

Netzanschlussvertrag

zwischen

<Kunde>

<Straße>

<PLZ Ort>

<Standort>

- im Folgenden ‚Kunde‘ genannt -

und

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

- im Folgenden ‚Amprion‘ genannt -

- im Folgenden gemeinsam ‚Vertragspartner‘ genannt -

**über den elektrischen Anschluss des vom Kunden am Standort
<X> geplanten Speichers <Name> an das Übertragungsnetz der
Amprion**

Inhaltsverzeichnis

1	Vertragsgegenstand, Beschreibung des Speichers und des Netzanschlusses	4
1.1	Vertragsgegenstand	4
1.2	Speicher und Netzanschluss	4
1.3	Netzanschlusspunkt	5
1.4	Eigentumsgrenzen	5
1.5	Übergabemessung	5
1.6	Grundstücksbenutzung und Zutrittsrecht	5
1.7	Technische Dokumentation	5
2	Anforderungen an den Speicher	6
2.1	Verhalten des Speichers am Netz	6
2.1.1	Anforderungen an das netzbildende Verhalten von Batteriespeichern	6
2.1.2	Allgemein	6
2.1.3	Blindleistungsbereitstellung	7
2.1.4	Dynamische Netzstützung	7
2.1.5	Wirkleistungsabgabe und Wirkleistungsaufnahme	7
2.1.6	Ausgestaltung von Systemautomatiken	8
2.1.7	Primärregelleistung	8
2.1.8	Sekundärregelleistung und Minutenreserve	8
2.1.9	Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz	8
2.1.10	Kurzschlussstrombeitrag	8
2.2	Schutzeinrichtungen und Schutzkonzept	9
2.3	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	9
2.4	Netzurückwirkungen	9
2.5	Schwarzstartfähigkeit & Versorgungswiederaufbau	10
2.6	Weitere Anforderungen	10
2.6.1	Eigenbedarf	10
2.6.2	Trennen des Speichers vom Netz bei Instabilität	10
2.6.3	Verhalten bei automatischer Wiedereinschaltung (AWE)	10
2.7	Auslegung des Netztransformators des Speichers	11
2.8	Netzleittechnischer Anschluss und Datenkommunikation	11
2.9	Änderungen an dem Speicher und dem Netzanschluss	11
2.10	Sprachkommunikationseinrichtungen	12
2.11	Interaktionsstudien	12
3	Nachweis für die Erfüllung der Anforderungen an den Speicher und Inbetriebsetzung	12

3.1	Nachweisverfahren	12
3.2	Voraussetzung für die Zuschaltung des Speichers	13
3.3	Wiederholung von Prüfungen	13
3.4	Konformitätsprüfung und Mängelbeseitigung	13
4	Erklärungen durch den Kunden	14
5	Erklärungen durch Amprion	14
6	Informationspflichten	15
6.1	Informationsaustausch an den Schnittstellen	15
6.2	Bereitstellung von Simulationsmodellen (RMS-, EMT- und harmonische Modelle)	15
6.3	Bereitstellung von Daten für Netz- und Störungsanalysen	16
6.4	Ansprechpartner	16
7	Vertragsanpassungsrecht	16
8	Haftung	16
9	Höhere Gewalt	17
10	Übertragung von Rechten und Pflichten	18
11	Beauftragung von Subunternehmern	18
12	Vertragslaufzeit/ Kündigung	18
13	Vertraulichkeit	18
14	Rechtswahl- und Gerichtsstandsvereinbarung	19
15	Schriftform	19
16	Salvatorische Klausel	19
17	Anlagen	19

Präambel

Der Kunde plant am Standort <Ort> die Errichtung eines <Speicher>, welcher mit Hilfe von Leistungselektronik über Umrichter (Typ-2-Speicher) mit dem Netz der Amprion verbunden wird (nachfolgend als „Speicher“ bezeichnet).

1 Vertragsgegenstand, Beschreibung des Speichers und des Netzanschlusses

1.1 Vertragsgegenstand

Die nachfolgenden Bestimmungen regeln die technischen Anforderungen und Voraussetzungen für den unmittelbaren Anschluss des vorbezeichneten Speichers des Kunden an das Übertragungsnetz (Netz) der Amprion.

Maßgebend für den Abschluss dieses Vertrages sind die nachfolgenden Bestimmungen:

- a) das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG),
- b) die Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (NELEV),
- c) die Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (VDE-AR-N 4130) (nachfolgend als „TAR HöS“ bezeichnet),
- d) die zusätzlichen Technischen Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz
- e) die technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten, -anlagen und Speicher sowie für deren Komponenten Teil 8 – Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Stromnetz (TR 8).

[lit. f) ist nur im NAV aufzunehmen, wenn der Speicher zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen gespeist (geladen) wird.]

- f) das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas

Mit Abschluss dieses Vertrages wird kein Anspruch auf Netznutzung bzw. Netzzugang begründet. Die Regelungen bezüglich der Netznutzung bzw. des Netzzugangs sind dem Anschlussnutzungsvertrag und dem Netznutzungsvertrag vorbehalten. Die Erbringung und Vergütung von Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistung, Regelenergie, etc.), sowie Regelungen für den Redispatch-Fall sind ebenfalls nicht Bestandteil dieses Vertrages.

1.2 Speicher und Netzanschluss

- (1) Der Speicher stellt einen Speicher Typ 2 gemäß Ziffer 3.1.47 TAR HöS dar.
- (2) Der Speicher besteht aus <Anzahl> Speichereinheiten für den Bezug, die Speicherung und die Einspeisung elektrischer Energie. Eine Speichereinheit umfasst in der Regel die folgenden Einrichtungen, Komponenten und Anlagenteile:
 - Speichermedium (z.B. Batteriezellen)
 - Wechselrichter
 - Einheitentransformator
 - Alle weiteren zum Betrieb notwendigen Komponenten wie z.B. Kühlsysteme, Batteriemanagementsysteme und weitere Peripherie

[Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass der Speicher aus mehr als einer Speichereinheit besteht. Besteht der Speicher lediglich aus einer einzelnen Speichereinheit ist der Vertragstext so anzupassen, dass die Anforderungen nur für die eine Speichereinheit des Speichers gelten.]

- (3) Die Beschreibung des Netzanschlusskonzepts ist in der Anlage ‚Beschreibung des Netzanschlusses‘ zum Vertrag beigefügt.
- (4) Die nutzbare Speicherkapazität entsprechend Ziffer 3.1.48 TAR HöS beträgt **xxx** MWh.

1.3 Netzanschlusspunkt

Der Netzanschlusspunkt, an den die elektrischen Anlagen des Kunden an das Netz von Amprion angeschlossen sind und an dem der Kunde elektrische Energie in das Netz von Amprion einspeist bzw. elektrische Energie aus dem Netz der Amprion bezieht, sowie die Netzanschlusskapazitäten und die Spannung am Netzanschlusspunkt sind in der Anlage ‚Netzanschlusspunkt‘ aufgeführt.

1.4 Eigentumsgrenzen

Die Eigentumsgrenzen

sind in der Anlage ‚Eigentumsgrenzen‘ beschrieben und dargestellt.

1.5 Übergabemessung

Die Erfassung der an dem Netzanschlusspunkt entnommenen bzw. eingespeisten elektrischen Energie erfolgt an der <Ort/Anlage>. Die Regelungen zum Einbau, Betrieb und Wartung der jeweiligen Messsysteme sowie Regelungen zur Messung der gelieferten bzw. eingespeisten Energie sind im Anschlussnutzungsvertrag und im Netznutzungsvertrag enthalten.

1.6 Grundstücksbenutzung und Zutrittsrecht

- (1) Der Kunde gestattet Amprion auf dem zum Gelände des Speichers gehörenden Grundstück die Installation und Erweiterung von Anlagen und Betriebsmitteln, soweit zur Erfüllung dieses Vertrages notwendig. Hierfür stellt der Kunde Amprion geeignete Flächen und/ oder Räume im Rahmen einer dinglichen Sicherung unentgeltlich und frei von Steuern und Abgaben zur Verfügung. Soweit von der Installation oder Erweiterung der Anlagen und Betriebsmittel das Eigentum Dritter betroffen ist, weist der Kunde zuvor schriftlich deren Zustimmung nach.
- (2) Der Kunde gewährt Amprion sowie deren Beauftragten unentgeltlich den jederzeitigen Zutritt und die jederzeitige Zufahrt zu den in Anspruch genommenen Flächen und/ oder Räumen.

1.7 Technische Dokumentation

- (1) Die technische Dokumentation ergibt sich aus der Anlage ‚Technische Dokumentation bei Typ-2-Speichern‘. Die Vertragspartner sind berechtigt die wechselseitig gemachten Angaben ggf. zu überprüfen.
- (2) Sind einzelne Angaben erst nach Fertigstellung des Netzanschlusses oder während der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage möglich, so werden in der Anlage ‚Technische Dokumentation bei Typ-2-Speichern‘ zunächst diejenigen Angaben hinterlegt, die zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses nach bestem Können und Vermögen gemacht werden können. Die Vertragspartner verpflichten sich, die Anlage ‚Technische Dokumentation bei Typ-2-Speichern‘ zu aktualisieren, sobald die zuvor fehlenden Informationen vorliegen.

- (3) Eine Änderung der Einspeise- und Bezugsleistung, der nutzbaren Speicherkapazität und/oder der elektrischen Kenndaten von Wechselrichtern bzw. Einheiten- oder Anlagentransformatoren gegenüber den ursprünglich im Rahmen des Netzanschlussbegehrens gemachten oder in der Anlage ‚Technische Dokumentation bei Typ-2-Speichern‘ hinterlegten Angaben bedarf der vorherigen Zustimmung durch Amprion. Amprion wird die Zustimmung nicht unbillig verweigern. Die Anlage ‚Technische Dokumentation bei Typ-2-Speichern‘ ist in diesem Falle unverzüglich zu aktualisieren.

2 Anforderungen an den Speicher

- (1) Der Speicher muss die allgemeinen Anforderungen der Ziffer 10.1 TAR HöS einhalten.
- (2) Der Speicher muss zusätzlich zum Abs. (1) die in der Anlage „Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz“ genannten Anforderungen erfüllen. Diese Anforderungen sind vorrangig gegenüber den Regelungen der TAR HöS.
- (3) Die Bezugsgröße der Wirkleistung im Sinne von $P_{b,inst}$ gemäß Ziffer 3.1.29.8 der TAR HöS für die Anschlussbedingungen beträgt **xxx** MW. $P_{b,inst}$ ist die Bemessungswirkleistung bei 100%-iger Verfügbarkeit aller generatorisch in Betrieb befindlichen Anlagenteile an der Oberspannungsseite **des Netztransformators**. Bei teilweiser Nichtverfügbarkeit von Anlagenteilen ist der Wert proportional entsprechend zu reduzieren. Die Bezugsgröße gilt sowohl für den Einspeise- als auch für den Lade-Fall.

2.1 Verhalten des Speichers am Netz

2.1.1 Anforderungen an das netzbildende Verhalten von Batteriespeichern

- (1) Der Speicher muss die Anforderung an das netzbildende Verhalten von Batteriespeichern gemäß dem FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ (Stand: Januar 2026) erfüllen.
- (2) Der Speicher muss mindestens folgende Anforderungen an netzbildende Eigenschaften erfüllen:
- Spannungsquellenverhalten hinter einer virtuellen, einstellbaren Impedanz
 - Kontinuierliche Spannungsregelung für netzbildende Einheiten
 - Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante
 - Bereitstellung von Momentanreserve (Leistung, Energie)
 - Anforderungen an die Synchronität und Winkelstabilität
 - Robustheit gegenüber kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/U-FRT), steilen Frequenzgradienten (RoCoF) bis 4 Hz/s und Winkelsprüngen
 - Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen von 0,1 Hz bis 2,0 Hz (POD)
 - Dämpfungsverhalten unterhalb von 100 Hz (SSO, SSTI, SSCI)
 - Dämpfungsverhalten oberhalb von 100 Hz bis 2,5 kHz
 - Netzparallelbetriebsfähigkeit

2.1.2 Allgemein

- (1) Der Speicher muss im quasistationären Betrieb die Anforderungen gemäß Ziffer 10.2.1.2 TAR HöS erfüllen.
- (2) Bezüglich der Netzpendelungen gelten die Bestimmungen der Ziffer 10.2.1.3 TAR HöS.
- (3) Bezüglich der Anforderungen an den Insel- und Teilnetzbetrieb gelten die Bestimmungen gemäß Ziffer 10.2.1.4 TAR HöS.

- (4) In Netzsituationen, in denen die Anforderungen der TAR HöS nicht gleichzeitig widerspruchsfrei erfüllt werden können, ist die Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netzschutz und betrieblichen Regelungsfunktionen nach Ziffer 8.1 TAR HöS einzuhalten.
- (5) Die für die Anlagenregelung eingesetzten Wandler für Strom- und Spannungsmessung müssen mindestens eine Genauigkeitsklasse von 0,2% aufweisen.

2.1.3 Blindleistungsbereitstellung

- (1) Der Speicher muss die Anforderungen an Speicher vom Typ 2 gemäß Ziffern 5.5, 10.2.2.1, 10.2.2.2 und 10.2.2.4 TAR HöS erfüllen.
- (2) Die wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung hat nach Kapitel 2.2 der Anlage „Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz“ zu erfolgen.
- (3) Die Bezugsgröße für die Mindestanforderung für die Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt ist die in der Anlage ‚Netzanschlusspunkt‘ unter Ziffer 2 vereinbarte Anschlusswirkleistung.
- (4) Als Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung ist die Blindleistungs-Spannungskennlinie (Q(U)-Verfahren) entsprechend Ziffer 10.2.2.4 TAR HöS einzustellen. Amprion behält sich das Recht vor, zu einem anderen in Ziffer 10.2.2.4 TAR HöS genannten Verfahren in Echtzeit über einen entsprechenden Sollwertstellbefehl zu wechseln.
- (5) Der Speicher muss in der Lage sein die Anforderungen bzgl. der technischen Fähigkeit zur Blindleistungsabgabe bzw. zum Blindleistungsbezug am Netzanschlusspunkt ohne vorherige Anpassung der Wirkleistungsarbeitspunktes gemäß der Anlage ‚Blindleistungsanforderungen an Typ-2-Speicher‘ zu erfüllen.

2.1.4 Dynamische Netzstützung

- (1) Der Speicher muss die Anforderungen der dynamischen Netzstützung nach Ziffer 10.2.3.1 sowie 10.2.3.3 TAR HöS erfüllen.

[Ergänzen, falls Faktor-5-Kriterium nicht erfüllt: Abweichend zu Ziffer 10.2.3.3 TAR HöS sind die Anforderungen zum Durchfahren von Netzfehlern zu erfüllen, wenn die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Netzkurzschlussleistung nach Fehlerklärung größer ist als der x -fache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistung der an diesem Netzanschlusspunkt galvanisch verbundenen Speicher vom Typ 2.]

- (2) Als k -Faktor gemäß Ziffer 10.2.3 TAR HöS ist ein Wert von x an den Speichereinheiten einzustellen.

2.1.5 Wirkleistungsabgabe und Wirkleistungsaufnahme

- (1) Der Kunde wird die technisch vorgegebenen Grenzen für den Wirkleistungsgradienten (6 %/min bis 20 %/min bezogen auf $P_{b,inst}$) gemäß Kapitel 2.3 der Anlage „Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz“ einhalten. Innerhalb der vorgegebenen Grenzen kann Amprion den Wirkleistungsgradienten temporär oder dauerhaft weiter einschränken. Amprion wird den Kunden in diesem Fall mit einer Vorlaufzeit von zwei Werktagen über die Dauer der Einschränkung des Wirkleistungsgradienten informieren. Der Kunde ist dazu verpflichtet, die Einschränkungen innerhalb von zwei Werktagen umzusetzen. Ein Anspruch auf Entschädigung bei etwaigen entgangenen Erlösen besteht nicht.
- (2) Für die Beteiligung an Emergency Power Control (EPC)-Funktionen und andere Systemdienstleitungen können höhere, bis hin zum technisch maximal möglichen Leistungsgradienten angefordert werden.

- (3) Für die Umsetzung getrennter Leistungsgradienten (Vorgabe durch Dritte, Amprion sowie bei EPC-Funktionen) sind getrennte Signaleingänge zu berücksichtigen.
- (4) Es muss zusätzlich die technische Möglichkeit bestehen, Leistungsgradienten, Lade/Entladelimitierungen (z.B. Beschränkung der Ladung / Entladung des Speichers auf einen vorgegebenen Wert der nutzbaren Speicherkapazität) sowie Wirkleistungssollwerte über Sollwertstellbefehle von Amprion in Echtzeit anzupassen. Von diesen Leistungsgradienten ausgenommen ist die Erbringung von Regelleistung.

2.1.6 Ausgestaltung von Systemautomatiken

- (1) In Bezug auf die Systemautomatiken sind die Anforderungen gemäß Kapitel 2.4 der Anlage „Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz“ einzuhalten.
- (2) Die Systemautomatiken sind in der Anlage „Systemautomatiken“ zu diesem Vertrag definiert.

2.1.7 Primärregelleistung

- (1) An die Bereitstellung von Primärregelleistung sind die Anforderungen nach Ziffer 10.5.3 TAR HöS einzuhalten.
- (2) Die Reglerstatik muss nach Vorgabe von Amprion eingestellt werden können.
- (3) *[Der Speicher ist technisch in der Lage ein gleitendes Totband zu fahren. Der Einstellwert wird im Zusammenhang mit einer eventuellen Teilnahme an der Primärregelung festgelegt. Bei der Festlegung sind auch die dynamischen Belange des Speichers zu beachten.]*

2.1.8 Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Der Speicher muss die Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve nach Ziffer 10.5.4 TAR HöS besitzen.

2.1.9 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz

- (1) Der Speicher muss in Bezug auf die Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz die Anforderungen gemäß Ziffer 10.2.4.3 TAR HöS erfüllen.
- (2) Die anfängliche Zeitverzögerung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Über- und Unterfrequenz muss möglichst kurz sein. Die anfängliche Zeitverzögerung beträgt xxx s.
- (3) Es sind die Anforderungen aus Ziffer 10.2.4.3 TAR HöS an die An- und Einschwingzeiten zu erfüllen.

