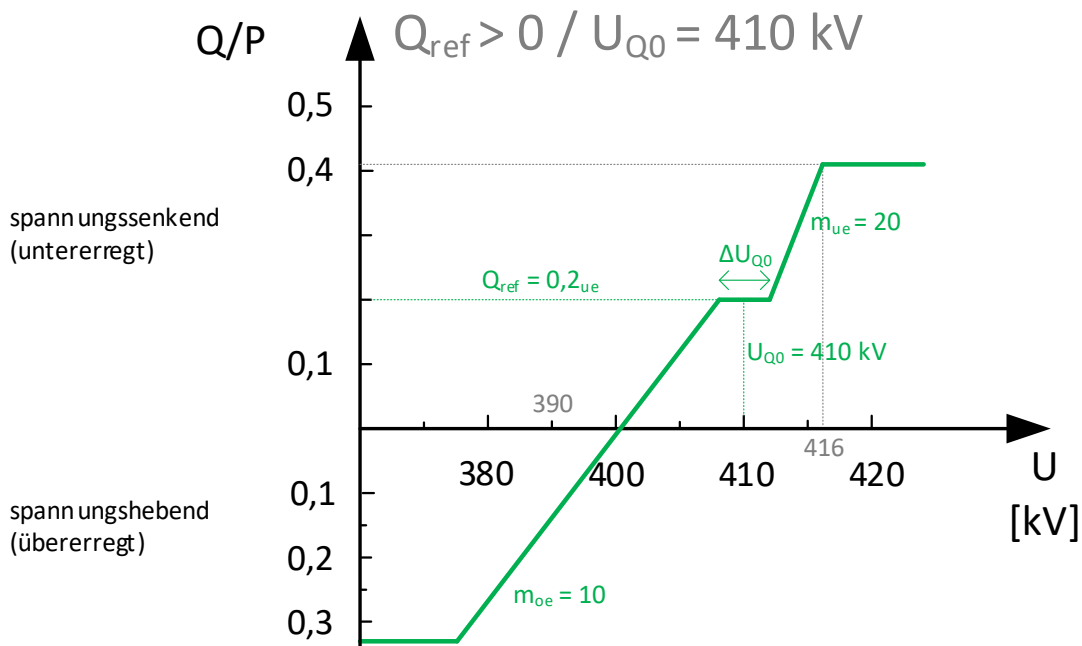


Abbildung 10-3: Beispiel für Verfahren d) basierend auf Variante 3

10.2.3 DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG

10.2.3.1 ALLGEMEINES

Für die Erfüllung der Anforderung aus Abschnitt 10.2.3.1 der TAR Höchstspannung ist zu beachten, dass durch die Auslegung aller relevanten Komponenten (z. B. auch im Eigenbedarf) der Erzeugungsanlage sichergestellt sein muss, dass Unter- bzw. Überspannungsereignisse innerhalb der vorgegebenen Grenzen zu keiner Beschädigung ebendieser Komponenten führt.

Während der Bereitstellung des zusätzlichen Blindstroms im Fall eines Spannungsereignisses ist eine kontinuierliche Regelung des Blindstroms gewünscht. Der Einsatz von Schwellwerten zur Deaktivierung des zusätzlichen Blindstroms ist nicht zulässig.

Der vorübergehende Wirkleistungsbezug aus dem Netz, zur Deckung von höheren Wirkleistungsverlusten während der Erbringung von spannungsstützenden Strömen, ist zulässig.

10.2.3.3 DYNAMISCHE NETZSTÜTZUNG FÜR TYP 2 ANLAGEN

Eine kontinuierliche dynamische Netzstützung im Sinne der Anforderungen aus Abschnitt 10.2.3.1 der TAR Höchstspannung, die permanent und parallel zur stationären Spannungshaltung wirkt (grid-

forming-control), wird von 50Hertz bevorzugt und ist in gemeinsamen Untersuchungen abzustimmen.

Wenn die Einspeisung der Erzeugungsanlage kleiner als $15 \% P_{E_{max}}$ ist, dann ist die Einspeisung eines spannungsstützenden Blindstroms im Fehlerfall gewünscht. Der zum Ausgleich der Verluste notwendige Wirkleistungsbezug aus dem Netz ist bis zum Fehlerende zulässig. Eine Anforderung an die Genauigkeit der Kennlinie (k -Faktor) in Bild 13 nach [2] besteht nicht. Die Erzeugungsanlage sollte die Zeitanforderungen an die Regelung der Blindstromstützung priorisieren.