2.1.10 Kurzschlussstrombeitrag

- (1) Die Betriebsmittel des Speichers müssen die Anforderungen an den Kurzschlussstrombeitrag aus dem Höchstspannungsnetz nach Ziffer 10.2.5 TAR HöS erfüllen.
- (2) Amprion gibt die Daten zur Berechnung des netzseitigen Kurzschlussstrombeitrages vor.

2.2 Schutzeinrichtungen und Schutzkonzept

- (1) Der elektrische Schutz des Speichers ist den betrieblichen Steuerungen überlagert und muss den Speicher von dem Netz trennen, sobald unzulässige Betriebszustände auftreten.
- (2) Die Schutzeinrichtungen müssen die Anforderungen gemäß Ziffer 6.3.3.1 TAR HöS erfüllen. Das Schutzkonzept einschließlich der Einstellwerte wird dabei von Amprion vorgegeben, soweit es dem Schutz des Netzes dient. Darüber hinaus müssen die Spezifikationen der Wandler und deren gemeinsame Nutzung zwischen Amprion und dem Kunden rechtzeitig vor Inbetriebnahme des Speichers abgesprochen werden.
- (3) Im Übrigen gelten die Anforderungen an den elektrischen Schutz nach den Ziffern 10.3.4.1 und 10.3.7 TAR HöS.
- (4) Das Schutzkonzept ist in der Anlage ‚Schutzkonzept‘ dargestellt.
- (5) Insbesondere folgende Punkte sind im Schutzkonzept zur Vermeidung von Schäden zu beachten:
 - Kurzschlüsse (Abdeckung durch Schutzkonzept in Anlage ‚Schutzkonzept‘)
 - Schiefast
 - U/f-Schutz
 - Über-/ Unterspannung
 - Netzpendelungen
 - Über-/ Unterfrequenz
 - Maßnahmen gegen Schutz- und Schalterversagen
 - Reserveschutzeinrichtungen
 - Schutzendzeitplan
 - Maßnahmen gegen Einschaltströme
 - Transformatorschutz
 - Frequenzgradient

2.3 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

An die Zuschaltung und Synchronisierung von Speichern sind die Anforderungen nach Ziffer 10.4 TAR HöS einzuhalten. Die überspannungsseitigen Leistungsschalter in der Anschlussleitung müssen die Anforderungen von Ziffer 10.4.4 TAR HöS erfüllen.

2.4 Netzurückwirkungen

Amprion gibt die Grenzwerte für die zulässigen Netzurückwirkungen gemäß Kapitel 5.4 TAR HöS am Netzanschlusspunkt vor. Diese sind in der Anlage „Anforderungen zu den Netzurückwirkungen“ zu diesem Vertrag abgebildet. Die Einhaltung der Grenzwerte durch den Speicher am Netzanschlusspunkt ist vom Kunden geeignet nachzuweisen und zu dokumentieren.

2.5 Schwarzstartfähigkeit & Versorgungswiederaufbau

- (1) Die Eigenbedarfsversorgung (EB) des Batteriespeichers muss so ausgelegt sein, dass der EB mindestens 72 Stunden lang eigenständig im erforderlichen Umfang (entsprechend den Anforderungen der jeweils aktuellen Fassung des „Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbauplan“ (4-ÜNB-Maßnahmenkatalog)) betrieben werden kann, um den Batteriespeicher spätestens 60 Minuten nach einer externen Spannungsvorgabe wieder mit dem Netz zu synchronisieren. Innerhalb der ersten 6 Stunden ist diese Anforderung 15 Minuten nach externer Spannungsvorgabe zu erfüllen. Der 4-ÜNB-Maßnahmenkatalog kann unter www.netztransparenz.de abgerufen werden.
- (2) Die Synchronisation erfolgt auf Anweisung von Amprion.
- (3) Die stabile Regelung von Wirk- und Blindleistung muss bei niedrigen Kurzschlussleistungen (≥ 0.3 GVA), wie sie beim Netz- und Versorgungswiederaufbau auftreten, gewährleistet sein.
- (4) Die Schwarzstartfähigkeit kann von dem Kunden über das Beschaffungsverfahren für nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen für Schwarzstartfähigkeit erbracht werden.
- (5) Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass alle im Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen gemäß „EU-Verordnung 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“ „Signifikante Netznutzer“ sind. Für diese gelten die national verankerten Maßnahmen. In Deutschland ist dies der 4-ÜNB-Maßnahmenkatalog sowie dessen Erweiterungen. In diesem Maßnahmenkatalog werden die Anforderung bezüglich schwarzfallfester Sprach- und Datenkommunikation geregelt, speziell in den Kapiteln 4.1.4 sowie 4.2.4.

2.6 Weitere Anforderungen

2.6.1 Eigenbedarf

- (1) Die Versorgung des elektrischen Eigenbedarfs des Speichers erfolgt im Normalbetrieb des Netzes über den xxx kV-Netzanschluss aus dem Netzanschlusspunkt <Ort / Anlage>.
- (2) An das Abfangen auf Eigenbedarf sind die Anforderungen nach Ziffer 10.5.1 TAR HöS einzuhalten.
- (3) Bei der Kupplung von Netzen bezüglich eines Reserveanschlusses und mehreren Anschlüssen an das Netz der Amprion sind die Anforderungen nach Ziffer 8.7 TAR HöS einzuhalten.

2.6.2 Trennen des Speichers vom Netz bei Instabilität

An das Trennen des Speichers vom Netz bei Instabilität sind die Anforderungen nach Ziffer 10.5.2 TAR HöS einzuhalten.

2.6.3 Verhalten bei automatischer Wiedereinschaltung (AWE)

Der Kunde stellt sicher, dass einpolige automatische Wiedereinschaltungen (Fehlerklärungszeit: ca. 150 ms, Schalteroffenzeit: ca. 1 – 1,2 s) nach einpoligen Erdkurzschlüssen auf Stromkreisen nahe des Speichers im starr geerdeten Höchstspannungsnetz den Betrieb des Speichers nicht beeinträchtigen.

2.7 Auslegung des Netztransformators des Speichers

- (1) Der Netztransformator des Speichers muss mit einem unter Last stufbaren Stufenschalter ausgestattet sein. Das Übersetzungsverhältnis $ü_r$ und der Stufenstellbereich sind so auszulegen, dass über den gesamten Bereich der betrieblich zulässigen Spannung die Anforderungen an die Blindleistungsabgabe bzw. –aufnahme am Netzanschlusspunkt nach Ziffer Blindleistungsbereitstellung 2.1.2 dieses Vertrages erfüllt werden können.
- (2) Im Sinne einer einheitlichen Isolationskoordination im Übertragungsnetz muss die Isolation der Oberspannungswicklung des Netztransformators einschließlich des Sternpunktes gemäß der Anlage ‚Isolationskoordination der Netztransformatoren bei Typ-2-Speichern‘ dimensioniert sein.
- (3) Der oberspannungsseitige Sternpunkt des Netztransformators ist mit einem schaltbaren Sternpunktterdungsschalter und einem Überspannungsableiter zu beschalten. Der Überspannungsableiter muss für einen Betrieb mit isoliertem Sternpunkt (geöffneter Sternpunktterdungsschalter) ausgelegt sein.
- (4) Im Sinne der Abs. (1) bis (3) sind die Auslegung des Netztransformators und das Überspannungsschutzkonzept mit Amprion abzustimmen und geeignet zu dokumentieren.

2.8 Netzleitetechnischer Anschluss und Datenkommunikation

Der Umfang der zwischen Amprion und dem Kunden auszutauschenden Informationen wird in der Anlage ‚Datenkommunikation bei Typ-2-Speichern‘ zu diesem Vertrag festgelegt. Sollte sich der Umfang des erforderlichen Informationsaustausches zukünftig verändern, so werden sich die Vertragspartner hierüber rechtzeitig abstimmen und dies geeignet dokumentieren.

2.9 Änderungen an dem Speicher und dem Netzanschluss

- (1) Beabsichtigt der Kunde eine Erweiterung, einen Rückbau oder sonstige Änderungen oder Modernisierungsmaßnahmen an dem Speicher, die die elektrischen Eigenschaften des Speichers betreffen oder sonstige Auswirkungen auf den Betrieb des Netzes der Amprion haben können, informiert der Kunde Amprion über seine Änderungspläne rechtzeitig vor deren geplanter Durchführung.
- (2) Die Änderungspläne bedürfen der Zustimmung der Amprion. Amprion prüft die Änderungspläne des Kunden. Amprion wird die Zustimmung nicht grundlos verweigern. Eine etwaige Ablehnung wird Amprion fachlich fundiert schriftlich begründen.
- (3) Ob eine wesentliche Überarbeitung dieses Vertrages aufgrund der Änderungspläne des Kunden notwendig ist, wird gemäß Ziffer 1 TAR HöS geprüft.
- (4) Eine Änderung der Anschlussspannung wird von Amprion unter Beachtung der Entwicklung der Verhältnisse im Netz der Amprion festgelegt. Amprion wird die berechtigten Interessen des Kunden berücksichtigen und den Kunden frühzeitig über das technische Konzept informieren. Der Kunde trägt die Kosten der notwendig werdenden Änderungen der in seinem Eigentum befindlichen Anlagen.
- (5) Der Kunde legt die in seinem Eigentum befindlichen elektrischen Anlagen für Kurzschlussleistungen im Rahmen der Kurzschlussfestigkeit der Anlagen der Amprion am Netzanschlusspunkt aus. Wird durch einen Anstieg der Kurzschlussleistung über die bisherige Kurzschlussfestigkeit der Anlagen der Amprion am Netzanschlusspunkt hinaus eine Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit der Anlagen des Kunden erforderlich, wird diese mit Amprion unter Beachtung der Entwicklung der Verhältnisse im Netz der Amprion abgestimmt. Der Kunde trägt die Kosten der notwendig werdenden Änderungen der in seinem Eigentum befindlichen Anlagen.

- (6) Bei Änderungen an dem Speicher sind die in Ziffer 6.2 dieses Vertrages genannten Simulationsmodelle zu aktualisieren und Amprion zur Verfügung zu stellen.

2.10 Sprachkommunikationseinrichtungen

Amprion stellt dem Kunden eine redundante Kommunikationsanbindung als LWL-Kabel im LWL-Außenverteiler zur Verfügung. Die detaillierten Eigentumsgrenzen werden in der Anlage Eigentumsgrenzen dargestellt. Am Übergabepunkt im LWL-Außenverteiler wird der Kunde einen Anschluss an das Sprachkommunikationsnetz der Amprion zur Kommunikation mit der netzführenden Stelle der Amprion einrichten. Die Sprachkommunikation zwischen der betriebsführenden Stelle beim Kunden und den netzführenden Stellen der Amprion muss auch bei Ausfall der öffentlichen Telefonnetze gewährleistet sein. Grundsätzlich darf die TK-Anbindung der betriebsführenden Stellen beim Kunden nicht belegt/besetzt sein und muss permanent erreicht werden können.

Die notwendigen Einrichtungen von LWL-Außenverteiler bis zum Standort des Endgerätes sowie die hierzu notwendigen betrieblichen Aufwendungen fallen in den Verantwortungsbereich des Kunden. Die für die Sprachkommunikation mit der netzführenden Stelle der Amprion erforderlichen Einrichtungen im Verantwortungsbereich des Kunden müssen auch bei Ausfall der öffentlichen Stromversorgung sowie der elektrischen Eigenbedarfsversorgung funktionsfähig und gegen Spannungsunterbrechungen hinreichend gesichert sein.

Zusätzlich ist gem. Maßnahmenkatalog Netzwiederaufbauplan für die Sprachkommunikation eine schwarzfallfeste Kommunikation über Satellitentelefonie einzurichten. Amprion gibt eine Auswahl der möglichen zu verwendenden Anbieter vor.

2.11 Interaktionsstudien

Amprion behält sich vor projektspezifische Interaktionsstudien zu erstellen. Sollten sich aus diesen die Notwendigkeit für Anpassungen an der Speicheranlage (z.B. Anpassung von Regelungsparametern) ergeben, so sind diese in der weiteren Anlagenplanung durch den Kunden zu berücksichtigen.

3 Nachweis für die Erfüllung der Anforderungen an den Speicher und Inbetriebsetzung

3.1 Nachweisverfahren

- (1) Für den Speicher ist ein Zertifizierungsprozess gemäß Ziffer 11 TAR HöS zu durchlaufen und ein Anlagenzertifikat A beizustellen.
- (2) Das Anlagenzertifikat A muss auch den Nachweis zur Erfüllung der Anforderungen an die netzbildenden Eigenschaften des Speichers am Netzanschlusspunkt basierend auf dem FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve“ enthalten. Für den simulativen Nachweis ist ein detailliertes EMT-Modell, welches den originalen Regelungscode der Anlage einbindet, zu verwenden.
- (3) Die Nachweiserbringung für das Anlagenzertifikat A erfolgt durch den Kunden gegenüber einer nach DIN EN ISO/IEC 17065 akkreditierten Zertifizierungsstelle. Amprion ist in den Nachweisprozess einzubinden und kontinuierlich zu informieren.
- (4) Die Konformitätserklärung ist auf Grundlage des Anlagenzertifikates sowie der Inbetriebnahmeerklärung durch eine nach DIN EN ISO/IEC akkreditierte Zertifizierungsstelle zu erstellen.
- (5) Das Anlagenzertifikat sowie die Konformitätserklärung sind Amprion unverzüglich im Original zur Verfügung zu stellen.

- (6) Die Bemessungswirkleistung P_{rE} der einzelnen Speichereinheit gemäß Ziffer 3.1.29.4 TAR HöS beträgt **xxx** MW. Die Bemessungswirkleistung ist die Wirkleistung unter den projektspezifischen Umgebungsbedingungen.

3.2 Voraussetzung für die Zuschaltung des Speichers

- (1) Amprion erteilt in Textform die Erlaubnis zur Zuschaltung (EZZ) und die vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE), wenn die Anforderungen der Ziffer 4.2 TAR HöS durch den Kunden erfüllt worden sind. Amprion erteilt in Textform die endgültige Betriebserlaubnis (EBE), wenn die Anforderungen entsprechend Ziffer 4.3 TAR HöS durch den Kunden erfüllt worden sind und die endgültige Konformitätserklärung an Amprion übergeben worden ist. Zusätzlich zu der vereinbarten technischen Dokumentation sind die in der Anlage ‚Umfang der Abnahmeprüfungen bei Typ-2-Speichern‘ beschriebenen Konformitätssimulationen und Konformitätstests durchzuführen. Amprion ist berechtigt an diesen Tests teilzunehmen oder Dritte mit der Teilnahme an diesen Tests zu beauftragen. Der Kunde wird Amprion die Termine und Inbetriebnahmeprogramme frühzeitig, mindestens aber acht Wochen im Voraus, mitteilen. Auf Verlangen von Amprion findet vor der Durchführung der Prüfungen ein Abstimmungsgespräch zwischen Amprion oder deren Beauftragten, dem Kunden und dem Inbetriebsetzungspersonal des Herstellers des Speichers statt.
- (2) Zusätzlich sind Amprion entsprechend Ziffer 6.2 dieses Vertrages alle notwendigen Daten und Informationen für eigene Simulationen zur Verfügung zu stellen.

3.3 Wiederholung von Prüfungen

- (1) Die Überprüfung der Einstellwerte und der Funktionsfähigkeit der digitalen Schutzeinrichtungen des Speichers und des Netzschutzes werden alle drei Jahre wiederholt. Die Vertragspartner werden sich über den geeigneten Zeitpunkt der Überprüfung verständigen. Das Ergebnis der Überprüfung ist geeignet zu dokumentieren.
- (2) Im Falle einer wesentlichen Änderung in Folge von technischen Modifikationen an dem Speicher kann entsprechend Ziffer 11.5.5 TAR HöS ein neuer Konformitätsnachweis notwendig werden.

3.4 Konformitätsprüfung und Mängelbeseitigung

- (1) Über die Konformitätstests nach den Ziffern 3.1 und 3.2 dieses Vertrages werden Prüfprotokolle angefertigt und durch beide Vertragspartner unterzeichnet. Mit Unterzeichnung dieser Prüfprotokolle bestätigt Amprion, dass die jeweiligen Funktionalitäten durch den Speicher unter den Rahmenbedingungen der Funktionsprüfungen konzeptgemäß erfüllt wurden. Sollte die uneingeschränkte Unterzeichnung eines Prüfprotokolls zunächst nicht möglich sein, weil an dem Speicher Mängel während der Abnahme zu Tage getreten sind, so fertigen die Vertragspartner ein Zusatzprotokoll an, in dem die Mängel beschrieben sind. Eine endgültige Betriebserlaubnis für den Speicher am Netz der Amprion kann nur bei nachgewiesener Mängelfreiheit erteilt werden.
- (2) Sofern Mängel an den elektrischen Anlagen des Speichers vorliegen oder auftreten, die nicht tolerierbare Rückwirkungen auf das Netz der Amprion oder Anlagen Dritter haben können, ist Amprion entsprechend Ziffer 4.3 TAR HöS zur Untersagung des Anschlusses des Speichers an das Netz der Amprion berechtigt. Die Untersagung des Anschlusses des Speichers an das Netz dauert so lange an, bis die Mängel oder Umstände an den elektrischen Anlagen oder in der Betriebsführung der elektrischen Anlagen des Speichers, die den Grund für die Untersagung des Anschlusses dargestellt haben, beseitigt sind.
- (3) Sollte Amprion trotz Nichterfüllung der Voraussetzungen nach den Ziffern 3.1 und 3.2 dieses Vertrages die Zuschaltung des Speichers an das Netz gestatten, so ist Amprion

entsprechend Ziffer 4.3 TAR HöS jederzeit berechtigt, in Fällen auftretender oder sich abzeichnender Netzstörungen, den Speicher vorsorglich zur präventiven Vermeidung von Störungsausweitungen von dem Netz zu trennen.

- (4) Der Kunde ist verpflichtet, sämtliche bei den Konformitätstests und Simulationen festgestellten Mängel unverzüglich, maximal aber innerhalb des in Ziffer 4.2.4 TAR HöS genannten Zeitraumes, zu beheben. Ein Mangel gilt als behoben, wenn dies nach den diesen Mangel betreffenden Konformitätstests oder –Simulationen gemäß Ziffer 3.1 Abs. (1) dieses Vertrages bzw. der Anlage ‚Umfang der Abnahmeprüfungen bei Typ-2-Speichern‘ durch Amprion bestätigt wird.
- (5) Durch eine Vornahme oder Unterlassung der vorstehenden Konformitätstests sowie durch den Anschluss des Speichers an das Netz der Amprion übernimmt Amprion keine Haftung für die Mängelfreiheit des Speichers oder aber die Gewährleistung für die Richtigkeit der Prüfung gegenüber dem Kunden und sonstigen Dritten. Zugleich stellt die Vornahme bzw. Nichtvornahme einer entsprechenden Prüfung unabhängig von ihrem Ergebnis keinen Verzicht auf die, Amprion nach diesem Vertrag zustehenden, Rechte dar.