Wird der Verstärkungsfaktor k für die Erzeugungseinheit vorgegeben, dann bezieht sich dieser auf die netzseitigen Klemmen des Maschinentransformators der Erzeugungseinheit.

Kundenanlagen sollten bei Sprüngen des Spannungswinkels von bis zu $+30^\circ$ bzw. -30° am Netzanschlusspunkt den Betrieb fortsetzen, ohne sich vom Netz zu trennen. Für den Nachweis dieser Anforderung reicht eine Herstellererklärung aus.

10.2.4 WIRKLEISTUNGSABGABE

10.2.4.1 ALLGEMEINES

Leistungsänderungen infolge von Vorgaben durch Dritte (zum Beispiel Fahrplanfahrweise) dürfen mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen $6 \%/min$ bis $40 \%/min$ mit Bezug auf $P_{b,inst}$ erfolgen. Für Batteriespeicher gilt eine obere Grenze der Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von $20\%/min$.

ANMERKUNG Sollwertvorgaben durch Dritte sollten nach Möglichkeit mit Wirkleistungsgradienten von $10\% P_{b,inst}/min$ umgesetzt werden.

ANMERKUNG Leistungsänderungen infolge von Vorgaben durch den Netzbetreiber müssen mit $20 \%/min$ bis $40 \%/min$ erfolgen. Für ein systemdienliches Verhalten sind separate Gradienten und Eingänge für Sollwertvorgaben durch Dritte und Sollwerte durch Netzbetreiber erforderlich.

ANMERKUNG Für die Beteiligung an EPC-Funktionen und andere Systemdienstleitungen können höhere Leistungsgradienten angefordert sein.

Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung während des Hoch- bzw. Abfahrens der Kundenanlage und damit ein möglichst lineares Verhalten zu realisieren. Müssen Erzeugungsanlagen technologiebedingt aufgrund weiter steigenden Primärenergiedargebots ihre Einspeisung reduzieren, so ist eine möglichst kontinuierliche Reduzierung der Wirkleistung umzusetzen.

Für den Fall, dass die Anlage Teil einer Mischanlage ist, ist es ausreichend, wenn diese Leistungsgradienten mit Bezug auf den größeren der beiden Werte $P_{AV,E}$ und $P_{AV,B}$ am Netzanschlusspunkt der Mischanlage eingehalten werden.

10.2.4.2 NETZSICHERHEITSMANAGEMENT

Anpassung der Wirkleistungsfahrweise

Für den Fall, dass die Anlage Teil einer Mischanlage ist, ist es ausreichend, wenn die geforderten Leistungsgradienten mit Bezug auf $P_{AV,E}$ am Netzanschlusspunkt der Mischanlage eingehalten werden.

Systemautomatiken

Die Kundenanlagen müssen eine Emergency-Power-Control-Funktion (EPC) gemäß den Anforderungen des Netzbetreibers bieten.

Die Anpassung der Wirkleistung im Rahmen von EPC-Funktionen muss dabei im Rahmen der technischen Möglichkeiten mit einer von relevanten ÜNB vorgegebenen Dynamik erfolgen.

Ist die Anlage nicht in der Lage die genannte zeitliche Anforderung zu erfüllen, muss der Anschlussnehmer die technischen Grenzen der Dynamik der Wirkleistung im Hinblick auf die EPC-Funktion beschreiben und begründen.

Die Anlage muss in der Lage sein, bis zu 21 Binärsignale zur schnellen Wirkleistungsanpassung (EPC-Signale) zu empfangen und zu verarbeiten.

ANMERKUNG EPC-Signale haben eine Schutzfunktion für das Netz und werden vom Netzbetreiber mit automatischen Verfahren erzeugt.

Werden durch ein EPC-Signal die technischen Grenzen der Anlage erreicht, muss die jeweils erreichte Leistung beibehalten werden, solange das EPC-Signal anliegt.

Eine Priorisierung verschiedener EPC-Signale muss möglich sein. Ohne Priorisierung müssen die EPC-Funktionen nacheinander nach ihrem Eingang ausgeführt werden, unabhängig davon, ob das Eingangssignal zwischenzeitlich zurückfällt oder länger ansteht, als der Prozess dauert.

Der Anschlussnehmer muss die Implementierungsdetails der EPC-Funktion im Studienbericht beschreiben.

Alternativ hat der Netzbetreiber das Recht einzelne EPC-Funktionen als Mitnahmeschaltung umzusetzen.

10.2.4.3 WIRKLEISTUNGSANPASSUNG BEI ÜBER- UND UNTERFREQUENZ

Erreicht die Erzeugungsanlage bei der Reduzierung der Wirkleistungsabgabe ihre technische Mindestleistung, dann darf sie entsprechend den Anforderungen in Abschnitt 10.2.4.3 der TAR Höchstspannung [2] mit ihrer technischen Mindestleistung am Netz bleiben. Eine weitere Reduktion der Wirkleistungsabgabe ist gewünscht und zulässig, wenn damit keine Gefährdung der Anlagenstabilität einhergeht.

10.2.4.4 FORCED OSCILLATIONS

Kontinuierlich auftretende erzwungene Schwingungen (engl. Forced Oscillations) der eingespeisten Leistung (z.B. zum Zweck der Dämpfung von mechanischen Turmschwingungen von Windturbinen) dürfen einen Wert von 0,5 % der Bemessungsleistung der Anlage nicht überschreiten. Falls erforderlich, sind die Dauer und die Dämpfung von temporären Überschreitungen dieser Grenzwerte mit 50Hertz abzustimmen.

10.2.5 MOMENTANRESERVE

10.2.5.1 GESONDERTE ANFORDERUNGEN AN BATTERIESPEICHER

Batteriespeicher müssen die Anforderungen des VDE FNN Hinweises „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [19] mit Inkrafttreten der dazugehörigen Prüfkriterien zu erfüllen. Für den Nachweis dieser Anforderungen reicht im Rahmen der Inbetriebnahme ein qualifiziertes Gutachten aus.

ANMERKUNG Anforderung an die aktive Dämpfung/Filterung werden darin ebenfalls berücksichtigt.

10.3 SCHUTZEINRICHTUNGEN UND SCHUTZEINSTELLUNGEN

10.3.1 NETZSCHUTZEINRICHTUNGEN

Für den Anschluss von Kundenanlagen, die unter die VDE-AR-N 4130 fallen, hat der Anschlussnehmer an der Netzschnittstelle einen Distanzschutz vorzusehen, dessen Reservestufe in Richtung 50Hertz nach Vorgabe von 50Hertz zu parametrieren ist.

Die Zuschaltung nach Abschnitt 10.4.2 gilt nur für Erzeugungsanlagen.

10.3.4 ENTKUPPLUNGSSCHUTZEINRICHTUNGEN DES ANSCHLUSSNEHMERS

10.3.4.1 ALLGEMEINES

Die im FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzsysteme“ [12] definierten Standards sind einzuhalten.

10.3.7 SCHNITTSTELLEN FÜR SCHUTZFUNKTIONS-PRÜFUNGEN

Für die Schutzfunktionsprüfungen sind entsprechend der Werknorm TRN 13.11.02 spezifizierte Prüfsteckvorrichtungen vorzusehen.

10.4 ZUSCHALTBEDINGUNGEN UND SYNCHRONISIERUNG

10.4.2 ZUSCHALTEN NACH AUSLÖSUNG DURCH SCHUTZEINRICHTUNGEN

Im Falle von Großstörungen sendet die netzführende Stelle von 50Hertz gegebenenfalls einen Wirkleistungssollwert an die Erzeugungsanlage. Auch nach Trennung von Erzeugungseinheiten aufgrund einer Großstörung ist sicherzustellen, dass die Erzeugungsanlage diesen Wirkleistungssollwert nach der Wiederschaltung von Erzeugungseinheiten nicht überschreitet.

10.4.3 ZUSCHALTUNG VON ERZEUGUNGSEINHEITEN UND -ANLAGEN

Erzeugungsanlagen sind mit einer Synchronisierungs- oder Parallelschalteinrichtung auszurüsten, die auf den Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage wirkt. Abweichende Konzepte sind zulässig und mit 50Hertz abzustimmen.

10.5 WEITERE ANFORDERUNGEN AN ERZEUGUNGSANLAGEN

10.5.1 ABFANGEN AUF EIGENBEDARF

Erzeugungsanlagen müssen für mindesten 6 h lang die Fähigkeit behalten, nach Wiederkehr der Spannung am Netzanschlusspunkt nach expliziter Freigabe/Aufforderung durch den Anschlussnetzbetreiber innerhalb von 15 min die Einspeisung von Wirkleistung wieder aufzunehmen und diese auf Aufforderung in der Höhe anzupassen.