4 Erklärungen durch den Kunden

- (1) Der Kunde verpflichtet sich die elektrischen Anlagen des Speichers, die den Netzanschluss betreffen, nach den gesetzlichen und behördlichen Bestimmungen und nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik (DIN-, DIN-IEC- und DIN-EN-Normen, VDE-Bestimmungen, Unfallverhütungsvorschriften, etc.) sowie den jeweiligen technischen Mindestanforderungen für den Anschluss an das Netz zu errichten und zu betreiben und gewährleistet diesen Zustand für die Dauer der Laufzeit dieses Vertrages. Insbesondere sichert der Kunde zu, dass die in Ziffer 2 dieses Vertrages vereinbarten Anforderungen an den Speicher für die Dauer der Laufzeit dieses Vertrages eingehalten werden. Jede negative Abweichung, von den in diesem Vertrag festgelegten Standards bzw. technischen Anforderungen, wird als Mangel im Sinne dieses Vertrages behandelt.
- (2) Der Kunde benennt Amprion mindestens sechs Monate vor dem erstmaligen Zuschalten des Netzanschlusses eine betriebsführende Stelle, mit der Amprion anlagentechnische und betriebliche Maßnahmen abstimmen kann und die Ansprechpartner bei Störungen und auf eine Störung hinweisenden Unregelmäßigkeiten ist. Die betriebsführende Stelle muss jederzeit erreichbar sein. Näheres wird in einem gesondert abzuschließenden Netzführungsvertrag geregelt.
- (3) Sollte sich die betriebsführende Stelle ändern, ist Amprion hierüber von dem Kunden unverzüglich schriftlich zu informieren.

5 Erklärungen durch Amprion

- (1) Amprion benennt dem Kunden mindestens sechs Monate vor dem erstmaligen Zuschalten des Netzanschlusses eine netzführende Stelle, mit der der Kunde anlagentechnische und betriebliche Maßnahmen abstimmen kann und der Ansprechpartner bei Störungen und auf eine Störung hinweisenden Unregelmäßigkeiten ist. Die netzführende Stelle muss jederzeit erreichbar sein. Näheres wird in einem gesondert abzuschließenden Netzführungsvertrag geregelt.
- (2) Sollte sich die netzführende Stelle ändern, ist der Kunde hierüber von Amprion unverzüglich schriftlich zu informieren.

6 Informationspflichten

6.1 Informationsaustausch an den Schnittstellen

Die Vertragspartner treffen die generelle Vereinbarung, dass der notwendige Informationsaustausch an den Schnittstellen im Rahmen des technisch Machbaren und des wirtschaftlich Zumutbaren unverzüglich, d.h. ohne jedes schuldhaftes Zögern, zu erfolgen hat, um Verzögerungen und/ oder Schäden an Rechtsgütern der jeweils anderen Vertragspartner zu vermeiden oder deren Ursache aufzuklären. Weitere Details hinsichtlich des Umfangs des Mechanismus und des Verfahrens des Informationsaustausches werden in einem gesondert abzuschließenden Netzführungsvertrag geregelt.

6.2 Bereitstellung von Simulationsmodellen (RMS-, EMT- und harmonische Modelle)

- (1) Der Kunde wird Amprion alle Daten, Informationen und Modelle gemäß den Ziffern 6.4.1 und 11.6.1 TAR HöS zur Verfügung stellen, die für die Prüfung der Voraussetzung für die erstmalige Zuschaltung des Speichers sowie für Simulationen zum Stabilitätsverhalten des Speichers und des Netzes erforderlich sind. Dafür sind entsprechend Ziffer 10.6 TAR HöS detaillierte und aggregierte Modelle des Speichers für dynamische RMS-Simulationen und stationäre Netzberechnungen durch den Kunden bereitzustellen. Weitere Anforderungen an die Modelle sind in der Anlage ‚Technische Dokumentation bei Typ-2-‘ unter der Ziffer 3 aufgeführt. Der Kunde stellt sicher, dass die Simulationsmodelle gemäß § 2 Abs. 3 NELEV zertifiziert sind.
- (2) Zusätzlich dazu hat der Kunde die Anforderungen aus dem Kapitel 5.5.3 ‚Anforderungen an Simulationsmodelle und Modellgenauigkeit‘ des FNN-Hinweises ‚Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve‘ zu erfüllen. Für das EMT-Simulationsmodell gelten folgende, ergänzende Anforderungen:
 - Die Modellgültigkeit für Untersuchungen im Frequenzbereich 0 kHz bis 9 kHz muss gegeben sein.
 - Der Original-Regler-Code inklusive Pulsmustergenerierung ist in Form von einer oder mehrerer DLLs (ggf. Einheit und Anlagenregler separat) bereitzustellen und im Simulationsmodell (ggf. ohne Redundanzen und vereinfachte/beschleunigte Hoch- und Herunterfahrsequenzen) unter Berücksichtigung der Eigenschaften der realen Hardware zu verwenden
 - Der DLL-Aufruf muss auch bei variabler Netzfrequenz entsprechend dem realen Regelungszyklus erfolgen. Die Simulationsschrittweite muss unabhängig vom DLL-Aufruf-Zyklus in einem definierten Bereich einstellbar sein. Typische Simulationsschrittweiten liegen im Bereich 1 µs bis 20 µs.
 - Die elektrische Nachbildung der Anlage (primärtechnische Betriebsmittel, Anlagenkomponenten, etc.) darf nicht verschlüsselt sein und muss von der Regelung getrennt sein
 - Die Dokumentation der DLL-Schnittstellen muss bereitgestellt werden
 - Die Funktion zur Einbindung der DLLs („Wrapper“) darf nicht verschlüsselt werden
- (3) Die Simulationsmodelle sind für die Speicheranlage am Netzanschlusspunkt bereitzustellen.
- (4) Der Kunde stellt Amprion harmonische Modelle gemäß Kapitel 2.7 der Anlage ‚Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz‘ bereit.

- (5) Die Simulationssoftware für die RMS-, EMT- und harmonischen Modelle werden durch Amprion vorgegeben.
- (6) Die Modelle gemäß Abs. 5 sind zu den folgenden Zeitpunkten vom Kunden zur Verfügung zu stellen:
- a) Spätestens 4 Wochen nach Vertragsunterzeichnung: vorläufiges anlagenspezifisches EMT-Modell zur Durchführung von Interaktionsstudien durch Amprion
 - b) Für die Erteilung der vorläufigen Betriebserlaubnis: vorläufige projektspezifische RMS-, EMT- und harmonische Modelle
 - c) Für die Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis: Endgültige RMS-, EMT- und harmonische Modelle

6.3 Bereitstellung von Daten für Netz- und Störungsanalysen

- (1) Zur Aufklärung von Netzstörungen wird der Kunde auf Anforderung von Amprion gemäß Ziffer 6.4.2 TAR HöS unverzüglich die erforderlichen Messdaten und Aufzeichnungen zum Verhalten des Speichers während des Störungsverlaufes zur Verfügung stellen. Die Vertragspartner werden im Rahmen der Störungsaufklärung kooperativ zusammenarbeiten.
- (2) Das Mess- und Analysekonzept für das Verhalten der Speicheranlage im Normalfall sowie bei Netzereignissen ist zwischen Amprion und dem Kunden abzustimmen. Auf Verlangen von Amprion hat der Kunde Messeinrichtungen (bspw. für hochgenaue, breitbandige Strommessungen) in der Speicheranlage zu installieren bzw. diese zur Verfügung zu stellen.

6.4 Ansprechpartner

Die Ansprechpartner ergeben sich aus der Anlage ‚Ansprechpartner der Amprion‘ und Anlage ‚Ansprechpartner des Kunden‘. Die Vertragspartner sind ohne Zustimmung des anderen Vertragspartners berechtigt den eigenen Ansprechpartner zu ändern und die jeweilige Anlage zu aktualisieren.

7 Vertragsanpassungsrecht

Beide Vertragspartner sind berechtigt, eine Anpassung des Vertrages zu verlangen, wenn zukünftige Gesetze oder Verordnungen, rechtskräftige Entscheidungen von Gerichten oder bestandskräftige Entscheidungen von Behörden, insbesondere der Bundesnetzagentur, den Regelungen aus diesem Vertrag ganz oder teilweise entgegenstehen sollten.

8 Haftung

- (1) Die Vertragspartner haften einander für entstandene Schäden durch Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Elektrizitätsbelieferung unabhängig davon, ob diese auf den Netzanschluss, die Anschlussnutzung oder die Netznutzung zurückzuführen sind, nach Maßgabe der gesetzlichen Bestimmungen des § 18 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) in Verbindung mit § 25a Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Die Texte des § 18 NAV und des §25a StromNZV sind diesem Vertrag als Anlage ‚§18 NAV und §25a StromNZV‘ angefügt.
- (2) Im Übrigen haften die Vertragspartner einander für Sach- und Vermögensschäden, die aus einer schuldhaften Verletzung wesentlicher Vertragspflichten herrühren. Die Haftung ist im Fall leicht fahrlässigen Verschuldens auf vertragstypische, vorhersehbare Schäden begrenzt. Im Fall der Verletzung nicht wesentlicher Vertragspflichten haften die

Vertragspartner einander nur für vorsätzliches und grob fahrlässiges Handeln, wobei die Haftung für grob fahrlässig verursachte Sach- und Vermögensschäden auf den vertragstypisch, vorhersehbaren Schaden begrenzt ist.

- a) Unter wesentlichen Vertragspflichten werden hier die Verpflichtungen verstanden, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrages überhaupt erst ermöglicht und auf deren Einhaltung der Vertragspartner regelmäßig vertraut und vertrauen darf
 - b) Vertragstypische, vorhersehbare Schäden sind solche, die der Vertragspartner bei Vertragsschluss als mögliche Folge einer Vertragsverletzung vorausgesehen hat oder unter Berücksichtigung der Umstände, die ihm bekannt waren oder die er hätte kennen müssen, bei Anwendung der verkehrüblichen Sorgfalt hätte voraussehen müssen.
- (3) Die Vertragspartner haften einander für Schäden aus der schuldhaften Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.
 - (4) Eine Haftung der Vertragspartner nach zwingenden Vorschriften des Haftpflichtgesetzes und anderen Rechtsvorschriften bleibt unberührt.
 - (5) Die Abs. (1) bis (4) gelten auch zugunsten der gesetzlichen Vertreter, Arbeitnehmer sowie der Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen der Vertragspartner, soweit diese für den jeweiligen Vertragspartner Anwendung finden.
 - (6) Es obliegt dem Kunden, soweit er im Zusammenhang mit dem Netzanschluss, der Anschlussnutzung oder der Netznutzung Vereinbarungen mit dritten Netznutzern, die nicht Anschlussnutzer i.S.d. NAV sind, abschließt, zu eigenen Gunsten und zu Gunsten der Amprion eine wirksame Haftungsbeschränkung nach §25a StromNZV i.V.m. § 18 NAV und mit dem Inhalt der Abs. (4) bis (6) zu vereinbaren.

9 Höhere Gewalt

- (1) Sollten die Vertragspartner durch höhere Gewalt an der Erfüllung der gegenseitigen vertraglichen Verpflichtungen gehindert werden, so ruhen die vertraglichen Verpflichtungen der betroffenen Seite, bis das Ereignis der höheren Gewalt und seine Folgen beseitigt sind. Die Vertragspartner werden dafür Sorge tragen, dass in Fällen höherer Gewalt unverzüglich und mit allen zumutbaren Mitteln dafür gesorgt wird, dass die vertraglichen Verpflichtungen alsbald wiederaufgenommen werden können. Eine Entschädigung wird in diesen Fällen nicht gewährt.
- (2) Unter höherer Gewalt i.S.d Abs. (1) verstehen die Vertragspartner insbesondere Krieg, Unwetter, Arbeitskampfmaßnahmen bei Zulieferbetrieben, Beschädigungen von Anlagen zur Erzeugung, Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie, gesetzliche und behördliche Anordnungen oder sonstige Umstände, die durch keinen der Vertragspartner abgewendet werden können und deren Vorkommen mit zumutbaren technischen und wirtschaftlichen Mitteln nicht unmittelbar abgestellt werden kann.
- (3) Sobald ein Vertragspartner von einem Fall höherer Gewalt Kenntnis erhalten hat, ist der betroffene Vertragspartner verpflichtet, den anderen Vertragspartner hiervon unverzüglich in Kenntnis zu setzen und ihm – soweit möglich – eine unverbindliche Einschätzung des Ausmaßes der erwarteten Dauer seiner Leistungsverhinderung mitzuteilen. Solange die höhere Gewalt andauert, hat der betroffene Vertragspartner den anderen Vertragspartner angemessen über den aktuellen Stand, über das Ausmaß und die erwartete Dauer der Leistungsverhinderung zu informieren.

10 Übertragung von Rechten und Pflichten

Beide Vertragspartner sind berechtigt, mit der schriftlichen Zustimmung des jeweils anderen die Rechte und Pflichten aus diesem Vertrag insgesamt jederzeit auf Dritte zu übertragen. Die Zustimmung darf nur aus wichtigem Grund verweigert werden, insbesondere, wenn sachlich begründete Bedenken gegen die technische oder wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des Rechtsnachfolgers oder Übernehmers bestehen. Der übertragende Vertragspartner ist verpflichtet, die Informationen vor Zustimmungserteilung zu liefern, die notwendig sind, um die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit eines möglichen Rechtsnachfolgers oder Übernehmers zu prüfen. Bei der Übertragung von Rechten und Pflichten auf ein mit dem jeweiligen Vertragspartner verbundenes Unternehmen i.S.d. §§ 15 ff. Aktiengesetz (AktG) ist eine Zustimmung ausnahmsweise nicht erforderlich.

11 Beauftragung von Subunternehmern

Die Vertragspartner sind berechtigt, Subunternehmer mit der Wahrnehmung einzelner Aufgaben aus dem Vertrag zu beauftragen, sofern diese die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit besitzen und die Gewähr dafür bieten, diese Aufgaben fachlich sorgfältig und gemäß dem jeweiligen Stand der Technik zu erbringen.

12 Vertragslaufzeit/ Kündigung

- (1) Der Vertrag tritt mit Unterzeichnung in Kraft und endet automatisch mit der Stilllegung des Speichers.
- (2) Beide Vertragspartner können diesen Vertrag mit einer Frist von drei Monaten zum Quartalsende ordentlich kündigen.
- (3) Das Recht zur außerordentlichen Kündigung aus wichtigem Grund bleibt unberührt.
- (4) Die Rechte und Pflichten des Kunden sowie der Amprion aus den §§ 17 und 20 EnWG [bzw. § 8 EEG] bleiben von einer Kündigung unberührt.
- (5) Die Kündigung bedarf der Schriftform.

13 Vertraulichkeit

- (1) Die Vertragspartner werden insbesondere unter Beachtung von §§ 6a und 12 EnWG, die im Rahmen dieses Vertragsverhältnisses erhaltenen Daten auch nach Vertragsende vertraulich behandeln und sie Dritten nicht zugänglich machen. Die Datenweitergabe an Dritte ist nur nach vorheriger Zustimmung der jeweiligen anderen Vertragspartner zulässig. Die Zustimmung darf nicht grundlos verweigert werden.
- (2) Dies gilt nicht, soweit Daten aufgrund geltender gesetzlicher Bestimmungen oder behördlicher Anordnungen zu veröffentlichen oder an Behörden, Gerichte oder an sonstige öffentliche Stellen herauszugeben sind.
- (3) Abweichend von Abs. (1) ist Amprion berechtigt, die im Rahmen dieses Vertrages erhaltenen und ermittelten Daten der Betriebsmittel des Kunden an fachkundige Dritte zum Zweck von Netzanalysen (z.B. Studien, Gutachten oder Berechnungen zur Netzdimensionierung und/ oder zur Bewertung der Netzsicherheit) weiterzugeben.
- (4) Ferner ist Amprion berechtigt die im Rahmen dieses Vertrages vom Kunden erhaltenen Echtzeitdaten an fachkundige Dritte zum Zwecke der Erstellung und Verbesserung von Hochrechnungen des Einspeiseverhaltens und zu Zwecken der Prognoseerstellung (insbesondere Leistungsprognosen oder Wetterprognosen) weiterzugeben.

- (5) Im Übrigen ist Amprion zur Weitergabe von Daten an Dritte berechtigt, soweit dies zur Abwicklung dieses Vertrages erforderlich ist und diese sich ihrerseits den Vertraulichkeitsbestimmungen entsprechend dieser Ziffer 13 unterworfen haben.

14 Rechtswahl- und Gerichtsstandsvereinbarung

Es gilt das Recht der Bundesrepublik Deutschland. Gerichtsstand ist Dortmund.

15 Schriftform

Mündliche Nebenabreden bestehen nicht. Änderungen, Ergänzungen und die Aufhebung dieses Vertrages bedürfen jeweils der Schriftform und müssen von den Vertragspartnern unterzeichnet sein. Dies gilt insbesondere auch für die Änderung dieses Schriftformerfordernisses.

16 Salvatorische Klausel

Sollte in diesem Vertrag eine Bestimmung oder eine zukünftig in ihm aufgenommene Bestimmung ganz oder teilweise unwirksam oder undurchführbar sein oder werden, so wird die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen hierdurch nicht berührt. Die Vertragspartner verpflichten sich, die unwirksame oder undurchführbare Bestimmung durch eine im wirtschaftlichen Erfolg ihr nach Möglichkeit gleichkommende, wirksame und durchführbare Bestimmung zu ersetzen. Vorstehendes gilt entsprechend für eventuelle unbeabsichtigte Vertragslücken.