Sind nach 6 h Spannungslosigkeit für den Start der Erzeugungsanlage manuelle Eingriffe vor Ort notwendig, dann sind diese nur zugelassen, falls die Erzeugungsanlage dauerhaft über mittels schwarzfallfester Kommunikation erreichbarer Bereitschaftsdienste vor Ort verfügt (bspw. Leitstelle vor Ort, 24/7-Servicecenter).

Auch nach Ablauf der vorgenannten 6 h müssen Erzeugungsanlagen für mindestens weitere 66 h nach Wiederkehr der Spannung am Netzanschlusspunkt die Wirkleistungseinspeisung auf explizite Freigabe/Aufforderung durch den Anschlussnetzbetreiber wieder aufnehmen können. Für die Anforderung an die Geschwindigkeit der Wirkleistungssteigerung wird nach den folgenden betrieblichen Kriterien unterschieden:

- a. Erzeugungsanlagen ohne ständige Besetzung oder entsprechende Bereitschaftsdienste müssen ihre Wirkleistung innerhalb von maximal 8 h auf die maximale Erzeugungsleistung steigern können.
- b. Erzeugungsanlagen mit ständiger Besetzung bzw. entsprechender Bereitschaftsdienste müssen ihre Wirkleistung innerhalb von maximal 6 h auf die maximale Erzeugungsleistung steigern können.

Der Anschlussnehmer stellt 50Hertz Informationen über prozesstechnisch notwendige Haltepunkte, Restriktionen, etc. zur Verfügung. In der Abbildung 10-4 ist das gewünschte Verhalten schematisch dargestellt.

Der Betreiber muss 50Hertz im Rahmen des Konzepts zur Beteiligung der Erzeugungsanlage am Netzwiederaufbau (siehe Abschnitt 10.2.1.7) folgende Angaben übergeben:

- der zu erwartende Zeitspanne bis zur vollen Einspeisung der Erzeugungsanlage nach Spannungswiederkehr, sowie
- den technischen und organisatorischen Nebenbedingungen der Erzeugungsanlage, die diese im Netzwiederaufbau einschränken.

Für die Versorgung des Eigenbedarfs der Erzeugungsanlage gelten zusätzlich die nachfolgenden Anforderungen. Der Eigenbedarf der Erzeugungsanlage muss ohne Energiebezug aus dem Netz

- für mindestens 6 h sichergestellt werden oder
- so ausgeführt werden, dass die Erzeugungsanlage nach Spannungswiederkehr und Freigabe durch den Anschlussnetzbetreiber selbstständig starten und den Eigenbedarf versorgen kann (Anforderung an die Steigerung der Wirkleistung beachten) oder
- durch den Eigenbedarfsinselbetrieb der Erzeugungsanlage für mindestens 6 h sichergestellt werden. Dieser Betriebsmodus sollte dauerhaft möglich sein.

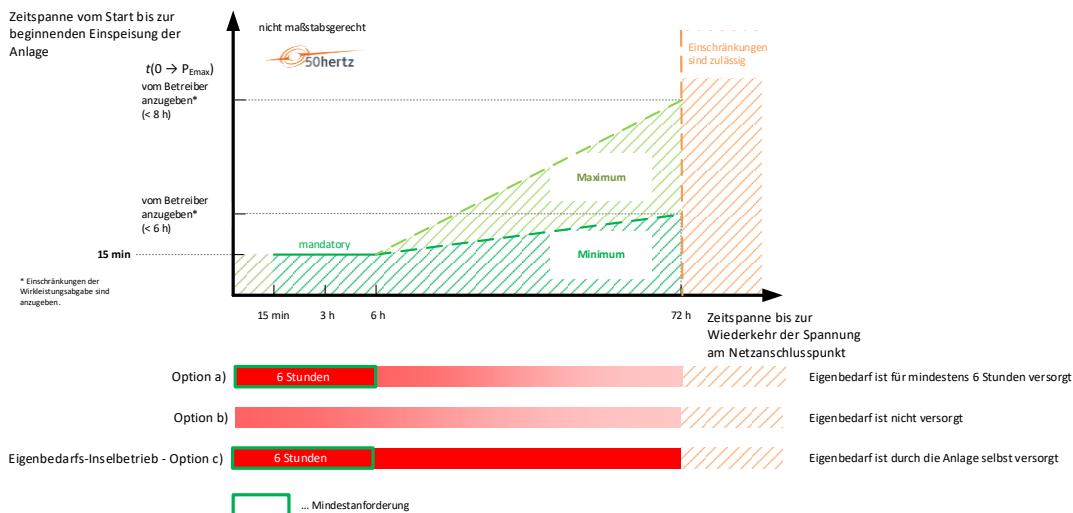


Abbildung 10-4: Anforderungen an das Fangen auf Eigenbedarf

10.5.5 ZUKÜNFTIGE ANFORDERUNGEN AN ERZEUGUNGSANLAGEN

Der folgende Abschnitt stellt keine Mindestanforderung dar. Er soll vielmehr für die zukünftig notwendigen Fähigkeiten von Kundenanlagen sensibilisieren. 50Hertz ist an einem konstruktiven Dialog zu den „Soll“-Anforderungen interessiert.

Der abnehmende Anteil von Generatoren und damit rotierender Massen im elektrischen System macht zukünftig Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Speicher notwendig, die heute noch nicht in den VDE-Anwendungsregeln aufgeführt sind. Es ist ebenfalls noch nicht absehbar, in welcher Weise zusätzliche Investitionen und Aufwände finanziert werden (z.B. als nf-SDL und/oder indirekt über allgemeine technische Mindestanforderung).

Eine wesentliche Anforderung wird aus Sicht von 50Hertz sein, an den Umrichtern das spannungseinprägende/netzbildende (Regel-)Verhalten umzusetzen.

Dabei ist eine vollständige Momentanreserve (Spannungseinprägung und Bereitstellung einer Anlaufzeitkonstanten mit entsprechender Leistungsreaktion und Energiebereitstellung) zu berücksichtigen. Die Energiereserven in den Kondensatoren der Stromrichtermodule reichen nicht für diese Momentanreserve aus und müssen daher um schnelle Regelungskonzepte für die Energiezufuhr oder den Einsatz von Choppern ergänzt werden. Des Weiteren sind Erweiterungen bspw. um Supercaps denkbar. Die Wirkleistung soll innerhalb eines zu definierenden Leistungshubs (in Abhängigkeit der realisierten Anlaufzeitkonstante) für eine Dauer im unteren einstelligen Sekundenbereich bereitgestellt werden können.

Für Erzeugungsanlagen wären unsymmetrische Fähigkeiten in Richtung einer ausgeprägten Leistungsreduktion und anschließenden Leistungsrückführung in Richtung des ursprünglichen Arbeitspunktes anzustreben.

Die grundlegende Herangehensweise ist im FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ [19] erläutert.

10.6 MODELLE

10.6.1 ALLGEMEINES

50Hertz sind von allen Anschlussnehmer Modelle entsprechend der aktuellen Version der „Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen der deutschen ÜNB“ (Kapitel 4) zu Verfügung zu stellen. Die Validierung der Simulationsmodell (Kapitel 5.6) hat durch einen Zertifizierer (entspr. NELEV) oder qualifizierte Stelle zu erfolgen.

10.7 GESONDERTE ANFORDERUNGEN AN ERZEUGUNGSANLAGEN MIT OFFSHORE-NETZANSCHLUSSPUNKT

10.7.2 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DER SPANNUNGSHALTUNG

Für die Spannungsregelung von Offshore-Windparks gilt Abschnitt 10.2.2.4 dieser TAB. Für die Anforderungen hinsichtlich der Variante a) „Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ “ gilt folgendes:

Der Anstieg der $Q(U)$ -Kennlinien m muss getrennt für U größer U_{Q0} (untererregter Betrieb) bzw. U kleiner U_{Q0} (übererregter Betrieb) in einem Bereich von 6 ... 20 in 0,1-Schritten einstellbar sein.

Nach einer sprunghaften Spannungsänderung dürfen höchstens 5 s für die Anschwingzeit benötigt werden. Eine Anforderung an die Einschwingzeit besteht nicht. Es ist ein kontinuierlicher Verlauf der Blindleistung anzustreben.

Alternativ ist die Realisierung einer kontinuierlichen Spannungsregelung möglich, die zugleich auch die Fault-Ride-Through-Anforderung erfüllt.