17 Anlagen

Wesentliche Bestandteile des Vertrages sind auch die beigefügten Anlagen:

- Beschreibung des Netzanschlusses
- Netzanschlusspunkt
- Eigentumsgrenzen
- Technische Dokumentation bei Typ-2-Speichern
- Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz (Stand: 16. Dezember 2024)
- Blindleistungsanforderungen an Typ-2-Speichern
- Systemautomatiken
- Schutzkonzept
- Anforderungen zu den Netzurückwirkung
- Isolationskoordination der Netztransformatoren bei Typ-2-Speichern
- Datenkommunikation bei Typ-2-Speichern
- Umfang der Abnahmeprüfungen bei Typ-2-Speichern
- Ansprechpartner der Amprion
- Ansprechpartner des Kunden
- § 18 NAV und § 25a StromNZV

<Ort>, den

.....

<Kunde>

Dortmund, den

.....

Amprion GmbH

Beschreibung des Netzanschlusses

Netzanschlusspunkt

1 Netzanschlusspunkt

Die elektrischen Anlagen des Kunden sind in folgender Anlage an das Netz der Amprion angeschlossen:

UA Zensenbusch

2 Vereinbarte Netzanschlusskapazität am Netzanschlusspunkt

	Anschlussscheinleistung Bezug ($S_{AV,B}$)	Anschlussscheinleistung Einspeisung ($S_{AV,E}$)
UA Zensenbusch	xxx MVA	xxx MVA

Die zwischen Amprion und dem Kunden vereinbarte Anschlusswirkleistung für den Bezug ($P_{AV,B}$) entsprechend Ziffer 3.1.29.5.1 TAR HöS beträgt insgesamt xxx MW.

Die zwischen Amprion und dem Kunden vereinbarte Anschlusswirkleistung für die Einspeisung ($P_{AV,E}$) entsprechend Ziffer 3.1.29.5.2 TAR HöS beträgt insgesamt xxx MW.

[Sofern kein Rahmenvertrag Errichtung parallel geschlossen wird ist, je nach Auslöser eine der folgenden Regelungen mit im Vertrag aufzunehmen:]

Neuanschluss: Amprion erhebt einen Baukostenzuschuss für den Ausbau (Erstellung bzw. Verstärkung) des dem Netzanschluss vorgelagerten Netzes gemäß Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen der Bundesnetzagentur vom 20.11.2024. Hiernach zahlt der Kunde an Amprion für die vereinbarte NAK einen Baukostenzuschuss in Höhe von insgesamt xx.xxx,xx € zzgl. Umsatzsteuer. Amprion wird dem Kunden den Baukostenzuschuss separat in Rechnung stellen.]

Leistungserhöhung: Amprion erhebt einen Baukostenzuschuss für den Ausbau (Erstellung bzw. Verstärkung) des dem Netzanschluss vorgelagerten Netzes gemäß Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen der Bundesnetzagentur vom 20.11.2024. Hiernach zahlt der Kunde an Amprion für die Erhöhung der NAK einen Baukostenzuschuss in Höhe von insgesamt xx.xxx,xx € zzgl. Umsatzsteuer. Amprion wird dem Kunden den Baukostenzuschuss separat in Rechnung stellen.]

3 Spannung am Netzanschlusspunkt

Die Nennspannung (U_N) entsprechend Ziffer 3.1.44.4 TAR HöS am Netzanschlusspunkt beträgt 380 kV.

Eigentumsgrenzen

Technische Dokumentation bei Typ-2-Speichern

1 Anlagenkonzept und beabsichtigte Betriebsweise

- Lage-/ Anordnungsschema des geplanten Speichers (insbesondere die Standorte der Netztransformatoren, die Führung der hochspannungsseitigen Energieableitung sowie weiterer Hochspannungsanschlüsse auf dem Gelände des Speichers müssen erkennbar sein)
- Trassenplan des vorgesehenen Verlaufs der Anschlussleitung vom Anlagenstandort zum gewünschten Netzanschlusspunkt
- Besondere Eigenschaften des Speichers (z.B. Inselbetriebsfähigkeit in einem Kunden- / Werksnetz (sichere Schiene))

2 Konzept des Anschlusses an das Netz von Amprion

- Einpoliges Ersatzschaltbild des Einspeise- bzw. Bezugsanschlusses mit Darstellung der Betriebsmittel auf dem Gelände des Speichers, z.B.: Erzeugungseinheiten, Netztransformator(en), Sammelschienen, Leistungsschalter, Trennschalter, Erdungsschalter, Überspannungsableiter, Spannungs- und Stromwandler, etc.
- Konzept des Speichereinheitenschutzes (mit Übersichtsbild)
- Konzept der Haupt- und Kontrollmessung und -zählung (mit Übersichtsbild)
- Konzept der Sternpunktbehandlung der Netztransformator(en)
- Gegenüberstellung des realen P-Q-Betriebsdiagramms (als Funktion der Spannung am NVP) und des in der Anlage „Blindleistung“ geforderten Betriebsdiagramms für die Batteriespeichereinheit am Netzverknüpfungspunkt in einer gemeinsamen Abbildung.

3 Technische Daten für jede Speichereinheit

- Nennspannung [kV]
- Bemessungsscheinleistung an den Anschlussklemmen unter Normbedingungen [MVA]
- Bemessungswirkleistung an den Anschlussklemmen unter Normbedingungen [MW]
- Maximale Wirkleistung der Speichereinheit an den Anschlussklemmen bei Vollast [MW]
- Minimaler und maximaler Leistungsgradient der Speichereinheit von minimaler zu maximaler Wirkleistungsabgabe [MW/min]
- Minimaler und maximaler Leistungsgradient der Speichereinheit von maximaler zu minimaler Wirkleistungsabgabe [MW/min]
- Für Wirkleistungsvorgaben durch Dritte eingestellter Wirkleistungsgradient
- Blindleistungsstellbereich der Speichereinheit, induktiv und kapazitiv
- Betriebsdiagramm (P-Q-Diagramm)
- Nutzbare Speicherkapazität der Speichereinheiten [MWh]

- Daten der Speichereinheit für dynamische Simulationen:
Blockschaltbilder der Reglerstrukturen
- Dokumentation des RMS-, EMT- und harmonischen Modells des Speichers inklusive sämtlicher Komponenten wie z.B.
 - Blockschaltbilder der Regelung der Speichereinheit(en) und des Speichers
 - Bereitstellung der implementierten DLLs inklusive Schnittstellenbeschreibung
 - Dokumentation der relevanten Hardware-Komponenten (Kabelverbindungen inkl. Typen der Transformatoren der Speichereinheiten zum Netztransformator) im Simulationsmodell

4 Technische Daten der Netztransformatoren

- Nennübersetzungsverhältnis $ü$ [kV/kV]
- Bemessungsscheinleistung [MVA]
- Schaltgruppe
- Relative Kurzschlussspannung bei minimaler, maximaler u. mittlerer Stufenstellung [%]
- Relativer Leerlaufstrom [%]
- Kurzschlusswirkverluste (Kupferverluste) [kW]
- Leerlaufwirkverluste (Eisenverluste) [kW]
- Stufenstellerbereich in beide Richtungen [%]
- Stufenzahl des Stufenstellers in beide Richtungen
- Art des Stufenstellers (unter Last, im Leerlauf)
- Nullsystemimpedanzen [Ω]
- Sternpunktbehandlung
- Wenn erforderlich: Sternpunktimpedanz

5 Technische Daten für Kabel/ Freileitungen des Speichers

- Nennspannung [kV]
- Spezifische Werte von Resistanz, Reaktanz und Suszeptanz des Mitsystems [Ω /km]
- Spezifische Werte von Resistanz, Reaktanz und Suszeptanz des Nullsystems [Ω /km]
- Länge der jeweiligen Anschlussleitung zu den Netzanschlusspunkten [km]

6 Technische Daten zum Eigenbedarf

- Wirk- und Blindleistungsbedarf bei Betrieb des Speichers [MW, MVar]
- Wirk- und Blindleistungsbedarf im Stand-By-Betrieb des Speichers [MW, MVar]
- Effektivwert des aggregierten Beitrags aller Speichereinheiten am Netzanschlusspunkt des Speichers zum Anfangskurzschlusswechselstroms für die Einspeise-, Eigenbedarfs- und Reservenetzanschlüsse bei einem dreipoligen Fehler an den Netzanschlusspunkten [kA]

7 Informationen zur Schwarzstartfähigkeit und Versorgungswiederaufbau

- 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
- Operative, betriebliche oder technische Einschränkungen der Kundenanlage bei Zuschaltung nach einem Blackout. Ggf. abhängig von klimatischen Bedingungen oder der Länge des Blackouts.

**Zusätzliche Technische Anforderungen an
Batteriespeichersysteme mit Anschluss am
Höchstspannungsnetz (Stand: 16. Dezember 2024)**

Anforderungen an Batteriespeicher

Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz

1 Bedarf für zusätzliche Anforderungen an Batteriespeicher

Der enorme Zubau von Batteriespeichersystemen (BESS) im deutschen Übertragungsnetz erfordert für eine effiziente Integration die Erbringung von Systemdienstleistungen, um die Versorgungssicherheit in Deutschland in gewohnt hoher Qualität gewährleisten zu können. Vor diesem Hintergrund müssen BESS systemstützende Eigenschaften aufweisen, mit denen volkswirtschaftlich kosteneffizient ein signifikanter Beitrag zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität im Zuge der Energiewende geleistet werden kann. Für den Netzanschluss an der Höchstspannungsebene gelten grundsätzlich die Anforderungen der VDE-AR-N 4130. Als diese heute gültigen Technischen Anschlussregeln (TAR) vor einigen Jahren entwickelt wurden, war der enorme Zubau von BESS noch nicht absehbar. Um diesen erheblichen technologischen Veränderungen im deutschen Übertragungsnetz gerecht zu werden, werden die TAR derzeit überarbeitet. Da die Dauer dieses Prozesses bis zum Inkrafttreten der überarbeiteten TAR nicht ausreicht, um den aktuellen Hochlauf zu adressieren, werden in diesem Anforderungspapier die notwendigen technischen Anforderungen definiert. Diese sind in der Übergangszeit ergänzend zu den derzeit gültigen TAR zu erfüllen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass der massive Zubau von BESS in erheblichem Umfang zur Netzintegration von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen erforderlich ist. Dies führt zu einer Verschärfung der bereits heute auftretenden systemstabilitätsrelevanten Herausforderungen. Mit der Überarbeitung der VDE-AR-N4130 sind ergänzende Anforderungen umzusetzen, die über dieses Anforderungspapier hinausgehen. Die Festlegung und Umsetzung der projektspezifischen Details erfolgt in Abstimmung mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

Dieses Dokument beschreibt einige der zentralen systemrelevanten Anforderungen an BESS, die über die gültige VDE-AR-N 4130 hinaus gehen:

- Es besteht ein hoher **Systembedarf an netzbildenden Eigenschaften und Momentanreserve**. Durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke, den stetigen Zubau umrichterbasierter Betriebsmittel sowie lastferner Energieerzeugung in Verbindung mit steigenden Transitmengen steigt dieser Bedarf weiter an. Unter Berücksichtigung der weiträumig verteilten Netzanschlussbegehren wird deutlich, dass BESS einen signifikanten **Beitrag zur Frequenzstabilität und zur transienten Stabilität** leisten können und somit netzbildende Eigenschaften aufweisen müssen.
- Im Falle einer Leistungsumkehr müssen die BESS uneingeschränkt zur **Spannungshaltung** beitragen. Zu diesem Zweck müssen die BESS mit einer Fähigkeit zur **wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung** ausgestattet sein, die eine schnelle Blindleistungsreaktion ermöglicht.
- Die Fähigkeit von BESS, schnelle **Leistungsgradienten** sowohl für die Wirkleistungsaufnahme als auch für die Wirkleistungsabgabe zu realisieren, führt im derzeit etablierten viertelstündlichen Marktdesign zu starken **deterministischen Frequenzabweichungen**. Dies resultiert in einem unnötigen Einsatz von Regelleistung. Daher ist für den marktorientierten Einsatz von BESS eine **Begrenzung der Leistungsgradienten** erforderlich.
- Die steigende Durchdringung des Übertragungsnetzes mit leistungselektronischen Betriebsmitteln erhöht das Risiko für **unerwünschte Reglerinteraktionen und die Anregung von Resonanzen**. BESS dürfen daher keine negativen Rückwirkungen (Verstärkung) auf Leistungspendelungen im Bereich von 0,1 Hz bis 2,0 Hz, auf subsynchrone Schwingungen (SSO) unterhalb der Grundfrequenz oder auf hochfrequente Interaktionen haben.
- Durch die technologischen Entwicklungen erfolgt der **Betrieb des Übertragungsnetzes zunehmend an den zulässigen Stabilitätsgrenzen**. Daher muss die Möglichkeit einer detaillierten Analyse der dynamischen Vorgänge im Zusammenhang mit BESS gegeben sein. Dafür ist die Erstellung von **RMS- und EMT-Simulationsmodellen** für BESS notwendig, um bereits

vor der Inbetriebnahme mögliche Schwierigkeiten zu erkennen und präventive Gegenmaßnahmen, z.B. eine Anpassung der Regelung, für eine sichere Systemintegration dieser Technologie entwickeln zu können.

- Die zunehmende Dichte an leistungselektronischen Betriebsmitteln am Übertragungsnetz erfordert belastbare Aussagen zum konformen Verhalten sowie der sicheren lokalen und regionalen Integration von BESS durch geeignete **Nachweise und Studien**

2 Zusätzliche Anforderungen im Detail

2.1. Netzbildende Eigenschaften

BESS müssen netzbildende Eigenschaften zur Bereitstellung von Momentanreserve aufweisen, deren Einzelheiten im VDE FNN Hinweis "Technische Anforderungen an netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve" beschrieben sind.

Zu den Anforderungen an netzbildende Eigenschaften gehören unter anderem:

- Spannungsquellenverhalten hinter einer virtuellen, einstellbaren Impedanz
- Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt
- Kontinuierliche Spannungsregelung für netzbildende Einheiten
- Festlegungen zur Anlaufzeitkonstante
- Bereitstellung von Momentanreserve (Leistung, Energie)
- Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB)
- Anforderungen an die Synchronität und Winkelstabilität
- Robustheit gegenüber kurzzeitigen Über- und Unterspannungsereignissen (O-/U-FRT), steilen Frequenzgradienten (RoCoF) und Winkelsprüngen
- Dämpfung von Frequenz-Leistungspendelungen von 0,1 Hz bis 2,0 Hz (POD)
- Dämpfungsverhalten unterhalb von 100 Hz (SSO, SSTI, SSCI)
- Dämpfungsverhalten oberhalb von 100 Hz bis 2,5 kHz
- Netzparallelbetriebsfähigkeit

Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber kann über den VDE FNN Hinweis hinaus ergänzende Anforderungen stellen, die projektspezifisch abzustimmen sind.

ANMERKUNG Die daraus resultierende Mindestanforderung schränkt die marktliche Beschaffung von Momentanreserve nicht ein.

2.2. Wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung

Der Anschlussnehmer hat den tatsächlich am Netzanschlusspunkt verfügbaren Bereich der Blindleistungsbereitstellung anzugeben.

BESS müssen bei Teillast und im Leerlauf (wirkleistungsunabhängiger Betrieb) die Blindleistungsanforderungen entsprechend Abbildung 1 erfüllen.

BESS müssen ihr vollständiges Blindleistungsvermögen nach Eintritt in den Bereich zwischen $-20\% P_{\text{mom}}/P_{\text{b,inst}}$ und $+20\% P_{\text{mom}}/P_{\text{b,inst}}$ für mindestens 15 Minuten entsprechend der vorgesehenen U/Q-Fahrweise aufrechterhalten (gestrichelte Linien in Abbildung 1). Nach Ablauf dieses Zeitfensters darf die Reduktion der aktuell ausgetauschten Blindleistung maximal mit einem Gradienten von $2\% Q/P_{\text{b,inst}}$ pro Minute erfolgen.

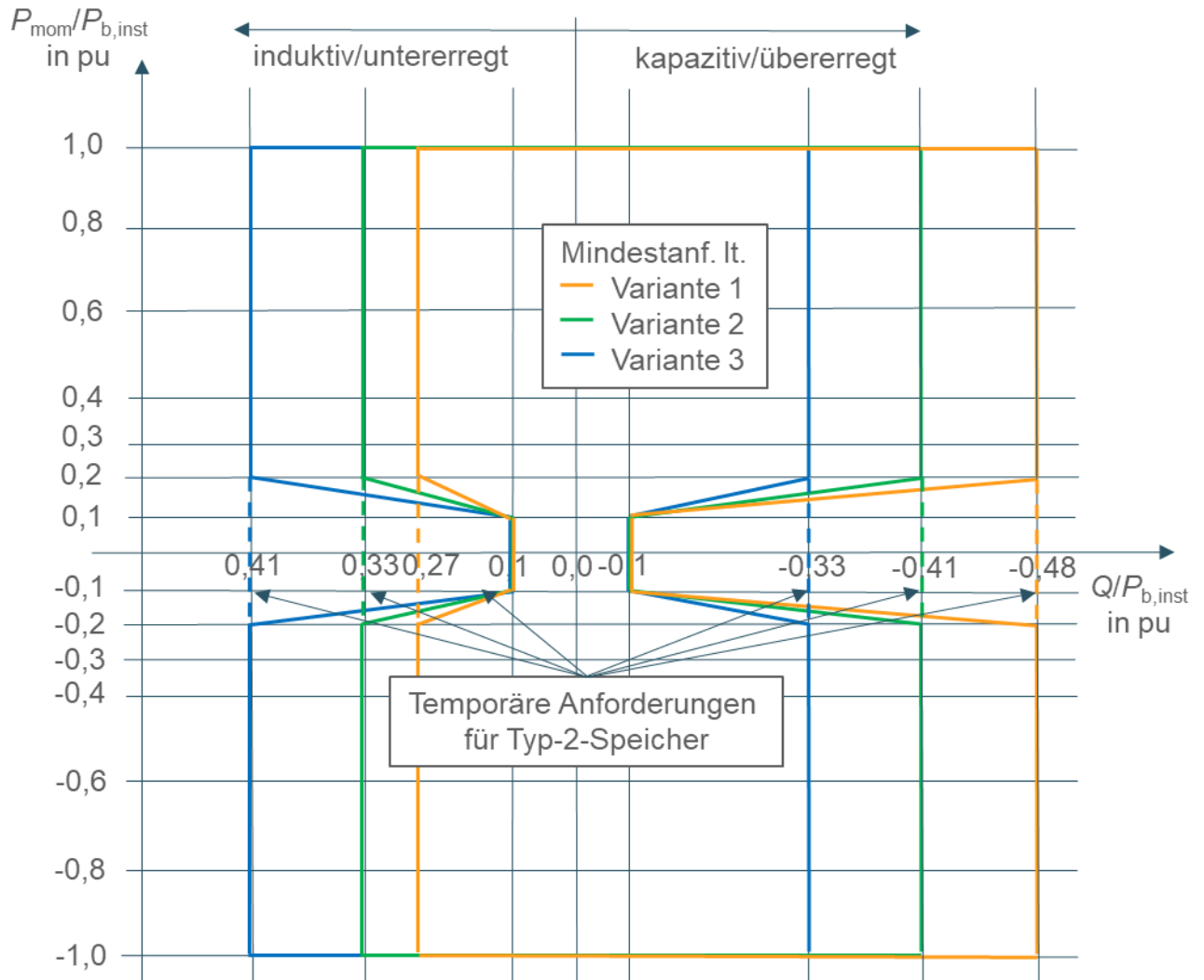


Abbildung 1 Varianten der PQ-Diagramme der Speicher vom Typ 2 am Netzanschlusspunkt (im Verbraucherzählpeilsystem)

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

ANMERKUNG 1 Nach §13 EnWG hat der Netzbetreiber das Recht betrieblich das tatsächliche Blindleistungsvermögen über Fernsteuerbefehle abzurufen. Diese Anforderung gilt auch für den Standby-Betrieb.