10.7.3 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DER ROBUSTHEIT

Während der dynamischen Netzstützung sind hinsichtlich der Sprungantwort des Blindstroms folgende zeitliche Anforderungen einzuhalten:

- Anschwingzeit: < 30 ms
- Einschwingzeit: < 60 ms

Wird der zusätzliche Blindstrom nach Fehlerende deaktiviert, darf das nicht mit diesem schnellen Zeitverhalten, sondern nur mit dem Zeitverhalten der stationären Blindleistungsregelung erfolgen.

10.7.4 GESONDERTE ANFORDERUNGEN HINSICHTLICH DES NETZSICHERHEITSMANAGEMENTS

Ist die Bereitstellung von Regelleistung aus dem Offshore-Windpark vorgesehen, dann sind die Auswirkungen auf alle anderen Anforderungen und auf die Netzanbindungssysteme gemeinsam zu untersuchen.

11 NACHWEISVERFAHREN

11.4 ANLAGENZERTIFIKAT

11.4.1 ALLGEMEINES

Überschreiten die Leistungserhöhungen in der Erzeugungsanlage 5 % $P_{A \max}$ der bisher im Anlagenzertifikat ausgewiesenen installierten Wirkleistung ist ein neues Anlagenzertifikat erforderlich.

Das Anlagenzertifikat ist von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle zu erstellen.

11.6 EINZELNACHWEISVERFAHREN

11.6.1 ALLGEMEINES

Wählt der Anschlussnehmer das Einzelnachweisverfahren (Anlagenzertifikat C), dann kommt der Bewertungsumfang aus der Technischen Richtlinie Teil 8 der FGW e. V. - Fördergesellschaft Windenergie und anderen Dezentralen Energien (FGW TR8) [15] zur Anwendung.

12 PROTOTYPEN-REGELUNG

Für Prototypen ist der Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach dem Einzelnachweisverfahren (Abschnitt 11.6) möglich.

ANHANG E

ANHANG E.6

Die im Rahmen des Netzanschlussverfahrens erforderlichen technischen Daten von Erzeugungsanlagen/Speichern werden von 50Hertz in einem separaten Datenblatt veröffentlicht.

ANHANG F

ANHANG F.1 ONLINE DATENAUSTAUSCH

Generell werden von 50Hertz folgende Online-Informationen benötigt:

- primär-, sekundärseitige Messwerte U, I, P und Q am Netzanschlusspunkt sowie in der Schaltanlage des Anschlussnehmers
- primär-, sekundärseitige Status- und Stellungsmeldungen aller Trenner, Erdungstrenner und Leistungsschalter des Umspannwerks

im Besonderen:

- Schalterfallmeldungen von 380-kV-Leistungsschalter (Auslösekontakte)
- Stellungsmeldungen und Messwerte des 30-kV-Eigenbedarfes
- Überwachungs- und Statusmeldungen des Eigenbedarfes
- Sammelschienenspannung 380 kV
- Stufenstellungen der Transformatoren
- Technisch verfügbare Leistung (Leistung, die die Anlage des Anschlussnehmers auf Grund von technischen Einschränkungen, wie z. B. Anlagenwartung oder -störung, maximal erzeugen könnte)
- Dargebotsleistung (Leistung, die auf Grund des natürlichen oder technischen Dargebots eingespeist werden könnte)
- Wetterdaten (Globalstrahlung, Temperatur und Windgeschwindigkeit), sofern diese erhoben werden.

Folgende Steuersignale sind vom Anschlussnehmer je Netzanschlusspunkt umzusetzen:

- eine Soll-Spannung / ein Soll-Blindleistungswert für die U-/Q-Regelung
- ein Befehl zur Vorwahl des Modus der U-/Q-Regelung
- eine Soll-Wirkleistung zur Umsetzung der Systemverantwortung durch 50Hertz auf Basis der gesetzlichen Vorgaben
- ein Befehl zur Anforderung der Statcom-Funktionalität bzw. Anforderung des vollen Blindleistungsvermögens im Bereich von -20% ... 20% $Q/P_{b \text{ inst}}$
- Befehle für die 380-kV-Leistungsschalter / -Leitungstrenner / -Erdungstrenner

Der konkrete Umfang wird im Rahmen der Erarbeitung der Netzführungsvereinbarung festgelegt.

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

T +49 (0) 30 5150-0

info@50hertz.com