ANMERKUNG 2 Der Standby-Betrieb beinhaltet keine Betriebszustände, in denen die Anlage z.B. für Wartung und Instandhaltung außer Betrieb genommen wird.

ANMERKUNG 3 Ist die Anlage nicht in Betrieb (z.B. Standby-Betrieb) gelten die Anforderungen nach Abschnitt 5.5 der VDE-AR-N 4130.

Die Statik der Blindleistungs-Spannungskennlinie der Q(U)-Regelung muss online anzupassen sein.

2.3. Begrenzung der Leistungsgradienten

Leistungsänderungen infolge von Vorgaben durch Dritte (z.B. Fahrplanfahrweise) dürfen mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen 6 %/min bis 20 %/min mit Bezug auf $P_{b,inst}$ erfolgen. Für den Fall, dass der Speicher Teil einer Mischanlage ist, ist es ausreichend, wenn diese Leistungsgradienten mit Bezug auf P_{AV} am Netzanschlusspunkt der Mischanlage eingehalten werden.

ANMERKUNG 1 Sollwertvorgaben durch Dritte sollten nach Möglichkeit mit Wirkleistungsgradienten von 10% $P_{b,inst}/min$ umgesetzt werden.

ANMERKUNG 2 Leistungsänderungen infolge von direkten Vorgaben durch den Netzbetreiber müssen weiterhin mit 20 %/min bis 40%/min erfolgen.

ANMERKUNG 3 Für ein systemdienliches Verhalten sind separate Gradienten und Eingänge für Sollwertvorgaben durch Dritte und Sollwerte durch Netzbetreiber erforderlich.

ANMERKUNG 4 Für die Beteiligung an EPC-Funktionen und andere Systemdienstleitungen können höhere Leistungsgradienten angefordert werden.

Es ist ein gleichmäßiger Verlauf der Leistungssteigerung bzw. -reduzierung während des Hoch- bzw. Abfahrens der Kundenanlage und damit ein möglichst lineares Verhalten zu realisieren.

2.4. Ausgestaltung von 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 vom 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. Alternativ zur Anpassung der Wirkleistung hat der Netzbetreiber das Recht einzelne EPC-Funktionen als Mitnahmeschaltung umzusetzen.

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 in einem Studienbericht beschreiben.

2.5. Beobachtbarkeit von hochfrequenten Vorgängen

Dem Netzbetreiber ist die Möglichkeit zu geben, eigene Messeinrichtungen in der Batteriespeicheranlage zu installieren (bspw. für hochgenaue, breitbandige Strommessungen). Es besteht aber auch die Möglichkeit, dass der Betreiber der Batteriespeicheranlage dem Netzbetreiber definierte Messdaten zur Verfügung stellt. Der Datenaustausch muss automatisiert und elektronisch erfolgen.

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

2.6. Schwarzstartfähigkeit & Versorgungswiederaufbau

Der Anschlussnehmer hat ein Konzept vorzulegen und mit dem Netzbetreiber abzustimmen, das eine technische Beschreibung der Beteiligung seines BESS am Netzwiederaufbau enthält. 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.

Für den Versorgungswiederaufbau sollen die Batteriespeicher folgende Mindestvoraussetzungen erfüllen:

- Die Eigenbedarfsversorgung (EB) des Batteriespeichers muss so ausgelegt sein, dass der EB mindestens 72 Stunden lang eigenständig im erforderlichen Umfang (entsprechend der Anforderungen im 4-ÜNB-Maßnahmenkatalog¹) betrieben werden kann, um den Batteriespeicher spätestens 60 Minuten nach einer externen Spannungsvorgabe wieder mit dem Netz zu synchronisieren. Innerhalb der ersten 6 Stunden ist diese Anforderung 15 Minuten nach externer Spannungsvorgabe zu erfüllen.

ANMERKUNG 1 Die stabile Regelung von Wirk- und Blindleistung muss bei niedrigen Kurzschlussleistungen, wie sie beim Netz- und Versorgungswiederaufbau auftreten, gewährleistet sein.

ANMERKUNG 2 Alle im Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen sind gemäß "EU-Verordnung 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes" „Signifikante Netznutzer“. Für diese gelten die national verankerten Maßnahmen. In Deutschland ist dies der „Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbauplan“ sowie dessen Erweiterungen. In diesem Maßnahmenkatalog werden die Anforderung bezüglich Schwarzfallfester Sprach- und Datenkommunikation geregelt, speziell in den Kapiteln 4.1.4 sowie 4.2.4.

ANMERKUNG 3 Die Schwarzstartfähigkeit kann von den Anlagenbetreibern über das NFSDL-Beschaffungsverfahren für Schwarzstartfähigkeit erbracht werden.

2.7. Simulationsmodelle

Batteriespeicheranlagen müssen die für Elektrolyseanlagen geforderten Modellanforderungen entsprechend der aktuellen Version der „Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen“ (Abschnitt 4.6) der deutschen ÜNB erfüllen.

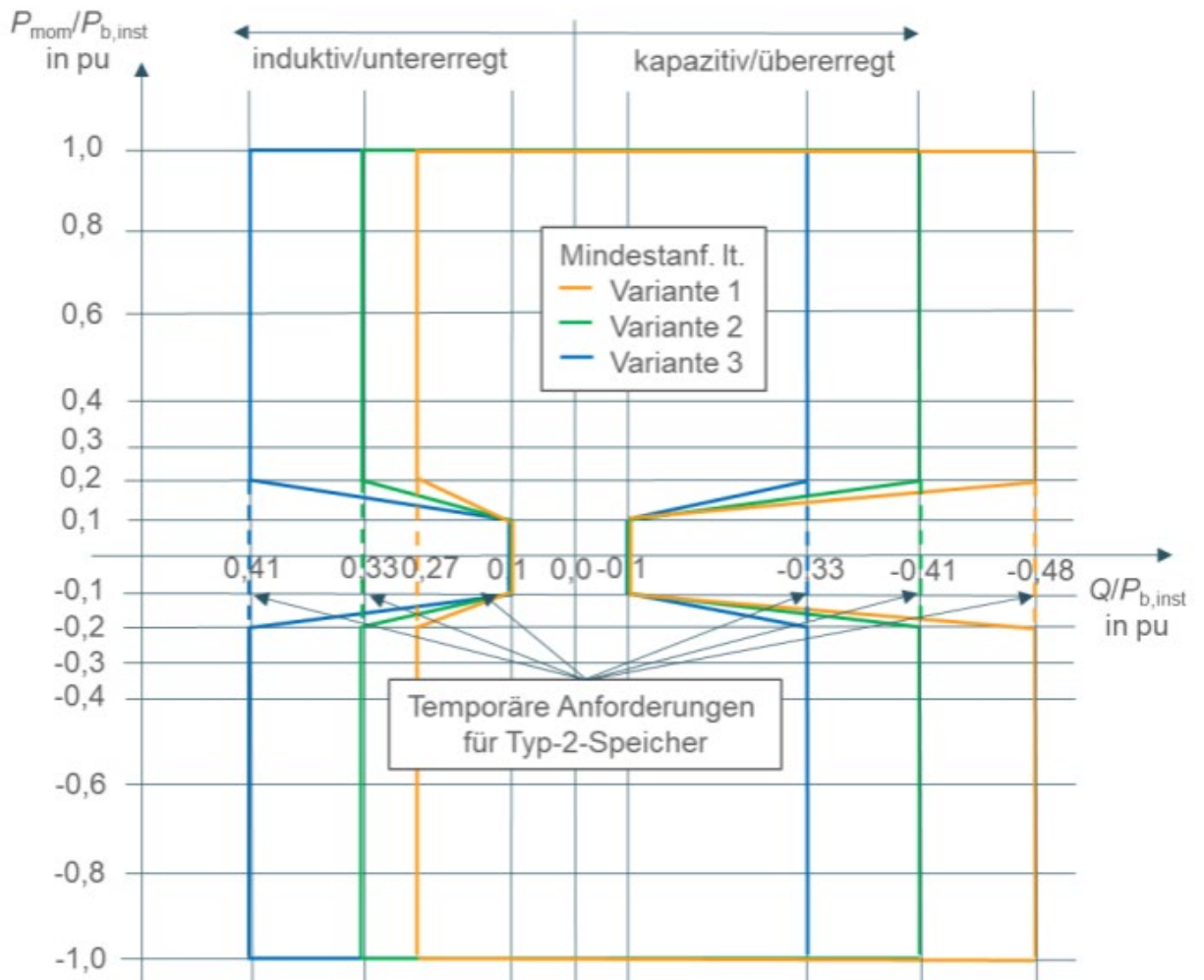
2.8. Nachweise und Studien

Die Nachweise und Studien werden von den ÜNB derzeit erarbeitet und nach Fertigstellung geeignet veröffentlicht. Bis zur Veröffentlichung weitergehender Informationen gelten übergangsweise die Anforderungen zu Nachweisen und Studien des relevanten Netzbetreibers.

¹ Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbauplan gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe c sowie Artikel 23 Absatz 4 Buchstabe c EU-VO 2017/2196

Blindleistungsanforderungen an Typ-2-Speicher

Die Anforderungen an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung des Speichers entsprechen der Variante X gemäß Kapitel 2.2 der Anlage ‚Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz‘ zu diesem Vertrag.



Systemautomatiken / EPC (Emergency Power Control)

- (1) Eine EPC-Funktion dient grundsätzlich dazu, den Wirkleistungsarbeitspunkt des Batteriespeichers in Abhängigkeit externer Netzereignisse automatisiert und entsprechend zuvor festgelegter Kriterien anzupassen.
- (2) Es sind mindestens die folgend aufgeführten Anforderungen zu erfüllen. Die technischen Details zur Ausgestaltung der EPC-Funktion sind mit Amprion projektspezifisch abzustimmen.
 - a. Verarbeitung von EPC-Signalen:
 - i. Batteriespeicher müssen durch Amprion bereitgestellte binäre Signale empfangen und verarbeiten können.
 - ii. Die Verarbeitungszeit vom Empfang des Signals bis zum Beginn der Wirkleistungsanpassung darf nicht länger als 100 ms betragen.
 - b. EPC-Module:
 - i. Es sind mindestens vier unabhängige EPC-Module, die jeweils ein EPC-Signal verarbeiten können, vorzusehen.
 - ii. EPC-Module müssen fernwirktechnisch aktiviert oder deaktiviert werden können. Nur aktivierte EPC-Module dürfen bei Eingang eines entsprechenden EPC-Signals eine Anpassung des Wirkleistungsarbeitspunktes veranlassen.
 - iii. EPC-Module müssen eine einstellbare Prioritätsnummer erhalten:
 - Sind mehrere EPC-Module aktiv geschaltet, so ist bei Eingang entsprechender EPC-Signale immer das EPC-Modul mit der höchsten Priorität auszuführen.
 - Es muss möglich sein, die gleiche Prioritätsnummer zu vergeben. In diesem Fall ist immer das jeweils zuletzt eingegangene EPC-Signal auszuführen und vorherige EPC-Signale sind aufzuheben.
 - Es muss möglich sein, zwischen EPC-Funktionen und anderen Modulationsfunktionen (z.B. frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung) zu priorisieren.
 - iv. Es ist ein separater Signaleingang für die Aufhebung aller EPC-Anforderungen vorzusehen.
 - c. EPC-Funktionen:
 - i. Die Änderung des Wirkleistungsarbeitspunktes ΔP muss in Stufen von mindestens 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung P_{AV} bis hin zu $2 \cdot P_{AV}$ einstellbar sein.
 - ii. Der Wirkleistungsarbeitspunkt muss auf einen zuvor definierten Wert änderbar sein.
 - iii. Die Wirkleistungsrampe $\Delta P/\Delta t$ muss in Stufen von 5% P_{AV}/s einstellbar sein. Für die maximal einzustellende Wirkleistungsrampe gilt: $2 \cdot P_{AV}/500ms$.
 - iv. Der durch die EPC-Funktion angeforderte Wirkleistungsarbeitspunkt muss mit einer Genauigkeit von mindestens 2 % eingestellt werden.

- v. Die EPC-Funktionen sind im Rahmen der Anlagenauslegung auszuführen und dürfen nicht zu einer Störung des Betriebs oder zu einer Anlagenabschaltung führen.

Schutzkonzept

**Anforderungen zu den Netzurückwirkungen –
Großbatteriespeicher der xxx mit Anschluss an die
UA xxx**

1.1 Allgemein

Der Kunde verpflichtet sich, den Betrieb des Batteriespeichers und weiteren Anlagen (im folgenden „Kundenanlage“ genannt) so zu führen, dass unzulässige Rückwirkungen auf das Netz der Amprion GmbH und störende Beeinflussung Dritter vermieden werden. Insbesondere ist die Kundenanlage so zu planen und zu betreiben, dass die nachstehenden Anforderungen am Beurteilungspunkt, dem xxx-kV-Anschluss in der UA xxx, eingehalten werden. Dabei erfolgt die Vorgabe von zulässigen Emissionsgrenzwerten (Abschnitt 1.3) für die jeweilige Kenngröße gemäß folgender Normen und Richtlinien:

- VDE-AR-N 4130: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)

Die Vorgaben sind durch einen rechnerischen Nachweis (Abschnitt 1.4) und eine Nachweismessung (Abschnitt 1.5) zu überprüfen. Für die Nachweismessung sind folgende Normen und Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung zu berücksichtigen:

- DIN EN 61000-4-7 (VDE 0847-4-7), Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Prüf- und Messverfahren - Allgemeiner Leitfadens für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten.
- DIN EN 61000-4-30 (VDE 0847-4-30), Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Prüf- und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität
- DIN EN 61000-4-15 (VDE 0847-4-15), Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Prüf- und Messverfahren - Flickermeter - Funktionsbeschreibung und Auslegungsspezifikation

Treten unzulässige Rückwirkungen auf, die auf die Kundenanlagen zurückzuführen sind, so hat der Kunde in seiner Anlage Maßnahmen zur Begrenzung der Rückwirkungen zu treffen.

1.2 Beurteilungspunkte

Für die Beurteilung der Netzzrückwirkungen der Kundenanlage sind in den entsprechenden Spannungsebenen die Beurteilungspunkte gemäß nachfolgendem schematischem Schaltbild zu betrachten.

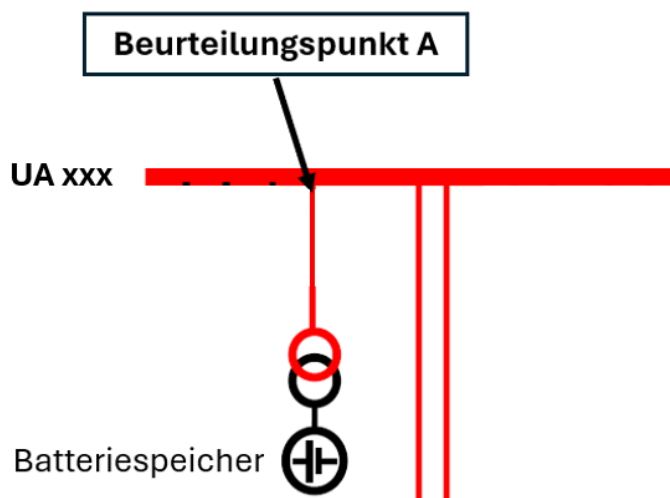


Abbildung 1: Schematisches Schaltbild der Kundenanlagen einschließlich Netzeinbindung

Tabelle 1: Beurteilungspunkte

Index	Bez.	Anschluss	U_n	S_A	$S_{t,HöS}$
A	xxx	UA xxx	xxx kV	xxx MVA	xxx MVA

1.3 Emissionsgrenzwerte

Wenn die Kundenanlage für eine bestimmte Netzzrückwirkung am Beurteilungspunkt eine beabsichtigte und dauerhafte positive Wirkung nachweisen kann, müssen diese in Abstimmung mit dem Anschlussgeber bei der Beurteilung nicht berücksichtigt werden.

Marginalkriterium: Emissionsgrenzwerte der harmonischen, zwischenharmonischen und supraharmischen Ströme kleiner als 0.1% des Bemessungsanlagenstroms können auf einen Wert von 0.1% des Bemessungsanlagenstroms erhöht werden.

1.3.1 Beurteilungspunkt A

Nachfolgend werden die Emissionsgrenzwerte für den Beurteilungspunkt A (s. Abbildung 1) nach den Anforderungen der VDE-AR-N 4130 festgelegt.

1.3.1.1 Schnelle Spannungsänderungen

Schnelle Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt sind auf $\Delta u_{max} \leq 2\%$ zu begrenzen. Die Bewertung erfolgt für die Normalschaltung des Höchstspannungsnetzes.

1.3.1.2 Flicker

Für den zulässigen Beitrag zur Flickerstärke durch die Kundenanlage gelten folgende Vorgaben:

Kurzzeit-Flickerstärke P_{stA} :

$$P_{stA} = \text{xxx}$$

Langzeit-Flickerstärke P_{ltA} :

$$P_{ltA} = \text{xxx}$$

1.3.1.3 Subharmonische

Subharmonische Frequenzen sollten nicht emittiert werden sowie bestehende subharmonische Anregungen nicht verstärkt werden, um Torsionsschwingungen an rotierenden Maschinen in der Nähe befindlicher Kraftwerke zu vermeiden.

1.3.1.4 Harmonische

Die aufgeführten Grenzwerte gelten für das 10-min-Aggregierungsintervall, welches üblicherweise die thermische Zusatzbeanspruchung ausdrückt. Im Rahmen des messtechnischen Nachweises (vgl. Abschnitt 1.5) kann auch die Bewertung des 3-s-Aggregierungsintervalls gefordert sein. Dafür ist der angegebene Grenzwert mit einem Faktor zu multiplizieren, welcher in Tabelle 9 aufgeführt ist.

Für die zulässigen harmonischen Ströme I_ν der Ordnungen $\nu = 2 \dots 40$ gelten unter Berücksichtigung des angegebenen Resonanzfaktors k_ν die Anforderungen gemäß folgender Tabelle.

Tabelle 2: Grenzwerte für harmonische Ströme

ν	k_ν	I_ν in A
2	xxx	xxx
3	xxx	xxx
4	xxx	xxx
5	xxx	xxx
6	xxx	xxx
7	xxx	xxx
8	xxx	xxx
9	xxx	xxx
10	xxx	xxx
11	xxx	xxx
12	xxx	xxx
13	xxx	xxx
14	xxx	xxx
15	xxx	xxx
16	xxx	xxx
17	xxx	xxx
18	xxx	xxx
19	xxx	xxx

ν	k_ν	I_ν in A
21	xxx	xxx
22	xxx	xxx
23	xxx	xxx
24	xxx	xxx
25	xxx	xxx
26	xxx	xxx
27	xxx	xxx
28	xxx	xxx
29	xxx	xxx
30	xxx	xxx
31	xxx	xxx
32	xxx	xxx
33	xxx	xxx
34	xxx	xxx
35	xxx	xxx
36	xxx	xxx
37	xxx	xxx
38	xxx	xxx

20	xxx	xxx

39	xxx	xxx
40	xxx	xxx

Für den zulässigen Beitrag der Kundenanlage zu den harmonischen Spannungen u_{vA} der Ordnungen $v = 2 \dots 40$ gelten die Anforderungen gemäß folgender Tabelle.

Tabelle 3: Grenzwerte für harmonische Spannungen

v	u_{vA} in %
2	xxx
3	xxx
4	xxx
5	xxx
6	xxx
7	xxx
8	xxx
9	xxx
10	xxx
11	xxx
12	xxx
13	xxx
14	xxx
15	xxx
16	xxx
17	xxx
18	xxx
19	xxx
20	xxx

v	u_{vA} in %
21	xxx
22	xxx
23	xxx
24	xxx
25	xxx
26	xxx
27	xxx
28	xxx
29	xxx
30	xxx
31	xxx
32	xxx
33	xxx
34	xxx
35	xxx
36	xxx
37	xxx
38	xxx
39	xxx
40	xxx

1.3.1.5 Zwischenharmonische

Die aufgeführten Grenzwerte gelten für das 10-min-Aggregierungsintervall, welches üblicherweise die thermische Zusatzbeanspruchung ausdrückt. Im Rahmen des messtechnischen Nachweises (vgl. Abschnitt 1.5) kann auch die Bewertung des 3-s-Aggregierungsintervalls gefordert sein. Dafür ist der angegebene Grenzwert mit einem Faktor zu multiplizieren, welcher in Tabelle 9 aufgeführt ist.

Für die zulässigen zwischenharmonischen Ströme der Ordnungen $\mu = 1 \dots 39$ gelten unter Berücksichtigung des angegebenen Resonanzfaktors k_{μ} die Anforderungen gemäß folgender Tabelle.

Tabelle 4: Grenzwerte für zwischenharmonische Ströme

μ	k_μ	I_μ in A
1	xxx	xxx
2	xxx	xxx
3	xxx	xxx
4	xxx	xxx
5	xxx	xxx
6	xxx	xxx
7	xxx	xxx
8	xxx	xxx
9	xxx	xxx
10	xxx	xxx
11	xxx	xxx
12	xxx	xxx
13	xxx	xxx
14	xxx	xxx
15	xxx	xxx
16	xxx	xxx
17	xxx	xxx
18	xxx	xxx
19	xxx	xxx
20	xxx	xxx

μ	k_μ	I_μ in A
21	xxx	xxx
22	xxx	xxx
23	xxx	xxx
24	xxx	xxx
25	xxx	xxx
26	xxx	xxx
27	xxx	xxx
28	xxx	xxx
29	xxx	xxx
30	xxx	xxx
31	xxx	xxx
32	xxx	xxx
33	xxx	xxx
34	xxx	xxx
35	xxx	xxx
36	xxx	xxx
37	xxx	xxx
38	xxx	xxx
39	xxx	xxx

Für den zulässigen Beitrag der Kundenanlage zu den zwischenharmonischen Spannungen der Ordnungen $\mu = 1 \dots 39$ gelten die Anforderungen gemäß folgender Tabelle.

Tabelle 5: Grenzwerte für zwischenharmonische Spannungen

μ	$u_{\mu A}$ in %
1	xxx
2	xxx
3	xxx
4	xxx
5	xxx
6	xxx
7	xxx
8	xxx

μ	$u_{\mu A}$ in %
21	xxx
22	xxx
23	xxx
24	xxx
25	xxx
26	xxx
27	xxx
28	xxx

9	xxx
10	xxx
11	xxx
12	xxx
13	xxx
14	xxx
15	xxx
16	xxx
17	xxx
18	xxx
19	xxx
20	xxx

29	xxx
30	xxx
31	xxx
32	xxx
33	xxx
34	xxx
35	xxx
36	xxx
37	xxx
38	xxx
39	xxx

1.3.1.6 Supraharmonische

Die aufgeführten Grenzwerte gelten für das 10-min-Aggregierungsintervall, welches üblicherweise die thermische Zusatzbeanspruchung ausdrückt. Im Rahmen des messtechnischen Nachweises (vgl. Abschnitt 1.5) kann auch die Bewertung des 3-s-Aggregierungsintervalls gefordert sein. Dafür ist der angegebene Grenzwert mit einem Faktor zu multiplizieren, welcher in Tabelle 9 aufgeführt ist.

Für die zulässigen supraharmonischen Ströme I_b bei den Frequenzen $b = 2.1 \dots 8.9$ kHz gelten unter Berücksichtigung des angegebenen Resonanzfaktors k_b die Anforderungen gemäß folgender Tabelle.

Tabelle 6: Grenzwerte für supraharmonische Ströme

b	k_b	I_b in A
2.1	xxx	xxx
2.3	xxx	xxx
2.5	xxx	xxx
2.7	xxx	xxx
2.9	xxx	xxx
3.1	xxx	xxx
3.3	xxx	xxx
3.5	xxx	xxx
3.7	xxx	xxx
3.9	xxx	xxx
4.1	xxx	xxx
4.3	xxx	xxx
4.5	xxx	xxx

b	k_b	I_b in A
6.1	xxx	xxx
6.3	xxx	xxx
6.5	xxx	xxx
6.7	xxx	xxx
6.9	xxx	xxx
7.1	xxx	xxx
7.3	xxx	xxx
7.5	xxx	xxx
7.7	xxx	xxx
7.9	xxx	xxx
8.1	xxx	xxx
8.3	xxx	xxx
8.5	xxx	xxx

4.7	xxx	xxx
4.9	xxx	xxx
5.1	xxx	xxx
5.3	xxx	xxx
5.5	xxx	xxx
5.7	xxx	xxx
5.9	xxx	xxx

8.7	xxx	xxx
8.9	xxx	xxx

Für den zulässigen Beitrag der Kundenanlage zu den supraharmonischen Spannungen für die Frequenzen $b = 2.1 \dots 8.9$ kHz gelten die Anforderungen gemäß folgender Tabelle.

Tabelle 7: Grenzwerte für supraharmonische Spannungen

b	u_{bA} in %
2.1	xxx
2.3	xxx
2.5	xxx
2.7	xxx
2.9	xxx
3.1	xxx
3.3	xxx
3.5	xxx
3.7	xxx
3.9	xxx
4.1	xxx
4.3	xxx
4.5	xxx
4.7	xxx
4.9	xxx
5.1	xxx
5.3	xxx
5.5	xxx
5.7	xxx
5.9	xxx

b	u_{bA} in %
6.1	xxx
6.3	xxx
6.5	xxx
6.7	xxx
6.9	xxx
7.1	xxx
7.3	xxx
7.5	xxx
7.7	xxx
7.9	xxx
8.1	xxx
8.3	xxx
8.5	xxx
8.7	xxx
8.9	xxx

1.3.1.7 Kommutierungseinbrüche

Sofern gesteuerte netzgeführte Stromrichter betrieben werden, sind die Kommutierungseinbrüche in ihrer Tiefe auf $d_{kom} = 3\%$ zu begrenzen.

1.3.1.8 Unsymmetrie

Für den zulässigen Gegensystemstrom gelten folgende Anforderungen:

$$I_{2A} = \text{xxx}$$

Der zulässige Beitrag der Kundenanlage zur Gegensystemspannung beträgt

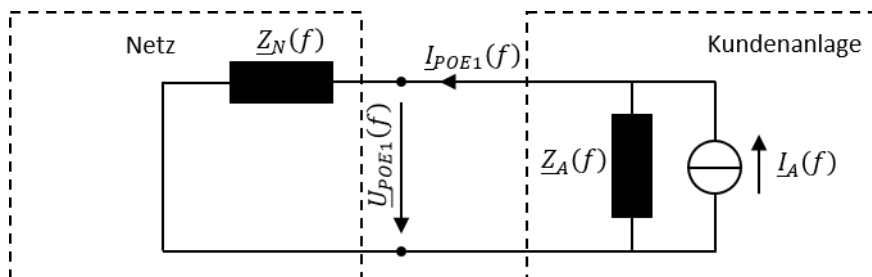
$$u_{2A} = \text{xxx}$$

1.4 Rechnerischer Nachweis

Für den rechnerischen Nachweis wird folgende Methodik empfohlen:

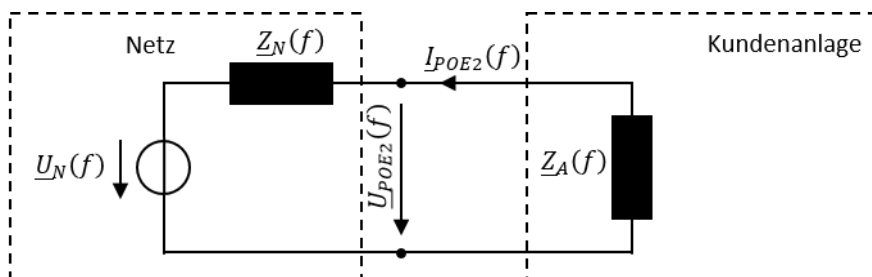
Schritt 1:

Zunächst wird die Kundenanlage für jede Harmonische, Zwischenharmonische und Supraharmonische als Stromquelle mit Impedanz betrachtet. Der resultierende Strom am Beurteilungspunkt (POE) verursacht einen entsprechenden Spannungsbeitrag über der frequenzabhängigen Netzimpedanz. Die Kundenanlage erfüllt die Anforderungen, wenn Strom und Spannung am beurteilungspunkt die vorgegebenen Grenzwerte nicht überschreiten.



Schritt 2:

Anschließend ist nachzuweisen, dass die frequenzabhängige Eingangsimpedanz der Kundenanlage zu keinen unerwünschten Resonanzen am Beurteilungspunkt führt. Anhand der vorhandenen Hintergrundpegel im Netz ist die Änderung der Spannung am Beurteilungspunkt durch den Anschluss der Kundenanlage zu überprüfen.



Die Kundenanlage erfüllt die Anforderungen, wenn nach Anschluss der Kundenanlage die Spannung am Beurteilungspunkt betragsmäßig kleiner oder gleich der Spannung vor Anschluss der Kundenanlage ist und der Strom den vorgegebenen Grenzwert einhält. Ergibt die

Berechnung, dass die Spannung nach Anschluss der Kundenanlage größer ist und der Strom den vorgegebenen Grenzwert einhält, erfüllt die Kundenanlage die Anforderung auch, wenn die Gesamtspannung gemäß folgender Gleichung den vorgegebenen Grenzwert nicht überschreitet:

$$U_{\text{ges}}(f) = \sqrt[\alpha]{|U_{\text{POE}2}(f) - U_{\text{N}}(f)|^\alpha + U_{\text{POE}1}(f)^\alpha}$$

Für den Summationsexponenten α ist der nach IEC TR 61000-3-6 gebräuchliche Wert zu verwenden.

Die erforderlichen Daten (z.B. Impedanzverläufe, Vormessungen zu Hintergrundpegeln, ...) können auf Anfrage bereitgestellt werden.

1.5 Nachweismessung

Die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte ist im Rahmen einer Nachweismessung nach Inbetriebnahme der Kundenanlage zu bewerten. Dabei sind die in Tabelle 8 aufgeführten Messgrößen mit dem zugehörigen Aggregierungsintervall zu berücksichtigen.

Tabelle 8: Aufzunehmende Messgrößen und Aggregierungsintervalle

Kenngroße	Messgröße	Aggregierungsintervalle
Harmonische (2.-40.)	U, I jeweils Betrag, Phase ¹	3s, 10min
	U, I jeweils Betrag, Phase ¹	3s, 10min
Zwischenharmonische (2.-40.)	U, I jeweils Betrag	3s, 10min
	U, I jeweils Betrag	3s, 10min
Supraharmonische (2-9 kHz)	U, I jeweils Betrag	3s, 10min
	U, I jeweils Betrag	3s, 10min
Flicker	U	10min (P _{st}), 2h (P _{lt})
Unsymmetrie	U, I jeweils Betrag	3s, 10min
Schnelle Spannungsänderungen	U	N.A.

¹ wünschenswerte Kenngroßen

Die Dauer der Messung beträgt in der Regel ein bis zwei Wochen, sodass möglichst viele charakteristische Betriebspunkte der Kundenanlage erfasst werden. Zur Bewertung von Spannungsbeiträgen der Kundenanlage muss zusätzlich ein geeigneter Messzeitraum ohne Betrieb der Kundenanlage aufgezeichnet werden.

Für die Messungen sind Power-Quality-Messgeräte, welche der Norm IEC 61000-4-30 Klasse A entsprechen zu verwenden. Für Harmonische und Zwischenharmonische sind die entsprechenden Untergruppen zu bestimmen. Die Messung Supraharmonischer im Frequenzbereich 2 kHz bis 9 kHz muss entsprechend dem in DIN EN 61000-4-7:2009, Anhang B definierten Verfahren in 200-Hz-Bändern erfolgen.

Bewertung der Messwerte:

Für die Beurteilung der Ströme für Harmonische, Zwischenharmonische, Supraharmonische und Unsymmetrie werden die aus den Messwerten bestimmten statistischen Maßzahlen direkt mit den Grenzwerten verglichen.

Für die Beurteilung von Spannungen für Harmonische, Zwischenharmonische, Supraharmonische, Unsymmetrie sowie die Flickerstärke ist der Beitrag der Kundenanlage zu bestimmen.

Zeigen die Messungen vor Inbetriebnahme keine vorhandenen Pegel für die betrachtete Spannungsqualitätskenngröße, entspricht der gemessene Wert dem Beitrag der Kundenanlage.

Existiert vor Inbetriebnahme der Kundenanlage für die betrachtete Spannungsqualitätskenngröße bereits ein Pegel E_{ohne} , ist die Differenz zwischen dem Pegel mit und ohne angeschlossene Kundenanlage $E_{\text{mit}} - E_{\text{ohne}}$ auf Basis geeigneter statistischer Maßzahlen zu bewerten. Ist die betragsmäßige Differenz negativ, hat die Kundenanlage keinen negativen Einfluss auf die betrachtete Spannungsqualitätskenngröße. Ist die betragsmäßige Differenz positiv, ist der Beitrag der Kundenanlage E_A unter Berücksichtigung des gemäß IEC TR 61000-3-6/-7/-13 empfohlenen Summationsexponenten gemäß

$$E_A = \sqrt[\alpha]{E_{\text{mit}}^\alpha - E_{\text{ohne}}^\alpha}$$

zu bestimmen und mit dem vorgegebenen Grenzwert zu vergleichen. Für den 3-Sekunden-Wert sind die 99%-Quantile für E_{mit} und E_{ohne} zu verwenden. Für den 10-Minuten-Wert sind die 95%-Quantile für E_{mit} und E_{ohne} zu verwenden.

Sollten sich keine oder Werte unterhalb der zulässigen Emissionsgrenzwerte zu den Harmonischen, Zwischenharmonischen und Supraharmonischen Spannungen ergeben, so kann in Abstimmung mit dem Anschlussgeber für die Stromqualitätskenngröße eine Überschreitung der vorgegebenen Grenzwerte akzeptiert werden.

Für Harmonische, Zwischenharmonische, Supraharmonische und Unsymmetrie wird zwischen langem und kurzen Aggregierungsintervall unterschieden. Die Grenzwerte in Abschnitt 1.3 gelten für das lange Aggregierungsintervall (10 Minuten). Für das kurze Aggregierungsintervall (3 Sekunden) werden die Grenzwerte mit einem kenngrößenspezifischen Faktor k multipliziert. Dieser ist gemeinsam mit den zu bewertenden Beobachtungszeiten und Quantilen in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 9: Bewertung für Harmonische, Zwischenharmonische, Supraharmonische und Unsymmetrie

Qualitätskenngröße	Langes Aggregierungsintervall		Kurzes Aggregierungsintervall	
	Beobachtungsintervall und Quantil	Beobachtungsintervall und Quantil	Beobachtungsintervall und Quantil	Faktor
Harmonische	95%-Quantil jeder Woche	99%-Quantil jedes Tages	99%-Quantil jedes Tages	$k = 1.3 + \frac{0,7}{45} \cdot (h - 5)$
Zwischenharmonische	95%-Quantil jeder Woche	99%-Quantil jedes Tages	99%-Quantil jedes Tages	$k = 1.3$

Supraharmonische	95%-Quantil jeder Woche	99%-Quantil jedes Tages	$k = 1.3$
Unsymmetrie	95%-Quantil jeder Woche	99%-Quantil jedes Tages	$k = 1.3$

Für die Kurzzeit-Flickerstärke dürfen die wochenweise gebildeten 95%-Quantile die vorgegebenen Grenzwerte nicht überschreiten und die tagesweise gebildeten 99%-Quantile die vorgegebenen Grenzwerte multipliziert mit dem Faktor 1.3 nicht überschreiten.

Für die Langzeit-Flickerstärke dürfen die wochenweise gebildeten 95%-Quantile die vorgegebenen Grenzwerte nicht überschreiten.

Alle Kommutierungseinbrüche und schnellen Spannungsänderungen im Messzeitraum dürfen die Grenzwerte nicht überschreiten

1.6 Störfestigkeitsanforderungen

Für die Bemessung der Störfestigkeit der Kundenanlage und ihrer Betriebsmittel sind nachfolgend aufgeführte maximale Pegel der Spannung zu berücksichtigen.

1.6.1 Schnelle Spannungsänderungen

Es gelten die Anforderungen gemäß VDE-AR-N 4130.

1.6.2 Flicker

Für die Kurzzeit- und Langzeitflickerstärke sind folgende Pegel zu berücksichtigen:

Kurzzeitflickerstärke: $P_{st} = 1$

Langzeitflickerstärke: $P_{lt} = 0.8$

1.6.3 Harmonische

Tabelle 10: Störfestigkeit gegenüber harmonischen Spannungen

v	HöS	HS	MS	NS
2	1.8%	2.1%	2.7%	3.0%
3	2.5%	3.0%	6.0%	7.5%
4	1.0%	1.2%	1.5%	1.5%
5	2.5%	3.0%	7.5%	9.0%
6	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
7	2.5%	3.0%	6.0%	7.5%
8	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
9	1.3%	1.5%	1.8%	2.3%
10	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
11	1.9%	2.3%	4.5%	5.3%
12	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
13	1.9%	2.3%	3.8%	4.5%
14	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
15	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
16	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
17	1.5%	1.8%	1.5%	3.0%

v	HöS	HS	MS	NS
21	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
22	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
23	1.1%	1.3%	1.0%	2.1%
24	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
25	1.0%	1.2%	1.0%	1.9%
26	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
27	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
28	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
29	1.0%	1.1%	1.0%	1.6%
30	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
31	1.0%	1.0%	1.0%	1.5%
32	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
33	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
34	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
35	1.0%	1.0%	1.0%	1.2%
36	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%

18	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
19	1.3%	1.6%	1.3%	2.6%
20	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%

37	1.0%	1.0%	1.0%	1.2%
38	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
39	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
40	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%

1.6.4 Zwischenharmonische

Für jede Zwischenharmonische der Kundenanlage und ihrer Betriebsmittel ist der Pegel von 1-% zu berücksichtigen.

1.6.5 Supraharmonische

Für jede Supraharmonische der Kundenanlage und ihrer Betriebsmittel ist der Pegel von 1-% zu berücksichtigen.

1.6.6 Unsymmetrie

Für die Unsymmetrie der Kundenanlage und ihrer Betriebsmittel ist der Pegel von 2-% zu berücksichtigen.

Isolationskoordination der Netztransformatoren bei Typ-2- Erzeugungsanlagen und -speichern

1 110-kV-Netztransformatoren

	Bemessungs- spannung [kV]	Prüfwechsel- spannung [kV]	Blitzstoßspan- nung (LI) [kV]	Abgeschnittene Blitzstoßspannu- ng (LIC) [kV]	Schaltstoßspa- nnung (SI) [kV]
Oberspannungsseitiger Anschluss	123	230	550	605	-
Oberspannungsseitiger Sternpunkt	123	230	550	605	-

2 220-kV- Netztransformatoren

	Bemessungs- spannung [kV]	Prüfwechsel- spannung [kV]	Blitzstoßspan- nung (LI) [kV]	Abgeschnittene Blitzstoßspannu- ng (LIC) [kV]	Schaltstoßspa- nnung (SI) [kV]
Oberspannungsseitiger Anschluss	245	460	1.050	1.155	850
Oberspannungsseitiger Sternpunkt	123	230	550	605	-

3 380-kV- Netztransformatoren

	Bemessungs- spannung [kV]	Prüfwechselsp- annung [kV]	Blitzstoßspan- nung (LI) [kV]	Abgeschnittene Blitzstoßspannu- ng (LIC) [kV]	Schaltstoßsp- annung (SI) [kV]
Oberspannungsseitiger Anschluss	420	630	1.425	1.570	1.050
Oberspannungsseitiger Sternpunkt	123	230	550	605	-

Datenkommunikation bei Typ-2-Speichern

1 Technische Einrichtungen

1.1 Eigentumsgrenze und Zuständigkeiten

- (1) Die Eigentumsgrenzen der Sekundär- und Nachrichtentechnik sind in der Anlage „Eigentumsgrenzen“ zu diesem Vertrag festgelegt.
- (2) Die Zuständigkeiten im Zusammenhang mit der Beschaffung, Errichtung und Inbetriebnahme sämtlicher für die Nachrichtentechnik notwendiger Einrichtungen (z.B. Kabelinfrastruktur, aktive Komponenten, Wandler, etc.) sind im Rahmenvertrag über die Herstellung eines Netzanschlusses geregelt.
- (3) Der Kunde stellt sicher, dass seine sekundärtechnischen Anlagen die in Ziffer 1.5 definierten Schnittstellen zur Verfügung stellen.

1.2 Wartung und Betriebsverantwortung

- (1) Der Kunde ist für die Wartung und Instandhaltung der sich in seinem Besitz befindlichen Komponenten über die gesamte Betriebsdauer des Speichers zuständig.
- (2) Der Kunde ist verpflichtet die notwendigen Software- bzw. Firmwareupdates auf den eigenen Schutzgeräten durchzuführen.
- (3) Bei Updates von Komponenten auf Seiten von Amprion ist der Kunde verpflichtet die eigenen Komponenten auf seine Kosten entsprechend upzudaten. Amprion wird den Kunden hierüber frühzeitig informieren.

1.3 Datenanbindung

Die Redundanz der LWL-Verbindungen ist durch den Kunden gemäß einer der beiden in Ziffer 3 beschriebenen Varianten auszuführen.

1.4 Zugang zum LWL-Außenverteiler

Zu dem LWL-Außenverteiler ist ein jederzeitiger, unabhängiger und freier Zutritt sowohl für den Kunden als auch für Amprion zu ermöglichen.

1.5 Schnittstellen

Für die technische sowie die sprachdienstliche Kommunikation werden verschiedene Kommunikationsschnittstellen unterschieden:

S1	<p>Verbindung(en) zwischen der oder den netzseitigen Stationen und des Speichers (Prozessankopplung, seriell IEC 60870-5-101), Protokollausprägung nach Vorgabe Amprion, in Ausnahmefällen auch breitbandig, Abstimmung erfolgt projektspezifisch.</p> <p><i>Hinweis: Die S1-Schnittstelle, z.B. PAE, ist im Standard keine ausfallsichere Schnittstelle. Somit dürfen Informationen von dieser Schnittstelle, z.B. Leistungsschalterrückmeldungen oder Messwerte, nicht für die Regelung des Speichers verwendet werden. Informationen, die für die Regelung des Speichers verwendet werden, sind gesichert über die S3 Schnittstelle, z.B AV-Kanäle (SWT), zur Verfügung zu stellen.</i></p>
S2	<p>Geräte- und kabelredundante Verbindungen zwischen dem Speicher und der netzführenden Stelle der Amprion über seriell IEC 60870-5-101 asynchron; keine Verbindung über Netzwerkprotokolle zulässig; Protokollausprägung nach Vorgabe Amprion. Die Baudrate beträgt 9600 oder 19200 Bit/s bei einer V.24 Schnittstelle.</p>
S3	<p>Auslöseverständigung zwischen netzseitiger Station und Speicher. Die Ausprägung der Geräte- u. Wegeredundanz ist einzelfallbezogen festzulegen.</p>
S4	<p>Telefonverbindung zwischen dem Speicher und den netzführenden Stellen der Amprion: Die notwendigen Einrichtungen inkl. Endgerät zur Sprachkommunikation vom Übergabepunkt des Nachrichtennetzes von Amprion oder vom öffentlichen Telefonnetz bis zum Standort des Endgeräts in dem Speicher sowie die hierzu notwendigen betrieblichen Aufwendungen fallen in den Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers.</p> <p>Die Sprachkommunikation zwischen dem Speicher und den netzführenden Stellen der Amprion muss auch bei Ausfall der öffentlichen Telefonnetze (Mobilfunk- und Festnetze) gewährleistet sein. Hier bietet sich insbesondere das Nachrichtennetz der Amprion an. Zusätzlich ist auch eine satellitengestützte Kommunikationsanbindung zur betriebsführenden Stelle des Speichers bereitzustellen (siehe Maßnahmenkatalog Netzwiederaufbau).</p> <p>Grundsätzlich muss die Kommunikation zwischen den betriebsführenden Stellen des Speichers</p> <p>und den netzführenden Stellen der Amprion unbesetzbar und permanent erreichbar sein.</p>
S5	<p>Optionale Verbindungen zwischen den Hauptschaltleitwarte (HSL)-Standorten und dem Anlagenbetreiber (seriell IEC 60870-5-101 asynchron (keine Verbindung über Netzwerkprotokolle zulässig, Protokollausprägung nach Vorgabe Amprion).</p>

2 Informationsaustausch

Im Folgenden werden die auszutauschenden Datentypen beschrieben, die insbesondere für die Kommunikation S1-S5 zugrunde gelegt werden. Eine vollumfängliche, projektspezifische Ausprägung erfolgt basierend hierauf im Rahmen des Netzführungsvertrages:

2.1 Vom Kunden an Amprion

a. Schalterstellungen (spontane unverzügliche Übertragung)

Für jede Speichereinheit und für Teile des Netzes, die zu dem Speicher gehören und für die Netz- und Systemführung erforderlich sind z.B.:

- Leistungsschalter
- Leitungstrennschalter
- Erdungstrennschalter
- Stufenstellung des Netztransformators
- Sternpunkterdungsschalter des Netztransformators
- Schalterstellung/en des Eigenbedarf-Anschlusses

☞ *Übertragung über die Schnittstellen S1 und S2*

b. Warn- und Zustandsmeldungen (spontane unverzügliche Übertragung) z.B.

- Leistungsschalter Auslösung (LS aus)

☞ *Übertragung über die Schnittstellen S1 und S2*

c. Schutzinformationen (Übertragung echtzeitnah) z.B.

- Über eine Auslöseverständigung von und zur Gegenstation. Die Ausprägung der Geräte- und Wegeredundanz ist einzelfallbezogen festzulegen.

☞ *Übertragung über die Schnittstelle S3*

d. Messwerte der aktuellen Fahrweise (Übertragung im 3-Sekunden-Zyklus), auszugsweise:

- Momentaner Ladezustand bzw. Energieinhalt des Batteriespeichers
- ober- und/ oder unterspannungsseitige Spannung am Netztransformator (falls Messung vorhanden)
- Wirk- und Blindleistung, ober- und unterspannungsseitig am Netztransformator

☞ *Übertragung über die Schnittstellen S1 und S2*

e. Betriebszustand der fernwirktechnischen Systeme

☞ *Übertragung über die Schnittstelle S2*

f. Textmeldungen

Übertragung über die Schnittstelle S2

g. Anwenderquittierungen

☞ *Übertragung über die Schnittstelle S2*

h. Durchführungsquittierungen (Fernwirktechnik)

☞ *Übertragung über die Schnittstelle S1 und S2*

i. Zustandsinformationen (leittechnisch oder manuell generiert), auszugsweise:

- Verfügbarkeit des Speichers
- Primärregelung (Statik)
- Sollwertführung
- Minimal beanspruchbare Netto-Leistung (jeweils getrennt für Lade-/Entladebetrieb)
- Maximal beanspruchbare Netto-Leistung (jeweils getrennt für Lade-/Entladebetrieb)
- Momentan eingestellter Lastgradient (jeweils getrennt für Lade-/Entladebetrieb)
- Momentane Lade- bzw. Entladekapazität (elektrische Arbeit) Aktuell eingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung
- Aktuell eingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

➔ *Übertragung über die Schnittstelle S2*

Des Weiteren sind über den unter 2.1 beschriebenen Umfang Echtzeitdaten gemäß der Umsetzung der Guideline on System Operation (SO GL, Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02. August 2017) Artikel 40 Absatz 7, analog der beschriebenen Datentypen zyklisch und spontan bereitzustellen. Hierzu haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) SO GL-Implementierungsvorschriften auf der Internetseite www.netztransparenz.de veröffentlicht.

Gleiches gilt für weitere Echtzeitdaten (analog der beschriebenen Datentypen zyklisch und spontan), die gemäß Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatchmaßnahmen der Bundesnetzagentur (Az. BK6-20-061) erhoben werden.

2.2 Von Amprion an den Kunden

Bei Bedarf können auf Anfrage folgende Datentypen bereitgestellt werden:

a. Schalterstellungen soweit sie für den Betrieb des Speichers erforderlich sind (spontane unverzügliche Übertragung)

- Schalterstellungen des Einspeiseschaltfeldes (soweit vorhanden), z.B.:
 - Leitungstrennschalter bzw. Feldtrennschalter
 - Leitungserdungstrennschalter
 - Umgehungsschienentrennschalter
 - Leistungsschalter
 - Felderdungstrennschalter
 - Sammelschienentrennschalter

➔ *Alle oben angegebenen Informationen werden über die Schnittstelle S1, oder zur Information über die Schnittstelle S2 übertragen*

b. Warn- und Zustandmeldungen (spontane unverzügliche Übertragung) z.B.:

- Schutzauslösung Anschlussleitung
- Auslösung Leistungsschalter der Anschlussleitung im Einspeiseschaltfeld auf Aus-Kommando des Speichers
- Auslösung Sammelschienenschutz in der Einspeiseschaltanlage

- ➔ *Alle oben angegebenen Informationen werden über die Schnittstelle S1, oder zur Information teilweise über die Schnittstelle S2 übertragen*
- c. Meldungen per Auslöseverständigung (spontane Übertragung echtzeitnah, d.h. Übertragungszeit ca. 10 ms) z.B.:
- Schutz-Auskommando
 - LS-AUS-Meldung (oder andere Meldung)
- ➔ *Übertragung über die Schnittstelle S3¹*
- d. Messwerte aus dem Einspeiseschaltfeld (Übertragung im 3-Sekunden-Zyklus) z.B.:
- Wirk- und Blindleistung
 - Spannung
- ➔ *Übertragung über die Schnittstelle S1 und/ oder S2 , optional S5*
- e. Sollwerte für die Sekundärregelreserve im ungestörten Netzbetrieb
- Insbesondere gelten bei Erbringung von Sekundärregelreserve die jeweils gültigen IT-Anforderungen zur Präqualifikation für die Sekundärregelreserve, die auf der Internetseite www.regelleistung.net veröffentlicht sind.
- ➔ *Übertragung über die Schnittstelle S2 oder optional S5*
- f. Telefonische Anweisungen (kein Datenaustausch), z.B.:
- Erfordernis Redispatch
 - Schaltgespräche zur Netzführung am Netzanschlusspunkt
- ➔ *Übertragung über die Schnittstelle S4*
- g. Textbefehle² mit und ohne Anwenderquittierungen
- ➔ *Übertragung über die Schnittstelle S2, optional auch S5*
- h. Sollwertstellbefehle Wirk- und Blindleistung, auszugsweise:
- Direkter Sollwertstellbefehl (wirkt direkt auf den Anlagenprozess)
 - Indirekter Sollwertstellbefehl (wird zum Leitstand übertragen und nach Möglichkeit manuell nachgefahren)
 - Vorgabe des zulässigen Leistungsgradienten (jeweils für Lade/Entladebetrieb)
 - Vorgabe einer maximalen Lade- bzw. Entladeleistung
 - Vorgabe des Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung
- ➔ *Übertragung über die Schnittstelle S2*
- i. Betriebszustand der fernwirktechnischen Systeme (optional)
- ➔ *Übertragung über die Schnittstelle S2*

¹ Hinweis: Bei Bedarf nach mehr als einer echtzeitnahen Prozessmeldung sind zusätzliche SWT-Kanäle einzurichten

² Die konkreten Inhalte der Textmeldungen / Textbefehle werden zwischen Amprion und dem Kunden zu einem späteren Zeitpunkt, jedoch rechtzeitig zur Inbetriebnahme des Speichers, z.B. im Rahmen des Abschlusses eines Netzführungsvertrages, abgestimmt.

3 Redundanzkonzept Speicher

Bei Speichern sind die folgenden Redundanzkonzepte zulässig. Vorliegend haben die Vertragspartner sich auf die Umsetzung der Variante X geeinigt.

Variante 1: Fernwirktechnisches System in einfacher Auslegung in dem Speicher

Das fernwirktechnische System im Speicher wird in einfacher Auslegung betrieben. Das heißt, dass die geräte- und kabelredundanten Verbindungen S2.1 und S.2.2 zum gleichen System aufgebaut werden. Die Daten zur HSL werden hierbei parallel über beide Verbindungen gesendet. Die Datenweiterleitung in das HSL-Leitsystem erfolgt nur vom prozessführenden System.

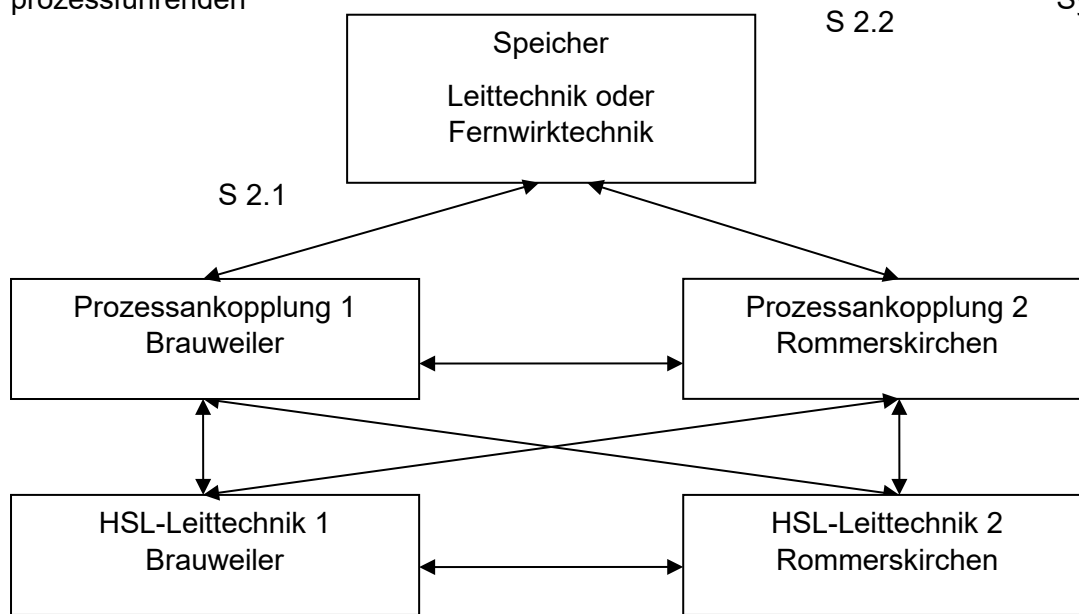


Bild 1: Variante 1, Fernwirktechnisches System in einfacher Auslegung in dem Speicher

Variante 2: Fernwirktechnische Systeme in redundanter Auslegung in dem Speicher (zwingend für schwarzstartfähige Speicher)

Die fernwirktechnischen Systeme im Speicher werden in redundanter Auslegung betrieben. Hieraus folgt, dass die Verbindungen S.2.1 und S.2.2 zu unterschiedlichen Systemen aufgebaut werden. Die Daten zur HSL müssen parallel über beide Verbindungen gesendet werden. Bei dieser Variante ist eine automatische Umschaltung zwischen den Systemen, in Abhängigkeit vom Betriebszustand der HSL-Systeme, zu realisieren, so dass nach Möglichkeit immer mit dem prozessführenden System der HSL kommuniziert wird. Der Betriebszustand der Systeme der Erzeugungsanlage ist an die HSL-Systeme zu übermitteln.

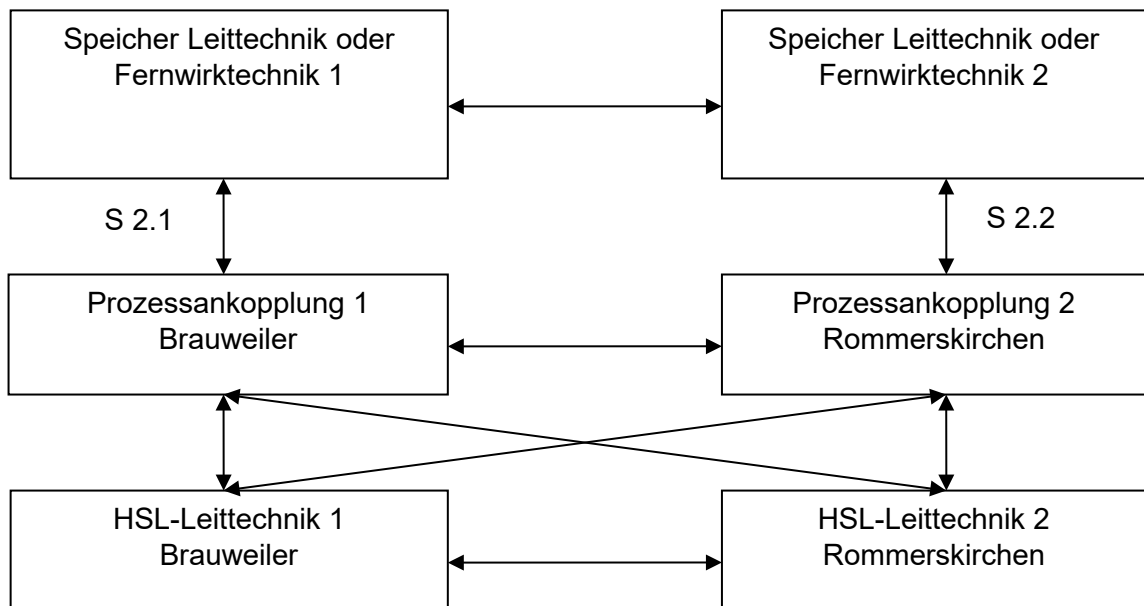


Bild 2: Variante 2, Fernwirktechnisches System in redundanter Auslegung in dem Speicher

Umfang der Abnahmeprüfungen bei Typ-2-Speichern

1 Allgemeines

- (1) Prüfungen bei der erstmaligen Inbetriebnahme des Speichers und soweit erforderlich und abgestimmt, nach wesentlichen technischen Modifikationen an dem Speicher gemäß Ziffer 3.1 des Netzanschlussvertrages.
- (2) Allgemeine Anforderungen an das Nachweisverfahren sind nach Ziffer 11.2 TAR HöS für die Erzeugungseinheit, Ziffer 11.3 TAR HöS für die weiteren Komponenten des Speichers sowie Ziffer 11.4 TAR HöS für den Speicher selbst, einzuhalten. Die Nachweiserbringung erfolgt auf Basis der FGW TR8.
- (3) Der Anlagenbetreiber stellt die Unterlagen zur Inbetriebnahme (IBN)-Programm bereit:
 - a. Bereitstellung der IBN-Programme im Vorfeld der praktischen Prüfungen
 - b. Bereitstellung der IBN-Prüfberichte des Herstellers im Nachgang zu den IBN-Programmen
 - c. Bereitstellung der Ergebnisberichte der Sekundärprüfungen (Schutz der Erzeugungseinheiten) des Herstellers
- (4) Dokumentation des Schutzkonzeptes der EZA ist nachzuweisen
- (5) Prüfung der Speicher-Regelung bezüglich der stabilitätsrelevanten Aspekte bei der Inbetriebnahme versuchen am Netzanschlusspunkt u.a.:
 - a. Sollwertsprünge Spannungsregler
 - b. Stufung des Netztransformators: Durchfahren des Stellbereichs der Stufensteller (s. auch Blindleistungsabgabe)
- (6) Die Anforderungen für den Nachweis bezüglich Netzurückwirkungen am Netzanschlusspunkt sind gemäß Ziffer 11.2.2 und 11.4.7 TAR HöS zu erfüllen.
- (7) Bei der Inbetriebnahme sind die Anforderungen gemäß Ziffer 11.5 TAR HöS zu erfüllen.
- (8) Es erfolgt eine Funktionskontrolle des Signalaustausches (Schutz, Messwerte, Schalterstellungsanzeigen, etc.) im vereinbarten Umfang.
- (9) Überprüfung des vorschriftsmäßigen Zustands der Höchstspannungsanlagen im Eigentum des Kunden, insofern dies der Vorbeugung nicht tolerierbarer Netzurückwirkungen dient.

2 Modelle

Die Anforderungen an die Verwendung und Validierung von Simulationsmodellen sind gemäß Ziffern 11.2.6 und 11.3.6 TAR HöS zu erfüllen. Die Modelle werden geeignet dokumentiert und Amprion zur Verfügung gestellt. Die Simulationsumgebung (Software) ist mit Amprion abzustimmen.

Darüber hinaus sind die im Netzanschlussvertrag beschriebenen Anforderungen an die EMT – Modelle entsprechend Kapitel 6.2 einzuhalten.

3 Simulationsstudien

- a. Das stationäre und dynamische Verhalten des Speichers ist durch Simulationsstudien aufzuzeigen und die Erfüllung der Anforderungen am NAP entsprechend NAV ist auf Basis dieser Simulationsstudien gegenüber Amprion nachzuweisen. Die Nachweiserbringung muss grundsätzlich entsprechend Kapitel 11 TAR HöS und der FGW TR8 erfolgen. Darüber hinaus sind die im folgenden genannten Simulationsstudien durchzuführen.
- b. Studie zum Nachweis des stationären und dynamischen Anlagenverhaltens am NAP:
Hinweis: Das Anlagenverhalten am NAP muss mit einem vollständigen EMT – Modell nachgewiesen werden, wobei die unter Kapitel 2 genannten Anforderungen für das EMT-Modell gelten
- i. Nachweis des vereinbarten Wirk- und Blindleistungsarbeitsbereichs (Durchführung: Kunde)
 - ii. Wirkleistungsregelung (Durchführung: Kunde)
 1. Arbeitspunktanpassungen innerhalb des Betriebsdiagramms des Speichers mit den geforderten Wirkleistungsgradienten (Begrenzungen entsprechend 4ÜNB Positionspapier)
 2. Wirkleistungsanpassung in Abhängigkeit der Frequenz mit den geforderten Wirkleistungsgradienten
 - a. Positive und negative Frequenzsprünge
 - b. Positive und negative Frequenzrampen
 3. Nachweis der Primärregelfähigkeit
 - iii. Blindleistungsregelung (Durchführung: Kunde)
 1. Blindleistungsregelung auf festen Sollwert (Regelungsmodus 1)
 2. Spannungsabhängige Blindleistungsregelung Q(U) mit einstellbarer Statik (Regelungsmodus 2)
 3. Verhalten des Speichers bei absinkender und ansteigender Netzspannung in Abhängigkeit des Regelungsmodus
 - iv. FRT-Verhalten (Durchführung: Kunde)
 1. Symmetrische Kurzschlüsse am/nahe NAP mit unterschiedlichen Restspannungen
 2. Unsymmetrische Kurzschlüsse inklusive AWE am NAP mit unterschiedlichen Restspannungen
 - v. Nachweis der Widerstandsfähigkeit gegen RoCoF (Durchführung: Kunde)
 - vi. Nachweis der Momentanreservebereitstellung im Fall der Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve (Durchführung: Kunde)
 - vii. Nachweis der netzbildenden Eigenschaften (Durchführung: Kunde)
 1. Momentanreservebeitrag bei Winkelsprüngen und Frequenzgradienten (siehe auch Punkt v.)
 2. Stabiles Anlagenverhalten (Frequenz- und Spannungsregelung) bei Übergang in ein Teilnetz/Inselnetz (passive Last, geregelte Last)

3. Stabiles Anlagenverhalten (Frequenz- und Spannungsregelung) bei Änderung der netzseitigen Kurzschlussleistung (Änderung Kurzschlussleistungsverhältnis 100 → 0,25)
 - viii. Sofern gefordert: Nachweis EPC-Funktionalität (Durchführung: Kunde)
- c. SSTI – Studie (Durchführung: Kunde)
 - i. Auf Anforderung von Amprion muss ein Nachweis erbracht werden, dass der Speicher Torsionsschwingungen naher Kraftwerksblöcke nicht anregt bzw. nicht verstärkt. Zu betrachtende Kraftwerksblöcke werden von Amprion vorgegeben.
- d. Harmonische und Oberschwingungen (Durchführung: Kunde)
 - i. Nachweis, dass die zulässigen Oberschwingungspegel am NAP eingehalten werden (stationäre Oberschwingungsstudie)
 - ii. Ggf. Nachweis der harmonischen Stabilität
- e. Passivität (Durchführung: Kunde)
 - i. Nachweis der Passivität im subsynchronen Frequenzbereich entsprechend 4ÜNB Anforderungspapier (positiver Realteil der frequenzabhängigen Anlagenimpedanz aus Sicht des NAP)
 - ii. Nachweis der Passivität im supersynchronen Frequenzbereich entsprechend 4ÜNB Anforderungspapier (positiver Realteil der frequenzabhängigen Anlagenimpedanz aus Sicht des NAP)
- f. POD (Power Oscillation Damping) (Durchführung: Kunde)
 - i. Nachweis der dämpfenden Eigenschaften durch eine geeignete Wirkleistungsmodulation in dem spezifizierten Frequenzbereich
 - ii. Nachweis, dass die POD Funktion außerhalb des spezifizierten Frequenzbereichs die Wirkleistung nicht / nur vernachlässigbar moduliert

Hinweis: Die Details der durch die Simulationsstudien zu erbringenden Nachweise (Testmatrix für Fehlerszenarien, Netzbedingungen, etc.) sind mit Amprion abzustimmen / werden durch Amprion vorgegeben und werden geeignet dokumentiert.

4 Zyklisch wiederkehrende Prüfungen

Jeder Vertragspartner prüft nach seinem Ermessen die Funktionalität des Schutzes für die in seinem Eigentum stehenden Anlagen und Betriebsmittel. Sofern für den Schutz der eigenen Anlagen und Betriebsmittel Funktionalitäten des Schutzes des anderen Vertragspartners betroffen sind (z.B. Schnittstellenprüfungen) oder Betriebsmittel des anderen Vertragspartners in Anspruch genommen werden, führen die Vertragspartner die Prüfung gemeinsam durch.

Eine Schutzprüfung beinhaltet insbesondere:

- g. Überprüfung bzw. Verifikation der Eingangsmessgrößen
- h. Überprüfung der Anrege- und Auslösekennlinien
- i. Überprüfung aller binären Ein- und Ausgänge in ihrer Funktion
- j. Auslöseprüfung durch Ausgabe eines Auskommandos an den Leistungsschalter und ggf. Auslöseverständigung
- k. Schnittstellenüberprüfung (serielle Anbindung, ggf. parallele Anbindung) vor allem der Störungsmeldung

Ansprechpartner der Amprion

Mitteilungen an Amprion sind zu richten an folgende Adresse:

**Mitteilungen zu Ziffer 3 „Abnahme der Anforderungen an die Erzeugungsanlage“
des Vertrages sind zu senden an:**

Ansprechpartner des Kunden

Mitteilungen an den Kunden sind zu richten an folgende Adresse:

§ 18 NAV

Haftung bei Störungen der Anschlussnutzung

(1) Soweit der Netzbetreiber für Schäden, die ein Anschlussnutzer durch Unterbrechung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Anschlussnutzung erleidet, aus Vertrag, Anschlussnutzungsverhältnis oder unerlaubter Handlung haftet und dabei Verschulden des Unternehmens oder eines Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen vorausgesetzt wird, wird

1. hinsichtlich eines Vermögensschadens widerleglich vermutet, dass Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit vorliegt,
2. hinsichtlich der Beschädigung einer Sache widerleglich vermutet, dass Vorsatz oder Fahrlässigkeit vorliegt.

Bei Vermögensschäden nach Satz 1 Nr. 1 ist die Haftung für sonstige Fahrlässigkeit ausgeschlossen.

(2) Bei weder vorsätzlich noch grob fahrlässig verursachten Sachschäden ist die Haftung des Netzbetreibers gegenüber seinen Anschlussnutzern auf jeweils 5 000 Euro begrenzt. Die Haftung für nicht vorsätzlich verursachte Sachschäden ist je Schadensereignis insgesamt begrenzt auf

1. 2,5 Millionen Euro bei bis zu 25 000 an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
2. 10 Millionen Euro bei 25 001 bis 100 000 an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
3. 20 Millionen Euro bei 100 001 bis 200 000 an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
4. 30 Millionen Euro bei 200 001 bis einer Million an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
5. 40 Millionen Euro bei mehr als eine Million an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern.

In diese Höchstgrenzen werden auch Schäden von Anschlussnutzern in vorgelagerten Spannungsebenen einbezogen, wenn die Haftung ihnen gegenüber im Einzelfall entsprechend Satz 1 begrenzt ist.

(3) Die Absätze 1 und 2 sind auch auf Ansprüche von Anschlussnutzern anzuwenden, die diese gegen einen dritten Netzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 27 des Energiewirtschafts-gesetzes aus unerlaubter Handlung geltend machen. Die Haftung dritter Netzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 27 des Energiewirtschaftsgesetzes ist je Schadensereignis insgesamt begrenzt auf das Dreifache des Höchstbetrages, für den sie nach Absatz 2 Satz 2 eigenen Anschlussnutzern gegenüber haften. Hat der dritte Netzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 27 des Energiewirtschaftsgesetzes keine eigenen an das Netz angeschlossenen Anschluss-nutzer im Sinne dieser Verordnung, so ist die Haftung insgesamt auf 200 Millionen Euro begrenzt. In den Höchstbetrag nach den Sätzen 2 und 3 können auch Schadensersatz-ansprüche von nicht unter diese Verordnung fallenden Kunden einbezogen werden, die diese gegen das dritte Unternehmen aus unerlaubter Handlung geltend machen, wenn deren Ansprüche im Einzelfall entsprechend Absatz 2 Satz 1 begrenzt sind. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, seinen Anschlussnutzern auf Verlangen über die mit der Schadensverursachung durch einen dritten Netzbetreiber im Sinne des § 3 Nr. 27 des Energiewirtschaftsgesetzes zusammenhängenden Tatsachen insoweit Auskunft zu geben, als sie ihm bekannt sind oder von ihm in zumutbarer Weise aufgeklärt werden können und ihre Kenntnis zur Geltendmachung des Schadensersatzes erforderlich ist.

(4) Bei grob fahrlässig verursachten Vermögensschäden ist die Haftung des Netzbetreibers, an dessen Netz der Anschlussnutzer angeschlossen ist, oder eines dritten Netzbetreibers, gegen den der Anschlussnutzer Ansprüche geltend macht, gegenüber seinen Anschlussnutzern auf jeweils 5 000 Euro sowie je Schadensereignis insgesamt auf 20 vom Hundert der in Absatz 2 Satz 2 sowie Absatz 3 Satz 2 und 3 genannten Höchstbeträge begrenzt. Absatz 2 Satz 3 sowie Absatz 3 Satz 1, 4 und 5 gelten entsprechend.

(5) Übersteigt die Summe der Einzelschäden die jeweilige Höchstgrenze, so wird der Schadensersatz in dem Verhältnis gekürzt, in dem die Summe aller Schadensersatzansprüche zur Höchstgrenze steht. Sind nach Absatz 2 Satz 3 oder nach Absatz 3 Satz 4, jeweils auch in Verbindung mit Absatz 4, Schäden von nicht unter diese Verordnung fallenden Kunden in die Höchstgrenze einbezogen worden, so sind sie auch bei der Kürzung nach Satz 1 entsprechend einzubeziehen. Bei Ansprüchen nach Absatz 3 darf die Schadensersatzquote nicht höher sein als die Quote der Kunden des dritten Netzbetreibers.

(6) Die Ersatzpflicht entfällt für Schäden unter 30 Euro, die weder vorsätzlich noch grob fahrlässig verursacht worden sind.

(7) Der geschädigte Anschlussnutzer hat den Schaden unverzüglich dem Netzbetreiber oder, wenn dieses feststeht, dem ersatzpflichtigen Unternehmen mitzuteilen.

§ 25a StromNZV

Haftung bei Störungen der Netznutzung

§ 18 der Niederspannungsanschlussverordnung gilt entsprechend.